

**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

Валерій КИРИК

“ ” 2020 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Вибір оптимальної мережі методом поконтурної оптимізації»**

Виконав:

студент II курсу, групи ЕС-391мп

Долинюк Станіслав Ігорович

Науковий керівник:

доцент кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.

Баженов Володимир Андрійович

Консультант з розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях»:

проф. кафедри охорони праці, промислової та цивільної безпеки, д. т. н., проф.

Третьякова Лариса Дмитрівна

Консультант з розділу «Релейний захист»:

ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем

Хлистов Валерій Михайлович

Консультант з розділу «Стартап-проєкт»:

ст. викл. кафедри економіки і підприємництва

Бахмачук Сергій Васильович

Консультант з розділу «Проектування підстанції»:

ас. кафедри електричних мереж та систем

Моссаковський Вадим Ігорович

Рецензент:

ст. викладач кафедри автоматизації енергосистем, к. т. н.,

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

Студент _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Долинюку Станіславу Ігоровичу

1. Тема дисертації: «Вибір оптимальної мережі методом поконтурної оптимізації», науковий керівник дисертації Баженов Володимир Андрійович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «**» ***** 2020 р. №****.
2. Термін подання студентом дисертації: 11 грудня 2020 р.
3. Об'єкт дослідження: електрична мережа 110 кВ
4. Вихідні дані: ситуаційний план (див. додаток до завдання на дипломний проект).
5. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) побудова функції оптимальних затрат для лінії 110 кВ;
 - 2) апроксимація функції оптимальних витрат;
 - 3) визначення оптимальної мережі методом поконтурної оптимізації;
 - 4) вибір параметрів ліній та трансформаторів;
 - 5) розрахунок ustalених режимів роботи мережі;
 - 6) вибір обладнання ПС 110/35/10 кВ електричної мережі;
 - 7) вибір релейного захисту трансформатора ТДТН-25000/110;
 - 8) стартап-проект.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
 - 1) метод поконтурної оптимізації;
 - 2) принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ;

- 3) головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ;
- 4) план підстанції;
- 5) розрізи по ВРП-110 кВ;
- 6) схема захисту трансформатора ТДТН-25000/110;
- 7) функція оптимальних витрат;
- 8) апроксимація функції оптимальних витрат.

7. Орієнтовний перелік публікацій: дві статті за тематикою досліджень магістерської дисертації.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист	Хлистов В. М., ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем		
Стартап-проект	Бахмачук С. В., ст. викл. кафедри економіки і підприємництва		
Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	Третьякова Л. Д., проф. кафедри охорони праці, промислової та цивільної безпеки		
Проектування підстанції	Моссаковський В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

9. Дата видачі завдання 25 вересня 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Побудова функції оптимальних витрат		
2	Розрахунок мережі 110 кВ		
3	Проект електричної частини підстанція 110/35/10 кВ		
4	Релейний захист трансформатора ТДТН-25000/110		
5	Розробка стартап-проекту		
6	Розробка заходів з охорони праці		
7	Оформлення технічних креслень		
8	Оформлення пояснювальної записки		

Студент _____

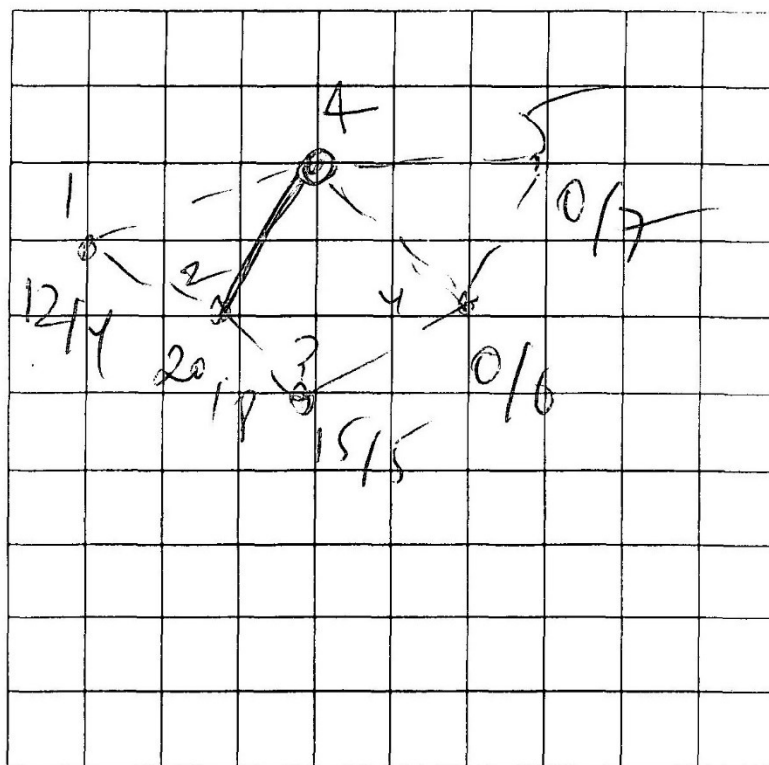
СТАНІСЛАВ ДОЛИНЮК

Науковий керівник _____

ВОЛОДИМИР БАЖЕНОВ

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "спеціаліст")
районної електричної мережі напругою 110 кВ

Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці 4.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{en} = \underline{0.85}$, $\cos \varphi_{nn} = \underline{0.82}$, $T_{max} = \underline{5500}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Південь.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = \underline{0.2}$ (%), р-н I - II.
- $M_{гран} = \underline{\hspace{2cm}}$ [МВт·км], $\alpha_m = \underline{\hspace{2cm}}$

Примітки:

1. На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження:
числитель - навантаження на стороні С.Н.;
знаменник - навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести різних трикоштурних схем мережі.

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається із пояснювальної записки і графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 114 сторінках формату А4, яка включає в себе 26 рисунків, 62 таблиць, 13 джерел використаної літератури. Графічна частина складається із 8 аркушів технічних креслень формату А1.

В дисертації розглядається питання вибору оптимальної мережі методом поконтурної оптимізації та розрахунок режимів роботи мережі. Розроблено проект підстанції 110/35/10 кВ. Обрано основний та резервний захист силового трансформатора. Розроблено стартап-проект оптимальної схеми електропостачання споживачів мережею 110 кВ. Обрано заходи і засоби для забезпечення безпечних умов праці під час експлуатації мережі 110 кВ. Сформовано функцію дисконтованих затрат для повітряної лінії номінальною наругою 110 кВ.

Актуальність теми. Під час проектування одним із основних завдань є оптимізація конфігурації електромережі, щоб досягти максимально можливого економічного ефекту, не порушуючи при цьому технічні вимоги.

Метою магістерської дисертації є оптимізація мережі методом поконтурної оптимізації та розрахунок режимів роботи мережі.

Об'єкт дослідження: розподільча електрична мережа 110 кВ.

Предмет досліджень: оптимізація конфігурації мережі.

Методи дослідження. Методи теоретичних основ електротехніки та електричних мереж, математичне моделювання, чисельні методи рішення нелінійних систем рівнянь.

РЕЖИМ РОБОТИ, ОПТИМІЗАЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ДИСКОНТОВАНІ ВИТРАТИ, ЕНЕРГОСИСТЕМА

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 114 pages of A4 format, which includes 26 figures, 62 tables, 13 sources of used literature. The graphic part consists of 8 sheets of technical drawings of A1 format.

In the dissertation the question of a choice of an optimum network by a method of contour optimization and calculation of operating modes of a network is considered. A 110/35/10 kV substation project has been developed. The basic and reserve protection of the power transformer is chosen. A startup project of the optimal scheme of power supply of consumers with 110 kV network has been developed. Measures and means have been selected to ensure safe working conditions during the operation of the 110 kV network. The function of discounted costs for an overhead line with a nominal voltage of 110 kV is formed.

Actuality of theme. When designing one of the main tasks is to optimize the configuration of power grids to achieve the maximum possible economic-nominal effect, without violating these technical requirements.

The purpose of the master's dissertation is to optimize the network by the method of contour optimization and calculation of network modes.

Object of research: 110 kV electrical distribution network.

Subject of research: network configuration optimization.

Research methods. Methods of theoretical bases of electrical engineering and electric networks, mathematical modeling, numerical methods of solving nonlinear systems of equations.

OPERATION MODE, OPTIMIZATION, ELECTRIC NETWORK, DISCOUNT COSTS, ENERGY SYSTEM

ЗМІСТ

ПЕРІЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ	11
1.1 Оптимізація конфігурації електромережі	11
1.2 Вибір числа та типу силових трансформаторів	15
1.3 Потокорозподіл потужності за L-схемою мережі	17
1.4 Вибір перерізу проводів ПЛ-110 кВ	19
1.5 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі.....	26
1.6 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей	29
1.7 Розрахунок режиму максимальних навантажень.....	31
1.8 Розрахунок режиму мінімальних навантажень	44
1.9 Розрахунок післяаварійного режиму.....	48
Висновки до розділу.....	51
2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ	
110/35/10 кВ У ВУЗЛІ 2 ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ.....	52
2.1 Опис вузла 2 районної мережі	52
2.2 Вибір схем головних з'єднань	52
2.3 Розрахунок струмів КЗ.....	52
2.4 Вибір обладнання для ВРП-110 кВ.....	64
2.5 Вибір обладнання ВРП-35 кВ.....	67
2.6 Вибір обладнання ЗРП-10 кВ.....	70
2.7 Вимірювальні трансформатори.....	73
2.8 Оперативний струм і освітлення.....	75
2.9 Розрахунок блискавкозахисту.....	76
Висновки до розділу.....	78
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ТРАНСФОРМАТОРА	
ТДТН-25000/110.....	79
Вступ.....	79
3.1 Диференційного захисту трансформатора.....	79
3.2 Розрахунок МСЗ з пуском по напрузі.....	83

3.3 Опис інших захистів трансформатора та пристроїв автоматики.....	86
Висновки до розділу.....	87
4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	88
4.1 Опис ідеї проекту.....	88
4.2 Технологічний аудит проекту.....	90
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	91
4.4 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту.....	91
4.5 Аналіз ринкових загроз та можливостей обраного варіанта.....	94
Висновки до розділу.....	96
5 ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ЗАТРАТ.....	97
5.1 Функція оптимальних затрат ліній 110 кВ.....	97
5.2 Апроксимація функції оптимальних затрат.....	98
Висновки до розділу.....	101
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ МЕРЕЖІ 110 кВ.....	102
6.1 Вступ.....	102
6.2 Технічні характеристики і вибір місця розташування лінії 110 кВ.....	102
6.3 Визначення та оцінка умов праці на робочому місці	103
6.4 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих виробничих чинників	104
6.5 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці.....	104
6.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних та шкідливих виробничих чинників.....	106
6.7 Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій	108
Висновки до розділу.....	109
ВИСНОВКИ.....	110
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	111
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	113

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

АВР – автоматичне включення резерву;
АПВ – автоматичне повторне включення;
ВЗ – вертикальний заземлювач;
ВН – висока напруга;
ВРУ – відкрите розподільче устаткування;
ГЗ – горизонтальний заземлювач;
ЕЗЗ – електрозахисні засоби;
ЗІЗ – засоби індивідуального захисту;
ЗРУ – закрите розподільче устаткування;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
НН – низька напруга;
ПБЗ – переключення без збудження;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
РЕМ – район електричних мереж;
РПН – регулювання під навантаженням;
СВ – секційний вимикач;
СН – середня напруга;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Під час проектування об'єктів енергосистеми завжди необхідно виконувати техніко-економічне обґрунтування прийнятих проектних рішень. Одним із основних критеріїв, яким має відповідати проектний об'єкт є мінімальні затрати на спорудження і експлуатацію. Одночасно необхідно забезпечити вимоги, щодо необхідної якості електроенергії та надійності електропостачання.

Проект розвитку мереж енергосистеми виконується окремо або одночасно із загальним проектом розвитку енергосистеми. Під час виконання різних етапів проектування необхідно вирішувати різні завдання. Серед них можна виділити наступні: аналіз існуючих електричних мереж за навантаженням; пошук «вузьких місць»; визначення регульовальних можливостей по напрузі; розрахунок потужності, яка споживається і в разі необхідності обґрунтування будівництва нових підстанцій; розрахунок режимних параметрів мережі в різних режимах та за необхідності обґрунтування спорудження додаткових ліній електропередачі; перевірка статичної та динамічної стійкості паралельної роботи електростанцій; складання балансу по реактивній потужності та обґрунтування встановлення установок компенсації, їх тип та потужність; розрахунок струмів короткого замикання для визначення технічних вимог до комутаційних пристроїв; зведення загальних даних обсягу робіт з розвитку мережі, вартісних показників, черг будівництва та ін.

В даній магістерській дисертації розглядається питання вибору оптимальної мережі методом поконтурної оптимізації та здійсненню розрахунку режимних параметрів електричної мережі в різних режимах її роботи.

1 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ 110 кВ

1.1 Оптимізація конфігурації електромережі

Оптимізацію конфігурації електромережі здійснимо з використанням методу поконтурної оптимізації.

У вихідній електромережі виділяємо дерево, яке представляє собою зв'язану розімкнену мережу. Всі гілки, які належать мережі називаються дугами. Дуги з, яких складається дерево позначаємо індексами $l = 1, 2, \dots, L$. Інші дуги називаються хордами і позначаються індексами $k = 1, 2, \dots, K$. У випадку додавання будь-якої хорди до дерева електромережі утворюється контур. За незалежні змінні приймаємо навантаження хорд електромережі, як залежні – навантаження дуг, що утворюють дерево.

Приймаємо, що навантаження всіх хорд рівне нулю. Потім, в результаті зміни потужності, будь-якої K -ї хорди можна знайти мінімум функції затрат необхідних для спорудження і експлуатації цього контуру:

$$V_k^*(P_k) = V_k(P_k) \sum_{l \in M_k} V_l(P_l),$$

де P_k та $V_k(P_k)$ - відповідно, навантаження і затрати k -ї хорди;

M_k - множина усіх дуг контуру, який виникає після включення k -ї хорди;

P_l - навантаження l -ї дуги, що залежить від навантаження k -ї хорди.

Для здійснення оптимізації кусково-лінійної функції досить розглянути її критичні точки. Це точки в окрузі, яких значення функції не зменшується. В нашому випадку критичні точки будуть відповідати нульовому значенню навантаження хорди або дуг контуру. Тому для здійснення оптимізації контуру досить виконати порівняння дисконтованих затрат для режимів роботи, в яких навантаження однієї із дуг або хорди рівне нулю. Якщо розглянуті контури є невзаємозв'язаними, то процес оптимізації завершується після виконання k кроків. Але в реальних умовах деякі дуги належать до кількох контурів. Тому при виконанні оптимізації одного контуру змінюються умови для оптимізації інших контурів, що приводить до необхідності здійснення ітераційного процесу пошуку екстремуму.

Якщо найменші дисконтовані затрати відповідають режиму, в якому нульове навантаження має дуга, то виконується зміна системи незалежних змінних. Хорду включають в склад дерева, а дугу відносять до хорд. В іншому випадку одна й та сама дуга для одного контуру може бути розімкненою, а для іншого – замкненою.

Далі приведемо алгоритм виконання методу поконтурної оптимізації:

1. У вихідній мережі виділяємо дерево. Дуги, з яких складається дерево, позначаються індексами $l = 1, 2, \dots, l$, а хорди – індексами $k = 1, 2, \dots, K$. Прирівнюємо до нуля навантаження всіх хорд: $P_k = 0, k = 1, 2, \dots, K$. Задають $k = 1$.

2. Оптимізуємо k -й контур. Визначаємо:

$$V_k^*(P_l = 0) = \min \{ V_k^*(P_l = 0) / l \in M_k \}.$$

Якщо $V_k^*(P_l = 0) < V_k^*(P_k = 0)$, то для виконання наступного кроку процесу оптимізації дугу l приймаємо, як хорду, а k -у хорду відносимо до складу дерева. Для інших випадків система незалежних змінних залишається без зміни. Приймаємо $P_k = 0$.

3. Якщо розглянуто всі контури електромережі $k=K$, то виконують п.4. Якщо розглянуто не всі контури, то змінюють поточний індекс контуру на $k=k+1$ та переходять до п.2.

4. У випадку зміни в складі дерева та хорд на циклі оптимізації, приймають $k=1$ і переходять до п.2, якщо ні, то – до п.5.

5. Кінець.

Критерієм закінчення виконання алгоритму є постійність складу дерева та хорд після здійснення циклу процесу оптимізації. Для загального випадку, ітераційний процес оптимізації закінчують, коли виконується умова:

$$|V^{(V-1)} - V^V| \leq \varepsilon,$$

де V - номер циклу процесу оптимізації.

На рис. 1.1 приведена вихідна надлишкова схема електромережі.

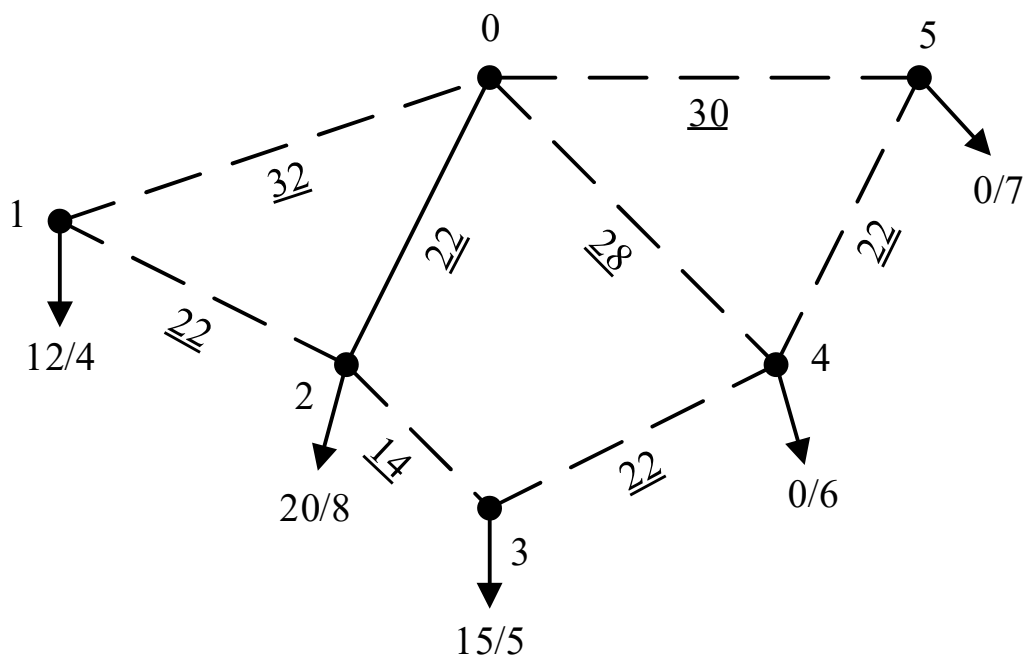


Рисунок 1.1 – Надлишкова схема електромережі

Для знаходження значення дисконтованих зведених затрат скористаємося знайденими у п'ятому розділі виразами:

$$Z_{\text{існ}} = 0,079 \cdot P.$$

$$Z_{\text{н}} = 1,59 + 0,054 \cdot P.$$

Здійснюємо ітераційний процес оптимізації конфігурації електромережі.

Перший крок.

В надлишковій мережі хордами обираємо гілки 1-2, 3-4 та 4-5. Таким чином будемо мати три контури. Для першого контуру гілки 0-1 та 0-2 є дугами, а гілка 1-2 хордою; для другого контуру гілки 0-2, 2-3 та 0-4 є дугами, а гілка 3-4 хорда; для третього контуру гілки 0-4 та 0-5 є дугами, а гілка 4-5 хордою.

Спочатку розглянемо перший контур. В процесі оптимізації навантаження кожної гілки по чергові приймаємо рівним нуля. Після чого в одержаній таким чином розімкненій мережі знаходимо поторозподіл і дисконтовані затрати необхідні для будівництва та експлуатації ділянок електромережі. Різноманітні варіанти потокорозподілу в першому контурі показані на рис. 1.2.

Знаходимо значення дисконтованих затрат:

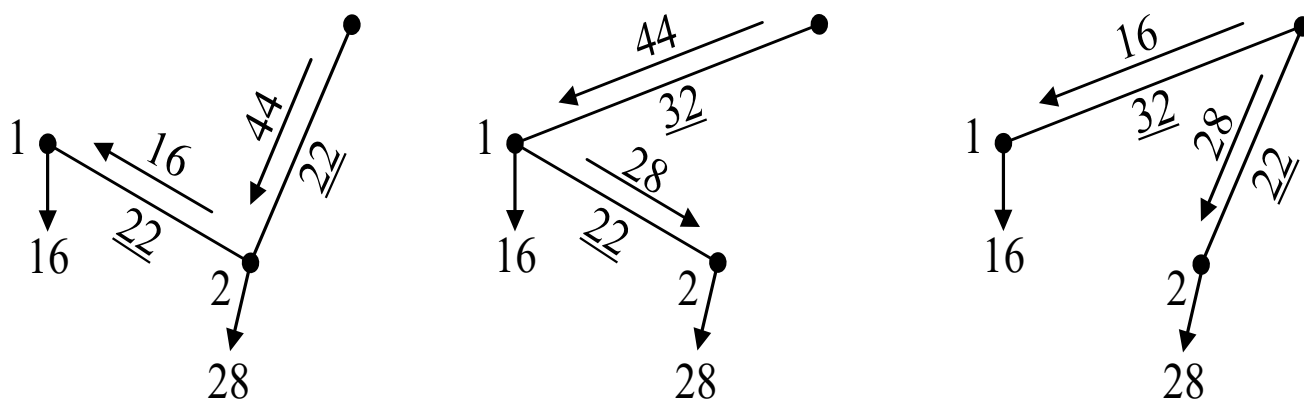


Рисунок 1.2 – Різноманітні варіанти потокорозподілу в першому контурі

Знаходимо значення дисконтованих затрат:

$$\overline{3(0-1)} = (1,59 + 0,054 \cdot P_{21}) \cdot l_{12} + 0,079 \cdot P_{02} \cdot l_{02} = (1,59 + 0,054 \cdot 16) \cdot 22 + 0,079 \cdot 44 \cdot 22 = 130,83 \text{ млн.грн};$$

$$\overline{3(0-2)} = (1,59 + 0,054 \cdot P_{12}) \cdot l_{12} + (1,59 + 0,054 \cdot P_{01}) \cdot l_{01} = (1,59 + 0,054 \cdot 28) \cdot 22 + (1,59 + 0,054 \cdot 44) \cdot 32 = 194,42 \text{ млн.грн};$$

$$\overline{3(1-2)} = (1,59 + 0,054 \cdot P_{01}) \cdot l_{01} + 0,079 \cdot P_{02} \cdot l_{02} = (1,59 + 0,054 \cdot 16) \cdot 32 + 0,079 \cdot 28 \cdot 22 = 127,33 \text{ млн.грн}.$$

Одержані значення дисконтованих затрат для першого контуру заносимо до табл. 1.1.

Аналіз даних табл.1.1 показує, що мінімальні дисконтовані затрати в першому контурі будуть після відключення гілки 1-2. Отже, даний контур своєї конфігурації не змінює.

Процес оптимізації інших контурів наведений в табл. 1.2–1.3.

Аналіз даних табл.1.3 дає мінімальні дисконтовані затрати в третьому контурі після відключення гілки 0-5. Отже, третій контур має таку конфігурацію: гілки 0-4 та 4-5 дуги, а гілка 0-5 хорда.

Оскільки склад контурів залишився без змін оптимізацію конфігурації електромережі закінчуємо. На рис. 1.3 приведена оптимальна конфігурація мережі.

Оскільки склад контурів залишився без змін оптимізацію конфігурації електромережі закінчуємо. На рис. 1.3 приведена оптимальна конфігурація мережі.

Таблиця 1.1 – Оптимізація першого контуру

Гілка	Потужність, яка передається, МВт		
	I-й режим	II-й режим	III-й режим
0-1	0	44	16
0-2	44	0	28
1-2	16	28	0
Σ, млн. грн	130.83	194.42	127.33

Таблиця 1.2 – Оптимізація другого контуру

Гілка	Потужність, яка передається через ПЛ, МВт			
	I-й режим	II-й режим	III-й режим	IV-й режим
0-2	0	54	28	48
0-4	54	0	26	6
2-3	28	26	0	20
3-4	48	6	20	0
Σ, млн. грн	260.5	178.31	191.14	174.79

Таблиця 1.3 – Оптимізація третього контуру

Гілка	Потужність, яка передається, МВт		
	I-й режим	II-й режим	III-й режим
0-4	0	13	6
0-5	13	0	7
4-5	6	7	0
Σ, млн. грн	110.73	107.33	112.56

1.2 Вибір числа та типу силових трансформаторів

На кожній проектованій ПС 110 кВ встановлюємо по два трансформатори з аналогічними технічними параметрами. Це потрібно для забезпечення необхідної надійності електропостачання споживачів I та II категорії.

Номінальну потужність силових трансформаторів обираємо, враховуючи перевантажувальні можливості даних трансформаторів. Згідно ПТЕ дозволяється перевантаження трансформаторів на 40 % від номінальної потужності.

Наведемо розрахунок потужності трансформаторів для ПС 110 кВ №2. Реактивного навантаження на шинах СН та ВН даної ПС складе:

$$\varphi_{\text{HH}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{HH}})) = \arccos(0,82) = 34,92^\circ;$$

$$\varphi_{\text{CH}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{CH}})) = \arccos(0,85) = 31,79^\circ;$$

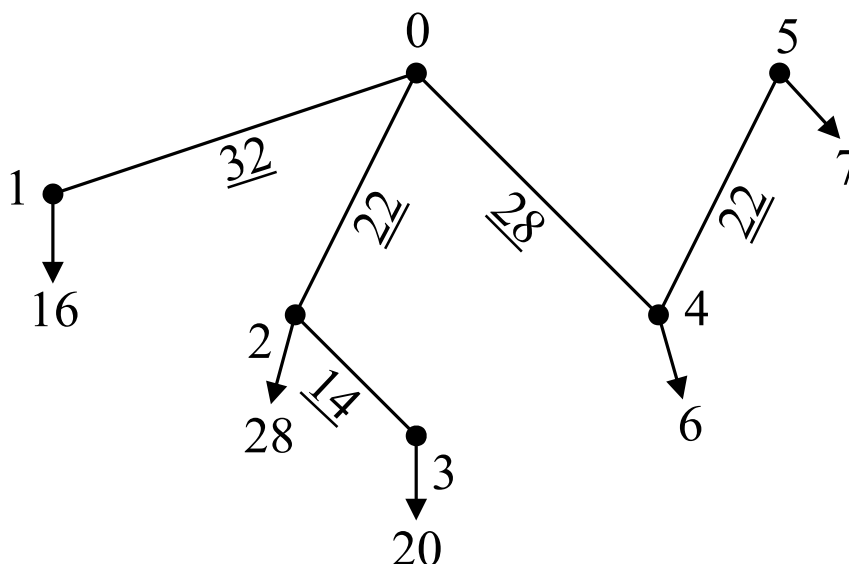


Рисунок 1.3 – Оптимальна конфігурація електромережі

$$\varphi_{\text{CH}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{CH}})) = \arccos(0,85) = 31,79^\circ;$$

$$Q_{\text{HH2}} = -P_{\text{HH2}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{HH}} = 8 \cdot \text{tg}(34,92^\circ) = -5,58 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{CH2}} = -P_{\text{CH2}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{CH}} = 20 \cdot \text{tg}(31,79^\circ) = -12,4 \text{ МВар}.$$

Знаходимо повне навантаження, що приєднане до вторинних шин ПС 110 кВ №2:

$$\dot{S}_{\text{max2}} = P_{\text{HH2}} + P_{\text{CH2}} + j(Q_{\text{HH2}} + Q_{\text{CH2}}) = 8 + 20 + j(-5,58 - 12,4) = 28 - j17,98 \text{ МВА}.$$

Знайдемо розрахункову величину потужності трансформаторів, що будуть встановлені на ПС 110 кВ №2:

$$S_{\text{T2}} = 0,7 \cdot |\dot{S}_{\text{max2}}| = 0,7 \cdot 33,28 = 23,29 \text{ МВА}.$$

На ПС 110 кВ №2 встановлюємо два трансформатори типу ТДТН-25000/110.

Аналогічно обрані трансформатори для решти ПС наведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Вибір трансформаторів для проєктованих ПС 110 кВ

ПС	$\dot{S}_{\text{max}}$, МВА	S_{T} , МВА	Тип трансформаторів
1	$16 - j10,23$	13,29	2×ТДТН-16000/110
2	$28 - j17,98$	23,29	2×ТДТН-25000/110
3	$20 - j12,79$	16,62	2×ТДТН-25000/110
4	$6 - j4,19$	5,12	2×ТМН-6300/110
5	$7 - j4,89$	5,98	2×ТМН-6300/110

1.3 Потокорозподіл потужності за L-схемою мережі

В отриманій за допомогою методу поконтурної оптимізації оптимальній схемі мережі для забезпечення надійності електропостачання з'єднуємо між собою лініями ПС №1 та ПС №2, ПС №3 та ПС №4, а також БП з ПС №5.

В отриманій замкненій електромережі знаходимо потокорозподіл за довжинами ділянок. Для цього використовуємо метод контурних струмів.

Знаходимо потокорозподіл в умовно розімкненій мережі, видаливши ділянки 1-2, 3-4 та 4-5.

$$\dot{S}_{0-1}^{\text{роз}} = \dot{S}_1 = 16 - j10,23 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3}^{\text{роз}} = \dot{S}_3 = 20 - j12,79 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2}^{\text{роз}} = \dot{S}_{2-3}^{\text{роз}} + \dot{S}_2 = 20 - j12,79 + 28 - j17,98 = 48 - j30,77 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4}^{\text{роз}} = \dot{S}_4 = 6 - j4,19 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-5}^{\text{роз}} = \dot{S}_5 = 7 - j4,89 \text{ МВА}.$$

Потокорозподіл потужності в умовно розімкненій електромережі показаний на рис. 1.4.

