


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

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри


(підпис) (ініціали, прізвище)

“18” листопада 2018 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

на тему: Районна електрична мережа 110 кВ

та побудова функцій оптимальних витрат для ліній електропередавання

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕС-72мп
(шифр групи)

Ковальчук Віталій Валерійович
(прізвище, ім'я, по батькові)


(підпис)

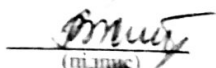
Науковий керівник доцент, к.т.н. Баженов В. А.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)


(підпис)

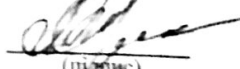
Консультант проект підстанції доцент, к.т.н. Казанський С. В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

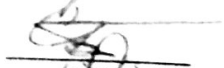
Консультант релейний захист ст. викладач Хлистов В. М.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

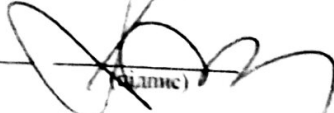
Консультант охорона праці професор, д.т.н. Третьякова Л. Д.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

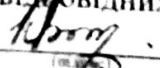
Консультант стартап-проект ст. викладач Бахмачук С. В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

Рецензент доцент, к.т.н. Демшук Т. А.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)


(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент 
(підпис)

Київ – 2018 року

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

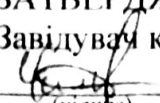
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність – **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри


(підпис) (ініціали, прізвище)

«07» листопада 2018 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Ковальчуку Віталію Валерійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Районна електрична мережа 110 кВ та побудова функцій оптимальних витрат для ліній електропередавання».

науковий керівник дисертації доцент, к.т.н. Баженов Володимир Андрійович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «7» листопада 2018 р. №4107-С.

2. Строк подання студентом дисертації «10» грудня 2018 р.

3. Об'єкт дослідження: режими роботи районної електричної мережі.

4. Предмет дослідження: методи вибору конфігурації районної електричної мережі.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Провести аналіз літератури за вибраній темі. 2. Розрахувати замкнену електричну мережу напругою 110 кВ. 3. Спроекувати підстанцію 110/35/10 в одному з пунктів мережі. 4. Розробити стартап-проект. 5. Побудувати функцію оптимальних витрат для лінії електропередавання напругою 150 кВ на залізобетонних опорах. 6. Обрати та розрахувати релейний захист трансформатора. 7. Описати охорону праці та техніку безпеки в надзвичайних ситуаціях під час монтажу елегазового вимикача 110 кВ.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Синтез електричної мережі. 2. Розрахунок режимів роботи РЕМ. 3. Підстанція 110/35/10. Головна схема електричних з'єднань. 4. План підстанції 110/35/10. 5. План підстанції 110/35/10. Розрізи 1-1, 2-2, 3-3. 6. План заживлення

локального споживача 10 кВ 7. Результати побудови функції оптимальних витрат для лінії електропередавання напругою 150 кВ. 8. Диференційний захист трансформатора ГДН-10000. Схема підключення реле типу ДЗГ-21.

7. Орієнтовний перелік публікацій І. Ковальчук В. В., Поткалюк В. Р. Використання функції оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію при вирішенні задачі оптимізації розвитку енергосистем // Науковий журнал «Актуальні наукові дослідження в сучасному світі». – 2018.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Проект підстанції	доцент, к.т.н. Казанський С. В.		
Релейний захист	ст. викладач Хлистов В. М.	29.11.18	29.11.18
Охорона праці	професор, д.т.н. Третякова Л. Д.		
Стартап-проект	ст. викладач Бахмачук С. В.		

9. Дата видачі завдання « 7 » листопада 2018 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літератури по вибраній темі	7.11.2018 – 8.11.2018	
2	Розрахунок замкненої електричної мережі 110 кВ	9.11.2018 – 16.11.2018	
3	Проектування підстанції 110/35/10 в 5-у пункті мережі	17.11.2018 – 24.11.2018	
4	Розроблення стартап-проекту	25.11.2018 – 28.11.2018	
5	Побудова функції оптимальних витрат для лінії електропередавання напругою 150 кВ на залізобетонних опорах	29.11.2018 – 01.12.2018	
6	Вибір та розрахунок релейного захисту трансформатора	02.12.2018 – 04.12.2018	
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час монтажу електричного вимикача 110 кВ на підстанції	05.12.2018 – 06.12.2018	
8	Оформлення отриманих результатів	07.12.2018 – 08.12.2018	
9	Оформлення технічних креслень	08.12.2018 – 09.12.2018	

Студент

(підпис)

В. В. Ковальчук
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

В. А. Баженов
(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Обсяг пояснювальної записки – 156 сторінки машинописного тексту. Пояснювальна записка містить 42 рисунки, 66 таблиць, 19 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

Актуальність роботи: побудова електричної мережі потребує великих капіталовкладень і великого ступеня надійності, тому потребує правильного вибору обладнання та конфігурації мережі.

Мета магістерської дисертації: дослідження режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ та побудова функції оптимальних витрат для лінії електропереважання 150 кВ.

Об'єкт дослідження: режими роботи електричної мережі напругою 110 кВ.

Предмет дослідження: методи вибору конфігурації електричної мережі.

Методи дослідження: метод поконтурної оптимізації для визначення оптимальної конфігурації мережі, метод вузлових потенціалів.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Ковальчук В.В., Поткалюк В.Р. // Використання функції оптимальних витрат на будівництво та експлуатацію при вирішенні задачі оптимізації розвитку енергосистеми // Актуальні наукові дослідження в сучасному світі. – 2018.

2. Сулейманов В.М., Янковська О.М, Коваленко О.В., Ковальчук В.В. // Критерії маневровості генеруючих агрегатів і технічно-економічні моделі оптимізації режимів роботи електричних систем // Статі та тези доповідей за матеріалами Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів. Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики. – Київ: ФЕА КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С.

СТРУМ, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТУЖНІСТЬ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ВИМИКАЧ, НАПРУГА, ЕЛЕГАЗ, ПОКОНТУРНА ОПТИМІЗАЦІЯ, МЕРЕЖА.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and graphic part. The volume of the explanatory note is 156 pages of typewritten text. Explanatory note contains 42 figures, 66 tables, 19 sources of used literature. The graphic part contains 8 sheets of A1 technical drawings.

Urgency of work: construction of an electric network requires large investments and a high degree of reliability, therefore, it requires the right choice of equipment and network configuration.

The purpose of the master's thesis: the study of the modes of operation of the district electric network with the voltage of 110 kV and the construction of the optimal cost function for the 150 kV electric power line.

Object of research: operating modes of the electric network of 110 kV.

Subject of research: methods of choosing the configuration of the electrical network.

Research methods: the method of outline optimization to determine the optimal network configuration, the method of node potentials.

Publications on research topics:

1. Kovalchuk V.V., Potkaliuk V.R. // Use of the optimum expense function for building operation in solving the problems of optimization of energy development // Current scientific research in the modern world. - 2018

2. Suleymanov V.M., Yankovskaya O.M., Kovalenko O.V., Kovalchuk V.V. // Criteria of maneuvering of generating units and techno-economic models of optimization of operating modes of electric systems // Articles and theses of reports on the materials of the International scientific and technical conference of young scientists, postgraduates and students. Modern problems of power engineering and automation. - Kyiv: NTUU «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute» FEA, 2018. - S.

CURRENT, TRANSFORMER, POWER, SHORT CIRCUIT, SWITCH,
VOLTAGE, SF6 GAS, OUTBREAK OPTIMIZATION, NETWORK.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 кВ	11
1.1 Розрахунок навантажень в пунктах районної електричної мережі.....	11
1.2 Синтез мережі методом поконтурної оптимізації.....	12
1.3 Вибір потужності, кількості та типу трансформаторів на підстанції.....	18
1.4 Попередній розрахунок поточкорозподілу електричної мережі.....	20
1.5 Вибір марки та перерізу проводів районної електричної мережі.....	23
1.6 Розрахунок схем заміщення ПЛ.....	33
1.7 Розрахунок параметрів схем заміщення елементів понижуючих підстанцій.....	36
1.8 Підготовка вихідних даних для розрахунку режимних параметрів.....	40
1.9 Розрахунок режимних параметрів РЕМ в режимі максимальних навантажень.....	43
1.10 Розрахунок режимних параметрів РЕМ в післяаварійному режимі.....	52
1.11 Розрахунок режимних параметрів РЕМ в режимі мінімальних навантажень.....	55
1.12 Вибір позиції відгалуження пристроїв РПН та ПБЗ.....	59
Висновок до розділу.....	65
2 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ ДЛЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 150 кВ НА ЗАЛІЗОБЕТОННИХ ОПОРАХ.....	66
2.1 Загальні положення.....	66
2.2 Визначення та побудова функції оптимальних витрат для лінії напругою 150 кВ на залізобетонних опорах.....	68

2.3	Лінійна апроксимація функції оптимальних витрат методом найменших квадратів.....	71
	Висновок до розділу.....	77
3	ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ.....	78
3.1	Загальні положення.....	78
3.2	Розрахунок еквівалентних опорів схеми.....	78
3.3	Трифазні струми короткого замикання.....	90
3.4	Двофазні струми короткого замикання.....	94
3.5	Однофазні струми короткого замикання.....	96
3.6	Вибір та перевірка електрообладнання на ПС.....	97
3.7	Виміри на підстанції.....	104
3.8	Вибір джерела оперативного струму.....	106
3.9	Розрахунок АБ і зарядно-підзарядного пристрою.....	108
3.10	Освітлення на підстанції.....	109
3.11	Схема акумуляторної установки.....	110
3.12	Розрахунок блискавкозахисту.....	111
	Висновок до розділу.....	112
4	РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	113
4.1	Опис ідеї проекту.....	113
4.2	Технологічний аудит ідеї проекту.....	114
4.3	Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту.....	121
4.4	Аналіз ринкових загроз та можливостей обраного варіанту.....	126
	Висновок до розділу.....	128
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ ЕЛЕГАЗОВОГО ВИМИКАЧА 110 кВ НА ПІДСТАНЦІЇ.....	129
5.1	Вступ.....	129

5.2	Технічні характеристики і вибір устаткування нового енергетичного устаткування.....	130
5.3	Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників.....	131
5.4	Вибір і розрахунок технічних засобів і засобів безпеки до електроустановок.....	132
5.5	Вибір засобів і заходів безпеки у надзвичайних ситуаціях.....	140
	Висновок до розділу.....	141
6	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТДН-10000/110.....	143
6.1	Розрахунок трифазного струму короткого замикання на шинах НН понижуючого трансформатора ТДН-10000/110.....	143
6.2	Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора ТДН-10000/110.....	147
6.3	Інші захисти трансформатора та пристрої автоматики.....	151
	Висновок до розділу.....	152
	ВИСНОВКИ.....	153
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	154
	Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	156

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

- ПБЗ – перемикання без збудження
- ПЛ – повітряна лінія
- ЕЕС – електроенергетична система
- ПС – підстанція
- ВРП – відкритий розподільний пристрій
- ЗРП – закритий розподільний пристрій
- КРП – комплектний розподільний пристрій
- ЩСВ – шинний секційний вимикач
- РЗ – релейний захист
- АПВ – автоматичне повторне ввімкнення
- ТС – трансформатор струму
- П – потужність
- СТ – силовий трансформатор
- Т – трансформатор
- МНК – метод найменший квадратів
- МСЗ – максимально струмовий захист
- КЛ – кабельна лінія
- АБ – акумуляторна батарея
- РЕМ – районна електрична мережа
- АВР – автоматичне введення резерву
- КЗ – коротке замикання
- ТН – трансформатор напруги

ВСТУП

На сьогоднішній день досі постає питання побудови та реконструкції електричних мереж, адже з науково-технічним прогресом збільшується кількість електричних пристроїв, установок. Зі збільшенням електроприладів відповідно збільшується потужність споживання і апаратура електричних мереж не витримує перевантаження, а також збільшуються втрати потужності. Отже, постає питання побудови нових мереж або реконструкції старих.

У даному проекті побудовано нову районну електричну мережу, тобто вибрано її оптимальну конфігурацію і обрано все необхідне обладнання, щоб заживити споживачів електричної енергії.

При побудові районної електричної мережі керуються двома основними принципами: надійність постачання потужності споживачу електричної енергії і зменшення капіталовкладень на побудову та експлуатацію електричної мережі. Для надійного електропередавання потрібно дотримуватись усіх технічних умов і враховувати всі особливості, які впливають при проектуванні. Для зменшення інвестицій у електричну мережу потрібно вибрати оптимальну конфігурацію мережі та обрати найбільш доцільне обладнання. Для вибору оптимальної конфігурації мережі було обрано метод поконтурної оптимізації.

Також у даному проекті розраховано електричну частину триобмоткової підстанції, розраховано та обрано релейний захист для силового трансформатора. У магістерській дисертації проаналізовано умови праці бригади працівників на підстанції, а також шкідливі та небезпечні чинники, які впливають на їхню роботу.

Частиною дисертації є розроблення стартап-проекту у якому буде обрано оптимальний клас напруги для живлення новоствореного пункту і проаналізовано все необхідне для під'єднання локального споживача до районної електричної мережі.

1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 кВ

1.1 Розрахунок навантажень в пунктах районної електричної мережі

Потужність, яка прикладена до обмотки високої напруги в режимі максимальних навантажень S_{MAX} , МВА, розраховується за наступною формулою [1]:

$$S_{MAX} = (P_{CH} + P_{HH}) + j(Q_{CH} + Q_{HH}), \quad (1.1)$$

де P_{CH} , P_{HH} – активна складова потужності прикладена до СН та НН, МВт;

Q_{CH} , Q_{HH} – реактивна складова потужності прикладена до СН та НН, МВАр;

Модуль максимальних навантажень пунктів визначається за формулою:

$$|S_{MAX}| = \sqrt{(P_{CH} + P_{HH})^2 + j(Q_{CH} + Q_{HH})^2}, \quad (1.2)$$

Щоб розрахувати реактивну складову потужності обмоток СН та НН Q_{HH} , Q_{CH} , МВАр, потрібно скористатись наступними виразами:

$$\begin{aligned} Q_{CH} &= -P_{CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}); \\ Q_{HH} &= -P_{HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}). \end{aligned} \quad (1.3)$$

Для прикладу розглянемо пункт №1, де присутня шина СН та НН. Розрахунок сумарної потужності в режимі максимальних навантажень проводимо згідно з (1.1), (1.2) та (1.3):

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

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos(\varphi_{HH})) = \arccos(0,81) = 35,904^\circ;$$

$$Q_{CH1} = -P_{CH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -15 \cdot \operatorname{tg}(31,788^\circ) = -9,296 \text{ МВАр};$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -8 \cdot \operatorname{tg}(35,904^\circ) = -5,792 \text{ МВАр};$$

$$\begin{aligned}
 S_{MAX1} &= (P_{CH1} + P_{HH1}) + j(Q_{CH1} + Q_{HH1}) = \\
 &= (15 + 8) + j((-9,296) + (-5,792)) = 23 - j15,088 \text{ МВА}; \\
 |S_{MAX1}| &= \sqrt{(P_{CH1} + P_{HH1})^2 + (Q_{CH1} + Q_{HH1})^2} = \\
 &= \sqrt{(15 + 8)^2 + ((-9,296) + (-5,792))^2} = 27,507 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

Для двообмоткової понижувальної підстанції в пункті №2 розрахунок сумарних максимальних навантаження буде мати наступний вигляд:

$$\begin{aligned}
 Q_{HH2} &= -P_{HH2} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(35,904^\circ) = -2,896 \text{ МВАр}; \\
 S_{MAX2} &= P_{HH2} + jQ_{HH2} = 4 - j2,896 \text{ МВА}; \\
 |S_{MAX2}| &= \sqrt{(P_{HH2})^2 + (Q_{HH2})^2} = \sqrt{(4)^2 + (-2,896)^2} = 4,938 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

Повні потужності усіх пунктів занесено до табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Повні потужності пунктів РЕМ

№ пункту	$P_{ОБМ}$, МВт		$Q_{ОБМ}$, МВАр		$ S_{MAX} $, МВА	S_{MAX} , МВА
	НН	СН	НН	СН		
1	8	15	-5,792	-9,296	27,507	23-j15,088
2	4	0	-2,896	0	4,938	4-j2,896
3	6	0	-4,344	0	7,407	6-j4,334
4	5	10	-3,62	-6,197	17,927	15-j9,817
5	7	16	-5,068	-9,916	27,45	23-j14,984
6	6	14	-4,344	-8,676	23,865	20-j13,02
7	8	12	-5,792	-7,72	23,979	20-j13,229
8	8	15	-5,792	-9,296	27,507	23-j15,088
9	10	0	-7,24	0	12,346	10-j7,24

1.2 Синтез мережі методом поконтурної оптимізації

Метод поконтурної оптимізації може часто використовуватися для визначення оптимальної конфігурації мережі, що проектується як в статичній, так і динамічній постановці задачі. Надлишкова схема електричної мережі зображена на рис. 1.1.

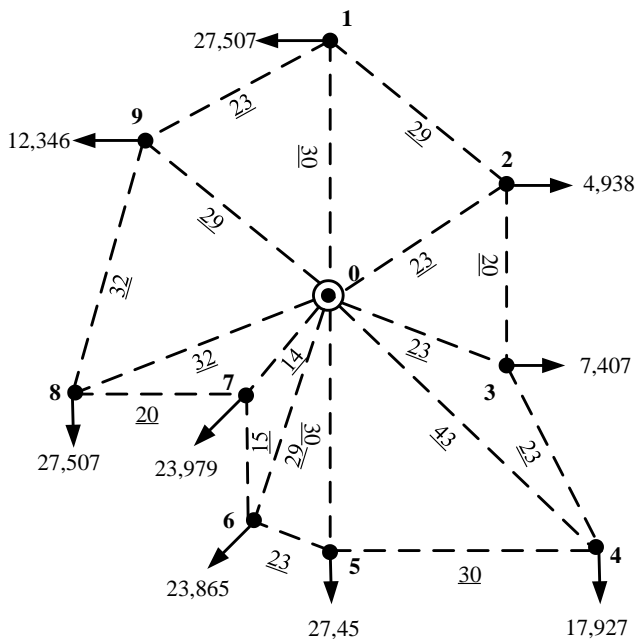


Рисунок 1.1 – Надлишкова розрахункова схема мережі

Функція приведених витрат для ПЛ 110 кВ на 1 км довжини для лінії, що проектується матиме вигляд:

$$Z(P) = a + b \cdot P = 1,686 \cdot 10^6 + 4,899 \cdot 10^4 \cdot P.$$

Перший крок оптимізації:

До складу хорд вносимо лінії: 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-1. Решта ліній приймається хордами дерева. Отже, отримали 9 контурів, які зображені на рис. 1.1. Контур №1 – (0-1-2-0), контур №2 – (0-2-3-0), контур №3 – (0-3-4-0), контур №4 – (0-4-5-0), контур №5 – (0-5-6-0), контур №6 – (0-6-7-0), контур №7 – (0-7-8-0), контур №8 – (0-8-9-0), контур №9 – (0-9-1-0).

Далі необхідно виконати оптимізацію кожного з контурів прирівнявши навантаження кожної з гілок нулю і розрахувати поточкорозподіл, і визначити витрати на побудову кожної з ліній.

Оптимізація контуру №1.

$$\begin{aligned} Z_{0-2} &= (a + b \cdot |S_{\max 2}|) \cdot L_{1-2} + (a + b \cdot |S_{\max 1} + S_{\max 2}|) \cdot L_{0-1} = \\ &= (1,686 \cdot 10^6 + 4,899 \cdot 10^4 \cdot 4,938) \cdot 29 + \\ &+ (1,686 \cdot 10^6 + 4,899 \cdot 10^4 \cdot (27,507 + 4,938)) \cdot 30 = 1,542 \cdot 10^8 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Решта результатів оптимізації контуру №1 занесені до табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Результати оптимізації контуру №1

Лінія	Потужність лінії, МВА		
	Режим №1	Режим №2	Режим №3
0-1	0	27,507	32,441
1-2	27,507	0	4,938
0-2	32,441	4,938	0
З, тис.грн	$1,633 \cdot 10^8$	$1,353 \cdot 10^8$	$1,542 \cdot 10^8$

Найменші витрати при відключені лінії 1-2, отже, залишаємо її у складі хорд. Результатів оптимізації контуру №2 занесені до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати оптимізації контуру №2

Лінія	Потужність лінії, МВА		
	Режим №1	Режим №2	Режим №3
0-2	0	4,938	12,346
2-3	4,938	0	7,407
0-3	12,346	7,407	0
З, тис.грн	$9,125 \cdot 10^7$	$9,147 \cdot 10^7$	$9,367 \cdot 10^7$

Найменші витрати при відключені лінії 0-2, отже, включаємо її до складу хорд, а хорду 2-3 до складу дуг. Результатів оптимізації контуру №3 занесені до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати оптимізації контуру №3

Лінія	Потужність лінії, МВА		
	Режим №1	Режим №2	Режим №3
0-3	0	7,407	25,329
3-4	7,407	0	17,927
0-4	25,329	17,927	0
З, тис.грн	$1,73 \cdot 10^8$	$1,574 \cdot 10^8$	$1,263 \cdot 10^8$

Найменші витрати при відключені ПЛ 0-4, отже, включаємо її до складу хорд. Результатів оптимізації контуру №4 занесені до табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Результати оптимізації контуру №4

Лінія	Потужність лінії, МВА		
	Режим №1	Режим №2	Режим №3
0-4	0	17,927	45,377
4-5	17,927	0	27,45
0-5	45,377	27,45	0
3, тис.грн	$1,94 \cdot 10^8$	$2,012 \cdot 10^8$	$2,59 \cdot 10^8$

Найменші витрати при відключені лінії 0-4, отже, необхідно змінити контур. Результатів оптимізації контуру №5 занесені до табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Результати оптимізації контуру №5

Лінія	Потужність лінії, МВА		
	Режим №1	Режим №2	Режим №3
0-5	0	27,45	51,315
5-6	27,45	0	23,865
0-6	51,315	23,865	0
3, тис.грн	$1,915 \cdot 10^8$	$1,737 \cdot 10^8$	$1,917 \cdot 10^8$

Найменші витрати при відключені лінії 5-6, отже, вона так і залишається у складі хорд. Результатів оптимізації контуру №6 занесені до табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Результати оптимізації контуру №6

Лінія	Потужність лінії, МВА		
	Режим №1	Режим №2	Режим №3
0-6	0	23,865	47,844
6-7	23,865	0	23,979
0-7	47,844	23,979	0
3, тис.грн	$9,924 \cdot 10^7$	$1,228 \cdot 10^8$	$1,598 \cdot 10^8$

Найменші витрати при відключені лінії 0-6, отже, відносимо її до складі хорд, а лінію 6-7 до складу дуг. Результатів оптимізації контуру №7 занесені до табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Результати оптимізації контуру №7

Лінія	Потужність лінії, МВА		
	Режим №1	Режим №2	Режим №3
1	2	3	4
0-7	0	23,979	51,486
7-8	23,979	0	27,507
0-8	51,486	27,507	0
З, тис.грн	$1,919 \cdot 10^8$	$1,371 \cdot 10^8$	$1,196 \cdot 10^8$

Найменші витрати при відключені лінії 0-8, отже, відносимо її до складі хорд, а лінію 7-8 до складу дуг. Решта результатів оптимізації контуру №8 занесені до табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати оптимізації контуру №8

Лінія	Потужність лінії, МВА		
	Режим №1	Режим №2	Режим №3
0-8	0	27,507	39,844
8-9	27,507	0	12,346
0-9	39,844	12,346	0
З, тис.грн	$2,026 \cdot 10^8$	$1,635 \cdot 10^8$	$1,897 \cdot 10^8$

Найменші витрати при відключені лінії 8-9, отже, вона так і залишається у складі хорд. Решта результатів оптимізації контуру №9 занесені до табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Результати оптимізації контуру №9

Лінія	Потужність лінії, МВА		
	Режим №1	Режим №2	Режим №3
0-9	0	12,346	39,844
9-1	12,346	0	27,507
0-1	39,844	27,507	0
З, тис.грн	$1,618 \cdot 10^8$	$1,574 \cdot 10^8$	$1,753 \cdot 10^8$

Найменші витрати при відключені лінії 9-1, отже, вона так і залишається у складі хорд.

Другий крок оптимізації.

Контур №1 – оптимізація повторюється, адже, контур не змінився (хордою залишилась лінія 1-2).

Контур №2 – оптимізація повторюється, адже, змінилось розташування хорд, але контур при цьому не змінився (хордою стала лінія 1-2).

Контур №3 – оптимізація повторюється, адже, змінилось розташування хорд, але контур при цьому не змінився (хордою стала лінія 0-4).

Контур №4 – потрібно виконати оптимізацію контуру, адже, контур змінився (конфігурація контуру 0-3-4-5-0). Результати оптимізації контуру №4 занесено до табл. 1.11

Таблиця 1.11 – Результати оптимізації контуру №4

Лінія	Потужність лінії, МВА			
	Режим №1	Режим №2	Режим №3	Режим №4
0-3	0	7,407	25,329	52,777
3-4	7,407	0	17,927	45,377
4-5	25,329	17,927	0	27,45
0-5	52,777	45,377	27,45	0
З, тис.грн	$2,63 \cdot 10^8$	$2,41 \cdot 10^8$	$2,172 \cdot 10^8$	$2,791 \cdot 10^8$

Найменші витрати при відключені лінії 4-5, отже, її включаємо до складу хорд, а хорду 0-5 включаємо до складу дуг.

Контур №5 – оптимізація повторюється, адже, контур не змінився (хордою залишилась лінія 5-6).

Контур №6 – оптимізація повторюється, адже, змінилось розташування хорд, але контур при цьому не змінився (хордою стала лінія 0-6).

Контур №7 – оптимізація повторюється, адже, змінилось розташування хорд, але контур при цьому не змінився (хордою стала лінія 0-8).

Контур №8 – оптимізація повторюється, адже, контур не змінився (хордою залишилась лінія 8-9).

Контур №9 – оптимізація повторюється, адже, контур не змінився (хордою залишилась лінія 1-9).

Оптимізація завершено, адже, розташування контурів не змінилось. Оптимальна конфігурація мережі зображена на рис. 1.2. Сумарні капіталовкладення дорівнюватимуть:

$$Z_{\Sigma} = 5,679 \cdot 10^8 \text{ тис.грн.}$$

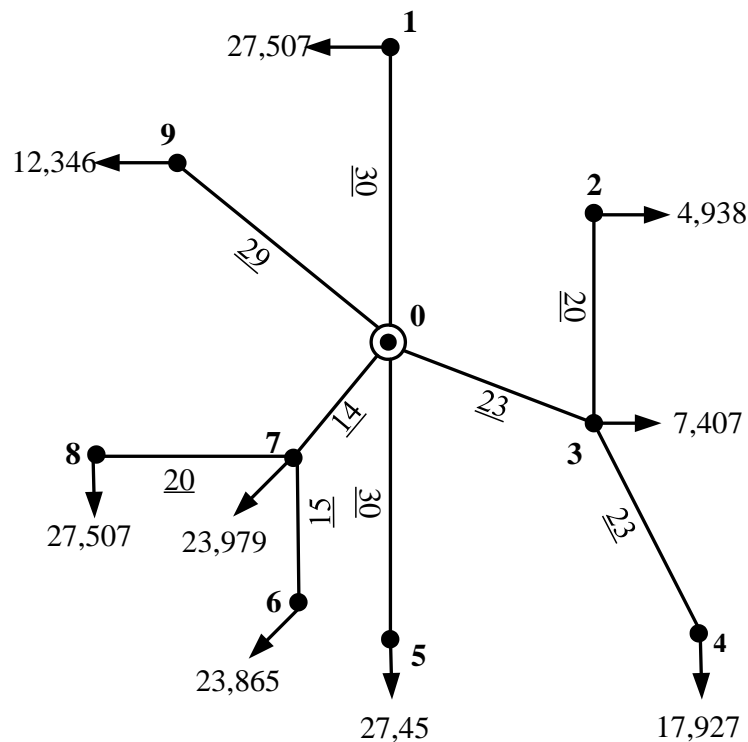


Рисунок 1.2 – Оптимальна конфігурація електричної мережі

1.3 Вибір потужності, кількості та типу трансформаторів на підстанціях

Значення перевантаження трансформатора приймаємо 40%. Тобто при виході з ладу одного трансформатора, другий не повинен бути перевантаженим більш, ніж на 40% в режимі максимальних навантажень.

У пункті №1 підключені I-ї та II-ї категорії споживачі, для надійності електропостачання споживачів передбачають встановлення блоку трансформаторів,

яких у блоці два і які працюють паралельно. Номінальна потужність трансформатора визначається за наступний виразом [1]:

$$1,4 \cdot S_{TP} = |S_{MAX}|. \quad (1.5)$$

Потужність Т, які передбачені до встановлення на ПС у пункті №1, відповідно до виразу (1.5), складе:

$$S_{TP1} = \frac{|S_{MAX1}|}{1,4} = \frac{|27,507|}{1,4} = 19,255 \text{ МВА.}$$

У пункті №1 встановлюється два понижуючих трансформатора типу ТДТН-25000/110 – це трифазний, триобмотковий трансформатор, з конвекційною циркуляцією масла та вимушеним повітряним (вентиляторним) охолодженням, а також РПН в обмотці ВН та ПБЗ на стороні СН. Значення усіх розрахункових значень потужності силових трансформаторів у пунктах занесені до табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Результати вибору типу потужності та типу трансформаторів

№ пункту	S_{TP} , МВА.	Кількість обмоток	Кількість та тип понижуючих трансформаторів
1	19,255	3	2хТДТН-25000/110
2	3,457	2	2хТМН-6300/110
3	5,185	2	2хТМН-6300/110
4	12,549	3	2хТДТН-16000/110
5	19,215	3	2хТДТН-25000/110
6	16,705	3	2хТДТН-25000/110
7	16,785	3	2хТДТН-25000/110
8	19,255	3	2хТДТН-25000/110
9	8,642	2	2хТДН-10000/110

Номінальні параметри обраних трансформаторів занесені до табл. 1.13.

Таблиця 1.13 – Номінальні параметри обраних трансформаторів

Тип	S_H , МВА	U_H , кВ			U_K , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I_X , %
		ВН	СН	НН	ВС	ВН	СН			
ТМН-6300/110/10	6,3	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
ТДН-10000/110/10	10	115	-	11	-	10,5	-	60	14,0	0,7
ТДТН-16000/110/35/10	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0
ТДТН-25000/110/35/10	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

1.4 Попередній розрахунок поточкорозподілу електричної мережі

Так як до пунктів №1-№9 під'єднані споживачі I-II категорії, то потрібно забезпечити їх безперебійним постачанням електроенергії, для цього потрібно, щоб електрична мережа була замкнена і до кожного пункту підходило не менше двох ліній. Замкнена електрична мережа зображена на рис. 1.3 . Попередній розрахунок перетоку потужностей РЕМ за допомогою довжини ділянок (L-схема) виконуємо за допомогою методу контурних рівнянь [2].

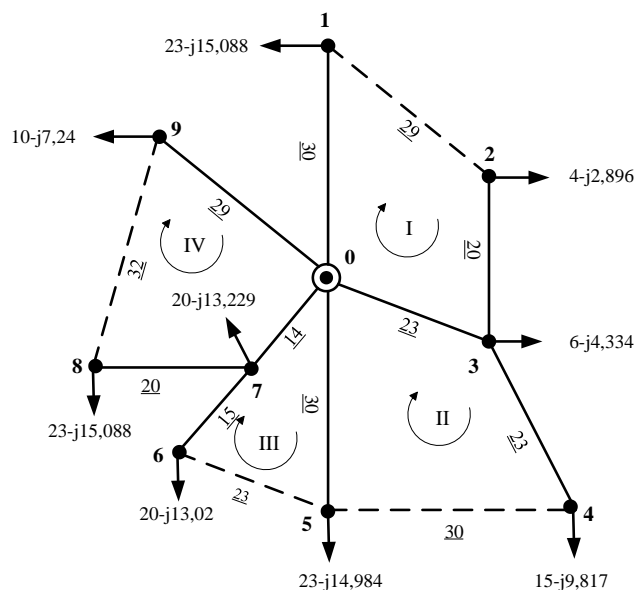


Рисунок 1.3 – Умовно розімкнена схема районної електричної мережі

Потокорозподіл в умовно розімкненій електричній мережі:

$$S_{0-1} = S_{MAX1} = 23 - j15,088 \text{ МВА};$$

$$S_{3-2} = S_{MAX2} = 4 - j2,896 \text{ МВА};$$

$$S_{3-4} = S_{MAX4} = 15 - j9,817 \text{ МВА};$$

$$S_{0-3} = S_{3-2} + S_{3-4} + S_{MAX3} = (4 - j2,896) + (15 - j9,817) + (6 - j4,334) = \\ = 25 - j17,057 \text{ МВА};$$

$$S_{0-5} = S_{MAX5} = 23 - j14,984 \text{ МВА};$$

$$S_{7-8} = S_{MAX8} = 23 - j15,088 \text{ МВА};$$

$$S_{7-6} = S_{MAX6} = 20 - j13,02 \text{ МВА};$$

$$S_{0-7} = S_{7-6} + S_{7-8} + S_{MAX7} = (20 - j13,02) + (23 - j15,088) + (20 - j13,229) = \\ = 63 - j41,337 \text{ МВА};$$

$$S_{0-9} = S_{MAX9} = 10 - j7,24 \text{ МВА}.$$

Система контурних рівнянь має наступний вигляд:

$$\begin{cases} S_{0-1} \cdot L_{0-1} - S_{3-2} \cdot L_{3-2} - S_{0-3} \cdot L_{0-3} = -S_{KI} \cdot (L_{0-1} + L_{1-2} + L_{3-2} + L_{0-3}) + S_{KII} \cdot L_{0-3}; \\ S_{0-3} \cdot L_{0-3} + S_{3-4} \cdot L_{3-4} - S_{0-5} \cdot L_{0-5} = -S_{KII} \cdot (L_{0-3} + L_{3-4} + L_{4-5} + L_{0-5}) + S_{KI} \cdot L_{0-3} + S_{KIII} \cdot L_{0-5}; \\ S_{0-5} \cdot L_{0-5} - S_{7-6} \cdot L_{7-6} - S_{0-7} \cdot L_{0-7} = -S_{KIII} \cdot (L_{0-5} + L_{5-6} + L_{6-7} + L_{0-7}) + S_{KII} \cdot L_{0-5} + S_{KIV} \cdot L_{0-7}; \\ S_{0-7} \cdot L_{0-7} + S_{7-8} \cdot L_{7-8} - S_{0-9} \cdot L_{0-9} = -S_{KIV} \cdot (L_{0-7} + L_{7-8} + L_{8-9} + L_{0-9}) + S_{KIII} \cdot L_{0-7}. \end{cases}$$

Розв'язавши систему контурних рівнянь отримуємо наступні значення:

$$S_I = -0,624 + j0,236 \text{ МВА};$$

$$S_{II} = -1,244 + j0,943 \text{ МВА};$$

$$S_{III} = 3,748 - j2,47 \text{ МВА};$$

$$S_{IV} = -10,521 + j6,694 \text{ МВА}.$$

Результуючий потокорозподіл РЕМ:

$$S_{p0-1} = S_{0-1} + S_{KI} = (23 - j15,088) + (-0,624 + j0,236) = 22,376 - j14,852 \text{ МВА};$$

$$S_{p1-2} = S_{KI} = -0,624 + j0,236 \text{ МВА};$$

$$S_{p3-2} = S_{3-2} - S_{KI} = (4 - j2,896) - (-0,624 + j0,236) = 4,624 - j3,132 \text{ МВА};$$

$$S_{p3-4} = S_{3-4} + S_{KII} = (15 - j9,817) + (-1,244 + j0,943) = 13,756 - j8,874 \text{ МВА};$$

$$S_{p0-3} = S_{0-3} - S_{KI} + S_{KII} = (25 - j17,057) - (-0,624 + j0,236) + (-1,244 + j0,943) = \\ = 24,379 - j16,351 \text{ МВА};$$

$$S_{p4-5} = S_{KII} = -1,244 + j0,943 \text{ МВА};$$

$$S_{p0-5} = S_{0-5} - S_{KII} + S_{KIII} = (23 - j14,984) - (-1,244 + j0,943) + (3,748 - j2,47) = \\ = 27,993 - j18,396 \text{ МВА};$$

$$S_{p5-6} = S_{KIII} = 3,748 - j2,47 \text{ МВА};$$

$$S_{p7-8} = S_{7-8} + S_{KIV} = (23 - j15,088) + (-10,521 + j6,694) = 12,479 - j8,394 \text{ МВА};$$

$$S_{p8-9} = S_{KIV} = -10,521 + j6,694 \text{ MVA};$$

$$S_{p7-6} = S_{7-6} - S_{KIII} = (20 - j13,02) - (3,748 - j2,47) = 16,252 - j10,551 \text{ MVA};$$

$$S_{p0-7} = S_{0-7} - S_{KIII} + S_{KIV} = (63 - j41,337) - (3,748 - j2,47) + (-10,521 + j6,694) = \\ = 48,73 - j32,173 \text{ MVA};$$

$$S_{p0-9} = S_{0-9} - S_{KIV} = (10 - j7,239) - (-10,521 + j6,694) = 20,521 - j13,934 \text{ MVA}.$$

Виконуємо перевірку за II-законом Кірхгофа.

I-контур:

$$S_{0-1} \cdot L_{0-1} + S_{1-2} \cdot L_{1-2} - S_{3-2} \cdot L_{3-2} - S_{0-3} \cdot L_{0-3} = (22,376 - j14,851) \cdot (30) + \\ + (-0,624 + j0,236) \cdot (29) - (4,624 - j3,132) \cdot (20) - (24,379 - j16,351) \cdot (23) = 0.$$

II-контур:

$$S_{0-3} \cdot L_{0-3} + S_{3-4} \cdot L_{3-4} + S_{4-5} \cdot L_{4-5} - S_{0-5} \cdot L_{0-5} = (24,379 - j16,351) \cdot (23) + \\ + (13,756 - j8,874) \cdot (23) - (-1,244 + j0,943) \cdot (30) - (27,993 - j18,396) \cdot (30) = 0.$$

III-контур:

$$S_{0-5} \cdot L_{0-5} + S_{5-6} \cdot L_{5-6} - S_{7-6} \cdot L_{7-6} - S_{0-7} \cdot L_{0-7} = (27,993 - j18,396) \cdot (30) + \\ + (3,748 - j2,47) \cdot (23) - (16,252 - j10,551) \cdot (15) - (48,73 - j32,173) \cdot (14) = 0.$$

IV-контур:

$$S_{0-7} \cdot L_{0-7} + S_{7-8} \cdot L_{7-8} + S_{8-9} \cdot L_{8-9} - S_{0-9} \cdot L_{0-9} = (48,73 - j32,173) \cdot (14) + \\ + (12,479 - j8,394) \cdot (20) + (-10,521 + j6,694) \cdot (32) - (20,521 - j13,934) \cdot (29) = 0.$$

Попередній поточкорозподіл зображено на рис. 1.4.

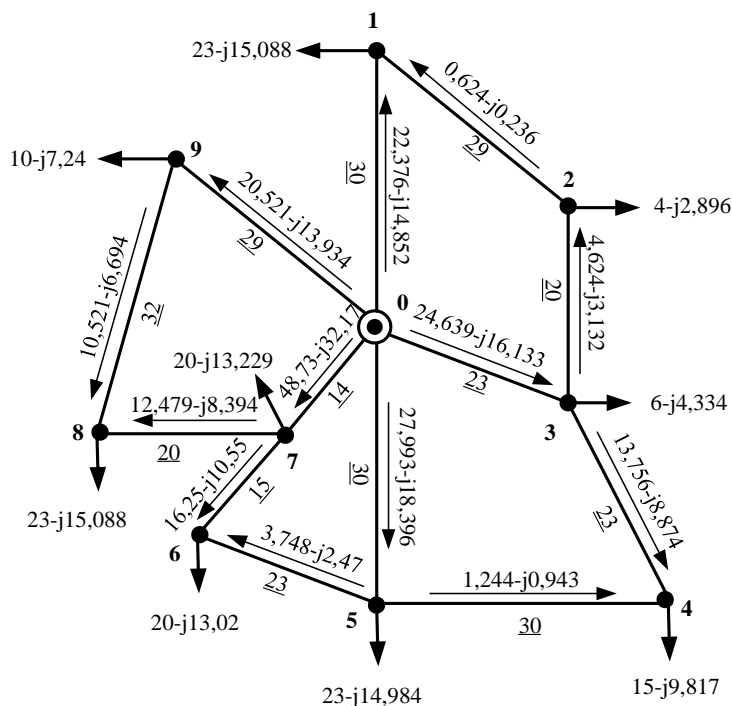


Рисунок 1.4 – Поточкорозподіл РЕМ розрахований за довжинами ділянок

1.5 Вибір марки та перерізу проводів районної електричної мережі

Визначивши потекорозподіл РЕМ у пункті 1.4 можемо обирати перерізи проводів відповідно до економічного інтервалу потужності зображеного на рис. 1.5. На рис. 1.5 зображено залежність витрат на будівництво та експлуатацію лінії електропередавання від протікання потужності по ній. Зелена крива – АСК-240/39; синя крива – АСК-120/19; червона крива – АС-70/11.

