

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«На правах рукопису»
УДК 621.311.1

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Геймураз КАЦАДЗЕ

«10 12 2025 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

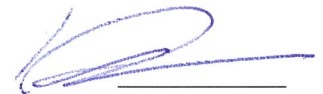
на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Застосування математичних методів та моделей для оптимального розвитку
електричних мереж енергосистем»**

Виконав:
студент II курсу, групи ЕС-41мп
Кузенний Єгор Олександрович



Науковий керівник:
доцент кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.
Баженов Володимир Андрійович



Рецензент:
доцент кафедри відновлюваних джерел енергії, к. т. н.
Бардик Євген Іванович



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

Київ – 2025

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

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Теймураз КАЦАДЗЕ

« » 2025 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Кузенному Єгору Олександровичу

1. Тема дисертації: «Застосування математичних методів та моделей для оптимального розвитку електричних мереж енергосистем», науковий керівник дисертації Баженов Володимир Андрійович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету №4778-с від «03» листопада 2025 р.
2. Термін подання студентом дисертації: 10 грудня 2025 р.
3. Об'єкт дослідження: електрична мережа 110 кВ.
4. Вихідні дані до дисертації: ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаження пунктів, географічний район спорудження мережі.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити:
 - 1) Побудувати функцію оптимальних витрат для лінії 110 кВ.
 - 2) Апроксимувати функцію оптимальних витрат для лінії 110 кВ.
 - 3) Знайти оптимальну мережу методом поконтурної оптимізації.
 - 4) Вибрати параметри ліній та трансформаторів.
 - 5) Замкнути мережу та розрахувати її режими.

6) Розрахувати уставки дистанційного захисту та струмового захисту нульової послідовності мережі.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Функція оптимальних витрат.
- 2) Апроксимація функції оптимальних витрат.
- 3) Метод поконтурної оптимізації.
- 4) Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи.
- 5) Карта уставок РЕМ.
- 6) Мікропроцесорний дистанційний захист ЛЕП 110 кВ.

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

8. Дата видачі завдання: 01.09.2025.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Визначення та апроксимація функції оптимальних витрат	01.09.25 – 11.09.25	
2	Оптимізація заданої мережі за допомогою методу поконтурної оптимізації	12.09.25 – 25.09.25	
3	Вибір та розрахунок характеристик обладнання мережі	26.09.25 – 09.10.25	
4	Розрахунок режимів роботи мережі	10.10.25 – 23.10.25	
5	Розрахунок уставок дистанційного захисту та струмового захисту нульової послідовності	24.10.25 – 13.11.25	
6	Розробка стартап-проєкту	14.11.25 – 27.11.25	
7	Оформлення пояснювальної записки та креслень	28.11.25 – 10.12.25	

Студент

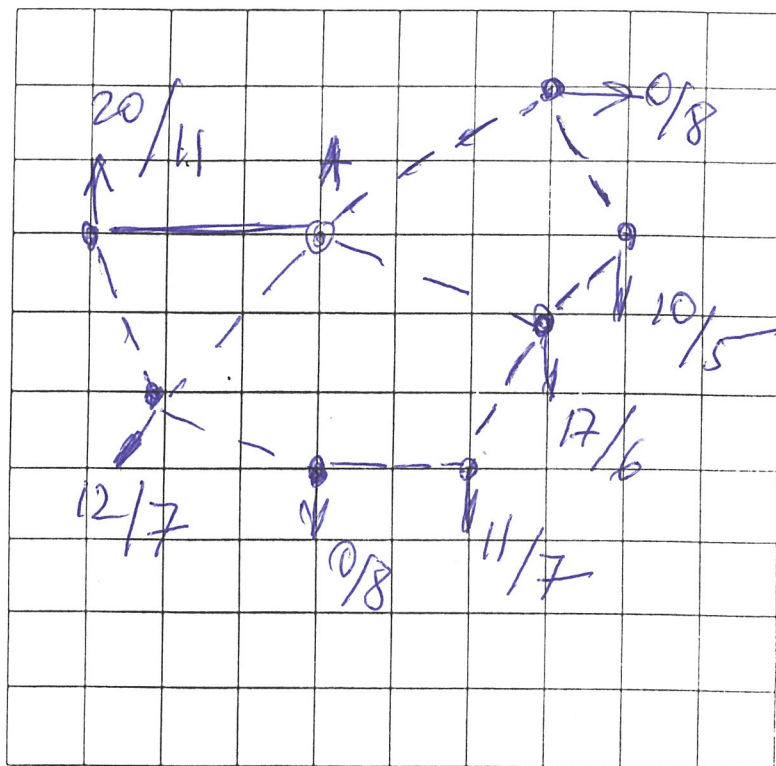
Єгор КУЗЕННИЙ

Науковий керівник

Володимир БАЖЕНОВ

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - опп)
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)

\$ 41,5



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці А.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) - за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,89}$, $\cos \varphi_{нн} = \underline{0,82}$, $T_{max} = \underline{5200}$ [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 $\alpha = \underline{63}$ (%), 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:
числівник - навантаження на стороні С.Н.;
знаменник - навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести-річних трикоштурних схем мережі.

Завдання
видає

Дата

Підпис викладача

**Пояснювальна записка
до магістерської дисертації**

на тему: Застосування математичних методів та моделей для оптимального розвитку
електричних мереж енергосистем

Київ – 2025 року

РЕФЕРАТ

Актуальність теми. Питання оптимального розвитку електричних мереж було і залишається актуальним для будь-якої енергосистеми тому, що економічна умови для бізнесу та населення напряму залежить від вартості виробництва та передачі електричної енергії. Технічні особливості передачі електроенергії зумовлюють необхідність у локалізації основних об'єктів енергосистеми на території енергосистем та окремих країн без можливості перенесення виробництва та його глобалізації. Отже питання продуктивності та економічності роботи електричних мереж є актуальним для кожної країни та регіону.

Магістерська дисертація на тему «Застосування математичних методів та моделей для оптимального розвитку електричних мереж енергосистем» має за мету знайти оптимальну конфігурацію, заданої завданням на магістерську дисертацію, електричної мережі номінальною напругою 110 кВ, визначити склад обладнання та режими вказаної мережі, розрахувати уставки релейного захисту.