Розрахуємо власні та взаємні довжини незалежних контурів:

$$l_I = l_{0-1} + l_{1-2} + l_{0-2} = 32 + 22 + 22 = 79 \text{ км.}$$

$$l_{II} = l_{0-2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{0-4} = 22 + 14 + 22 + 28 = 86 \text{ км};$$

$$l_{III} = l_{0-4} + l_{4-5} + l_{0-5} = 28 + 22 + 30 = 80 \text{ км};$$

$$l_{I-II} = l_{II-I} = l_{0-2} = 22 \text{ км};$$

$$l_{I-III} = l_{III-I} = 0 \text{ км};$$

$$l_{II-III} = l_{III-II} = l_{0-4} = 28 \text{ км.}$$

Для мережі, що розглядається формуємо система контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{0-2}^{\text{роз}} \cdot l_{0-2} - \dot{S}_{0-1}^{\text{роз}} \cdot l_{0-1} = -\dot{S}_I \cdot l_I + \dot{S}_{II} \cdot l_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot l_{I-III}; \\ \dot{S}_{0-4}^{\text{роз}} \cdot l_{0-4} - \dot{S}_{2-3}^{\text{роз}} \cdot l_{2-3} - \dot{S}_{0-2}^{\text{роз}} \cdot l_{0-2} = -\dot{S}_{II} \cdot l_{II} + \dot{S}_I \cdot l_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot l_{II-III}; \\ \dot{S}_{0-5}^{\text{роз}} \cdot l_{0-5} - \dot{S}_{0-4}^{\text{роз}} \cdot l_{0-4} = -\dot{S}_{III} \cdot l_{III} + \dot{S}_I \cdot l_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot l_{III-II}. \end{cases}$$

Виконавши підстановку відомих величин, одержимо:

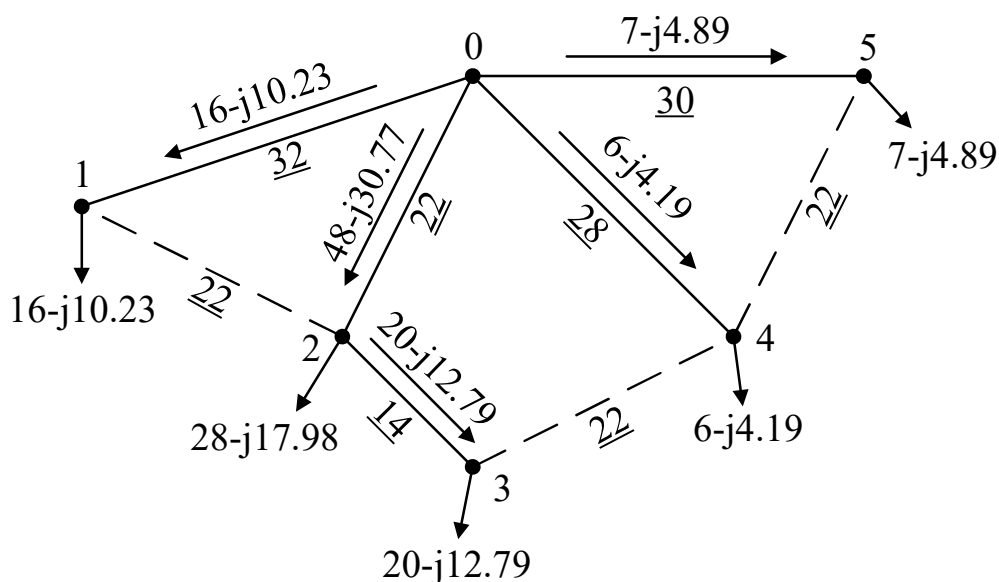


Рисунок 1.4 – Потокорозподіл в розімкненій L-схемі

$$\begin{cases} 544 - j349,51 = -76 \cdot \dot{S}_I + 22 \cdot \dot{S}_{II}; \\ -1168 + j738,57 = -86 \cdot \dot{S}_{II} + 22 \cdot \dot{S}_I + 28 \cdot \dot{S}_{III}; \\ 42 - j29,32 = -80 \cdot \dot{S}_{III} + 28 \cdot \dot{S}_{II}. \end{cases}$$

Знаходимо корінь попередньої системи рівнянь:

$$\dot{S}_I = -3,03 + j2 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 14,26 - j8,98 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = 4,47 - j2,78 \text{ МВА}.$$

Знаходимо потокорозподіл в замкненій електромережі за L-схемою:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{0-1}^{\text{роз}} - \dot{S}_I = 16 - j10,23 + 3,03 - j2 = 19,03 - j12,23 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2} = \dot{S}_{0-2}^{\text{роз}} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = 48 - j30,77 - 3,03 + j2 - 14,26 + j8,98 = 30,71 - j19,79 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4} = \dot{S}_{0-4}^{\text{роз}} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_{III} = 6 - j4,19 + 14,26 - j8,98 - 4,47 + j2,78 = 15,79 - j10,39 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-5} = \dot{S}_{0-5}^{\text{роз}} + \dot{S}_{III} = 7 - j4,89 + 4,47 - j2,78 = 11,47 - j7,66 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-2} = -\dot{S}_I = 3,03 - j2 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{2-3}^{\text{роз}} - \dot{S}_{II} = 20 - j12,79 - 14,26 + j8,98 = 5,74 - j3,81 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_{II} = 14,26 - j8,98 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-4} = \dot{S}_{III} = 4,47 - j2,78 \text{ МВА}.$$

Потокорозподіл потужності в замкненій електромережі за L-схемою показаний на рис. 1.5.

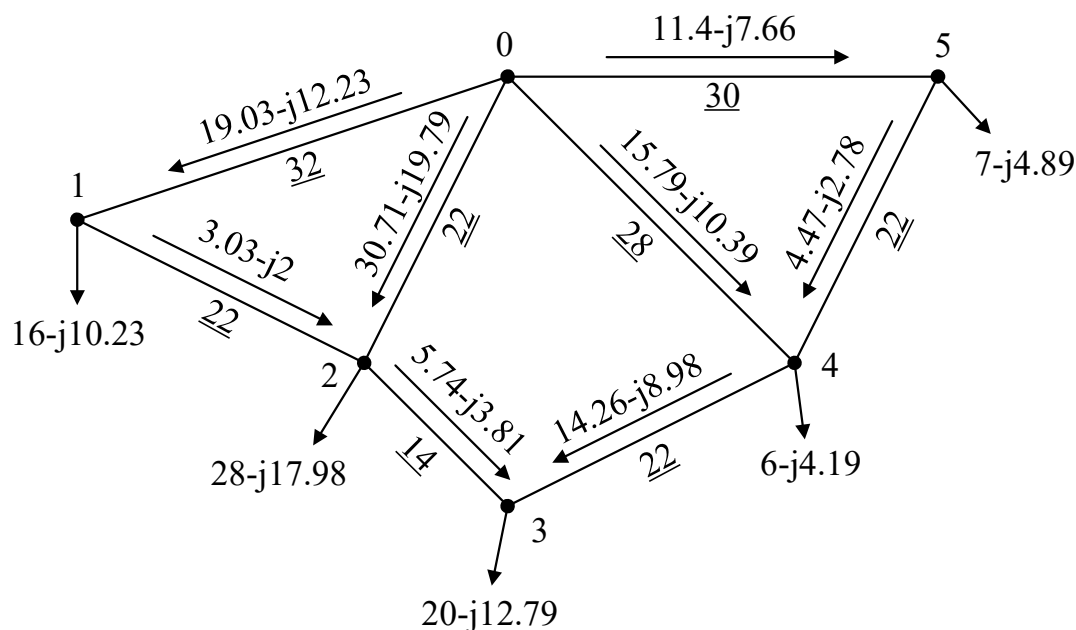


Рисунок 1.5 – Потокорозподіл в замкненій L-схемі

Вірність отриманих результатів перевіримо за другим законом Кірхгофа:

$$\dot{S}_{0-2} \cdot l_{0-2} - \dot{S}_{1-2} \cdot l_{1-2} - \dot{S}_{0-1} \cdot l_{0-1} = (30,71 - j19,79) \cdot 22 - (3,03 - j2) \cdot 22 - (19,03 - j12,23) \cdot 32 = 0;$$

$$\dot{S}_{0-4} \cdot l_{0-4} + \dot{S}_{4-3} \cdot l_{3-4} - \dot{S}_{2-3} \cdot l_{2-3} - \dot{S}_{0-2} \cdot l_{0-2} = (15,79 - j10,39) \cdot 28 + (14,26 - j8,98) \cdot 22 - (5,74 - j3,81) \cdot 14 - (30,71 - j19,79) \cdot 22 = 0;$$

$$\dot{S}_{0-5} \cdot l_{0-5} + \dot{S}_{5-4} \cdot l_{4-5} - \dot{S}_{0-4} \cdot l_{0-4} = (11,47 - j7,66) \cdot 30 + (4,47 - j2,78) \cdot 22 - (15,79 - j10,39) \cdot 28 = 0.$$

Так як другий закон Кірхгофа виконується для всіх контурів, то розрахунок потокорозподілу виконаний вірно.

1.4 Вибір перерізу проводів ПЛ-110 кВ

Значення струму ділянки 0-4 становить:

$$I_{0-4} = \frac{\sqrt{P_{0-4}^2 + Q_{0-4}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{15,79^2 + (-10,39)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 99 \text{ А.}$$

Аналогічно розраховані струми всіх ПЛ приведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Струми ПЛ

ПЛ	I_i , А
0-1	119
0-2	192
0-4	99
0-5	72
1-2	10
2-3	36
3-4	88
4-5	28

За методом оптимального перерізу знайдемо необхідні перерізи проводів усіх ПЛ. Тариф на вході до електромережі приймаємо рівним 1,81 грн/кВт·год.

Значення часу максимальних втрат становить:

$$\tau = (0.124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0.124 + 5,5 \cdot 10^3 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ год/рік.}$$

Розглянемо ПЛ 0-4. Оптимальний переріз матиме наступне значення:

$$F_{\text{опт}(0-4)} = \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-4})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot U_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит.зм}} \cdot (0.01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 99^2 \cdot 28.5 \cdot 3979 \cdot 181 \cdot 10^{-5}}{2250 \cdot (0.01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = 155.13 \text{ мм}^2.$$

Для ПЛ 0-4 вибір стандартного перерізу здійснюємо між 120 мм² та 240 мм².

Результати розрахунку оптимальних перерізів всіх ПЛ приведені в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Оптимальний переріз ПЛ

ПЛ	Розрахунковий оптимальний переріз, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
		Більший	Менший
0-1	185.6	240	120
0-2	299.74	2×240	240
0-4	155.13	240	120
0-5	113.16	120	70
1-2	14.89	70	—
2-3	56.5	70	—
3-4	138.28	240	120
4-5	43.15	70	—

Здійснимо вибір перерізу для ПЛ 0-4. Ціни на обладнання приведені до курсу гривні до долара США на рівні 28,9 грн за 1 долар США.

Капіталовкладення в будівництво ПЛ 0-4 перерізом 240 мм² становлять:

$$K_{0-4(240)} = K_{0(240)} \cdot l_{04} = 2023 \cdot 28 = 56644 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на експлуатацію ПЛ 0-4 перерізом 240 мм² становлять:

$$I_{e0-4(240)} = K_{0-4(240)} \cdot H_e \cdot 10^{-2} = 56644 \cdot 1.2 \cdot 10^{-2} = 679,7 \text{ тис.грн.}$$

Втрати потужності в ПЛ 0-4 перерізом 120 мм² складуть:

$$\Delta P_{\Sigma 0-4(240)} = \frac{P_{0-4}^2 + Q_{0-4}^2}{U_H^2} \cdot r_{0-4} = \frac{15.79^2 + (10.39)^2}{110^2} \cdot 0.118 \cdot 28 \cdot 10^3 = 97.61 \text{ кВт.}$$

Постійні втрати активної енергії становлять:

$$\Delta A_{\text{пост}0-4(240)} = n_{\text{л}} \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot l_{04} \cdot 8760 = 0.08 \cdot 28 \cdot 8760 = 19622,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Змінні втрати активної енергії становлять:

$$\Delta A_{\text{зм}0-4(240)} = \Delta P_{\Sigma 0-4(240)} \cdot \tau = 97.61 \cdot 3979 = 388415,04 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Витрати на компенсацію втрат електричної енергії складуть:

$$B_{\text{втр}0-4(240)} = (Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}0-4(240)} + Z''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}0-4(240)}) \cdot 10^{-5} = (144,8 \cdot 19622,4 + 181 \cdot 388415,04) \cdot 10^{-5} = 731,44 \text{ тис.грн./рік.}$$

Сумарні щорічні витрати становлять:

$$B_{0-4(240)} = I_{e0-4(240)} + B_{\text{втр}0-4(240)} = 731,4 + 679,73 = 1411,17 \text{ тис.грн/рік.}$$

Значення функції дисконтованих затрат для ПЛ 0-4 перерізом 240 мм² складе:

$$Z_{0-4(240)} = K_{0-4(240)} + \frac{B_{0-4(240)}}{E} = 56644 + \frac{1411,17}{0.1} = 70755,73 \text{ тис.грн.}$$

Так само здійснюємо розрахунок для ПЛ 0-4 перерізом 120 мм²:

$$K_{0-4(120)} = K_{0(70)} \cdot l_{04} = 1705 \cdot 28 = 47742,8 \text{ тис.грн;}$$

$$B_{e0-4(120)} = K_{0-4(120)} \cdot H_e \cdot 10^{-2} = 47742,8 \cdot 1,2 \cdot 10^{-2} = 572,9 \text{ тис.грн;}$$

$$\Delta P_{\Sigma 0-4(120)} = \frac{P_{0-4}^2 + Q_{0-4}^2}{U_H^2} \cdot r_{0-1} = \frac{15,79^2 + (10,39)^2}{110^2} \cdot 0,244 \cdot 28 \cdot 10^3 = 201,83 \text{ кВт;}$$

$$\Delta A_{\text{пост}0-4(120)} = n_{\text{л}} \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot l_{04} \cdot 8760 = 0,08 \cdot 28 \cdot 8760 = 19622,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік;}$$

$$\Delta A_{\text{зм}0-4(120)} = \Delta P_{\Sigma 0-4(120)} \cdot \tau = 201.83 \cdot 3979 = 803163,3 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

$$I_{\text{втр}0-4(120)} = (Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}0-4(120)} + Z''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}0-4(120)}) \cdot 10^{-5} = (144,9 \cdot 19622,4 + 181 \cdot 803163,3) \cdot 10^{-5} = 1482,14 \text{ тис.грн/рік;}$$

$$B_{0-4(120)} = B_{e0-4(120)} + B_{\text{втр}0-4(120)} = 1482,1 + 572,8 = 2055,05 \text{ тис.грн/рік;}$$

$$Z_{0-4(120)} = K_{0-4(120)} + \frac{B_{0-4(120)}}{E} = 47742,8 + \frac{2055,05}{0,1} = 68293,32 \text{ тис.грн.}$$

Так як $Z_{0-4(240)} = 70755,73 < Z_{0-4(120)} = 68293,32$ для будівництва ПЛ 0-4 використовуємо провід перерізом 120 мм². В табл. 1.7 наведені розрахунки перерізів для всіх ПЛ.

Таблиця 1.7 – Вибір перерізів ПЛ

ПЛ	Переріз, мм ²	K , тис.грн	B_e , тис.грн	$B_{втр}$, тис.грн	B , тис.грн	Z , тис.грн
0-1	240	64736	776.83	1182.56	1959.39	84329.93
	120	54563.2	654.76	2410.62	3065.38	85217
0-2	2×240	63580	762.96	1075.81	1838.77	96302.06
	240	44506	534.07	2084.64	2618.71	70693.1
0-4	240	56644	679.73	731.44	1411.17	70755.73
	120	47742.8	572.91	1482.14	2055.05	68293.32
0-5	120	51153	613.84	859.19	1473.02	65883.21
	70	47685	572.22	1463.76	2035.98	68044.79
3-4	240	44506	534.07	461.22	995.29	54458.91
	120	37512.2	450.15	929.87	1380.02	51312.36

Перевіримо обрані економічні перерізи проводів на виконання технічних обмежень в післяаварійних експлуатаційних режимах роботи електромережі.

Перша група післяаварійних режимів.

В процесі експлуатації розподільчих мереж 110 кВ виникає необхідність планового або аварійного відключення одного із двох силових трансформаторів на підстанціях. Дана ситуація може призвести до недопустимого зменшення рівня напруги на вторинних шинах підстанцій.

Для всіх ПС проекрованої мережі розглянемо режим роботи з одним силовим трансформатором.

Розглянемо ПС 110 кВ №2. На даній ПС планується монтаж двох трансформаторів типу ТДТН-25000/110. Фіктивні величини напруги КЗ обмоток даних трансформаторів складуть:

$$U_{кН2} = 0,5 \cdot (U_{к(В-Н)2} + U_{к(С-Н)2} - U_{к(В-С)2}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%;$$

$$U_{кС2} = 0,5 \cdot (U_{к(В-С)2} + U_{к(С-Н)2} - U_{к(В-Н)2}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \% \rightarrow U_{кС2} = 0;$$

$$U_{кВ2} = 0,5 \cdot (U_{к(В-С)2} + U_{к(В-Н)2} - U_{к(С-Н)2}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%.$$

Знаходимо величину втрат напруги в обмотках трансформатора на ПС №2:

$$\Delta U_{\text{TB2}} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot U_{\text{TB2}}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB2}} \cdot U_{\text{KB2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{28}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-17,98}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 9,25 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{TC2}} = \frac{P_{\text{CH2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot U_{\text{TB2}}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_{\text{CH2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB2}} \cdot U_{\text{KC2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{20}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-12,4}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,26 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{TH2}} = \frac{P_{\text{HH2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot U_{\text{TB2}}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_{\text{HH2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB2}} \cdot U_{\text{KH2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{8}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-5,58}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 1,84 \text{ кВ}.$$

Для трансформатора ТДТН-25000/110 на ПС 2 регулювальний діапазон складе:

$$U_{\text{min2}} = \frac{U_{\text{HДЖ}} \cdot U_{\text{TB2}}}{U_{\text{TH2}}} \cdot (1 - \omega_{\text{B2}}) + \Delta U_{\text{TB2}} + \Delta U_{\text{TH2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 9,25 + 1,84 = 103,28 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max3}} = \frac{U_{\text{HДЖ}} \cdot U_{\text{TB3}}}{U_{\text{TH3}}} \cdot (1 + \omega_{\text{B3}}) + \Delta U_{\text{TB3}} + \Delta U_{\text{TH3}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 9,25 + 1,84 = 138,45 \text{ кВ}.$$

Розглянемо ПС №4. На даній ПС планується монтаж двох трансформаторів типу ТМН-6300/110. Знаходимо втрати напруги в обмотках даного трансформатора:

$$\Delta U_{\text{T4}} = \frac{U_{\text{TB4}}}{n \cdot S_{\text{H4}}} \cdot \left(P_4 \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз4}} \cdot 10^{-3}}{S_{\text{H4}}} - Q_4 \cdot \frac{U_{\text{K4}}}{100} \right) = \frac{115}{6,3} \cdot \left(6 \cdot \frac{44 \cdot 10^{-3}}{6,3} - (-4,19) \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 8,79 \text{ кВ}.$$

Для трансформатора ТМН-6300/110 на ПС №2 регулювальний діапазон складе:

$$U_{\text{min4}} = \frac{U_{\text{HДЖ}} \cdot U_{\text{TB4}}}{U_{\text{TH4}}} \cdot (1 - \omega_{\text{B4}}) + \Delta U_{\text{T4}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 8,79 = 100,98 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max4}} = \frac{U_{\text{HДЖ}} \cdot U_{\text{TB4}}}{U_{\text{TH4}}} \cdot (1 + \omega_{\text{B4}}) + \Delta U_{\text{T4}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 8,79 = 136,15 \text{ кВ}.$$

Аналогічно знаходимо регулювальні діапазони інших трансформаторів.

Результати розрахунку діапазонів наведені в табл. 1.8.

Знаходимо орієнтоване значення рівня напруги згідно поточкорозподілу за L-схемою на шинах ВН ПС 110 кВ. Для цього погонний реактивний опір для всіх перерізів приймаємо рівним 0,4 Ом/км. Значення погонного активного опору приймається згідно довідкових матеріалів.

На шинах ВН ПС 110 кВ №2 значення рівня напруги складе:

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r_{02} - Q_{0-2} \cdot x_{02})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (30,71 \cdot 2,6 - (-19,79) \cdot 8,8)} = 112,77 \text{ кВ}.$$

Аналогічним чином знаходяться рівні напруги на шинах ВН усіх ПС 110 кВ.

Результати наведені в табл. 1.9.

Таблиця 1.8 – Регулювальний діапазон силових трансформаторів

ПС	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{ном},$ кВ	Потужність, МВА	$\Delta U,$ кВ	$U_{min},$ кВ	$U_{max},$ кВ
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	16-j10,23	8,26	101,79	136,97
		СН	38,5	12-j7,44	0,27		
		НН	11	4-j2,79	1,34		
2	ТДТН-25000/110	ВН	115	28-j17,98	9,25	103,28	138,45
		СН	38,5	20-j12,4	0,26		
		НН	11	8-j5,58	1,84		
3	ТДТН-25000/110	ВН	115	20-j12,79	6,58	99,92	135,09
		СН	38,5	15-j9,3	0,19		
		НН	11	5-j3,49	1,15		
4	ТМН-6300/110	ВН	115	6-j4,19	8,79	100,98	136,15
5	ТМН-6300/110	ВН	115	7-j4,89	10,26	102,44	137,62

Таблиця 1.9 – Перша група післяаварійних режимів

ПС	Регулювальний діапазон		Напруга, кВ
	$U_{min},$ кВ	$U_{max},$ кВ	
1	101,79	126	112,99
2	103,28	126	112,77
3	99,92	126	112,28
4	100,98	126	113,03
5	102,44	126	113,46

Згідно даних табл. 1.9 рівні напруги на шинах ВН ПС 110 кВ знаходиться в допустимих межах.

Друга група післяаварійних режимів.

Технічні обмеження другої групи післяаварійних режимів перевіряються для найбільш важкого післяаварійного режиму.

В нашому випадку це режим роботи мережі після відключення лінії 0-2. Потокорозподіл потужності в даному режимі приведений на рис. 1.7.

Розрахуємо струмові навантаження проєктованих ліній 110 кВ. Для лінії 4-5 маємо:

$$I_{4-5} = \frac{\sqrt{P_{5-4}^2 + Q_{5-4}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{9,83^2 + (-6,23)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 61,09 \text{ А.}$$

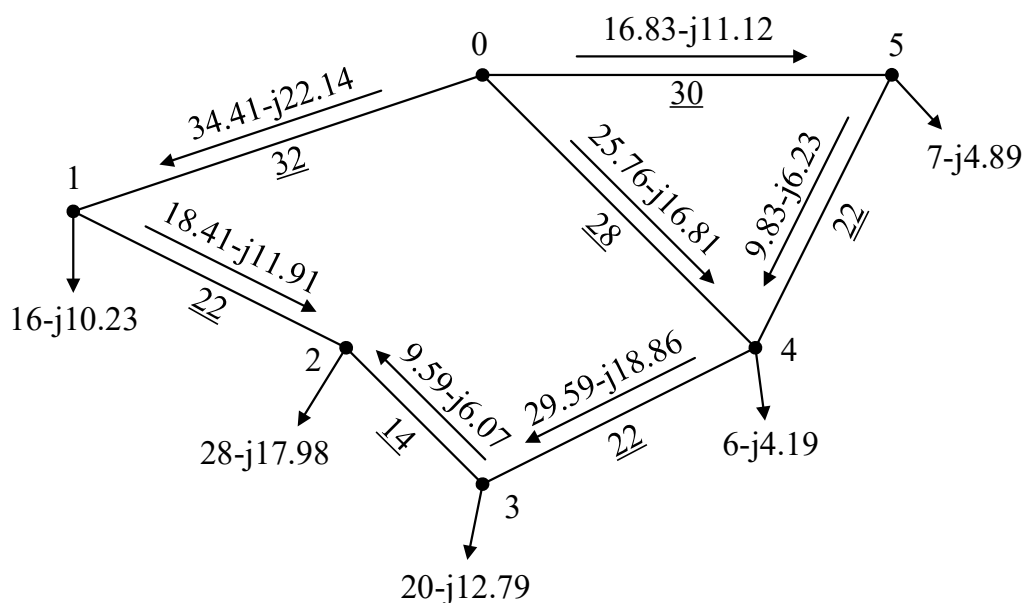


Рисунок 1.7 – Післяаварійний режим за L-схемою мережі

Аналогічним чином знаходимо струмові навантаження всіх ліній 110 кВ. Результати приведені в табл. 1.10.

За даними наведеними в табл. 1.10 на всіх ділянках мережі струмове навантаження знаходиться в допустимих межах.

Для даного післяаварійного режиму здійснимо перевірку допустимості відхилення напруги на шинах ВН ПС 110 кВ. Перевірку виконаємо для ПС №2, яка в даному режимі роботи мережі має найменше значення рівня напруги.

Аналогічним чином до попередніх розрахунків здійснимо розрахунок регулювального діапазону трансформаторів, що встановлені на ПС №2:

$$\Delta U_{\text{TB2}} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot U_{\text{TB2}}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB2}} \cdot U_{\text{кв2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{28}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-17,98}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 4,63 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТС2}} = \frac{P_{\text{ч2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot U_{\text{TB2}}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_{\text{ч2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB2}} \cdot U_{\text{кв2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{20}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-12,4}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,13 \text{ кВ};$$

Аналогічним чином до попередніх розрахунків здійснимо розрахунок регулювального діапазону трансформаторів, що встановлені на ПС №2:

$$\Delta U_{\text{TH2}} = \frac{P_{\text{нн2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot U_{\text{TB2}}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_{\text{нн2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB2}} \cdot U_{\text{кв2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{8}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-5,58}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 0,92 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{min2}} = \frac{U_{\text{нДЖ}} \cdot U_{\text{TB2}}}{U_{\text{TH2}}} \cdot (1 - \omega_{\text{б2}}) + \Delta U_{\text{TB2}} + \Delta U_{\text{TH2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 4,63 + 0,92 = 97,73 \text{ кВ};$$

Таблиця 1.10 – Струмові навантаження ліній

ПЛ	Марка та переріз проводу, мм ²	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_i, \text{ А}$
0-1	АС-240/32	610	214,77
0-4	АС-120/19	610	161,43
0-5	АС-120/19	390	105,87
1-2	АС-70/11	265	115,1
2-3	АС-70/11	265	36,15
3-4	АС-120/19	390	184,14
4-5	АС-70/11	265	61,09

$$U_{\text{max}2} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв2}}}{U_{\text{тн2}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в2}}) + \Delta U_{\text{тв2}} + \Delta U_{\text{тн2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 4,63 + 0,92 = 132,9 \text{ кВ.}$$

Знаходимо значення рівня напруги на шинах ВН ПС №2:

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{01} - Q_{0-1} \cdot x_{01} + P_{1-2} \cdot r_{12} - Q_{1-2} \cdot x_{12})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (34,41 \cdot 3,78 - (-22,14) \cdot 12,8 + 18,41 \cdot 9,28 - (-11,91) \cdot 8,8)} = 108,84 \text{ кВ.}$$

Отже, рівень напруги на шинах ВН ПС №2 знаходиться в допустимих межах.

Таким чином, обрані економічні перерізи усіх ліній електропередавання відповідають технічним обмеженням першої та другої групи післяаварійних режимів.

1.5 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі

Розрахунок параметри Z-схеми заміщення повітряних ліній електропередавання та силових трансформаторів. При монтажі нових ліній електропередачі будуть використовуватися сталеалюмінієві проводи перерізом 70 мм², 120 мм² та 240 мм².

Розрахуємо погонний реактивний опір даних перерізів:

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

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

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

Розраховуємо для даних перерізів погонну ємнісну реактивну провідність:

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

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

$$b_{(240)0} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,84 \cdot 10^{-6} \text{ см/км}.$$

Розрахуємо активний та реактивний опір лінії 4-5:

$$r_{4-5} = r_{(70)0} \cdot l_{4-5} = 0,422 \cdot 22 = 9,28 \text{ Ом};$$

$$x_{4-5} = x_{(70)0} \cdot l_{4-5} = 0,443 \cdot 22 = 9,74 \text{ Ом}.$$

Тоді комплексний опір лінії 4-5 складе:

$$\underline{Z}_{4-5} = r_{4-5} + j \cdot x_{4-5} = 9,28 + j9,74 \text{ Ом}.$$

Визначимо ємнісну провідність лінії 4-5:

$$b_{4-5} = b_{(70)0} \cdot l_{4-5} = 2,58 \cdot 10^{-6} \cdot 22 = 56,66 \cdot 10^{-6} \text{ см}.$$

Активну провідність для ліній номінальною напругою 110 кВ не враховуємо.

Оскільки втрати на корону для даного класу напруги є незначними.

Отже, комплексна провідність лінії 4-5 складе:

$$\underline{Y}_{4-5} = g_{4-5} + j \cdot b_{4-5} = 0 + j56,66 \cdot 10^{-6} = j56,66 \cdot 10^{-6} \text{ см}.$$

Параметри Z-схеми заміщення усіх ліній приведені в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Параметри схем заміщення ПЛ

ПЛ	Довжина, км	Переріз, мм ²	$\underline{Z}_{\text{ПЛ}}, \text{ Ом}$	$\underline{Y}_{\text{ПЛ}}, \text{ Ом}$
0-1	32	240	$3,78 + j12,88$	$j91 \cdot 10^{-6}$
0-2	22	240	$2,6 + j8,86$	$j62,56 \cdot 10^{-6}$
0-4	28	120	$6,83 + j11,89$	$j75,31 \cdot 10^{-6}$
0-5	30	120	$7,32 + j12,74$	$j80,69 \cdot 10^{-6}$
1-2	22	70	$9,28 + j9,74$	$j56,66 \cdot 10^{-6}$
2-3	14	70	$5,91 + j6,2$	$j36,06 \cdot 10^{-6}$
3-4	22	120	$5,37 + j9,34$	$j59,17 \cdot 10^{-6}$
4-5	22	70	$9,28 + j9,74$	$j56,66 \cdot 10^{-6}$

Приклад знаходження параметрів Z-схем заміщення трансформаторів приведемо для ПС №2 та №4.

На ПС 110 кВ №2 планується монтаж двох трансформаторів типу ТДТН-25000/110, а на ПС №4 – ТМН-6300/110. Визначимо значення активного опору обмоток даних силових трансформаторів:

$$r_{B2} = r_{c2} = r_{H2} = \frac{\Delta P_{K32} \cdot U_{OB2}^2 \cdot 10^3}{n \cdot 2 \cdot S_{H2}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 25000^2} = 0,74 \text{ Ом};$$

$$r_{B4} = r_{c4} = r_{H4} = \frac{\Delta P_{K34} \cdot U_{OB4}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H4}^2} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 6300^2} = 7,33 \text{ Ом}.$$

Значення реактивного опору обмоток 2-х трансформаторів на ПС №2 складе:

$$x_{TB2} = \frac{10 \cdot U_{KB2} \cdot U_{OB2}^2}{n \cdot S_{H2}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 28,43 \text{ Ом};$$

$$x_{TC2} = \frac{10 \cdot U_{KC2} \cdot U_{OB2}^2}{n \cdot S_{H2}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{TH2} = \frac{10 \cdot U_{KH2} \cdot U_{OB2}^2}{n \cdot S_{H2}} = \frac{10 \cdot 6,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 17,85 \text{ Ом}.$$

А значення реактивного опору обмоток 2-х трансформаторів на ПС №4 складе:

$$x_{T4} = \frac{10 \cdot U_{K4} \cdot U_{OB4}^2}{n \cdot S_{H4}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{2 \cdot 6300} = 110,21 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо значення активної та реактивної провідності блоків із 2-х трансформаторів на ПС №2 і ПС №4:

$$g_{T2} = \frac{n \cdot \Delta P_{XX2} \cdot 10^{-3}}{U_{OB2}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4,69 \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$b_{T2} = -\frac{n \cdot I_{XX2} \cdot S_{H2} \cdot 10^{-5}}{U_{OB2}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -26,47 \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$g_{T4} = \frac{n \cdot \Delta P_{XX4} \cdot 10^{-3}}{U_{OB4}^2} = \frac{2 \cdot 11,5 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,74 \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$b_{T4} = -\frac{n \cdot I_{XX4} \cdot S_{H4} \cdot 10^{-5}}{U_{OB4}^2} = -\frac{2 \cdot 0,8 \cdot 6300 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -7,62 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}.$$

Отже, комплексно провідність блоків трансформаторів на ПС №2 та ПС №4 складе:

$$Y_2 = g_{T2} + j \cdot b_{T2} = (4,69 - j26,47) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_4 = g_{T3} + j \cdot b_{T3} = (1,74 - j7,62) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Аналогічним чином розраховуються параметри схем заміщення для усіх блоків трансформаторі. Результати наведені в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Параметри схем заміщення блоків трансформаторів

ПС	Тип трансформаторів	Опір, Ом					Провідність, См
		r_T	x_T	x_B	x_C	x_H	
1	ТДТН-16000/110	1,29	-	44,43	0	25,83	$(3,48 - j24,2) \cdot 10^{-6}$
2	ТДТН-25000/110	0,74	-	28,43	0	17,85	$(4,69 - j26,47) \cdot 10^{-6}$
3	ТДТН-25000/110	0,74	-	28,43	0	17,85	$(4,69 - j26,47) \cdot 10^{-6}$
4	ТМН-6300/110	7,33	110,21	-	-	-	$(1,74 - j7,62) \cdot 10^{-6}$
5	ТМН-6300/110	7,33	110,21	-	-	-	$(1,74 - j7,62) \cdot 10^{-6}$

1.6 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей

Приклад знаходження приведених навантажень наведемо для ПС №2 та ПС №4.