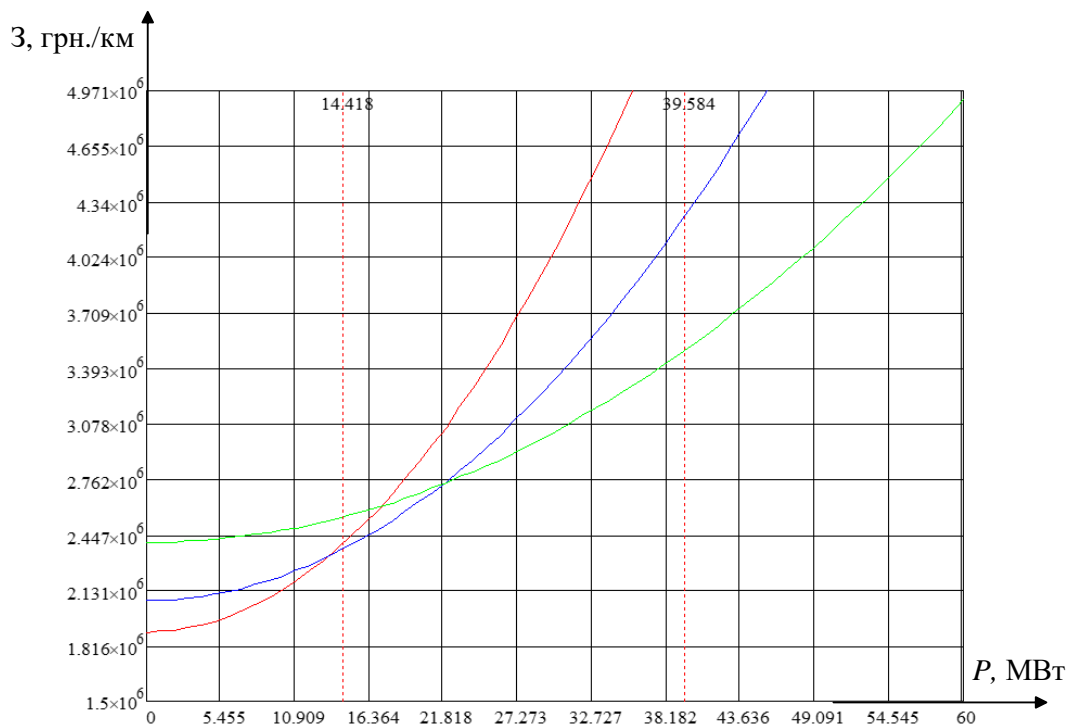


Рисунок 1.5 – Економічні інтервали потужності

Відповідно до рис. 1.5 визначаємо перерізи проводів. Значення перерізів зведені в табл. 1.14. Перевірка перерізів відбувається за двома критеріями. Перевірка перерізів на струмове навантаження виконується за наступною умовою:

$$I_i \leq I_{\text{доп}}, \quad (1.5)$$

де I_i – це струм на ділянці РЕМ, А;

$I_{доп}$ – це допустимий тривалий струм для відповідного перерізу проводу, А.

Таблиця 1.14 – Марка та перерізи проводів на ділянках мережі

Ділянка	P , МВт	Переріз мм ²
0-1	22,376	1хАСК-240/39
2-1	0,624	1хАС-70/11
3-2	4,624	1хАС-70/11
3-4	13,756	1хАСК-120/19
0-3	24,379	1хАСК-240/39
5-4	1,244	1хАС-70/11
5-6	3,748	1хАС-70/11
7-6	16,252	1хАСК-120/19
3-2	4,624	1хАС-70/11
0-7	48,73	1хАСК-240/39
7-8	12,479	1хАС-70/11
9-8	10,521	1хАС-70/11
0-9	20,521	1хАСК-240/39

Перевірка за граничним значенням напруги є другим критерієм, тобто перевірка за граничним регульовальним діапазоном і виконується вона у наступний спосіб:

$$\begin{aligned} U_s &\geq U_{SMIN}; \\ U_s &\leq U_{SMAX}, \end{aligned} \quad (1.6)$$

де U_s – це модуль напруги на шинах ВН пункту у найскладнішому післяаварійному режимі, кВ;

U_{SMAX}, U_{SMIN} – максимальне та мінімальне значення напруги при якому можливо можна досягти бажаного рівня напруги на шинах СН та НН:

$$\begin{aligned} U_{SMIN} &= \frac{U_{НДБ} \cdot U_{ТВ(T)}}{U_{ТН(T)}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{ТВ} + \Delta U_{ТН}; \\ U_{SMAX} &= \frac{U_{НДБ} \cdot U_{ТВ(T)}}{U_{ТН(T)}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{ТВ} + \Delta U_{ТН}, \end{aligned} \quad (1.7)$$

де $U_{TB(T)}$, $U_{TH(T)}$ – напруга обмоток, що визначається за каталогом, кВ;

$U_{НДБ}$ – це бажана напруга на обмотці низької напруги, кВ;

ω_B – це відносна кількість витків пристрою РПН на обмотці ВН;

ΔU_{TB} , ΔU_{TH} – це значення втрат напруги в обмотках, що є приведені до обмотки високої напруги, кВ [1].

Приведені значення втрат напруги для триобмоткових Т визначаються за наступними рівняннями:

$$\begin{aligned}\Delta U_{TB} &= \frac{P_{BH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K(T)} \cdot 10^{-3} \cdot U_{TB(T)}}{2 \cdot S_{H(T)}^2} - \frac{Q_{BH}}{n} \cdot \frac{U_{TB(T)} \cdot U_{KB\%}}{100 \cdot S_{H(T)}}; \\ \Delta U_{TC} &= \frac{P_{CH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K(T)} \cdot 10^{-3} \cdot U_{TB(T)}}{2 \cdot S_{H(T)}^2} - \frac{Q_{CH}}{n} \cdot \frac{U_{TB(T)} \cdot U_{KC\%}}{100 \cdot S_{H(T)}}; \\ \Delta U_{TH} &= \frac{P_{HH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K(T)} \cdot 10^{-3} \cdot U_{TB(T)}}{2 \cdot S_{H(T)}^2} - \frac{Q_{HH}}{n} \cdot \frac{U_{TB(T)} \cdot U_{KH\%}}{100 \cdot S_{H(T)}};\end{aligned}\quad (1.8)$$

де $S_{H(T)}$ – це номінальна П трансформатора, МВА, яка визначається відповідно до значень занесених у табл. 1.12.

Приведені втрати для двообмоткових Т становитимуть:

$$\Delta U_T = \frac{U_{TB(T)}}{n \cdot S_{H(T)}} \cdot \left(P_i \cdot \frac{\Delta P_{K(T)} \cdot 10^{-3}}{S_{H(T)}} - Q_i \cdot \frac{U_{K\%(T)}}{100} \right), \quad (1.9)$$

де P_i , Q_i – потужність, що протікає обмотками високої та низької напруги двообмоткового СТ, кВ;

n – кількість Т підключених на підстанції;

$\Delta P_{K(T)}$ – втрати активної П трансформатора при досліді короткого замикання, кВт;

$U_{K\%(T)}$ – напруга в режимі КЗ, значення у відсотках від напруги на виводах, %;

$U_{KB\%}$, $U_{KC\%}$, $U_{KH\%}$ – фіктивне значення напруги в режимі короткого замикання, %.

Фіктивне значення напруги визначається за наступними формулами:

$$\begin{aligned} U_{KB\%} &= 0,5 \cdot (U_{K(B-C)\%} + U_{K(B-H)\%} - U_{K(C-H)\%}); \\ U_{KC\%} &= 0,5 \cdot (U_{K(B-C)\%} + U_{K(C-H)\%} - U_{K(B-H)\%}); \\ U_{KH\%} &= 0,5 \cdot (U_{K(B-H)\%} + U_{K(C-H)\%} - U_{K(B-C)\%}). \end{aligned} \quad (1.10)$$

Регулювальний діапазон двох триобмоткових СТ на підстанції пункту №1. Для цього необхідно знайти фіктивні значення напруги при досліді КЗ, які згідно з виразом (1.10), дорівнюватимуть:

$$\begin{aligned} U_{KB1\%} &= 0,5 \cdot (U_{K(B-C,ТДТН25)\%} + U_{K(B-H,ТДТН25)\%} - U_{K(C-H,ТДТН25)\%}) = \\ &= 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%; \\ U_{KC1\%} &= 0,5 \cdot (U_{K(B-C,ТДТН25)\%} + U_{K(C-H,ТДТН25)\%} - U_{K(B-H,ТДТН25)\%}) = \\ &= 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \%; \\ U_{KH1\%} &= 0,5 \cdot (U_{K(B-H,ТДТН25)\%} + U_{K(C-H,ТДТН25)\%} - U_{K(B-C,ТДТН25)\%}) = \\ &= 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%. \end{aligned}$$

Втрати в обмотках, згідно з виразом (1.8), дорівнюватимуть:

$$\begin{aligned} \Delta U_{TB1} &= \frac{P_{BH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K(ТДТН25)} \cdot 10^{-3} \cdot U_{TB(ТДТН25)}}{2 \cdot S_{(ТДТН25)}^2} - \frac{Q_{BH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB(ТДТН25)} \cdot U_{KB1\%}}{100 \cdot S_{(ТДТН25)}} = \\ &= \frac{23}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{15,088}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 3,879 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{TC1} &= \frac{P_{CH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K(ТДТН25)} \cdot 10^{-3} \cdot U_{TB(ТДТН25)}}{2 \cdot S_{(ТДТН25)}^2} - \frac{Q_{CH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB(ТДТН25)} \cdot U_{KC1\%}}{100 \cdot S_{(ТДТН25)}} = \\ &= \frac{15}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{9,296}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,097 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{TH1} &= \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K(ТДТН25)} \cdot 10^{-3} \cdot U_{TB(ТДТН25)}}{2 \cdot S_{(ТДТН25)}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB(ТДТН25)} \cdot U_{KH1\%}}{100 \cdot S_{(ТДТН25)}} = \\ &= \frac{8}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{5,792}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 0,951 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Згідно з виразом (1.7), максимальне та мінімальне значення регулювального діапазону напруг для блоку триобмоткових Т на підстанції пункту №1 становитиме:

$$\begin{aligned}
 U_{SMIN1} &= \frac{U_{НДБ} \cdot U_{ТВ(ТДТН25)}}{U_{ТН(ТДТН25)}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{ТВ1} + \Delta U_{ТН1} = \\
 &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 9 \cdot 0,0178) + 3,879 + 0,951 = 97,016 \text{ кВ}; \\
 U_{SMAx1} &= \frac{U_{НДБ} \cdot U_{ТВ(ТДТН25)}}{U_{ТН(ТДТН25)}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{ТВ1} + \Delta U_{ТН1} = \\
 &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 9 \cdot 0,0178) + 3,879 + 0,951 = 132,188 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Приведені втрати напруги для блоку двообмоткових Т на підстанції пункту №2, відповідно до формули (1.9), становитиме:

$$\begin{aligned}
 \Delta U_{T2} &= \frac{U_{ТВ(ТМН6,3)}}{n \cdot S_{(ТМН6,3)}} \cdot \left(P_2 \cdot \frac{\Delta P_{К(ТМН6,3)} \cdot 10^{-3}}{S_{(ТМН6,3)}} - Q_2 \cdot \frac{U_{К\%(ТМН6,3)}}{100} \right) = \\
 &= \frac{115}{2 \cdot 6,3} \cdot \left(4 \cdot \frac{44 \cdot 10^{-3}}{6,3} - (-2,896) \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 3,03 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Згідно з виразом (1.7), максимальне та мінімальне значення регульовального діапазону напруги для блоку двообмоткових Т на підстанції пункту №2 дорівнюватиме:

$$\begin{aligned}
 U_{SMIN3} &= \frac{U_{НДБ} \cdot U_{ТВ(ТМН6,3)}}{U_{ТН(ТМН6,3)}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{T3} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 9 \cdot 0,0178) + 3,03 = \\
 &= 95,217 \text{ кВ}; \\
 U_{SMAx3} &= \frac{U_{НДБ} \cdot U_{ТВ(ТМН6,3)}}{U_{ТН(ТМН6,3)}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{T3} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 9 \cdot 0,0178) + 3,03 = \\
 &= 130,389 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Значення регульовальних діапазонів усіх підстанцій та модулі напруг у післяаварійному режимі занесено до табл. 1.15.

Найскладніший післяаварійний режим при відключенні найбільш завантаженої ділянки (0-7). Схема РЕМ у післяаварійному режимі зображена на рис. 1.6.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку регулювальних діапазонів приладів РПН та ПБЗ на підстанціях

№ пункту	S_H , МВА	Обм.	U_T , кВ	$U_{K\%}$, %	ΔU_T , кВ	U_{SMAX} , кВ	U_{SMIN} , кВ
1	25	ВН	115	10,75	3,879	132,188	97,016
		СН	38,5	0	0,097		
		НН	11	6,75	0,951		
2	6,3	ВН	115	10,5	3,03	130,389	95,271
		НН	11				
3	6,3	ВН	115	10,5	4,545	131,904	96,733
		НН	11				
4	16	ВН	115	10,75	3,961	132,189	97,018
		СН	38,5	0	0,112		
		НН	11	6,25	0,869		
5	25	ВН	115	10,75	3,853	132,043	96,872
		СН	38,5	0	0,103		
		НН	11	6,75	0,832		
6	25	ВН	115	10,75	3,348	131,419	96,248
		СН	38,5	0	0,09		
		НН	11	6,75	0,713		
7	25	ВН	115	10,75	3,4	131,709	96,537
		СН	38,5	0	0,077		
		НН	11	6,75	0,951		
8	25	ВН	115	10,75	3,879	132,188	97,016
		СН	38,5	0	0,097		
		НН	11	6,75	0,951		
9	10	ВН	115	10,5	4,716	132,074	96,903
		НН	11				

$$S_I = 1,267 - j1,012 \text{ МВА};$$

$$S_{II} = 7,141 - j4,594 \text{ МВА};$$

$$S_{III} = 31,928 - j21,075 \text{ МВА}.$$

Результуючий потік розподіл районної електричної мережі:

$$S_{p0-1} = S_{0-1} + S_{KI} = (23 - j15,088) + (1,267 - j1,012) = 24,267 - j16,1 \text{ МВА};$$

$$S_{p1-2} = S_{KI} = 1,267 - j1,012 \text{ МВА};$$

$$S_{p3-2} = S_{3-2} - S_{KI} = (4 - j2,896) - (1,267 - j1,012) = 2,733 - j16,1 \text{ МВА};$$

$$S_{p3-4} = S_{3-4} + S_{KII} = (15 - j9,817) + (7,141 - j4,594) = 22,141 - j14,411 \text{ МВА};$$

$$S_{p0-3} = S_{0-3} - S_{KI} + S_{KII} = (25 - j17,057) - (1,267 - j1,012) + (7,141 - j4,594) = \\ = 30,874 - j20,639 \text{ МВА};$$

$$S_{p4-5} = S_{KII} = 7,141 - j4,594 \text{ МВА};$$

$$S_{p0-5} = S_{0-5} - S_{KII} + S_{KIII} = (23 - j14,984) - (7,141 - j4,594) + (31,928 - j21,075) = \\ = 47,786 - j31,465 \text{ МВА};$$

$$S_{p5-6} = S_{KIII} = 31,928 - j21,075 \text{ МВА};$$

$$S_{p8-7} = S_{8-7} - S_{KIII} = (40 - j26,249) - (31,928 - j21,075) = 8,072 - j5,175 \text{ МВА};$$

$$S_{p9-8} = S_{9-8} - S_{KIII} = (63 - j41,337) - (31,928 - j21,075) = 31,072 - j20,263 \text{ МВА};$$

$$S_{p7-6} = S_{7-6} - S_{KIII} = (20 - j13,02) - (31,928 - j21,075) = -11,928 + j8,054 \text{ МВА};$$

$$S_{p0-9} = S_{0-9} - S_{KIII} = (73 - j48,577) - (31,928 - j21,075) = 41,072 - j27,503 \text{ МВА}.$$

Перевірка II-закона Кірхгофа має наступний вигляд:

I-контур:

$$S_{0-1} \cdot L_{0-1} + S_{1-2} \cdot L_{1-2} - S_{3-2} \cdot L_{3-2} - S_{0-3} \cdot L_{0-3} = (24,267 - j16,1) \cdot (30) + \\ + (1,267 - j1,012) \cdot (29) - (2,733 - j16,1) \cdot (20) - (30,874 - j20,639) \cdot (23) = 0.$$

II-контур:

$$S_{0-3} \cdot L_{0-3} + S_{3-4} \cdot L_{3-4} + S_{4-5} \cdot L_{4-5} - S_{0-5} \cdot L_{0-5} = (30,874 - j20,639) \cdot (23) + \\ + (22,141 - j14,411) \cdot (23) - (7,141 - j4,594) \cdot (30) - (47,786 - j31,465) \cdot (30) = 0.$$

III-контур:

$$S_{0-5} \cdot L_{0-5} + S_{5-6} \cdot L_{5-6} - S_{7-6} \cdot L_{7-6} - S_{8-7} \cdot L_{8-7} - S_{9-8} \cdot L_{9-8} - S_{0-9} \cdot L_{0-9} = \\ = (47,79 - j31,46) \cdot (30) + (31,93 - j21,07) \cdot (23) + (-11,93 + j8,054) \cdot (15) - \\ - (8,072 - j5,175) \cdot (20) - (31,07 - j20,26) \cdot (32) - (41,07 - j27,5) \cdot (29) = 0.$$

Потік розподіл районної електричної мережі у післяаварійному режимі, при відключенні ділянки 0-7 зображено на рис. 1.7.

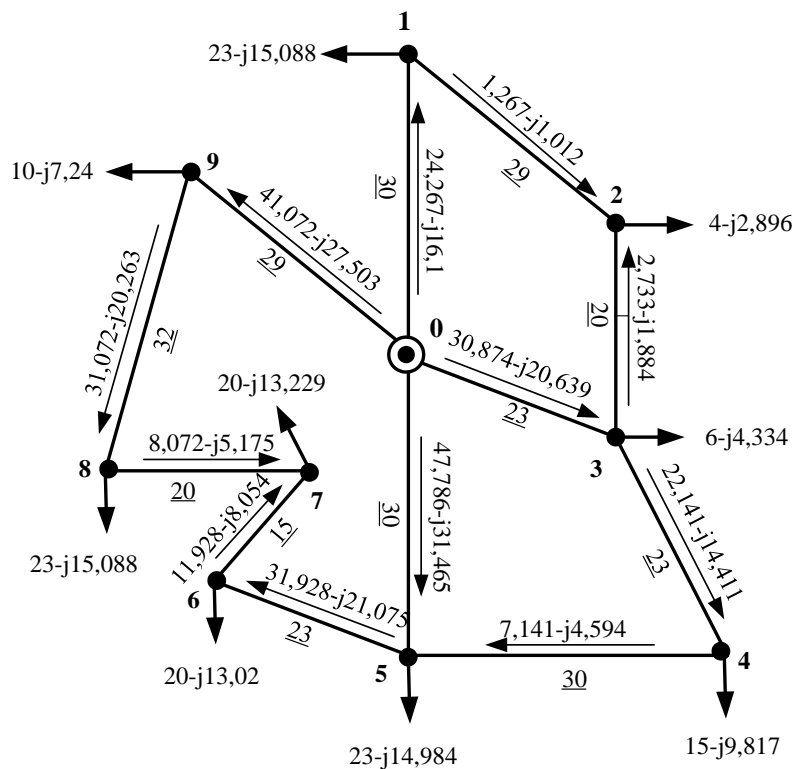


Рисунок 1.7 – Потокорозподіл РЕМ розрахований за довжинами ділянок при відключенні ділянки 0-7

Маючи потокорозподіл у післяаварійному режимі розрахуємо струмове навантаження на ділянках для перевірки дотримання умови (1.5), значення струму на ділянці 0-1 становитиме:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{24,267^2 + (-16,1)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 152,853 \text{ А.}$$

Значення струмів решти ділянок мережі розраховані, та занесені до табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Перевірка струмового навантаження ділянок РЕМ

Ділянка	$I_{НАВАН.}, \text{ А}$	$I_{ДОП.}, \text{ А}$
1	2	3
0-1	152,853	610
1-2	8,512	265
3-2	17,412	265
3-4	138,659	390
0-3	194,919	390

Закінчення таблиці 1.16

1	2	3
4-5	44,567	265
0-5	300,302	610
7-6	75,541	390
8-7	50,326	265
9-8	194,7	265
0-9	259,44	390
5-6	200,792	265

Умова (1.5) про перевірку на допустимі струми у післяаварійному режимі виконується. Значення опорів занесено у табл. 1.17

Таблиця 1.17 – Значення активних та реактивних опорів ділянок схеми мережі

Ділянка	$r = r_{\text{перез}} \cdot l, \text{ Ом}$	$x = 0,4 \cdot l, \text{ Ом}$
0-1	3,54	12
2-1	12,238	11,6
3-2	8,44	8
3-4	5,612	9,2
0-3	5,074	9,2
5-4	12,66	12
5-6	9,706	9,2
7-6	3,66	6
0-7	1,652	5,6
7-8	8,44	8
9-8	13,504	12,8
0-9	5,612	11,6
0-5	3,54	12

Значення напруги у пункті №1 дорівнюватиме:

$$U_1 = \sqrt{U_{\text{он}}^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x_{0-1})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (22,376 \cdot 3,54 - (-14,852) \cdot 12)} = 112,547 \text{ кВ.}$$

Значення напруг у інших пунктах, а також значення напруг регулювального діапазону трансформаторів занесено до табл. 1.18.

Таблиця 1.18 – Перевірка виконання умови входження напруги в регулювальний діапазон

№ пункту	U_s , кВ	U_{SMAX} , кВ	U_{SMIN} , кВ
1	112,547	132,188	97,016
2	112,304	130,389	95,271
3	111,946	131,904	96,733
4	109,628	132,189	97,018
5	110,143	132,043	96,872
6	105,47	131,419	96,248
7	102,708	131,709	96,537
8	103,769	132,188	97,016
9	110,118	132,074	96,903

Отже, перевірка умови (1.6) позитивна. Перерізи проводів ПЛ обрано правильно, можна продовжувати розрахунок.

1.6 Розрахунок параметрів схем заміщення ПЛ

ЛЕП представимо у вигляді П-подібної схеми заміщення. Активний опір ПЛ $r_{\text{Л}}$, Ом, визначається за виразом [1]:

$$r_{\text{Л}} = r_0 \cdot l_i, \quad (1.11)$$

де r_0 – це погонний активний опір, Ом/км.

Реактивний опір лінії $x_{Л}$, Ом, носить індуктивний характер і визначається за наступною формулою:

$$x_{Л} = x_0 \cdot l_i, \quad (1.12)$$

де x_0 – це реактивний погонний опір, Ом/км.

Погонний індуктивний опір можна розрахувати за наступним рівнянням:

$$x_0 = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d}\right) + 0,016 \cdot \mu, \quad (1.13)$$

де D_{cp} – це середньгеометрична відстань між проводами на опорі, для РЕМ напругою 110 кВ, взаємне розташування проводів виконане у формі нерівностороннього трикутника і дорівнює 5000 мм [1];

d – це діаметр проводу, мм;

μ – це магнітна проникність матеріалу, з якого зроблений провід.

Для РЕМ напругою до 110 кВ значення втрат на корону дуже мале, тому цим параметром нехтують.

Реактивна провідність $b_{Л}$, См, носить ємнісний характер і визначається за наступною формулою:

$$b_{Л} = b_0 \cdot l_i, \quad (1.14)$$

де b_0 – це реактивна погонна провідність, См/км. Ємнісна погонна провідність визначається за наступний виразом:

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d}\right)}. \quad (1.15)$$

Реактивний опір для кожного перерізу проводів, що визначається згідно з виразом (1.13) становитиме:

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

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

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

Значення реактивної провідності для перерізів проводів, визначимо згідно з виразом (1.15):

$$b_{0(70)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0(120)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0(240)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Розрахуємо реактивний опір та реактивну провідність ПЛ 0-1, згідно з виразами (1.12) та (1.14):

$$x_{0-1} = x_{0(240)} \cdot l_{0-1} = 0,403 \cdot 30 = 12,075 \text{ Ом};$$

$$b_{0-1} = b_{0(240)} \cdot l_{0-1} = (2,844 \cdot 10^{-6}) \cdot 30 = 85,311 \text{ мкСм}.$$

Повний опір та провідність ПЛ 0-1 становитиме:

$$Z_{0-1} = r_{0-1} + jx_{0-1} = 3,54 + 12,075 \text{ Ом};$$

$$Y_{0-1} = g_{0-1} + jb_{0-1} = 0 + j85,311 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Усі параметри схеми заміщення РЕМ занесено до табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Результати розрахунків параметрів схеми заміщення ПЛ

Ділянка	$r_{Л}, \text{ Ом}$	$x_{Л}, \text{ Ом}$	$Z_{Л}, \text{ Ом}$	$b_{Л}, \text{ мкСм}$	$Y_{Л}, \text{ мкСм}$
0-1	3,54	12,075	3,54+j12,075	j85,311	j85,311
2-1	12,238	12,84	12,238+j12,84	j74,69	j74,69
3-2	8,44	8,855	8,44+j8,855	j51,51	j51,51
3-4	5,612	9,767	5,612+j9,767	j61,863	j61,863
0-3	2,714	9,258	2,714+j9,258	j65,405	j65,405
5-4	12,66	13,282	12,66+j13,282	j77,266	j77,266
5-6	9,706	10,183	9,706+j10,183	j59,237	j59,237
7-6	3,66	6,369	3,66+j6,369	j40,346	j40,346
0-7	1,652	5,635	1,652+j5,635	j39,812	j39,812
7-8	8,44	8,855	8,44+j8,855	j51,51	j51,51
9-8	13,504	14,168	13,504+j14,168	j82,417	j82,417
0-9	7,076	12,314	7,076+j12,314	j78,001	j78,001
0-5	3,54	12,075	3,54+j12,075	j85,311	j85,311

1.7 Розрахунок параметрів схем заміщення елементів понижуючих підстанцій

Одним з параметрів схеми заміщення силового триобмоткового Т є активний опір обмотки ВН, СН, НН відповідно $r_{ТВ}, r_{ТС}, r_{ТН}$, Ом, та розраховується він за виразом:

$$r_{ТВ} = r_{ТС} = r_{ТН} = \frac{\Delta P_{K(T)} \cdot U_{OB(T)}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H(T)}^2}. \quad (1.16)$$

Активний опір для двообмоткових Т вираз матиме наступний вигляд:

$$r_T = \frac{\Delta P_{K(T)} \cdot U_{OB(T)}^2 \cdot 10^3}{S_{H(T)}^2}, \quad (1.17)$$

де $U_{OB(T)}$ – це напруга на головних виводах понижуючого трансформатора, кВ;

$\Delta P_{K(T)}$ – втрати активної складової П при досліді КЗ, кВт;

$S_{H(T)}$ – номінальна П трансформатора, кВА.

Активні опіри блоків силових Т визначаються за формулою:

$$\begin{aligned} r_{BB} = r_{BC} = r_{BH} &= \frac{r_{TB}}{n} = \frac{r_{TC}}{n} = \frac{r_{TH}}{n}; \\ r_{BT} &= \frac{r_T}{n}. \end{aligned} \quad (1.18)$$

Реактивний опір i -ої обмотки Т x_{Ti} , Ом, визначається за формулою:

$$x_{Ti} = \frac{10 \cdot U_{Ki\%} \cdot U_{OB(T)}^2}{S_{H(T)}}. \quad (1.19)$$

Реактивний опір блоку силових Т визначається за наступним виразом:

$$x_{BTi} = \frac{x_{Ti}}{n}. \quad (1.20)$$

Активна провідність g_T , См, Т визначається за формулою:

$$g_T = \frac{\Delta P_{X(T)} \cdot 10^{-3}}{U_{OB(T)}^2}, \quad (1.21)$$

де $\Delta P_{X(T)}$ – втрати активної П при досліді ХХ, кВт. Для блоку силових понижуючих Т формула має наступний вигляд:

$$g_{BT} = n \cdot g_T. \quad (1.22)$$

Реактивна провідність b_T , См, трансформаторів визначається за формулою:

$$b_T = -\frac{I_{X(T)} \cdot S_{H(T)} \cdot 10^{-5}}{U_{OB(T)}^2}, \quad (1.23)$$

де $I_{X(T)}$ – струм при досліді холостого ходу, який визначається у відсотках від номінального значення, %. Для блоку СТ рівняння набуває наступного вигляду:

$$b_{BT} = n \cdot b_T. \quad (1.24)$$

Для прикладу розглянемо підстанції пункту №1 та №2. Відповідно до виразів (1.16) та (1.18) активний опір обмоток Т та блоку трансформаторів на ПС пункту №1 становитиме:

$$r_{BH1} = r_{CH1} = r_{HH1} = \frac{\Delta P_{K(TДТН25)} \cdot U_{OB(TДТН25)}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{(ТДТН25)}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 25000^2} = 1,481 \text{ Ом};$$

$$r_{BBH1} = r_{BCH1} = r_{BHH1} = \frac{r_{BH1}}{n} = \frac{r_{CH1}}{n} = \frac{r_{HH1}}{n} = \frac{1,481}{2} = \frac{1,481}{2} = \frac{1,481}{2} = 0,741 \text{ Ом}.$$

Відповідно до виразів (1.19) та (1.20) реактивний опір обмоток Т та блоку Т на підстанції пункту №1 становитиме:

$$x_{TB1} = \frac{10 \cdot U_{KB1\%} \cdot U_{OB(TДТН25)}^2}{S_{(ТДТН25)}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{25000} = 56,868 \text{ Ом};$$

$$x_{BB1} = \frac{x_{TB1}}{n} = \frac{56,868}{2} = 28,434 \text{ Ом};$$

$$x_{TC1} = \frac{10 \cdot U_{KC1\%} \cdot U_{OB(TДТН25)}^2}{S_{(ТДТН25)}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{BC1} = \frac{x_{TC1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{TH1} = \frac{10 \cdot U_{KH1\%} \cdot U_{OB(TДТН25)}^2}{S_{(ТДТН25)}} = \frac{10 \cdot 6,75 \cdot 115^2}{25000} = 35,708 \text{ Ом};$$

$$x_{BH1} = \frac{x_{TH1}}{n} = \frac{35,708}{2} = 17,854 \text{ Ом}.$$

Відповідно до виразів (1.21) та (1.22) активна провідність Т та блоку Т на підстанції пункту №1 становитиме:

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{X(ТДТН25)} \cdot 10^{-3}}{U_{OB(ТДТН25)}^2} = \frac{31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,344 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{BT1} = n \cdot g_{T1} = 2 \cdot 2,344 \cdot 10^{-6} = 4,688 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Відповідно до виразів (1.23) та (1.24) активна провідність Т та блоку Т на підстанції пункту №1 становитиме:

$$b_{T1} = -\frac{I_{X(ТДТН25)} \cdot S_{H(ТДТН25)} \cdot 10^{-5}}{U_{OB(ТДТН25)}^2} = -\frac{0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1,323 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{BT1} = n \cdot b_{T1} = 2 \cdot (-1,323 \cdot 10^{-6}) = -2,647 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Відповідно до виразів (1.17) та (1.18) активний опір Т та блоку Т на підстанції пункту №2 дорівнюватиме:

$$r_{T2} = \frac{\Delta P_{K(ТМН6,3)} \cdot U_{OB(ТМН6,3)}^2 \cdot 10^3}{S_{(ТМН6,3)}^2} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300^2} = 14,661 \text{ Ом};$$

$$r_{BT2} = \frac{r_{T2}}{n} = \frac{14,661}{2} = 7,331 \text{ Ом}.$$

Відповідно до виразів (1.19) та (1.20) реактивний опір Т та блоку Т на підстанції пункту №2 становитиме:

$$x_{T2} = \frac{10 \cdot U_{K\%(ТМН6,3)} \cdot U_{OB(ТМН6,3)}^2}{S_{(ТМН6,3)}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{25000} = 220,417 \text{ Ом};$$

$$x_{BT2} = \frac{x_{T2}}{n} = \frac{220,417}{2} = 110,208 \text{ Ом}.$$

Згідно з виразами (1.21) та (1.22) активна провідність Т та блоку Т на підстанції пункту №2 становитиме:

$$g_{T2} = \frac{\Delta P_{X(ТМН6,3)} \cdot 10^{-3}}{U_{OB(ТМН6,3)}^2} = \frac{11,5 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 8,696 \cdot 10^{-7} \text{ См};$$

$$g_{BT2} = n \cdot g_{T2} = 2 \cdot 8,696 \cdot 10^{-7} = 1,739 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Згідно з виразами (1.23) та (1.24) активна провідність Т та блоку Т на підстанції пункту №2 дорівнюватиме:

$$b_{T2} = -\frac{I_{X(TM6,3)} \cdot S_{H(TM6,3)} \cdot 10^{-5}}{U_{OB(TM6,3)}^2} = -\frac{0,8 \cdot 6300 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -3,811 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{BT2} = n \cdot b_{T2} = 2 \cdot (-3,811 \cdot 10^{-6}) = -7,622 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Усі результати розрахунків опорів та провідностей занесені до табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунків параметрів схем заміщення блоків силових трансформаторів на підстанція пунктів мережі

№	r_{BB} , Ом	r_{BC} , Ом	r_{BH} , Ом	r_{BT} , Ом	x_{BB} , Ом	x_{BC} , Ом	x_{BH} , Ом	x_{BT} , Ом	g_{BT} , мкСм	b_{BT} , мкСм	Y_{BT} , мкСм
1	0,741	0,741	0,741	–	56,868	0	35,708	–	4,688	-26,47	4,69-j26,47
2	–	–	–	7,33	–	–	–	110,21	1,739	-7,62	1,74-j7,62
3	–	–	–	7,33	–	–	–	110,21	1,739	-7,62	1,74-j7,62
4	1,292	1,292	1,292	–	44,528	0	25,83	–	3,478	-24,2	3,48-j24,2
5	0,741	0,741	0,741	–	56,868	0	35,708	–	4,688	-26,47	4,69-j26,47
6	0,741	0,741	0,741	–	56,868	0	35,708	–	4,688	-26,47	4,69-j26,47
7	0,741	0,741	0,741	–	56,868	0	35,708	–	4,688	-26,47	4,69-j26,47
8	0,741	0,741	0,741	–	56,868	0	35,708	–	4,688	-26,47	4,69-j26,47
9	–	–	–	7,94	–	–	–	69,43	2,117	-10,59	1,74-j7,62

1.8 Підготовка вихідних даних для розрахунку режимних параметрів

Розрахунок режимних параметрів РЕМ за розраховується ітераційним методом. Цей розрахунок містить перераховані П, що приведені до шин ВН S_{PP} , МВА, і розраховуються вони за наступною формулою:

$$S_{PP} = S_{зАд} + \Delta S_{TZ} \cdot 10^{-3} = S_{зАд} + (\Delta P_{TZ} + j\Delta Q_{TZ}) \cdot 10^{-3}, \quad (1.25)$$

де $S_{зАд}$ – це задане значення навантаження пунктів РЕМ, МВА;

ΔP_{TZ} , ΔQ_{TZ} – активні та реактивні втрати П в опорах блоків Т, кВт, кВАр.

Активні та реактивні втрати Π в повздовжніх опорах для блоків триобмоткових Т визначаються за наступними формулами [1]:

$$\begin{aligned}\Delta P_{TZ} &= \frac{n \cdot \Delta P_{K(T)}}{2} \cdot (\beta_{BH}^2 + \beta_{CH}^2 + \beta_{HH}^2); \\ \Delta Q_{TZ} &= -n \cdot S_{H(T)} \cdot (\beta_{BH}^2 \cdot U_{KB\%} + \beta_{CH}^2 \cdot U_{KC\%} + \beta_{HH}^2 \cdot U_{KH\%}).\end{aligned}\quad (1.26)$$

Для блоків двообмоткових Т рівняння виглядатимуть наступним чином:

$$\begin{aligned}\Delta P_{TZ} &= n \cdot \beta^2 \cdot \Delta P_{K(T)}; \\ \Delta Q_{TZ} &= -n \cdot \beta^2 \cdot S_{H(T)} \cdot U_{K\%(T)},\end{aligned}\quad (1.27)$$

де β – це коефіцієнт завантаження обмотки Т.

Коефіцієнти завантаження кожної з обмоток СТ підстанції у пункті №1 становитимуть:

$$\begin{aligned}\beta_{BH1} &= \frac{|S_{MAX1}|}{2 \cdot S_{(ТДТН25)}} = \frac{27,507}{2 \cdot 25} = 0,55; \\ \beta_{CH1} &= \frac{\sqrt{P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2}}{2 \cdot S_{(ТДТН25)}} = \frac{\sqrt{15^2 + (-9,296)^2}}{2 \cdot 25} = 0,353; \\ \beta_{HH1} &= \frac{\sqrt{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}}{2 \cdot S_{(ТДТН25)}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-5,791)^2}}{2 \cdot 25} = 0,198.\end{aligned}$$

Втрати активної та реактивної Π блоку Т підстанцій пункту №1, відповідно до виразу (1.26):

$$\begin{aligned}\Delta P_{TZ1} &= \frac{n \cdot \Delta P_{K(ТДТН25)}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,55^2 + 0,353^2 + 0,198^2) = \\ &= 65,274 \text{ кВт}; \\ \Delta Q_{TZ1} &= -n \cdot S_{(ТДТН25)} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1\%} + \beta_{CH1}^2 \cdot U_{KC1\%} + \beta_{HH1}^2 \cdot U_{KH1\%}) = \\ &= -2 \cdot 25 \cdot (0,55^2 \cdot 10,75 + 0,353^2 \cdot 0 + 0,198^2 \cdot 6,75) = -1758,484 \text{ кВАр}.\end{aligned}$$

Значення приведеної потужності пункту №1, згідно з виразом (1.25):

$$S_{IP1} = S_{MAX1} + (\Delta P_{TZ1} + j\Delta Q_{TZ1}) \cdot 10^{-3} =$$

$$= (23 - j15,088) + (65,274 - j1758,484) \cdot 10^{-3} = 23,065 - j16,847 \text{ МВА.}$$

Значення коефіцієнту завантаження обмоток блоку Т підстанції пункту №2 становитимуть:

$$\beta_2 = \frac{|S_{MAX2}|}{2 \cdot S_{(ТМН6,3)}} = \frac{4,938}{2 \cdot 6,3} = 0,392.$$

Значення втрат активної та реактивної П блоку силових трансформаторів підстанцій пункту №2, відповідно до формул (1.27):

$$\Delta P_{TZ2} = n \cdot \beta_2^2 \cdot \Delta P_{K(ТМН6,3)} = 2 \cdot 0,391^2 \cdot 44 = 13,517 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q_{TZ2} = -n \cdot \beta_2^2 \cdot S_{(ТМН6,3)} \cdot U_{K\%(ТМН6,3)} = -2 \cdot 0,391^2 \cdot 6,3 \cdot 10,5 = -203,221 \text{ кВАр.}$$

Значення приведеної П пункту №2, згідно з виразом (1.25):

$$S_{IP2} = S_{MAX2} + (\Delta P_{TZ2} + j\Delta Q_{TZ2}) \cdot 10^{-3} =$$

$$= (4 - j2,896) + (13,517 - j203,221) \cdot 10^{-3} = 4,014 - j3,099 \text{ МВА.}$$

Усі розраховані значення занесені до табл. 1.21.