Завданнями даної магістерської дисертації є:

- побудувати та апроксимувати функцію оптимальних витрат для лінії 110 кВ;
- знайти оптимальну мережу методом поконтурної оптимізації;
- обрати параметри ліній та трансформаторів;
- розрахувати режими замкненої мережі;
- вибрати уставки дистанційного захисту та струмового захисту нульової послідовності мережі.

Об'єкт дослідження: розподільча електрична мережа, що має номінальну напругу 110 кВ.

Предмет дослідження: методи оптимізації мережі, розрахунку режимів та уставок.

Методи дослідження. Для досягнення мети магістерської дисертації використано метод поконтурної оптимізації, розрахунок режиму здійснювався методом контурних рівнянь та ітераційним розрахунком «у струмах», метод пошуку оптимального перерізу проводів. Розрахунок уставок проводився з урахуванням

повного опору елементів мережі та коефіцієнтів струморозподілу, останні було розраховано за допомогою програми IEDKK. Для інших розрахунків використовувалося ПЗ MathCad, а для подання результатів Microsoft Office та AutoCAD.

Практичне значення результатів магістерської дисертації, полягає у можливості розвитку заданої мережі найбільш економічно вигідним шляхом, з допустимими параметрами режиму, визначеним складом обладнання, розрахованими положеннями пристроїв регулювання. Розраховані уставки релейного захисту дозволять забезпечити захист ПЛ мережі від всіх видів КЗ з високою швидкістю та забезпеченням дальнього резервування.

Обсяг магістерської дисертації становить: 124 сторінок розміру А4, 8 аркушів А1, 44 рисунки та 46 таблиць у межах пояснювальної записки. У списку використаних джерел магістерської дисертації згадано 21 літературне джерело.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЕНЕРГОСИСТЕМА, ОПТИМІЗАЦІЯ МЕТОДОМ ПОКОНТУРНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ, МЕТОД НАЙМЕНШИХ КВАДРАТІВ, ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ.

ABSTRACT

Relevance of the topic. The task of optimal development of electrical networks has been and remains relevant for any power system, because the economic conditions for business and the population directly depend on the cost of production and transmission of electrical energy. The technical aspects of electricity transmission require the localization of the main power system facilities within the territory of power systems and individual countries, without the possibility of relocating production and globalizing it. Therefore, the issue of the productivity and cost-effectiveness of electrical networks is relevant for every country and region.

Master's thesis on “The application of mathematical methods and models for the optimal development of power system electrical networks” **aims** to find the optimal configuration of an electrical network with a nominal voltage of 110 kV, as specified in the master's thesis, to determine the composition of equipment and modes of the specified network, and to calculate the settings for relay protection.

The objectives of this master's thesis are:

- to construct and approximate the optimal cost function for a 110 kV line;
- to find the optimal network using the contour optimization method;
- to select the parameters of lines and transformers;
- calculate the modes of a closed network;
- select the settings for distance protection and zero-sequence current protection of the network.

Object of research: a distribution electrical network with a nominal voltage of 110 kV.

Subject of research: methods for optimizing the network, calculating modes and protection settings.

Research methods. To achieve the goal of the master's thesis, the circuit optimization method was used, the mode was calculated using the circuit equations method and iterative calculation “in currents,” and the method of searching for the optimal wire cross-section. The calculation of settings was carried out taking into account the total resistance of the

network elements and current distribution coefficients, the last of which was calculated using the IEDKK program. Other calculations were performed using MathCad software. Microsoft Office and AutoCAD were used to present the results.

The practical significance of the results of the master's thesis lies in the possibility of developing a given network in the most economically advantageous way, with acceptable operating parameters, a specific set of equipment, and calculated positions of control devices. The calculated relay protection settings will ensure protection of the power line network from all types of short circuits with high speed and long-distance backup.

The volume of the master's thesis is: 124 pages of A4 size, 8 sheets of A1, 44 figures, and 46 tables within the explanatory note. The list of sources used in the master's thesis mentions 21 literary sources.

ELECTRIC NETWORK, POWER SYSTEM, OPTIMIZATION BY THE CONTOUR OPTIMIZATION METHOD, LEAST SQUARES METHOD, DISCOUNTED COST FUNCTION, STEADY-STATE MODE CALCULATION.

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень	12
Вступ.....	13
1 Визначення функції оптимальних витрат.....	14
1.1 Визначення функції оптимальних витрат для мережі 110 кВ	14
1.2 Апроксимована функція оптимальних витрат мережі 110 кВ	18
Висновки по розділу 1	21
2 Пошук оптимального складу мережі.....	22
2.1 Метод поконтурної оптимізації	22
Висновки по розділу 2	27
3 Розрахунок характеристик обладнання мережі	29
3.1 Розрахунок параметрів трансформаторів мережі	29
3.2 L-схема мережі	30
3.3 Вибір марки проводу ПЛ мережі.....	32
3.4 Z-схема мережі	42
Висновки по розділу 3	53
4 Розрахункові режими роботи мережі.....	55
4.1 Максимальний режим	55
4.2 Мінімальний режим	70
4.3 Післяаварійний режим.....	77
Висновки по розділу 4	81
5 Розрахунок уставок терміналу REL650	83
5.1 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання	83
5.2 Розрахунок уставок дистанційного захисту для терміналу REL650	89
5.3 Розрахунок струмів однофазного короткого замикання.....	95
5.4 Розрахунок уставок струмового захисту нульової послідовності для терміналу REL650	102
Висновки по розділу 5	110
6 Розробка стартап-проєкту.....	112
6.1 Ідея стартап-проєкту	112

6.2 Визначення конкурентної переваги	112
6.3 Технологічний аудит проекту	115
6.4 Економічні характеристики проекту	116
Висновки по розділу 6	117
Загальні висновки	118
Список використаних джерел	120
Додаток А Результати перевірки магістерської дисертації на плагіат	123