Для ПС №2 знаходимо коефіцієнт завантаження обмоток силових трансформаторів:

$$\beta_{BH2} = \frac{S_{BH2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}} = \frac{\sqrt{28^2 + (-17,98)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,67;$$

$$\beta_{CH2} = \frac{S_{CH2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}} = \frac{\sqrt{20^2 + (-12,4)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,47;$$

$$\beta_{HH2} = \frac{S_{HH2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-5,58)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,2.$$

На ПС №4 коефіцієнт завантаження силових трансформаторів буде:

$$\beta_4 = \frac{S_4 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H4}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-4,19)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6300} = 0,58.$$

Втрати потужності в блоці із 2-х трансформаторів на ПС №2 складуть:

$$\Delta P_{tz2} = \frac{n \cdot \Delta P_{K32}}{2} \cdot (\beta_{BH2}^2 + \beta_{CH2}^2 + \beta_{HH2}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,67^2 + 0,47^2 + 0,2^2) = 98,34 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz2} = -n \cdot S_{H2} \cdot (\beta_{BH2}^2 \cdot U_{KB2} + \beta_{CH2}^2 \cdot U_{KC2} + \beta_{HH2}^2 \cdot U_{KH2}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 25000 \cdot (0,67^2 \cdot 10,75 + 0,47^2 \cdot 0 + 0,2^2 \cdot 6,75) \cdot 10^{-2} = -2509,07 \text{ кВар}.$$

Втрати потужності в блоці із 2-х трансформаторів на ПС №4 складуть:

$$\Delta P_{tz4} = n \cdot \Delta P_{кз} \cdot \beta_4^2 = 2 \cdot 0,68^2 \cdot 44 = 40,39 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz4} = -n \cdot S_{н4} \cdot \beta_4^2 \cdot U_{к4} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 6300 \cdot 0,68^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -607,28 \text{ кВар}.$$

В результаті приведення навантаження на ПС №2 і ПС №4 матимуть наступні значення:

$$\dot{S}_{пр2} = \dot{S}_{зад2} + \Delta \dot{S}_{tz2} \cdot 10^{-3} = 28 - j17,98 + (98,34 - j2509,07) \cdot 10^{-3} = 28,1 - j20,49 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{пр4} = \dot{S}_{зад4} + \Delta \dot{S}_{tz4} \cdot 10^{-3} = 6 - j4,19 + (29,68 - j446,16) \cdot 10^{-3} = 6,03 - j4,63 \text{ МВА}.$$

Аналогічним чином розраховується приведення навантаження всіх ПС. Результати наведені в табл. 1.13.

Розрахуємо еквівалентні провідності пунктів електромережі. Для п. 4 будемо мати:

$$Y_4 = 0,5 \cdot (Y_{0-4} + Y_{3-4} + Y_{4-5}) + Y_{т4} = 0,5 \cdot (j75,31 + j59,17 + j56,66) \cdot 10^{-6} + (1,74 - j76,22) \cdot 10^{-6} = (1,74 + j87,95) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Аналогічним чином розраховуємо еквівалентні провідності всіх пунктів електромережі. Результати приведені в табл. 1.14.

На рис. 1.8 приведена розрахункова схема проектованої електромережі.

Таблиця 1.13 – Приведенні навантаження ПС

ПС	$\dot{S}_{зад}$, МВА	$\Delta \dot{S}_{tz}$, МВА	$\dot{S}_{пр}$, МВА
1	16-j10,23	0,06-j1,26	16,06-j11,49
2	28-j17,98	0,1-j2,51	28,1-j20,49
3	20-j12,79	0,05-j1,26	20,05-j14,05
4	6-j4,19	0,03-j0,45	6,03-j4,63
5	7-j4,89	0,04-j0,61	7,04-j5,49

Таблиця 1.14 – Еквівалентні провідності

Пункт	Y_i , См
1	$(3,48 + j49,63) \cdot 10^{-6}$
2	$(4,69 + j51,17) \cdot 10^{-6}$
3	$(4,69 + j21,15) \cdot 10^{-6}$
4	$(1,74 + j87,95) \cdot 10^{-6}$
5	$(1,74 + j61,05) \cdot 10^{-6}$
0	$j141,5 \cdot 10^{-6}$

1.7 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Для розрахунку режимних параметрів роботи мережі при максимальних навантаженнях скористаємося методом Ньютона.

Знаходимо ненульові взаємні провідності, які відповідають існуючим лініям, що безпосередньо з'єднують відповідні вузли:

$$\underline{y}_{0-1} = \frac{1}{\underline{z}_{0-1}} = \frac{1}{3,78 + j12,88} = 0,021 - j0,071 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-2} = \frac{1}{\underline{z}_{0-2}} = \frac{1}{2,6 + j8,86} = 0,03 - j0,104 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-4} = \frac{1}{\underline{z}_{0-4}} = \frac{1}{6,83 + j11,89} = 0,036 - j0,063 \text{ См};$$

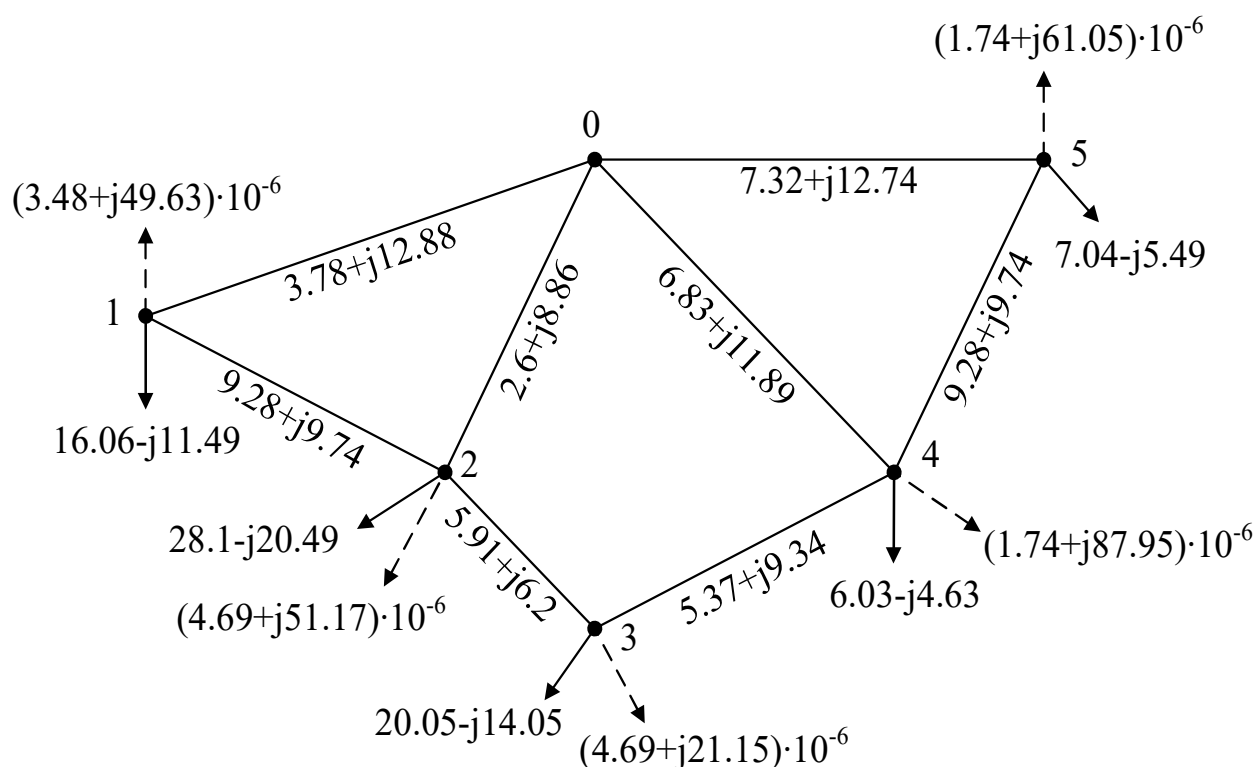


Рисунок 1.8 – Розрахункова схема електромережі

$$\underline{y}_{0-5} = \frac{1}{\underline{z}_{0-5}} = \frac{1}{7,32 + j12,74} = 0,034 - j0,059 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{1-2} = \frac{1}{\underline{z}_{1-2}} = \frac{1}{9,28 + j9,74} = 0,051 - j0,054 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{2-3} = \frac{1}{\underline{z}_{2-3}} = \frac{1}{5,91 + j6,2} = 0,081 - j0,085 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{3-4} = \frac{1}{\underline{z}_{3-4}} = \frac{1}{5,37 + j9,34} = 0,046 - j0,08 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{4-5} = \frac{1}{\underline{z}_{4-5}} = \frac{1}{9,28 + j9,74} = 0,051 - j0,054 \text{ См}.$$

Знайдемо власні провідності вузлів електромережі:

$$\underline{y}_{11} = -(\underline{y}_{0-1} + \underline{y}_{1-2}) = -(0,021 - j0,071 + 0,051 - j0,054) = -0,072 + j0,125 \text{ См};$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{22} &= -(\underline{y}_{0-2} + \underline{y}_{1-2} + \underline{y}_{2-3}) = -(0,03 - j0,104 + 0,051 - j0,054 + 0,081 - j0,085) = \\ &= -0,162 + j0,242 \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\underline{y}_{33} = -(\underline{y}_{2-3} + \underline{y}_{3-4}) = -(0,081 - j0,085 + 0,046 - j0,08) = -0,127 + j0,165 \text{ См};$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{44} &= -(\underline{y}_{0-4} + \underline{y}_{3-4} + \underline{y}_{4-5}) = -(0,036 - j0,063 + 0,046 - j0,08 + 0,051 - j0,054) = \\ &= -0,134 + j0,197 \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\underline{y}_{55} = -(\underline{y}_{0-5} + \underline{y}_{4-5}) = -(0,034 - j0,059 + 0,051 - j0,054) = -0,085 + j0,113 \text{ См}.$$

Перша ітерація.

Приймаємо початкові наближені значення рівнів напруги в незалежних вузлах електромережі:

$$U_1^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_1 = 0;$$

$$U_2^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_2 = 0;$$

$$U_3^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_3 = 0;$$

$$U_4^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_4 = 0;$$

$$U_5^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_5 = 0.$$

Попарні різниці фазових кутів будуть рівними нулю. Так як початкові наближення рівні нулю. Тобто:

$$\delta_{10}^{(0)} = \delta_1^{(0)} - \delta_0^{(0)} = 0 - 0.$$

Аналогічно:

$$\delta_{20}^{(0)} = \delta_{40}^{(0)} = \delta_{50}^{(0)} = \delta_{12}^{(0)} = \delta_{21}^{(0)} = \delta_{23}^{(0)} = \delta_{32}^{(0)} = \delta_{34}^{(0)} = \delta_{43}^{(0)} = \delta_{45}^{(0)} = \delta_{54}^{(0)} = 0.$$

Знайдемо значення розрахункових навантажень:

$$\dot{S}_{p1} = \dot{S}_{np1} + \underline{Y}_1 \cdot U_1^2 = 16,06 - j11,49 + (3,48 + j49,63) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 16,1 - j10,87 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p2} = \dot{S}_{np2} + Y_2 \cdot U_2^2 = 28,1 - j20,49 + (4,69 + j51,17) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 28,16 - j19,87 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p3} = \dot{S}_{np3} + Y_3 \cdot U_3^2 = 20,05 - j14,05 + (4,69 + j21,15) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 20,11 - j13,79 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p4} = \dot{S}_{np4} + Y_4 \cdot U_4^2 = 6,03 - j4,63 + (1,74 + j87,95) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 6,05 - j3,57 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p5} = \dot{S}_{np5} + Y_5 \cdot U_5^2 = 7,04 - j5,49 + (1,74 + j61,05) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 7,06 - j4,76 \text{ МВА}.$$

Допоміжні струми першого вузла складуть:

$$\begin{aligned} I'_{10} &= \sum_{j \in Z} U_j \cdot (g_{1j} \cdot \cos \delta_{1j} + b_{1j} \cdot \sin \delta_{1j}) = U_0 \cdot (g_{01} \cdot \cos \delta_{10} + b_{01} \cdot \sin \delta_{10}) + \\ &+ U_2 \cdot (g_{12} \cdot \cos \delta_{12} + b_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 121 \cdot (0,021 \cdot \cos(0) - 0,071 \cdot \sin(0)) + \\ &+ 110 \cdot (0,051 \cdot \cos(0) - 0,054 \cdot \sin(0)) = 8,176 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I''_{10} &= \sum_{j \in Z} U_j \cdot (b_{1j} \cdot \cos \delta_{1j} - g_{1j} \cdot \sin \delta_{1j}) = U_0 \cdot (b_{01} \cdot \cos \delta_{10} - g_{01} \cdot \sin \delta_{10}) + \\ &+ U_2 \cdot (b_{12} \cdot \cos \delta_{12} - g_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 121 \cdot (-0,071 \cdot \cos(0) - 0,021 \cdot \sin(0)) + \\ &+ 110 \cdot (-0,054 \cdot \cos(0) - 0,051 \cdot \sin(0)) = -14,568 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Допоміжні струми решти незалежних вузлів знаходяться аналогічно:

$$I'_{20} = 18,192 \text{ кА};$$

$$I''_{20} = -27,799 \text{ кА};$$

$$I'_{30} = 13,949 \text{ кА};$$

$$I''_{30} = -18,151 \text{ кА};$$

$$I'_{40} = 15,123 \text{ кА};$$

$$I''_{40} = -22,42 \text{ кА};$$

$$I'_{50} = 9,743 \text{ кА};$$

$$I''_{50} = -13,058 \text{ кА}.$$

Розраховуємо нев'язки потужності у вузлах електромережі:

$$\omega_{p1} = g_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I'_{10} - P_1 = -0,072 \cdot 110^2 + 110 \cdot 8,176 - 16,1 = 9,262 \text{ МВт};$$

$$\omega_{q1} = b_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I''_{10} - Q_1 = 0,125 \cdot 110^2 + 110 \cdot (-14,568) - (-10,89) = -75,622 \text{ МВАр}.$$

Нев'язки потужності інших вузлах електромережі розраховуються аналогічно:

$$\omega_{p2} = 8,734 \text{ МВт};$$

$$\omega_{q2} = -105,961 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{p3} = -20,108 \text{ МВт};$$

$$\omega_{q3} = 13,792 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{p4} = 37,911 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q4} = -72,937 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{p5} = 33,97 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q5} = -66,652 \text{ МВАр}.$$

Як бачимо найбільша за модулем нев'язка потужності є більшою за прийняту точність розрахунку:

$$\max\left\{\left|\omega_{P_i}\right|;\left|\omega_{Q_i}\right|\right\}=\{9,262;75,622;8,734;105,961;20,108;13,792;37,911;72,937;33,97;66,62\}=105,961 \text{ МВА} > 0,001 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо значення елементів матриці Якобі.

Діагональні елементи матриці Якобі матимуть наступні значення:

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_1} = 2 \cdot g_{11} \cdot U_1 + I'_{10} = 2 \cdot (-0,072) \cdot 110 + 8,176 = -7,715 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_1} = 2 \cdot b_{11} \cdot U_1 + I''_{10} = 2 \cdot 0,125 \cdot 110 - 14,568 = 12,995 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_1} = U_1 \cdot I''_{10} = 110 \cdot (-14,568) = -1602,498 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_1} = -U_1 \cdot I'_{10} = -110 \cdot 8,176 = -899,377 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_2} = 2 \cdot g_{22} \cdot U_2 + I'_{20} = 2 \cdot (-0,162) \cdot 110 + 18,192 = -17,521 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_2} = 2 \cdot b_{22} \cdot U_2 + I''_{20} = 2 \cdot 0,242 \cdot 110 - 27,799 = 25,511 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_2} = U_2 \cdot I''_{20} = 110 \cdot (-27,799) = -3057,896 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_2} = -U_2 \cdot I'_{20} = -110 \cdot 18,192 = -2001,105 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_3} = 2 \cdot g_{33} \cdot U_3 + I'_{30} = 2 \cdot (-0,127) \cdot 110 + 13,949 = -13,949 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_3} = 2 \cdot b_{33} \cdot U_3 + I''_{30} = 2 \cdot 0,165 \cdot 110 - 18,151 = 18,151 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_3} = U_3 \cdot I''_{30} = 110 \cdot (-18,151) = -1996,586 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_3} = -U_3 \cdot I'_{30} = -110 \cdot 13,949 = -1534,441 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_4} = 2 \cdot g_{44} \cdot U_4 + I'_{40} = 2 \cdot (-0,131) \cdot 110 + 15,123 = -14,323 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_4} = 2 \cdot b_{44} \cdot U_4 + I''_{40} = 2 \cdot 0,197 \cdot 110 - 22,42 = 21,029 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_4} = U_4 \cdot I''_{40} = 110 \cdot (-22,42) = -2466,219 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_4} = -U_4 \cdot I'_{40} = -110 \cdot 15,123 = -1663,508 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_5} = 2 \cdot g_{55} \cdot U_5 + I'_{50} = 2 \cdot (-0,085) \cdot 110 + 9,743 = -8,997 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_5} = 2 \cdot b_{55} \cdot U_5 + I''_{50} = 2 \cdot 0,113 \cdot 110 - 13,058 = 11,76 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_5} = U_5 \cdot I''_{50} = 110 \cdot (-13,058) = -1436,384 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_5} = -U_5 \cdot I'_{50} = -110 \cdot 9,743 = -1071,75 \text{ МВА}.$$

Недіагональні елементи матриці Якобі матимуть наступні значення:

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_2} = U_1 \cdot (g_{12} \cdot \cos \delta_{12} + b_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 110 \cdot (0,051 \cdot \cos(0) - 0,054 \cdot \sin(0)) = 5,64 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_2} = U_1 \cdot (b_{12} \cdot \cos \delta_{12} - g_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 110 \cdot (-0,054 \cdot \cos(0) - 0,051 \cdot \sin(0)) = -5,917 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_2} = -U_2 \cdot \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_2} = -110 \cdot (-5,917) = 650,909 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_2} = U_2 \cdot \frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_2} = 110 \cdot 5,64 = 620,405 \text{ МВА}.$$

Інші взаємні похідні знаходяться аналогічно:

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_3} = 0 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_3} = 0 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_3} = 0 \text{ МВА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_3} = 0 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_4} = 5,64 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_4} = -5,917 \text{ кА}; \quad \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_4} = 650,909 \text{ МВА}; \quad \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_4} = 620,405 \text{ МВА}.$$

-7,715	5,64	0	0	0	-1602,498	650,909	0	0	0	ΔU_1	9,262
5,64	-17,521	8,863	0	0	650,909	-3057,896	1022,857	0	0	ΔU_2	8,734
0	8,863	-13,949	5,087	0	0	1022,857	-1996,586	973,73	0	ΔU_3	-20,108
0	0	5,087	-14,323	5,64	0	0	973,73	-2446,219	650,909	ΔU_4	37,911
0	0	0	5,64	-8,997	0	0	0	650,909	-1436,384	ΔU_5	33,97
12,995	-5,917	0	0	0	-899,377	620,405	0	0	0	$\Delta \delta_1$	-75,622
-5,917	25,511	-9,299	0	0	620,405	-2001,105	974,922	0	0	$\Delta \delta_2$	-105,961
0	-9,299	18,151	-8,852	0	0	974,922	-1534,441	559,519	0	$\Delta \delta_3$	13,792
0	0	-8,852	21,029	-5,917	0	0	559,519	-1663,508	620,405	$\Delta \delta_4$	-72,937
0	0	0	-5,917	11,76	0	0	0	620,405	-1071,405	$\Delta \delta_5$	-66,652

Розв'язок системи рівнянь дає наступні поправки до складових векторів напруг:

$$\Delta U_1 = 9,778 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_1 = -0,015 \text{ рад};$$

$$\Delta U_2 = 9,303 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_2 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\Delta U_3 = 8,64 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_3 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\Delta U_4 = 9,992 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_4 = -0,009 \text{ рад};$$

$$\Delta U_5 = 10,523 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_5 = -0,007 \text{ рад}.$$

Уточнюємо значення складових векторів напруги:

$$U_1^{(1)} = U_1^{(0)} + \Delta U_1^{(1)} = 110 + 9,778 = 119,778 \text{ кВ};$$

$$U_2^{(1)} = U_2^{(0)} + \Delta U_2^{(1)} = 110 + 9,303 = 119,303 \text{ кВ};$$

$$U_3^{(1)} = U_3^{(0)} + \Delta U_3^{(1)} = 110 + 8,64 = 118,64 \text{ кВ};$$

$$U_4^{(1)} = U_4^{(0)} + \Delta U_4^{(1)} = 110 + 9,992 = 119,992 \text{ кВ};$$

$$U_5^{(1)} = U_5^{(0)} + \Delta U_5^{(1)} = 110 + 10,523 = 120,523 \text{ кВ};$$

$$\delta_1^{(1)} = \delta_1^{(0)} + \Delta \delta_1^{(1)} = 0 - 0,015 = -0,015 \text{ рад};$$

$$\delta_2^{(1)} = \delta_2^{(0)} + \Delta \delta_2^{(1)} = 0 - 0,016 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\delta_3^{(1)} = \delta_3^{(0)} + \Delta \delta_3^{(1)} = 0 - 0,016 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\delta_4^{(1)} = \delta_4^{(0)} + \Delta \delta_4^{(1)} = 0 - 0,009 = -0,009 \text{ рад};$$

$$\delta_5^{(1)} = \delta_5^{(0)} + \Delta \delta_5^{(1)} = 0 - 0,007 = -0,007 \text{ рад}.$$

Отримавши нові значення напруги у вузлах, переходимо до виконання наступної ітерації.

Друга ітерація.

Знаходимо значення попарних різниць фазових кутів векторів напруги:

$$\delta_{10}^{(1)} = \delta_1^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0,015 - 0 = -0,015 \text{ рад};$$

$$\delta_{20}^{(1)} = \delta_2^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0,016 - 0 = -0,016 \text{ рад};$$

$$\delta_{40}^{(1)} = \delta_4^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0,009 - 0 = -0,009 \text{ рад};$$

$$\delta_{50}^{(1)} = \delta_5^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0,007 - 0 = -0,007 \text{ рад};$$

$$\delta_{12}^{(1)} = \delta_1^{(1)} - \delta_2^{(1)} = -0,015 - (-0,016) = 0,001 \text{ рад};$$

$$\delta_{21}^{(1)} = \delta_2^{(1)} - \delta_1^{(1)} = -0,016 - (-0,015) = -0,001 \text{ рад};$$

$$\delta_{23}^{(1)} = \delta_2^{(1)} - \delta_3^{(1)} = -0,016 - (-0,016) = 0,0003 \text{ рад};$$

$$\delta_{32}^{(1)} = \delta_3^{(1)} - \delta_2^{(1)} = -0,016 - (-0,016) = -0,0003 \text{ рад};$$

$$\delta_{34}^{(1)} = \delta_3^{(1)} - \delta_4^{(1)} = -0,016 - (-0,009) = -0,007 \text{ рад};$$

$$\delta_{43}^{(1)} = \delta_4^{(1)} - \delta_3^{(1)} = -0,009 - (-0,016) = 0,007 \text{ рад};$$

$$\delta_{45}^{(1)} = \delta_4^{(1)} - \delta_5^{(1)} = -0,009 - (-0,007) = 0,002 \text{ рад};$$

$$\delta_{54}^{(1)} = \delta_5^{(1)} - \delta_4^{(1)} = -0,007 - (-0,009) = 0,002 \text{ рад}.$$

Знайдемо значення розрахункових навантажень на 2-й ітерації:

$$\dot{S}_{p1} = \dot{S}_{np1} + \underline{Y}_1 \cdot U_1^2 = 16,06 - j11,49 + (3,48 + j49,63) \cdot 10^{-6} \cdot 119,78^2 = 16,11 - j10,78 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p2} = \dot{S}_{np2} + \underline{Y}_2 \cdot U_2^2 = 28,1 - j20,49 + (4,69 + j51,17) \cdot 10^{-6} \cdot 119,3^2 = 28,1 - j19,76 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p3} = \dot{S}_{np3} + \underline{Y}_3 \cdot U_3^2 = 20,05 - j14,05 + (4,69 + j21,15) \cdot 10^{-6} \cdot 118,48^2 = 20,12 - j13,75 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p4} = \dot{S}_{np4} + \underline{Y}_4 \cdot U_4^2 = 6,03 - j4,63 + (1,74 + j87,95) \cdot 10^{-6} \cdot 119,99^2 = 6,06 - j3,37 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p5} = \dot{S}_{np5} + \underline{Y}_5 \cdot U_5^2 = 7,04 - j5,49 + (1,74 + j61,05) \cdot 10^{-6} \cdot 120,52^2 = 7,07 - j4,61 \text{ МВА}.$$

Допоміжні струми першого вузла складуть:

$$\begin{aligned} I'_{10} &= \sum_{j \in z} U_j \cdot (g_{1j} \cdot \cos \delta_{1j} + b_{1j} \cdot \sin \delta_{1j}) = U_0 \cdot (g_{01} \cdot \cos \delta_{10} + b_{01} \cdot \sin \delta_{10}) + \\ &+ U_2 \cdot (g_{12} \cdot \cos \delta_{12} + b_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 121 \cdot (0,021 \cdot \cos(-0,015) - 0,071 \cdot \sin(-0,015)) + \\ &+ 119,3 \cdot (0,051 \cdot \cos(0,001) - 0,054 \cdot \sin(0,001)) = 8,777 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I''_{10} &= \sum_{j \in z} U_j \cdot (b_{1j} \cdot \cos \delta_{1j} - g_{1j} \cdot \sin \delta_{1j}) = U_0 \cdot (b_{01} \cdot \cos \delta_{10} - g_{01} \cdot \sin \delta_{10}) + \\ &+ U_2 \cdot (b_{12} \cdot \cos \delta_{12} - g_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 121 \cdot (-0,071 \cdot \cos(-0,015) - 0,021 \cdot \sin(-0,015)) + \\ &+ 119,3 \cdot (-0,054 \cdot \cos(0,001) - 0,051 \cdot \sin(0,001)) = -15,035 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Допоміжні струми решти незалежних вузлів знаходяться аналогічно:

$$I'_{20} = 19,594 \text{ кА};$$

$$I''_{20} = -28,991 \text{ кА};$$

$$I'_{30} = 15,234 \text{ кА};$$

$$I''_{30} = -19,698 \text{ кА};$$

$$I'_{40} = 16,075 \text{ кА};$$

$$I''_{40} = -23,668 \text{ кА};$$

$$I'_{50} = 10,294 \text{ кА};$$

$$I''_{50} = -13,578 \text{ кА}.$$

Розраховуємо нев'язки потужності у вузлах електромережі:

$$\omega_{P1} = g_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I'_{10} - P_1 = -0,072 \cdot 119,78^2 + 119,78 \cdot 8,777 - 16,107 = -1,126 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q1} = b_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I''_{10} - Q_1 = 0,125 \cdot 119,78^2 + 119,78 \cdot (-15,035) - (-10,775) = 7,357 \text{ МВАр}.$$

Нев'язки потужності інших вузлах електромережі розраховуються аналогічно:

$$\omega_{P2} = -1,036 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q2} = 9,979 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P3} = 2,271 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q3} = 0,672 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P4} = -4,322 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q4} = 6,904 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P5} = -3,77 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q5} = 6,785 \text{ МВАр}.$$

Як бачимо найбільша за модулем нев'язка потужності є більшою за прийнятну точність розрахунку:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right|; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = \{1,126; 7,357; 1,036; 9,979; 2,271; 0,672; 4,322; 6,904; 3,77; 6,7785\} = 9,979 \text{ МВА} > 0,001 \text{ МВА}.$$

Це означає, що ітераційний розрахунок необхідно продовжувати. Результати подальших розрахунків приведені в табл.