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів

№ пункту	$\beta_{ОБМ}$			β_T	ΔP_{TZ} , кВт	ΔQ_{TZ} , кВАр	S_{IP} , МВА
	ВН	СН	НН				
1	0,55	0,353	0,198	–	65,274	-1758,484	23,065-j16,847
2	–	–	–	0,392	13,517	-203,221	4,014-j3,099
3	–	–	–	0,588	30,414	-457,247	6,03-j4,801
4	0,56	0,368	0,193	–	48,622	-1154,061	15,049-j10,971
5	0,549	0,376	0,173	–	66,221	-1720,88	23,066-j16,705
6	0,477	0,329	0,148	–	50,158	-1298,562	20,05-j14,319
7	0,48	0,282	0,198	–	48,824	-1367,942	20,049-j14,597
8	0,55	0,353	0,198	–	65,274	-1758,484	23,065-j16,847
9	–	–	–	0,617	45,725	-800,183	10,046-j8,04

Еквівалентна провідність пункту Y_S , См включає у себе половину суми провідностей ділянок, які підходять до даного пункту та провідність блоку Т, які

встановлені на трансформаторній підстанції. Еквівалентна провідність пункту №1 мережі дорівнює:

$$Y_1 = 0,5 \cdot (Y_{0-1} + Y_{2-1}) + Y_{BT1} = 0,5 \cdot (j85,331 \cdot 10^{-6} + j74,69 \cdot 10^{-6}) + (4,688 \cdot 10^{-6} - j1,323 \cdot 10^{-5}) = 4,688 \cdot 10^{-6} + j6,677 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Результати розрахунку еквівалентних провідностей усіх пунктів занесено до табл. 1.22.

Таблиця 1.22 – Еквівалентні провідності усіх пунктів РЕМ

№ пункту	Y_S , мкСм
1	4,688+j66,768
2	1,739+j55,478
3	1,739+j81,767
4	3,478+j45,368
5	4,688+j84,441
6	4,688+j23,326
7	4,688+j39,369
8	4,688+j40,499
9	2,117+j67,608

1.9 Розрахунок режимних параметрів РЕМ в режимі максимальних навантажень

Розрахунок прийнято виконувати методом Зейделя. Результати розрахунку взаємних та власних алгебраїчних провідностей, опорів ділянок РЕМ занесено до табл. 1.23. Розрахунок взаємної провідності ділянки 0-1 дорівнюватиме:

$$y_{0-1} = \frac{1}{Z_{0-1}} = \frac{1}{3,54 + j12,075} = 0,022 - j0,076 \text{ См.}$$

Власна провідність пункту №1 становитиме:

$$y_{1-1} = -(Y_{\kappa 2-1} + Y_{\kappa 0-1}) = -((0,039 - j0,041) + (0,022 - j0,076)) = -0,061 + j0,117 \text{ См.}$$

Результати розрахунків власних та взаємних провідностей ділянок мережі занесено до табл. 1.23-1.24.

Таблиця 1.23 – Результати розрахунку взаємних алгебраїчних провідностей в режимі максимальних навантажень

Ділянка мережі	Взаємна провідність,
0-1	0,022-j0,076
2-1	0,039-j0,041
3-2	0,056-j0,059
3-4	0,044-j0,077
0-3	0,029-j0,099
5-4	0,038-j0,039
5-6	0,049-j0,051
7-6	0,068-j0,118
0-7	0,048-j0,163
7-8	0,056-j0,059
9-8	0,035-j0,037
0-9	0,035-j0,061
0-5	0,022-j0,076

Таблиця 1.24 – Результати розрахунку власних алгебраїчних провідностей в режимі максимальних навантажень

№ пункту	Власна провідність,
1	-0,061+j0,117
2	-0,095+j0,01
3	-0,1298+j0,2356
4	-0,082+j0,116
5	-0,109+j0,167
6	-0,117+j0,169
7	-0,172+j0,341
8	-0,092+j0,096
9	-0,07+j0,098

Вихідна схема районної електричної мережі для розрахунку параметрів режиму максимальних навантажень зображена на рис. 1.8.

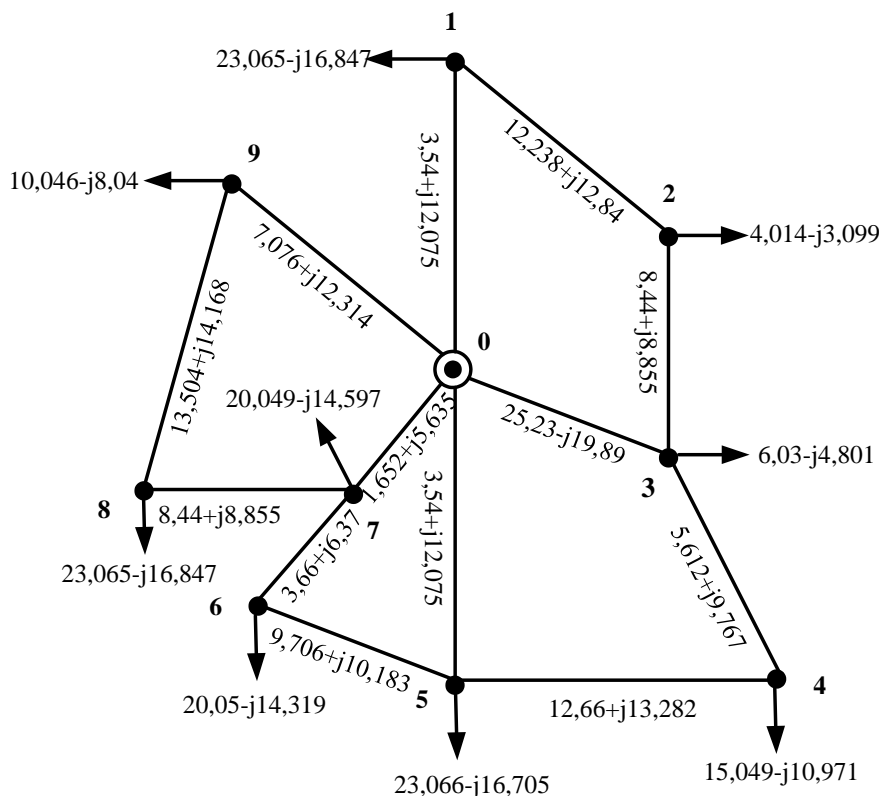


Рисунок 1.8 – Вихідна Z-схема РЕМ в режимі максимальних навантажень

Ітераційний процес розрахунку режимних параметрів у режимі максимальних навантажень буде мати наступний вигляд:

$$U_1^{(1)} = -\frac{1}{y_{1-1}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{нр1}} + Y_1 \cdot (|U_1^{(0)}|)^2}{U_1^{(0)}} + U_0 \cdot y_{0-1} + U_2^{(0)} \cdot y_{2-1} \right) = -\frac{1}{-0,061 + j0,117} \times$$

$$\times \left(-\frac{(23,065 - j16,846) + (4,688 + j66,768) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} + 115 \cdot (0,022 - j0,076) + \right.$$

$$\left. + 110 \cdot (0,0389 - j0,041) \right) = 111,224 - j1,481 \text{ кВ};$$

$$U_2^{(1)} = -\frac{1}{y_{2-2}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{нр2}} + Y_2 \cdot (|U_2^{(0)}|)^2}{U_2^{(0)}} + U_1^{(1)} \cdot y_{2-1} + U_3^{(0)} \cdot y_{3-2} \right) = -\frac{1}{-0,095 + j0,099} \times$$

$$\times \left(-\frac{(40,135 - j30,99) + (1,739 + j55,478) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} + \right.$$

$$\left. + (111,224 - j1,481) \cdot (0,0389 - j0,041) + 110 \cdot (0,056 - j0,059) \right) = 110,201 - j0,687 \text{ кВ};$$

$$U_3^{(1)} = -\frac{1}{y_{3-3}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП3}} + Y_3 \cdot (|U_3^{(0)}|)^2}{U_3^{(0)}} + U_4^{(0)} \cdot y_{3-4} + U_0 \cdot y_{0-3} + U_2^{(1)} \cdot y_{3-2} \right) = -\frac{1}{-0,13 + j0,236} \times$$

$$\times \left(-\frac{(6,03 - j4,801) + (1,739 + j81,767) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} + \right. \\ \left. + 110 \cdot (0,044 - j0,077) + 115 \cdot (0,029 - j0,099) + \right. \\ \left. + (110,2 - j0,687) \cdot (0,056 - j0,059) \right) = 111,782 - j0,072 \text{ кВ};$$

$$U_4^{(1)} = -\frac{1}{y_{4-4}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП4}} + Y_4 \cdot (|U_4^{(0)}|)^2}{U_4^{(0)}} + U_5^{(0)} \cdot y_{5-4} + U_3^{(1)} \cdot y_{3-4} \right) = -\frac{1}{-0,082 + j0,116} \times$$

$$\times \left(-\frac{(15,049 - j10,971) + (3,478 + j4,537) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} + \right. \\ \left. + 110 \cdot (0,0376 - j0,0394) + (111,782 - j0,72) \cdot (0,044 - j0,077) \right) = 109,967 - j0,955 \text{ кВ};$$

$$U_5^{(1)} = -\frac{1}{y_{5-5}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП5}} + Y_5 \cdot (|U_5^{(0)}|)^2}{U_5^{(0)}} + U_0 \cdot y_{0-5} + U_4^{(1)} \cdot y_{5-4} + U_6^{(0)} \cdot y_{5-6} \right) =$$

$$= -\frac{1}{-0,109 + j0,167} \cdot \left(-\frac{(23,066 - j16,704) + (4,688 + j84,41) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} + \right. \\ \left. + 115 \cdot (0,022 - j0,076) + (109,967 - j0,955) \cdot (0,038 - j0,039) + \right. \\ \left. + 110 \cdot (0,049 - j0,051) \right) = 110,771 - j1,324 \text{ кВ};$$

$$U_6^{(1)} = -\frac{1}{y_{6-6}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП6}} + Y_6 \cdot (|U_6^{(0)}|)^2}{U_6^{(0)}} + U_7^{(0)} \cdot y_{7-6} + U_5^{(1)} \cdot y_{5-6} \right) = -\frac{1}{-0,117 + j0,17} \times$$

$$\times \left(-\frac{(20,05 - j14,319) + (4,688 + j23,326) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} + \right. \\ \left. + 110 \cdot (0,067 - j0,118) + (110,771 - j1,324) \cdot (0,049 - j0,051) \right) = 109,321 - j0,789 \text{ кВ};$$

$$U_7^{(1)} = -\frac{1}{y_{7-7}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП7}} + Y_7 \cdot (|U_7^{(0)}|)^2}{U_7^{(0)}} + U_8^{(0)} \cdot y_{7-8} + U_6^{(1)} \cdot y_{7-6} + U_0 \cdot y_{0-7} \right) = -\frac{1}{-0,172 + j0,34} \times$$

$$\times \left(-\frac{(20,049 - j14,597) + (4,688 + j39,369) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} + \right. \\ \left. + 110 \cdot (0,056 - j0,059) + (109,321 - j0,789) \cdot (0,068 - j0,118) + 115 \cdot (0,048 - j0,163) \right) = \\ = 111,451 - j0,975 \text{ кВ};$$

$$U_8^{(1)} = -\frac{1}{y_{8-8}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП8}} + Y_8 \cdot (|U_8^{(0)}|)^2}{U_8^{(0)}} + U_9^{(0)} \cdot y_{9-8} + U_7^{(1)} \cdot y_{7-8} \right) = -\frac{1}{-0,092 + j0,096} \times$$

$$\times \left(-\frac{(23,065 - j16,847) + (4,688 + j40,498) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} + \right. \\ \left. + 110 \cdot (0,035 - j0,037) + (111,451 - j0,975) \cdot (0,056 - j0,059) \right) = 108,991 - j0,973 \text{ кВ};$$

$$U_9^{(1)} = -\frac{1}{y_{9-9}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП9}} + Y_9 \cdot (|U_9^{(0)}|)^2}{U_9^{(0)}} + U_8^{(1)} \cdot y_{9-8} + U_0 \cdot y_{0-9} \right) = -\frac{1}{-0,07 + j0,098} \times$$

$$\times \left(-\frac{(10,046 - j8,04) + (2,117 + j69,62) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} + \right.$$

$$\left. + (108,99 - j0,973) \cdot (0,035 - j0,037) + 115 \cdot (0,035 - j0,061) \right) = 111,654 - j1,061 \text{ кВ.}$$

Друга ітерація:

$$U_1^{(2)} = -\frac{1}{y_{1-1}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП1}} + Y_1 \cdot (|U_1^{(1)}|)^2}{U_1^{(1)}} + U_0 \cdot y_{0-1} + U_2^{(1)} \cdot y_{2-1} \right) = -\frac{1}{-0,061 + j0,117} \times$$

$$\times \left(-\frac{(23,065 - j16,846) + (4,688 + j66,768) \cdot 10^{-6} \cdot (|111,224 + j1,481|)^2}{111,224 + j1,481} + 115 \cdot (0,022 - j0,076) + \right.$$

$$\left. + (110,02 - j0,686) \cdot (0,0389 - j0,041) \right) = 111,396 - j1,707 \text{ кВ;}$$

$$U_2^{(2)} = -\frac{1}{y_{2-2}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП2}} + Y_2 \cdot (|U_2^{(1)}|)^2}{U_2^{(1)}} + U_1^{(2)} \cdot y_{2-1} + U_3^{(1)} \cdot y_{3-2} \right) = -\frac{1}{-0,095 + j0,099} \times$$

$$\times \left(-\frac{(40,135 - j30,99) + (1,739 + j55,478) \cdot 10^{-6} \cdot (|110,201 - j0,686|)^2}{110,201 + j0,686} + \right.$$

$$\left. + (111,396 - j1,707) \cdot (0,0389 - j0,041) + (111,782 - j0,721) \cdot (0,056 - j0,059) \right) =$$

$$= 111,325 - j1,203 \text{ кВ;}$$

$$U_3^{(2)} = -\frac{1}{y_{3-3}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП3}} + Y_3 \cdot (|U_3^{(1)}|)^2}{U_3^{(1)}} + U_4^{(1)} \cdot y_{3-4} + U_0 \cdot y_{0-3} + U_2^{(2)} \cdot y_{3-2} \right) = -\frac{1}{-0,13 + j0,236} \times$$

$$\times \left(-\frac{(6,03 - j4,801) + (1,739 + j81,767) \cdot 10^{-6} \cdot (|111,782 - j0,720|)^2}{111,782 - j0,72} + \right.$$

$$\left. + (109,966 - j0,955) \cdot (0,044 - j0,077) + 115 \cdot (0,029 - j0,099) + \right.$$

$$\left. + (111,325 - j1,203) \cdot (0,056 - j0,059) \right) = 112,15 - j1,098 \text{ кВ;}$$

$$U_4^{(2)} = -\frac{1}{y_{4-4}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП4}} + Y_4 \cdot (|U_4^{(1)}|)^2}{U_4^{(1)}} + U_5^{(1)} \cdot y_{5-4} + U_3^{(2)} \cdot y_{3-4} \right) = -\frac{1}{-0,082 + j0,116} \times$$

$$\times \left(-\frac{(15,049 - j10,971) + (3,478 + j4,537) \cdot 10^{-6} \cdot (|109,967 - j0,955|)^2}{109,967 + j0,955} + \right.$$

$$\left. + (110,771 - j1,324) \cdot (0,0376 - j0,0394) + (112,15 - j1,097) \cdot (0,044 - j0,077) \right) =$$

$$= 110,538 - j1,658 \text{ кВ;}$$

$$\begin{aligned}
U_5^{(2)} &= -\frac{1}{y_{5-5}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП5}} + Y_5 \cdot (|U_5^{(1)}|)^2}{U_5^{(1)}} + U_0 \cdot y_{0-5} + U_4^{(2)} \cdot y_{5-4} + U_6^{(1)} \cdot y_{5-6} \right) = \\
&= -\frac{1}{-0,109 + j0,167} \cdot \left(-\frac{(23,066 - j16,704) + (4,688 + j84,41) \cdot 10^{-6} \cdot (|110,771 - j1,324|)^2}{110,771 + j1,324} + \right. \\
&+ 115 \cdot (0,022 - j0,076) + (110,538 - j1,658) \cdot (0,038 - j0,039) + \\
&+ (109,321 - j0,789) \cdot (0,049 - j0,051) \left. \right) = 110,776 - j1,788 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_6^{(2)} &= -\frac{1}{y_{6-6}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП6}} + Y_6 \cdot (|U_6^{(1)}|)^2}{U_6^{(1)}} + U_7^{(1)} \cdot y_{7-6} + U_5^{(2)} \cdot y_{5-6} \right) = -\frac{1}{-0,117 + j0,17} \times \\
&\times \left(-\frac{(20,05 - j14,319) + (4,688 + j23,326) \cdot 10^{-6} \cdot (|109,32 - j0,789|)^2}{109,32 + j0,789} + \right. \\
&+ (111,451 - j0,975) \cdot (0,067 - j0,118) + (110,776 - j1,788) \cdot (0,049 - j0,051) \left. \right) = \\
&= 110,241 - j1,663 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_7^{(2)} &= -\frac{1}{y_{7-7}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП7}} + Y_7 \cdot (|U_7^{(1)}|)^2}{U_7^{(1)}} + U_8^{(1)} \cdot y_{7-8} + U_6^{(2)} \cdot y_{7-6} + U_0 \cdot y_{0-7} \right) = -\frac{1}{-0,172 + j0,34} \times \\
&\times \left(-\frac{(20,049 - j14,597) + (4,688 + j39,369) \cdot 10^{-6} \cdot (|111,451 - j0,975|)^2}{111,451 + j0,975} + \right. \\
&+ (108,99 - j0,973) \cdot (0,056 - j0,059) + (110,241 - j1,663) \cdot (0,068 - j0,118) + \\
&+ 115 \cdot (0,048 - j0,163) \left. \right) = 111,654 - j1,523 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_8^{(2)} &= -\frac{1}{y_{8-8}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП8}} + Y_8 \cdot (|U_8^{(1)}|)^2}{U_8^{(1)}} + U_9^{(1)} \cdot y_{9-8} + U_7^{(2)} \cdot y_{7-8} \right) = -\frac{1}{-0,092 + j0,096} \times \\
&\times \left(-\frac{(23,065 - j16,847) + (4,688 + j40,498) \cdot 10^{-6} \cdot (|108,991 - j0,973|)^2}{108,991 + j0,973} + \right. \\
&+ (111,654 - j1,061) \cdot (0,035 - j0,037) + (111,654 - j1,523) \cdot (0,056 - j0,059) \left. \right) = \\
&= 109,73 - j1,704 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U_9^{(2)} &= -\frac{1}{y_{9-9}} \cdot \left(-\frac{S_{\text{ПП9}} + Y_9 \cdot (|U_9^{(1)}|)^2}{U_9^{(1)}} + U_8^{(2)} \cdot y_{9-8} + U_0 \cdot y_{0-9} \right) = -\frac{1}{-0,07 + j0,098} \times \\
&\times \left(-\frac{(10,046 - j8,04) + (2,117 + j69,62) \cdot 10^{-6} \cdot (|111,654 - j1,061|)^2}{111,654 + j1,061} + \right. \\
&+ (109,73 - j1,704) \cdot (0,035 - j0,037) + 115 \cdot (0,035 - j0,061) \left. \right) = \\
&= 112,019 - j1,313 \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Перевірка на збіжність ітераційного процесу:

$$\left| (U_1^{(2)}) - (U_1^{(1)}) \right| = \left| (111,224 - j1,481) - (111,396 - j1,707) \right| = 0,284;$$

$$\begin{aligned} |(U_2^{(2)}) - (U_2^{(1)})| &= |(110,201 - j0,687) - (111,325 - j1,203)| = 1,237; \\ |(U_3^{(2)}) - (U_3^{(1)})| &= |(111,782 - j0,72) - (112,15 - j1,098)| = 0,528; \\ |(U_4^{(2)}) - (U_4^{(1)})| &= |(109,967 - j0,955) - (110,538 - j1,658)| = 0,906; \\ |(U_5^{(2)}) - (U_5^{(1)})| &= |(110,771 - j1,324) - (110,776 - j1,788)| = 0,464; \\ |(U_6^{(2)}) - (U_6^{(1)})| &= |(109,321 - j0,789) - (110,241 - j1,663)| = 1,269; \\ |(U_7^{(2)}) - (U_7^{(1)})| &= |(111,451 - j0,975) - (111,654 - j1,523)| = 0,584; \\ |(U_8^{(2)}) - (U_8^{(1)})| &= |(108,991 - j0,973) - (109,73 - j1,704)| = 1,039; \\ |(U_9^{(2)}) - (U_9^{(1)})| &= |(112,019 - j1,061) - (112,019 - j1,313)| = 0,444. \end{aligned}$$

Значення менше, ніж точність збіжності ітераційного процесу, тому розрахунок продовжується. Кінцеві результати розрахунку ітераційного процесу занесені до табл. 1.25.

Таблиця 1.25 – Результати розрахунку напруг в режимі максимальних навантажень

№	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_4 , кВ	U_5 , кВ	U_6 , кВ	U_7 , кВ	U_8 , кВ	U_9 , кВ	ΔU_{MAX} , кВ
1	111,234- -j1,486	110,205- -j0,689	111,783- -j0,721	109,968- -j0,955	110,772- -j1,325	109,321- -j0,789	111,451- -j0,975	108,991- -j0,973	111,654- -j1,061	–
2	111,407- -j1,714	111,33- -j1,207	112,152- -j1,099	110,539- -j1,659	110,776- -j1,79	110,241- -j1,664	111,653- -j1,523	109,73- -j1,705	112,018- -j1,314	1,269
...										
23	112,521- -j1,869	112,581- -j1,801	113,115- -j1,624	111,599- -j2,351	111,882- -j2,360	111,236- -j2,439	112,398- -j1,902	110,484- -j2,049	112,36- j1,409	0,0098

Струмове навантаження ділянок I_i , А, визначається за рівнянням:

$$I_i = \frac{\Delta U_i}{\sqrt{3} \cdot Z_i}, \quad (1.28)$$

де ΔU_i – це падіння напруги на ділянці, кВ.

Потужність, яка перетікає i -ою ПЛ S_i , МВА, розраховується за наступним виразом:

$$S_{ni-j} = \sqrt{3} \cdot I_{i-j} \cdot U_i, S_{ki-j} = \sqrt{3} \cdot I_{i-j} \cdot U_j \quad (1.29)$$

де U_i, U_j – це напруга на початку та у кінці ділянки відповідно, кВ.

Втрати потужності в районній електричній мережі ΔS , МВА, розраховується за наступним виразом:

$$\Delta S = S_{БП} - S_{НАВ}, \quad (1.30)$$

Струмове навантаження для ПЛ 0-1, відповідно до виразу (1.28) становитиме:

$$I_{0-1} = \frac{\Delta U_{0-1}}{\sqrt{3} \cdot Z_{0-1}} = \frac{U_0 - U_1}{\sqrt{3} \cdot Z_{0-1}} = \frac{115 - (112,521 - j1,869)}{\sqrt{3} \cdot (3,54 + j12,075)} = 114,3 - j85,027 \text{ А};$$

$$|I_{0-1}| = 142,457 \text{ А}.$$

Потужність ПЛ 0-1, відповідно до виразу (1.29) становитиме:

$$S_{n0-1} = \sqrt{3} \cdot I_{0-1} \cdot \overline{U_0} = \sqrt{3} \cdot (114,3 - j85,027) \cdot (115) = 22,767 - j16,936 \text{ МВА};$$

$$S_{k0-1} = \sqrt{3} \cdot I_{0-1} \cdot \overline{U_1} = \sqrt{3} \cdot (114,3 - j85,027) \cdot (112,521 + j1,869) = 22,551 - j16,201 \text{ МВА}.$$

Результати розрахунків усіх ділянок РЕМ занесені до табл. 1.26.

Таблиця 1.26 – Результати розрахунку струмових навантажень та потужності ділянок РЕМ в режимі максимальних навантажень

Ділянка	$ I_i $, А	S_i , МВА	S_j , МВА
1	2	3	4
3-2	26,462	4,627-j2,382	4,609-j2,363
0-1	142,301	22,767-j16,936	22,551-j16,201
2-1	2,836	0,574+j0,032	0,573+j0,033

Закінчення таблиці 1.26

1	2	3	4
0-3	149,073	24,904-j16,116	24,724-j15,5
0-5	179,598	28,713-j21,276	28,371-j20,11
3-4	86,262	14,044-j9,363	13,919-j9,146
5-4	8,887	1,176-j1,263	1,173-j1,26
5-6	26,702	4,07-j3,199	4,37-j3,177
0-7	317,141	50,087-j38,421	49,589-j36,723
7-8	90,674	13,311-j11,578	13,103-j11,359
7-6	100,651	16,17-j11,046	16,059-j10,853
9-8	58,506	10,158-j5,138	10,019-j4,993
0-9	121,763	20,544-j12,846	20,23-j12,299

Для розрахунку сумарних втрат потрібно розрахувати еквівалентну провідність БП, яка дорівнюватиме:

$$Y_{БП} = 0,5 \cdot (Y_{0-1} + Y_{0-3} + Y_{0-5} + Y_{0-7} + Y_{0-9}) =$$

$$= 0,5 \cdot (j8,531 \cdot 10^{-5} + j6,54 \cdot 10^{-5} + j8,531 \cdot 10^{-5} + j3,981 \cdot 10^{-5} + j7,8 \cdot 10^{-5}) = j1,769 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Значення сумарних втрат, згідно з виразом (1.30):

$$S_{БП(М)} = S_{n0-1} + S_{n0-3} + S_{n0-5} + S_{n0-7} + S_{n0-9} + Y_0 \cdot U_0^2 =$$

$$= (22,767 - j16,936) + (24,904 - j16,116) + (28,713 - j21,276) +$$

$$+ (50,087 - j38,421) + (20,544 - j12,846) + (j1,769 \cdot 10^{-4}) \cdot 115^2 = 144,738 - j103,125 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_M = S_{БП(М)} - S_{ПР.СУМ} = (144,738 - j103,125) - (144,434 - j106,225) = 2,581 + j2,971 \text{ МВА.}$$

Режим напруг та поточкорозподіл нанесені на рис. 1.9. Модулі напруг пунктів електричної мережі задовольняють регулювальні можливості, а також струмові навантаження не перевищують значень тривалих допустимих струмів ПЛ.

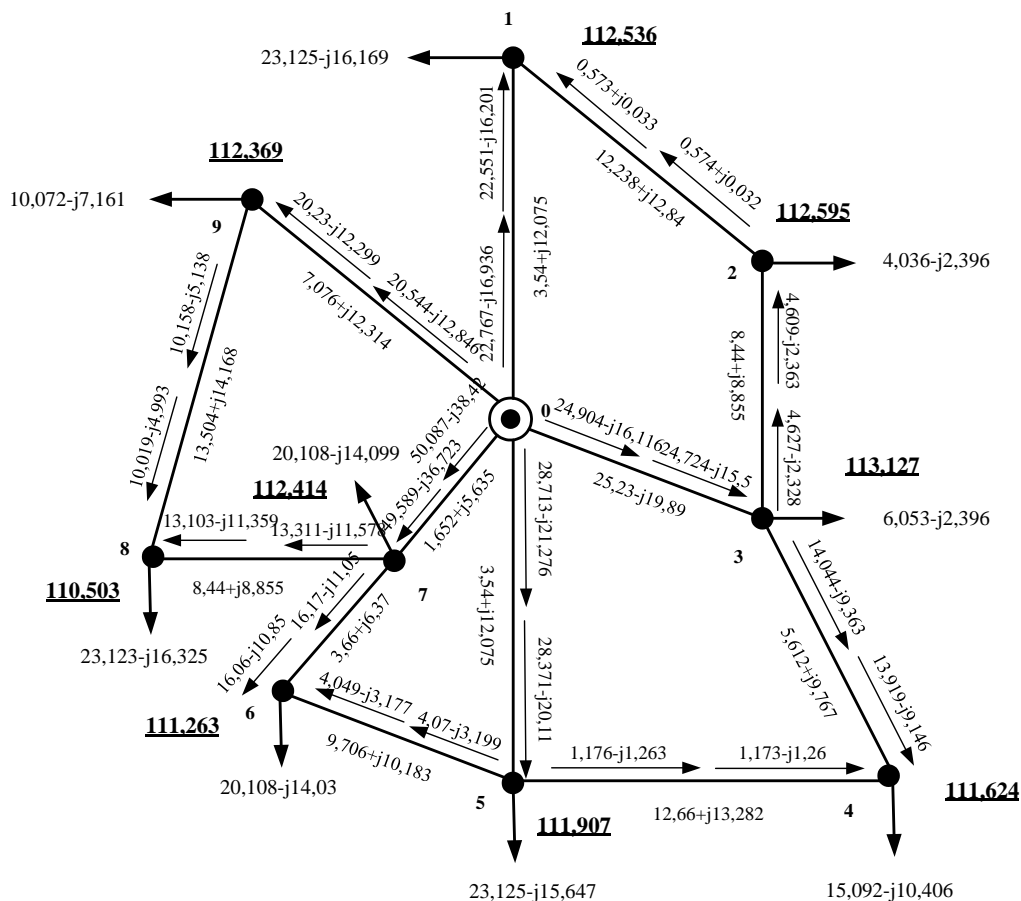


Рисунок 1.9 – Схема результатів розрахунку РЕМ в режимі максимальних навантажень

1.10 Розрахунок режимних параметрів РЕМ в післяаварійному режимі

Одним з режимів при проектуванні, який є важливим і за допомогою якого перевіряють правильність обраного обладнання – це післяаварійний режим. Найскладніший післяаварійний режим при відключенні найбільш завантаженої ділянки, тому відключаємо ПЛ 0-7. Для подальшого розрахунку потрібно перерахувати власну провідність пункту №7, решту провідностей візьмемо з табл. 1.23. Значення провідності у пункті №7 становитиме:

$$Y_7 = 0,5 \cdot (Y_{7-8} + Y_{7-6}) + Y_{BT6} = 0,5 \cdot (j5,15 \cdot 10^{-5} + j4,035 \cdot 10^{-5}) + (4,688 \cdot 10^{-6} - j2,647 \cdot 10^{-5}) = 4,688 \cdot 10^{-6} + j1,946 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Вихідна схема зображена на рис. 1.10.

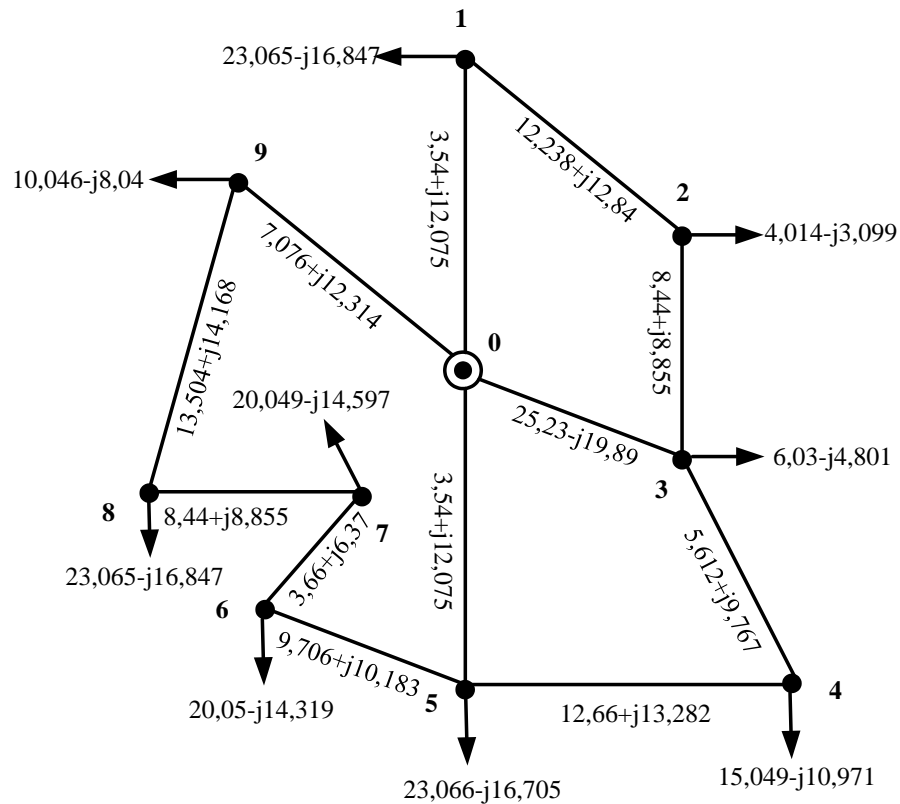


Рисунок 1.10 – Вихідна Z-схема районної електричної мережі в післяаварійному режимі

Результати розрахунку ітераційного процесу занесені до табл. 1.27.

Таблиця 1.27 – Результати розрахунку напруг в післяаварійному режимі

№	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_4 , кВ	U_5 , кВ	U_6 , кВ	U_7 , кВ	U_8 , кВ	U_9 , кВ	ΔU_{MAX} , кВ
1	111,224- -j1,481	110,201- -j0,687	111,782- -j0,72	109,967- -j0,955	110,771- -j1,324	109,321- -j0,789	108,551- -j0,801	107,206- -j0,866	110,899- -j1,121	-
2	111,407- -j1,714	111,396- -j1,707	111,325- -j1,203	110,538- -j1,658	110,776- -j1,788	108,34- -j1,391	106,892- -j1,601	106,478- -j1,782	110,653- -j1,538	1,171
...										
50	112,398- -j2,067	112,182- -j2,176	112,528- -j2,123	110,075- -j3,407	108,706- -j3,961	102,931- -j4,462	101,679- -j4,759	102,477- -j4,327	109,104- j2,829	0,000083

Результати розрахунків усіх ділянок РЕМ занесені до табл. 1.28.

Таблиця 1.28 – Результати розрахунку струмових навантажень та потужності ділянок РЕМ в післяаварійному режимі

Ділянка	$ I_i $, А	S_i , МВА	S_j , МВА
3-2	16,548	2,592-j1,92	2,586-j1,912
0-1	152,489	24,823-j17,503	24,577-j16,661
2-1	7,872	-1,45+j0,488	-1,452+j0,491
0-3	194,981	32,57-j21,155	32,261-j20,099
0-5	341,214	50,923-j45,012	49,686-j40,795
3-4	141,927	23,616-j14,414	23,277-j12,824
5-4	46,476	-8,104+j3,316	-8,186+j3,402
5-6	237,887	34,669-j28,406	33,022-j26,677
7-8	42,838	-7,287+j1,985	-7,334+j2,033
7-6	101,163	-12,81+j12,41	-12,922+j12,606
9-8	200,412	32,075-j20,161	30,448-j18,454
0-9	265,845	43,647-j29,982	42,146-j27,372

Еквівалентна провідність балансуєчого пункту становить:

$$Y_{БП} = 0,5 \cdot (Y_{0-1} + Y_{0-3} + Y_{0-5} + Y_{0-9}) =$$

$$= 0,5 \cdot (j8,531 \cdot 10^{-5} + j6,54 \cdot 10^{-5} + j8,531 \cdot 10^{-5} + j7,8 \cdot 10^{-5}) = j1,57 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Розрахуємо значення сумарних втрат, відповідно до формули (1.30):

$$S_{БП(A)} = S_{n0-1} + S_{n0-3} + S_{n0-5} + S_{n0-9} + Y_0 \cdot U_0^2 =$$

$$= (24,823 - j17,503) + (32,57 - j21,155) + (50,923 - j45,012) +$$

$$+ (43,647 - j29,982) + (j1,57 \cdot 10^{-4}) \cdot 115^2 = 151,963 - j111,313 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_A = S_{БП(A)} - S_{ПР.СВМ} = (151,963 - j111,313) - (144,434 - j106,225) = 7,529 - j5,087 \text{ МВА.}$$

Режим напруг та поточкорозподіл нанесені на рис. 1.11.

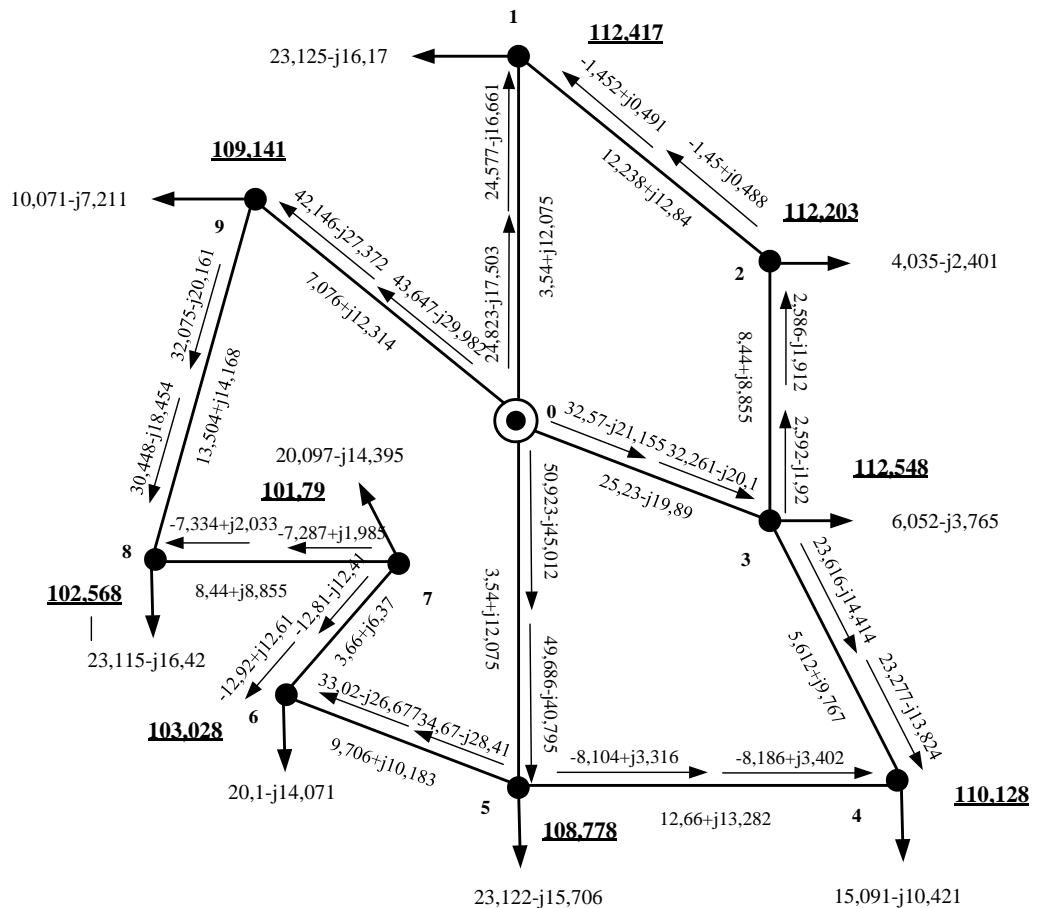


Рисунок 1.11 – Схема результатів розрахунку районної електричної мережі в післяаварійному режимі

1.11 Розрахунок режимних параметрів РЕМ в режимі мінімальних навантажень

Потужність в режимі максимальних навантаження в режимі мінімальних навантажень домножуються на коефіцієнт мінімальних навантажень α і визначається потужність наступним чином:

$$S_{MIN1} = S_{MAX1} \cdot \alpha = (23 - j15,088) \cdot 0,62 = 14,26 - j9,355 \text{ МВА.}$$

Значення решти навантажень занесені до табл. 1.29. Для розрахунку параметрів режиму потрібно перерахувати приведені навантаження пунктів РЕМ, розрахунок проводиться аналогічно розрахунку в пункті 1.8. Результати занесені до табл. 1.30.