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БП	– балансуючий пункт
ДЗ	– дистанційний захист
ПЗ	– програмне забезпечення
ПЛ	– повітряна лінія електропередавання
ПС	– підстанція
РПН	– регулювання під напругою
РУ	– розподільче устаткування
ПБЗ	– перемикач без збудження
РЕМ	– районна електрична мережа
ЕРС	– електрорушійна сила
КЗ	– коротке замикання
КЛ	– кабельна лінія електропередавання
ПРВВ	– пристрій резервування відмови вимикача
ПУЕ	– правила улаштування електроустановок
ВН	– висока напруга
СЗНП	– струмовий захист нульової послідовності
СН	– середня напруга
ст.	– ступінь
НН	– низька напруга

ВСТУП

Визначення шляху оптимального розвитку електричних мереж енергосистем відіграє важливу роль у ефективності роботи енергосистеми незалежно від країни чи регіону в якому вона розташована тому, що вартість електричної енергії відіграє суттєву роль у рівні та вартості життя населення, а також собівартості продукції промислових виробництв. Оптимізація розвитку електричних мереж дозволяє зменшити витрати на експлуатацію та будівництво електричних мереж, а відповідно і позитивно впливає на собівартість електропостачання для споживачів мережі. Процес оптимізації має певні обмеження, обумовлені перш за все експлуатаційними характеристиками обладнання, а також вимогами щодо надійності та якості електричної енергії. Через це процес оптимізації має виконуватися фахівцями обізнаними з відповідними науково-технічними методами та підходами.

Вихідними даними є ситуаційний план існуючої та запланованої ділянок мережі зі значеннями навантажень у вузлах мережі, а також відстань між ними. Вказані дані необхідно використати для розрахунку усталених режимів електричної мережі, що полягає у визначенні основних режимних параметрів, та перевірці їх на допустимість, згідно чинних вимог щодо якості напруги та надійності електропостачання.

Для виконання завдання оптимізації доцільно використати саме метод поконтурної оптимізації тому, що він дозволяє визначити оптимальну конфігурацію мережі зі значно меншим об'ємом розрахунків за оптимізацію методом почергового виключення гілок.

У цій дисертації також розглядається питання розрахунку уставок релейного захисту, а саме дистанційного захисту та струмового захисту нульової послідовності виконанні на мікропроцесорному терміналі. Питання модернізації релейного захисту електричних мереж України є актуальним, так як досі широко розповсюджені електромеханічні пристрої морально та технічно застаріли, та у більшості випадків потребують заміни через вичерпання терміну експлуатації.

1 ВИЗНАЧЕННЯ ФУНКЦІЇ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ

1.1 Визначення функції оптимальних витрат для мережі 110 кВ

Побудова нових ПЛ та КЛ, з метою розвитку електричних мереж, потребує значних фінансових та виробничих ресурсів. Томі доцільно розглянути способи зменшити витрати вказаних ресурсів, без необґрунтованого зниження надійності та без допущення порушення стійкої роботи електричної мережі. Основним з цих способів є оптимізація витрат, що полягає у порівнянні варіантів будівництва з кінцевою метою знаходження найменш дороговартісного, без порушення зв'язності схеми та невідповідності дійсним стандартам.

Даний розділ присвячений розрахунку та вибору найбільш економічного варіанту побудови ПЛ, що полягає у визначенні оптимальної марки проводу, спираючись на оптимальний переріз, навантаження по ПЛ та можливість розщеплення фаз ПЛ. В результаті виконання цього розділу ми маємо отримати функцію оптимальних витрат зі зазначеними економічними інтервалами. Іншими словами ми маємо знайти залежність величини потоку потужності, що протікає по проводам лінії, від приведених витрат, для всіх розглянутих перерізів проводів вказана залежність має задовольняти умову:

$$Z_i(P_i) = \min \{Z_{i1}(P_i), Z_{i2}(P_i), \dots, Z_{iV}(P_i)\},$$

де V – число розглянутих варіантів виконання лінії i заданої мережі.

Витрати на будівництво та експлуатацію лінії, виходячи з довжини лінії знаходимо за формулою:

$$Z_V = Z_{V0} \cdot l,$$

де Z_{V0} – погонні затрати на будівництво та експлуатацію лінії при виконанні ПЛ проводом певного перерізу;

l – задана довжина ПЛ.

Погонні витрати з визначимо за наступним виразом (1.1):

$$Z_{V0} = K_V + \frac{H_e \cdot K_V}{E} + \frac{r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} \cdot P^2, \quad (1.1)$$

де K_V – погонна вартість будівництва ПЛ;

H_e – норма відрахувань на ремонт та експлуатацію ПЛ, відповідно до таблиці Д.30 [1];

E – норма дисконту;

r_{V0} – погонний активний опір проводу, прийнятий за даними таблиці Д.12 [1];

Z_e – середньозважена ціна на електроенергію, отримана за сайту Оператора ринку у вересні 2025 року;

τ – час максимальних витрат;

U_H – номінальна напруга мережі;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності мережі.

Функція дисконтованих витрат, виходячи з формули, має наступний вигляд (1.1):

$$Z_{V0}(P) = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2,$$

де a_{V0} та b_{V0} є коефіцієнтами параболи, що знаходяться за формулами (1.2, 1.3):

$$a_{V0} = K_V + \frac{H_e \cdot K_V}{E} \quad (1.2)$$

$$b_{V0} = \frac{r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} \quad (1.3)$$

Використаємо вищенаведені формули для знаходження функції оптимальних витрат.

Погонна вартість будівництва ПЛ при її виконанні проводами перерізом 70, 120, 240 мм² а також при розщепленні фази за даними таблиці Д.23 [1]:

$$K_{V070} = \frac{275}{5} = 55 \frac{\text{тис.дол.}}{\text{км}};$$

$$K_{V0120} = \frac{295}{5} = 59 \frac{\text{тис.дол.}}{\text{км}};$$

$$K_{V0240} = \frac{350}{5} = 70 \frac{\text{тис.дол.}}{\text{км}};$$

$$K_{V02x240} = \frac{500}{5} = 100 \frac{\text{тис.дол.}}{\text{км}}.$$

Погонна вартість будівництва ПЛ відповідно до вказаної в завданні вартості долару США:

$$K_{V70} = K_{V070} \cdot k_{\text{дол}} = 55 \cdot 41,5 = 2282,3 \frac{\text{тис.грн.}}{\text{км}};$$

$$K_{V120} = K_{V0120} \cdot k_{\text{дол}} = 59 \cdot 41,5 = 2448,5 \frac{\text{тис.грн.}}{\text{км}};$$

$$K_{V240} = K_{V0240} \cdot k_{\text{дол}} = 70 \cdot 41,5 = 2905 \frac{\text{тис.грн.}}{\text{км}};$$

$$K_{V2x240} = K_{V02x240} \cdot k_{\text{дол}} = 100 \cdot 41,5 = 4150 \frac{\text{тис.грн.}}{\text{км}}.$$