Отже, потрібно продовжувати ітераційне уточнення режиму напруги. Результати розрахунку приведені в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Уточнення режиму напруги методом Ньютона

Величина, що обчислюється	Номер ітерації			
	1	2	3	4
ω_{P1} , МВт	9,262	-1,126	$8,293 \cdot 10^{-3}$	$4,906 \cdot 10^{-6}$
ω_{P2} , МВт	8,734	-1,036	$-7,906 \cdot 10^{-3}$	$6,243 \cdot 10^{-6}$
ω_{P3} , МВт	-20,108	2,271	0,022	$9,508 \cdot 10^{-6}$
ω_{P4} , МВт	37,911	-4,322	-0,035	$3,512 \cdot 10^{-7}$
ω_{P5} , МВт	33,97	-3,77	-0,029	$1,319 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q1} , МВар	-75,622	7,357	0,059	$8,189 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q2} , МВар	-105,961	9,979	0,074	$8,218 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q3} , МВар	13,792	-0,672	$-5,581 \cdot 10^{-3}$	$3,446 \cdot 10^{-4}$
ω_{Q4} , МВар	-72,937	6,904	0,064	$1,634 \cdot 10^{-4}$
ω_{Q5} , МВар	-66,652	6,785	0,063	$1,217 \cdot 10^{-4}$
ΔU_1 , кВ	9,778	-0,803	$-6,653 \cdot 10^{-3}$	—
ΔU_2 , кВ	9,303	-0,765	$-6,454 \cdot 10^{-3}$	—
ΔU_3 , кВ	8,64	-0,731	$-6,675 \cdot 10^{-3}$	—
ΔU_4 , кВ	9,992	-0,839	$-7,611 \cdot 10^{-3}$	—
ΔU_5 , кВ	10,523	-0,893	$-8,044 \cdot 10^{-3}$	—
$\Delta \delta_1$, рад	-0,015	$1,08 \cdot 10^{-3}$	$9,693 \cdot 10^{-6}$	—
$\Delta \delta_2$, рад	-0,016	$1,192 \cdot 10^{-3}$	$1,139 \cdot 10^{-5}$	—
$\Delta \delta_3$, рад	-0,016	$1,359 \cdot 10^{-3}$	$1,787 \cdot 10^{-5}$	—
$\Delta \delta_4$, рад	-0,015	$5,203 \cdot 10^{-4}$	$9,551 \cdot 10^{-6}$	—
$\Delta \delta_5$, рад	-0,007	$3,707 \cdot 10^{-4}$	$8,427 \cdot 10^{-5}$	—
U_1 , кВ	119,778	118,975	118,969	—
U_2 , кВ	119,303	118,538	118,532	—
U_3 , кВ	118,64	117,909	117,902	—
U_4 , кВ	119,992	119,153	119,145	—
U_5 , кВ	120,523	119,63	119,622	—
δ_1 , рад	-0,015	-0,014	-0,014	—
δ_2 , рад	-0,016	-0,015	-0,015	—
δ_3 , рад	-0,016	-0,015	-0,015	—
δ_4 , рад	-0,009	-0,009	-0,009	—
δ_5 , рад	-0,007	-0,007	-0,007	—

Згідно даних табл. 1.15 після завершення третьої ітерації розрахунку максимальна за модулем нев'язка потужності менша за прийняту точність розрахунку:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right|; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = 1,634 \cdot 10^{-4} \text{ МВА} < 0,001 \text{ МВА}.$$

Це означає, що умова збіжності досягнута. В результаті рівень напруги у вузлах електромережі складе:

$$\dot{U}_1 = 118,969 \cdot e^{-j0,014} = 118,957 - j1,664 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2 = 118,532 \cdot e^{-j0,015} = 118,519 - j1,76 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3 = 117,902 \cdot e^{-j0,014} = 117,889 - j1,766 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4 = 119,145 \cdot e^{-j0,009} = 119,141 - j1,024 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5 = 119,622 \cdot e^{-j0,007} = 119,62 - j0,812 \text{ кВ}.$$

Знаходимо струморозподіл і потокорозподіл потужності по лініям мережі:

$$\dot{I}_{0-1} = (U_0 - \dot{U}_1) \cdot \underline{Y}_{0-1} = (121 - (118,957 - j1,664)) \cdot (0,021 - j0,071) = 0,162 - j0,111 \text{ кА};$$

$$\dot{S}_{0-1}^{\text{поч}} = U_0 \cdot \dot{I}_{0-1} = 121 \cdot (0,162 - j0,111) = 19,573 - j13,454 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1}^{\text{кін}} = \bar{U}_1 \cdot \dot{I}_{0-1} = (118,957 + j1,664) \cdot (0,162 - j0,111) = 19,428 - j12,958 \text{ МВА}.$$

Аналогічним чином розраховуємо струморозподіл і потокорозподіл потужності всіх ліній електромереж. Результати приведені в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Струморозподіл і потокорозподіл потужності

Лінія	$\dot{I}_{i-j}$, кА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{поч}}$, МВА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{кін}}$, МВА
0-1	0,162-j0,111	19,573-j13,454	19,428-j12,958
0-2	0,259-j0,204	31,299-j24,732	31,017-j23,77
0-4	0,132-j0,08	16,004-j9,725	15,84-j9,44
0-5	0,095-j0,054	11,462-j6,525	11,375-j6,374
1-2	0,028-j0,019	3,322-j2,173	3,311-j2,162
2-3	0,051-j0,053	6,164-j6,163	6,132-j6,13
4-3	0,118-j0,066	14,082-j7,794	13,984-j7,624
5-4	0,036-j0,015	4,31-j1,755	4,296-j1,74

Знаходимо загальні втрати потужності в енергосистемі:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{0-1}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-2}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-4}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-5}^{\text{поч}} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= (19,57 - j13,45) + (31,3 - j24,73) + (16 - j9,73) + (11,46 - j6,53) + 121^2 \cdot j141,5 \cdot 10^{-6} - \\ &- ((16 - j10,23) + (28 - j17,79) + (20 - j12,79) + (6 - j4,19) + (7 - j4,89)) = 1,34 - j2,3 \text{ МВА} \end{aligned}$$

На рис. 1.9 представлений усталений режим роботи електромережі при максимальних навантаженнях.

Для силових трансформаторів, що встановлені на ПС 110 кВ виберемо положення відгалужень РПН та ПБЗ при максимальних навантаженнях.

Приклад розрахунку приведемо для ПС №2.

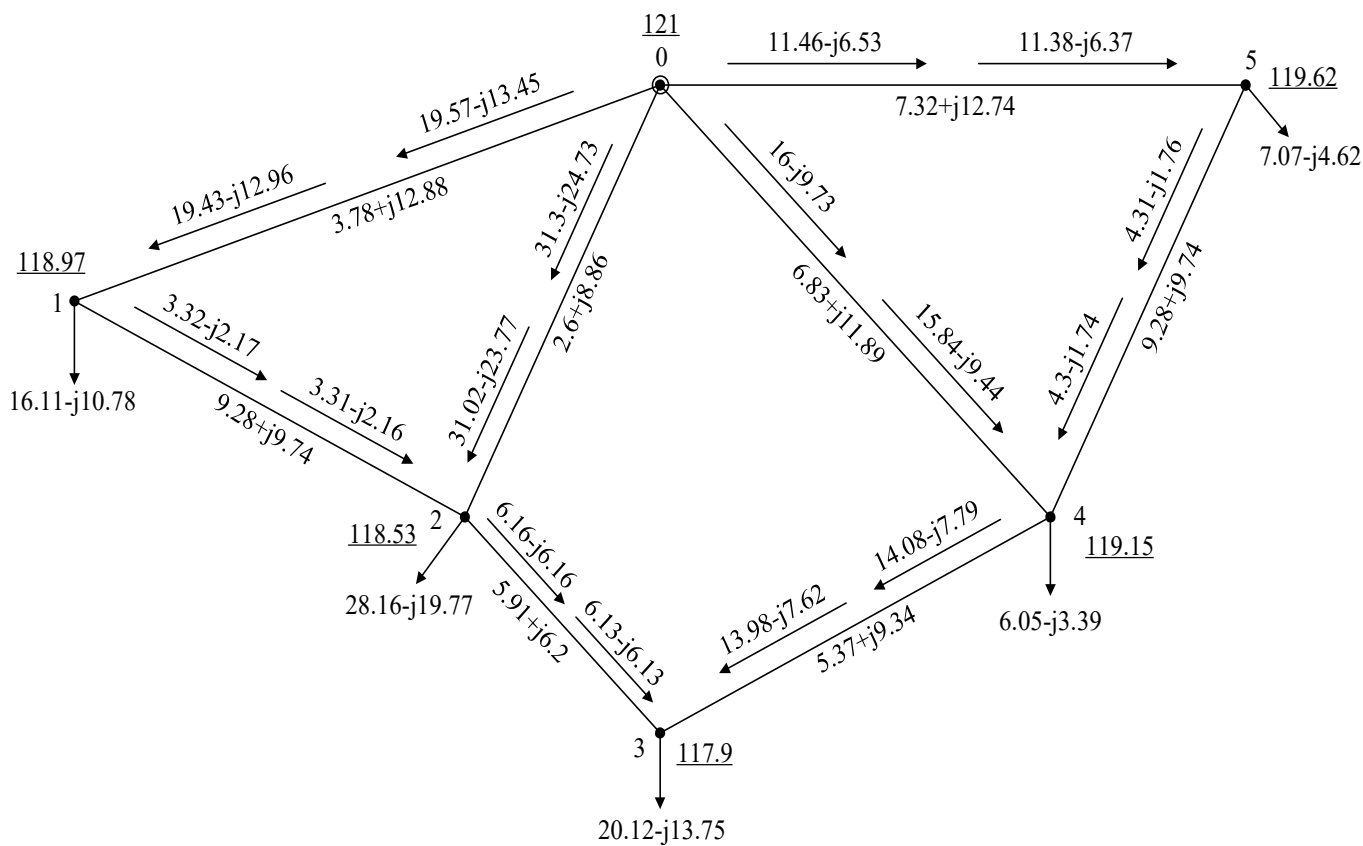


Рисунок 1.9 – Режим максимальних навантажень

Знаходимо величину втрат напруги в обмотках трансформаторів типу ТДТН-25000/110, що встановлені на ПС №2:

$$\Delta U_{\text{TB2}} = \frac{(P_{\text{B2}} + \Delta P_{\text{tz2}} + g_{\text{T2}} \cdot U_2^2) \cdot r_{\text{T2}}}{U_2} - \frac{(Q_{\text{B2}} + \Delta Q_{\text{tz2}} + b_{\text{T2}} \cdot U_2^2) \cdot x_{\text{T2}}}{U_2} =$$

$$= \frac{(28 + 98,34 \cdot 10^{-3} + 4,69 \cdot 10^{-6} \cdot 118,97^2) \cdot 0,74}{118,53} -$$

$$- \frac{(-17,98 - 2509 \cdot 10^{-3} - 26,47 \cdot 10^{-6} \cdot 118,53^2) \cdot 28,43}{118,53} = 5,18 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{TC2}} = \frac{P_{\text{CH2}} \cdot r_{\text{T2}} - Q_{\text{CH2}} \cdot x_{\text{T2}}}{U_2 - \Delta U_{\text{TB2}}} = \frac{20 \cdot 0,74 + 12,4 \cdot 0}{118,53 - 5,18} = 0,13 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{TH2}} = \frac{P_{\text{HH2}} \cdot r_{\text{T2}} - Q_{\text{HH2}} \cdot x_{\text{T2}}}{U_2 - \Delta U_{\text{TB2}}} = \frac{8 \cdot 0,74 + 5,58 \cdot 17,85}{118,53 - 5,18} = 0,93 \text{ кВ}.$$

Розраховуємо величини $U_{\text{ПС}}$ і $U_{\text{ПН}}$ трансформаторів на ПС №2:

$$U_{\text{пс2}} = U_2 - \Delta U_{\text{тв2}} - \Delta U_{\text{тс2}} = 118,53 - 5,18 - 0,13 = 113,22 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{пн2}} = U_2 - \Delta U_{\text{тв2}} - \Delta U_{\text{тн2}} = 118,53 - 5,18 - 0,93 = 112,42 \text{ кВ}.$$

Обчислимо бажану відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\text{вж2}} = \frac{U_{\text{пн2}} \cdot U_{\text{тн2}}}{U_{\text{тв2}} \cdot U_{\text{ндж2}}} - 1 = \frac{112,42 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,024.$$

Визначаємо ступінь регулювання РПН:

$$N_{\text{в5}} = \frac{\omega_{\text{вж2}}}{\omega_{\text{в0}}} = \frac{-0,024}{0,0178} = 1,35 \rightarrow N_{\text{в2}}^{\text{ст}} = 1.$$

Отже, стандартне число регулювальних витків РПН буде складати:

$$\omega_{\text{в2}}^{\text{ст}} = N_{\text{в2}}^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{в0}} = 1 \cdot 0,0178 = 0,0178.$$

Фактичний рівень напруги на шинах НН ПС №2 буде складати:

$$U_{\text{нд2}} = \frac{U_{\text{пн2}} \cdot U_{\text{тн2}}}{U_{\text{тв2}} \cdot (1 + \omega_{\text{в2}}^{\text{ст}})} = \frac{112,42 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,0178)} = 10,57 \text{ кВ}.$$

Обчислимо бажану відносну кількість регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{\text{сж2}} = \frac{U_{\text{сж2}} \cdot U_{\text{тв2}} \cdot (1 + \omega_{\text{в2}}^{\text{ст}})}{U_{\text{пс2}} \cdot U_{\text{тс2}}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,0178)}{113,22 \cdot 38,5} - 1 = 0,034.$$

Визначаємо ступінь регулювання ПБЗ:

$$N_{\text{с2}} = \frac{\omega_{\text{сж2}}}{\omega_{\text{с0}}} = \frac{0,034}{0,025} = 1,35 \rightarrow N_{\text{с2}}^{\text{ст}} = 1.$$

Отже, стандартне число регулювальних витків ПБЗ буде складати:

$$\omega_{\text{с2}}^{\text{ст}} = N_{\text{с2}}^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{с0}} = 1 \cdot 0,025 = 0,025.$$

Фактичний рівень напруги на шинах СН ПС №2 буде складати:

$$U_{\text{сд2}} = \frac{U_{\text{пс2}} \cdot U_{\text{тс2}} \cdot (1 + \omega_{\text{с2}}^{\text{ст}})}{U_{\text{тв2}} \cdot (1 + \omega_{\text{в2}}^{\text{ст}})} = \frac{113,22 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 + 0,0178)} = 38,17 \text{ кВ}.$$

Для всіх ПС 110 кВ вибір відгалужень РПН та ПБЗ здійснюється аналогічним чином. Результати приведені в табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Положення ПБЗ та РПН в режимі максимальних навантажень

ПС	U_i , кВ	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}$, кВ	$U_{\text{сд}}$, кВ
1	2	3	4	5	6
1	118,97	2	2	10,5	38,78
2	118,53	1	1	10,57	38,17

Продовження таблиці 1.17

1	2	3	4	5	6
3	117,9	2	2	10,5	38,76
4	119,15	2	-	10,57	-
5	119,62	2	-	10,53	-

1.8 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Розраховуємо нові значення активних навантажень в пунктах електромережі згідно заданого коефіцієнта зменшення навантаження. Для ПС №2 маємо:

$$P_{\text{CH2}}^{\min} = 0,62 \cdot P_{\text{CH2}} = 0,62 \cdot 20 = 12,4 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{HH2}}^{\min} = 0,62 \cdot P_{\text{HH2}} = 0,62 \cdot 8 = 4,96 \text{ МВт}.$$

Знаходимо нове значення реактивного навантаження:

$$Q_{\text{CH2}}^{\min} = -P_{\text{CH2}}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{CH}} = 12,4 \cdot \operatorname{tg}(31,79^\circ) = -7,69 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{HH2}}^{\min} = -P_{\text{HH2}}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{HH}} = 4,96 \cdot \operatorname{tg}(34,92^\circ) = -3,46 \text{ МВАр}.$$

На ПС №2 повне навантаження в режим мінімальних навантажень буде складати:

$$S_2^{\min} = P_{\text{CH2}}^{\min} + P_{\text{HH2}}^{\min} + j(Q_{\text{CH2}}^{\min} + Q_{\text{HH2}}^{\min}) = 12,4 + 4,96 + j(-7,69 - 3,46) = 17,36 - j11,15 \text{ МВА}.$$

Аналогічним чином розраховуємо нові значення навантажень всіх ПС 110 кВ. Результати наведені в табл. 1.18.

Таблиця 1.18 - Навантаження в режимі мінімальних навантажень

ПС	$\dot{S}_i^{\min}$, МВА
1	$9,92 - j6,34$
2	$17,36 - j11,15$
3	$12,4 - j7,93$
4	$3,72 - j2,6$
5	$4,34 - j3,03$

Здійснимо перевірку необхідної кількості включених трансформаторів в режимі мінімальних навантажень. Детальний розрахунок наведемо для ПС №2.

Сума квадратів модулів потужності обмоток трансформаторів на ПС №2 складе:

$$\Sigma(|S_2|^2) = (|S_{\text{HH2}}^{\min}|)^2 + (|S_{\text{CH2}}^{\min}|)^2 + (|S_{\text{BH2}}^{\min}|)^2 = 6,05^2 + 14,59^2 + 20,63^2 = 675,03 \text{ МВА}.$$

Визначаємо критичну потужність трансформаторів на ПС №2:

$$S_{кр2} = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx2} \cdot S_{н2}^2}{\Delta P_{кз2}} = \frac{4 \cdot 34 \cdot 10^{-3} \cdot 25^2}{140 \cdot 10^{-3}} = 553,57 \text{ МВА.}$$

Отже, на ПС №2 при мінімальних навантаженнях мають бути включені в роботу два трансформатори ($675,03 \text{ МВА} > 553,57 \text{ МВА}$).

Аналогічним чином здійснюється перевірка необхідної кількості включених трансформаторів для всіх ПС 110 кВ. Результати приведені в табл. 1.19.

Так як змінилися навантаження та число включених в роботу силових трансформаторів на ПС здійснюємо перерахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей. Результати приведені в табл. 1.20.

Аналогічним чином до розрахунків, які виконувались для режиму максимальних навантажень згідно методу Ньютона обчислюємо режимні параметри роботи мережі при мінімальних навантаженнях. Результати приведені в табл. 1.21.

Таблиця 1.19 – Кількість включених трансформаторів

ПС	$\Sigma(S_i ^2), \text{МВА}$	$S_{кри}, \text{МВА}$	Кількість трансформаторів
1	224,39	235,52	1
2	675,03	553,57	2
3	350,61	553,57	1
4	41,16	41,49	1
5	56,03	41,49	2

Таблиця 1.20 – Приведенні навантаження і еквівалентні провідності в режимі роботи мереж при мінімальних навантаженнях

ПС	$\dot{S}_{пр}, \text{МВА}$	$Y_i, \text{См}$
1	$9,99-j7,37$	$(1,74+j61,73) \cdot 10^{-6}$
2	$17,42-j12,19$	$(4,69+j51,17) \cdot 10^{-6}$
3	$12,46-j8,96$	$(2,34+j34,38) \cdot 10^{-6}$
4	$3,74-j2,94$	$(0,87+j91,76) \cdot 10^{-6}$
5	$4,36-j3,26$	$(1,74+j61,05) \cdot 10^{-6}$
0	-	$j141,5 \cdot 10^{-6}$

Згідно даних табл. 1.21 після завершення третьої ітерації і максимальна за модулем нев'язка потужності менша за прийняту точність розрахунку:

$$\max\left\{\left|\omega_{P_i}\right|;\left|\omega_{Q_i}\right|\right\}=9,509\cdot10^{-6} \text{ МВА} < 0,001 \text{ МВА}.$$

Таблиця 1.21 – Уточнення режиму напруги методом Ньютона

Величина, що обчислюється	Номер ітерації			
	1	2	3	4
ω_{P1} , МВт	1,516	-0,098	$-1,127\cdot10^{-4}$	$1,426\cdot10^{-7}$
ω_{P2} , МВт	-0,709	$-8,971\cdot10^{-3}$	$6,014\cdot10^{-5}$	$3,69\cdot10^{-7}$
ω_{P3} , МВт	-12,492	0,52	$8,884\cdot10^{-5}$	$2,208\cdot10^{-7}$
ω_{P4} , МВт	16,229	-0,729	$-1,092\cdot10^{-3}$	$8,428\cdot10^{-8}$
ω_{P5} , МВт	14,274	-0,626	$-8,307\cdot10^{-4}$	$1,788\cdot10^{-7}$
ω_{Q1} , МВар	-32,703	1,17	$3,205\cdot10^{-3}$	$5,101\cdot10^{-6}$
ω_{Q2} , МВар	-45,624	1,588	$3,207\cdot10^{-3}$	$4,07\cdot10^{-6}$
ω_{Q3} , МВар	8,543	-0,159	$9,724\cdot10^{-4}$	$3,154\cdot10^{-6}$
ω_{Q4} , МВар	-32,947	1,14	$4,287\cdot10^{-3}$	$9,509\cdot10^{-6}$
ω_{Q5} , МВар	-29,934	1,143	$3,672\cdot10^{-3}$	$6,439\cdot10^{-6}$
ΔU_1 , кВ	3,846	-0,131	$-6,653\cdot10^{-3}$	—
ΔU_2 , кВ	3,57	-0,122	$-6,454\cdot10^{-3}$	—
ΔU_3 , кВ	3,152	-0,114	$-6,675\cdot10^{-3}$	—
ΔU_4 , кВ	3,982	-0,141	$-7,611\cdot10^{-3}$	—
ΔU_5 , кВ	4,305	-0,154	$-8,044\cdot10^{-3}$	—
$\Delta\delta_1$, рад	-0,01	$2,963\cdot10^{-4}$	$9,693\cdot10^{-6}$	—
$\Delta\delta_2$, рад	-0,011	$3,313\cdot10^{-4}$	$1,139\cdot10^{-5}$	—
$\Delta\delta_3$, рад	-0,011	$3,72\cdot10^{-4}$	$1,787\cdot10^{-5}$	—
$\Delta\delta_4$, рад	-0,006	$1,461\cdot10^{-4}$	$9,551\cdot10^{-6}$	—
$\Delta\delta_5$, рад	-0,005	$1,307\cdot10^{-4}$	$8,427\cdot10^{-5}$	—
U_1 , кВ	113,846	113,716	118,969	—
U_2 , кВ	113,57	113,448	118,532	—
U_3 , кВ	113,152	113,039	117,902	—
U_4 , кВ	113,982	113,841	119,145	—
U_5 , кВ	114,305	114,15	119,622	—
δ_1 , рад	-0,01	-0,01	-0,014	—
δ_2 , рад	-0,011	-0,01	-0,015	—
δ_3 , рад	-0,011	-0,01	-0,015	—
δ_4 , рад	-0,006	-0,006	-0,009	—
δ_5 , рад	-0,005	-0,005	-0,007	—

$$\max\left\{\left|\omega_{P_i}\right|;\left|\omega_{Q_i}\right|\right\}=9,509\cdot10^{-6} \text{ МВА} < 0,001 \text{ МВА}.$$

Це означає, що умова збіжності досягнута. Тому процес ітераційного уточнення рівня напруги у вузлах електромережі закінчуємо.

В табл. 1.22 наведено результат розрахунку струмозподілу та потокорозподілу потужності.

Таблиця 1.22 – Струмозподіл і потокорозподіл потужності

Лінія	$\dot{I}_{i-j}$, кА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{поч}}$, МВА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{кін}}$, МВА
0-1	0,105-j0,069	12,1-j7,971	12,04-j7,766
0-2	0,169-j0,127	19,417-j14,552	19,302-j14,157
0-4	0,086-j0,048	9,87-j5,565	9,803-j5,449
0-5	0,062-j0,031	7,074-j3,621	7,039-j3,56
1-2	0,018-j0,011	2,027-j1,198	2,023-j1,194
2-3	0,034-j0,034	3,844-j3,82	3,83-j3,805
4-3	0,076-j0,043	8,704-j4,786	8,663-j4,714
5-4	0,023-j0,01	2,661-j1,093	2,655-j1,087

Обрані відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів при роботі електромережі в режимі мінімальних навантажень приведені в табл. 1.23

Таблиця 1.23 – Положення ПБЗ та РПН в режимі мінімальних навантажень

ПС	U_i , кВ	$N_B^{\text{СТ}}$	$N_C^{\text{СТ}}$	$U_{\text{нд}}$, кВ	$U_{\text{сд}}$, кВ
1	113,72	-2	1	10,53	38,19
2	113,45	0	2	10,45	38,69
3	113,04	-1	2	10,43	38,68
4	113,84	-1	-	10,48	-
5	114,15	0	-	10,58	-

На рис. 1.10 представлений усталений режим роботи електромережі при мінімальних навантаженнях.

Знаходимо загальні втрати потужності в енергосистемі для режиму мінімальних навантажень:

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{0-1}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-2}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-4}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-5}^{\text{поч}} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\
 &= (12,1 - j7,97) + (19,42 - j14,55) + (9,87 - j5,57) + (7,07 - j3,62) + 115^2 \cdot j141,5 \cdot 10^{-6} - \\
 &- ((9,92 - j6,34) + (17,36 - j11,15) + (12,4 - j7,93) + (3,72 - j2,6) + (4,34 - j3,03)) = \\
 &= 0,72 + j1,21 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

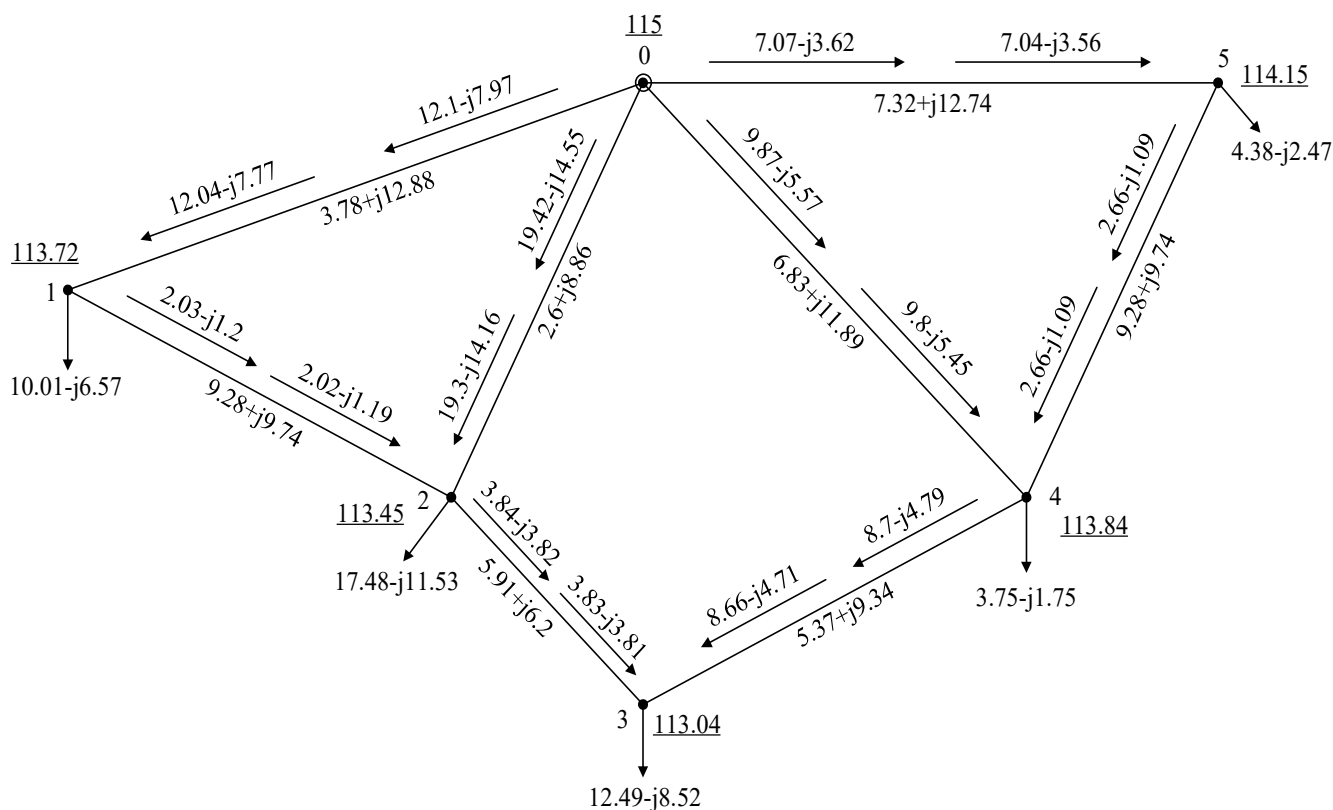


Рисунок 1.10 – Режим мінімальних навантажень

1.9 Розрахунок післяаварійного режиму

Виконаємо розрахунок параметрів роботи електромережі в післяаварійному режимі, що зумовлений аварійним відключенням лінії 0-2.

В зв'язку із змінною конфігурацією електромережі розрахуємо нові значення еквівалентних провідностей пунктів 0 та 2:

$$\underline{Y}_2 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{1-2} + \underline{Y}_{2-3}) + \underline{Y}_{T2} = 0.5 \cdot (j56,66 + j36,06) \cdot 10^{-6} + (4,69 - j26,47) \cdot 10^{-6} = (4,69 + j19,89) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_0 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{0-4} + \underline{Y}_{0-5}) = 0.5 \cdot (j91 + j75,31 + j80,69) \cdot 10^{-6} = j125,5 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}.$$

Аналогічним чином до розрахунків, які виконувались для режиму максимальних навантажень згідно методу Ньютона обчислюємо режимні параметри роботи мережі в післяаварійному режимі. Результати приведені в табл. 1.24.

Згідно даних табл. 1.24 після завершення третьої ітерації розрахунку режиму роботи мережі максимальна за модулем нев'язка потужності менша за прийняту точність розрахунку:

$$\max\left\{\left|\omega_{P_i}\right|;\left|\omega_{Q_i}\right|\right\}=1,081\cdot10^{-5} \text{ МВА} < 0,001 \text{ МВА}.$$

Таблиця 1.24 – Уточнення режиму напруги методом Ньютона

Величина, що обчислюється	Номер ітерації			
	1	2	3	4
1	2	3	4	5
ω_{P1} , МВт	-4,571	-0,034	$-3,28\cdot10^{-5}$	$4,077\cdot10^{-7}$
ω_{P2} , МВт	-28,155	-0,577	$-1,287\cdot10^{-3}$	$7,719\cdot10^{-7}$
ω_{P3} , МВт	-20,108	-0,069	$1,653\cdot10^{-4}$	$7,649\cdot10^{-7}$
ω_{P4} , МВт	13,932	-0,076	$-1,948\cdot10^{-4}$	$2,142\cdot10^{-7}$
ω_{P5} , МВт	11,589	-0,386	$-4,866\cdot10^{-4}$	$1,704\cdot10^{-7}$
ω_{Q1} , МВар	-28,435	0,594	$2,265\cdot10^{-3}$	$5,908\cdot10^{-6}$
ω_{Q2} , МВар	20,247	0,405	$1,595\cdot10^{-3}$	$3,34\cdot10^{-6}$
ω_{Q3} , МВар	13,792	0,444	$2,02\cdot10^{-3}$	$3,448\cdot10^{-6}$
ω_{Q4} , МВар	-31,206	0,795	$4,057\cdot10^{-3}$	$1,081\cdot10^{-5}$
ω_{Q5} , МВар	-27,703	0,724	$2,512\cdot10^{-3}$	$6,164\cdot10^{-6}$
ΔU_1 , кВ	0,769	-0,141	$-5,37\cdot10^{-4}$	—
ΔU_2 , кВ	-2,184	-0,215	$-7,772\cdot10^{-4}$	—
ΔU_3 , кВ	-1,41	-0,201	$-7,478\cdot10^{-4}$	—
ΔU_4 , кВ	1,613	-0,144	$-5,503\cdot10^{-4}$	—
ΔU_5 , кВ	2,878	-0,128	$-4,471\cdot10^{-4}$	—
$\Delta\delta_1$, рад	-0,028	$1,174\cdot10^{-4}$	$5,189\cdot10^{-7}$	—
$\Delta\delta_2$, рад	-0,031	$-6,344\cdot10^{-5}$	$1,573\cdot10^{-5}$	—
$\Delta\delta_3$, рад	-0,029	$8,857\cdot10^{-5}$	$2,195\cdot10^{-6}$	—
$\Delta\delta_4$, рад	-0,015	$1,912\cdot10^{-4}$	$2,099\cdot10^{-6}$	—
$\Delta\delta_5$, рад	-0,011	$9,346\cdot10^{-5}$	$1,414\cdot10^{-6}$	—
U_1 , кВ	110,769	110,628	110,627	—
U_2 , кВ	107,816	107,601	107,6	—
U_3 , кВ	108,59	108,388	108,388	—
U_4 , кВ	111,613	111,469	111,469	—
U_5 , кВ	112,878	112,75	112,75	—
δ_1 , рад	-0,028	-0,028	-0,028	—
δ_2 , рад	-0,031	-0,032	-0,032	—
δ_3 , рад	-0,029	-0,029	-0,029	—
δ_4 , рад	-0,015	-0,015	-0,015	—
δ_5 , рад	-0,011	-0,011	-0,011	—

Це означає, що умова збіжності досягнута. Тому процес ітераційного уточнення рівня напруги у вузлах електромережі закінчуємо.