Таблиця 1.29 – Повні потужності РЕМ в режимі мінімальних навантажень

№ пункту	$ S_{MAX} $, МВА	S_{MAX} , МВА
1	17,055	14,26-j9,355
2	3,062	2,48-j1,795
3	4,593	3,72-j2,693
4	11,115	9,3-j6,087
5	17,019	14,26-j9,29
6	14,796	12,4-j8,073
7	14,867	12,4-j8,202
8	17,055	14,26-j9,355
9	7,654	6,2-j4,489

Таблиця 1.30 – Розрахунок приведених навантажень у режимі мінімальних навантажень

№ пункту	$\beta_{ОЕМ}$			β_T	ΔP_{TZ} , кВт	ΔQ_{TZ} , кВАр	S_{IP} , МВА
	ВН	СН	НН				
1	0,34	0,219	0,122	–	25,091	-675,961	14,285-j10,031
2	–	–	–	0,243	5,196	-78,118	2,485-j1,874
3	–	–	–	0,364	11,691	-175,766	3,732-j2,869
4	0,347	0,228	0,12	–	18,69	-443,621	9,319-j6,53
5	0,34	0,233	0,107	–	25,455	-661,506	14,285-j9,951
6	0,296	0,204	0,092	–	19,281	-499,167	12,419-j8,572
7	0,297	0,175	0,122	–	18,768	-525,837	12,419-j8,728
8	0,341	0,219	0,122	–	25,091	-675,961	14,285-j10,031
9	–	–	–	0,383	17,577	-307,59	6,218-j4,796

Вихідна схема РЕМ в режимі мінімальних навантажень зображена на рис. 1.12. Результати розрахунку ітераційного процесу занесені до табл. 1.31.

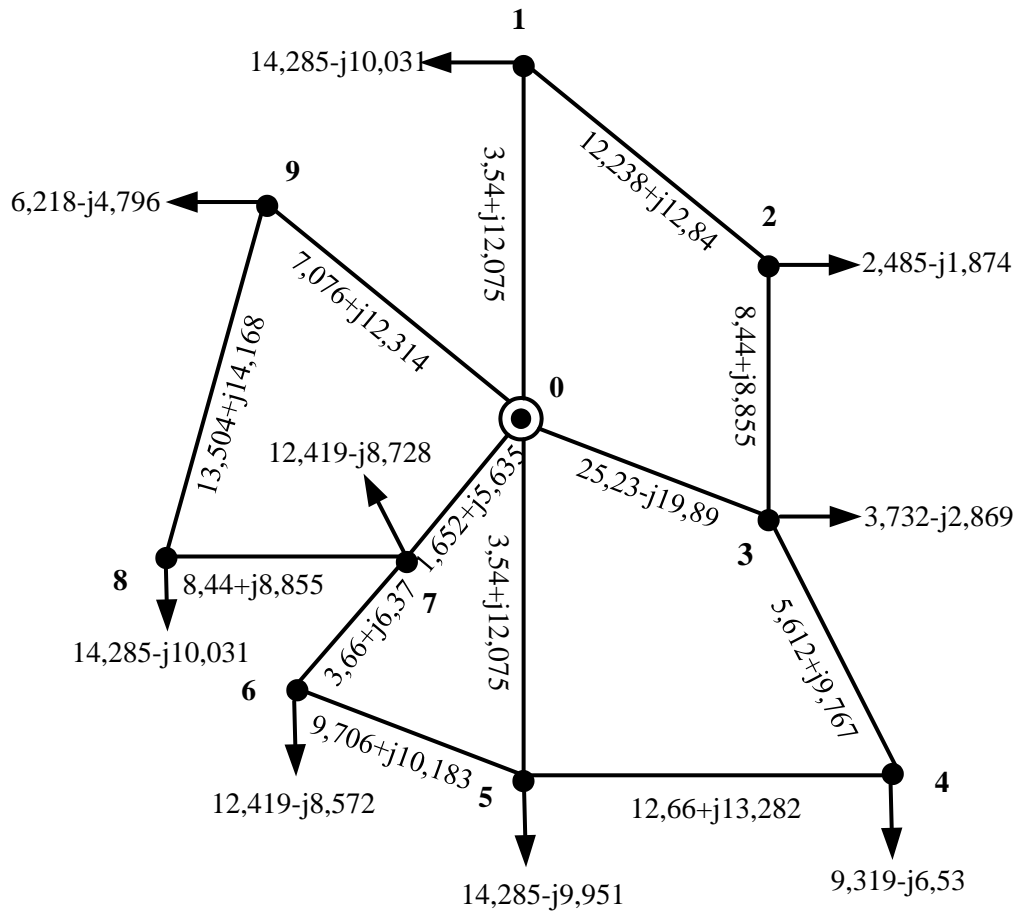


Рисунок 1.12 – Вихідна Z-схема РЕМ в режимі мінімальних навантажень

Таблиця 1.31 – Результати розрахунку напруг РЕМ в режимі мінімальних навантажень

№	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_4 , кВ	U_5 , кВ	U_6 , кВ	U_7 , кВ	U_8 , кВ	U_9 , кВ	ΔU_{MAX} , кВ
1	108,97- -j0,575	109,409- -j0,3	109,733- -j0,214	109,165- -j0,387	109,098- -j0,471	109,104- -j0,455	109,38- -j0,356	108,469- -j0,479	108,87- -j0,499	-
2	108,75- -j0,767	109,159- -j0,504	109,401- -j0,427	108,626- -j0,73	108,678- -j0,807	108,545- -j0,793	108,901- -j0,68	107,721- -j0,868	108,571- -j0,706	1,052
...										
25	108,493- -j1,235	108,544- -j1,203	108,874- -j1,075	107,936- -j1,566	108,103- -j1,558	107,688- -j1,613	108,406- -j1,251	107,214- -j1,385	108,386- j0,951	0,008

Результати розрахунків усіх ділянок РЕМ занесені до табл. 1.32.

Таблиця 1.32 – Результати розрахунку струмових навантажень та потужності ділянок РЕМ в післяаварійному режимі

Ділянка	$ I_i , \text{A}$	S_i, MVA	S_j, MVA
3-2	16,73	2,869-j1,313	2,862-j1,306
0-1	89,41	14,069-j9,604	13,985-j9,314
2-1	1,947	0,356-j0,086	0,356-j0,086
0-3	93,176	15,377-j8,87	15,307-j8,629
0-5	112,63	17,736-j12,079	17,602-j11,62
3-4	54,279	8,686-j5,416	8,636-j5,33
5-4	5,279	0,724-j0,673	0,723-j0,672
5-6	17,194	2,537-j1,982	2,529-j1,973
7-8	56,601	8,228-j6,727	8,147-j6,642
7-6	63,19	9,989-j6,404	9,945-j6,328
9-8	36,868	6,247-j2,98	6,192-j2,923
0-9	76,155	12,612-j7,173	12,489-j6,959
0-7	199,244	30,888-j22,068	30,691-j21,397

Розрахуємо значення сумарних втрат, відповідно до формули (1.30):

$$\begin{aligned}
 S_{БП(MIN)} &= S_{n0-1} + S_{n0-3} + S_{n0-5} + S_{n0-7} + S_{n0-9} + Y_0 \cdot U_0^2 = \\
 &= (14,069 - j9,604) + (15,377 - j8,87) + (17,736 - j12,079) + \\
 &+ (30,888 - j22,068) + (12,612 - j7,173) + (j1,769 \cdot 10^{-4}) \cdot 115^2 = 90,684 - j57,654 \text{ MVA}; \\
 \Delta S_{MIN} &= S_{БП(MIN)} - S_{ПР.MIN} = (90,684 - j57,654) - (89,447 - j63,381) = 1,237 + j5,728 \text{ MVA}.
 \end{aligned}$$

Режим напруг та поточкорозподіл у режимі мінімальних навантажень нанесені на рис. 1.13. Модулі напруг пунктів РЕМ задовольняють регулювальний діапазон, а струмове навантаження не перевищує значення тривалих допустимих струмів.

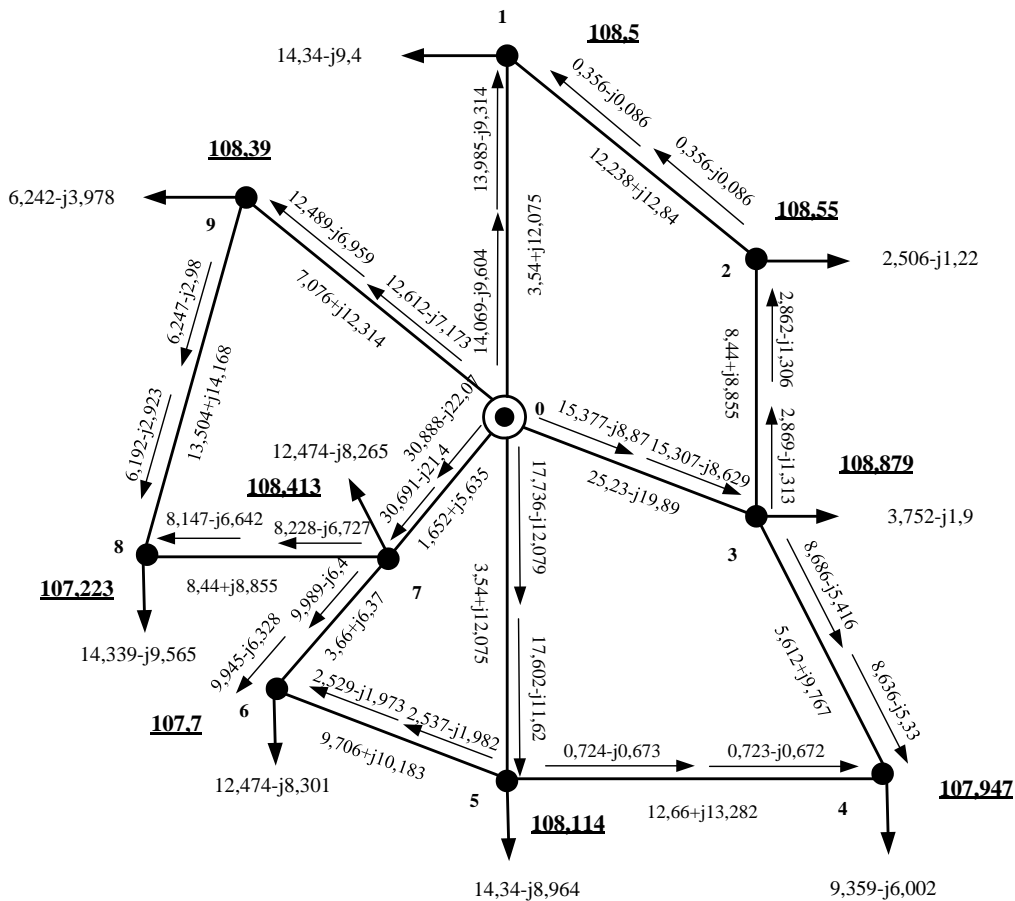


Рисунок 1.13 – Схема результатів розрахунку районної електричної мережі в режимі мінімальних навантажень навантажень

1.12 Вибір позиції відгалуження пристроїв РПН та ПБЗ

Для забезпечення бажаного рівня напруги на вторинних шинах понижуючого трансформатора встановлюються пристрій РПН в обмотці ВН та пристрій ПБЗ в обмотці СН, якщо це триобмотковий Т. Процес регулювання напруги є дискретним, тому не можна обрати бажану позицію, а вибирається найближча дійсна. Оптимальне число відносної кількості витків $\omega_{ВБ}$ розраховується за наступною формулою:

$$\omega_{ВБ} = \frac{U_{ПН} \cdot U_{ТН(Т)}}{U_{ТВ(Т)} \cdot U_{НДБ}} - 1, \tag{1.31}$$

де $U_{\text{ПН}}$ – значення напруги на шинах НН приведені до обмотки високої напруги, кВ, визначається за наступним виразом:

$$U_{\text{ПН}} = U_S - \Delta U_T, \quad (1.32)$$

де ΔU_T – падіння напруги в обмотках блоку Т, кВ.

Ступінь регулювання пристрою РПН N_B , округлюється до цілого числа і розраховується за наступним виразом:

$$N_B = \frac{\omega_{\text{ВБ}}}{\omega_{\text{В0}}}. \quad (1.33)$$

Дійсна відносна кількість регулювальних витків пристрою РПН ω_B , розраховується за виразом:

$$\omega_B = N_B \cdot \omega_{\text{В0}}. \quad (1.34)$$

Значення напруги на шинах НН $U_{\text{НД}}$, кВ, визначається за наступною формулою:

$$U_{\text{НД}} = \frac{U_{\text{ПН}} \cdot U_{\text{ТН(Т)}}}{U_{\text{ТВ(Т)}} \cdot (1 + \omega_B)}. \quad (1.35)$$

У триобмоткових Т присутній пристрій ПБЗ, що встановлюється в обмотці СН і регулює напругу на шинах. Значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ $\omega_{\text{СБ}}$, визначається за наступним виразом:

$$\omega_{\text{СБ}} = \frac{U_{\text{СДБ}} \cdot U_{\text{ТВ(Т)}} \cdot (1 + \omega_B)}{U_{\text{ПС}} \cdot U_{\text{ТС(Т)}}} - 1, \quad (1.36)$$

де $U_{СДБ}$ – бажане значення напруги на шинах СН, кВ;

$U_{ПС}$, $U_{ПН}$ – напруги на шинах СН та НН приведені до ВН для блоків триобмоткових Т, кВ, визначаються за наступними виразами:

$$\begin{aligned} U_{ПС} &= U_S - \Delta U_{ТВ} - \Delta U_{ТС}; \\ U_{ПН} &= U_S - \Delta U_{ТВ} - \Delta U_{ТН}. \end{aligned} \quad (1.37)$$

Ступінь регулювання пристрою ПБЗ N_C , розраховується за наступною формулою:

$$N_C = \frac{\omega_{СБ}}{\omega_{C0}}. \quad (1.38)$$

Фактична відносна кількість регулювальних витків ПБЗ ω_C , розраховується за виразом:

$$\omega_C = N_C \cdot \omega_{C0}. \quad (1.39)$$

Значення напруги на шинах середньої напруги $U_{СД}$, кВ, визначається за наступною формулою:

$$U_{СД} = \frac{U_{ПС} \cdot U_{ТС(Т)} \cdot (1 + \omega_C)}{U_{ТВ(Т)} \cdot (1 + \omega_B)}. \quad (1.40)$$

Блок двообмоткових понижуючих Т встановлений на підстанції пункту №2. Напруги на стороні низької напруги приведена до високої напруги в режимі максимальних навантажень, відповідно до виразу (1.32):

$$\begin{aligned}
U_{\text{ПН}2(M)} &= U_{2(M)} - \Delta U_{2(M)} = \\
&= U_{2(M)} - \left(\frac{\left((P_{\text{ПР}2} + g_{\text{БТ}2} \cdot U_{2(M)}^2) \cdot r_{\text{БТ}2} - (Q_{\text{ПР}2} + b_{\text{БТ}2} \cdot U_{2(M)}^2) \cdot x_{\text{БТ}2} \right)}{U_{2(M)}} \right) = 112,595 - \\
&\quad - \left(\frac{\left((4,014 + (1,739 \cdot 10^{-6}) \cdot 112,599^2) \cdot 7,331 - ((-3,099) + (-7,622 \cdot 10^{-6}) \cdot 112,599^2) \cdot 110,208 \right)}{112,599} \right) = \\
&= 109,204 \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН, відповідно до формули (1.31):

$$\omega_{\text{БВ}2(M)} = \frac{U_{\text{ПН}2(M)} \cdot U_{\text{ТН}(ТМН\ 6,3)}}{U_{\text{ТВ}(ТМН\ 6,3)} \cdot U_{\text{НДБ}}} - 1 = \frac{109,204 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,005.$$

Отже, значення відпайки пристрою РПН, відповідно до виразу (1.33) становить:

$$N_{\text{В}2(M)} = \frac{\omega_{\text{БВ}2(M)}}{\omega_{\text{В}0}} = \frac{-0,005}{0,0178} = -0,289;$$

$$N_{\text{В}2^*(M)} = 0.$$

Фактична відносна кількість регулювальних витків, згідно з (1.34):

$$\omega_{\text{В}2(M)} = N_{\text{В}2^*(M)} \cdot \omega_{\text{В}0} = 0 \cdot 0,0178 = 0.$$

Значення напруги на шинах НН, відповідно до формули (1.35) становитиме:

$$U_{\text{НД}2(M)} = \frac{U_{\text{ПН}2(M)} \cdot U_{\text{ТН}(ТМН\ 6,3)}}{U_{\text{ТВ}(ТМН\ 6,3)} \cdot (1 + \omega_{\text{В}2(M)})} = \frac{109,208 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0)} = 10,446 \text{ кВ}.$$

Розрахунок для післяаварійного режиму аналогічний і занесений до табл. 1.32. Блок триобмоткових понижуючих Т встановлений на ПС пункту №2. Значення напруги на стороні середньої напруги та низької напруги приведено до високої напруги в режимі максимальних навантажень, відповідно до виразу (1.37):

$$\begin{aligned}
\Delta U_{\text{ТВ}6(M)} &= \frac{\left((P_{\text{ПР}6} + g_{\text{БТ}6} \cdot U_{6(M)}^2) \cdot r_{\text{БВ}6} - (Q_{\text{ПР}6} + b_{\text{БТ}6} \cdot U_{6(M)}^2) \cdot x_{\text{БВ}6} \right)}{U_{6(M)}} = \\
&= \frac{\left((20,05 + (4,688 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,263^2) \cdot 0,741 - ((-14,32) + (-26,47 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,263^2) \cdot 28,434 \right)}{111,263} = \\
&= 3,877 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\Delta U_{TC6(M)} = \frac{(P_{CH6} + \Delta P_{TZ6} + g_{BT6} \cdot U_{6(M)}^2) \cdot r_{BC6}}{U_{6(M)}} - \frac{(Q_{CH6} + \Delta Q_{TZ6} + b_{BT6} \cdot U_{6(M)}^2) \cdot x_{BC6}}{U_{6(M)}} =$$

$$= \frac{(14 + 0,05 + (4,688 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,263^2) \cdot 0,741}{111,263} -$$

$$- \frac{(-8,676 - 1,299 + (-26,47 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,263^2) \cdot 0}{111,263} = 0,094 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TH6(M)} = \frac{(P_{HH6} + \Delta P_{TZ6} + g_{BT6} \cdot U_{6(M)}^2) \cdot r_{BH6}}{U_{6(M)}} - \frac{(Q_{HH6} + \Delta Q_{TZ6} + b_{BT6} \cdot U_{6(M)}^2) \cdot x_{BH6}}{U_{6(M)}} =$$

$$= \frac{(6 + 0,05 + (4,688 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,263^2) \cdot 0,741}{111,263} -$$

$$- \frac{(-4,344 - 1,299 + (-26,47 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,263^2) \cdot 17,854}{111,263} = 0,999 \text{ кВ};$$

$$U_{ПН6(M)} = U_{6(M)} - \Delta U_{TB6(M)} - \Delta U_{TH6(M)} = 111,263 - 3,877 - 0,999 = 106,388 \text{ кВ};$$

$$U_{ПС6(M)} = U_{6(M)} - \Delta U_{TB6(M)} - \Delta U_{TC6(M)} = 111,263 - 3,877 - 0,094 = 107,292 \text{ кВ}.$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків пристрою РПН, відповідно до формули (1.31):

$$\omega_{ВБ6(M)} = \frac{U_{ПН6(M)} \cdot U_{ТН(ТДТН25)}}{U_{ТВ(ТДТН25)} \cdot U_{НДБ}} - 1 = \frac{106,388 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,031.$$

Ступінь відгалуження пристрою РПН, відповідно до формули (1.33):

$$N_{B6(M)} = \frac{\omega_{B6(M)}}{\omega_{B0}} = \frac{-0,031}{0,0178} = -1,733;$$

$$N_{B6^*(M)} = -2.$$

Фактична відносна кількість регулювальних витків, відповідно до виразу (1.34) становитиме:

$$\omega_{B6(M)} = N_{B6^*(M)} \cdot \omega_{B0} = -2 \cdot 0,0178 = -0,0356.$$

Значення напруги на шинах обмотки НН, відповідно до формули (1.35):

$$U_{НД6(M)} = \frac{U_{ПН6(M)} \cdot U_{ТН(ТДТН25)}}{U_{ТВ(ТДТН25)} \cdot (1 + \omega_{B6(M)})} = \frac{106,388 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,0356)} = 10,552 \text{ кВ}.$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків пристрою ПБЗ, відповідно до формули (1.36):

$$\omega_{СБ6(M)} = \frac{U_{СДБ} \cdot U_{ТВ(ТДТН25)} \cdot (1 + \omega_{B6})}{U_{ПС6} \cdot U_{ТС(ТДТН25)}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,0356)}{107,292 \cdot 38,5} - 1 = 0,034.$$

Ступінь відгалуження пристрою ПБЗ, відповідно до формули (1.38):

$$N_{C6(M)} = \frac{\omega_{CB6(M)}}{\omega_{C0}} = \frac{0,034}{0,025} = 1,348;$$

$$N_{C6^*(M)} = 1.$$

Фактична відносна кількість регулювальних витків пристрою ПБЗ, відповідно до виразу (1.39) становитиме:

$$\omega_{C6(M)} = N_{C6^*(M)} \cdot \omega_{C0} = 1 \cdot 0,025 = 0,025.$$

Значення напруги на шинах обмотки СН, відповідно до формули (1.51) становитиме:

$$U_{CD6(M)} = \frac{U_{PC6} \cdot U_{TC(UDH25)} \cdot (1 + \omega_{C6})}{U_{TB(UDH25)} \cdot (1 + \omega_{B6})} = \frac{107,292 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 - 0,0356)} = 38,177 \text{ кВ.}$$

Розрахунки позицій регулювального відгалуження пристроїв РПН, ПБЗ на підстанціях пунктів РЕМ в режимі максимальних навантажень зведено у табл. 1.33.

Таблиця 1.33 – Результати розрахунків вибору позицій регулювального відгалуження пристроїв РПН та ПБЗ на підстанція в режимі максимальних навантажень

№ пункту	$U_{S(M)}$, кВ	U_{PC} , кВ	U_{PH} , кВ	ω_{BB}	ω_{CB}	N_{B^*}	N_{C^*}	U_{HD} , кВ	U_{CD} , кВ
1	112,536	107,943	106,739	-0,028	0,027	-2	1	10,587	38,408
2	112,595	–	109,204	-0,005	–	0	–	10,446	–
3	113,127	–	107,962	-0,016	–	-1	–	10,514	–
4	111,624	106,846	105,729	-0,037	0,038	-2	2	10,487	38,945
5	111,907	107,319	106,242	-0,032	0,033	-2	1	10,537	38,186
6	111,263	107,292	106,388	-0,031	0,034	-2	1	10,552	38,177
7	112,414	108,425	107,261	-0,023	0,042	-1	2	10,446	38,804
8	110,503	105,828	104,603	-0,047	0,029	-3	1	10,57	38,364
9	112,369	–	106,963	-0,026	–	-1	–	10,417	–

Розрахунки позицій регулювального відгалуження пристроїв РПН, ПБЗ на підстанціях пунктів РЕМ в післяаварійному режимі зведено до табл. 1.34.

Таблиця 1.34 – Результати розрахунків вибору позицій регулювального відгалуження РПН та ПБЗ на підстанціях в післяаварійному режимі

№ пункту	$U_{S(A)}$, кВ	$U_{ПС}$, кВ	$U_{ПН}$, кВ	$\omega_{ВВ}$	$\omega_{СВ}$	N_{B^*}	N_{C^*}	$U_{НД}$, кВ	$U_{СД}$, кВ
1	112,417	107,819	106,613	-0,029	0,029	-2	1	10,574	38,364
2	112,203	–	108,801	-0,009	–	0	–	10,407	–
3	112,548	–	107,358	-0,022	–	-1	–	10,455	–
4	110,128	105,288	104,158	-0,051	0,034	-3	1	10,525	38,168
5	108,778	104,063	102,958	-0,062	0,046	-3	2	10,404	38,644
6	103,028	98,753	97,784	-0,109	0,04	-6	2	10,472	38,865
7	101,79	97,402	96,127	-0,124	0,034	-7	1	10,504	38,181
8	102,568	97,545	96,233	-0,123	0,032	-7	1	10,515	38,237
9	109,141	–	103,579	-0,056	–	-3	–	10,467	–

Висновок до розділу

Виконано синтез оптимальної конфігурації розімкненої електричної мережі за методом поконтурної оптимізації. З урахуванням категорійності споживачів за надійністю електропостачання обрану розімкнену схему перетворено на чотириконтурну.

На підставі функції оптимальних витрат визначено необхідність застосування проводів типів АСК-240/39, АСК-120/19 та АС-70/11 для ПЛ мережі.

Проведено розрахунок параметрів усталених режимів проектованої електричної мережі за нормальною та післяаварійною схемою, встановлено, що напруги на шинах ПС та струмові навантаження проводів ПЛ перебувають у допустимих межах для усіх розглянутих режимів.

Розраховано положення регулювальних розгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів ПС. Встановлено, що у розглянутих режимах обрані відгалуження регуляторів забезпечують бажані значення напруги на шинах НН та СН, які становлять 10,5 кВ та 38,5 кВ відповідно.

2 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ ДЛЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 150 кВ НА ЗАЛІЗОБЕТОННИХ ОПОРАХ

2.1 Загальні положення

Надійність та безперебійність живлення споживача електроенергії є головними напрямками розвитку ЕЕС. Безперебійність живлення залежить від багатьох чинників, головними з яких є правильний вибір апаратури, що має обиратись за технічними умовами.

Зі збільшенням навантаження електрична мережа обтяжується і надійність значно зменшується. Для запобігання аварійних режимів і виходу електричної мережі з нормальної роботи потрібно обирати необхідну апаратуру відповідно до технічного розрахунку та яка має переваги над застарілим обладнанням та апаратурою.

Звичайно обрати найкраще обладнання та апаратуру, що призведе на найменших втрат дуже просто, але потрібно враховувати, що інвестиції у електричні мережі є досить значними, тому вони є обмеженими. При проектуванні необхідно зменшити капіталовкладення, але при цьому зберегти цілісність і функціонал електричної мережі

При різному складі та обсязі завдань, що вирішуються на окремих етапах проектування електричних мереж, зазначені роботи повинні мати застосування :

а) аналіз існуючої мережі, включає її розгляд з точки зору завантаження, умов регулювання напруги, виявлення вузьких місць в роботі;

б) визначення навантажень і сумування балансів активної P по окремим підстанціям і вузлам, обґрунтування побудови нових підстанцій;

в) вибір режимів роботи електростанцій, а також визначення завантаження проектованої РЕМ;

г) розрахунки режимів роботи РЕМ та обґрунтування побудови мережі на розглянуті рівні; перевірочні розрахунки динамічної та статичної стійкості паралельної роботи;

д) розрахунок балансу реактивної П та визначення умов регулювання напруги в РЕМ, обґрунтування розміщення компенсуючих установок та їх типу і П;

е) розрахунки струмів КЗ в проектованій РЕМ та встановлення вимог до вимикальної здатності комутаційної апаратури, розробка пропозицій щодо обмеженню струмів КЗ;

ж) зведені дані за наміченим обсягом розвитку електричної мережі натуральні і вартісні показники, черговість розвитку [3].

Оптимізація розвитку РЕМ енергосистеми обирають напругу і конфігурацію електричної мережі, створюють черговість будівництва електроенергетичних об'єктів. Суму динамічних приведених витрат використовують як головний критерій при оптимізації для всіх елементів РЕМ. При вирішенні необхідно враховувати динаміку розвитку РЕМ енергосистеми, основні вимоги до якості та надійності енергопостачання, обмеження по пропускну здатності ПЛ та підстанцій. Вирішення задачі відбувається при заданому плані введення генеруючих потужностей [3].

Вихідні дані при оптимізації – рівні навантажень РЕМ на різних етапах її розвитку; розрахункова схема РЕМ, яка включає існуючі і прогнозовані до спорудження ПЛ та підстанції; технічні характеристики і показники вартості РЕМ.

Вирішення такого завдання, як оптимізація розвитку РЕМ енергосистем, можливо тільки на основі розділення загальної задачі на окремі пункти задачі, вирішення яких здійснюється незалежно з подальшим узгодженням отриманих результатів розрахунку. Завдання проектування може бути поділене за територіальною ознакою, тобто поділ ЕЕС на районні і об'єднані енергосистеми. У розгляді питань ЕЕС обґрунтовують розвиток міжсистемних зв'язків і найбільш важливих зв'язків всередині ОЕС. На рівні РЕМ доводять варіанти розвитку основних РЕМ та розподільчих мереж напругою 110 кВ і вище [3].

В якості критерію оптимальності при розв'язанні задачі оптимізації розвитку РЕМ застосовують суму приведених витрат на виробництво. Відповідно до цієї

методики кореляція варіантів розвитку виконується шляхом співставлення економічної ефективності капіталовкладень, показником якої є мінімум функції сумарних дисконтованих витрат:

$$Z(P) \rightarrow \min \quad (2.1)$$

Функція сумарних дисконтованих витрат визначається за наступною формулою:

$$Z_{v0} = \frac{N_{ПЛ} \cdot K_{v0}}{E} + K_{v0} + \frac{P^2 \cdot (r_{v0} \cdot Z_a \cdot \tau)}{U_n^2}, \quad (2.2)$$

де $N_{ПЛ}$ – щорічні витрати на експлуатацію ПЛ;

K_{v0} – погонні капіталовкладення;

E – норма дисконту;

r_{v0} – погонний активний опір ПЛ;

Z_a – питома вартість електроенергії;

τ – час максимальних втрат електроенергії.

2.2 Визначення та побудова функції оптимальних витрат для лінії напругою 150 кВ на залізобетонних опорах

Розглянемо перерізи, які використовуються для ПЛ напругою 150 кВ – 150 мм², 185 мм² та 240 мм². Погонні активні опори дорівнюватимуть:

$$r_{V0(150)} = 0,204 \text{ Ом/км};$$

$$r_{V0(185)} = 0,159 \text{ Ом/км};$$

$$r_{V0(240)} = 0,122 \text{ Ом/км}.$$

Базові показники вартості ПЛ 150 кВ, яка виконана із залізобетонними одностійковими вільностоячими опорами:

$$K_{V0(70)} = 340 \text{ тис. грн./км};$$

$$K_{V0(185)} = 380 \text{ тис. грн./км};$$

$$K_{V0(240)} = 380 \text{ тис. грн./км}.$$

Вартість вказана з розрахунком 5 гривень за 1 долар США, тому потрібно розрахувати їх з врахуванням вартості 1 долара США станом на 01.12.2018 – 28,042 гривень, коефіцієнт зміни курсу дорівнюватиме:

$$k = \frac{28,042}{5} = 5,608.$$

Перерахуємо вартість капіталовкладень для курсу рівному 28,042 гривень за долар США:

$$K'_{V0(150)} = K_{V0(150)} \cdot k = 340 \cdot 5,608 = 1906,856 \text{ тис. грн./км};$$

$$K'_{V0(185)} = K_{V0(185)} \cdot k = 380 \cdot 5,608 = 2131,192 \text{ тис. грн./км};$$

$$K'_{V0(240)} = K_{V0(240)} \cdot k = 380 \cdot 5,608 = 2131,192 \text{ тис. грн./км}.$$

Щоб побудувати функції приведених дисконтованих витрат необхідно визначити параболи для усіх перерізів проводів.

Для проводу марки АСК-150/24:

$$a_{V0(150)} = \frac{0,01 \cdot H_{пл} \cdot K'_{V0(150)} \cdot 10^3}{E} + K'_{V0(150)} \cdot 10^3 =$$

$$\frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 1906,856 \cdot 10^3}{0,1} + 1906,856 \cdot 10^3 = 2,136 \cdot 10^6 \text{ грн/км};$$

$$b_{V0(150)} = \frac{r_{V0(150)} \cdot 3_e \cdot \tau \cdot 10}{U_n^2 \cdot E} = \frac{0,204 \cdot 169 \cdot 2886,2 \cdot 10}{150^2 \cdot 0,1} = 442,244 \text{ коп/кВт}^2.$$

Для проводу марки АСК-185/29:

$$a_{V0(185)} = \frac{0,01 \cdot H_{пл} \cdot K'_{V0(185)} \cdot 10^3}{E} + K'_{V0(185)} \cdot 10^3 =$$

$$\frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 2131,192 \cdot 10^3}{0,1} + 2131,192 \cdot 10^3 = 2,387 \cdot 10^6 \text{ грн/км};$$

$$b_{V0(185)} = \frac{r_{V0(185)} \cdot 3_e \cdot \tau \cdot 10}{U_n^2 \cdot E} = \frac{0,159 \cdot 169 \cdot 2886,2 \cdot 10}{150^2 \cdot 0,1} = 344,69 \text{ коп/кВт}^2.$$

Для проводу марки АСК-240/39:

$$a_{V0(240)} = \frac{0,01 \cdot H_{ПЛ} \cdot K'_{V0(240)} \cdot 10^3}{E} + K'_{V0(240)} \cdot 10^3 =$$

$$\frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 2131,192 \cdot 10^3}{0,1} + 2131,192 \cdot 10^3 = 2,387 \cdot 10^6 \text{ грн/км};$$

$$b_{V0(240)} = \frac{r_{V0(240)} \cdot Z_e \cdot \tau \cdot 10}{U_n^2 \cdot E} = \frac{0,122 \cdot 169 \cdot 2886,2 \cdot 10}{150^2 \cdot 0,1} = 264,479 \text{ коп/кВт}^2.$$

Отже, отримали такі функції:

$$Z_{V0(150)} = a_{V0(150)} + b_{V0(150)} \cdot P^2 = 2,136 \cdot 10^6 + 442,244 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(185)} = a_{V0(185)} + b_{V0(185)} \cdot P^2 = 2,387 \cdot 10^6 + 344,69 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 2,387 \cdot 10^6 + 264,479 \cdot P^2.$$

Графіки функцій зображені на рис. 2.1. Пунктирною лінією розмічена границя економічних інтервалів потужності, тобто доцільне використання перерізів при відповідних навантаженнях ПЛ.

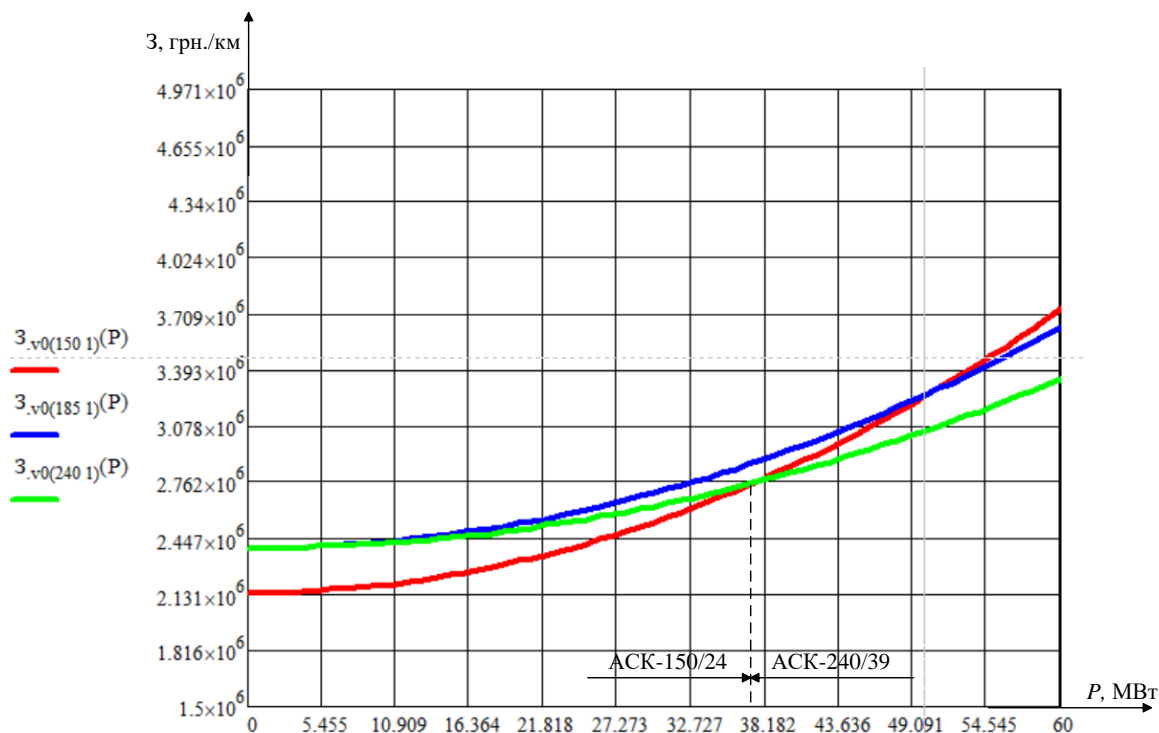


Рисунок 2.1 – Сімейство сумарних дисконтованих витрат на спорудження і експлуатацію лінії 150 кВ

2.3 Лінійна апроксимація функції оптимальних витрат методом найменших квадратів

Метод найменших квадратів — метод знаходження наближеного розв'язку надлишково-визначеної системи. Часто застосовується в регресійному аналізі. На практиці найчастіше використовується лінійний метод найменших квадратів, що використовується у випадку системи лінійних рівнянь. Зокрема важливим застосуванням у цьому випадку є оцінка параметрів у лінійній регресії, що широко застосовується у математичній статистиці і економетриці. МНК – метод вирішення задачі в будь-якій галузі, якщо рішення полягає або задовольняє критерієм мінімізації суми квадратів функцій від шуканих змінних. Вид емпіричної залежності відомий, але числові параметри невідомі [4].

Під час реалізації алгоритмів оптимальної параметричної ідентифікації сигналів та систем, розглянутих у попередніх підрозділах цього розділу, використано метод найменших квадратів (МНК), ідея якого належить Гауссу.

І хоча виклад основ МНК можна знайти у посібниках із математичної статистики та обробки результатів експериментів, доцільно подати їх у цьому посібнику також. Оскільки, по-перше, його використання є невід'ємною частиною Фур'є-інтегрального методу ідентифікації, змістом якого заповнено саме цей розділ, а по-друге, використання МНК має певні обмеження, на які автори багатьох посібників не звертають увагу студентів, що у подальшому може стати джерелом помилок в їх дослідженнях, обробка результатів яких здійснюється з використанням МНК. В цьому посібнику ці обмеження не лише показано, але й висвітлено можливі наслідки їх ігнорування. Після цього короткого вступу перейдемо до викладу безпосередньо МНК [4].

Стандартні математичні методи та алгоритми можуть використовуватись для оптимізації, можуть бути використані стандартні математичні методи та алгоритми, наприклад методи лінійного програмування. Задача оптимізації розвитку районної електричної мережі має бути сформовано як задача пошуку мінімуму лінійної функції:

$$z_i = \sum_{i=1}^I C_i P_i, \quad (2.3)$$

де C_i - вартість передачі одиниці потужності по i -й гілці.

Лінійні системи обмежень рівностей, які відповідають першому закону Кірхгофа для всіх вузлів, окрім БП:

$$f_j(P_1, P_2, \dots, P_i, \dots, P_I) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, J, \quad (2.4)$$

також присутні обмеження у наступному вигляді:

$$P_i \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, I \quad (2.5)$$

Функції оптимальних витрат в ПЛ мережі повинні бути апроксимовані прямими лініями. Для апроксимації обрано МНК, що дозволяє основі значень функції (x_i, y_i) , $(i = 1, 2, \dots, N)$ виявити многочлен:

$$y(x) = a_0 + a_1 x + a_2 x^2 + \dots + a_K x^K + \dots + a_M x^M, \quad (2.6)$$

який достатньо точно описує дану функцію. МНК дає можливість вибрати наступний многочлен, що мінімізує функцію:

$$\sum_{i=1}^N (y_i - y(x_i))^2 = f(a_0, a_1, \dots, a_M) \quad (2.7)$$

Щоб розрахувати систему лінійних рівнянь, яка описує коефіцієнти a_0, a_1, \dots, a_M , потрібно знайти похідну останнього виразу по кожному з коефіцієнтів. Після цього отримаємо:

$$\frac{\partial f}{\partial a_K} = -2 \sum_{i=1}^N [(y_i - y(x_i))] x_i^K = 0, \quad K = 0, 1, 2, \dots, M \quad (2.8)$$

Останній вираз можна переписати таким чином:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^K = a_0 \sum_{i=1}^N x_i^K + a_1 \sum_{i=1}^N x_i^{K+1} + a_2 \sum_{i=1}^N x_i^{K+2} + \dots + a_M \sum_{i=1}^N x_i^{K+M} = \sum_{j=0}^M a_j \sum_{i=1}^N x_i^{K+j}, \quad (2.9)$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^N y_i x_i^K &= T_K; \\ \sum_{i=1}^N x_i^K &= S_K. \end{aligned} \quad (2.10)$$

Отже, отримали систему рівнянь для визначення коефіцієнтів:

$$\begin{aligned} \sum_{j=0}^M a_j S_{K+j} &= T_K; \\ K &= 0, 1, 2, \dots, M. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Функція приведених витрат апроксимується прямою $y = a_0 + a_1 x$, тобто отримає:

$$\begin{cases} a_0 S_0 + a_1 S_1 = T_0; \\ a_0 S_1 + a_1 S_2 = T_1, \end{cases} \quad (2.12)$$

$$\text{де } S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N; S_1 = \sum_{i=1}^N x_i; S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2; T_0 = \sum_{i=1}^N y_i; T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i.$$

Підставимо ці значення в систему рівнянь:

$$\begin{cases} a_0 N + a_1 \sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i; \\ a_0 \sum_{i=1}^N x_i + a_1 \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N y_i x_i. \end{cases} \quad (2.13)$$

Коефіцієнти a_0 та a_1 можна виразити з попередньої системи рівнянь:

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i x_i - \frac{\sum_{i=1}^N y_i \sum_{i=1}^N x_i}{N}}{\sum_{i=1}^N x_i^2 - \frac{\left(\sum_{i=1}^N x_i\right)^2}{N}}. \quad (2.14)$$

$$a_0 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N} - a_1 \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N}. \quad (2.15)$$

Лінійна апроксимація має похибку, що призводить до зміщення мінімуму функції. Врахувати вимоги другого закону Кірхгофа ці методи не мають змоги.