Визначимо час максимальних витрат:

$$\tau = \left(0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + 5200 \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = 3633,087 \frac{\text{год.}}{\text{рік}}.$$

Знаходимо коефіцієнти параболи за формулами (1.2) та (1.3):

$$a_{V0120} = K_{V120} + \frac{H_e \cdot K_{V120}}{E} = 2448,5 + \frac{1,2\% \cdot 2448,5}{10\%} = 2742,32 \frac{\text{тис.грн.}}{\text{км}};$$

$$b_{V0120} = \frac{r_{V0120} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 4,32 \cdot 3633,087}{110^2 \cdot 0,84^2 \cdot 10\%} = 4,485 \frac{\text{тис.грн.}}{\text{км} \cdot \text{МВт}^2},$$

Аналогічно розрахуємо коефіцієнти параболи для інших перерізів, та подаємо їх в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Розраховані значення коефіцієнтів параболи функцій дисконтованих витрат для визначених марок проводів

Марка проводу	$a_{V0}, \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$	$b_{V0}, \frac{\text{тис.грн}}{\text{км} \cdot \text{МВт}^2}$
АС-70/11	2556,4	7,754
АС-120/19	2742,32	4,485
АС-240/32	3253,6	2,173
2хАС-240/32	4648	1,086

Для вказаного вище переліку перерізів проводів визначаємо функцію дисконтованих витрат:

$$3_{V070}(P) = a_{V070} + b_{V070} \cdot P^2 = 2556,4 + 7,754 \cdot P^2;$$

$$3_{V0120}(P) = a_{V0120} + b_{V0120} \cdot P^2 = 2742,32 + 4,485 \cdot P^2;$$

$$3_{V0240}(P) = a_{V0240} + b_{V0240} \cdot P^2 = 3253,6 + 2,173 \cdot P^2;$$

$$3_{V02x240}(P) = a_{V02x240} + b_{V02x240} \cdot P^2 = 4648 + 1,086 \cdot P^2.$$

Побудуємо на рисунку 1.1 функції оптимальних витрат для наступних марок проводу АС-70/11, АС-120/19, АС-240/32 та 2хАС-240/32.

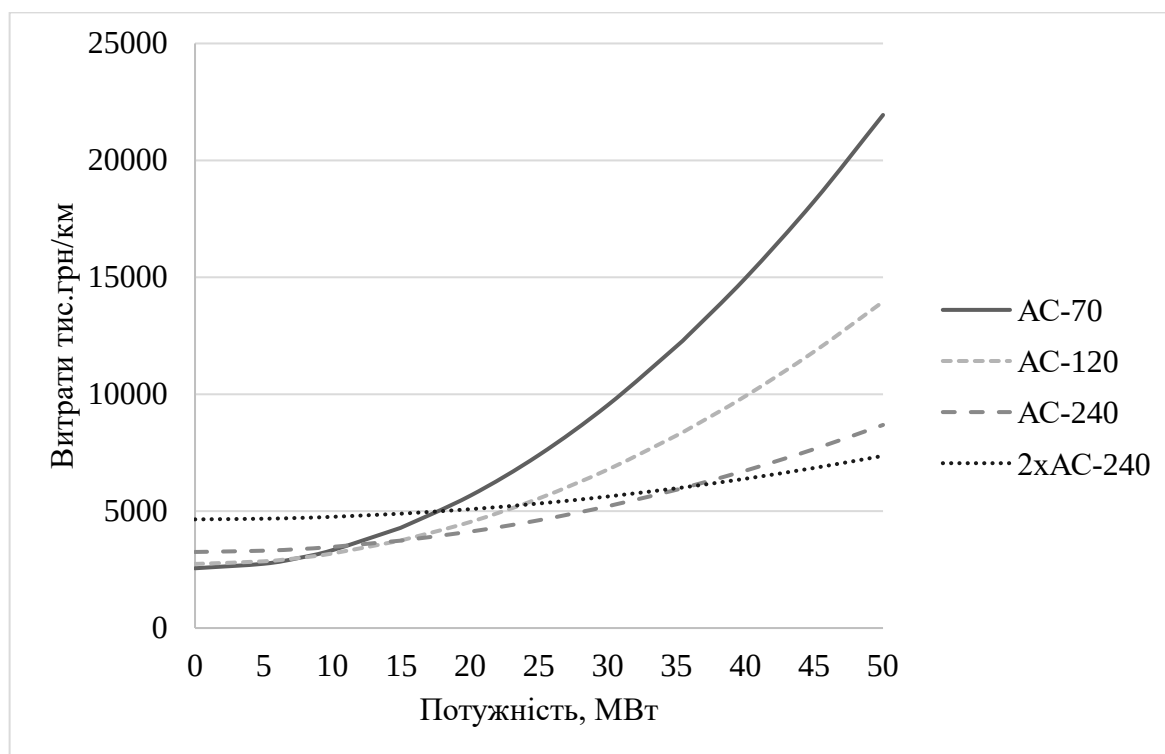


Рисунок 1.1 – Функції оптимальних витрат для проводів АС-70/11, АС-120/19, АС-240/32 та 2хАС-240/32.

За допомогою рисунку 1.1 визначимо економічно доцільні проміжки використання розглянутих перерізів проводів для побудови ПЛ 110 кВ залежно від перетоку потужності. Отже провід марки АС-70 економічно доцільно використати за перетоку, що лежить в межах від 0 до 8 МВт, для АС-120 – від 8 до 15 МВт, АС – 240 від 15 до 36 МВт, а для розщепленого виконання АС-2х240 більше 36 МВт.