В табл. 1.25 наведено результат розрахунку струморозподілу та потокорозподілу потужності.

Таблиця 1.25 – Струморозподіл і потокорозподіл потужності

Лінія	$\dot{I}_{i-j}$, кА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{поч}}$, МВА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{кін}}$, МВА
0-1	$0,314-j0,251$	$36,123-j28,842$	$35,513-j26,761$
0-4	$0,232-j0,165$	$26,713-j18,921$	$26,16-j17,957$
0-5	$0,15-j0,091$	$17,205-j10,49$	$16,98-j10,099$
1-2	$0,171-j0,148$	$19,413-j15,881$	$18,936-j15,38$
3-2	$0,084-j0,048$	$9,272-j4,935$	$9,217-j4,877$
4-3	$0,266-j0,181$	$29,933-j19,7$	$29,378-j18,735$
5-4	$0,087-j0,049$	$9,918-j5,382$	$9,825-j5,284$

Знаходимо загальні втрати потужності в енергосистемі в післяаварійному режимі:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{0-1}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-4}^{\text{поч}} + \dot{S}_{0-5}^{\text{поч}} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = (36,12-j28,84) + (26,71-j18,92) + (17,21-j10,49) + 115^2 \cdot j123,5 \cdot 10^{-6} - ((16-j10,23) + (28-j17,98) + (20-j12,79) + (6-j4,19) + (7-j4,89)) = 3,04-j6,55 \text{ МВА.}$$

На рис. 1.11 представлений усталений режим роботи електромережі в післяаварійному режимі.

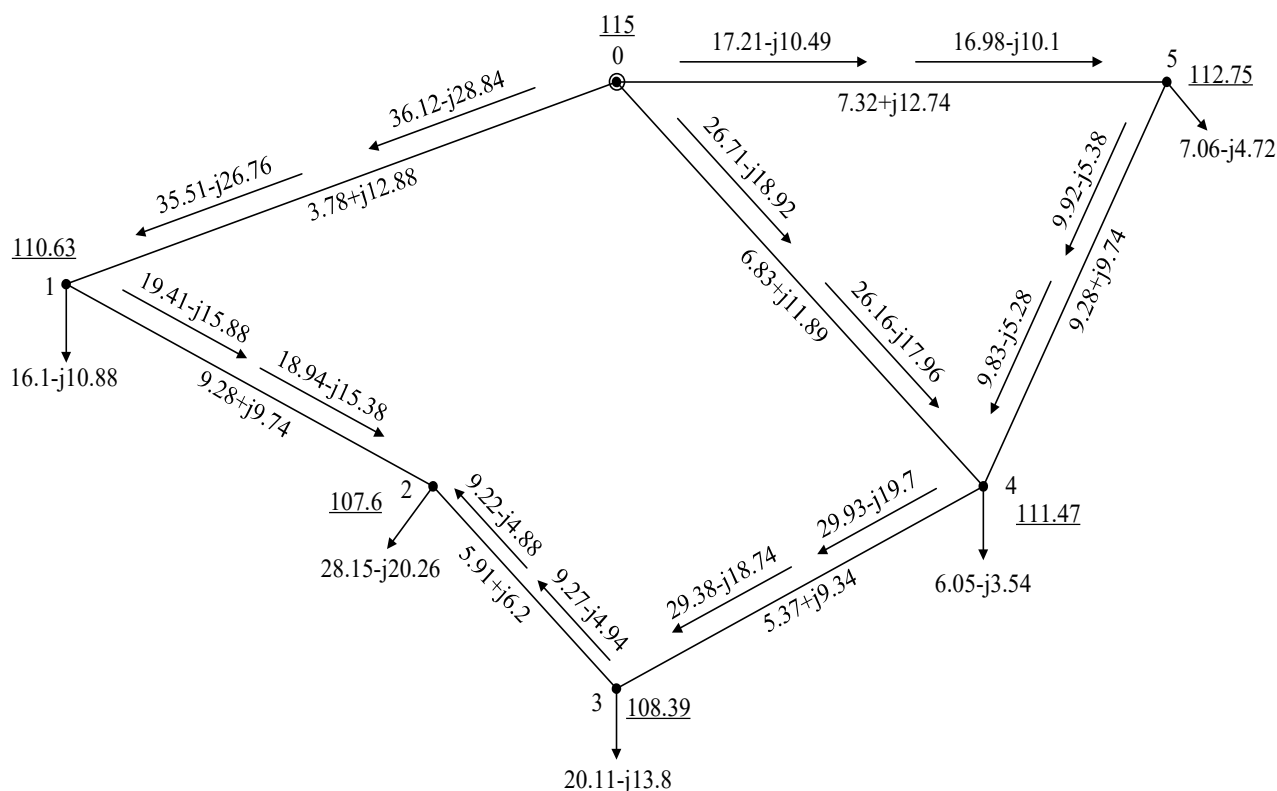


Рисунок 1.11 – Післяаварійний режим

Обрані відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів в післяаварійному режимі приведені в табл. 1.26.

Таблиця 1.26 – Положення ПБЗ та РПН в післяаварійному режимі

ПС	U_i , кВ	$N_B^{ст}$	$N_C^{ст}$	$U_{нд}$, кВ	$U_{сд}$, кВ
1	110,63	-2	2	10,41	38,48
2	107,6	-5	1	10,59	38,33
3	108,39	-3	2	10,49	38,76
4	111,47	-2	-	10,55	-
5	112,75	-2	-	10,59	-

Обрані відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів в післяаварійному режимі приведені в табл. 1.26.

Висновки до розділу

В даному розділі за методом поконтурної оптимізації згідно критерію мінімуму функції дисконтованих затрат визначено оптимальну експлуатаційну схему електричної мережі, в складі ліній 0-1, 0-2, 0-4, 2-3 та 4-5.

Здійснено розрахунок параметрів усталених режимів роботи електромереж при максимальних навантаженнях, мінімальних навантаженнях і в післяаварійному режимі.

2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ У ВУЗЛІ 2 ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

2.1 Опис вузла 2 районної мережі

Проектована понижуюча підстанція(ПС) 110/35/10 кВ знаходиться у вузлі 2 електромережі. Дана ПС оснащена 2-ма силовими трансформаторами типу ТДТН-25000/110, що працюють паралельно. До шин 10 кВ приєднано 8 ліній загальним навантаженням 9,76 МВА, до шин 35 кВ – 6 ліній загальним навантаженням 23,53 МВА.

Підстанція з'єднана з енергосистемою 3-ма повітряними лініями. А саме ПЛ 0-2, яка має наступні характеристики: довжина 22 км, марка проводу АС-240/32; ПЛ 1-2 – довжина 22 км, марка проводу АС-70/11; ПЛ 3-4 – довжина 22 км, марка проводу АС-120/19.

2.2 Вибір схем головних з'єднань

Так як до сторони 110 кВ підключено три ПЛ, то ВРП-110 кВ виконуємо за схемою 110-6.

Будівництво ВРП-35 кВ здійснюємо відповідно до схеми 35-5, тобто одна секціонована вимикачем система шин. Для ЗРП-10 кВ застосовуємо схему 10-5, також одна секціонована вимикачем система шин. Для всіх приєднань 35 кВ передбачено монтаж роз'єднувачів та вимикача. ЗРП-10 кВ виконано на основі типових комірок з викотними візками.

Для автоматичного та ручного резервування електропостачання споживачів застосовуються секційні вимикачі, які в нормального режимі мають бути відключені. Секційний вимикач включається оперативним персоналом при виконанні операцій, щодо відключення одного із трансформаторів. При аварійному знеструмленні одного трансформатора або секції шин 110 кВ секційний вимикач включається в роботу дією АВР.

2.3 Розрахунок струмів КЗ

Визначимо струми КЗ на шинах НН, СН та ВН підстанції.

Визначимо величини струмів КЗ на шинах НН, СН та ВН понижувальної підстанції 110/35/10 кВ, що знаходиться в 2-му вузлі мережі. Для цього необхідно виконати перетворення розрахункової схеми до опору між точкою КЗ і центром живлення. Розрахунки виконуються у відносних одиницях. Схема прямої послідовності представлена на рис. 2.1.

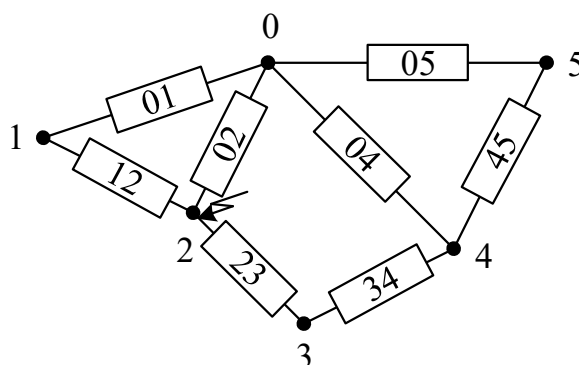


Рисунок 2.1 – Схема прямої послідовності мережі

Для розрахунків обираємо базисні умови, що приведені нижче:

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

Базисний струму становить:

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

Для ПЛ 0-4 величина опору у в.о. становить:

$$x_{04_1} = x_{04} \cdot \frac{S_{\phi}}{U_{\phi}^2} = 11,89 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,9 \text{ в.о.}$$

Так само проводяться розрахунки опору у в.о. для всіх ПЛ електромережі. Отримані результати наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Опори ПЛ

ПЛ	x_i , Ом	x_{i_1} , в.о.
1	2	3
0-1	12,88	0,97
0-2	8,86	0,67

Продовження таблиці 2.1

1	2	3
0-4	11,89	0,9
0-5	12,74	0,96
1-2	9,74	0,74
2-3	6,2	0,47
3-4	9,34	0,71
4-5	9,74	0,74

Здійснюємо перетворення вихідної схеми прямої послідовності (рис.2.2-2.4):

$$x_1 = x_{01_1} + x_{12_1} = 0,97 + 0,74 = 1,71 \text{ в.о.};$$

$$x_2 = x_{23_1} + x_{34_1} = 0,47 + 0,71 = 1,18 \text{ в.о.};$$

$$x_3 = x_{05_1} + x_{45_1} = 0,96 + 0,74 = 1,7 \text{ в.о.}$$

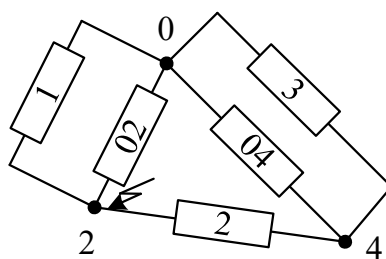


Рисунок 2.2 – Згортання схеми прямої послідовності

$$x_4 = \frac{x_1 \cdot x_{02_1}}{x_2 + x_{02_1}} = \frac{1,67 \cdot 0,67}{1,71 + 0,67} = 0,48 \text{ в.о.};$$

$$x_5 = \frac{x_3 \cdot x_{05_1}}{x_{03} + x_{05_1}} = \frac{1,7 \cdot 0,9}{1,7 + 0,9} = 0,59 \text{ в.о.}$$

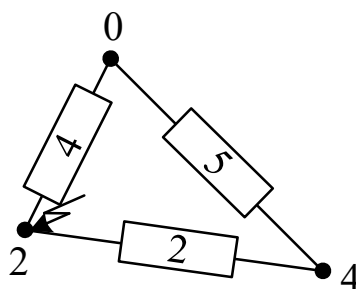


Рисунок 2.3 – Згортання схеми прямої послідовності

$$x_6 = x_5 + x_2 = 0,59 + 1,18 = 1,76 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{екв}_1} = \frac{x_4 \cdot x_6}{x_4 + x_6} = \frac{0,48 \cdot 1,76}{0,48 + 1,76} = 0,38 \text{ в.о.}$$



Рисунок 2.4 – Згортання схеми прямої послідовності

В розрахунках однофазних та двофазних КЗ слід враховувати опір нульової та зворотної послідовності. Опір зворотної послідовності ліній та трансформаторів рівний опору прямої послідовності. Здійснюємо еквівалентування вихідної схеми нульової послідовності.

У типових трансформаторів із з'єднанням обмоток Y_n/D опір нульової послідовності дорівнює опору прямої послідовності. Здійснимо розрахунок опорів блоків трансформаторів у в.о.:

$$x_{T2} = \frac{U_{(B-H)2} \% \cdot S_B}{2 \cdot 100 \cdot S_H} = \frac{17,5 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 25} = 3,5 \text{ в.о.}$$

Так само проводяться розрахунки опорів у в.о. для всіх трансформаторів електромережі. Отримані результати наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Опори трансформаторів

ПС	Число та тип трансформаторів	x , в.о.
1	2хТДТН – 16000/110	5,31
2	2хТДТН – 25000/110	3,5
3	2хТДТН – 25000/110	3,5
4	2хТМН – 6300/110	8,33
5	2хТМН – 6300/110	8,33

Опор нульової послідовності ПЛ 0-4 становить:

$$x_{04_0} = x_{04_1} \cdot n = 0,9 \cdot 2 = 1,8 \text{ в.о.}$$

Опори нульової послідовності решти ПЛ розподільчої електричної мережі наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Опори ПЛ нульової послідовності

ПЛ	x_{i_0} В.О.
0-1	1,95
0-2	1,34
0-4	1,8
0-5	1,93
1-2	1,47
2-3	0,94
3-4	1,41
4-5	1,47

На рис. 2.5 зображена схема нульової послідовності електромережі.

Здійснюємо перетворення схеми прямої послідовності (рис.2.6-2.11):

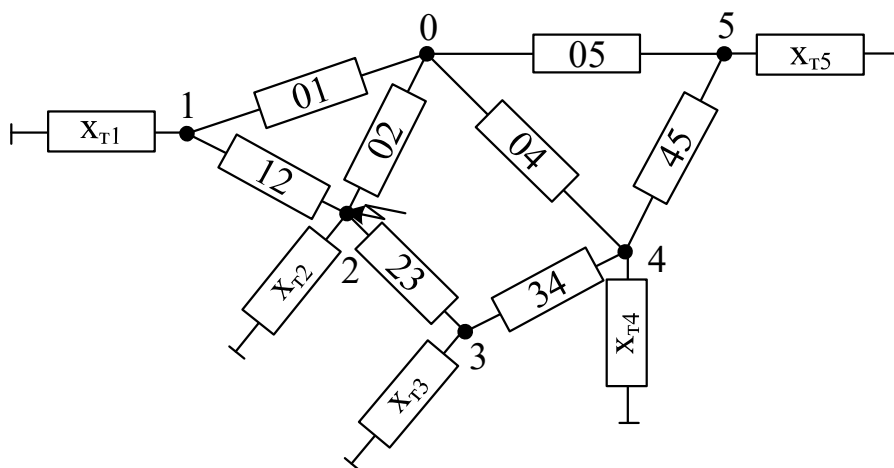


Рисунок 2.5 – Схема нульової послідовності мережі

$$x_1 = \frac{x_{T1} \cdot x_{12_0}}{x_{T1} + x_{T2} + x_{12_0}} = \frac{5,31 \cdot 1,47}{5,31 + 3,5 + 1,47} = 0,76 \text{ В.О.};$$

$$x_2 = \frac{x_{T2} \cdot x_{12_0}}{x_{T1} + x_{T2} + x_{12_0}} = \frac{3,5 \cdot 1,47}{5,31 + 3,5 + 1,47} = 0,5 \text{ В.О.};$$

$$x_3 = \frac{x_{T1} \cdot x_{T2}}{x_{T1} + x_{T2} + x_{12_0}} = \frac{5,31 \cdot 3,5}{5,31 + 3,5 + 1,47} = 1,81 \text{ В.О.};$$

$$x_4 = \frac{x_{T5} \cdot x_{34_0}}{x_{T4} + x_{T5} + x_{34_0}} = \frac{8,33 \cdot 1,41}{8,33 + 8,33 + 1,41} = 0,65 \text{ В.О.};$$

$$x_{11} = x_5 + x_6 + \frac{x_5 \cdot x_6}{x_8} = 0,65 + 3,84 + \frac{0,65 \cdot 3,84}{2,58} = 5,46 \text{ в.о.};$$

$$x_{12} = x_{10} + x_{11} = 21,62 + 5,46 = 27,09 \text{ в.о.};$$

$$x_{13} = \frac{x_{12} \cdot x_9}{x_{12} + x_9} = \frac{27,09 \cdot 3,67}{27,09 + 3,67} = 3,23 \text{ в.о.};$$

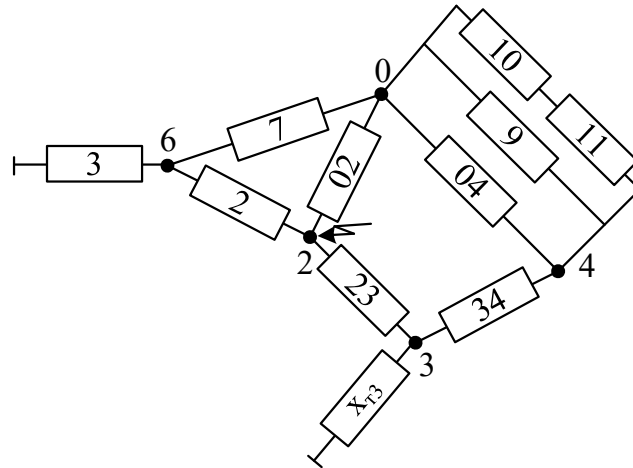


Рисунок 2.7 – Згортання схеми нульової послідовності

$$x_{14} = \frac{x_{13} \cdot x_{04_0}}{x_{13} + x_{04_0}} = \frac{3,23 \cdot 1,8}{3,23 + 1,8} = 1,16 \text{ в.о.}$$

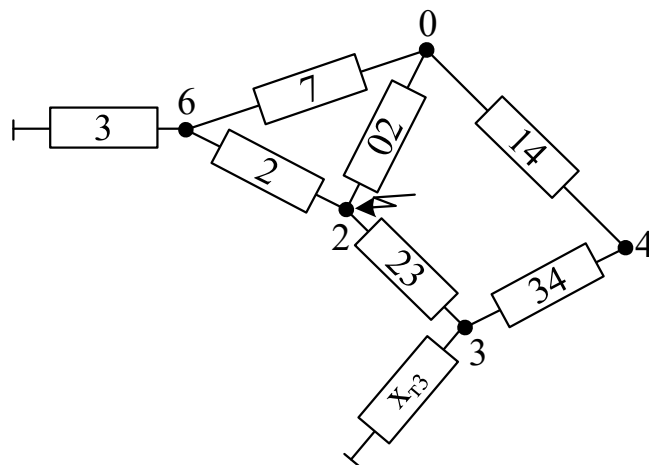


Рисунок 2.8 – Згортання схеми нульової послідовності

$$x_{15} = x_{T3} + x_3 = 3,5 + 1,81 = 5,31 \text{ в.о.};$$

$$x_{16} = x_{14} + x_{34_0} = 1,16 + 1,41 = 2,57 \text{ в.о.}$$

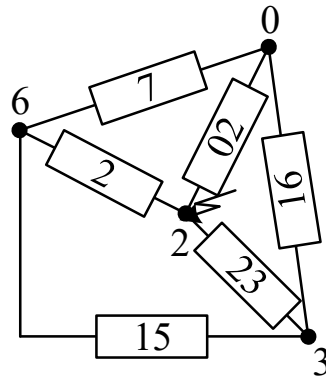


Рисунок 2.9 – Згортання схеми нульової послідовності

$$x_{17} = \frac{x_2 \cdot x_{23_0}}{x_2 + x_{15} + x_{23_0}} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{0,5 + 5,31 + 0,94} = 0,07 \text{ в.о.};$$

$$x_{18} = \frac{x_2 \cdot x_{15}}{x_2 + x_{15} + x_{23_0}} = \frac{0,5 \cdot 5,31}{0,5 + 5,31 + 0,94} = 0,39 \text{ в.о.};$$

$$x_{19} = \frac{x_{15} \cdot x_{23_0}}{x_2 + x_{15} + x_{23_0}} = \frac{5,31 \cdot 0,94}{0,5 + 5,31 + 0,94} = 0,74 \text{ в.о.};$$

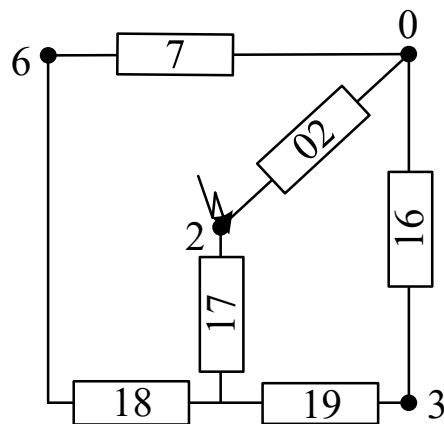


Рисунок 2.10 – Згортання схеми нульової послідовності

$$x_{20} = x_7 + x_{18} = 2,71 + 0,39 = 3,1 \text{ в.о.};$$

$$x_{21} = x_{16} + x_{19} = 2,57 + 0,74 = 3,31 \text{ в.о.};$$

$$x_{22} = \frac{x_{20} \cdot x_{21}}{x_{20} + x_{21}} = \frac{3,1 \cdot 3,31}{3,1 + 3,31} = 1,6 \text{ в.о.}$$

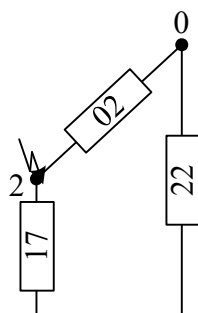


Рисунок 2.11 – Згортання схеми нульової послідовності

$$x_{\text{екв}_0} = \frac{x_{23} \cdot x_{02_0}}{x_{23} + x_{02_0}} = \frac{1,67 \cdot 1,34}{1,67 + 1,34} = 0,74 \text{ в.о.}$$

Обчислюємо значення одно-, дво- та трифазних струмів КЗ шин ВН, значення дво- та трифазні струми КЗ на шинах СН та НН.

На рис. 2.12 вказані точки КЗ на структурній схемі ПС 110/35/10 кВ.

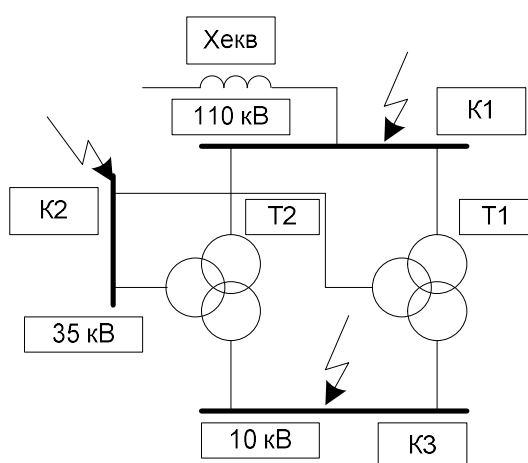


Рисунок 2.11 – Точки КЗ

Визначимо значення трифазного, двофазного та однофазного КЗ на шинах 110 кВ.

Трифазне КЗ. Періодична складова струму складе:

$$I_{n0(110)}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_6}{x_{\text{екв}(1)}} = \frac{1 \cdot 5,02}{0,38} = 13,21 \text{ кА.}$$

Ударний струм трифазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(110)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(110)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,63 \cdot 13,21 = 30,46 \text{ кА.}$$

Повний струм трифазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(110)}^{(3)} = I_{n0(110)}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 13,21 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,63 - 1)^2} = 17,7 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ. Періодична складова струму складе:

$$I_{n0(110)}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_6}{x_{\text{екв}(1)} + x_{\text{екв}(1)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{0,38 + 0,38} = 11,44 \text{ кА.}$$

Ударний струм двофазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(110)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(110)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,63 \cdot 11,44 = 26,38 \text{ кА.}$$

Повний струм двофазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(110)}^{(2)} = I_{n0(110)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 11,44 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,63 - 1)^2} = 15,32 \text{ кА.}$$

Однофазне КЗ. Періодична складова струму складе:

$$I_{n0(110)}^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot I_6}{x_{\text{екв}(1)} + x_{\text{екв}(1)} + x_{\text{екв}(0)}} = \frac{3 \cdot 5,02}{0,38 + 0,38 + 0,74} = 10,04 \text{ кА.}$$

Ударний струм однофазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(110)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(110)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,63 \cdot 10,04 = 23,15 \text{ кА.}$$

Повний струм однофазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(110)}^{(1)} = I_{n0(110)}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 10,04 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,63 - 1)^2} = 13,45 \text{ кА.}$$

Визначимо значення трифазного та двофазного КЗ на шинах 35 кВ.

Величина опору трансформатора на ПС 2 становить:

$$x_{*T} = \frac{u_{\kappa \text{ BH-CH}}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2 \text{ в.о.}$$

Розглянемо випадок з відключенням СВ.

Двофазне КЗ. Періодична складова струму складе:

$$I_{n0(35)}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_6}{((x_{\text{екв}(1)} + x_{*T}) + (x_{\text{екв}(1)} + x_{*T})) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{(0,38 + 4,2 + 0,38 + 4,2) \cdot \left(\frac{37}{115}\right)^2} = 9,17 \text{ кА.}$$

Ударний струм двофазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 9,17 = 23,86 \text{ кА.}$$

Повний струм двофазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(35)}^{(2)} = I_{n0(35)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 9,17 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 14,24 \text{ кА.}$$

Однофазне КЗ. Періодична складова струму складе

$$I_{n0(35)}^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot I_6}{((x_{\text{екв}(1)} + x_{*T}) + (x_{\text{екв}(1)} + x_{*T}) + x_{\text{екв}(0)}) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} = \frac{3 \cdot 5,02}{(0,38 + 4,2 + 0,38 + 4,2 + 0,74) \cdot \left(\frac{37}{115}\right)^2} = 14,7 \text{ кА}$$

Ударний струм однофазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(35)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 14,7 = 38,24 \text{ кА.}$$

Повний струм однофазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(35)}^{(1)} = I_{n0(35)}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 14,7 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 22,82 \text{ кА.}$$

Розглянемо випадок з включенням СВ.

Двофазне КЗ. Періодична складова струму складе:

$$I_{n0(35)}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_6}{((x_{\text{екв}(1)} + \frac{x_{*T}}{2}) + (x_{\text{екв}(1)} + \frac{x_{*T}}{2})) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{(0,38 + \frac{4,2}{2} + 0,38 + \frac{4,2}{2}) \cdot \left(\frac{37}{115}\right)^2} = 16,94 \text{ кА.}$$

Ударний струм двофазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 16,94 = 44,07 \text{ кА.}$$

Повний струм двофазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(35)}^{(2)} = I_{n0(35)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 16,94 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 26,3 \text{ кА.}$$

Однофазне КЗ. Періодична складова струму складе

$$I_{n0(35)}^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot I_6}{((x_{\text{екв}(1)} + \frac{x_{*T}}{2}) + (x_{\text{екв}(1)} + \frac{x_{*T}}{2}) + x_{\text{екв}(0)}) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} = \frac{3 \cdot 5,02}{(0,38 + \frac{4,2}{2} + 0,38 + \frac{4,2}{2} + 0,74) \cdot \left(\frac{37}{115}\right)^2} = 25,53 \text{ кА}$$

Ударний струм однофазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(35)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 25,53 = 43,32 \text{ кА.}$$

Повний струм однофазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(35)}^{(1)} = I_{n0(35)}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 25,53 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 39,64 \text{ кА.}$$

Визначимо значення двофазного та однофазного КЗ на шинах 10 кВ.

Значення Опору трансформатора на ПС 2 становить:

$$x_{*T} = \frac{u_{\kappa BH-HH}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7 \text{ в.о.}$$

Розглянемо випадок з відключеним СВ.

Двофазне КЗ. Періодична складова струму складе:

$$I_{n0(35)}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_6}{((x_{\text{екв}(1)} + x_{*T}) + (x_{\text{екв}(1)} + x_{*T})) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)^2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{(0,38 + 7 + 0,38 + 7) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2} = 64,39 \text{ кА.}$$

Ударний струм двофазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 64,39 = 167,56 \text{ кА.}$$

Повний струм двофазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(35)}^{(2)} = I_{n0(35)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 64,39 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 99,99 \text{ кА.}$$

Однофазне КЗ. Періодична складова струму складе:

$$I_{n0(35)}^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot I_6}{((x_{\text{екв}(1)} + x_{*T}) + (x_{\text{екв}(1)} + x_{*T}) + x_{\text{екв}(0)}) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)^2} = \frac{3 \cdot 5,02}{(0,38 + 7 + 0,38 + 7 + 0,74 + 7) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2} = 73,16 \text{ кА.}$$

Ударний струм однофазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(35)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 73,16 = 190,38 \text{ кА.}$$

Повний струм однофазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(35)}^{(1)} = I_{n0(35)}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 73,16 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 113,61 \text{ кА.}$$

Розглянемо випадок з включеним СВ.

Двофазне КЗ. Періодична складова струму складе:

$$I_{n0(35)}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_6}{((x_{\text{екв}(1)} + \frac{x_{*T}}{2}) + (x_{\text{екв}(1)} + \frac{x_{*T}}{2})) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)^2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{(0,38 + \frac{7}{2} + 0,38 + \frac{7}{2}) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2} = 122,48 \text{ кА.}$$

Ударний струм двофазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 122,48 = 318,7 \text{ кА.}$$

Повний струм двофазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(35)}^{(2)} = I_{n0(35)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 122,48 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 190,18 \text{ кА.}$$

Однофазне КЗ. Періодична складова струму складе:

$$I_{n0(35)}^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot I_6}{((x_{\text{ска}(1)} + \frac{x_{*T}}{2}) + (x_{\text{ска}(1)} + \frac{x_{*T}}{2}) + x_{\text{ска}(0)}) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)^2} = \frac{3 \cdot 5,02}{(0,38 + \frac{7}{2} + 0,38 + \frac{7}{2} + 0,74 + \frac{7}{2}) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2} = 137,18 \text{ кА}$$

Ударний струм однофазного КЗ має наступне значення:

$$i_{y\partial(35)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 137,18 = 356,96 \text{ кА.}$$

Повний струм однофазного КЗ має наступне значення:

$$I_{n(35)}^{(1)} = I_{n0(35)}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 137,18 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 213,01 \text{ кА.}$$

Розраховані струми КЗ зведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Розраховані струми КЗ

Місце та умова КЗ		Вид КЗ	I_{n0} , кА	$I_{уд}$, кА	I_n , кА
РУ-110 кВ		3 фазне	13.21	30.46	17,7
		2 фазне	11.44	26.38	15.32
		1 фазне	10.04	23.15	13.45
РУ-35 кВ	СВ вкл.	2 фазне	16.94	44.07	26.3
		1 фазне	25.53	66.42	39.64
	СВ відкл.	2 фазне	9.17	23.86	14.24
		1 фазне	14.7	38.24	22.82
РУ-10 кВ	СВ вкл.	2 фазне	122.48	318.7	190.18
		1 фазне	137.18	356.96	213.01
	СВ відкл.	2 фазне	64.39	167.56	99.99
		1 фазне	73.16	190.38	113.61

2.4 Вибір обладнання для ВРП-110 кВ

Знайдемо значення максимального робочого струму на стороні 110 кВ проек-
тованої ПС :

$$I_{BH} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{34,77 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 174,58 \text{ А.}$$

Для приєднань 110 кВ застосуємо наступне електрообладнання: елегазові вимикачі ВГТ-110/40/2000, роз'єднувачі РНДЗ-110Б/2000 У1 та трансформатори струму ТФЗМ-І-І У1. Дані апарати мають характеристики, що наведені в табл. 2.5-2.7.