На рис. 2.2 зображені функції сумарних дисконтованих витрат для проводів АСК-150/24, АСК-185/29, АСК-240/39.

Використовуючи платформу MathCad координати точок в у якій функції перетинаються. Для використання МНК обираємо декілька додаткових точок, які належать множині точок функції сумарних дисконтованих витрат (табл. 2.1).

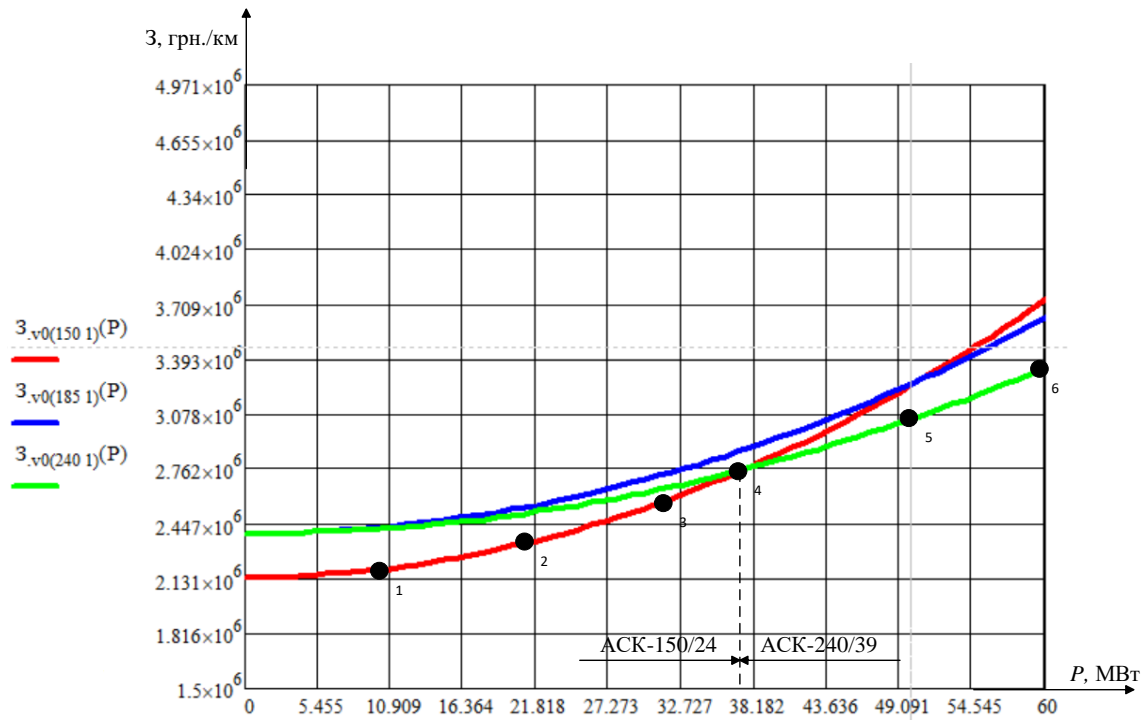


Рисунок 2.2 – Сімейство сумарних дисконтованих витрат на експлуатацію і спорудження лінії 150 кВ

Використовуючи платформу MathCad координати точок в у якій функції перетинаються. Для використання МНК обираємо декілька додаткових точок, які належать множині точок функції сумарних дисконтованих витрат (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Координати точок

№	X_i	Y_i
1	10	$2,18 \cdot 10^6$
2	20	$2,313 \cdot 10^6$
3	30	$2,534 \cdot 10^6$
4	37,595	$2,761 \cdot 10^6$
5	40	$2,81 \cdot 10^6$
6	50	$3,048 \cdot 10^6$
7	60	$3,339 \cdot 10^6$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 = 10 + 20 + 30 + 37,5955 + 40 + 50 + 60 = 247,595;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 = 10^2 + 20^2 + 30^2 + 37,5955^2 + 40^2 + 50^2 + 60^2 = 1,051 \cdot 10^4;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 = 2,18 \cdot 10^6 + 2,313 \cdot 10^6 + 2,534 \cdot 10^6 + 2,761 \cdot 10^6 + 2,81 \cdot 10^6 + 3,048 \cdot 10^6 + 3,339 \cdot 10^6 = 1,898 \cdot 10^7;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i = y_1 x_1 + y_2 x_2 + y_3 x_3 + y_4 x_4 + y_5 x_5 + y_6 x_6 + y_7 x_7 = 10 \cdot 2,18 \cdot 10^6 + 20 \cdot 2,313 \cdot 10^6 + 30 \cdot 2,534 \cdot 10^6 + 37,5955 \cdot 2,761 \cdot 10^6 + 40 \cdot 2,81 \cdot 10^6 + 50 \cdot 3,048 \cdot 10^6 + 60 \cdot 3,339 \cdot 10^6 = 7,13 \cdot 10^8.$$

Отже, система буде мати наступний вигляд:

$$\begin{cases} a_0 \cdot 7 + a_1 \cdot 247,595 = 1,898 \cdot 10^7; \\ a_0 \cdot 247,595 + a_1 \cdot 1,051 \cdot 10^4 = 7,13 \cdot 10^8. \end{cases}$$

Значення коефіцієнтів прямої отримали, розв'язавши систему рівнянь:

$$a_0 = 1,8756 \cdot 10^6;$$

$$a_1 = 2,3648 \cdot 10^4.$$

Отже, апроксимована функція зображена на рис. 2.3:

$$Z(P) = 1,8756 \cdot 10^6 + 2,3648 \cdot 10^4 \cdot P$$

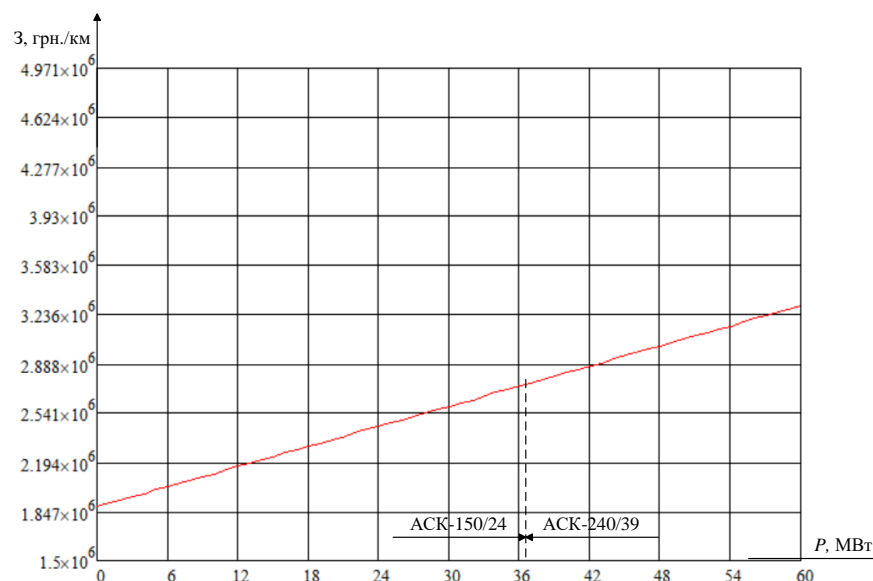


Рисунок 2.3 – Апроксимована функція сумарних дисконтованих витрат

Висновок до розділу

За методом найменших квадратів розраховано параметри та побудовано функції сумарних дисконтованих витрат для повітряної лінії номінальною напругою 150 кВ на залізобетонних опорах із проводами АСК-150/24, АСК-185/29, АСК-240/39, встановлено, що застосування проводів типу АСК-185/29 є недоцільним для проектованої мережі.

3 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ

3.1 Загальні положення

Проектована підстанція 110/35/10 кВ розташована у вузлі №5. До вузла 5 підходять три ПЛ: 0-5, 5-4 та 5-6 з проводами марки АС-240/39, АС-70/11, АС-70/11 відповідно, довжинами яких 30, 30 та 23 км.

Проектована підстанція є прохідною двотрансформаторною, на якій встановлено паралельно працюючі трансформатори типу ТДТН-25000/110.

На підстанції пункту №5 розташований закритий розподільчий пристрій (ЗРП) 10 кВ, що виконаний за схемою 10-1 з однією системою шин. На стороні середньої напруги присутній відкритий розподільчий пристрій (ВРП), який також має одну систему збірних шин (35-5).

Недоліками схеми є:

- а) відключення всієї секції на час ремонту збірних шин;
- б) при ремонті вимикачів приєднань необхідно відключати відповідне приєднання;
- в) при КЗ в зоні збірних шин повністю відключається дана секція.

3.2 Розрахунок еквівалентних опорів схеми

Схема заміщення мережі для подальшого розрахунку показана на рис. 3.1. Задаємося базисними умовами:

$$S_B = 1000 \text{ МВА}, U_B = 115 \text{ кВ}.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Опір системи приймаємо рівним нулю. Довжини ділянок схеми занесені до табл. 3.1.

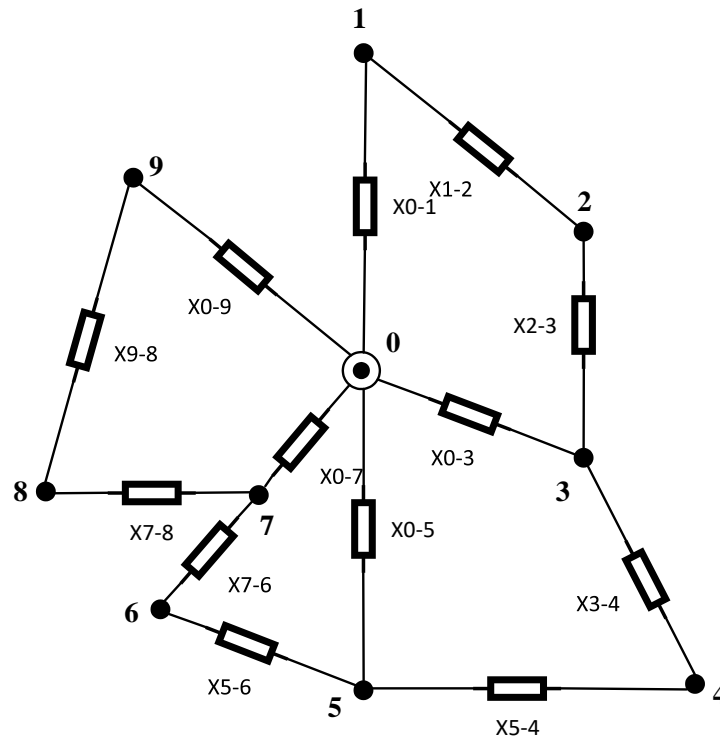


Рисунок 3.1 – Схема заміщення прямої послідовності

Таблиця 3.1 – Довжини ПЛ схеми РЕМ

Ділянка	0-1	2-1	3-2	0-3	3-4	5-4	5-6	0-5	0-7	7-6	7-8	9-8	0-9
Довжина, км	30	29	20	23	23	30	23	30	14	15	20	32	29

Опір ліній в відносних одиницях визначається по формулі:

$$x_i^* = x_i \frac{S_B}{U_B^2}. \quad (3.1)$$

Значення опорів прямої послідовності для ділянок схеми визначається згідно з формулою (3.1) і занесено до табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Значення опорів прямої послідовності для ПЛ схеми РЕМ

Ділянка	0-1	2-1	3-2	0-3	3-4	5-4	5-6	0-5	7-6	0-7	7-8	9-8	0-9
$x_{i1}, \text{в.о.}$	0,913	0,971	0,67	0,7	0,738	1,004	0,77	0,913	0,482	0,426	0,67	1,071	0,931

Перетворення схем заміщення зображено на рис. 3.2.

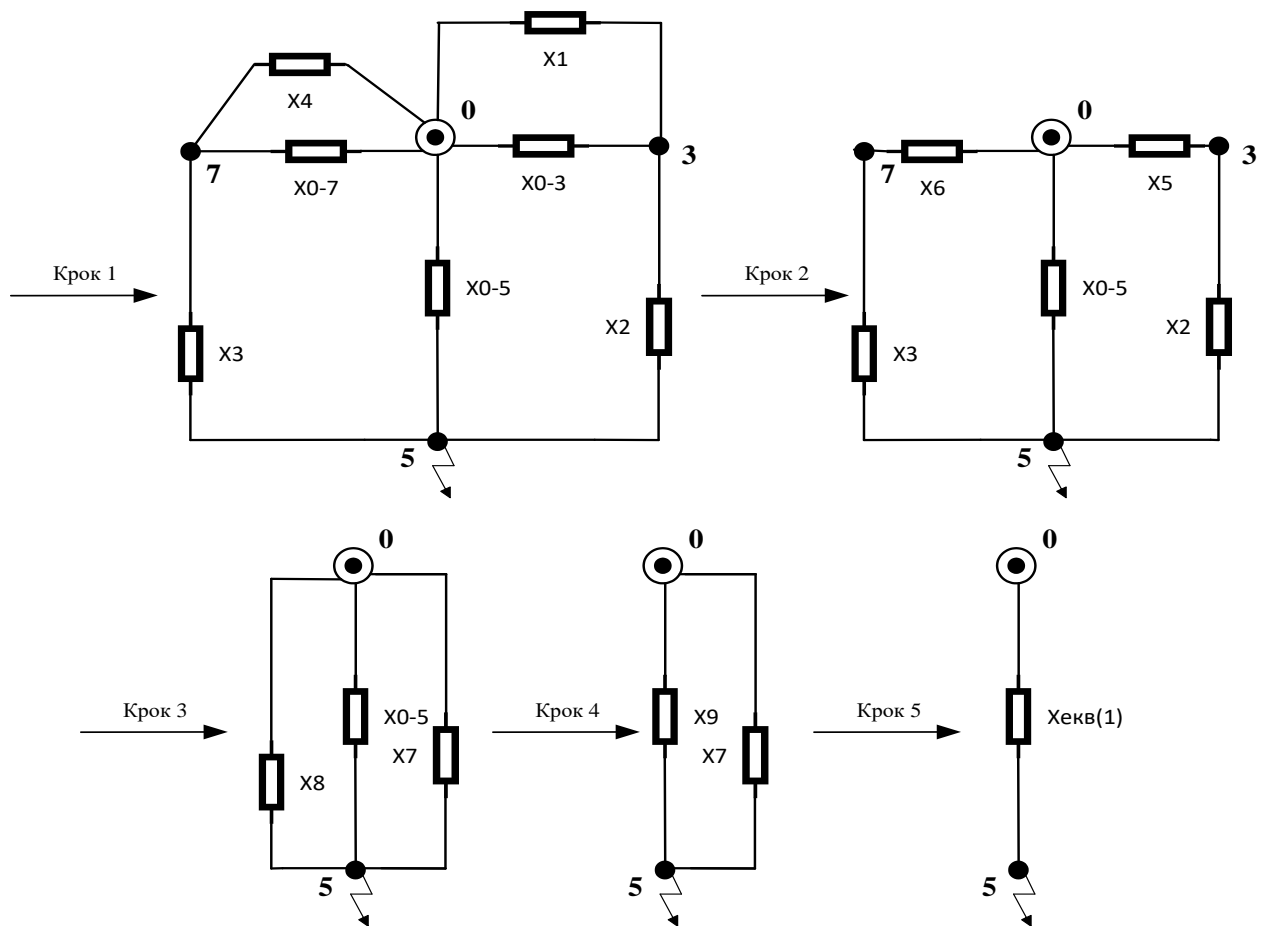


Рисунок 3.2 – Кроки заміщення схеми

Крок 1:

$$x_1 = x_{0-1} + x_{2-1} + x_{3-2} = 0,913 + 0,971 + 0,67 = 2,553 \text{ в.о.};$$

$$x_2 = x_{3-4} + x_{5-4} = 0,738 + 1,004 = 1,743 \text{ в.о.};$$

$$x_3 = x_{5-6} + x_{7-6} = 0,77 + 0,482 = 1,252 \text{ в.о.};$$

$$x_4 = x_{0-9} + x_{9-8} + x_{7-8} = 0,931 + 1,071 + 0,67 = 2,672 \text{ в.о.}$$

Крок 2:

$$x_5 = \frac{x_{0-3} \cdot x_1}{x_{0-3} + x_1} = \frac{0,7 \cdot 2,553}{0,7 + 2,553} = 0,549 \text{ в.о.};$$

$$x_6 = \frac{x_{0-7} \cdot x_4}{x_{0-7} + x_4} = \frac{0,426 \cdot 2,672}{0,426 + 2,672} = 0,367 \text{ в.о.}$$

Крок 3:

$$x_7 = x_2 + x_5 = 1,743 + 0,549 = 2,292 \text{ в.о.};$$

$$x_8 = x_3 + x_6 = 1,252 + 0,367 = 1,619 \text{ в.о.}$$

Крок 4:

$$x_9 = \frac{x_{0-5} \cdot x_8}{x_{0-5} + x_8} = \frac{0,913 \cdot 1,619}{0,913 + 1,619} = 0,584 \text{ в.о.}$$

Крок 5:

$$x_{екв(1)} = \frac{x_9 \cdot x_7}{x_9 + x_7} = \frac{0,584 \cdot 2,292}{0,584 + 2,292} = 0,465 \text{ в.о.}$$

Розрахунок схеми нульової послідовності.

При з'єднанні обмоток ВН-СН-НН по схемі Y-Y-Δ по обмотці середньої напруги трансформатора струм нульової послідовності не протікає. Триобмотковий Т для струмів нульової послідовності представляється двообмотковим і вноситься до схеми заміщення опором $X_{В-Н}$. Схема заміщення нульової послідовності зображена на рис. 3.3 [5].

Розрахунок приведених значень опорів нульовій послідовності для Т дорівнюватиме:

$$x_{Т1} = \frac{U_{КВ-Н(ТДТН25)} \% \cdot S_B}{100 \cdot 2 \cdot S_{Н(ТДТН25)}} = \frac{17,5 \cdot 1000}{100 \cdot 2 \cdot 25} = 3,5 \text{ в.о.}$$

Для решти пунктів аналогічний розрахунок, результати занесено до табл. 3.3.

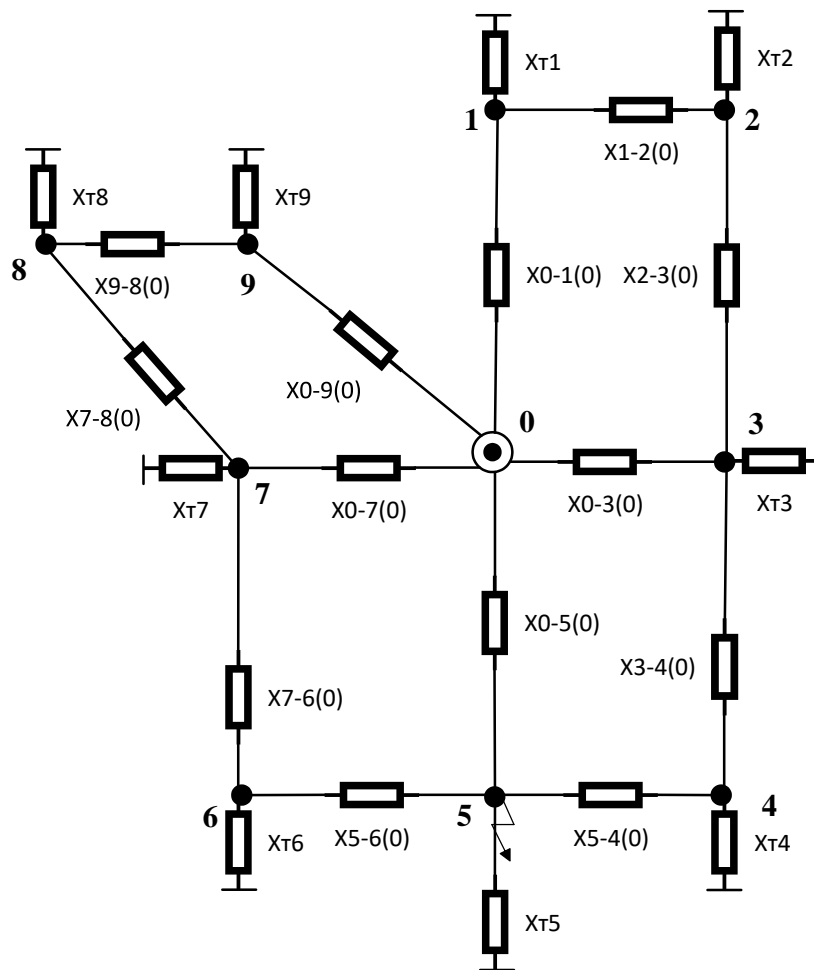


Рисунок 3.3 – Схема заміщення нульової послідовності

Для решти пунктів аналогічний розрахунок, результати занесено до табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Індуктивні реактивні опори трансформаторів

№ п/п	Тип трансформатора	X_{T_i} , в.о.
1	ТДТН-25000/110	3,5
2	ТМН-6300/110	8,333
3	ТМН-6300/110	8,333
4	ТДТН-16000/110	5,313
5	ТДТН-25000/110	3,5
6	ТДТН-25000/110	3,5
7	ТДТН-25000/110	3,5
8	ТДТН-25000/110	3,5
9	ТДН-10000/110	5,25

Приведені опори ПЛ для нульової послідовності занесено у табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Приведені опори ПЛ для нульової послідовності

Ділянка	0-1	2-1	3-2	0-3	3-4	5-4	5-6	0-5	7-6	0-7	7-8	9-8	0-9
$x_{i0}, \text{в.о.}$	2,739	2,913	2,009	2,215	2,1	3,013	2,31	2,739	1,445	1,278	2,01	3,214	2,793

Схема заміщення нульової послідовності після першого кроку еквівалентування зображена на рис. 3.4.

Крок 1:

$$x_{1(0)} = \frac{x_{T1} \cdot x_{T2}}{x_{T1} + x_{T2} + x_{2-1(0)}} = \frac{3,5 \cdot 8,333}{3,5 + 8,333 + 2,913} = 1,978 \text{ в.о.};$$

$$x_{2(0)} = \frac{x_{T1} \cdot x_{2-1(0)}}{x_{T1} + x_{T2} + x_{2-1(0)}} = \frac{3,5 \cdot 2,931}{3,5 + 8,333 + 2,931} = 0,691 \text{ в.о.};$$

$$x_{3(0)} = \frac{x_{T2} \cdot x_{2-1(0)}}{x_{T1} + x_{T2} + x_{2-1(0)}} = \frac{8,333 \cdot 2,931}{3,5 + 8,333 + 2,931} = 1,646 \text{ в.о.};$$

$$x_{4(0)} = \frac{x_{T3} \cdot x_{T4}}{x_{T3} + x_{T4} + x_{3-4(0)}} = \frac{5,313 \cdot 8,333}{5,313 + 8,333 + 2,215} = 2,791 \text{ (в.о.)};$$

$$x_{5(0)} = \frac{x_{T3} \cdot x_{3-4(0)}}{x_{T3} + x_{T4} + x_{3-4(0)}} = \frac{5,313 \cdot 2,215}{5,313 + 8,333 + 2,215} = 1,164 \text{ в.о.};$$

$$x_{6(0)} = \frac{x_{T4} \cdot x_{3-4(0)}}{x_{T3} + x_{T4} + x_{3-4(0)}} = \frac{8,333 \cdot 2,215}{5,313 + 8,333 + 2,215} = 0,742 \text{ в.о.};$$

$$x_{7(0)} = \frac{x_{T6} \cdot x_{T7}}{x_{T6} + x_{T7} + x_{7-6(0)}} = \frac{3,5 \cdot 3,5}{3,5 + 3,5 + 1,445} = 1,451 \text{ в.о.};$$

$$x_{8(0)} = \frac{x_{T7} \cdot x_{7-6(0)}}{x_{T6} + x_{T7} + x_{7-6(0)}} = \frac{3,5 \cdot 1,445}{3,5 + 3,5 + 1,445} = 0,599 \text{ в.о.};$$

$$x_{9(0)} = \frac{x_{T6} \cdot x_{7-6(0)}}{x_{T6} + x_{T7} + x_{7-6(0)}} = \frac{3,5 \cdot 1,445}{3,5 + 3,5 + 1,445} = 0,599 \text{ в.о.};$$

$$x_{10(0)} = \frac{x_{T8} \cdot x_{T9}}{x_{T8} + x_{T9} + x_{9-8(0)}} = \frac{3,5 \cdot 5,25}{3,5 + 5,25 + 3,214} = 1,536 \text{ В.о.};$$

$$x_{11(0)} = \frac{x_{T8} \cdot x_{9-8(0)}}{x_{T8} + x_{T9} + x_{9-8(0)}} = \frac{3,5 \cdot 3,214}{3,5 + 5,25 + 3,214} = 0,94 \text{ В.о.};$$

$$x_{12(0)} = \frac{x_{T8} \cdot x_{9-8(0)}}{x_{T8} + x_{T9} + x_{9-8(0)}} = \frac{5,25 \cdot 3,214}{3,5 + 5,25 + 3,214} = 1,41 \text{ В.о.}$$

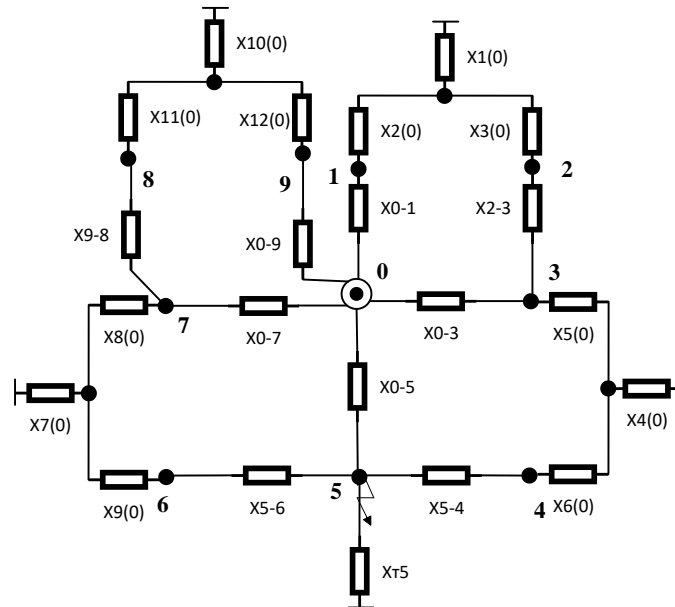


Рисунок 3.4 – Схема заміщення нульової послідовності після першого кроку еквівалентування

Схема заміщення нульової послідовності після другого кроку еквівалентування зображена на рис. 3.5.

Крок 2:

$$x_{13(0)} = x_{3(0)} + x_{3-2(0)} = 1,646 + 2,009 = 3,655 \text{ В.о.};$$

$$x_{14(0)} = x_{2(0)} + x_{0-1(0)} = 0,691 + 2,739 = 3,43 \text{ В.о.};$$

$$x_{15(0)} = x_{6(0)} + x_{5-4(0)} = 0,742 + 3,013 = 3,755 \text{ В.о.};$$

$$x_{16(0)} = x_{9(0)} + x_{5-6(0)} = 0,599 + 2,31 = 2,909 \text{ В.о.};$$

$$x_{17(0)} = x_{11(0)} + x_{9-8(0)} = 0,94 + 3,214 = 4,154 \text{ В.о.};$$

$$x_{18(0)} = x_{12(0)} + x_{0-9(0)} = 1,41 + 2,793 = 4,204 \text{ В.о.}$$

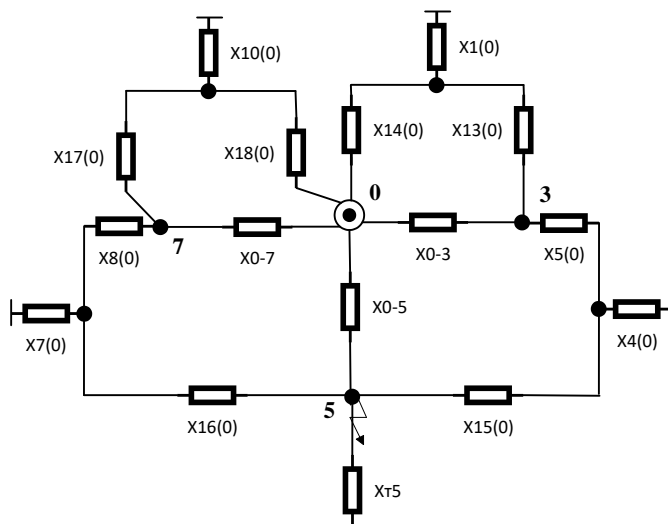


Рисунок 3.5 – Схема заміщення нульової послідовності після другого кроку еквівалентування

Схема заміщення нульової послідовності після третього кроку еквівалентування зображена на рис. 3.6.

Крок 3:

$$x_{19(0)} = \frac{x_{13(0)} \cdot x_{14(0)}}{x_{13(0)} + x_{14(0)} + x_{0-3(0)}} = \frac{3,655 \cdot 3,43}{3,655 + 3,43 + 2,1} = 1,365 \text{ в.о.};$$

$$x_{20(0)} = \frac{x_{13(0)} \cdot x_{0-3(0)}}{x_{13(0)} + x_{14(0)} + x_{0-3(0)}} = \frac{3,655 \cdot 2,1}{3,655 + 3,43 + 2,1} = 0,836 \text{ в.о.};$$

$$x_{21(0)} = \frac{x_{0-3(0)} \cdot x_{14(0)}}{x_{13(0)} + x_{14(0)} + x_{0-3(0)}} = \frac{3,43 \cdot 2,1}{3,655 + 3,43 + 2,1} = 0,784 \text{ в.о.};$$

$$x_{22(0)} = \frac{x_{17(0)} \cdot x_{18(0)}}{x_{17(0)} + x_{18(0)} + x_{0-7(0)}} = \frac{4,154 \cdot 4,204}{4,154 + 4,204 + 1,278} = 1,812 \text{ в.о.};$$

$$x_{23(0)} = \frac{x_{17(0)} \cdot x_{0-7(0)}}{x_{17(0)} + x_{18(0)} + x_{0-7(0)}} = \frac{4,154 \cdot 1,278}{4,154 + 4,204 + 1,278} = 0,551 \text{ в.о.};$$

$$x_{24(0)} = \frac{x_{18(0)} \cdot x_{0-7(0)}}{x_{17(0)} + x_{18(0)} + x_{0-7(0)}} = \frac{4,204 \cdot 1,278}{4,154 + 4,204 + 1,278} = 0,558 \text{ в.о.}$$

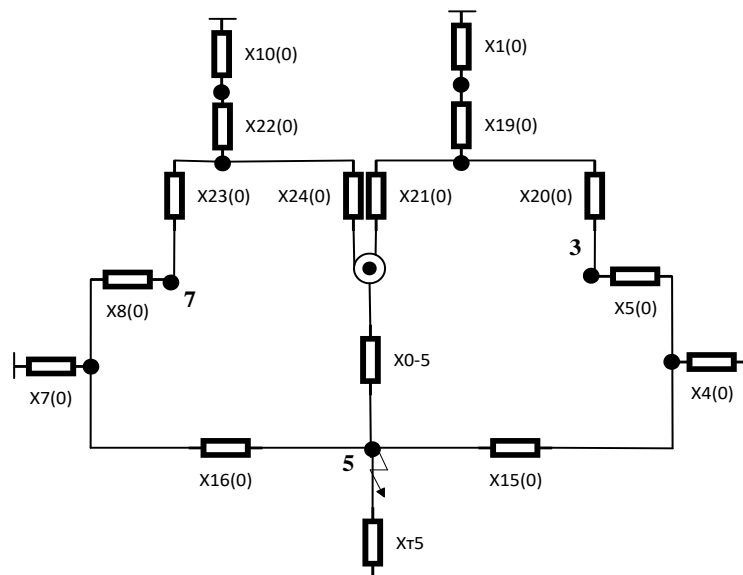


Рисунок 3.6 – Схема заміщення нульової послідовності після третього кроку еквівалентування

Схема заміщення нульової послідовності після четвертого кроку еквівалентування зображена на рис. 3.7.

Крок 4:

$$x_{25(0)} = x_{1(0)} + x_{19(0)} = 1,978 + 1,365 = 3,343 \text{ в.о.};$$

$$x_{26(0)} = x_{5(0)} + x_{20(0)} = 1,164 + 0,836 = 2 \text{ в.о.};$$

$$x_{27(0)} = x_{10(0)} + x_{22(0)} = 1,536 + 1,812 = 3,348 \text{ в.о.};$$

$$x_{28(0)} = x_{8(0)} + x_{23(0)} = 0,599 + 0,551 = 1,15 \text{ в.о.}$$

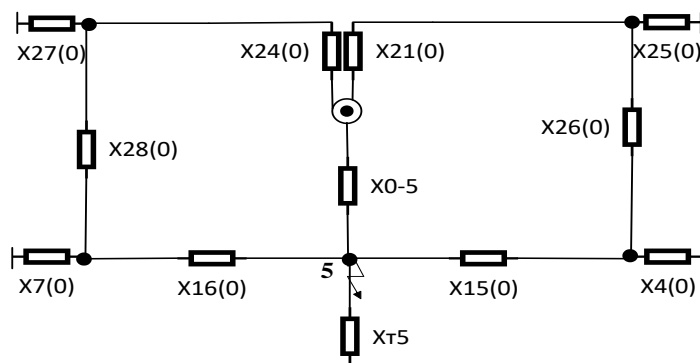


Рисунок 3.7 – Схема заміщення нульової послідовності після четвертого кроку еквівалентування

Схема заміщення нульової послідовності після п'ятого кроку еквівалентування зображена на рис. 3.8.

Крок 5:

$$x_{29(0)} = \frac{x_{25(0)} \cdot x_{4(0)}}{x_{25(0)} + x_{4(0)} + x_{26(0)}} = \frac{3,343 \cdot 2,791}{3,343 + 2,791 + 2} = 1,147 \text{ в.о.};$$

$$x_{30(0)} = \frac{x_{25(0)} \cdot x_{26(0)}}{x_{25(0)} + x_{4(0)} + x_{26(0)}} = \frac{3,343 \cdot 2}{3,343 + 2,791 + 2} = 0,822 \text{ в.о.};$$

$$x_{31(0)} = \frac{x_{4(0)} \cdot x_{26(0)}}{x_{25(0)} + x_{4(0)} + x_{26(0)}} = \frac{2,791 \cdot 2}{3,343 + 2,791 + 2} = 0,686 \text{ в.о.};$$

$$x_{32(0)} = \frac{x_{27(0)} \cdot x_{7(0)}}{x_{27(0)} + x_{7(0)} + x_{28(0)}} = \frac{3,348 \cdot 1,451}{3,348 + 1,451 + 1,15} = 0,816 \text{ в.о.};$$

$$x_{33(0)} = \frac{x_{27(0)} \cdot x_{28(0)}}{x_{27(0)} + x_{7(0)} + x_{28(0)}} = \frac{3,348 \cdot 1,15}{3,348 + 1,451 + 1,15} = 0,647 \text{ в.о.};$$

$$x_{34(0)} = \frac{x_{7(0)} \cdot x_{28(0)}}{x_{27(0)} + x_{7(0)} + x_{28(0)}} = \frac{1,451 \cdot 1,15}{3,348 + 1,451 + 1,15} = 0,28 \text{ в.о.}$$

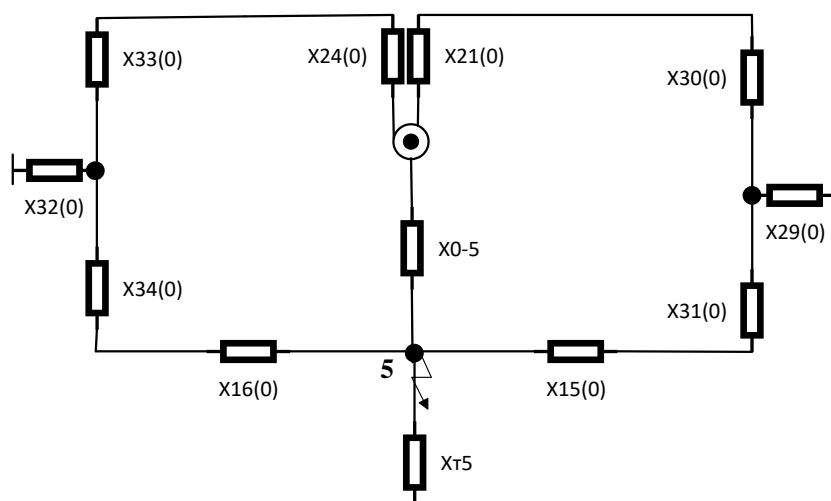


Рисунок 3.8 – Схема заміщення нульової послідовності після п'ятого кроку еквівалентування

Схема заміщення нульової послідовності після шостого кроку еквівалентування зображена на рис. 3.9.

Крок 6:

$$x_{35(0)} = x_{21(0)} + x_{30(0)} = 0,784 + 0,822 = 1,606 \text{ в.о.};$$

$$x_{36(0)} = x_{15(0)} + x_{31(0)} = 3,755 + 0,686 = 4,441 \text{ в.о.};$$

$$x_{37(0)} = x_{24(0)} + x_{33(0)} = 0,558 + 0,647 = 1,205 \text{ в.о.};$$

$$x_{38(0)} = x_{16(0)} + x_{34(0)} = 2,909 + 0,28 = 3,189 \text{ в.о.}$$

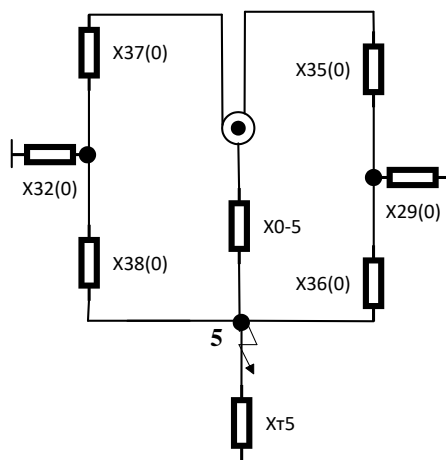


Рисунок 3.9 – Схема заміщення нульової послідовності після шостого кроку еквівалентування

Схема заміщення нульової послідовності після сьомого кроку еквівалентування зображена на рис. 3.10.