1.2 Апроксимована функція оптимальних витрат мережі 110 кВ

За допомогою методу найменших квадратів апроксимуємо розраховану функцію оптимальних витрат для переліку визначених перерізів. Метод найменших квадратів являє собою знаходження мінімуму суми квадратів відхилень, використовуючи пряму $y = a_0 + a_1 \cdot x$ та наступні рівняння:

$$\begin{cases} S_0 \cdot a_0 + S_1 \cdot a_1 = T_0 \\ S_1 \cdot a_0 + S_2 \cdot a_1 = T_1 \end{cases},$$

де

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

Апроксимація функції оптимальних витрат полягає у розрахунку значень питомих витрат за потужностей від 0 до 45 МВт з кроком в 5 МВт, а також у знаходженні перетину між функціями обраних перерізів, точки перетину вказані в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Точки перетину функцій оптимальних витрат

P_i , МВт	3_i , $\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$	P_i , МВт	3_i , $\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$
0	2556,4	25	4611,642
5	2750,248	30	5209,18
7,542	2997,458	35	5915,362
10	3190,864	35,825	6042,324
14,869	3733,994	40	6386,294

Таблиця 1.2 (продовження)

P_i , МВт	z_i , $\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$	P_i , МВт	z_i , $\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$
15	3742,495	45	6848,028
20	4122,747		

За допомогою методу найменших квадратів проведемо апроксимацію функції оптимальних витрат, для чого розрахуємо суму квадратів відхилень та екстремум функції:

$$S_0 = \sum_{i=1}^{13} x_i^0 = N = 13;$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^{13} P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{13} = 0 + 5 + 7,542 + 10 + 14,869 + 15 + 20 + 25 + 30 + 35 + 35,825 + 40 + 45 = 283,236;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^{13} P_i^2 = P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + P_4^2 + P_5^2 + P_6^2 + P_7^2 + P_8^2 + P_9^2 + P_{10}^2 + P_{11}^2 + P_{12}^2 + P_{13}^2 = 0^2 + 5^2 + 7,542^2 + 10^2 + 14,869^2 + 15^2 + 20^2 + 25^2 + 30^2 + 35^2 + 35,825^2 + 40^2 + 45^2 = 8686,4;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^{13} z_i = z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 + z_6 + z_7 + z_8 + z_9 + z_{10} + z_{11} + z_{12} + z_{13} = 2556,4 + 2750,248 + 2997,458 + 3190,864 + 3733,994 + 3742,495 + 4122,747 + 4611,642 + 5209,18 + 5915,362 + 6042,324 + 6386,294 + 6848,028 = 58107,035;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N P_i \cdot z_i = P_1 \cdot z_1 + P_2 \cdot z_2 + P_3 \cdot z_3 + P_4 \cdot z_4 + P_5 \cdot z_5 + P_6 \cdot z_6 + P_7 \cdot z_7 + P_8 \cdot z_8 + P_9 \cdot z_9 + P_{10} \cdot z_{10} + P_{11} \cdot z_{11} + P_{12} \cdot z_{12} + P_{13} \cdot z_{13} = 0 \cdot 2556,4 + 5 \cdot 2750,248 + 7,542 \cdot 2997,458 + 10 \cdot 3190,864 + 14,869 \cdot 3733,994 + 15 \cdot 3742,495 + 20 \cdot 4122,747 + 25 \cdot 4611,642 + 30 \cdot 5209,18 + 35 \cdot 5915,362 + 35,825 \cdot 6042,324 + 40 \cdot 6386,294 + 45 \cdot 6848,028 = 1521063,192;$$

Для пошуку коефіцієнтів сформуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} 13 \cdot a_0 + 283,326 \cdot a_1 = 58107,035; \\ 283,326 \cdot a_0 + 8686,4 \cdot a_1 = 1521063,192. \end{cases}$$

Вищезгадані коефіцієнти дорівнюють:

$$a_0 = 2171,533 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$$

$$a_1 = 79,336 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км} \cdot \text{МВт}}.$$

Результатом проведених розрахунків є апроксимована залежність оптимальних витрат від перетоку потужності для проводів обраних перерізів:

$$Z_{\text{існ}} = a_0 + a_1 \cdot P = 2260,544 + 101,399 \cdot P;$$

$$Z_{\text{буд}} = a_1 \cdot P = 101,399 \cdot P.$$

Апроксимовану функція оптимальних витрат зображено на рисунку 1.2.