Обране обладнання необхідно перевірити за робочим струмом та напругою, на електродинамічну та термічну стійкість, а також перевірити вимикачі на комутаційну здатність.

Таблиця 2.5 – Технічні дані ВГТ-110-40/2000

$U_{ном}$, кВ	U_{max} , кВ	$I_{ном}$, А	$I_{відкл}$, кА	I_T , кА	$I_{дин}$, кА	$t_{відкл}$, мс
110	126	2000	40	40 (3 с)	40	38

Таблиця 2.6 – Технічні дані РНДЗ-110/2000 У1

$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	I_T , кА	$I_{дин}$, кА
110	2000	40 (3 с)	100

Таблиця 2.7 – Технічні дані ТФЗМ-110Б-І У1

$U_{ном}$, кВ	Первинний струм, А	Вторинний струм, А	Вторинне навантаження, ВА	I_T , кА	$I_{дин}$, А
110	200	5	30 ($\cos \varphi = 0,8$)	8 (3 с)	30

Здійснюємо перевірку електрообладнання приєднань 110 кВ за наступними критеріями:

- номінальна напруга та робочий струм обладнання:

$$U_{ном.еу} \geq U_{уст}; I_{ном} \geq I_{роб.мах};$$

$$U_{ном.вим} = U_{ном.роз} = U_{ном.тс} = U_{уст} = 110 \text{ кВ} - \text{умова виконується};$$

$$I_{роб.вим} = I_{роб.роз} = I_{роб.тс} = 174,58 \text{ А}; I_{ном.вим} = I_{ном.роз} = 2000 \text{ А}; I_{ном.тс} = 200 \text{ А};$$

$$I_{ном.вим} > I_{роб.в}; I_{ном.роз} > I_{роб.р}; I_{ном.тс} > I_{роб.р} - \text{умова виконується.}$$

- електродинамічна стійкість:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{уд}} = 30,46 \text{ кА}; I_{\text{дин.вим}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{дин.вим}} > I_{\text{уд}} - \text{умова виконується};$$

$$I_{\text{дин.роз}} = 100 \text{ кА}; I_{\text{дин.роз}} > I_{\text{уд}} - \text{умова виконується};$$

$$I_{\text{дин.тс}} = 30 \text{ кА}; I_{\text{дин.тс}} < I_{\text{уд}} - \text{умова не виконується}.$$

Приймаємо до встановлення ТС з характеристиками, що наведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Технічні дані ТФЗМ-110Б-І У1

$U_{\text{ном}}$, кВ	Первинний струм, А	Вторинний струм, А	Вторинне навантаження, ВА	$I_{\text{т}}$, кА	$I_{\text{дин}}$, А
110	300	5	30 ($\cos \varphi = 0,8$)	12 (3 с)	31

$$I_{\text{дин.тс}} = 31 \text{ кА}; I_{\text{дин.тс}} > I_{\text{уд}} - \text{умова виконується}.$$

- термічна стійкість:

$$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}};$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{відкл}} + T_{\text{а}}) = 17,7^2 \cdot (0,3 + 0,038 + 0,02) = 113,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к.вим}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{\text{к.вим}} > B_{\text{к}} - \text{умова виконується};$$

$$B_{\text{к.роз}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{\text{к.роз}} > B_{\text{к}} - \text{умова виконується};$$

$$B_{\text{к.тс}} = 12^2 \cdot 3 = 432 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{\text{к.тс}} > B_{\text{к}} - \text{умова виконується};$$

- комутаційна здатність:

$$I_{\text{відкл}} > I_{\text{п}}; I_{\text{п}} = 17,7 \text{ кА}; I_{\text{відкл.вим}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{відкл.вим}} > I_{\text{п}} - \text{умова виконується}.$$

Отже, все електрообладнання обране для приєднань 110 кВ відповідає технічним вимогам. Кожне приєднання 110 кВ буде складатися з наступного електрообладнання: ВГТ-110-40/2000 - РНДЗ-110/2000 У1 - ТФЗМ-110Б-І У1.

Обираємо до встановлення в нейтралі трансформатора трансформатор струму ТОЛ-35-ІІ. Заземлювач нейтралі обираємо типу ЗОН-110Б-І. Технічні дані даних апаратів наведені в табл. 2.9-2.10.

Таблиця 2.9 – Технічні дані ЗОН-110Б-І

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{т}}$, кА	$I_{\text{дин}}$, кА
110	400 А	6,3 (1 с)	16

Таблиця 2.10 – Технічні дані ТОЛ-35-III-II

$U_{ном}$, кВ	Первинний струм, А	Вторинний струм, А	Вторинне навантаження, ВА	I_T , кА	$I_{дин}$, А
110	100	5	20 ($\cos \varphi = 0,8$)	5,9 (3 с)	26

Перевірку електрообладнання для апаратів нейтралі трансформатора здійснюємо за струмом однофазного КЗ:

- електродинамічна стійкість:

$$I_{дин} \geq I_{уд};$$

$$I_{уд} = 23,15 \text{ кА}; I_{дин.зав} = 16 \text{ кА}; I_{дин.зав} < I_{уд} - \text{умова не виконується};$$

$$I_{дин.тс} = 26 \text{ кА}; I_{дин} > I_{уд} - \text{умова виконується}.$$

Як бачимо для заземлювача нейтралі не виконується вимога, щодо динамічної стійкості. Тому в мережі необхідно вживати заходи для зменшення струмів однофазного КЗ (застосовувати ефективно заземлену нейтраль в мережі).

- термічна стійкість:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{рза} + t_{відкл} + T_a) = 13,45^2 \cdot (0,3 + 0,038 + 0,02) = 64,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K.зав} = 6,3^2 \cdot 1 = 39,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{K.зав} > B_K - \text{умова не виконується};$$

$$B_{K.тс} = 5,9^2 \cdot 3 = 104,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{K.тс} > B_K - \text{умова виконується}.$$

Як бачимо вимога, щодо термічної стійкості для заземлювача нейтралі також не виконується.

2.5 Вибір обладнання ВРП-35 кВ

Знаходимо значення робочого струму приєднання:

$$I_{роб.пр} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH} \cdot n_{пр}} = \frac{23,53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 6} = 58,81 \text{ А}.$$

Знаходимо значення робочого струму шин 35 кВ:

$$I_{роб.ш} = \frac{S_{CH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{23,53 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 38,5} = 176,43 \text{ А.}$$

Знаходимо значення робочого струму приєднання трансформатора:

$$I_{CH} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{23,53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 352,85 \text{ А.}$$

Електрообладнання вибираємо окремо для трьох приєднань 35 кВ. А саме, трансформатора, секціонування та ліній.

Технічні дані електрообладнання за допомогою, якого буде здійснене приєднання трансформатора приведені в табл. 2.11-2.13.

Таблиця 2.11 – Технічні дані ВГТ-50/3150

$U_{ном}$, кВ	$U_{мах}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{відкл}$, кА	I_T , кА	$I_{дин}$, кА	$t_{відкл}$, мс
35	40,5	3150	50	50 (3 с)	127,5	50

Таблиця 2.12 – Технічні дані РНДЗ-35/2000 У1

$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	I_T , кА	$I_{дин}$, кА
35	2000	31,5 (3 с)	80

Таблиця 2.13 – Технічні дані ТОЛ-35-IV приєднання трансформатора

$U_{ном}$, кВ	I_I , А	I_{II} , А	Вторинне навантаження, ВА	I_T , кА	$I_{дин}$, кА
35	400	5	10 ($\cos \varphi = 0,8$)	31 (3 с)	80

Результат перевірки обладнання, що буде використовуватись для приєднання трансформатора приведений в табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Результат перевірки обладнання приєднання трансформатора

Розрахункові дані	ВГТ-50/3150	РНДЗ-35/2000	ТОЛ-35Б-IV
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{мах.роб} = 352,85 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
$I_{уд} = 66,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 127,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$
$I_n = 39,64 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 50 \text{ кА}$	-	-
$B_K = 2498 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 2883 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Як бачимо з даних табл. 2.14 обране електрообладнання для приєднання трансформатора відповідає всім технічним вимогам.

Таким чином, приєднання трансформатора складається із наступних апаратів: ВГТ-50/3150 - РНДЗ-35/2000 -ТОЛ-35-IV.

Приєднання секціонування здійснюється за допомогою аналогічного до приєднання трансформатора роз'єднувача та вимикача. Технічні дані трансформаторів струму наведені в табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Технічні дані ТОЛ-35-IV приєднання секціонування

$U_{ном}$, кВ	I_I , А	I_{II} , А	Вторинне навантаження, ВА	I_T , кА	$I_{дин}$, кА
35	300	5	10 ($\cos \varphi = 0,8$)	31 (3 с)	80

Результат перевірки обладнання, що буде використовуватись для приєднання секціонування приведений в табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Результат перевірки обладнання приєднання секціонування

Розрахункові дані	ВГТ-50/3150	РНДЗ-35/2000	ТОЛ-35Б-IV
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{max.роб} = 352,85$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{ном} = 400$ А
$I_{уд} = 66,42$ кА	$I_{дин} = 127,5$ кА	$I_{дин} = 80$ кА	$I_{дин} = 80$ кА
$I_n = 39,64$ кА	$I_{відкл} = 50$ кА	-	-
$B_K = 2498$ кА ² · с	$B_K = 7500$ кА ² · с	$B_K = 2977$ кА ² · с	$B_K = 2883$ кА ² · с

Як бачимо з даних табл. 2.16 обране електрообладнання для приєднання секціонування відповідає всім технічним вимогам. Таким чином, приєднання трансформатора складається із наступних апаратів: ВГТ-50/3150- РНДЗ-35/2000 -ТОЛ-35-IV.

Приєднання ліній здійснюється за допомогою аналогічного до приєднання трансформатора роз'єднувача та вимикача. Технічні дані трансформаторів струму наведені в табл. 2.17.

Результат перевірки обладнання, що буде використовуватись для приєднання ліній приведений в табл. 2.18.

Таблиця 2.17 – Технічні дані ТОЛ-35-IV приєднання ліній

$U_{ном}$, кВ	I_I , А	I_{II} , А	Вторинне навантаження, ВА	I_T , кА	$I_{дин}$, кА
35	300	5	10 ($\cos \varphi = 0,8$)	31 (3 с)	80

Таблиця 2.18 – Результат перевірки обладнання приєднання ліній

Розрахункові дані	ВГТ-50/3150	РНДЗ-35/2000	ТОЛ-35Б-IV
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{max,роб} = 352,85$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{ном} = 400$ А
$I_{уд} = 66,42$ кА	$I_{дин} = 127,5$ кА	$I_{дин} = 80$ кА	$I_{дин} = 80$ кА
$I_n = 39,64$ кА	$I_{відкл} = 50$ кА	-	-
$B_k = 2498$ кА ² · с	$B_k = 7500$ кА ² · с	$B_k = 2977$ кА ² · с	$B_k = 2883$ кА ² · с

Як бачимо з даних табл. 2.18 обране обладнання відповідає технічним вимогам. Таким чином, приєднання ліній складається із наступних апаратів: ВГТ-50/3150-РНДЗ-35/2000 - ТОЛ-35-IV.

2.6 Вибір обладнання ЗРП-10 кВ

Розподільче устаткування 10 кВ складається з типових комірок, які оснащені вимикачами, роз'єднувачами, вимірювальними трансформаторами, щитовим вимірювальним обладнанням. Дане обладнання не вимагає додаткової перевірки на відповідність технічним вимогам.

Знаходимо значення робочого струму приєднання 10 кВ матиме наступне значення:

$$I_{роб.пр} = 1,1 \cdot \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot n_{пр}} = 1,1 \cdot \frac{9,76 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8} = 73,76 \text{ А.}$$

Знаходимо значення робочого струму шин 10 кВ:

$$I_{роб.ш} = \frac{S_{HH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{9,76 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 295,05 \text{ А.}$$

Знаходимо значення робочого струму приєднання трансформатора:

$$I_{HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{9,76 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 536,45 \text{ А.}$$

Комплектація ЗРП-10 кВ буде здійснюватися за допомогою комірок з однаковими технічними параметрами для всіх приєднань 10 кВ. Технічні дані комірок наведені в табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Технічні дані комірок для КРП-10 кВ

$U_{ном}$, кВ	U_{max} , кВ	$I_{ном.пр}$, А	$I_{ном.ш}$, А	$I_{відкл}$, кА	I_T , кА	$I_{дин}$, кА
10	12	630	1000	40	40 (3 с)	102

Результат перевірки комірок для КРП-10 кВ приведений в табл. 2.20.

Таблиця 2.20 – Перевірка комірок КРП-10 кВ

Розрахункові дані	Дані комірки
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max.роб} = 536,45 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{уд} = 356,96 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$
$I_n = 213,01 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 40 \text{ кА}$
$B_k = 140430 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Як бачимо з даних табл. 2.20 обрані комірки для комплектації КРП-10 кВ не відповідають технічним вимогам. Необхідно вживати заходи для зменшення струмів короткого замикання.

У якості жорстких шин 10 кВ застосуємо алюмінієві шини прямокутного перерізу із розмірами 60×6 мм. Тривало-допустимий струм даних шин дорівнює 870 А, що більше можливого максимального струму 536,45 А.

Якщо температура в КРП складає 25 °С, то робоча температура шин становить:

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{ооп} - \theta_{0.ном}) \cdot \left(\frac{I_{роб.ш}}{I_{ном.ш}} \right)^2 = 25 + (200 - 25) \cdot \left(\frac{295,05}{870} \right)^2 = 45,13 \text{ °С.}$$

При температурі 45,13 °С величина $A_1 = 0,3 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$ (згідно графіку нагріву однорідних провідників).

Значення другої точки, що відповідає температурі під час КЗ становить:

$$A_2 = A_1 + \frac{B_{\kappa}}{S^2} = 0,3 \cdot 10^4 + \frac{140430 \cdot 10^3}{(60 \cdot 6)^2} = 0,4 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^4}.$$

Точці $A_2 = 0,4 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$ відповідає температура 46°C , що менше допустимих 200°C .

Частота власних коливань шинної конструкції має бути більшою за 200 Гц, чи меншою за 30 Гц.

Значення моменту інерції перерізу складе:

$$J = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{60 \cdot 10^{-3} \cdot (6 \cdot 10^{-3})^3}{12} = 1,08 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

Момент опору перерізу матиме наступне значення:

$$W = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{60 \cdot 10^{-3} \cdot (6 \cdot 10^{-3})^2}{12} = 3,6 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3.$$

Частота коливань матиме наступне значення:

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 1,25^2} \cdot \sqrt{\frac{10^{10} \cdot 1,08 \cdot 10^{-9}}{2698 \cdot 3,6 \cdot 10^{-4}}} = 24,03 \text{ Гц}.$$

Отже, власні коливання шинної конструкції менші 30 Гц, тобто є допустимими.

Знаходимо величину динамічного зусилля на шинах 10 кВ під час двофазного та однофазного КЗ:

$$F_q^{(1)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\vartheta}^{(1)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(356,96 \cdot 10^3)^2}{0,35} = 7281 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$$F_q^{(3)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\vartheta}^{(3)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(318,7 \cdot 10^3)^2}{0,35} = 5804 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Для шин застосовуємо опорні ізолятори типу О(Р)-10-10.

Для опорних необхідно, щоб виконувалась наступна рівність:

$$F_q = 7,28 \leq 0,6 \cdot H = 0,6 \cdot 10 = 7,5 \text{ кН}.$$

Умова виконується, тому ізолятори обрано вірно.

Значення напруги в матеріал шини становитиме:

$$\sigma = \frac{F_q \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{7281 \cdot 1,25^2}{12 \cdot 2 \cdot 3,6 \cdot 10^{-7}} = 1,32 \cdot 10^6 \text{ ПА} = 1,32 \text{ МПА}.$$

Оскільки $1,32 \text{ МПА} < 127,196 \text{ МПА}$. Тому напруга в матеріалі шин є допустимою.

2.7 Вимірювальні трансформатори

На проектованій ПС ТС 110 кВ мають бути на всіх приєднаннях ліній в кожній фазі, на секційному приєднанні та приєднанні обхідного вимикача, а також на приєднаннях трансформаторів. Навантаження, що буде приєднане до вторинних кіл ТС 110 кВ представлені в табл. 2.21.

Знаходимо значення навантаження на контакти і провідники:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{вт}} - S_{\text{прил}} = 30 - 7,6 = 22,4 \text{ ВА}.$$

Виконуємо розрахунок опору провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2H}^2} - R_{\text{контакти}} = \frac{22,4}{5^2} - 0,1 = 0,79 \text{ Ом}.$$

Таблиця 2.21 – Навантаження приєднане до вторинних кіл ТС 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Приєднання трансформатора 110 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ремонтна перемичка				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання ліній 110 кВ та обхідний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ватварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Разом на лінійне приєднання		7,6	7,6	2,6

Використаємо провідник з міді перерізом $1,5 \text{ мм}^2$. Його довжина складе:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Cu}}}{\rho_{\text{Cu}}} = \frac{0,79 \cdot 1,5}{0,0171} = 69,3 \text{ м}.$$

Отже, ТС типу ТФЗМ-110Б-I У1 на допустиму величину вторинного навантаження перевірку пройшли.

На шинах 110 кВ будуть встановлюватися трансформатори напруги (ТН) НКФ-110-II У1, який при класі точності 0,2 має номінальне вторинне навантаження 100 ВА.

Розрахунок навантаження, що буде підключене до вторинних кіл ТН приведено в табл. 2.22.

Таблиця 2.22 – Навантаження приєднане до вторинних ТН 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Частотомір	СС3021	-	-	5
Вольтметр	Н 3093	-	-	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ватварметр	СК3021	10	10	-
Загальне навантаження		12,5	12,5	12,5

Оскільки $100 \text{ ВА} > 17,5 \text{ ВА}$, то навантаження, що підключене до вторинних кіл ТН типу НКФ-110-II У1 знаходиться в допустимих межах.

ТС на шинах 35 кВ мають бути встановлені на усіх лінійних приєднаннях в кожній фазі, секційного вимикача, а також приєднаннях трансформаторів. Навантаження, що буде приєднане до вторинних кіл ТС 35 кВ представлені в табл. 2.23.

Таблиця 2.23 – Навантаження вторинних кіл ТС 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Приєднання лінії 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання лінії:		2,6	2,6	2,6
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання трансформатора 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання трансформатора:		7,6	7,6	2,6

Знаходимо значення навантаження на контакти і провідники:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{вТ}} - S_{\text{прил}} = 10 - 2,6 = 7,4 \text{ ВА.}$$

Виконуємо розрахунок опору провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2\text{Н}}^2} - R_{\text{контакт}} = \frac{7,4}{5^2} - 0,1 = 0,196 \text{ Ом.}$$

Використаємо провідник з міді перерізом 6 мм². Його довжина складе:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Cu}}}{\rho_{\text{Cu}}} = \frac{0,196 \cdot 6}{0,0171} = 45,8 \text{ м.}$$

Отже, ТС типу ТОЛ-35-III-II на допустиму величину вторинного навантаження перевірку пройшли.

Розрахунок навантаження вторинних кіл ТН приведено в табл. 2.24.

Таблиця 2.24 – Навантаження приєднане вторинних кіл ТН 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	-
Лічильник	ЦЕ 6850М	4	4	4
Ваттварметр	СК3021	-	15	15
Лічильник	ЦЕ 6850М	12	12	12
Сумарне навантаження:		38,5	38,5	38,5

На шинах 35 кВ будуть встановлюватися ТН типу DNT SOV-36 , що має номінальне вторинне навантаження 50 ВА. Оскільки 50 ВА > 38,5 ВА, то навантаження, вторинних кіл ТН типу DNT SOV-36 знаходиться в допустимих межах.

Навантаження, що буде приєднане до шин 10 кВ не розраховуємо, оскільки вимірювальні трансформатори входять до складу комірок КРП-10 і додаткової перевірки не потребують.

2.8 Оперативний струм і освітлення

На проєктованій ПС застосовується джерела постійного та змінного оперативного струму.

Джерелами змінного оперативного струму є ТС, ТС і трансформатори власних потреб (ТВП).

Джерелом постійного струму є акумуляторна батарея (АБ) типу СК.

Від АБ на ПС отримують живлення наступні групи споживачів:

- постійне навантаження (пристрої блокування, сигналізації, управління, релейного захисту);
- тимчасове навантаження, яке включається тимчасово в аварійному режимі після зникнення основного живлення;
- короткочасне навантаження, яке звичайно триває не більше 5 с.

Для постійного підзаряду АБ застосовуємо випрямні підзарядні пристрої типу ВЗП-380/260-40/80. Потужність при живленні приладів та зарядці батареї складає 23 кВА з $\cos \varphi = 0,8$.

Тривалість аварійного режиму для засобів зв'язку має становити 1-2 с. Для решти приймачів оперативного струму - 0,5 год.

Освітлення ПС, що проектується є природним та штучне. Для здійснення штучного освітлення застосовуються світлодіодні прожектори СДО 04-200, які будуть встановлені на щоглах. Зовнішнє освітлення отримує живлення від ящика управління освітленням. Зовнішнє освітлення включає оперативний персонал.

Внутрішні приміщення освітлюються світлодіодними світильниками, що включається за допомогою вимикачів.

При аварійному зникненні робочого освітлення включається аварійне освітлення, що отримує живлення від АБ.

2.9 Розрахунок блискавкозахисту

На проектованій ПС 110/35/10 кВ розташовуємо 6 стержневих блискавковідводів, що будуть встановлені на прожекторних щоглах.

Для України кількість грозових годин в рік становить 60 год.

Проектована ПС має розміри 154,1×89 м. На ній розміщене наступне обладнання, що вимагає захисту: портали висотою 10,8 м, трансформатори висотою 6,4 м, збірні шини 110 кВ висотою 7,4 м.

Оскільки на ПС буде розміщено більше 2-х блисковідводів розрахунки зон захисту будемо здійснювати попарно для взятих блискавковідводів.

Нижче приведено розрахунок зон захисту блискавковідводів №1, 2 та 3.

Найбільшу відстань між блискавковідводами матиме наступне значення:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{75^2 + 72^2} = 103,97 \text{ м.}$$

Перевищення висоти над об'єктом, що захищається становить:

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{103,97}{8} = 13 \text{ м.}$$

Загальна висота блискавковідводу матиме наступне значення:

$$h = h_x + h_a = 10,3 + 13 = 23,3 \text{ м.}$$

Обираємо до встановлення блискавковідводи загальною висотою 24 м.

Висота вершини конусу одного блискавковідводу складе:

$$h = h_x + h_a = 10,3 + 13 = 23,3 \text{ м.}$$

Радіус зони захисту на рівні землі матиме наступне значення:

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 24 = 36 \text{ м.}$$

Радіус зони захисту на рівні об'єкту, що захищається становить :

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(24 - \frac{11,35}{0,92} \right) = 17,5 \text{ м.}$$

Значення висоти середньої частини захисту для меншої відстані становить:

$$h_{\min l_1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 22,08 - 0,14 \cdot (75 - 24) = 14,94 \text{ м.}$$

Значення висоти середньої частини захисту для більшої відстані становить:

$$h_{\min l_2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 22,08 - 0,14 \cdot (75 - 24) = 14,94 \text{ м.}$$

Для розрахованих вище висот радіуси на рівні висоти об'єкту, що захищається становлять:

$$r_{l_1} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_1} - h_x}{h_{\min l_1}} = 36 \cdot \frac{14,94 - 10,3}{14,94} = 11,18 \text{ м.}$$

$$r_{l_2} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_2} - h_x}{h_{\min l_2}} = 30 \cdot \frac{15,36 - 10,3}{15,36} = 11,86 \text{ м.}$$

Кількість уражень підстанції блискавкою в рік становить:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max \{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max \{h_x\}) \cdot 10^{-6}$$

$$= 0,06 \cdot 60 \cdot (154,1 + 10 \cdot 10,3) \cdot (89 + 10 \cdot 10,33) \cdot 10^{-6} = 0,18$$

Очікуване число відключень ПС в результаті ураження блискавкою складе:

$$\gamma = N \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0,18 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 8,46 \cdot 10^{-5}$$

Значення показника грозостійкості становить:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{8,46 \cdot 10^{-5}} = 1182 \text{ роки.}$$

Висновок до розділу

Для вузлової ПС 110/35/10 кВ обрано схему головних з'єднань. Виконано вибір схем розподільчих пристроїв. Для ВРП-110 застосовано схему 110-6, для ВРП-35 – 35-5 та для КРУ-10 – 10-5.

Визначено значення струмів короткого замикання на стороні 110, 35 та 10 кВ проектованої підстанції. Найбільші значення, яких склали: для сторони 110 кВ – 17,7 кА, для сторони 35 кВ – 39,64 кА та для сторони 10 кВ – 213,01 кА.

Обрано електричне устаткування, що буде змонтоване на проектованій ПС. Обрано джерела оперативного струму. Також здійснено розрахунок блискавкозахисту підстанції. Вибрано 6 стрижневих блискавковідводи висотою 24 м.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ТРАНСФОРМАТОРА ТДТН-25000/110

Вступ

Сучасні силові трансформатори є дуже надійним електрообладнанням через відсутність в них обертових і рухомих частин. Але під час експлуатації можливі випадки їхнього пошкодження або порушення нормального режиму роботи. Тому є обов'язковим виконання захисту для силових трансформаторів від будь-яких можливих пошкоджень.

В результаті пошкодження обмоток трансформаторів можливі КЗ між фазами, КЗ двох чи однієї фази на землю, КЗ між витками однієї фази, КЗ між обмотками ВН та НН. Також КЗ можливі на виводах силових трансформаторів, на шинах та в кабелях.

Також крім вище вказаних можливих пошкоджень під час експлуатації трапляються випадки порушення нормального режиму роботи силових трансформаторів. А саме: проходження через обмотки силових трансформатора надструмів під час пошкодження на зв'язаному з ним електрообладнанні, недопустиме пониження рівня масла, перевантаження, збільшення температури масла.

Найчастіше трапляються ненормальні режими роботи силових трансформаторів, що викликані появою надструмів в їх обмотках. Дані надструми можуть з'являтися під час зовнішніх КЗ, перевантаженнях і режимах асинхронного ходу.

Пошкоджені трансформатори відключаються від електромережі за допомогою диференційного і газового захисту, струмової відсічки та струмового захисту

3.1 Диференційний захист трансформатора

Для трансформатора типу ТДТН-25000/110 здійсимо розрахунок уставок диференційного захисту на терміналі RET 670.

Значення первинних струмів сторони НН, СН, та ВН трансформатора матимуть наступні значення:

$$I_{номВН} = \frac{S_{номВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А};$$

$$I_{номСН} = \frac{S_{номСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номСН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,9 \text{ А};$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{номНН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1312,2 \text{ А}.$$

Обираємо для сторони НН. СН та ВН трансформатори струму із наступними коефіцієнтами трансформації:

$$n_{ВН} = \frac{200}{5} = 40;$$

$$n_{СН} = \frac{400}{5} = 80;$$

$$n_{НН} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Враховуючи установку групи ТС в «зірку» із всіх сторін трансформатора знаходимо вторинні струму:

$$i_{ном.втНН} = \frac{I_{номВН} \cdot K_{сх}}{K_{ТТВН}} = \frac{125,5 \cdot 1}{40} = 3,1 \text{ А};$$

$$i_{ном.втСН} = \frac{I_{номСН} \cdot K_{сх}}{K_{ТТСН}} = \frac{374,9 \cdot 1}{80} = 4,7 \text{ А};$$

$$i_{ном.втНН} = \frac{I_{номНН} \cdot K_{сх}}{K_{ТТНН}} = \frac{1312,2 \cdot 1}{300} = 4,4 \text{ А}.$$

За даними табл. 3.1 здійснюємо вибір номінального струму входу пристрою для кожного плеча захисту. Також обираємо відносну похибку вирівнювання.

Для $i_{ном.вт} = 1 - 5$ маємо $\Delta f_{вир} = 0,02$.

Для всіх сторін трансформатора, що захищається здійснимо перевірку забезпечення цифрового вирівнювання:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} < 4 \text{ А}.$$

Для сторони ВН матимемо:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} = \frac{3,14}{5} = 0,63 < 4.$$

Таблиця 3.1 – Вибір робочих відгалужень струмових входів пристрою

$I_{\text{НОМ.ВТ.П.}}, \text{А}$	$I_{\text{НОМ.Т.}}, \text{А}$	$\Delta f_{\text{вир}}$
$5 \div 20$	5	0,03
$1 \div 5$	5	0,02
$0,5 \div 1,0$	1	0,02
$0,125 \div 0,5$	1	0,03
$0,1 \div 0,125$	1	0,05

Для сторони СН матимемо:

$$0,1 < \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.П.}}}{I_{\text{НОМ.Т.П.}}} = \frac{4,69}{5} = 0,94 < 4.$$

Для сторони СН матимемо:

$$0,1 < \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.П.}}}{I_{\text{НОМ.Т.П.}}} = \frac{4,37}{5} = 0,87 < 4.$$

Як бачимо із виконаних вище розрахунків для всіх сторін трансформатора забезпечується цифрове вирівнювання амплітуд струмів плеч.

Розрахунковий коефіцієнт небалансу матиме наступне значення:

$$K_{\text{нб.розр}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})] + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})^2} = \\ = \sqrt{0,1^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,16 + 0,02)) + (0,16 + 0,02)^2} = 0,21.$$

Початковий диференціальний струм спрацювання складе:

$$Id_{\text{min}} = K_{\text{від}} \cdot K_{\text{нб.роз}} \cdot EndSection1 = 1,2 \cdot 0,21 \cdot 1,15 = 0,3,$$

де $K_{\text{від}} = 1,2$ - коефіцієнт відбудови;

$K_{\text{нб.роз}}$ - розрахунковий коефіцієнт небалансу;

$EndSection1 = 1,15$ - початковий гальмівний струм(прийнятий згідно рекомендацій фірми АВВ).