Крок 7:

$$x_{39(0)} = x_{29(0)} + x_{35(0)} + \frac{x_{35(0)} \cdot x_{29(0)}}{x_{36(0)}} = 1,147 + 1,606 + \frac{1,606 \cdot 1,147}{4,441} = 3,168 \text{ в.о.};$$

$$x_{40(0)} = x_{29(0)} + x_{36(0)} + \frac{x_{36(0)} \cdot x_{29(0)}}{x_{35(0)}} = 1,147 + 4,441 + \frac{4,441 \cdot 1,147}{1,606} = 8,76 \text{ в.о.};$$

$$x_{41(0)} = x_{35(0)} + x_{36(0)} + \frac{x_{36(0)} \cdot x_{35(0)}}{x_{29(0)}} = 1,606 + 4,441 + \frac{4,441 \cdot 1,606}{1,147} = 12,266 \text{ в.о.};$$

$$x_{42(0)} = x_{32(0)} + x_{37(0)} + \frac{x_{32(0)} \cdot x_{37(0)}}{x_{38(0)}} = 0,816 + 1,205 + \frac{0,816 \cdot 1,205}{3,189} = 2,33 \text{ в.о.};$$

$$x_{43(0)} = x_{32(0)} + x_{38(0)} + \frac{x_{32(0)} \cdot x_{38(0)}}{x_{37(0)}} = 0,816 + 3,189 + \frac{0,816 \cdot 3,189}{1,205} = 6,167 \text{ в.о.};$$

$$x_{44(0)} = x_{37(0)} + x_{38(0)} + \frac{x_{37(0)} \cdot x_{38(0)}}{x_{32(0)}} = 1,205 + 3,189 + \frac{1,205 \cdot 3,189}{0,816} = 9,101 \text{ в.о.}$$

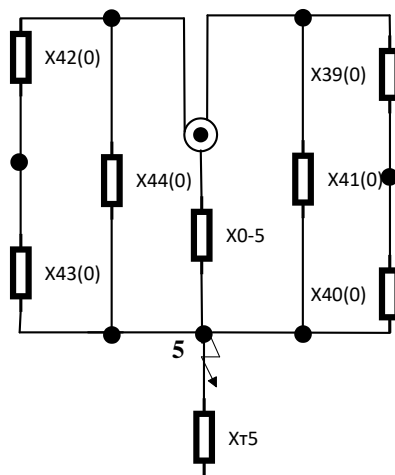


Рисунок 3.10 – Схема заміщення нульової послідовності після сьомого кроку еквівалентування

Схема заміщення нульової послідовності після сьомого кроку еквівалентування зображена на рис. 3.11.

Крок 8:

$$x_{45(0)} = \frac{1}{\frac{1}{(x_{39(0)} + x_{40(0)})} + \frac{1}{x_{41(0)}} + \frac{1}{x_{0-5(0)}} + \frac{1}{x_{44(0)}} + \frac{1}{(x_{42(0)} + x_{43(0)})}} =$$

$$= \frac{1}{\frac{1}{(3,168 + 8,76)} + \frac{1}{12,266} + \frac{1}{2,739} + \frac{1}{9,101} + \frac{1}{(2,33 + 6,167)}} = 1,319 \text{ в.о.}$$

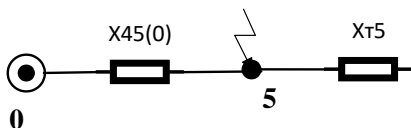


Рисунок 3.11 – Схема заміщення нульової послідовності після восьмого кроку еквівалентування

Еквівалентний опір системи відносно точки КЗ становитиме:

$$x_{екв(0)} = \frac{x_{T5} \cdot x_{45(0)}}{x_{T5(0)} + x_{45(0)}} = \frac{3,5 \cdot 1,319}{3,5 + 1,319} = 0,958 \text{ в.о.}$$

3.3 Трифазні струми короткого замикання

Розраховуємо трифазне коротке замикання на шинах 110 кВ. На рис. 3.12 зображено однолінійну схему зображення ПС з точками КЗ.

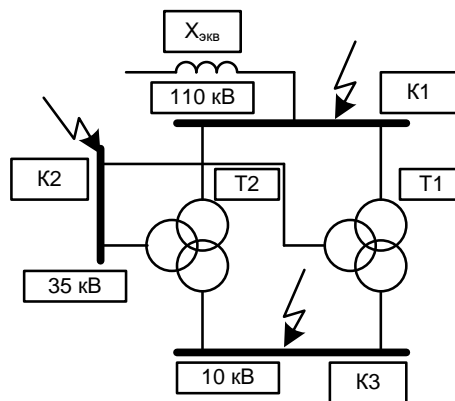


Рисунок 3.12 – Однолінійна схема зображення ПС

Задаємося базисними умовами:

$$S_B = 1000 \text{ МВА}, U_B = 115 \text{ кВ.}$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К1:

$$I_{n0(110)}^{(3)} = \frac{I_B}{x_{екв(1)}} = \frac{5,02}{0,465} = 10,789 \text{ кА.}$$

Визначимо ударний струм короткого замикання у точці К1:

$$k_y = 1,8 - \text{ударний коефіцієнт;}$$

$$I_{y110}^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(110)}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,789 = 27,464 \text{ кА.}$$

Максимальне значення діючого повного струму короткого замикання:

$$I_{n110}^{(3)} = I_{n0(110)}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 10,789 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 16,292 \text{ кА.}$$

Розраховуємо трифазне КЗ на шинах 35 кВ. На рис. 3.13 зображено однолінійну схему зображення ПС з точками короткого замикання.

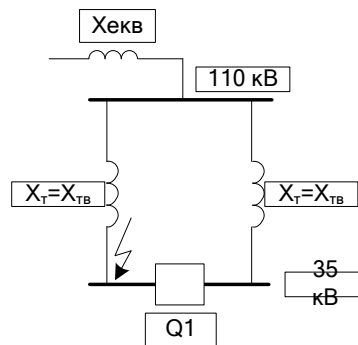


Рисунок 3.13 – Однолінійна схема зображення ПС

Для відключеного шинного секційного вимикача:

Оберемо наступні базисні умови:

$$U_{\bar{o}} = 38,5 \text{ кВ;}$$

$$S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА;}$$

$$I_{\bar{o}(35)} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 14,996 \text{ кА;}$$

$$x_{e1\text{розр}}^{(3)} = x_{екв(1)}^{(3)} \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right)^2 = 0,465 \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right)^2 = 0,052 \text{ в.о.}$$

а) пряма послідовність:

$$x_{m-вс5} = \frac{U_{к-вс5} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{н5}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2 \text{ в.о;}$$

$$x_{e35(1)}^{(3)} = x_{e1\text{розр}}^{(3)} + x_{m-вс5} = 0,052 + 4,2 = 4,252 \text{ в.о.}$$

б) зворотна послідовність:

$$x_{e35(2)}^{(3)} = x_{e35(1)}^{(3)} = 4,252 \text{ в.о.}$$

в) нульова послідовність: через обмотку ВС струм не протікає.

Періодична складова струму КЗ в точці К₂:

$$I_{n0(35)}^{(3)} = \frac{I_{\bar{0}(35)}}{x_{e35(1)}^{(3)}} = \frac{14,996}{4,252} = 3,527 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці К₂:

$$k_y = 1,8;$$

$$I_{y35}^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(35)}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,527 = 8,978 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму КЗ, що діє:

$$I_{n(35)}^{(3)} = I_{n0(35)}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,527 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 5,325 \text{ кА.}$$

Для включеного шинного секційного вимикача:

а) пряма послідовність:

$$x_{m-ec5} = \frac{U_{к-ec5} \cdot S_{\bar{0}}}{100 \cdot S_{н5}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2 \text{ в.о.};$$

$$x_{e35(1)}^{(3)} = x_{e1розр}^{(3)} + \frac{x_{m-ec5}}{2} = 0,052 + \frac{4,2}{2} = 2,152 \text{ в.о.}$$

б) зворотна послідовність:

$$x_{e35(2)}^{(3)} = x_{e35(1)}^{(3)} = 2,152 \text{ в.о.}$$

в) нульова послідовність: через обмотка ВС струм нульової послідовності не протікає.

Періодична складова струму КЗ в точці К₂:

$$I_{n0(35)}^{(3)} = \frac{I_{\bar{0}(35)}}{x_{e35(1)}^{(3)}} = \frac{14,996}{2,152} = 6,968 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці К₂:

$$k_y = 1,8;$$

$$I_{y35}^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(35)}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,968 = 17,738 \text{ кА.}$$

Максимальне значення діючого повного струму короткого замикання:

$$I_{n35}^{(3)} = I_{n0(35)}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,968 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 10,521 \text{ кА.}$$

Розраховуємо КЗ на шинах 10 кВ. На рис. 3.14 зображено однолінійну схему зображення ПС з точками короткого замикання.

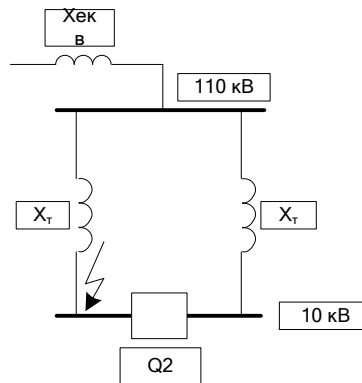


Рисунок 3.14 – Однолінійна схема зображення ПС

Для відключеного шинного секційного вимикача розрахунок матиме такий вигляд:

Оберемо наступні базисні умови:

$$U_{\bar{0}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$S_{\bar{0}} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\bar{0}(10)} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{0}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

$$x_{e1розр}^{(3)} = x_{екв(1)}^{(3)} \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,465 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,0039 \text{ в.о.}$$

Пряма послідовність:

$$x_{m_{вн5}} = \frac{U_{к-вн5} \cdot S_{\bar{0}}}{100 \cdot S_{н5}} = \frac{17,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 7 \text{ в.о.};$$

$$x_{e10(1)}^{(3)} = x_{e1розр}^{(3)} + x_{m_{вн5}} = 0,0039 + 7 = 7,0039 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ точці Кз:

$$I_{n0(10)}^{(3)} = \frac{I_{\bar{0}(10)}}{x_{e10(1)}^{(3)}} = \frac{54,986}{7,0039} = 7,851 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці Кз:

$$k_y = 1,8;$$

$$I_{y10}^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(10)}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,851 = 19,985 \text{ кА.}$$

Максимальне значення діючого повного струму короткого замикання:

$$I_{n10} = I_{n0(10)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,851 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,855 \text{ кА.}$$

Для включеного шинного секційного вимикача:

$$x_{m_вн5} = \frac{U_{к-вн5} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{н5}} = \frac{17,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 7 \text{ в.о.};$$

$$x_{e10(1)}^{(3)} = x_{e1розр}^{(3)} + \frac{x_{m_вн5}}{2} = 0,0039 + \frac{7}{2} = 3,5039 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ в точці КЗ:

$$I_{n0(10)}^{(3)} = \frac{I_{\delta(10)}}{x_{e10(1)}^{(3)}} = \frac{54,986}{3,5039} = 15,693 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці КЗ:

$$k_y = 1,8;$$

$$I_{y10}^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(10)}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 15,693 = 39,947 \text{ кА.}$$

Максимальне значення діючого повного струму короткого замикання:

$$I_{n10}^{(3)} = I_{n0(10)}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 15,693 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 23,696 \text{ кА.}$$

3.4 Двофазні струми короткого замикання

Розраховуємо КЗ на шинах 110 кВ. На рис. 3.12 зображено однолінійну схему зображення ПС з точками короткого замикання.

Періодична складова струму КЗ в точці К₁:

$$I_{n0(110)}^{(2)} = \frac{I_{\delta(110)} \cdot \sqrt{3}}{x_{екв(1)} + x_{екв(2)}} = \frac{5,02 \cdot \sqrt{3}}{0,465 + 0,465} = 9,344 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці К₁:

$$k_y = 1,8;$$

$$I_{y110}^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(110)}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,344 = 23,786 \text{ кА.}$$

Максимальне значення діючого повного струму короткого замикання:

$$I_{n110}^{(2)} = I_{n0(110)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 9,344 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 14,109 \text{ кА.}$$

На шинах 35 кВ:

Для відключеного шинного секційного вимикача:

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{e35(1)}^{(3)} + x_{e35(2)}^{(3)} = 4,252 + 4,252 = 8,504 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₂:

$$I_{n0(35)}^{(2)} = \frac{I_{\bar{\sigma}(35)} \cdot \sqrt{3}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \frac{14,966 \cdot \sqrt{3}}{8,504} = 3,05 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці К₂:

$$k_y = 1,8;$$

$$I_{y35}^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(35)}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,05 = 7,775 \text{ кА.}$$

Максимальне значення діючого повного струму короткого замикання:

$$I_{n35}^{(2)} = I_{n0(35)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,05 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,61 \text{ кА.}$$

Для включеного шинного секційного вимикача:

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{e35(1)}^{(3)} + x_{e35(2)}^{(3)} = 2,152 + 2,152 = 4,304 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₂:

$$I_{n0(35)}^{(2)} = \frac{I_{\bar{\sigma}(35)} \cdot \sqrt{3}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \frac{14,996 \cdot \sqrt{3}}{2,152 + 2,152} = 6,034 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці К₂:

$$k_y = 1,8;$$

$$I_{y35}^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(35)}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,034 = 15,36 \text{ кА.}$$

Максимальне значення діючого повного струму короткого замикання:

$$I_{n35}^{(2)} = I_{n0(35)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,034 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 9,112 \text{ кА.}$$

Розраховуємо КЗ на шинах 10 кВ.

Для відключеного шинного секційного вимикача:

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{e10(1)}^{(3)} + x_{e10(2)}^{(3)} = 7,0039 + 7,0039 = 14,008 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К₂:

$$I_{n0(10)}^{(2)} = \frac{I_{\bar{\sigma}(10)} \cdot \sqrt{3}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \frac{54,986 \cdot \sqrt{3}}{14,008} = 6,799 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці К₂:

$$k_y = 1,8;$$

$$I_{y10}^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(10)}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,799 = 17,307 \text{ кА.}$$

Максимальне значення діючого повного струму короткого замикання:

$$I_{n10}^{(2)} = I_{n0(10)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,799 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 10,266 \text{ кА.}$$

Для включеного шинного секційного вимикача:

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{e10(1)}^{(3)} + x_{e10(2)}^{(3)} = 3,5039 + 3,5039 = 7,008 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К₂:

$$I_{n0(10)}^{(2)} = \frac{I_{\delta(10)} \cdot \sqrt{3}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \frac{54,986 \cdot \sqrt{3}}{3,5039 + 3,5039} = 13,59 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці К₂:

$$k_y = 1,8;$$

$$I_{y10}^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(10)}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,59 = 34,594 \text{ кА.}$$

Максимальне значення діючого повного струму короткого замикання:

$$I_{n10}^{(2)} = I_{n0(10)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 13,59 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 20,52 \text{ кА.}$$

3.5 Однофазні струми короткого замикання

Розраховуємо КЗ на шинах 110 кВ.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₁:

$$I_{n0(110)}^{(1)} = \frac{I_{\delta(110)} \cdot 3}{x_{екв(1)} + x_{екв(2)} + x_{екв(0)}} = \frac{5,02 \cdot 3}{0,465 + 0,465 + 0,958} = 7,974 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці К₁:

$$k_y = 1,8; I_{y110}^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0(110)}^{(1)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,974 = 20,299 \text{ кА.}$$

Максимальне значення діючого повного струму короткого замикання:

$$I_{n110}^{(1)} = I_{n0(110)}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,974 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,221 \text{ кА.}$$

Результати розрахунків занесемо до табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Струми короткого замикання на шинах підстанції

Місце та умова КЗ		Вид КЗ	I_{no} , кА	I_{y0} , кА	I_n , кА
ВРП-110 кВ		трифазне	10,789	27,464	16,292
		двофазне	9,344	23,786	14,109
		однофазне	7,974	20,299	11,221
ВРП-35 кВ	СВ вимкнено	трифазне	3,527	8,978	5,325
		двофазне	3,05	7,775	4,61
	СВ увімкнено	трифазне	6,968	17,738	10,521
		двофазне	6,034	15,36	9,112
ЗРП-10 кВ	СВ вимкнено	трифазне	7,851	19,985	11,855
		двофазне	6,799	17,307	10,266
	СВ увімкнено	трифазне	15,693	39,947	23,696
		двофазне	13,59	34,594	20,52

3.6 Вибір та перевірка електрообладнання на ПС

Вимикачі на стороні 110 кВ:

Вимикачі обираються по напрузі електроустановки та значенню довготривалого допустимого струму максимального режиму. Повинні виконуватися наступні умови:

$$U_{уст} \leq U_{ном.вим.}; \quad (3.2)$$

$$I_{max} \leq I_{ном.вим.}; \quad (3.3)$$

де $U_{ном.вим.}$ – номінальна напруга вимикача;

$I_{ном.вим.}$ – номінальний струм елегазового вимикача.

Приймаємо до встановлення елегазовий вимикач ВГТ-110-40/2500У1, перевірка вимикача здійснюється за умовами короткого замикання:

а) перевірка на електродинамічну стійкість виконується за наступними умовами:

$$I_{no} \leq I_{пр.с.}; \quad (3.4)$$

$$i_y \leq i_{пр.с.}, \quad (3.5)$$

де $I_{пр.с.}$ – діюче граничне значення наскрізного струму КЗ для вимикача;

$i_{пр.с.}$ – амплітудне значення граничного наскрізного струму КЗ;

I_{no}, i_y – розрахункові величини беруться з табл. 3.5.

б) за тепловим імпульсом виконуємо перевірку на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (3.6)$$

де $B_k = I_{no}^2 (t_{відкл} + T_a)$ – розрахункове значення теплового імпульсу;

I_T – граничний струм термічної стійкості;

t_T – тривалість протікання граничного струму.

Вимикачі приєднань трансформаторів обрані по номінальному струмі:

Перевірка елегазового вимикача ВГТ-110-40/2500У1 виконується за умовами КЗ згідно умов (3.4-3.6) зведена у табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Перевірка елегазового вимикача 110 кВ.

Розрахункові параметри	Характеристики вимикача
$I_{no} = 10,789$ кА	$I_{пр.с.} = 40$ кА
$i_{уд} = 27,464$ кА	$i_{пр.с.} = 102$ кА
$B_k = 349,208$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 4800$ кА ² ·с
$I_n = 16,292$ кА	$I_{вимк.ном} = 40$ кА

Вибір вимикача приєднання Т.

Значення тривалого допустимого струму через елегазовий вимикач:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,71 \text{ А.}$$

Умови КЗ для даного елегазового вимикача відповідають приведеним даним в табл. 3.6. До установки приймається елегазовий вимикач ВГТ-110-40/2500У1.

Вимикачі на стороні напруги 35 кВ:

Виконуємо перевірку за умовою КЗ вимикачів, які приєднані до Т і ШСВ, які розташовані у комірках КУ-35. Вимикачі приєднань Т обрані за номінальним струмом:

$$I_{н.вим} = 630 \text{ А} \geq I_{max} = \frac{S_{сн}}{\sqrt{3} \cdot 35} = \frac{18,824 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 310,515 \text{ А,}$$

Перевірка вимикача типу ВГБ-35-12,5/630 за умовами КЗ зведена у табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Перевірка вимикача 35 кВ.

Розрахункові данні (ШСВ вимкнено)	Параметри вимикача
$I_{no} = 3,527$ кА	$I_{пр.с.} = 12,5$ кА
$i_y = 8,978$ кА	$i_{пр.с.} = 35$ кА
$B_k = 37,319$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 468$ кА ² ·с
$I_n = 5,325$ кА	$I_{вимк.ном} = 12,5$ кА

Для монтажу приймаємо вимикач типу ВГБ-35-12,5/630.

Вимикачі на стороні напругою 10 кВ:

Вимикачі в ланцюзі Т і шинних секційних вимикачів обираються за умовою протікання по ним струму рівному сумарному номінальному струму приєднань обох секцій шин, коли обидві секції живляться від одного трансформатора:

$$I_{н.вимк} = 630 \text{ А} \geq I_{max} = \frac{S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{8,642 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 498,946 \text{ А.}$$

Для монтажу передбачається вимикач типу ВР1-10-20/630У2.

Перевіряємо вимикач за умовами КЗ для випадку роздільної роботи секцій РП 10 кВ представлена в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Перевірка вимикача 10 кВ

Розрахункові данні (ШСВ вимкнено)	Параметри вимикача
$I_{по} = 7,851 \text{ кА}$	$I_{пр.с.} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 19,985 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 52 \text{ кА}$
$B_{к} = 184,915 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_n = 11,855 \text{ кА}$	$I_{вимк.ном} = 20 \text{ кА}$

До встановлення передбачається вимикач типу ВР1-10-20/630У2.

Роз'єднувачі:

Виконаємо перевірку та вибір за умовам КЗ роз'єднувачів, що встановлюються у ланцюгах вимикачів, що були обрані раніше. Перевірка та вибір проведені в табличній формі для кожного класу напруг зведено у табл. 3.9-3.11.

Перевірка та вибір роз'єднувачів РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 на стороні 110 кВ.

Таблиця 3.9 – Перевірка роз'єднувача 110 кВ.

Параметри розрахунку	Параметри роз'єднувача
$U_n = 110$ кВ	$U_{ном.роз.} = 110$ кВ
$I_{max} = 175,71$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_{уд} = 27,464$ кА	$I_{дин} = 63$ кА
$B_k = 349,208$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 3969$ кА ² ·с

Перевірка та вибір роз'єднувачів РДЗ-2-35/1000 УХЛ1 на напругу 35 кВ.

Таблиця 3.10 – Перевірка роз'єднувача 35 кВ

Параметри розрахунку	Параметри роз'єднувача
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном.роз.} = 35$ кВ
$I_{max} = 310,515$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_{уд} = 8,978$ кА	$I_{дин} = 63$ кА
$B_k = 37,319$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 2976$ кА ² ·с

ЗРП-10 кВ передбачається з монтажем шафу типу КМ-1Ф.

Таблиця 3.11 – Перевірка роз'єднувача 10 кВ

Параметри розрахунку	Параметри роз'єднувача
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном.роз.} = 10$ кВ
$I_{max} = 498,964$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_{уд} = 19,985$ кА	$I_{дин} = 81$ кА
Термічна стійкість забезпечується при виготовленні КРП	

Обираємо збірні шини на стороні 35 кВ.

Шини розташовуються у відповідному відсіку КРП серії КУ-35 у горизонтальному положенні і закріплюються на опорних ізоляторах.

Відстань між фазами $a = 0,43$ м, прогін $l = 1,5$ м. Обираємо збірні шини за струму найбільш потужного приєднання – підключення Т при найважчому режимі, коли функціонує один Т і покриває все навантаження середньої напруги. Обираємо алюмінієві шини коробчатого типу перетином $75 \times 35 \times 5,5$ мм³ з перетином 2×695 мм² [6].

$$I_{\text{доп}} = 2670 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot 35} = \frac{18,824 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 310,515 \text{ А}.$$

Шини з обраним перерізом задовольняють вимогам допустимого нагрівання шин у нормальному режимі.

Тепловий імпульс на шинах СН при трифазному КЗ згідно з розрахунковими даними табл. 3.10:

$$B_{\text{к}} = 37,319 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Температура шин до КЗ дорівнюватиме:

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{ном}}) \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 27 + (70 - 27) \left(\frac{310,515}{2670} \right)^2 = 27,528^\circ \text{C},$$

де $\Theta_0 = \Theta_{\text{ном}} = 27^\circ \text{C}$ – середньорічна температура навколишнього середовища на підстанції;

$\Theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ – допустима температура нагрівання шин.

Температура до якої нагрівається провідник при КЗ для $f = 32^\circ \text{C}$:

$$f_{\text{к}} = f + k \frac{B_{\text{к}}}{q^2} = 32 + 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{37,319 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 32,204^\circ \text{C},$$

де $k = 1,054 \cdot 10^{-2}$ – для алюмінію (табличне значення).

За характеристикою визначаємо $\Theta_{\text{дон}} = 70^{\circ}\text{C}$, значення менше допустимої температури для алюмінієвих шин (200°C).

Шини на стороні НН розміщені у відсіку КРП серії КМ-1Ф у формі рівностороннього трикутника та фіксуються на опорних ізоляторах.

Відстань між фазами $a = 0,34$ м, прогін $l = 0,8$ м. Вибір шин проводиться по струму самого потужного приєднання – приєднання Т при найбільш важкому режимі, коли в роботі перебуває всього один Т і покриває все навантаження НН. Обираємо тверді алюмінієві шини коробчатої форми $75 \times 35 \times 5,5$ мм перерізом 2×695 мм² [6].

$$I_{\text{дон}} = 2670 \text{ A} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{8,642 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 498,946 \text{ A}.$$

Обраний переріз задовольняє вимоги допустимого нагрівання шин у нормальному режимі роботи.

Тепловий імпульс на шинах НН при трифазному КЗ дорівнює:

$$B_{\text{к}} = 184,915 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Температура шин до короткого замикання дорівнюватиме:

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{\text{дон}} - \Theta_{\text{ном}}) \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{дон}}} \right)^2 = 27 + (70 - 27) \left(\frac{498,946}{2670} \right)^2 = 28,502^{\circ}\text{C}.$$

Температура нагріву провідників при короткому замиканні для $f = 33^{\circ}\text{C}$:

$$f_{\text{к}} = f + k \frac{B_{\text{к}}}{q^2} = 33 + 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{184,915 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 34,009^{\circ}\text{C},$$

де $k = 1,054 \cdot 10^{-2}$.

За характеристикою визначаємо $\Theta_{\text{дон}} = 70^{\circ}\text{C}$, значення менше припустимої температури для алюмінієвих шин (200°C).

3.7 Виміри на підстанції

Режим роботи устаткування на ПС контролюється та виконується за допомогою контрольно-вимірювальних приладів (КВП).

До шин ВН приєднані два трансформатори напруги НКФ-110-83У1 і до шин низької напруги трансформатори струму НТМІ-10-66. Вторинне навантаження трансформаторів розраховано і занесено до табл. 3.12-3.13.

Таблиця 3.12 – Розрахунок вторинного навантаження для ТН на шинах 110 кВ

Назва приладу	Тип приладу	Потужність споживана котушкою, ВА	Кількість котушок	$\cos j$	$\sin j$	Кількість приладів	Загальна потужність	
							P , Вт	Q , Вар
Лічильник активної енергії	СА4У-І672М	8	1	0,25	0,97	3	6	23,28
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник реактивної енергії	СА4У-І676М	12	1	0,25	0,97	1	9	34,92
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Всього							22	58,2

Таблиця 3.13 – Розрахунок вторинного навантаження для ТН.

Назва приладу	Тип приладу	Потужність, що споживається однією котушкою, ВА	Кількість котушок	$\cos j$	$\sin j$	Кількість приладів	Загальна споживана потужність	
							P , Вт	Q , Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної енергії	СА4У-І672М	8	1	0,25	0,97	11	22	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У-І676М	12	1	0,25	0,97	11	33	34,92
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Всього							62	213,4

Повна потужність вторинного навантаження для трансформатора напруги:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{62^2 + 213,4^2} = 222,22 \text{ ВА.}$$

До шин високої напруги приєднані три ТС ТФЗМ-110Б-ІУ1 з номінальним даними:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ;}$$

$$I_{1ном} = 300 \text{ А;}$$

$$I_{2ном} = 5 \text{ А;}$$

$$K_{дин} = 62;$$

$$K_{терм} = 12;$$

$$T_{терм} = 3 \text{ с;}$$

$$T_a = 0,03 \text{ с.}$$

Вибір ТС здійснюється індивідуально для кожного ланцюга, при цьому повинні дотримуватися умови:

а) за напругою установки: $U_{уст} \leq U_{ном}^{TT}$, $110 \leq 110$;

б) за струмом: $I_{ндоп} \leq I_{1ном}^{TT}$, $175,71 \leq 300$;

в) за конструкцією і класом точності;

г) за електродинамічною стійкістю (крім шинних Т):

$$i_y \leq k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}^{TT}, 8,22 \leq 26,3;$$

д) за термічною стійкістю: $B_k \leq (k_T \cdot I_{1ном}^{TT})^2 \cdot t_T$, $31,29 \leq 38,8$;

е) за вторинному навантаженню:

$$S_{приб} = 10,7 \text{ ВА;}$$

$$I_{2ном} = 5 \text{ А;}$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{10,7}{5^2} = 0,427 \text{ Ом;}$$

$$R_{пров} = 0,4 \text{ Ом;}$$

$$R_{кон} = 0,15 \text{ Ом};$$

$$R_{сум} = 0,977 \leq R_{доп} = 1,2.$$

Значення вторинного навантаження ТС на шинах 110 кВ занесена до табл. 3.14.

Таблиця 3.14 – Розрахунок вторинного навантаження для ТС на шинах 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-337	0,2	0,2	0,2
Ватметр	Д-355	0,5	-	0,5
Лічильник	И-670	5	-	5
Лічильник	И-684	5	-	5

Аналогічно обираємо ТС на шинах середньої і низької напруги, на шинах 10 кВ трансформатор струму – ТПЛК-10-У3, на шинах СН – ТЛК-35.

3.8 Вибір джерел оперативного струму

Джерелами змінного оперативного струму є трансформатори власних потреб і вимірювальні трансформатори струму і напруги, що здійснюють живлення пристроїв безпосередньо або через проміжні ланки.

Переваги джерел змінного оперативного струму :

- а) більш низька вартість;
- б) відсутність розгалуженої мережі оперативного струму.

Недоліки:

а) коливання вихідної напруги вище, ніж для джерел постійного оперативного струму, особливо в момент короткого замикання . Для електромеханічних реле це не має істотного значення, а для аналогових і мікроелектронних може призвести до неправильної роботи.

б) різке зниження напруги власних потреб при включенні вимикача на близьке коротке замикання .

Існують різні варіанти виконання пристроїв релейного захисту на змінному оперативному струмі. Найбільш прості схеми, в яких використовується струм установки.

Щоб жити оперативні ланцюги трансформаторної підстанції потрібно застосовувати змінний або постійний струм. На ПС з РП-110 кВ необхідне застосування постійного оперативного струму.

Джерелом постійного оперативного струму є кислотна акумуляторна батарея, яка допускає короткочасний режим розряду.

Електроприлади та установки, які споживають енергію від акумуляторної батареї (АБ), можна розділити на три групи:

а) перманентне навантаження (сигналізація, блокування, сигналізація релейного захисту, аварійне освітлення);

б) навантаження, яке підключається при зникненні змінного струму у післяаварійному режимі;

в) короткочасне навантаження яке триває не більше 5с.

На підстанції акумуляторна батарея експлуатується в режимі підзаряду. З появою незначного короткочасного навантаження (1-2с) АБ приймає його на себе. При включенні вимикача з електромеханічним пристроєм таке навантаження має місце. При відключенні змінного струму АБ приймає на себе усі навантаження електроприймачів постійного струму, забезпечуючи роботу релейного захисту трансформаторів, пристроїв телемеханіки та можливість ввімкнення та вимкнення вимикачів [5].

3.9 Розрахунок АБ і зарядно-підзарядного пристрою

Розрахунок навантаження на АБ представлений в табл. 3.15.

Таблиця 3.15 – Розрахунок навантаження на АБ

Приймачі	Кількість	P_n , кВт	I_n , А	$P_{розрах}$	Пуск	Розрахункові навантаження		
						Авар. режим	I в авар. режимі	Макс. Штовх. I ,
Постійне навантаження				25		25	25	25
Аварійне освітлення				200		200	200	200
Приводи	1		450				450	
Вбудований ел. магн. привод для ВМП-10	1		58				58	
ШПЕ-10 для ВМК-35			720					720
Перетворювальні агрегати	1	1,72	38	30	100	30	100	30
Всього						255	575	975

Обираємо схему акумуляторної батареї за відсутності елементного комутатора. Кількість елементів, що приєднують до шин у режимі постійного зарядного пристрою:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{nn}} = \frac{230}{2,15} = 108.$$

Номер батареї n визначається за наступною формулою:

$$n > 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{J}, \quad (3.8)$$

де J – навантаження допустимого розряду, A/n , приведене до першого номера АБ залежно від температури електроліту у АБ – $J=25$.

Перевіряємо за максимальним штовховим струмом:

$$46 \cdot n > I_{max};$$

$$46 \cdot 12 = 552 < I_{max} = 975.$$

Обираємо АБ з типовим номером:

$$n > 975/46 = 21,2.$$

До встановлення приймаємо СК 24.

Зарядний пристрій:

$$I_{nn} > 0,15 \cdot n + I_n = 0,15 \cdot 24 + 25 = 28,6 \text{ А};$$

$$U_{nz} = 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}.$$

Обираємо зарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80, який розрахований на напругу 380-260 В і струм 40-80 А. Потужність, яку споживає зарядний пристрій у режимі підзарядки й живлення установок 23 кВА.

Зарядний пристрій:

$$I_3 = 5 \cdot n + I_n = 5 \cdot 24 + 25 = 145 \text{ А};$$

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357 \text{ В}.$$

3.10 Освітлення на підстанції

На підстанції пункту №5 використовується природне та штучне освітлення.

Щоб забезпечити персонал оптимальним освітленням прийнято до встановлення прожектори ЖОО1-250-01 монтовані на стійках СВ105-5. Живлення освітлювальної системи (ліхтарів, прожекторів) здійснюється по КЛ.

Освітлення ЗРП та ОПК виконується за допомогою світильників з люмінесцентними лампами.

Освітлення здійснюється від мережі напругою 220 В, ремонтного – 12 В змінного струму, аварійного 220 В від блоку аварійного освітлення (БАО).

Увімкнення прожекторів здійснюється персоналом за допомогою вимикачів. Аварійне освітлення вмикається автоматично за умови зникнення основного освітлення. Аварійного освітлення здійснюється від АБ. Увімкнення освітлення ЗРП втілюється за допомогою вимикача, що розташований всередині ЗРП [5].

3.11 Схема акумуляторної установки

На рис. 3.15 показаний перемикач P1-P2, що має призначення підтримувати постійним значення напруги на затискачах акумуляторної батареї. Коли напруга відхиляється від нормального значення, тоді комутатор включає або відключає частину АБ, тим самим підтримуючи напругу на шинах постійною. За основу перемикачів взято тиристорні зарядно-підзарядні пристрої (випрямні агрегати).

У першому випадку на шинах керування напруга становить: $2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}$. При розряді до 1,8 В на елементі, напруга знижується до $1,08 \cdot 108 = 195 \text{ В}$. При заряді, напруга на кожному елементі підіймається до 2,35 В.

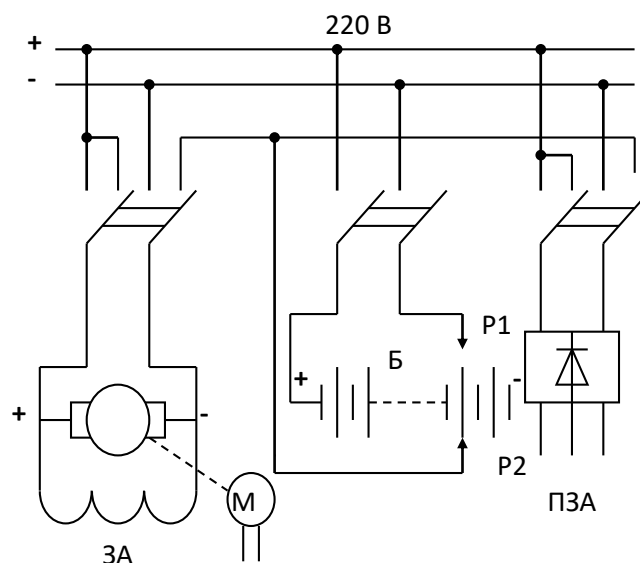


Рисунок 3.15 – Схема зарядно-підзарядного агрегату

3.12 Розрахунок блискавкозахисту

При потраплянні блискавки у фазний провід у мережі з'являються високі гармоніки, які спричиняють струмове перевантаження електричної мережі, що призводить до виходу з ладу частин електроустановок (висока напруженість сердечника трансформатора, руйнування конденсаторних установок).

ПС у пункті №5 має наступні параметри: шириною $d=95$ м, довжина $l=148,3$ м, для такої площі необхідно встановити 6 блискавковідводів з висотою $h=23$ м, висота об'єкту, що захищається дорівнює $h_x=11,35$ м.

Знаходимо зону захисту одиночного блискавковідводу:

$$h_a = h - h_x = 23 - 11,35 = 11,65 \text{ м.}$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 11,650}{1 + \frac{11,35}{23}} = 12,481 \text{ м;}$$

Висота зони захисту між блискавковідводами h_0 визначається за формулою:

$$h_0 = h - \frac{a}{5}. \quad (3.9)$$

З формули (3.9) випливає, що при висоті об'єктів, що захищаються рівній h_x , відстань між двома блискавковідводами a повинне задовольняти умові:

$$a \leq K \cdot M \cdot (h - h_x) = 5 \cdot (23 - 11,35) = 60 \text{ м.}$$

Найменша ширина зони захисту $b_x/2$ визначається за графіком:

$$b_x/2 = 3,15 \text{ м.}$$

Умова захисту всієї площі:

$$8 \cdot h_a \geq D \geq D_{расч};$$

$$D_{расч} = \sqrt{(58,8 - r_x)^2 + (74,3 - 2 \cdot r_x)^2} = \sqrt{(58,8 - 12,481)^2 + (74,3 - 2 \cdot 12,481)^2} = 57,363 \text{ м.}$$

Отримані розміри наносимо на план підстанції.

Висновок до розділу

Складено головну схему електричних з'єднань на ПС110/35/10 кВ. Визначено типи розподільних пристроїв відповідних класів напруги. Визначено максимальні струми КЗ на шинах 110, 35, 10 кВ, які становлять 16,292 кА, 10,521 кА, 23,969 кА відповідно. Здійснено вибір типів електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачів, роз'єднувачів тощо. Визначено тип системи оперативного струму на ПС.

Виконано розрахунок системи блискавкозахисту із застосуванням 6 блискавковідводів висотою 23 м. Встановлено, що захист забезпечується на висоті, що захищає об'єкт – 11,35 м.

Проаналізовано виконання систем вимірювання та освітлення на ПС.

4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту

Оператор системи розподілу – юридична особа, яка відповідальна за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу і забезпечення довгострокової спроможності системи розподілу щодо задоволення обґрунтованого попиту на розподіл електричної енергії з урахуванням вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та забезпечення енергоефективності [7]. Опис ідеї стартап-проекту наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для ОСР і споживача
Отримання доходу за надання послуг: - з приєднання до мережі (шин ПС, ТП чи ПЛ) до електростанції, що проектується, - розподілу електричної енергії мережами 10, 35, 110 кВ	Передача та розподіл електричної енергії	Безперебійність, надійність постачання електроенергією
		Енергоефективність
	Підключення до мережі нових споживачів	Фінансування розбудови електромережі коштами споживачів
		Можливість подальшого розвитку

Оптимальний варіант електричної мережі має забезпечувати:

- а) виконання усіх нормативних норм та стандартів;
- б) меншу величину капіталовкладень;
- в) менші втрати електричної енергії;
- г) менші експлуатаційні витрати;
- д) кращі показники економічної ефективності;
- е) менша вартість електроенергії та менший термін окупності.

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Станом на кінець 2017 року районна електрична мережа складається з 9 пунктів, які зображені на рис. 4.1, але до початку 2020 року потрібно під'єднати пункт №10, який містить 2 житлових комплекси і міні-інфраструктуру. У 2020 році у пункті №10 планується ввести в експлуатацію першу чергу будівель (еквівалентна потужність 10 МВт), у 2030 році – другу чергу будівель (еквівалентна потужність 6 МВт).

Також у існуючих пунктах №1-№9 буде збільшуватись потужність. У 2020 році очікується збільшення максимальне навантаження існуючих пунктів на 4% від максимального навантаження 2017 року. У 2030 році навантаження існуючих пунктів збільшиться ще на 6% від навантаження 2017 року.

Був проведений аудит технології, за допомогою якого можна реалізувати ідею проекту. Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту показано в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Надання послуг: - з приєднання до мережі (шин ПС, ТП чи ПЛ) до електростанції, що проектується, - розподілу електричної енергії мережами 35, 110 кВ	Методики, алгоритми, технології проектування електричних режимів, ПС, ПЛ,	Наявна	Доступна, є програмні реалізації
	Методика розрахунку плати за приєднання	В процесі обговорення в НКРЕКП	
	Методики визначення тарифів на розподіл	Наявна	Доступна, у НКРЕКП є програмні реалізації
	Методики і прогари техніко-економічних розрахунків	Наявна	Доступна, є програмні реалізації

На рис. 4.1 зображена карта-схема електричної мережі станом на кінець 2017 року. Нормальний режим максимальних зимових навантажень.