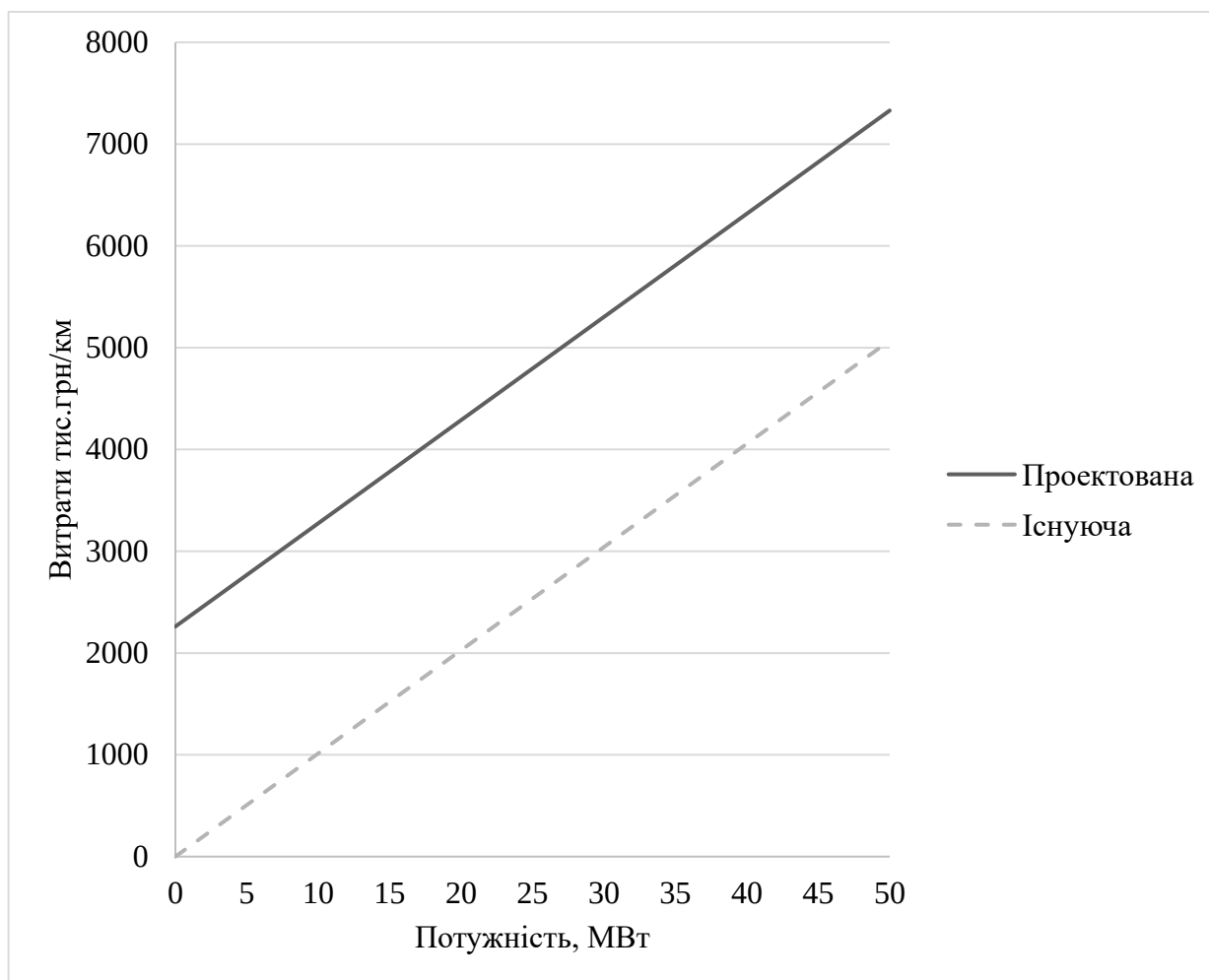


Рисунок 1.2 – Апроксимована функція оптимальних витрат

Економічно доцільні марки проводів залежно від потоку потужності відповідають вказаним під рисунком 1.1.

Висновки по розділу 1

У першому розділі магістерської дисертації нами було, використовуючи витрати на будівництво та експлуатацію ПЛ, побудовано та апроксимовано функцію оптимальних витрат. А також розраховано коефіцієнти параболи за допомогою методу найменших квадратів.

За результатами розрахунків було знайдено проміжки перетоків потужності за яких зберігається економічна доцільність побудови ПЛ для наступних перерізів: АС-70 від 0 до 8 МВт, для АС-120 – 8-15 МВт, АС-240 – 15-36 МВт, АС-2х240 – від 36 МВт. Отримані економічні інтервали в подальшому використаємо при оптимізації мережі.

2 ПОШУК ОПТИМАЛЬНОГО СКЛАДУ МЕРЕЖІ

2.1 Метод поконтурної оптимізації

Метод поконтурної оптимізації полягає у розрахунку поточкорозділу при почерговому виключенні ділянок обраного контуру проводиться порівняльний аналіз зведених витрат для розглянутих варіантів мережі для пошуку оптимальної конфігурації [2]. Метою оптимізації є знаходження мережі за конфігурації якою сумарні витрати будуть найменшими, за вихідну береться надлишкова мережа, отримана в завданні на дисертацію [19]. Спочатку обираємо один із контурів і виключаємо почергово кожну з його гілок. Знаходимо варіант за якого витрати будуть найменшими. Наступним кроком беремо інший контур і повторюємо перший крок. Результатом проведеної оптимізації є мережа подальше відключення ліній в якій призведе до втрати зв'язності схеми.

Надлишкова вихідна схема мережі, відповідно до завдання на магістерську дисертацію, зображено на рисунку 2.1.

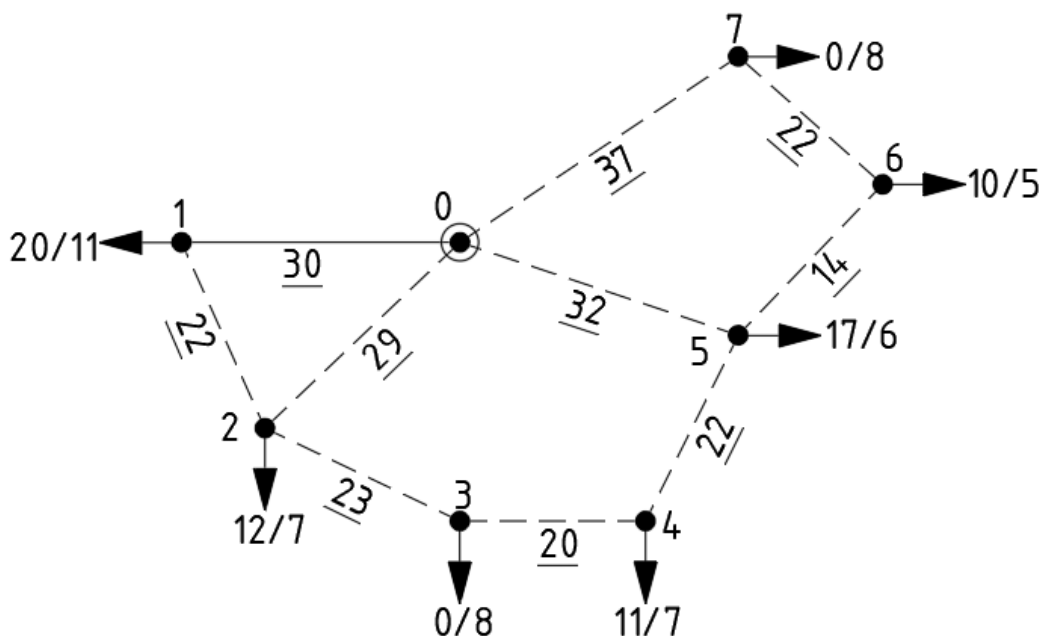


Рисунок 2.1 – Вихідна мережа номінальною напругою 110 кВ

На вказаному рисунку пунктирні лінії відображають ПЛ, що мають побудувати, а зображені суцільно лінією ті, що вже побудовані. Лінія 0-1, є єдиною існуючою лінією зі вказаної схеми мережі. Приймаємо, для подальшого розрахунку,

знаходження БП у вузлі А, в подальшому зображеного як пункт 0. Задана мережа є, ймовірно, надлишковою, так як в схему входять лінії, відключення яких, не призведе до втрати напруги в цьому вузлі, тому доцільно провести оптимізацію заданої мережі, дотримуючись вимог щодо надійності та якості електропостачання.