Знайдемо мінімальне значення трифазного КЗ на шинах НН:

$$I_{\text{minк}}^{(3)} = \frac{U_{\text{min}}}{\sqrt{3} \cdot x_{TP}} = \frac{96,58}{\sqrt{3} \cdot 0,087} = 640,9 \text{ А.}$$

Струм двофазного КЗ на шинах НН складе:

$$I_{\text{minк}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{minк}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 640,9 = 555,04 \text{ А.}$$

Тоді відносний мінімальний диференційний струм під час КЗ на виводі трансформатора, що захищається матиме наступне значення:

$$I_{\text{диф.роз}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{ном.ВН}}} = \frac{555,04}{125,5} = 4,4 \text{ А.}$$

Здійснимо перевірку чутливості для горизонтальної ділянки характеристики:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.роз}}}{I_{\text{диф.сп}}} = \frac{4,42}{0,3} = 14,74 > 2,$$

де $I_{\text{диф.сп}}$ - уставку визначаємо згідно значення початкового диференційного струму спрацювання $I_{\text{д}} \text{ min} = 0,3$ по рис. 3.1, отримуємо відносний диференційний струм 0,3.

Як бачимо чутливість на горизонтальній ділянці характеристики при внутрішньому КЗ забезпечена.

На похилих ділянках гальмівної характеристики чутливість захисту буде забезпечуватися завжди, оскільки виконується умова:

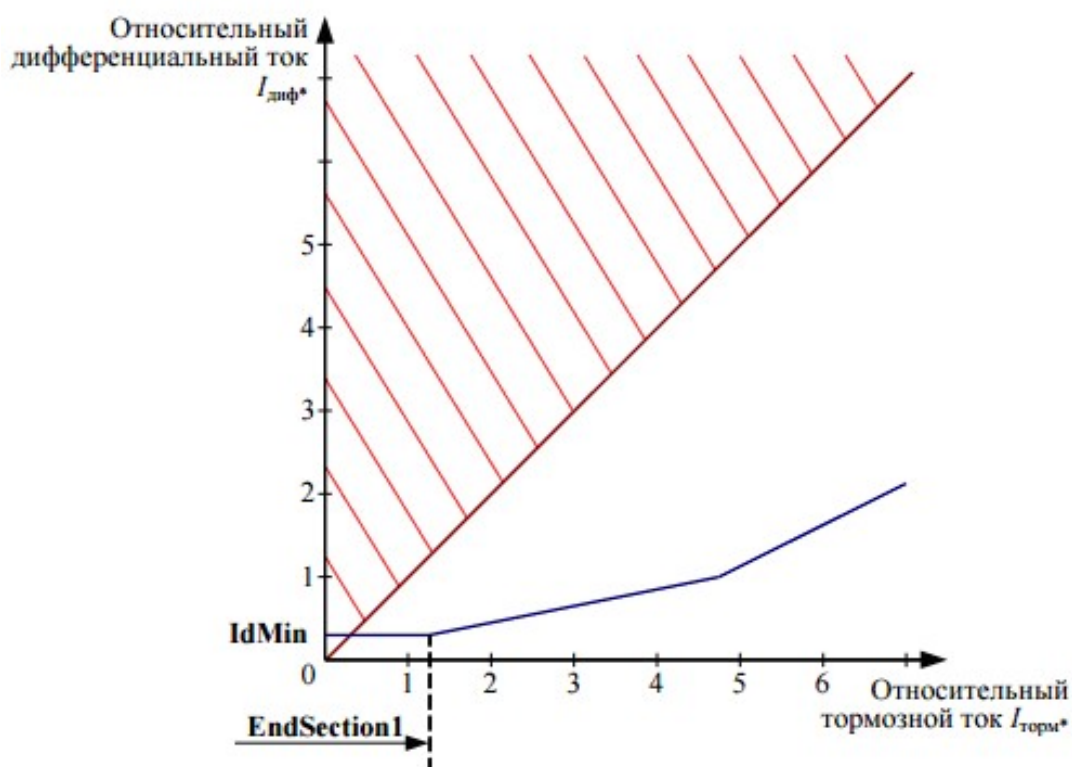


Рис. 3.1 – Область гальмівної характеристики, що відповідає внутрішньому КЗ

$$K_u = \frac{Id_{min}}{EndSection1} = \frac{0,3}{1,15} \leq 0,5 \text{ - умова виконується.}$$

Струм спрацювання диференційної відсічки Id_{unre} . Згідно умови відбудови від режиму намагнічування струму параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки повинен прийматися не менше 500 %:

$$Id_{unre} > 500\%.$$

Значення максимального струму при зовнішньому КЗ складе:

$$I_{kmax} = \frac{I_{k.max}}{I_{н.ВН}} = \frac{4317}{115} = 37,54 \text{ в.о.}$$

Значення струму спрацювання диференційної відсічки згідно умови відбудови від максимального струму небалансу під час зовнішніх КЗ складе:

$$Id_{unre} > K_{від} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{kmax} \cdot 100\% = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 37,37 \cdot 100\% = 2915\%.$$

Параметр спрацювання приймається рівним найбільшому значенні з двох отриманих. Приймаємо $Id_{unre} = 2915\%$.

Згідно рекомендацій ABB приймаємо наступні параметри та уставки для терміналу RET 670:

- параметр SlopeSection3=50%;
- параметр StabByOption- «завжди»;
- параметр I2/I1 ratio=14%;
- параметр I5/I1 ratio=25%;
- уставка ZSCSub – відключено;
- уставка CrossBlockEn – відключено;
- уставка SOFTMode – відключено;
- уставка NegSegDiffEn – відключено;
- уставка OpenCNEnable – відключено.

Отриманні результати розрахунків приведені в табл. 3.2

3.2 Розрахунок МСЗ з пуском по напрузі

Струм спрацювання захисту для сторін НН, СН та ВН матиме наступне значення:

$$I_{c3_{\text{HH}}} = \frac{k_{\text{H}} I_{c3\Pi}}{k_{\text{с}}} = \frac{1,1 \cdot 423}{0,85} = 547,41 \text{ A.}$$

$$I_{c3_{\text{CH}}} = \frac{k_{\text{H}} I_{c3\Pi}}{k_{\text{с}}} = \frac{1,1 \cdot 305}{0,85} = 394,71 \text{ A;}$$

$$I_{c3_{\text{BH}}} = \frac{k_{\text{H}} I_{c3\Pi}}{k_{\text{с}}} = \frac{1,1 \cdot 142}{0,85} = 183,76 \text{ A.}$$

Струм спрацювання пускових струмових реле під час наявності блокування мінімальної напруги складе:

$$I_{cp_{\text{HH}}} = \frac{K_{CX_{\text{HH}}} \cdot I_{c3_{\text{HH}}}}{K_{I_{\text{HH}}}} = \frac{1 \cdot 547,41}{300} = 1,82 \text{ A;}$$

Таблиця 3.2 – Результат розрахунку диференційного захисту

Параметр	Одиниця вимірювання	Діапазон	За замовчуванням	Прийняте значення
EndSection1	У частках від $I_{\text{ном.опор}}$	0,20-1,50	1,25	1,15
idMin	У частках від $I_{\text{ном.опор}}$	0,10-0,60	0,3	0,3
EndSection2	У частках від $I_{\text{ном.опор}}$	1,00-10,00	3	2,0
SlopeSection2	%	10,00-50,00	40	45
SlopeSection3	%	30,00-100,0	80	50
Idunre	У частках від $I_{\text{ном.опор}}$	1,00-50,00	10	7,1
I2/I1 ratio	%	5-100	15	14
I5/I1 ratio	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	-	On; Off	On	Off
SOFTMode	-	On; Off	On	Off
NegSegDiffEn	-	On; Off	On	Off
OpenCNEnable	-	On; Off	On	Off

$$I_{cp_{\text{CH}}} = \frac{K_{CX_{\text{CH}}} \cdot I_{c3_{\text{CH}}}}{K_{I_{\text{CH}}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 394,71}{120} = 5,7 \text{ A;}$$

$$I_{cp_{\text{BH}}} = \frac{K_{CX_{\text{BH}}} \cdot I_{c3_{\text{BH}}}}{K_{I_{\text{BH}}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 423}{40} = 18,32 \text{ A.}$$

Коефіцієнт чутливості становить:

$$k_{\psi} = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{555,06}{196,8} = 2,82.$$

Очевидно, що $2,82 > 1,5$. Тому умова для головної ділянки забезпечується.

Значення напруги при, яких спрацює блокування мінімальної напруги становить:

$$U_{cз_{HH}} = \frac{U_{роб\min_{HH}}}{k_n \cdot k_{\epsilon}} = \frac{0,8 \cdot 10}{1,1 \cdot 1,2} = 6,1 \text{ кВ};$$

$$U_{cз_{CH}} = \frac{U_{роб\min_{CH}}}{k_n \cdot k_{\epsilon}} = \frac{0,8 \cdot 35}{1,1 \cdot 1,2} = 21,2 \text{ кВ};$$

$$U_{cз_{BH}} = \frac{0,8 \cdot U_{роб\min_{BH}}}{k_n \cdot k_{\epsilon}} = \frac{0,8 \cdot 110}{1,1 \cdot 1,2} = 66,7 \text{ кВ}.$$

Вторинна напруга спрацювання реле становить:

$$U_{c,р_{HH}} = \frac{U_{cз_{HH}}}{K_U} = \frac{6100}{100} = 61 \text{ В};$$

$$U_{c,р_{CH}} = \frac{U_{cз_{CH}}}{K_U} = \frac{21200}{350} = 60,6 \text{ В};$$

$$U_{c,р_{BH}} = \frac{U_{cз_{BH}}}{K_U} = \frac{66700}{1100} = 60,6 \text{ В}.$$

Значення коефіцієнта чутливості по напрузі становить:

$$k_{\psi} = \frac{U_{cз_{HH}}}{U_{k_{\max}}} = \frac{U_{cз_{HH}}}{0,5 \cdot U_H} = \frac{6,1}{0,5 \cdot 10} = 1,22;$$

$$k_{\psi} = \frac{U_{cз_{CH}}}{U_{k_{\max}}} = \frac{U_{cз_{CH}}}{0,5 \cdot U_H} = \frac{21,2}{0,5 \cdot 35} = 1,21;$$

$$k_{\psi} = \frac{U_{cз_{BH}}}{U_{k_{\max}}} = \frac{U_{cз_{BH}}}{0,5 \cdot U_H} = \frac{66,7}{0,5 \cdot 110} = 1,21.$$

Витримка часу для МСЗ сторони 10 кВ становить:

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 0,5 + 0,55 = 1,05 \text{ с}.$$

Для МСЗ сторони 35 кВ становить:

$$t_3 = t_2 + \Delta t = 1,05 + 0,55 = 1,6 \text{ с.}$$

Для МСЗ сторони 110 кВ:

$$t_4 = t_3 + \Delta t = 1,6 + 0,55 = 2,15 \text{ с.}$$

3.3 Опис інших захистів трансформатора та пристроїв автоматики

Газовий захист. Монтаж газового захисту здійснюють на трансформаторах з масляним охолодженням, та які обладнання розширювачем. Газовий захист є обов'язковим для силових трансформаторів потужністю 6,3 МВА і більше. А також на трансформаторах потужністю 1-4 МВА, що не мають диференційного захисту або струмової відсічки.

Принцип дії газового захисту полягає в тому, що будь-які пошкодження або недопустимий нагрів всередині баку силового трансформатора викликає розкладання маслі чи органічної ізоляції. В результаті чого утворюється газ.

Оскільки інтенсивність утворення газу залежить від виду пошкодження, то при процесі повільного газоутворення захист трансформатора діє на попереджальний сигнал, а під час інтенсивного газоутворення, що виникає при КЗ діє на відключення силового трансформатора. Під час недопустимого зниження рівня маслі газовий захист діє на сигнал або відключення.

В наш час газовий захист є найбільш чутливим і універсальним захистом силових трансформаторів від пошкодження, що виникають всередині бака. Він також може реагувати на міжвиткові КЗ, на які інші захисти не реагують.

Захист від перевантаження силових трансформаторів здійснюється на струмовому реле, що включені на одну фазу. Цей захист діє на сигнал, у випадку якщо підстанція обслуговується персоналом. На підстанціях без персоналу може працювати на відключення. В цьому випадку захист здійснюється в триступеновому вигляді. Перша ступінь, якого працює на сигнал; друга ступінь - на відключення невідповідальних електроприймачів; третя ступінь здійснює подальше розвантаження силового трансформатора, у випадку недостатності дії другої ступені.

АВР. Принцип дії АВР полягає у включенні резервного джерела живлення при аварійному знеструмленні основного.

Майже завжди силові трансформатори та лінії електропередавання працюють роздільно. Як наслідок на понижуючих підстанціях системи шини поділені на секції. Кожна секція шин отримує живлення від окремої лінії або силового трансформатора. В цій схемі при аварійному відключенні силового трансформатора чи лінії електропередавання, що викликало знеструмлення однієї секції шин пристрій АВР автоматично вмикає секційний вимикач. В результаті чого заживлюються відключені споживачі.

Висновки до розділу

Основним захистом силового трансформатора ТДТН-25000/110 вибрано диференційний захист на терміналі RET 670. Резервним обрано максимальний струмовий захист із пуском від напруги.

Значення струму спрацювання максимального струмового реле склало 547,41 А для сторони 110 кВ, 394,71 А для сторони 35 кВ і 183,76 для сторони 10 кВ.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту

Економічне зростання країн безпосередньо пов'язане із модернізацією, реконструкцією та новим будівництвом об'єктів систем енергопостачання, що в свою чергу вимагає порівняно великих інвестицій. Саме тому одним із основних питань, які вирішуються при проектуванні енергетичних об'єктів є техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) прийнятих проектних рішень та можливості у встановлені строки повернути залучені інвестиції.

Моделюється ситуація проведення умовного тендеру на будівництво електричної мережі 110 кВ. Участь в тендері приймають три умовні учасники із своїми варіантами конфігурації схеми, один з яких мій. Кожен варіант схеми будівництва мережі відповідає технічним вимогам нормативних документів та вимог замовника. Дані схеми, що були запропоновані учасниками для участі в тендер представлені на рис. 4.1.

Зміст ідеї стартап-проекту наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Оптимальна схема електропостачання споживачів мережею 110 кВ	1. Передача і розподіл електричної енергії проектованою мережею	Найбільша економічна конфігурація
		Висока якість електроенергії, що відповідає стандартам
	2. Приєднання електроустановок абонентів до системи розподілу	Висока надійність
		Розвиток електромережі у майбутньому
		Енергоефективність

Для запропонованих варіантів виконання конфігурації схеми розподільчої електричної мережі номінальною напругою 110 кВ проаналізовані сильні, слабкі та нейтральні характеристики.

Отримані результати представлені в табл. 4.2

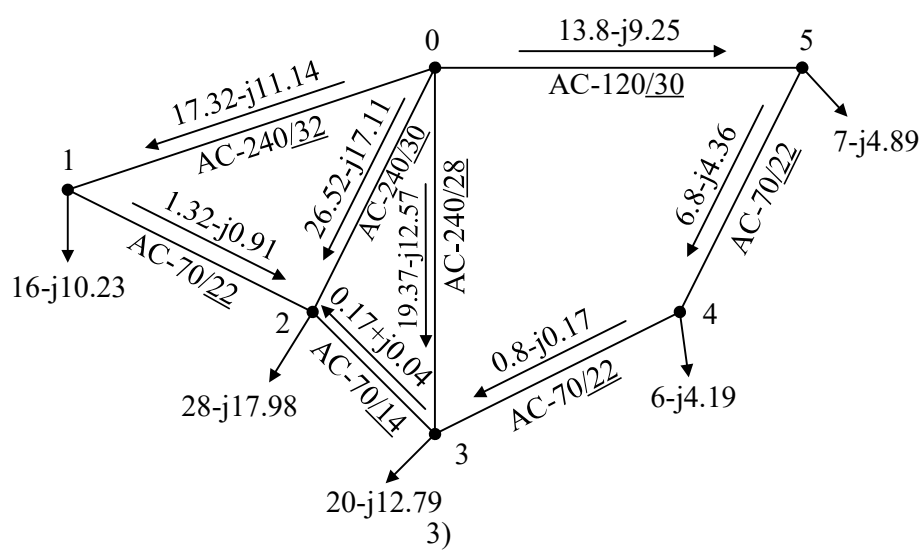
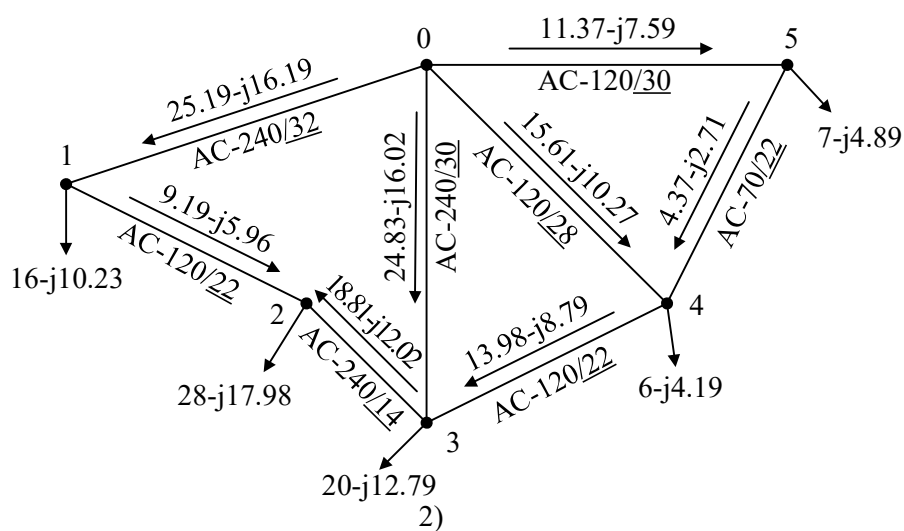
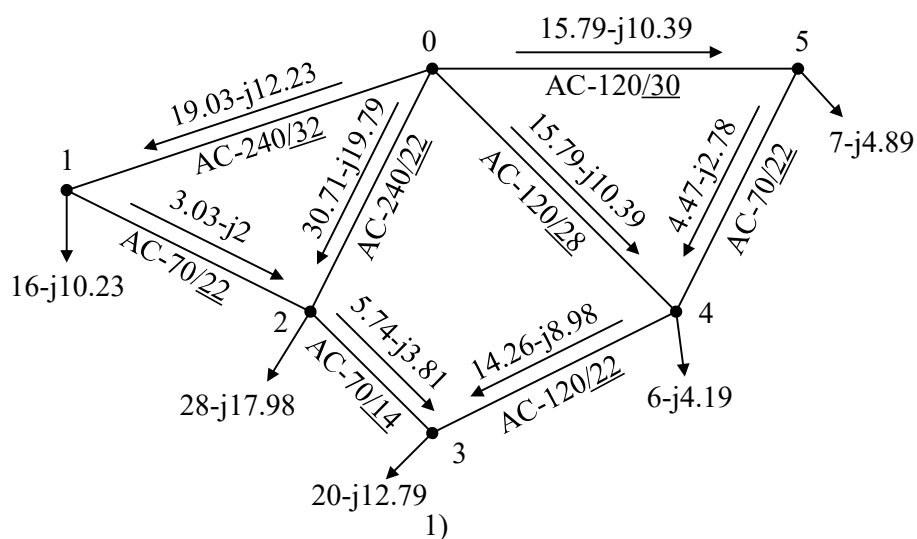


Рисунок 4.1 – Запропоновані схеми мережі 110 кВ (1- мій варіант, 2 та 3– конкурен-
тів)

Таблиця 4.2 – Сильні, слабкі та нейтральні характеристики

№ п/п	Техніко-економічні характеристики	Варіанти проектів			W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		1 варіант	2 варіант	3 варіант			
1	Довжина ПЛ, км	192	200	194	2 В	3 В	1 В
1	Сумарне число вимикачів 110 кВ	27	27	27	-	1,2,3 В	-
2	Максимальне навантаження на вторинних шинах ПС, МВт	77	77	77	-	1,2,3 В	-
3	Сумарні втрати активної потужності в лініях, МВт	0,94	1,11	0,88	2 В	1 В	3 В
4	Сумарні втрати активної потужності в силових трансформаторах, МВт	0,49	0,49	0,49	-	1,2,3 В	-

4.2 Технологічний аудит проекту

Проведемо аналіз технологій, які необхідні для виконання проектів з будівництва нової мережі 110 кВ на їх наявність та доступність. Результати приведені в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Технологічна можливість виконання проектів

№ п/п	Ідея проекту	Необхідні технології	Наявність	Доступність
1	2	3	4	5
1	Оптимальна схема електропостачання споживачів мережею 110 кВ	Оптимізація схеми та моделювання режимів роботи: Mathcad, Matlab.	Наявна	Доступна
2		Понижуючі трансформатори 11035/10 та 110/10: - ТДТН-25000/100; - ТДТН-16000/110; - ТМН-6300/110.	Наявна	Доступна

Продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5
3	Оптимальна схема електропостачання споживачів мережею 110 кВ	Сталеалюмінієві провідники: - АС-240/32; - АС-120/19; - АС-70/11.	Наявна	Доступна
4		Залізобетонні опори: - ПБ110-1; - УБ110-1.	Наявні	Доступна
5		Вимикачі: - LTB123D1/B; - OVB-VBF 36; - VD4 12.	Наявна	Доступна
6		Релейний захист: - ДЗТ; ДЗШ; СВ; МСЗ; - ПРВВ; - захист від перевантаження.	Наявна	Доступна
7		Автоматика: - АПВ; АВР; АЧР; СДА.	Наявні	Доступна

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Інформацію щодо прогнозних обсягів, попиту і динаміки ринків надав замовник перед початком проектування. Згідно з принципами технічної зіставності ці дані для всіх конкурентних варіантів приймаються однаковими.

Повернення залучених коштів здійснюється за рахунок надбавки до тарифу на передачу і розподіл електроенергії. Також можливо частково це робити за рахунок оплати споживачів за приєднання своїх електроустановок до розподільчої мережі. За критерій конкурентоспроможності запропонованих проектів приймаються економічні показники, що розраховані в наступних підрозділах.

4.4 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту

Розрахунки величини необхідних капіталовкладень для спорудження понижуючих підстанцій і ліній електропередавання приведені в табл. 4.4. та табл. 4.5. Ціни на обладнання прийняті станом на 2019 рік.

Таблиця 4.4 – Капіталовкладення в понижуючі підстанції

№ ПС	Тип трансформато- рів (2 на всіх ПС)	1 варіант схеми		2 варіант схеми		3 варіант схеми	
		Схема ВРУ- 110	Вартість спору- дження, млн. грн	Схема ВРУ- 110	Вартість спору- дження, млн. грн	Схема ВРУ- 110	Вартість спору- дження, млн. грн
1	ТДТН- 16000/110	110-3	84,9	110-3	84,9	110-3	84,9
2	ТДТН- 25000/110	110-6	119,6	110-3	91,9	110-6	119,6
3	ТДТН- 25000/110	110-3	91,9	110-6	119,6	110-6	119,6
4	ТМН- 6300/110	110-6	91,9	110-6	91,9	110-3	64,2
5	ТМН- 6300/110	110-3	64,2	110-3	64,2	110-3	64,2
0			27,7		27,7		24,7
Ра- зом			480,3		480,3		480,3

Таблиця 4.5 – Капіталовкладення в лінії

ПЛ	Довжина, км	1 варіант схеми			2 варіант схеми			3 варіант схеми		
		Пере- різ	Вартість, млн. грн		Пере- різ	Вартість, млн. грн		Пе- ре- різ	Вартість, млн. грн	
			Од- ного км	Всього		Од- ного км	Всього		Од- ного км	Всього
0-1	32	240	2,02	64,7	240	2,02	64,7	240	2,02	64,7
0-2	22	240	2,02	44,5	-	-	-	240	2,02	44,5
0-4	28	120	1,71	47,7	120	1,71	47,7	-	-	-
0-5	30	120	1,71	51,1	120	1,71	51,1	120	1,71	51,1
1-2	22	70	1,59	34,9	120	1,71	37,5	70	1,59	34,9
2-3	14	70	1,59	22,3	240	2,02	28,3	70	1,59	22,3
3-4	22	120	1,71	37,5	120	1,71	37,5	70	1,59	34,9
4-5	22	70	1,59	34,9	70	1,59	34,9	70	1,59	34,9
0-3					240	2,02	60,7	240	2,02	60,7
Ра- зом				340,4		-	365,2			348,2

Величина сумарних капіталовкладень електричну мережу становитиме:

$$K_{\Sigma 1B} = K_{пл1B} + K_{пс1B} = 340,4 + 480,3 = 820,7 \text{ млн. грн};$$

$$K_{\Sigma 2B} = K_{пл2B} + K_{пс2B} = 365,2 + 480,4 = 845,5 \text{ млн. грн};$$

$$K_{\Sigma 3B} = K_{пл3B} + K_{пс3B} = 348,2 + 480,4 = 828,6 \text{ млн. грн}.$$

Значення втрат електричної енергії в обмотках трансформаторів (мають однакове значення для усіх варіантів):

$$\Delta A_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{ty}} \cdot T_{\text{вкл}} = 216 \cdot 8760 = 1892,2 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{\text{зм}} = \Delta P_{\text{tz}} \cdot \tau = 276,5 \cdot 3979 = 1100,3 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Здійснимо розрахунок втрат електричної енергії в лініях електропередавання:

$$\Delta A_{\text{зм1}} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = 943 \cdot 3979 = 3754,1 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{\text{зм2}} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = 1108 \cdot 10^3 \cdot 3979 = 4409 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{\text{зм3}} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = 721 \cdot 3979 = 2870,7 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Щорічні витрати наведені в табл. 4.6. Вартість електроенергії прийнята $C_{BX} = 2,5 \text{ грн/кВт}$.

Таблиця 4.6 – Щорічні витрати

Витрати, млн. грн	Варіант схеми		
	1	2	3
На ремонт і технічне обслуговування			
Повітряні лінії (1,2% від $K_{\text{ПЛ}}$)	4,1	4,4	4,2
Підстанції (2,4% від $K_{\text{ПС}}$)	11,5	11,5	11,5
Загальна кількість експлуатаційних витрат (B_E):	15,6	15,9	15,7
Амортизаційні відрахування			
Повітряні лінії (2,0% від $K_{\text{ПЛ}}$)	6,8	7,3	7
Підстанції (3,6% від $K_{\text{ПС}}$)	17,3	17,3	17,3
Загальна кількість амортизаційних відрахувань (A_p):	24,1	24,6	24,3
Витрати для відшкодування втрат електроенергії			
Змінні в силових трансформаторах	2,8	2,8	2,8
Постійні в силових трансформаторах	3,5	3,5	3,5
В повітряних лініях	9,4	11	8,8
Сумарні витрати на відшкодування втрат електроенергії:	15,7	17,3	15,1
Загальні витрати (B)	54,4	57,8	55

Розрахуємо остаточні економічні показники. Результати наведені в табл. 4.7.

Аналіз даних табл. 4.7 показує, що варіанти схем №1 та №3 є практично рівноцінними за економічними показниками. Варіант №1 має порівняно менші сумарні дисконтовані затрати та термін окупності інвестицій.

Таблиця 4.7 – Економічні показники

Показники	Варіанти схем		
	1	2	3
Норма дисконту, в.о	0,1		
Цінова надбавка до тарифу, коп	52,00		
Число годин використання максимуму навантаження, $T_{\max}$, год/рік	5500		
Максимальне навантаження, $P_{\max}$, МВТ	77		
Річний дохід, $D = (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) \cdot T_{\max} \cdot P_{\max}$, млн. грн/рік	220,2		
Балансовий прибуток в рік, $\Pi_6 = D - B$, млн. грн/рік	188,9	187	189,5
Податок, $\rho = 16\%$, $H_{\Pi} = \rho \cdot \Pi_6$, млн. грн	30,2	29,9	30,3
Чистий річний прибуток, $\Pi_p = \Pi_6 - H_{\Pi}$, млн. грн/рік	158,7	157,1	159,1
Інтегральний ефект, $\Pi_{\text{дс}} = \frac{\Pi_p + A_p}{E} - K$, млн. грн	1007,3	971,2	1005,5
Рентабельність, $R_i = \frac{\Pi_p + A_p}{K}$, в.о	0,22	0,22	0,22
Строк окупності, $T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_i}$, років	4,49	4,64	4,52
Сумарні дисконтовані затрати, $Z_{\text{дс}} = \frac{B_e + B_{\text{втр}}}{E} + K$, млн.грн	1133,7	1177,8	1136,2

4.5 Аналіз ринкових загроз та можливостей обраного варіанта

Оцінимо ризики, що можуть виникнути в результаті невірної прогнозування вихідних даних для проектування. Проаналізуємо чутливість інтегрального ефекту до зміни надбавки до тарифу на розподіл та передачу в межах 35-65 коп. Графік залежності інтегрального ефекту від набавки до тарифу на розподіл та передачу наведений на рис. 4.2

Інтегральний ефект для всіх варіантів схеми електричної розподільчої мережі є додатними. Тому всі варіанти є економічно ефективними.

Найменше значення надбавки до тарифу на передачу та розподіл при, якому спорудження мережі є економічно доцільним для варіантів схеми №1 та №3 складає 24 коп. , а для варіанту №2 – 25 коп.

SWOT-аналіз запропонованого мною варіанта №1 проекту спорудження мережі 110 кВ в порівнянні з конкурентами. Результати наведені в табл. 4.8. та табл. 4.9.