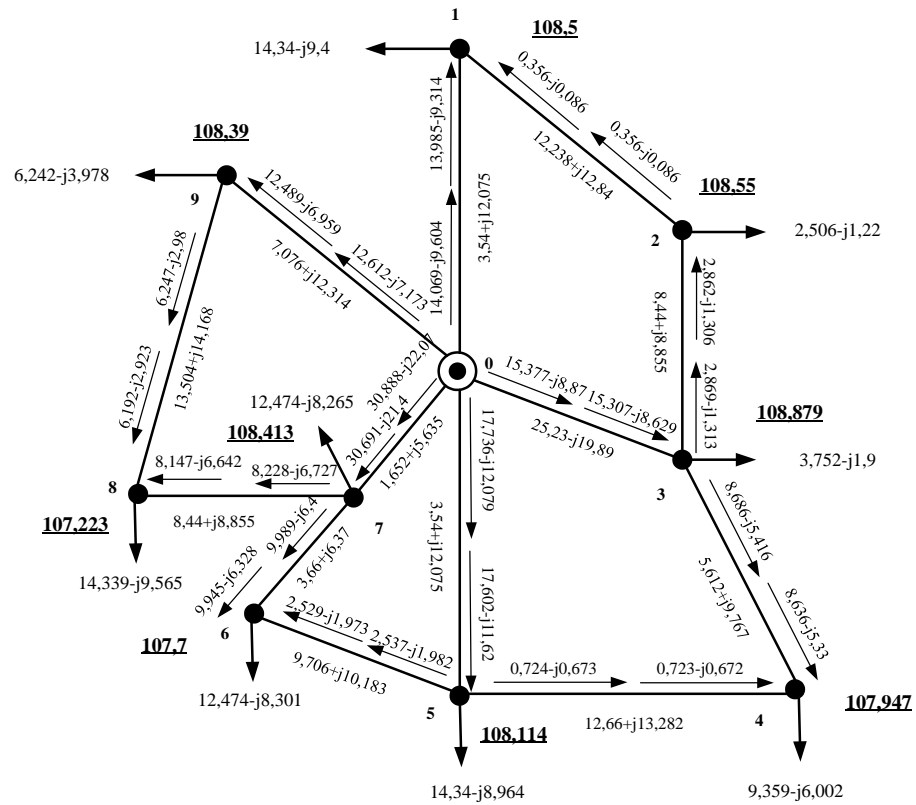


Рисунок 4.1 – Карта-схема електричної мережі станом на кінець 2017 року.
Нормальний режим максимальних зимових навантажень

На рис. 4.2 наведено конфігурацію мережі, що проектується, станом на 2020 рік, прогнозні потужності на шинах 110 кВ і потокорозпод районної електричної мережі в режимі зимових максимальних навантажень. У 2020 році прогнозні навантаження існуючих пунктів прийняті на 4% вище від прогнозних навантажень в даних пунктах у 2017 році.

Варіант постачання електроенергією локального споживача у пункті №10 за допомогою двох ПЛ 35кВ (варіант №1) наведений на рис. 4.3.

З принципової схеми зображеної на рис. 4.3 зрозуміло, що навантаження приведені до обмоток середньої напруги триобмоткового трансформатора, тобто навантаження трансформатора збільшиться. Для заживлення споживача I-II категорії необхідно двостороннє живлення для надійності електропостачання, але дволанцюговою лінією цього не досягти, тому потрібен варіант з двома ПЛ для обох варіантів. Для під'єднання однієї лінії до секції шин потрібно один вимикач.

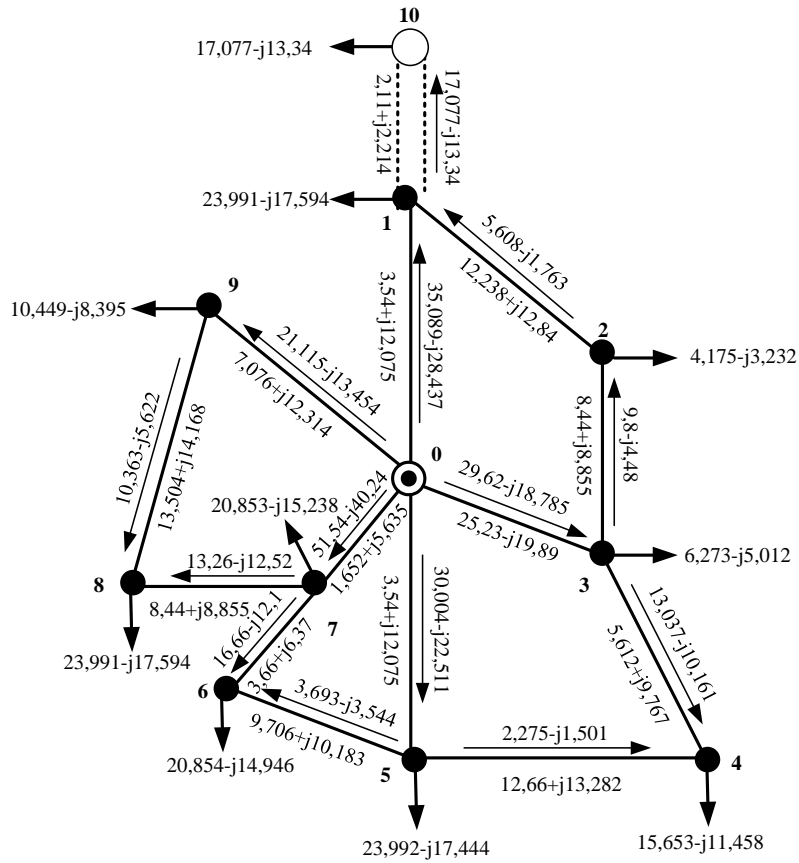


Рисунок 4.2 – Карта-схема електричної мережі станом на 2020 рік.
 Нормальний режим максимальних зимових навантажень

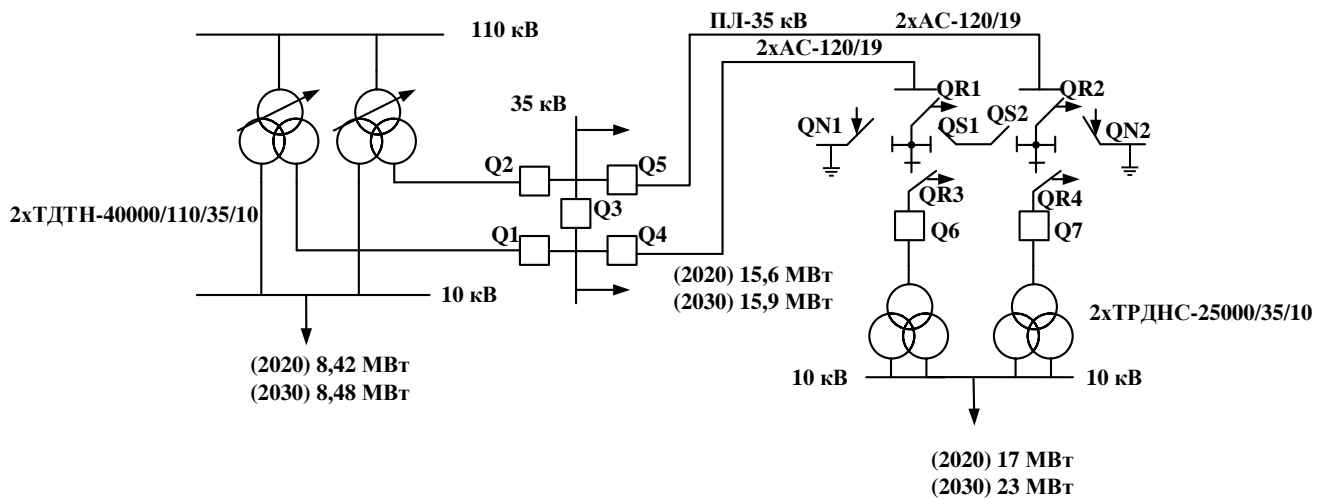


Рисунок 4.3 – Принципова схема постачання електроенергією локального споживача у пункті №10 за допомогою двох ПЛІ 35кВ

Таблиця 4.3 – Розрахунок втрат активної потужності в ПЛ для існуючої електричної мережі станом на кінець 2017 року

Для максимальних навантажень кінця 2017 року						
Ділянка	Переріз	Довжина	r_i , Ом	P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
0-1	1x240	30	3,54	22,44	-16,815	0,23
2-1	1x70	29	12,238	0,55	0,055	0,0003
3-2	1x70	20	8,44	4,544	-2,471	0,019
3-4	1x120	23	5,612	13,644	-9,756	0,131
0-3	1x240	23	2,714	24,639	-16,133	0,195
5-4	1x70	30	12,66	1,125	-1,302	0,003
5-6	1x70	23	9,706	3,913	-3,365	0,021
7-6	1x120	15	3,66	15,696	-11,566	0,115
7-8	1x70	20	8,44	12,806	-11,934	0,214
0-7	1x240	14	1,652	49,253	-38,406	0,533
9-8	1x70	32	13,504	9,93	-5,376	0,142
0-9	1x120	29	7,076	20,256	-12,826	0,336
0-5	1x240	30	3,54	28,149	-21,284	0,364
Всього:						2,303

Таблиця 4.4 – Розрахунок втрат активної потужності в ПЛ на першому етапі розрахункового періоду

Для максимальних навантажень 2020 року (приріст навантаження у пунктах №1-№9 +4% відносно навантаження 2017 року, у пункті №10 – 17 МВт)									
№	Переріз	Довжина	r_i , Ом	Варіант 1			Варіант 2		
				P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт	P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
0-1	1x240	30	3,54	35,089	-28,473	0,597	34,99	-30,114	0,623
2-1	1x70	29	12,238	5,608	-1,763	0,035	5,78	-2,282	0,039
3-2	1x70	20	8,44	9,8	-4,48	0,081	9,98	-5,007	0,087
3-4	1x120	23	5,612	13,037	-10,161	0,127	12,902	-9,971	0,125
0-3	1x240	23	2,714	29,652	-18,785	0,276	29,782	-19,234	0,282
5-4	1x70	30	12,66	2,275	-1,501	0,008	2,337	-1,589	0,008
5-6	1x70	23	9,706	3,693	-3,544	0,021	3,67	-3,554	0,021
7-6	1x120	15	3,66	16,665	-12,1	0,128	16,688	-12,09	0,128
7-8	1x70	20	8,44	13,26	-12,52	0,232	13,25	-12,494	0,231
0-7	1x240	14	1,652	51,542	-40,242	0,584	51,542	-40,459	0,586
9-8	1x70	32	13,504	10,363	-5,622	0,155	10,374	-5,647	0,156
0-9	1x120	29	7,076	21,115	-13,454	0,367	21,126	-13,481	0,367
0-5	1x240	30	3,54	30,004	-22,511	0,412	30,047	-22,612	0,414
1-10	2x2x120	10	2,11	17,077	-13,34	0,234	–	–	–
1-10	2x1x70	10	2,11	–	–	–	17,077	-13,34	0,084
Всього:						3,256			3,153

Таблиця 4.5 – Розрахунок втрат активної потужності в ПЛ на другому етапі розрахункового періоду

Для максимальних навантажень 2030 року (приріст навантаження у пунктах №1-№9 +6% відносно навантаження 2017 року, у пункті №10 – 23 МВт)									
№	Переріз	Довжина	r_i , Ом	Варіант 1			Варіант 2		
				P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт	P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
0-1	1x240	30	3,54	39,569	-33,403	0,784	39,496	-35,011	0,815
2-1	1x70	29	12,238	7,465	-2,649	0,063	7,639	-3,153	0,069
3-2	1x70	20	8,44	11,772	-5,456	0,117	11,956	-5,97	0,125
3-4	1x120	23	5,612	12,888	-10,348	0,127	12,825	-10,263	0,125
0-3	1x240	23	2,714	31,552	-19,957	0,313	31,688	-20,397	0,319
5-4	1x70	30	12,66	2,692	-1,61	0,01	2,754	-1,695	0,011
5-6	1x70	23	9,706	3,634	-3,621	0,021	3,611	-3,631	0,021
7-6	1x120	15	3,66	17,1	-12,382	0,135	17,124	-12,371	0,135
7-8	1x70	20	8,44	13,492	-12,811	0,241	13,482	-12,785	0,241
0-7	1x240	14	1,652	52,643	-41,176	0,61	52,642	-41,392	0,612
9-8	1x70	32	13,504	10,575	-5,749	0,162	10,586	-5,774	0,162
0-9	1x120	29	7,076	21,54	-13,775	0,382	21,551	-13,801	0,383
0-5	1x240	30	3,54	30,825	-23,121	0,434	30,868	-23,22	0,436
1-10	2x2x120	10	0,61	23,074	-18,184	0,43	–	–	–
1-10	2x1x70	10	2,11	–	–	–	23,074	-18,184	0,152
Всього:						3,83			3,606

4.3 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту

Визначені повні капіталовкладення в електричну мережу в цінах 2017 року зведений в табл. 4.6-4.7. В усіх варіантах ПЛ буде виконано в габаритах 110кВ, навіть, якщо передача електроенергії в варіанті передбачається на напрузі ПЛ 35кВ, враховуючи на збільшення навантаження споживання.

На кожному етапі було виконано перевірку в післяаварійному режимі для максимальних навантажень. Параметри режиму задовольняють гранично допустимому рівню напруг у пунктах та допустимі струмові навантаження на ділянках ПЛ.

Таблиця 4.6 – Розрахунок капіталовкладень в підстанції

Інвестиції у 2019 році								
Пункт	Варіант 1				Варіант 2			
	$P_{пс}$, МВт	Тип	Кількість обмоток	$K_{пс}$, млн. грн	$P_{пс}$, МВт	Тип	Кількість обмоток	$K_{пс}$, млн. грн
1	2x40	110-3	3	105,2	–	–	–	–
1	Комірка з вакуумними вимикачами			13,7	Комірка з елегазовими вимикачами			15
10	2x25	35-2	2	66,7	2x25	110-3	2	94,4
Всього:				185,6				109,4

Фінансування передбачається здійснювати частково коштами забудовника, а частково – кредитними коштами з погашенням за рахунок майбутніх платежів за передачу електроенергії. Згідно з проектом методики НКРЕКП, пропонується ставка

за підключення 1 кВт потужності прийнята 3500 грн. Також для швидшої окупності проекту інвестуємо гроші за підключення споживачів у пунктах №1-№9 у новостворювану ПЛ.

Таблиця 4.7 – Розрахунок капіталовкладень в ПЛ у 2019 році

Ділянка	Переріз	Довжина	Варіант 1		Варіант 2	
			Вартість, млн. грн. за 1км	$K_{пл}$, млн. грн	Вартість, млн. грн. за 1км	$K_{пл}$, млн. грн
1-10	2x2x120 (дволанцюгова)	10	2,423	48,46	–	–
1-10	2x1x70	10	–	–	1,667	33,34

Зміна максимальних навантажень пунктів мережі дорівнюватиме:

$$\Delta P_{max2020} = P_{\Sigma H2020} - P_{\Sigma H2017} = 166,76 - 144 = 22,76 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{max2030} = P_{\Sigma H2030} - P_{\Sigma H2020} = 175,64 - 166,76 = 8,88 \text{ МВт}.$$

Сумарні інвестиції в підстанції і ПЛ з урахування компенсації за підключення споживача електроенергії розраховуються за формулою:

$$K_{\Sigma} = K_{ПС} + K_{ПЛ} - K_{Підкл}, \quad (4.2)$$

де $K_{ПС}$ – капіталовкладення (інвестиції) в підстанції згідно з табл. 4.6

$K_{ПЛ}$ – капіталовкладення (інвестиції) в ПЛ згідно з табл. 4.7;

$K_{Підкл} = 3500 \cdot P_{Підкл}$ – плата за підключення споживача електроенергії до мережі.

Капіталовкладення у ПЛ та ПС змінюються лише на першому етапі, але на усіх етапах слід враховувати капіталовкладення на першому етапі, для визначення витрат на обслуговування, ремонт та амортизацію.

Для варіанта №1:

$$K_{\Sigma 1(2020)} = 185,6 + 48,46 - (0,0035 \cdot (17000 + 5760)) = 154,4 \text{ млн. грн};$$

$$K_{\Sigma 1(2030)} = -(0,0035 \cdot (6000 + 2880)) = -31,08 \text{ млн. грн.}$$

Для варіанта №2:

$$K_{\Sigma 2(2020)} = 109,4 + 33,34 - (0,0035 \cdot (17000 + 5760)) = 63,08 \text{ млн. грн};$$

$$K_{\Sigma 2(2030)} = -(0,0035 \cdot (6000 + 2880)) = -31,08 \text{ млн. грн.}$$

Втрати активної потужності в ПЛ, отримані з розрахунку поточкорозподілу в режимі максимальних навантажень пунктів.

Для варіанта №1:

$$\Delta P_{\Sigma 1(2020)} = 0,953 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma 1(2030)} = 0,574 \text{ МВт.}$$

Для варіанта №2:

$$\Delta P_{\Sigma 2(2020)} = 0,85 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma 2(2030)} = 0,453 \text{ МВт.}$$

Час максимальних втрат електроенергії:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2886,2 \frac{\text{год}}{\text{рік}},$$

де $T_{max} = 4500$ год/рік – час використання максимального навантаження.

Втрати активної енергії в ПЛ складуть.

Для варіанта №1:

$$\Delta A_{1(2020)} = \Delta P_{\Sigma 1(2020)} \cdot \tau = 0,953 \cdot 2886,2 = 2750,549 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}};$$

$$\Delta A_{1(2030)} = \Delta P_{\Sigma 1(2030)} \cdot \tau = 0,574 \cdot 2886,2 = 1656,679 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Для варіанта №2:

$$\Delta A_{2(2020)} = \Delta P_{\Sigma 2(2020)} \cdot \tau = 0,85 \cdot 2886,2 = 2453,27 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}};$$

$$\Delta A_{2(2030)} = \Delta P_{\Sigma 2(2030)} \cdot \tau = 0,453 \cdot 2886,2 = 1307,449 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$$

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах для варіанту №1 дорівнюватимуть :

$$\Delta P_{\Sigma \text{кз}1(2020)} = \Sigma \Delta P_{TZ1(2020)} = 0,339 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{кз}1(2030)} = \Sigma \Delta P_{TZ1(2030)} = 0,111 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{хх}1(2020)} = \Sigma \Delta P_{TY1(2020)} = 0,124 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{хх}1(2030)} = \Sigma \Delta P_{TY1(2030)} = 0,024 \text{ МВт}.$$

Варіант №2:

$$\Delta P_{\Sigma \text{кз}2(2020)} = \Sigma \Delta P_{TZ2(2020)} = 0,225 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{кз}2(2030)} = \Sigma \Delta P_{TZ2(2030)} = 0,043 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{хх}2(2020)} = \Sigma \Delta P_{TY2(2020)} = 0,068 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{хх}2(2030)} = \Sigma \Delta P_{TY2(2030)} = 0,024 \text{ МВт}.$$

Результати розрахунку річних витрат наведено в табл. 4.8. Тариф електроенергії на вході в мережу приймаємо:

Таблиця 4.8 – Розрахунок річних витрат

Витрати	Варіант 1		Варіант 2	
	2020	2030	2020	2030
Щорічні експлуатаційні витрати на обслуговування та ремонт, млн. грн.				
ПЛ: 1,2 % · К _{ПЛ}	0,583	0,583	0,413	0,413
ПС: 2,4 % · К _{ПС}	4,454	4,454	2,626	2,626
Разом:	5,037	5,037	3,039	3,039
Амортизаційні відрахування, млн. грн.				
ПЛ: 2,0 % · К _{ПЛ}	0,972	0,972	0,688	0,688
ПС: 3,6 % · К _{ПС}	6,682	6,682	3,938	3,938
Разом:	7,654	7,654	4,626	4,626
Вартість втрат електричної енергії, млн. грн.				
В трансф. к.з.: Ц _{вх} · ΔA _{Σкз}	1,957	0,641	1,299	0,248
В трансф. х.х.: Ц _{вх} · 0,75 · ΔA _{Σхх}	0,537	0,104	0,294	0,104
В ПЛ: Ц _{вх} · ΔA	5,501	3,314	4,907	2,615
Разом:	7,995	4,058	6,5	2,967
Разом втр. (В):	20,686	16,749	14,165	10,632

Для всіх варіантів розвитку схем прийняті припущення:

- а) тривалість будівництва становить 1-2 роки;
- б) податок на прибуток: $p = 16 \%$;
- в) норма прибутку: $E = 0,1$ 1/рік [8].

Величина тарифу на передачу і розподіл електричної енергії визначається як різниця тарифів на виході і вході в мережу і приймається рівною:

$$C_{ВИХ} - C_{ВХ} = 0,23 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 230 \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}.$$

Дохід однаковий для всіх варіантів і розраховується як:

$$D = \Delta P_{\max 2020} \cdot T_{\max} \cdot (C_{ВИХ} - C_{ВХ}) = 22,76 \cdot 4500 \cdot 230 = 23,5566 \text{ млн. грн.}$$

Розрахунок основних фінансово-економічних показників наведено у табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Розрахунок фінансово-економічних показників для 2020 року

Показники	Формули для визначення показників	Варіанти	
		1	2
Приріст середньорічного обсягу електричної енергії, що передається, $\frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$:	$W_{ПЕР} = P_{\max} \cdot T_{\max}$	102 420	
Приріст доходу, млн. грн.:	$D = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{ВИХ} - C_{ВХ})$	23,5566	
Приріст прибутку, млн. грн.:	$\Pi_B = D - B$	2,871	9,392
Зміна податку на прибуток, млн. грн. :	$H_{\Pi} = p \cdot \Pi_B$	0,459	1,503
Збільшення чистого прибуток, млн. грн.:	$\Pi_P = \Pi_B - H_{\Pi}$	2,412	7,889
Інтегральний ефект, млн. грн.:	$\Pi_{ДС} = \frac{(\Pi_P + A_P)}{E} - K$	-93,5	22,31
Рентабельність інвестицій, в.о.:	$R_i = \frac{(\Pi_P + A_P)}{K}$	0,052	0,122
Строк окупності інвестицій, років:	$T_{OK} = \frac{1}{R_i}$	19,231	8,197

4.4 Аналіз ринкових загроз та можливостей обраного варіанту

Для урахування всіх ризиків проведений аналіз чутливості інтегрального ефекту до зміни вхідних даних. Зміна цінової надбавки від $0,20$ до $0,26 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$, результати наведені на рис. 4.5.

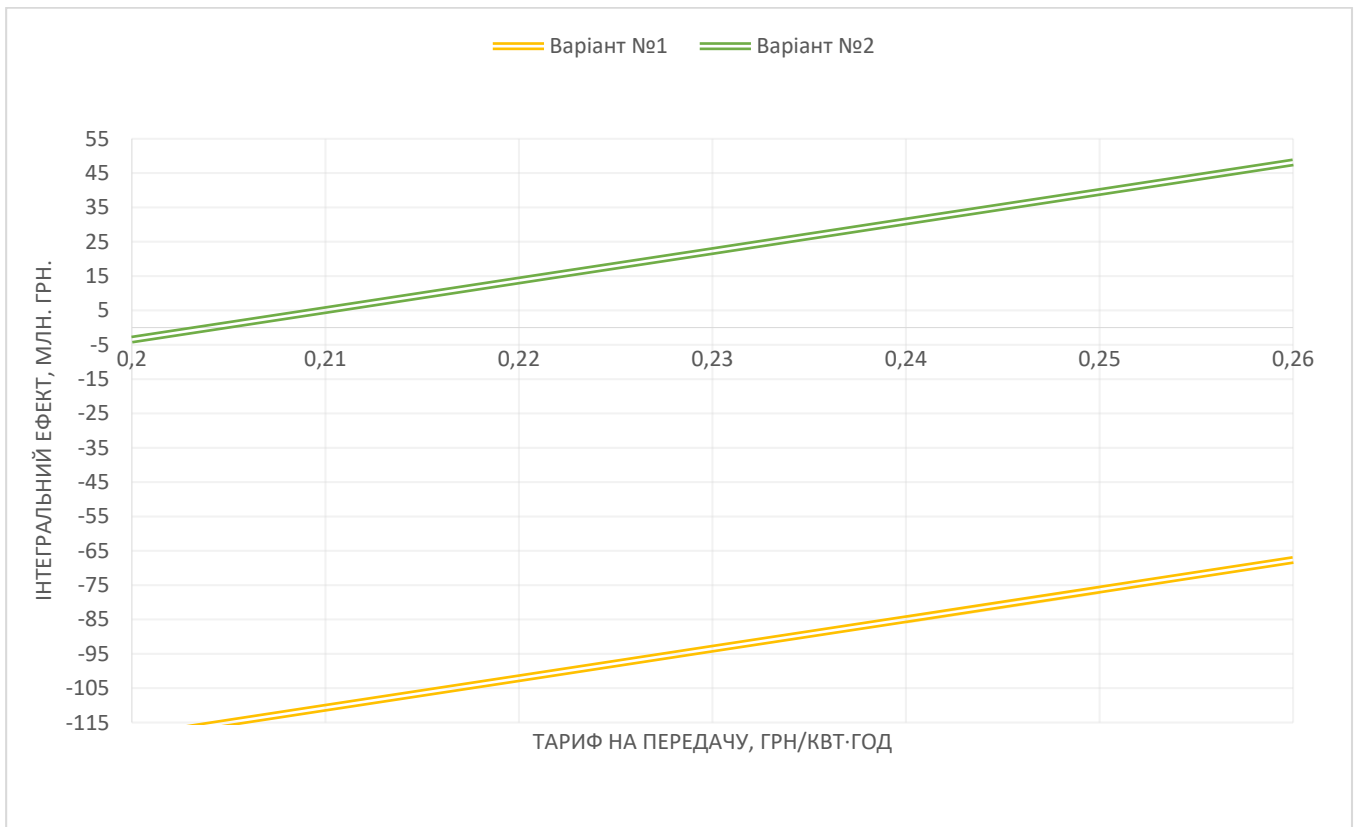


Рисунок 4.5 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни тарифу на передачу

Проаналізувавши графік можна зробити висновок, що варіант №2 є ефективним при тарифі на передачу $0,23 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$, а варіант №1 не є ефективним при $0,23 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$.

Залежність інтегрального ефекту від зміни податку на прибуток від 16 до 21 %, зображена на рис. 4.6. Залежність інтегрального ефекту від зміни C_{ex} від $200 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ до $222 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ зображена рис. 4.7.

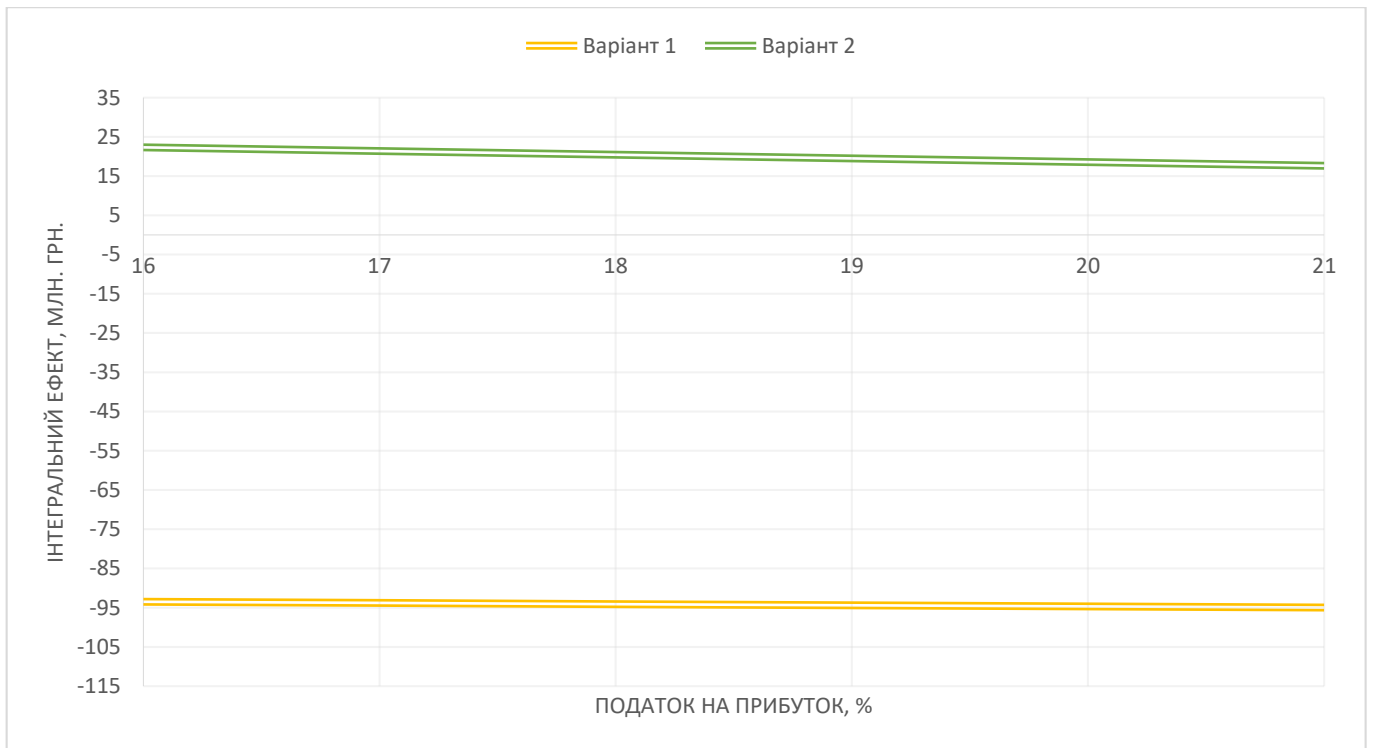


Рисунок 4.6 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни податку на прибуток

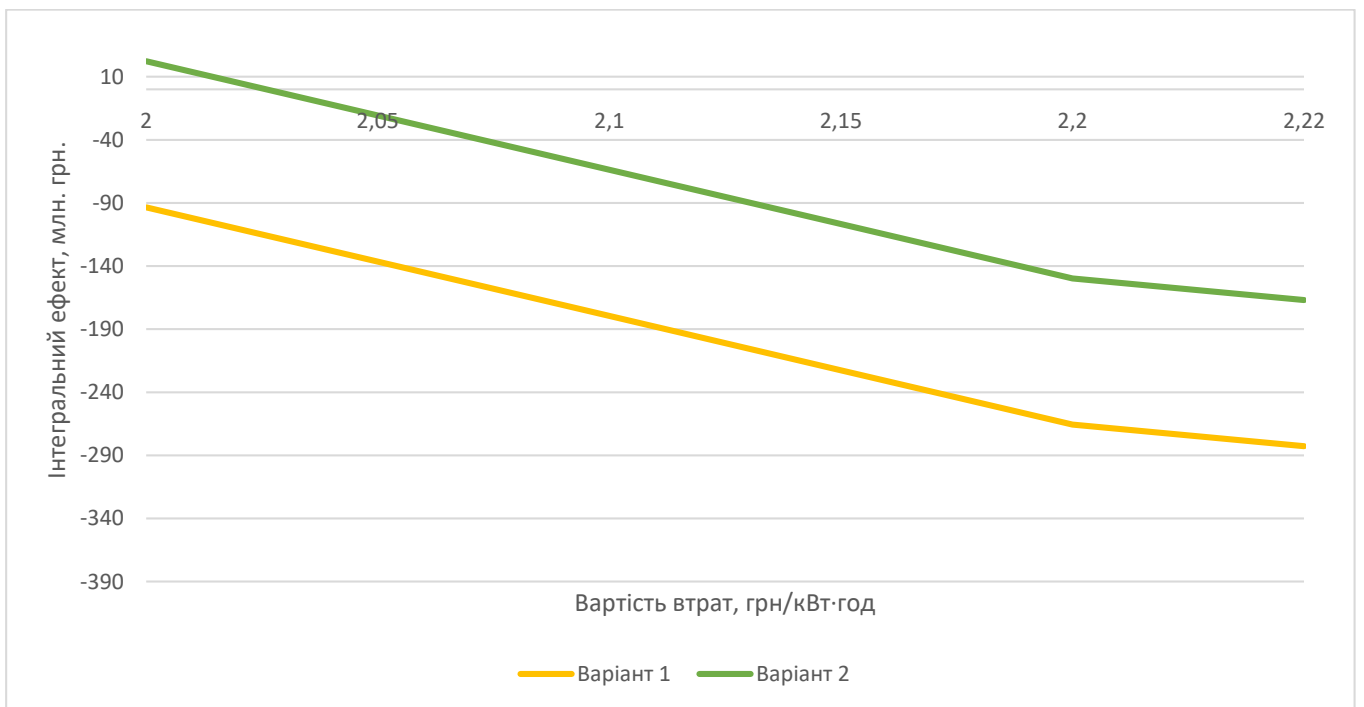


Рисунок 4.7 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни вартості втрат

SWOT-аналіз (матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) наведений у табл. 4.10

Таблиця 4.10 – SWOT- аналіз обраного варіанту розвитку схеми мережі

<p style="text-align: center;">Сильні сторони</p> <ul style="list-style-type: none"> – збільшення доходів ОСР; – зайнятість персоналу ОСР. 	<p style="text-align: center;">Слабкі сторони</p> <ul style="list-style-type: none"> – ризики затримки фінансування з боку окремих споживачів; – складність організації проект будівництва, взаємодії зі споживачем і Державним регулятором.
<p style="text-align: center;">Можливості</p> <ul style="list-style-type: none"> – мережа має запас пропускної здатності по ПЛ, тому здатна передавати значно більші обсяги електроенергії, що призведе до капіталізації ОСР. 	<p style="text-align: center;">Загрози</p> <ul style="list-style-type: none"> – встановлення Державним регулятором тарифу на розподіл електроенергії меншого за розрахований; – інфляція, що збільшить величину прийнятих у розрахунках капіталовкладень; – зростання тарифів на Енергоринку, що позначиться на вартості її втрат; – фактичне збільшення приєднаної потужності може виявитись меншим за розрахункове.

Висновок до розділу

Розроблено стартап-проект з надання послуг під'єднання споживача до електричної мережі та розподілу електричної енергії.

Виконано розрахунок компонентів функції інтегрального ефекту проекту на етапах проектування.

Встановлено, що варіант №2 має кращі техніко-економічні показники у порівнянні з варіантом №1 (інтегральний ефект є позитивним) і менший термін окупності (8,2 роки проти 9,2 років при встановленому значенні мережевої надбавки $0,23 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$). Подальше впровадження проекту за варіантом №2 є економічно доцільним.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ ЕЛЕГАЗОВОГО ВИМИКАЧА 110 кВ НА ПІДСТАНЦІЇ

5.1 Вступ

Мета розділу – забезпечити працівників робочої бригади і працівників на підстанції пункту №9 при монтажі елегазових вимикачів відповідним обладнанням, засобами індивідуального захисту та проведення захисних заходів для безпеки персоналу.

Об'єкт розділу – електричний струм, який може вразити працівників і привести до фатальних наслідків. Вплив відходів елегазу може негативно впливати на самопочуття працівників. Також на працівників, які працюють на підстанції можуть впливати такі чинники як: мікроклімат, шум, а також вплив електромагнітного поля.

Предмет дослідження – проаналізувати сукупність норм і правил, дотримання яких забезпечить безпечну роботу працівників, а також використання нових та справних засобів при роботі на об'єкті. Дотримання заходів Кіотського протоколу по експлуатації елегазу.

Методи дослідження – використання емпіричних формул і математичного розрахунку для визначення захисного заземлення елегазового вимикача.

Завдання досліджень, які передбачають у кінцевому варіанті:

а) наведення технічних характеристик електроустановки (напруга, потужність, площа, кількість приєднань, тип розподільчого пристрою);

б) аналіз умов праці(шкідливих та небезпечних факторів) під час монтажу елегазових вимикачів на ПС пункту №9;

в) розробка певних технічних та організаційних заходів з охорони праці та безпеки життєдіяльності, які базуються на новітніх досягненнях у галузі охорони праці, промислової та цивільної безпеки [9].

5.2 Технічні характеристики і вибір місць розміщення нового енергетичного устаткування

У пункті № 9 розташована підстанція, яка має технічні характеристики, які зазначені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики ПС у пункті №9.

№	Технічно-економічні показники об'єкту	
1	Підстанція на напругу	110/10кВ
2	Тип розподільчої установки	Закритий(ЗРУ)
3	Схема РП 110кВ	110-4 (місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів). Прохідна ПС.
4	Кількість ліній, що приєднуються	2
5	Загальна площа підстанції	6150 м ²
6	Ступінь вогнестійкості[10]	III
7	Віконні прорізи у верхній частині стін із застосуванням або вікна[10]	30% площі однієї найбільшої зовнішньої стіни
8	Виходи з РП	2 у кінцях РП
9	Маслозбірник ємністю 50 м ³ [10]	1 шт.
10	Резервуари протипожежного запасу води ємністю 90 м ³ [10]	6 шт.

Кожна камера масляних трансформаторів має окремий вихід назовні або в суміжне приміщення з негорючими підлогою, стінами та перекриттями, яке не містить пожежонебезпечних і вибухонебезпечних предметів, апаратів і виробництв.

5.3 Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників

Габарити елегазового вимикача 110 кВ типу ВГТ-110 наступні: довжина 4200 мм, ширина 940 мм, висота 3670 мм. Для монтажу одного вимикача необхідна бригада, яка складається з відповідального керівника робіт, який повинен мати кваліфікацію не нижче V; виконавець робіт, який повинен мати кваліфікацію не нижче IV; три члена бригади з рівнем кваліфікації не нижче III [11]. Всі шкідливі і небезпечні чинники, які можуть негативно впливати на електротехнічних працівників під час монтажу елегазових вимикач занесені до табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Аналіз шкідливі і небезпечні чинників

№	Шкідливі та небезпечні чинники	Джерела чинників	Кількісні оцінки	Нормативні документи
1	2	3	4	5
1	Електричний струм	Пробої в ізоляції(пошкодження), контакт зі струмовідною частиною	Лінійна напруга 110кВ, фазна напруга 63,5кВ	НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок.
2	Вплив продуктами розкладу елегазу, вплив важкого газу(елегазу)	Витік елегазу залежності від дози, може, викликати запаморочення, задуху, непритомність, смерть	Комутація струму 31,5 кА у вимикачі 110 кВ призводить до розкладання 5-7 см ³ елегазу на 1 кДж енергії, яка виділяється в дузі	Київський протокол (експлуатація елегазу)

Закінчення таблиці 5.2

1	2	3	4	5
3	Вплив електромагнітного поля	Від усіх струмовідних частин	Варіюється від локалізації на РП (від 5 до 20кВ/м) [12]	ДСН239-96. Державні санітарні норми від впливу електромагнітного поля.
4	Шум, може, призводити до головної болі, пошкодження органів слуху	Індукування вихрових струмів у сердечнику понижувальних трансформаторів, для 2хТДН-10000/110/10 з примусовою циркуляцією повітря рівень шуму дорівнює 87дБА	86...95дБА[13]	ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.
5	Недопустимий мікроклімат впливає на самопочуття працівника, може, викликати задуху, неприємність	Погана вентиляція, зволоження повітря, температура приміщення, а також протяги.	Температура на підстанції - 18 °С, відносна вологість – 40, швидкість потоку повітря 0,2 м/с [14]	ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.

5.4 Вибір і розрахунок технічних засобів і засобів безпеки до електроустановок

Технічні характеристики вимикача ВГТ-110 наведені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Технічні характеристика ВГТ-110

№	Найменування параметру	Значення
1	2	3
1	Номінальна напруга, кВ	110

Закінчення таблиці 5.3

1	2	3
2	Найбільша робоча напруга, кВ	126
3	Номінальний струм відключення, кА	40
4	Номінальний струм, А	2500
7	Статичне навантаження на одну фундаментну опору, Н	9500
8	Маса елегазу, кг	6,3
9	Маса вимикача з приводом, кг	1650

Плакати і знаки безпеки вивішують з метою попередження помилкових дій обслуговуючого персоналу, випадкової подачі напруги на працюючих. Струмівідні частини огорожують від випадкового дотику під час роботи канатом або шнуром з вивішеними на них плакатами "Стій. Напруга". На всіх підготовлених робочих місцях після накладення заземлення і огороження робочого місця вивішують плакат "Працювати тут".

Перевірка відсутності напруги. Перед виконанням усіх монтажних робіт перевіряють справність показчика напруги на струмівідних частинах, що знаходяться під напругою. Показчики напруги або переносні вольтметри повинні бути розраховані на номінальну напругу установки. Стаціонарні пристрої, що сигналізують про відключений стан апаратів, постійно ввімкнені вольтметри, сигнальні лампи є лише допоміжними засобами. На підставі їх показань не можна робити висновок про відсутність напруги, так як вони можуть бути несправними. Однак, якщо ці прилади вказують на наявність напруги, то це є безумовною ознакою неприпустимості наближення до струмівідних частин. Відсутність напруги перевіряють між усіма фазами, між кожною фазою і землею, а також кожною фазою і нульовим проводом.