Зображена на рисунку 2.1 мережа має 3 контури: перший приймаємо дуги 0-1 та 0-2 з хордою 1-2, другий складається з дуг 0-2, 2-3, 0-5 та 5-4 з хордою 3-4, третій має дуги 0-5, 0-7 з хордою 6-7. Відключимо вказані хорди та зобразимо потоки потужностей на умовно розімкненій схемі на рисунку 2.2.

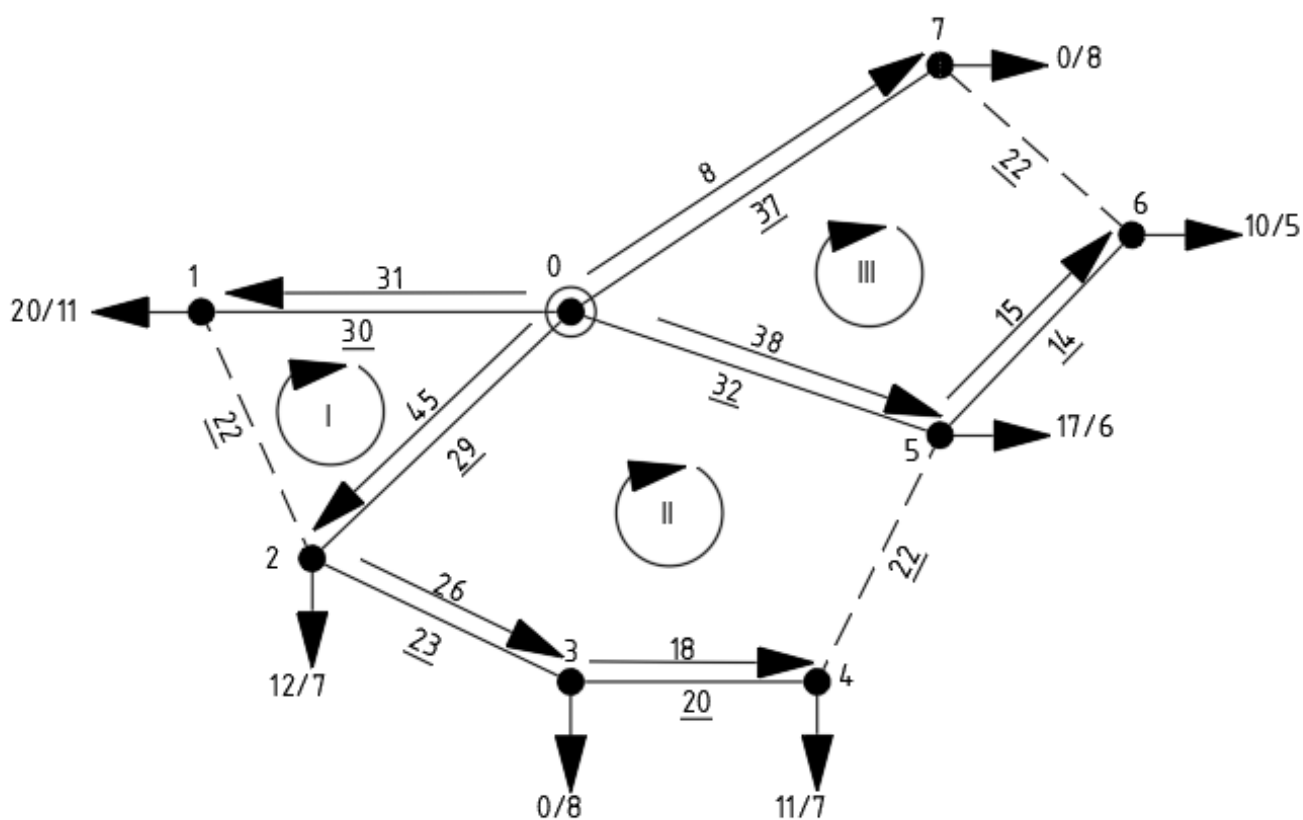


Рисунок 2.2 – Потокорозподіл потужностей по умовно розімкненій схемі

Розглянемо перший контур, по чергово виключаємо одну з гілок цього контуру, перетоки в розглянутих режимах 1, 2 та 3, що відповідають по черговому відключенню ділянок 0-1, 0-2 чи 1-2, позначено на рисунку 2.3 та занесені в таблицю 2.1.

Наведемо розрахунок дисконтованих витрат при відключенні однієї з ділянок першого контуру:

$$\overline{3_{0-1}} = (a_0 + a_1 \cdot P_{0-2})L_{0-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{1-2})L_{1-2} = (2,261 + 0,101 \cdot 50)29 + \\ + (2,261 + 0,101 \cdot 31)22 = 331,471 \text{ млн.грн};$$

$$\overline{3_{0-2}} = (a_1 \cdot P_{0-1})L_{0-1} + (a_0 + a_1 \cdot P_{1-2})L_{1-2} = (0,101 \cdot 50)30 + \\ + (2,262 + 0,101 \cdot 19)22 = 244,216 \text{ млн.грн};$$

$$\overline{3_{1-2}} = (a_1 \cdot P_{0-1})L_{0-1} + (a_0 + a_1 \cdot P_{0-2})L_{0-2} = (0,101 \cdot 31)30 + \\ + (2,262 + 0,101 \cdot 19)29 = 215,728 \text{ млн.грн};$$