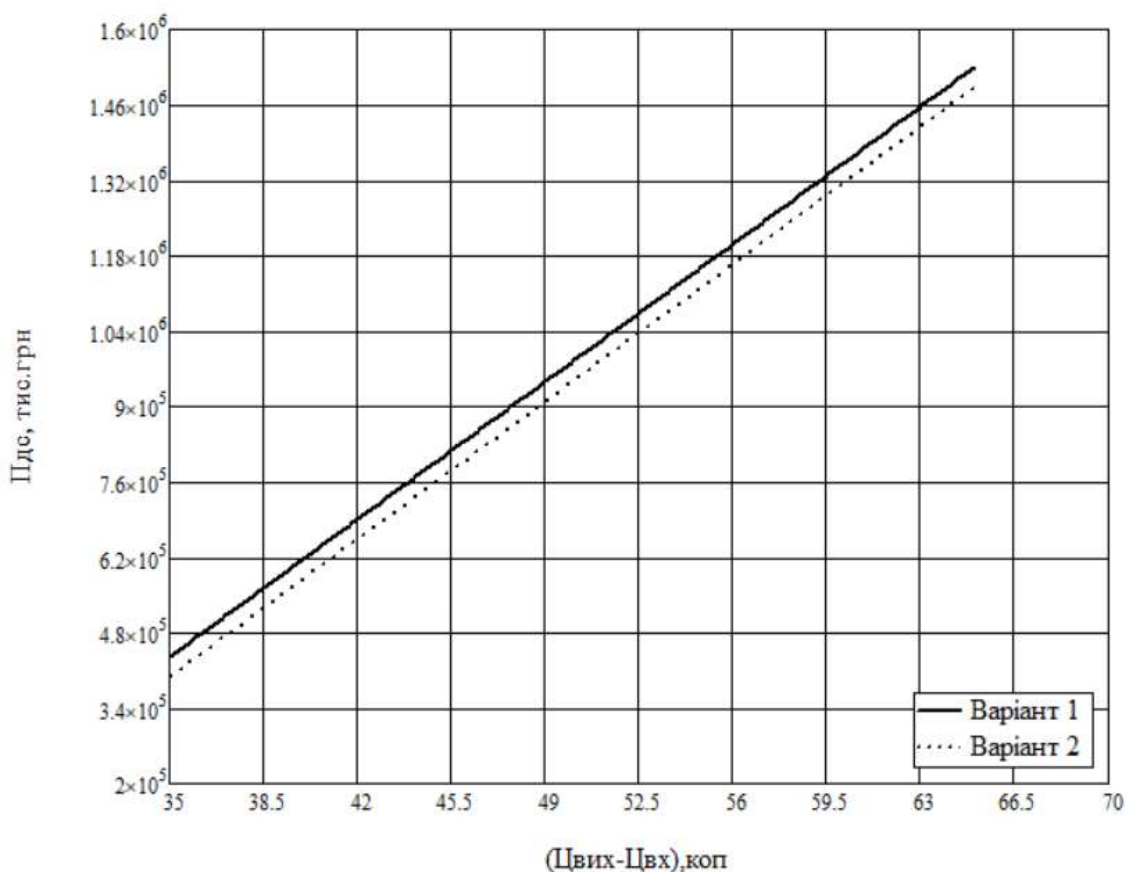


Рисунок 4.2 – Залежність інтегрального ефекту від надбавки до тарифу
(В даному масштабі варіанти №1 та №3 показані однією лінією)

Таблиця 4.8 – SWOT-аналіз

Сильні сторони:	Слабкі сторони:
- менші капіталовкладення в будівництво ПЛ; - менший строк окупності; - більший інтегральний ефект; - дещо менше значення сумарних дисконтованих затрат	- дещо більші втрати активної потужності у порівнянні з варіантом №3;

Таблиця 4.9

Можливості:	Загрози:
- запроектованою мережею можна передавати потужність набагато більшу ніж планується, тобто можливе приєднання нових споживачів без реконструкції основної мережі	- необґрунтоване зменшення тарифу на розподіл та передачу електричної енергії НКРЕ; - прогноз обсягів передачі енергії до споживачів може виявитися не вірним в меншу сторону; - сильне збільшення інфляції, яка приведе до збільшення капіталовкладень

Висновки до розділу

В даному розділі роботи розроблено стартап-проекту щодо, участі у тендері на проектування схеми електричної мережі 110 кВ. Мій варіант №1.

Виконаний порівняльний аналіз технічних та економічних показників трьох запропонованих учасниками тендеру проектів спорудження електричної мережі 110 кВ. Найгірші показники має другий варіант виконання мережі. Перший та третій є практично рівноцінними.

Перший проект характеризується меншими сумарними капіталовкладеннями, меншим строком окупності, більшим інтегральним ефектом та дещо меншим значенням сумарних дисконтованих затрат. Тому доцільно обрати до реалізації мій варіант №1 спорудження мережі 110 кВ.

5 ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ЗАТРАТ

5.1 Функція оптимальних затрат ліній 110 кВ

Одним із основних завдань, яке вирішується в процесі проектування електромережі номінальною напругою 110 кВ є вибір оптимальної конфігурації. Як критерій для порівняння конкурентних варіантів може застосовуватися функція оптимальних затрат.

В даній роботі розглядається електромережа номінальною напругою 110 кВ будівництво, якої планується на залізобетонних опорах. В якості провідників будемо використовувати сталевалюмінієві проводи перерізом 70 мм², 120 мм² та 240 мм². Технічні дані цих проводів наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Технічні параметри сталевалюмінієвих проводів

Марка і переріз	Діаметр проводу, мм ²	r_0 , Ом/км	Переріз, мм ²	
			Алюмінію	Сталі
АС-70/11	11,4	0,422	68	11,3
АС-120/19	15,2	0,244	118	18,8
АС-240/32	21,6	0,118	244	31,7

Прийнята під час розрахунків вартість будівництва повітряних ЛЕП-110 кВ приведена в табл. 5.2. Дані ціни взято із врахуванням курсу валют на рівні 1 долар США за 28,9 грн.

Знаходимо значення максимальних втрат в розподільчій електричній мережі 110 кВ:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3979.46 \text{ год/рік.}$$

Вартість електричної енергії на вході в мережі приймаємо рівною $Z_e = 1,97 \text{ грн/(кВт} \cdot \text{год)}$.

Розраховуємо значення коефіцієнтів параболи функції оптимальних затрат обраних перерізів проводів:

$$a_{v0(70)} = K_{v0(70)} + \frac{P_a \cdot K_{v0(70)}}{E} = 1589 + \frac{0,012 \cdot 1589}{0,1} = 1780;$$

Таблиця 5.2 – Вартість будівництва лінії 110 кВ на залізобетонних опорах

Марка і переріз проводів	Вартість, тис. грн./км
АС-70/11	1589.5
АС-120/19	1705.1
АС-240/32	2023

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau}{E \cdot U_H^2 \cdot \cos \varphi^2} = \frac{0,422 \cdot 1,81 \cdot 3979}{0,1 \cdot 110^2 \cdot 0,9^2} = 3,1;$$

$$\alpha_{V0(120)} = K_{V0(120)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(120)}}{E} = 1705 + \frac{0,012 \cdot 1705}{0,1} = 1910;$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{E \cdot U_H^2 \cdot \cos \varphi^2} = \frac{0,244 \cdot 1,81 \cdot 3979}{0,1 \cdot 110^2 \cdot 0,9^2} = 1,79;$$

$$\alpha_{V0(240)} = K_{V0(240)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(240)}}{E} = 2023 + \frac{0,012 \cdot 2023}{0,1} = 2266;$$

$$b_{V0(240)} = \frac{r_{0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{E \cdot U_H^2 \cdot \cos \varphi^2} = \frac{0,118 \cdot 1,81 \cdot 3979}{0,1 \cdot 110^2 \cdot 0,9^2} = 0,87.$$

В результаті будемо мати наступні вирази функцій оптимальних затрат для обраних перерізів сталевалюмінієвих проводів:

$$3_{V0(70)} = \alpha_{V0(70)} + b_{V0(70)} \cdot P^2 = 1780 + 3,1 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(120)} = \alpha_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 1910 + 1,79 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(240)} = \alpha_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 2266 + 0,87 \cdot P^2.$$

Побудуємо отримані для різних перерізів функції дисконтованих затрат на одній координатній площині. В результаті, як бачимо із рис. 5.1, отримали сумарну функції дисконтованих затрат, яка представляє собою нижню криву лінію, що огинає дане сімейство парабол.

5.2 Апроксимація функції оптимальних затрат

Апроксимуємо функцію оптимальних затрат, що була розрахована в попередньому підрозділі. Дану процедуру виконаємо із застосуванням методу найменших квадратів.

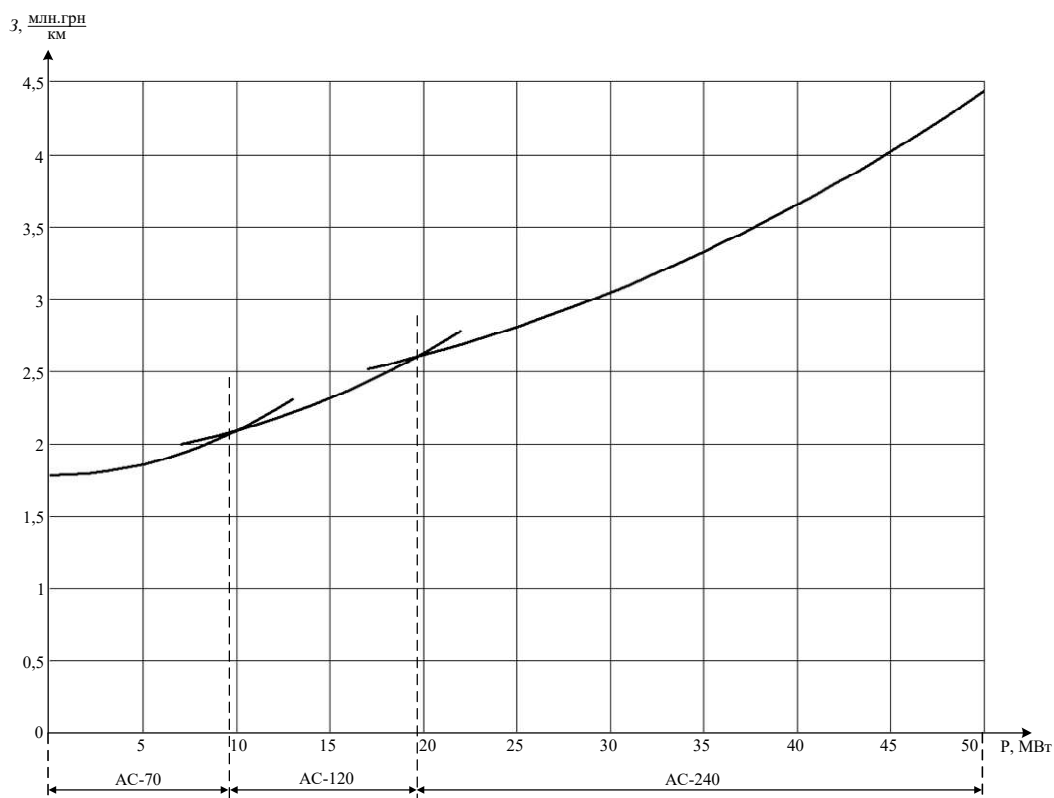


Рисунок 5.1 – Функція оптимальних затрат ліній 110 кВ на залізобетонних опорах

Використані для апроксимації точки наведені в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Координати точок

$P, \text{МВт}$	0	2	6	8	9,95	12	15	19,61	30	50
$Z, \text{тис.грн/км}$	1780	1793	1892	1979	2087	2168	2313	2599	3046	4434

Виконаємо формування системи рівнянь:

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N = 10;$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 2 + 6 + 8 + 9,95 + 12 + 15 + 19,61 + 30 + 50 = 152,56;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 2^2 + 6^2 + 8^2 + 9,95^2 + 12^2 + 15^2 + 19,61^2 + 30^2 + 50^2 = 4356,5;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 1780 + 1793 + 1892 + 1979 + 2087 + 2168 + 2313 + 2599 + 3046 + 4434 = 24091;$$

$$\begin{aligned}
 T_1 &= \sum_{i=1}^N x_i \cdot y_i = x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8 + x_9 \cdot y_9 + x_{10} \cdot y_{10} = \\
 &= 0 \cdot 1780 + 2 \cdot 1793 + 6 \cdot 1892 + 8 \cdot 1979 + 9,95 \cdot 2087 + 12 \cdot 2168 + 15 \cdot 2313 + 19,761 \cdot 2599 + \\
 &30 \cdot 3046 + 50 \cdot 4434 = 476286.
 \end{aligned}$$

Таким чином маємо:

$$\begin{cases} 10 \cdot a_0 + 152,56 \cdot a_1 = 24091; \\ 152,56 \cdot a_0 + 4356,5 \cdot a_1 = 476286. \end{cases}$$

Розв'язуємо дану систему. В результаті маємо:

$$a_0 = 1591;$$

$$a_1 = 53,6.$$

Для нових ліній електромережі апроксимована функція оптимальних витрат матиме наступний вигляд

$$Z_n = 1591 + 53,6 \cdot P.$$

А для вже існуючих ліній має наступний вираз:

$$Z_{\text{існ}} = 79,49 \cdot P.$$

Апроксимована функція оптимальних затрат зображена на рис. 5.2.

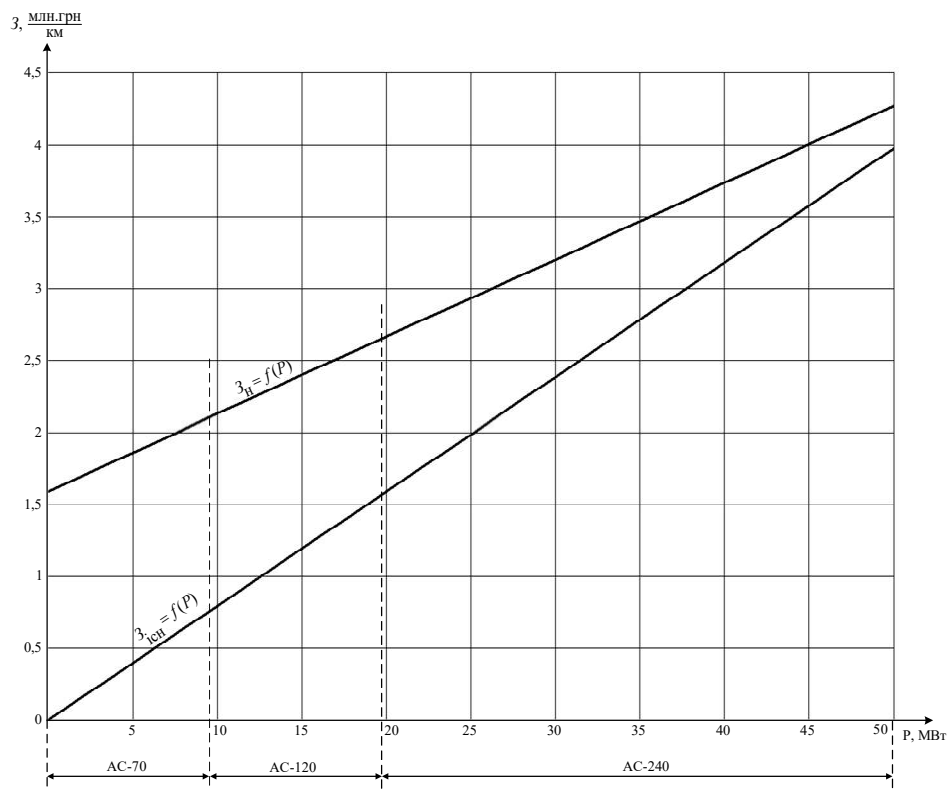


Рисунок 5.2 – Апроксимована функція оптимальних затрат ліній 10 кВ

Висновки до розділу

Сформовано функцію оптимальних затрат для ліній номінальною напругою 110 кВ на залізобетонних опорах. Для цього розглянуто сталевалюмінієві проводи перерізом 70 мм², 120 мм² та 240 мм². Також для даної функції виконано апроксимацію методом найменших квадратів.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

6.1 Вступ

В процесі експлуатації мережі 110 кВ на обслуговуючий персонал потрапляє під вплив різних шкідливих і небезпечних чинників. Дані чинники можуть призвести до травмування працівників. Для зменшення впливу негативних чинників застосовується комплекс заходів та засобів з охорони праці.

Мета розділу – формування заходів для унеможливлення або зменшення до мінімуму впливу шкідливих і небезпечних чинників, що виникають в процесі технічної експлуатації мереж 110 кВ.

Об'єкт досліджень – технічна експлуатація повітряних лінії напругою 110 кВ.

Предмет досліджень – впровадження комплексу заходів і засобів призначених для створення безпечних умов для обслуговуючого персоналу ліній 110 кВ.

6.2 Технічні характеристики і вибір місця розташування ліній 110 кВ

Технічна інформація про електричну мережу 110 кВ наведена в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Технічні характеристики ЛЕП-110 кВ

Назва електричного обладнання	Основні характеристики	Показник
РЕМ	Номінальна напруга	110 кВ
	Загальна протяжність ПЛ	192 км
	Кількість ПС 110/10	2
	Кількість ПС 110/35/10	3
ПЛ	Марки та переріз проводів	АС-70, АС-120, АС-240
	Число фаз	3
	Тип та кількість ізоляторів на одну фазу	6×ПС-120
	Додаткові пристрої	Грозозахисний трос
Опора	Марка	ПБ-10-1; УБ110-1
	Матеріал	залізобетон
	Габаритні розміри	22600 мм×540 мм× 650 мм
	Маса	4835 кг

Проектована РЕМ 110 кВ розміщується на території Херсонської області. Клімат області посушливий, помірноконтинентальний. Ґрунти переважно чорноземи з лесовим підґрунтям.

Рельєф області рівнинний.

Згідно [1] кліматичні умови в Херсонській області наступні: середньорічна температура складає 10°C; мінімальна температура -32 °C; максимальна температура 40 °C; вітровий тиск 500 Па; тиск вітру під час ожеледі 350 Па; вага ожеледі 15 Н/м.

6.3 Визначення та оцінка умов праці на робочому місці

Визначаємо показники умов праці обслуговуючого персоналу повітряних ліній електропередавання та заносимо дані до табл. 6.2.

Таблиці 6.2 – Показники умов праці

Назва показника	Характеристики	Фактичне значення
Кваліфікація працівників	Кількість	7 осіб
	Група з електробезпеки	Майстер: V група; члени бригади: IV група
Місце проведення робіт	Площа	Від 2 м ²
	Відкрите	
	Тимчасове	
	На висоті На поверхні землі	На висоті до 25 м
Параметри мікроклімату	Температура	-10...35°C
	Вологість	40-91%
	Швидкість вітру	0,2-12 м/с
Важкість праці	Робоче положення II категорія	Деякі види робіт здійснюються на великій висоті. Періодичне перебування в незручній позі до 40 % робочого часу
Напруженість праці	Напруженість органів чуття III категорія	Навантаження на зір складає 50 % часу. Навантаження на слух. Розбірливість слів та сигналів 60 %. Тривалість зосередження уваги 80% часу.
Оцінка умов праці	Шкідливі	Шкідливі II категорії

6.4 Визначення та оцінка шкідливих та небезпечних виробничих чинників

В табл. 6.3 наведені визначені шкідливі та небезпечні чинники.

Таблиця 6.3 – Перелік шкідливих та небезпечних чинників

Перелік НШВЧ	Фактичне значення	Граничнодопустиме значення та номер нормативного документу
Напруга	110 кВ	6 В [1]
Робота на висоті	До 25 м	
Несприятливі погодні умови	Підвищена температура більше 25 °С; зниження температури нижче -10 °С; пориви вітру	

6.5 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів

В табл. 6.4 наведені обрані організаційні та технічні заходи з охорони праці.

Виконаємо розрахунок захисного заземлення опори повітряної лінії 110 кВ.

Опори встановлені в чорноземі. Захисне заземлення буде складатися із сталевих прутків діаметром 25 мм та довжиною 2500 мм і сталевієї полоси розміром 4×40 мм.

Таблиця 6.4 – Організаційні і технічні заходи

Вид заходу	Опис, показники та характеристики
1	2
Організаційні	Навчання працівників правилам безпечної експлуатації електроустановок. Формування завдання на виконання робіт. Призначення працівника, що буде відповідати за безпечне виконання робіт. Видача наряду працівником, якому надано право видачі нарядів. Отримання дозволу від старшого оперативного працівника (диспетчера) на підготовку робочого місця і допуск. Виконання технічних заходів щодо підготовки робочого місця. Проведення цільового інструктажу членів бригади на робочому місці. Переведення бригади на інші робочі місця.

Продовження таблиці 6.4

1	2
Технічні	Відключення та заземлення обладнання на, якому будуть проводитись роботи. Встановлення заборонних, застережних. Вказівних та інформаційних плакатів. Встановлення огороження обладнання, яке залишається під напругою. Використання справного та випробуваного інвентаря. Виконання захисного заземлення електрообладнання.

Обчислюємо для вертикального і горизонтального заземлювача розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{ВЗрозр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi_i = 30 \cdot 1,1 = 33 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{\text{ГЗрозр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi_i = 30 \cdot 3,5 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Заземлювачі монтуємо в ґрунті на глибині 800 мм.

Знаходимо для одного вертикального заземлювача опір розтікання струму:

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,8 + \frac{2,5}{2} = 2,05 \text{ Ом};$$

$$R_{B1} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \frac{2l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l_1}{4t-l_1} \right) = \frac{33}{2 \cdot \pi \cdot 2,5} \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,025} + \ln \frac{4 \cdot 2,05 + 2,5}{4 \cdot 2,05 - 2,5} \right) = 1,37 \text{ Ом}.$$

Знаходимо кількість вертикальних заземлювачів:

$$n' = \frac{R_{B1}}{R_{\text{шт}} \cdot \eta_e} = \frac{1,37}{0,73 \cdot 0,5} = 3,75 \rightarrow n = 4.$$

Знаходимо значення відстані між вертикальними заземлювачами:

$$\alpha = l_1 \cdot \eta_e = 2,5 \cdot 0,73 = 1,83 \text{ м}.$$

Розрахуємо необхідну довжину ГЗ:

$$l_e = \alpha \cdot (n-1) = 1,83 \cdot (4-1) = 5,49 \text{ м}.$$

Здійснюємо розрахунок опору розтікання ГЗ:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{ГЗрозр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \left(\ln \frac{l_{\Gamma}^2}{d_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right) = \frac{105}{2 \cdot \pi \cdot 5,49} \left(\ln \frac{5,49^2}{0,038 \cdot 0,95} \right) = 20,48 \text{ Ом}.$$

Знаходимо значення результуючого опору заземлення опори:

$$R'_{\text{шт}} = \frac{R_{B1} \cdot R_{\Gamma}}{(R_{B1} \cdot \eta_{\Gamma\text{эф}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\text{Вэф}})} = \frac{1,37 \cdot 20,48}{1,37 \cdot 0,85 + 20,48 \cdot 4 \cdot 0,73} = 0,46 \text{ Ом.}$$

Як бачимо $R'_{\text{шт}} < R_{\text{шт}}$ ($0,46 < 0,5$). Таким чином отриманий контур заземлення відповідає технічним вимогам. Креслення захисного заземлення опори лінії 110 кВ зображено на рис. 6.1.

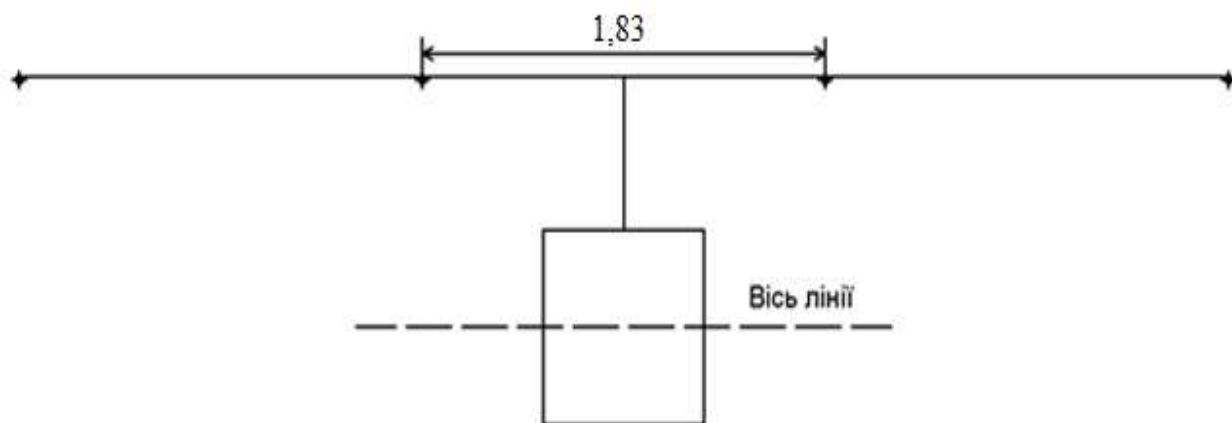


Рис. 6.1 – Захисне заземлення опори лінії 110 кВ

6.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних та шкідливих виробничих чинників

В табл. 6.5 наведені обрані захисні засоби для електротехнічного персоналу, що експлуатує лінію електропередачі.

В табл. 6.6 наведені обрані електрозахисні засоби для електротехнічного персоналу, що експлуатує лінію електропередачі.

Таблиця 6.5 – Вибір засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка	Технічні характеристики	Нормативні документи
1	2	3	4	5
Захисний костюм	Захист від виробничих забруднень, механічних впливів	MCVE2 12 місяців	Матеріал: 65% поліестер, 35% бавовна	[2]

Продовження таблиці 6.5

1	2	3	4	5
Захисний костюм утеплений	Захист від знижених температур.	LIBRA 12 місяців	Матеріал: Поліестер. Утеплювач: синтепоп.	[2]
Захисне взуття	Захист від механічних впливів	SAGA S3 SRS. 12 місяців	Матеріал: Натуральна шкіра	[2]
Захисні рукавички	Захист від загальнопромислових забруднень і механічних впливів; від проколів і порізів	FLEXY 3 місяці	Матеріал: шкіра	[2]
Захист очей	Захист від електричної дуги	UNIVET 513	Матеріал: Полікарбонат	[2]
Захист голови	Захист голови від травм, падаючих невеликих предметів, ударів об предмети та конструкції.	Універсал	Матеріал: поліетилен низького тиску	[2]
Захист для роботи на висоті	Захист від падіння	HAR2	Пояс запобіжний комбінований	[2]

Таблиця 6.6 - Вибір електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Назва	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
1	2	3	4
ЕЕЗ для індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для виконання робіт під напругою до 1 кВ	Основний до 1 кВ Додатковий понад 1 кВ. Один раз на 6 міс.
	Діелектричні боти	Для виконання робіт під напругою до 500 кВ	Додатковий ЕЕЗ Один раз на 36 міс.
	Показчик напруги	Вимірювання напруги	Основний ЕЕЗ. Один раз на 12 міс.

Продовження таблиці 6.6

1	2	3	4
Контрольно-сигнальні прилади	Ізольовані штанги	Для виконання робіт під напругою 110 кВ	Основний ЕЕЗ Один раз на 24 міс.
	Вимірювальні штанги	Для виконання робіт під напругою 110 кВ	Основний ЕЕЗ. Один раз на 12 міс.
Захисні пристосування	Ізолюючі підставки	Забезпечення безпеки виконання робіт	0,4-500 кВ. 1 в раз 24 місяці
	Захисне переносне заземлення. Плакати безпеки	Забезпечення безпеки виконання робіт	0,4-500 кВ. Періодичний огляд

6.7 Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

В табл. 6.7 наведені основні джерела небезпек, що виникають під час експлуатації електромережі 110 кВ. В табл. 6.8 наведені організаційно-технічні заходи, які необхідно виконувати для ліквідації надзвичайних ситуацій.

Таблиця 6.7 – Джерела небезпеки

Джерело небезпеки	Причина	Наслідки
Падіння працівника з висоти	Порушення вимог правил безпеки, неправильне використання запобіжних поясів	Нещасний випадок
Падіння з висоти елементів ПЛ	Порушення вимог правил безпеки	Нещасний випадок

Таблиця 6.8 – Вибір організаційно-технічних заходів

Група заходів	Вид заходу	Критерій вибору
Технічні	Використання страхувальних канатів	Згідно вимог ПБЕЕ
Організаційні	Навчання виконанню робіт на висоті	Періодичні (1 раз на 3 роки)
	Навчання надавання першої медичної допомоги	Періодичні (1 раз на 3 роки)
	Проведення інструктажів	Первинний, цільовий

Висновки до розділу

В даному розділі розглянуто заходи і засоби з охорони праці, які дозволяють створити безпечні умови праці для обслуговуючого персоналу а процесі експлуатації мереж 110 кВ.

Технічне обслуговування ліній електропередавання 110 кВ здійснює бригада у складі 7 осіб. До складу, якої входить керівник робіт, який має V групу з електробезпеки та члени бригади, що мають IV з електробезпеки кожен.

Для обслуговуючого персоналу основними небезпечним чинниками є робота на висоті, робоче положення та висока напруга. Технічне обслуговування мереж 110 кВ відноситься до шкідливих робіт II категорії.

Для створення безпечних умов здійснення робіт сформовані технічні та організаційні заходи. Обрано ЗІЗ для кожного члена та ЕЕЗ для бригади в цілому.

ВИСНОВКИ

Методом поконтурної оптимізації згідно критерію мінімуму функції дисконтованих затрат визначено оптимальну експлуатаційну схему електричної мережі, в складі ліній 0-1, 0-2, 0-4, 2-3 та 4-5.

Здійснено розрахунок параметрів усталених режимів роботи електромереж при максимальних навантаженнях, мінімальних навантаженнях і в післяаварійному режимі. Втрати потужності склали: в режимі максимальних навантажень $1,34-j2,3$ МВА; в режимі мінімальних навантажень $0,72+j1,21$ МВА; в післяаварійному режимі $3,04-j6,55$ МВА. Обрано положення РПН і ПБЗ для розглянутих режимів.

Виконано проект вузлової ПС 110/35/10 кВ. Обрано схеми розподільчого устаткування. ВРУ-110 виконано за схемою 110-6, ВРУ-35 – 35-5, а ЗРУ-10 – 10-1.

Визначено струми короткого замикання на стороні ВН, СН та НН підстанції. Максимальні значення становлять: для сторони ВН – 12,63 кА, для сторони СН – 6,76 кА, а для сторони НН – 15,95 кА. Обрано електрообладнання для встановлення на проектуваній підстанції.

Виконано розрахунок диференційного захисту трансформатора ТДТН-25000/110 на терміналі RET 670 та максимального струмового захисту із пуском по напрузі.

Розроблені захисні засоби і заходи для забезпечення безпечних умов праці під час експлуатації повітряної лінії 110 кВ.

Розроблено стартап-проект оптимальної схеми електропостачання споживачів мережею 110 кВ.

Сформовано функцію дисконтованих затрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах. Виконано апроксимацію за методом найменших квадратів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Гігієнічні нормативи ГН 3.3.5-8-6.6.1-20014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. 08.04.2014.
2. Про затвердження Норм безплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів. Наказ Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 13.10.2007.
3. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Встановлює вимоги до потрібного переліку електрозахисних засобів, до зберігання, випробування, перевірки стану та користування залежно від умов праці.
4. НПАОП 40.1-1.01-97 (ДНАОП 1.1.10-1.01-97). Правила безпечної експлуатації електроустановок.
5. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2017). Введені 21.07.2017.
6. ДНАОП 0.00-1.03-02. Правила будови і безпечної експлуатації вантажо-підіймальних кранів.
7. НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті.
8. Модели оптимального развития энергосистем / В.А. Баженов. Учеб. пособие. – Киев: КПИ, 1984. – 100 с.
9. Електричні системи та мережі. Районні електричні мережі [Текст]: метод. вказівки до викон. курсового проекту з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студ.-іноземців напряму підготов. 6050707 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К., НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.
10. Математичні моделі електричних систем [Текст]: Метод. Вказівки до викон. Модульної контрольної роботи з дисципліни для студ. денної форми та студ.-іноземців напрямку підготовки «Електротехніка та електротехнології» програми професійного спрямування «Електричні системи і мережі» / Уклад. Т.Л. Кацадзе, О.М. Паненко. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 59 с.

11. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
12. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. СПб: ПЭИПК, 2007. -350 с.
13. Наклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Москва: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

ДОДАТОК А.
Результати перевірки на плагіат



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

ID перевірки:
1005467480

Дата перевірки:
16.12.2020 11:17:53 EET

Тип перевірки:
Doc vs My Database

Дата звіту:
16.12.2020 11:19:35 EET

ID користувача:
38476

Назва документа: Долынюк С.И

Кількість сторінок: 119 Кількість слів: 22794 Кількість символів: 134231 Розмір файлу: 4.81 MB ID файлу: 1005757181

4.7% Схожість

Найбільша схожість: 1.4% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: EF-579840)

Пошук збігів з Інтернетом не проводився

0% Джерела з Бібліотеки

444

Сторінка 121

1.26% Цитат

Цитати

4

Сторінка 122

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

364