Заземлення струмівідних частин за допомогою переносних заземлювачів проводиться для захисту працівників від ураження електричним струмом при

помилковому поданню напруги до місця роботи. При накладанні заземлення необхідно спочатку переносний заземлювач приєднати до землі, а потім після перевірки відсутності напруги – до струмовідних частин. Знімається заземлення в зворотному порядку: спочатку знімають його з струмовідних частин, а потім від'єднують від землі [15]. Розрахунок захисного заземлення для ПС 110/10, принципове заземлення зображене на рис. 5.1.

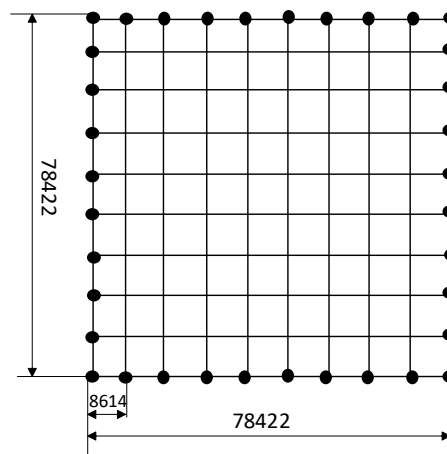


Рисунок 5.1 – Принципова схема захисного заземлення ПС

Вихідні дані для розрахунку:

- а) напруга обладнання, що заземлюється $U^{(110)} = 110$ кВ, $U^{(10)} = 10$ кВ;
- б) розрахунковий струм короткого замикання на землю на шинах 110 кВ – $I_3^{(110)} = 7,795$ кА (при $x_{екв(9)} = 0,644$ Ом);
- в) розрахункові питомі опори верхнього та нижнього шарів ґрунту відповідно до типу ґрунту і сезонності (вологості ґрунту):

$$\rho_1 = \rho_{табл(ч)} \cdot \psi_2 = 30 \cdot 1,3 = 39 \text{ Ом} \cdot \text{м} \text{ – чорнозем з висотою } h_{верх.} = 0,5 \text{ м};$$

$$\rho_2 = \rho_{табл(г)} \cdot \psi_2 = 60 \cdot 1,3 = 78 \text{ Ом} \cdot \text{м} \text{ – глина};$$

- г) як натуральні заземлювачі використаємо систему залізобетонних опор двох повітряних одноланцюгових ліній напругою 110 кВ, які підходять до підстанції. Довжина прогону $L = 200$ м. Кожна лінія має один сталевий трос ТК-50, поперечний перетин якого $F = 50 \text{ мм}^2$. Залежно від питомого опору ґрунту ($\rho_{1,2} \leq 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) опір

заземлення однієї опори $r_{оп} = 10$ Ом. Опір заземлювача струмові розтікання R_3 згідно з вимогами ПУЕ для 110 кВ має бути не більше, ніж 0,5 Ом ($R_0 = 0,5$ Ом).

Опір натурального заземлювача:

$$R_n = \frac{1}{n_n} \sqrt{\frac{r_{оп} \cdot 0,15 \cdot l_{np}}{F_m \cdot n_m}} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{10 \cdot 0,15 \cdot 200}{50 \cdot 1}} = 1,225 \text{ Ом};$$

$$R_n = 1,225 \text{ Ом} \geq R_0 = 0,5 \text{ Ом}.$$

Отже, паралельно з натуральним заземлювачем необхідно споруджувати штучний заземлювач.

Опір штучного заземлювача дорівнюватиме:

$$R_{ш} = \frac{R_3 \cdot R_n}{R_n - R_3} = \frac{0,5 \cdot 1,225}{1,225 - 0,5} = 0,845 \text{ Ом}.$$

Заземлювач складається з горизонтальних електродів – сталевих смуг перетином 4x40 мм та вертикальних стержньових електродів довжиною $l_B = 10$ м, діаметром $d = 16$ мм, глибина закладання електродів $h = 0,7$ м;

$L_1 = 78,42$ м, $L_2 = 78,42$ м – довжини поздовжньо та поперечно розташованих смуг; $n_1 = 10$ шт, $n_2 = 10$ шт – кількість поздовжніх та поперечних смуг. Сумарна довжина горизонтальних електродів дорівнюватиме:

$$L_2 = n_1 \cdot L_1 + n_2 \cdot L_2 = 10 \cdot 78,42 + 10 \cdot 78,42 = 1568 \text{ м}.$$

Кількість вертикальних електродів – $n = 36$ шт. Загальна довжина вертикальних електродів:

$$L_B = n \cdot l_8 = 36 \cdot 10 = 360 \text{ м}.$$

Відношення питомих опорів ґрунту:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{39}{78} = 0,5.$$

Оскільки $\frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 2$, то узагальнений параметр T становить:

$$T_1 = \frac{l_6 \cdot L_2}{a_{cp} \cdot \sqrt{S}} = \frac{10 \cdot 1568}{8,714 \cdot \sqrt{6150}} = 13,17.$$

Значення узагальнених параметрів становить:

$$C_B = 0,52;$$

$$E_B = 0,153 + 0,476 \cdot h_{\text{верх.}} = 0,153 + 0,476 \cdot 0,5 = 0,391;$$

$$C_\beta = 0,149;$$

$$E_\beta = 0,476 + 0,0415 \cdot h_{\text{верх.}} = 0,476 + 0,0415 \cdot 0,5 = 0,497.$$

Значення параметрів B і β становить:

$$B = C_B \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{E_B} = 0,052 \cdot \left(\frac{39}{78} \right)^{0,2806} = 0,03966;$$

$$\beta = C_\beta \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{E_\beta} = 0,149 \cdot \left(\frac{39}{78} \right)^{0,497} = 0,10558.$$

Опір штучного заземлювача R становить:

$$R = B \cdot T_1^{-\beta} \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} = 0,0396 \cdot 13,17^{-0,1056} \frac{78}{\sqrt{6150}} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Загальний опір заземлювача підстанції дорівнює:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_n}{R + R_n} = \frac{0,03 \cdot 1,225}{0,03 + 1,225} = 0,029 \text{ Ом.}$$

Отримане значення R менше допустимого опору заземлювача струмові розтікання ($R_0 = 0,5 \text{ Ом}$).

Потенціал заземлюючого пристрою в аварійному режимі дорівнює:

$$U_3 = I_3 \cdot R_3 = 7795 \cdot 0,029 = 226,06 \text{ В.}$$

Отриманий потенціал менше допустимого:

$$U_3 = 0,2261 \text{ кВ} \leq U_0 = 10 \text{ кВ.}$$

Коефіцієнт напруги дотику становить:

$$\alpha_1 = M \cdot T_1^{-\mu} = 0,37 \cdot 13,17^{-0,5} = 0,102,$$

де $M = 0,37$ – параметр, що залежить від $\frac{\rho_1}{\rho_2}$.

Напруга дотику становить:

$$U_{\text{дот}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \alpha_1 = 5230 \cdot 0,029 \cdot 0,102 = 23,058 \text{ В};$$

$$U_{\text{дот}} = 23,058 \text{ В} \leq U_{\text{дот.доп}} = 400 \text{ В}.$$

Перевірка заземлювача на термічну стійкість:

Площа бічної поверхні заземлювача становить:

$$S_3 = n_g \cdot (\pi \cdot d) \cdot l_g = 36 \cdot (\pi \cdot 0,016) \cdot 10 = 18,095 \text{ м}^2;$$

$$0,00012 \cdot I_3 \cdot \sqrt{\rho \cdot t} = 0,00012 \cdot 7,795 \cdot \sqrt{78 \cdot 0,2} = 3,695 \text{ м}^2,$$

де $\rho = 78 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – більший з питомих опорів ґрунту;

$$t = t_{\text{ср.зах}} + t_{\text{відкл.вим}} = 0,1 + 0,1 = 0,2 \text{ с} – \text{тривалість дії струму КЗ на людину.}$$

Таким чином, розрахунковий заземлювач задовольняє перевірку:

$$S_3 = 18,095 \text{ м}^2 \geq 0,00012 \cdot I_3 \cdot \sqrt{\rho \cdot t} = 3,695 \text{ м}^2.$$

Перевірка на термічну стійкість заземлювача:

Площа поперечного перерізу горизонтальних смуг дорівнює:

$$S_{\text{попер}} = a' \cdot b' = 4 \cdot 40 = 160 \text{ мм}^2,$$

де a', b' – ширина та довжина горизонтальних полосних електродів.

$$I_3 \sqrt{t / \alpha' \cdot \nu} = 7,795 \cdot \sqrt{\frac{0,2}{20 \cdot 400}} = 0,03898 \text{ м}^2 = 38,98 \text{ мм}^2,$$

де $\alpha' = 20$ – постійний множник для сталі;

$\nu = 400^\circ \text{C}$ – допустима температура короткочасного нагрівання.

Таким чином, розрахунковий заземлювач задовольняє перевірку:

$$S_{\text{попер}} = 160 \text{ мм}^2 \geq I_3 \sqrt{t / \alpha' \cdot \nu} = 38,98 \text{ мм}^2.$$

Застережні заходи при роботі з елгасом.

Балони з елгасом повинні зберігатися у вентильованому приміщенні, закріпленими в вертикальному положенні.

З метою повної безпеки допустима концентрація елегазу в приміщенні для ремонту і ревізій не повинна перевищувати: 0,08% - при тривалому перебуванні людини в приміщенні; 1% - при короткочасному перебуванні в приміщенні (при концентрації елегазу в повітрі 20% і більше навіть короткочасне перебування людини в приміщенні може привести до летального випадку).

У приміщенні підстанції повинна бути гарна система вентиляції, тому встановлена вентиляція з вентилятор типу ВО 06–300. Місцеві відсмоктувачі кріпляться до стелі (повинні кріпитись до невібруючих частин приміщення). Повітропроводи встановлені частково на підвісах, а частково на кріпленнях. Устаткування вентиляційної системи міцно закріплено на опорних конструкція [16].

Контроль концентрації елегазу в приміщенні проводиться за допомогою пристроїв виявлення розгерметизації балонів ТП-2, ТП-3, ТІ2-8.

При визначенні концентрації елегазу в приміщенні і проведенні робіт в приміщенні з концентрацією елегазу вище передбаченої норми необхідно користуватися протигазом ПШ-40 РВ.

Навіть невеликі кількості газоподібних продуктів розкладання викликають наступні відчуття: їдкий або неприємний запах, подразнення слизової оболонки носа, рота та очей. У повітрі з підвищеною вологістю продукти розкладу набувають певного неприємного запаху. Якщо з'являється їдкий або неприємний запах, персоналу необхідно швидко вийти з приміщення на свіже повітря.

Після розкриття полюса (а також у міру виконання робіт при його розбиранні) за допомогою пилососа з паперовим фільтром потрібно ретельно зібрати тверді продукти розкладання елегазу. Цей пилосос повинен використовуватися тільки для видалення продуктів розпаду елегазу.

Засоби захисту бригади електромонтажників при встановленні елегазового вимикача 110 кВ занесені до табл. 5.4

Таблиця 5.4 – Засоби індивідуального захисту

Вид	Марка	Кількість	Технічні характеристики	Призначення	Нормативні документи
Протигаз	«ПШ-40 РВ» з панорамною маскою «МАГ»	5 шт.	Одноканальний протигаз зі шлангом довжиною 40 м.	Призначений для захисту органів дихання, лиця та очей	НПАОП 0.00-4.01-08. Положення про порядок забезпечення працівників спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту.
Захисний костюм	«Л-1»	5 шт.	Герметичний	Захищає шкіру при роботі з елегазом	ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги.
Діелектричне взуття	–	5 шт.	Велика діелектрична міцність, гума	Захищає від ураження електричним струмом	ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги.
Каска для електричного захисту	–	5 шт.	Каска головна	Захищає від ураження електричним струмом [17]	ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги.
Переносне заземлення	«ШЗП-110У4»	1 шт.	Універсальне	Захищає персоналу від ураження струму	НПАОП 40.1-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів.

Закінчення таблиці 5.4

1	2	3	4	5	6
Показчик напруги	«УВН 90»	1 шт.	Індикатор напруги	Перевірка на наявність потенціалу	НПАОП 40.1-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів.
Пилосос	«Samsung VCC 4535»	1 шт.	Пилосос для сухого прибирання	Збирання сухих відходів елегазу	–
Вкладиші для вух	–	5 шт.	Латексні	Шумоізоляція	НПАОП 0.00-4.01-08. Положення про порядок забезпечення працівників спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту.

5.5 Вибір засобів і заходів безпеки у надзвичайних ситуаціях

Найбільш поширеною надзвичайною ситуацією на трансформаторній підстанції є виникнення пожежі. Пожежі на підстанціях виникають:

- а) через необережне поводження електрогазозварювальних робіт;
- б) в приміщеннях і камерах РП в наслідок коротких замиканні;

в) в результаті пожеж маслонаповнених трансформаторів внаслідок викиду масла і його парів при коротких замиканнях всередині трансформатора (неспрацювання газового захисту);

г) в кабельному господарстві при загорянні ізоляції жив в результаті коротких замиканні, а також внаслідок перегріву кабелю;

д) через нерегулярні провітрювання або відмови вентиляції в акумуляторної може відбуватися накопичення водню, який при потраплянні іскри може вибухнути;

е) поява відкритого вогню, тобто некерованої електричної дуги.

На підстанції повинні знаходитися в порядку пожежогасіння такі засоби:

а) протипожежні водогони;

б) вогнегасники (ОУ, ОП, ОУБ);

в) ящики з піском;

г) пожежний інвентар.

Забороняється захаращувати матеріалами та обладнанням проїзди навколо будівель і дороги.

На підстанції повинна бути система автоматичної пожежної сигналізації, призначена для виявлення пожежі в початковій його стадії, повідомлення про місце його виникнення, а також включення стаціонарних установок пожежогасіння.

Крім пожежної сигналізації на підстанції повинні бути план евакуації із зазначенням розміщення ресурсів для гасіння пожежі і ці ресурси [18].

Висновок до розділу

У даному розділі розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час монтажу елегазового вимикача 110 кВ на підстанції. Визначено умови праці персоналу і основні шкідливі чинники: електричний струм, вплив продуктами розкладу елегазу, вплив електромагнітного поля, шум, мікроклімат.

Запропоновано такі технічні та організаційні заходи: встановлення захисного заземлення, встановлення сучасної вентиляції, надати працівникам відповідні ЗІЗ, а також забезпечити захисним обладнанням.

Розраховано захисне заземлення підстанції, яке складається з 20 горизонтальних (10 поздовжніх і 10 поперечних смуг) та 36 вертикальних електродів, величина опору заземлення підстанції становить 0,029 Ом, що менше допустимого значення (0,5 Ом). Було обрано переносне заземлення «ШЗП-110У4» і ознайомлено з процедурою підключення його до струмовідних частин. Було обрано бригаду з 5 працівників для монтажу електричного вимикача типу ВГТ-110, а також ЗІЗ для них. Кожного працівника потрібно забезпечити протигазом типу ПШ-40 РВ з панорамною маскою «МАГ» (подача чистого повітря до працівників через шланг довжиною до 40 м із середовища із чистим повітрям), якщо буде виявлено концентрацію електричного газу в повітрі. Шум від двох трансформаторів типу ТДН-10000/110 складає за табличними значеннями 86...95 дБА, тому кожного працівника потрібно забезпечити вкладишами для вух.

6 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТДН-10000/110

6.1 Розрахунок трифазного струму короткого замикання на шинах НН понижуючого трансформатора ТДН-10000/110

Схема заміщення електричної мережі зображена на рис. 2.1. Задаємося базисними умовами:

$S_B = 1000$ МВА, $U_B = 115$ кВ. Тоді,

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Перетворення схем заміщення зображено на рис. 6.1.

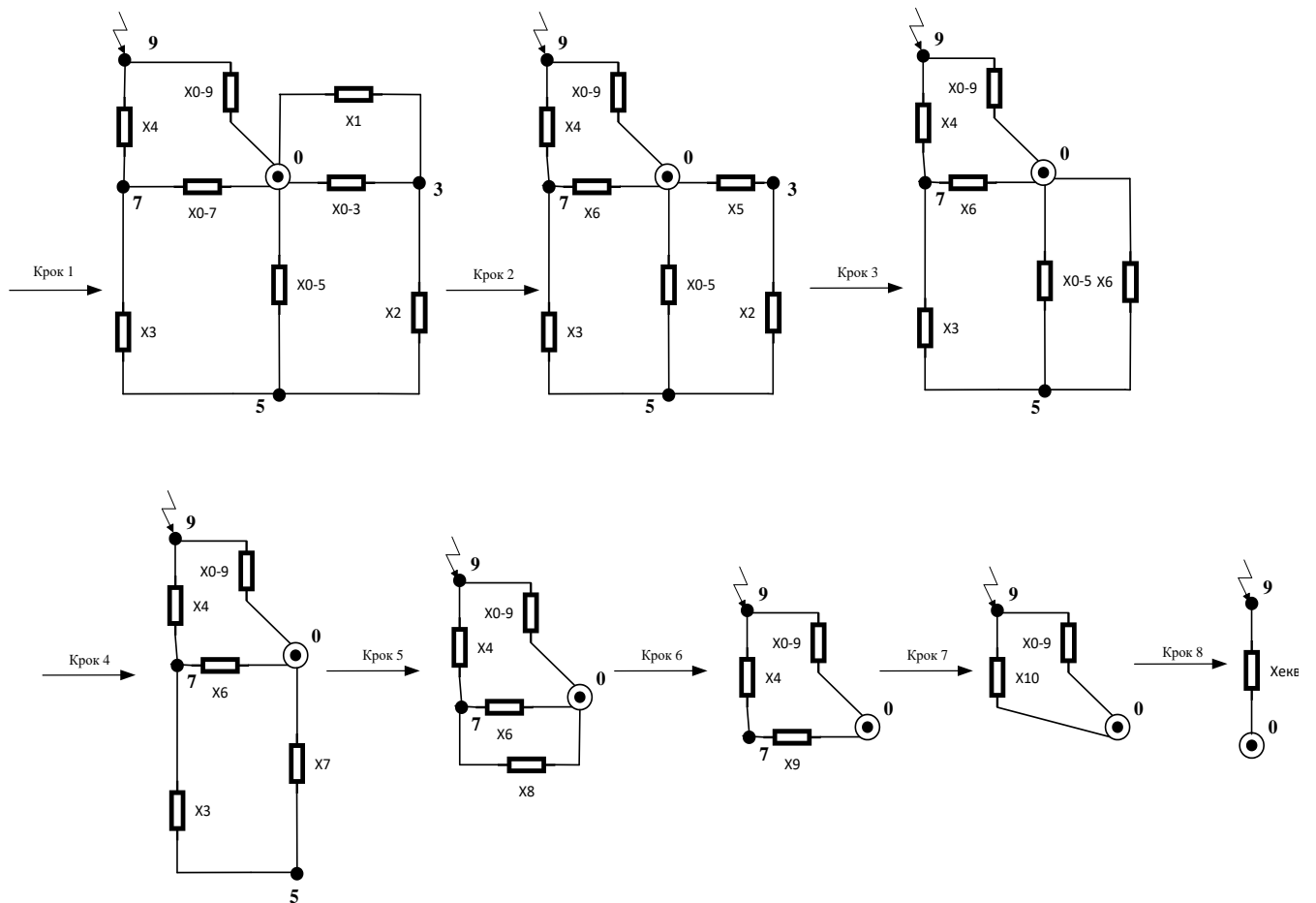


Рисунок 6.1 – Кроки перетворення заміщення схеми

Крок 1:

$$x_1 = x_{0-1} + x_{2-1} + x_{3-2} = 0,913 + 0,971 + 0,67 = 2,553 \text{ в.о.};$$

$$x_2 = x_{3-4} + x_{5-4} = 0,738 + 1,004 = 1,743 \text{ в.о.};$$

$$x_3 = x_{5-6} + x_{7-6} = 0,77 + 0,482 = 1,252 \text{ в.о.};$$

$$x_4 = x_{9-8} + x_{7-8} = 1,071 + 0,67 = 1,741 \text{ в.о.}$$

Крок 2:

$$x_5 = \frac{x_{0-3} \cdot x_1}{x_{0-3} + x_1} = \frac{0,7 \cdot 2,553}{0,7 + 2,553} = 0,549 \text{ в.о.}$$

Крок 3:

$$x_6 = x_2 + x_5 = 1,743 + 0,549 = 2,292 \text{ в.о.}$$

Крок 4:

$$x_7 = \frac{x_{0-5} \cdot x_6}{x_{0-5} + x_6} = \frac{0,931 \cdot 2,292}{0,931 + 2,292} = 0,653 \text{ в.о.}$$

Крок 5:

$$x_8 = x_3 + x_7 = 1,252 + 0,653 = 1,905 \text{ в.о.}$$

Крок 6:

$$x_9 = \frac{x_{0-7} \cdot x_8}{x_{0-7} + x_8} = \frac{0,426 \cdot 1,905}{0,426 + 1,905} = 0,348 \text{ в.о.}$$

Крок 7:

$$x_{10} = x_4 + x_9 = 1,741 + 0,348 = 2,089 \text{ в.о.}$$

Крок 8:

$$x_{11} = \frac{x_{0-9} \cdot x_{10}}{x_{0-9} + x_{10}} = \frac{0,931 \cdot 2,089}{0,931 + 2,089} = 0,644 \text{ в.о.}$$

Коротке замикання на шинах 10 кВ, схема зображена на рис. 6.2.

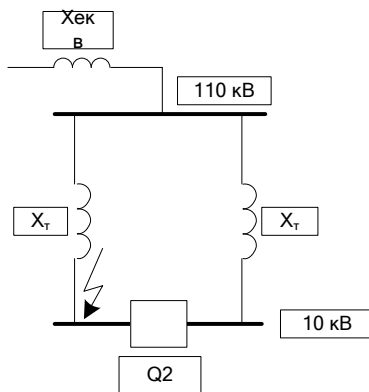


Рисунок 6.2 – Однолінійна схема зображення ПС

Для відключеного секційного вимикача розрахунок матиме такий вигляд:

$$U_{\bar{o}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\bar{o}(10)} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 52,486 \text{ кА};$$

$$x_{e1розр}^{(3)} = x_{екв}^{(3)} \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 = 0,644 \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 = 0,00589.$$

Пряма послідовність:

$$x_{m9} = \frac{U_{к9} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{н1}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 10} = 10,5 \text{ в.о.};$$

$$x_{e10(1)}^{(3)} = x_{e1розр}^{(3)} + x_{m9} = 0,00589 + 10,5 = 10,50589 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ в точці КЗ:

$$I_{n0(10)}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}(10)}}{x_{e10(1)}^{(3)}} = \frac{52,486}{10,50589} = 4,996 \text{ кА.}$$

Для включеного шинного секційного вимикача:

$$x_{e10(1)}^{(3)} = x_{e1розр}^{(3)} + \frac{x_{m9}}{2} = 0,00589 + \frac{10,5}{2} = 5,256 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму КЗ в точці КЗ:

$$I_{n0(10)}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}(10)}}{x_{e10(1)}^{(3)}} = \frac{52,486}{5,526} = 9,986 \text{ кА.}$$

Струм через один трансформатор дорівнюватиме:

$$\frac{I_{n0(10)}^{(3)}}{2} = \frac{9,986}{2} = 4,993 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ на шинах 10 кВ:

Для відключеного шинного секційного вимикач:

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{e10(1)}^{(3)} + x_{e10(2)}^{(3)} = 10,50589 + 10,50589 = 21,012 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₂:

$$I_{n0(10)}^{(2)} = \frac{I_{\delta(10)} \cdot \sqrt{3}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \frac{52,486 \cdot \sqrt{3}}{21,012} = 4,327 \text{ кА.}$$

Для включеного секційного вимикача:

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{e10(1)}^{(3)} + x_{e10(2)}^{(3)} = 5,256 + 5,256 = 10,512 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₂:

$$I_{n0(10)}^{(2)} = \frac{I_{\delta(10)} \cdot \sqrt{3}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \frac{52,486 \cdot \sqrt{3}}{5,256 + 5,256} = 8,648 \text{ кА.}$$

Значення струмів КЗ на шинах 11 кВ приведені до напруг 115 кВ і 11 кВ занесено до табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Значення струмів КЗ приведених до напруги 11 кВ і 115 кВ

Тип короткого замикання	Значення струмів КЗ на шина 11 кВ приведено до класу напруг, кВ	Значення струму, А
1	2	3
Максимальне значення трифазного короткого замикання (при увімкненому ШСВ)	11 кВ	9986
	115 кВ	955
Мінімальне значення трифазного короткого замикання (при вимкненому ШСВ)	11 кВ	4996
	115 кВ	478

Закінчення таблиці 6.1

1	2	3
Мінімальне значення двофазного короткого замикання (при вимкненому ШСВ)	11 кВ	4327
	115 кВ	414

6.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора ТДН-10000/110

Визначимо первинні струми для всіх сторін, що захищається трансформатора, відповідні його номінальній потужності. За цим струмів визначаються відповідні вторинні струми в плечах захисту, виходячи з коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму і коефіцієнтів схеми. Розрахунок диференційного захисту трансформатору на реле ДЗТ-21.

Розрахунок основних величин та параметрів трансформатора наведений в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Основні величини та параметри трансформатора ТДН-10000/110

Назва величини	Формула для визначення	Числові значення для сторін	
		ВН, 115 кВ	НН, 11 кВ
1	2	3	4
Первинний номінальний струм трансформатора, А	$I_{\text{ном1}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,3$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,864$
Схема з'єднання обмоток трансформатора	–	Δ	Y

Закінчення таблиці 6.2

1	2	3	4
Коефіцієнт трансформації трансформатора струму	K_I	150/5	1000/5
Коефіцієнт схеми	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Вторинні струми у плечах захисту, А	$I_{ном2} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$	$\frac{50,3 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 2,898$	$\frac{524,864 \cdot 1}{1000/5} = 2,62$
Корекція корекції\вирівнювання	$K_k = \frac{I_{ном.осн}}{I_{ном.неосн}}$	$\frac{2,62}{2,898} = 0,904$	1
Регульовальний діапазон	$\pm 9 \cdot 1,78\%$		

За розрахунковий струм, що проходить через трансформатор, для визначення «початку гальмування» приймаємо мінімальний двофазний струм металевого короткого замикання на шинах 11 кВ для забезпечення чутливості ДЗТ-21.

Складова струму небалансу, що визначається похибкою ТС в режимі, що відповідає «початку гальмування» визначається за формулою:

$$I'_{нб.гал.поч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{розр}, \quad (6.1)$$

де $K_{пер} = 1$ – коефіцієнт однотипності, що враховує перехідний процес;

$K_{одн} = 1,0$ – коефіцієнт однотипності ТС;

$\varepsilon = 10\%$ – відносне значення повної похибки ТС.

Складова струму небалансу згідно з формулою (6.1) дорівнюватиме:

$$I'_{нб.гал.поч.min} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{розр} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 4327 = 432,7 \text{ А.}$$

Складова струму небалансу, що визначається ступенями регулювання трансформатора в режимі, що відповідає «початку гальмування» визначається за формулою:

$$I''_{\text{нб.гал.поч}} = (\Delta U_{\alpha} \cdot K_{c\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot K_{c\beta}) \cdot I_{\text{розр}}, \quad (6.2)$$

де $\Delta U_{\alpha} = 16\%$ – коефіцієнт однотипності, що враховує перехідний процес. Складова струму небалансу згідно з формулою (6.2) дорівнюватиме:

$$I''_{\text{нб.гал.поч.min}} = (0,16 \cdot 1 + 0) \cdot 4327 = 692,32 \text{ А.}$$

Первинний мінімальний струм спрацювання захисту при відсутності гальмування (незалежна ділянка характеристики ДЗТ-21) обирається за виразами (6.3) та (6.4).

$$I_{\text{с.з.min}} \geq K_{\text{відс.}} \cdot I_{\text{нб.гал.поч}} = K_{\text{відс.}} \cdot (I'_{\text{нб.гал.поч}} + I''_{\text{нб.гал.поч}}); \quad (6.3)$$

$$I_{\text{с.з.min}} \geq 0,3 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (6.4)$$

Первинний мінімальний струм спрацювання захисту при відсутності гальмування визначається за формулами (6.3) та (6.4) і становить:

$$I_{\text{с.з.min1}} = K_{\text{відс.}} \cdot (I'_{\text{нб.гал.поч}} + I''_{\text{нб.гал.поч}}) = 1,5 \cdot (432,7 + 692,32) = 1687,53 \text{ А;}$$

$$I_{\text{с.з.min2}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 524,864 = 157,459 \text{ А.}$$

Вторинний мінімальний струм спрацювання захисту при відсутності гальмування визначається за формулою (6.5).

$$I_{\text{с.з.min в}} = \frac{I_{\text{с.з.min}}}{K_{T11}}. \quad (6.5)$$

Вторинний мінімальний струм спрацювання захисту при відсутності гальмування:

$$I_{\text{с.з.min в1}} = \frac{I_{\text{с.з.min1}}}{K_{T11}} = \frac{1687,53}{1000/5} = 8,438 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.min в2}} = \frac{I_{\text{с.з.min2}}}{K_{T11}} = \frac{157,459}{1000/5} = 0,787 \text{ А}.$$

Уставка «початку гальмування» першої ділянки гальмування визначається за наступною формулою:

$$I_{\text{у.гал}} = \frac{|I_1| + |I_2| + |I_3|}{2 \cdot K_K \cdot K_{T11}}. \quad (6.6)$$

Уставка «початку гальмування» першої ділянки гальмування згідно з формулою (6.6) визначається за наступною формулою:

$$I_{\text{у.гал1}} = \frac{|I_1| + |I_2| + |I_3|}{2 \cdot K_K \cdot K_{T11}} = \frac{4327 + 4327 + 0}{2 \cdot 1,5 \cdot 1000 / 5} = 14,423 \text{ А};$$

$$I_{\text{у.гал2}} = \frac{|I_1| + |I_2| + |I_3|}{2 \cdot K_K \cdot K_{T11}} = \frac{524,846 + 524,846 + 0}{2 \cdot 1,5 \cdot 1000 / 5} = 1,75 \text{ А}.$$

Складова максимально можливого струму небалансу спричинена похибкою ТС в перехідному режимі зовнішнього КЗ згідно з формулою (6.1) становить:

$$I'_{\text{нб.розр.мах}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{кз.мах}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 9986 = 998,6 \text{ А}.$$

Складова максимально можливого струму небалансу спричинена ступенями регулювання трансформатора згідно з формулою (6.2) дорівнюватиме:

$$I''_{\text{нб.розр.мах}} = (0,16 \cdot 1 + 0) \cdot 9986 = 1597,76 \text{ А}.$$

Вторинний максимально можливий струм небалансу дорівнює:

$$I_{\text{нб.розр.мах}} = \frac{(I'_{\text{нб.розр.мах}} + I''_{\text{нб.розр.мах}}) \cdot K_{\text{сх}}}{K_{T11}} = \frac{(998,6 + 1597,76) \cdot 1}{1000 / 5} = 12,982 \text{ А}.$$

Вторинний максимальний подвоєний наскрізний струм, від якого потрібна відстройка:

$$|I_1| + |I_2| + |I_3| = \frac{|I_1|_{\text{п}} + |I_2|_{\text{п}} + |I_3|_{\text{п}}}{K_{T11}} = \frac{9986 + 9986 + 0}{1000 / 5} = 99,86 \text{ А.}$$

Коефіцієнт першої ділянки гальмування розраховується за формулою.

$$K_{1\text{гал.1}} = \frac{I_{\text{нб.розр.маx}} - I_{\text{с.з.мін в1}}}{0,5 \cdot (|I_1| + |I_2| + |I_3|) - I_{\text{у.гал1}}} = \frac{12,98 - 8,438}{0,5 \cdot (99,86) - 14,423} = 0,128 (7,3 \text{ градуса});$$

$$K_{1\text{гал.2}} = \frac{I_{\text{нб.розр.маx}} - I_{\text{с.з.мін в2}}}{0,5 \cdot (|I_1| + |I_2| + |I_3|) - I_{\text{у.гал2}}} = \frac{12,98 - 0,787}{0,5 \cdot (99,86) - 1,75} = 0,253 (14,5 \text{ градуса}).$$

Характеристика спрацювання ДЗТ-21 зображено на рис. 6.3.

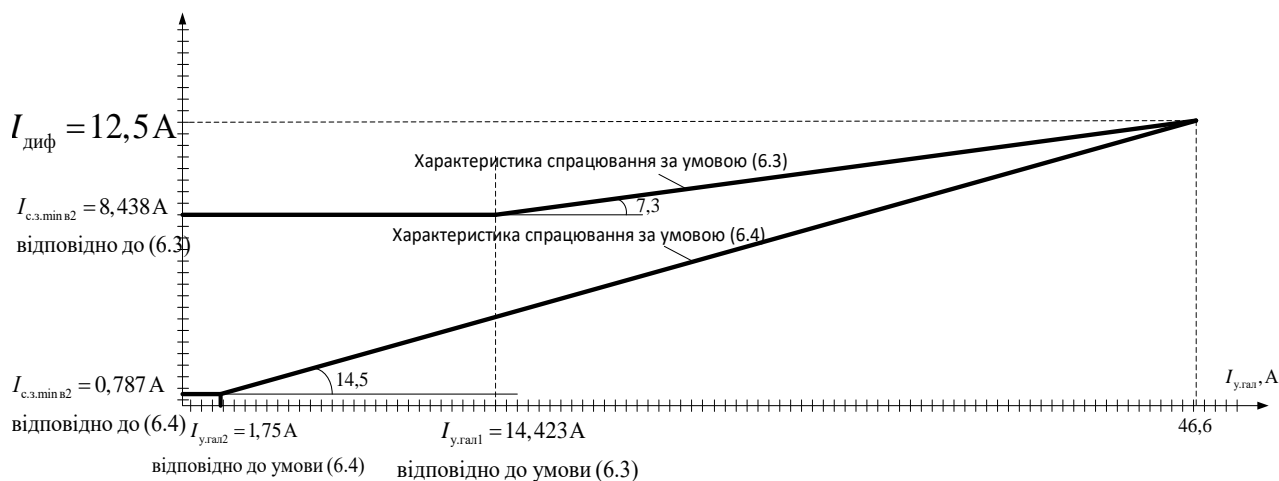


Рисунок 6.3 – Характеристика спрацювання ДЗТ-21 за результатами розрахунку

6.3 Інші захисти трансформатора та пристрої автоматики

При високій температурі в будь-якому місці всередині Т, олія газогенерується. Гази потрапляють у розширювальний бак пристрою, а для того щоб проникнути туди, вони будуть проходити через корпус газового реле. Саме через нього і здійснюється газовий захист Т. При великому тиску газів в корпусі реле, рівень масла почне неминуче падати, що спричинить перекидання чашок, що спровокує спрацювання газового реле.

Перевантаження СТ бувають симетричними, тому захист від перевантаження здійснюється за допомогою МСЗ, увімкненого на струм однієї фази. Захист діє з

витримкою часу на сигнал, а на необслуговуваних підстанціях – на розвантаження або відключення Т. На двохобмоткових Т захист від перевантаження встановлюється з боку основного живлення. На триобмоткових Т при двосторонньому живленні – з боку основного живлення і з боку обмотки з якої немає подачі електроенергії, а при тристоронньому живленні – з усіх трьох сторін.

Пристрої АПВ повинні виконуватись таким чином, щоб вони діяли при: відключенні вимикача оперативним персоналом дистанційно або за допомогою телекерування; автоматичному відключенні від релейного захисту безпосередньо після включення працівниками дистанційно або за допомогою телекерування; відключенні вимикача захистом від внутрішніх пошкоджень Т і машин, що мають органи обертання, пристроями протиаварійної автоматики, а також у випадках відключення вимикача, коли дія АПВ недопустима.

Автоматичний ввід резерву використовується у випадку перемикування навантаження між незалежними джерелами електроенергії у випадках, коли трапляються аварії або при будь-яких інших збоях в роботі системи електропостачання. АВР зазвичай використовується у тих випадках, коли необхідно перемикнути навантаження з основного живлення на аварійне або ж навпаки, а також при перекладі навантаження з одного незалежного джерела живлення на будь-яке інше.

Висновок до розділу

У даному розділі було розраховано струми короткого замикання на шинах 10 кВ і розраховано диференційний захист з реле типу ДЗТ-21.

Приведена на рис. 6.3 характеристика спрацювання ДЗТ-21 показує, що дві характеристики сходяться в одній точці, визначеною максимальним струмом гальмування, що забезпечує відсічку максимально можливого струму небалансу. Захист, що вибраний за умовою (6.4), виявляється більш чутливим при малих струмах.

ВИСНОВКИ

На підставі функцій оптимальних витрат визначено необхідність застосування проводів типів АСК-240/39, АСК-120/19 та АС-70/11 для ПЛ мережі.

Проведено розрахунок параметрів усталених режимів проекрованої електричної мережі у трьох експлуатаційних режимах (максимальних навантажень, післяаварійний режим, мінімальних навантажень), встановлено, що напруги на шинах ПС та струмові навантаження проводів ПЛ не перевищують допустимих значень у розглянутих режимах.

Встановлено, що застосування проводів типу АСК-185/29 є економічно недоцільним для проекрованої мережі номінальною напругою 150 кВ.

Здійснено вибір типів електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачів, роз'єднувачів тощо. Визначено тип системи оперативного струму на ПС.

Запропоновано такі технічні та організаційні заходи: встановлення захисного заземлення, встановлення сучасної вентиляції, надати працівникам відповідні ЗІЗ, а також забезпечити захисним обладнанням. Розраховано захисне заземлення підстанції, яке складається з 20 горизонтальних та 36 вертикальних електродів, величина опору заземлення підстанції становить 0,029 Ом, що задовольняє умову допустимого опору. Обрано бригаду з 5 працівників для монтажу елегазового вимикача типу ВГТ-110, а також ЗІЗ для них.

Розроблено стартап-проект з надання послуг під'єднання споживача до електричної мережі та розподілу електричної енергії. Електропередавання повітряними лініями номінальною напругою 110 кВ має позитивний інтегральний ефект і є економічно доцільним.

Для надійності електропостачання та захисту трансформаторів від струмів короткого замикання обґрунтовано необхідність застосування та виконано розрахунок параметрів диференційного захисту трансформатора на основі електромагнітного реле ДЗТ-21.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. В. М. Сулейманов, В. В. Чижевський, О. М. Янковська. Електричні системи та мережі. Районні електричні мережі: методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». Київ: НТУУ «КПІ», 2009. 96 с.
2. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. Київ: НМК, 1992. 207 с.
3. Баженов В.А. Модели оптимального развития энергосистем. Учеб. Київ НТУУ «КПІ», 2007. 504 с.
4. Лоусон Ч., Хенсон Р. Численное решение задач методом наименьших квадратов. М.: Наука, 1986. 232 с.
5. Рожкова Л.С., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Москва: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
7. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII (Редакція станом на 04.11.2018). Київ, 2017. 312 с.
8. Розроблення стартап-проекту: «Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей» / За заг. ред. О.А. Гавриша. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 28 с.
9. Третьякова Л.Д. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр професійний». Київ: КПІ ім. І. Сікорського, ІЕЕ, 2018. 41 с.
10. НАПБ 05.032-2002. Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів. Київ, 2002. 4 с.

- 11 НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок. Київ, 1997. 22 с.
- 12 ДСН 239-96. Державні санітарні норми від впливу електромагнітного поля. – К.: Держстандарт України. Київ, 1996. 35 с.
- 13 ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. – К.: Держстандарт України. Київ, 1999. 25 с.
- 14 ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. – К.: Держстандарт України. Київ, 1999. 25 с.
- 15 Алексеева Л. М. Экономическая эффективность мероприятий, направленных на повышение надежности работы устройств электроснабжения. Екатеринбург, 2007. 20 с.
- 16 ДСТУ Б А.3.2.-12:2009. ССБП Система вентиляції. Загальні вимоги. Київ, 2009. 32 с.
- 17 НПАОП 0.00-4.01-08. Положення про порядок забезпечення працівників спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту. Київ, 2008. 4 с.
- 18 НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні; – К.: Держстандарт України. Київ, 2004. 45 с.
- 19 М.А. Шабад. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Санкт-Петербург, 2003. 350 с.

Додаток А

Результати перевірки на плагіат