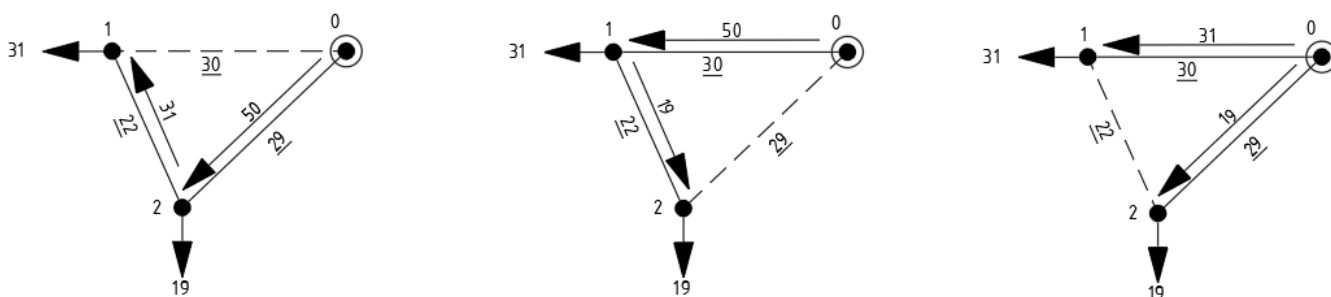


Рисунок 2.3 – Режими 1, 2 та 3 оптимізації першого контуру

Результати подальших розрахунків витрат проводимо аналогічно та вказуємо у відповідних таблицях.

Таблиця 2.1 – Оптимізація першого контуру

Виключена ділянка	Передавана потужність, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
0-1	0	50	31
0-2	50	0	19
1-2	31	19	0
3, млн.грн	331,471	244,216	215,728

Аналізуючи таблицю 2.1 робимо висновок, що найбільшу економічну доцільність має конфігурація з відключеною ділянкою 1-2 першого контуру.

Розглянемо другий контур, по чергово виключаємо одну з гілок цього контуру, перетоки в розглянутих режимах 1, 2, 3, 4 та 5, що відповідають по черговому відключенню ділянок 0-5, 4-5, 3-4, 2-3 чи 0-2, позначено на рисунку 2.4, рисунку 2.5 та рисунку 2.6, і занесені в таблицю 2.2.

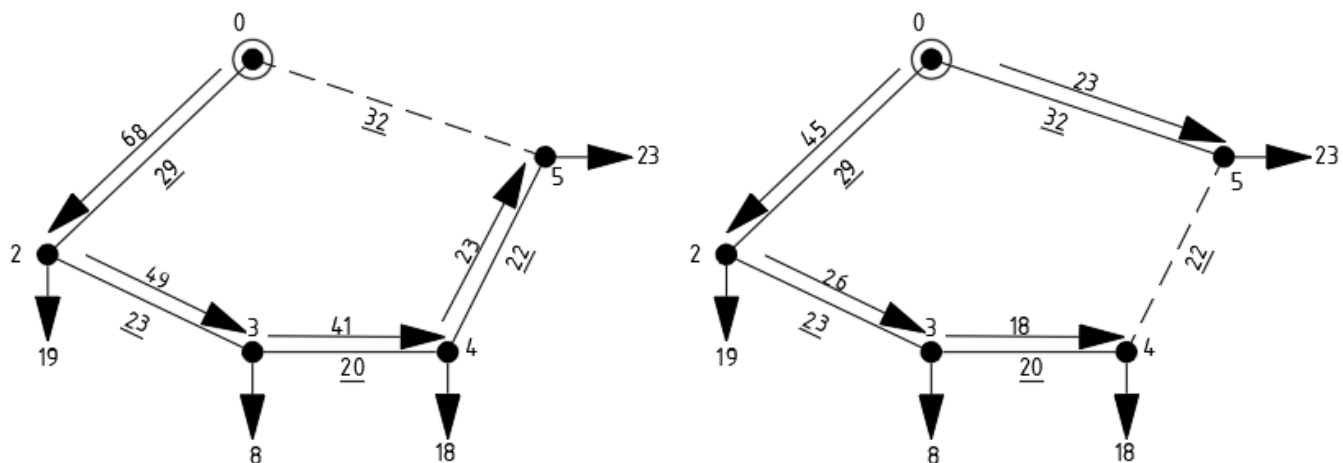


Рисунок 2.4 – Режими 1 та 2 оптимізації другого контуру

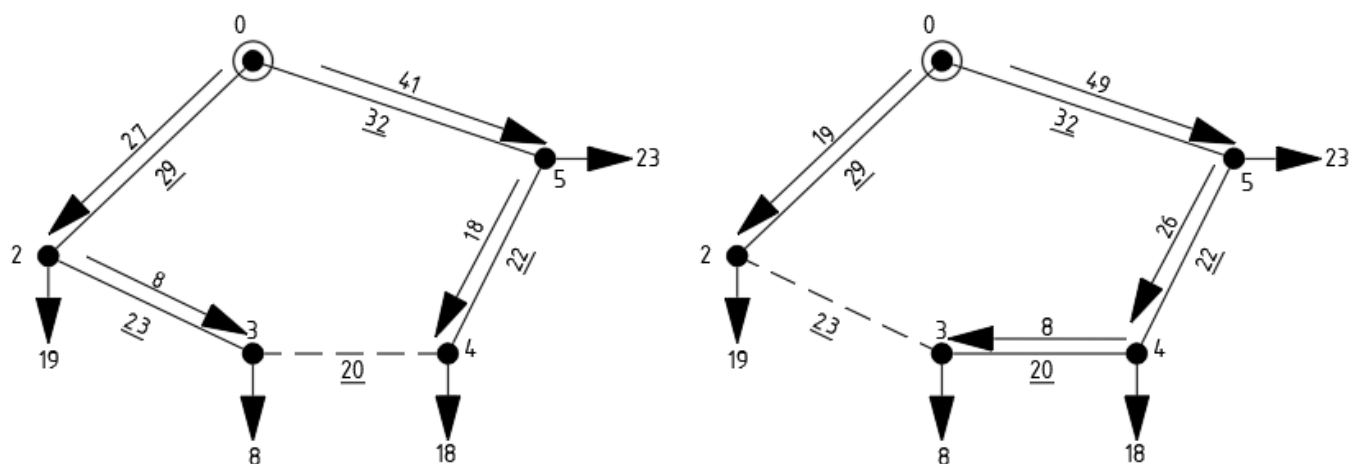


Рисунок 2.5 – Режими 3 та 4 оптимізації другого контуру

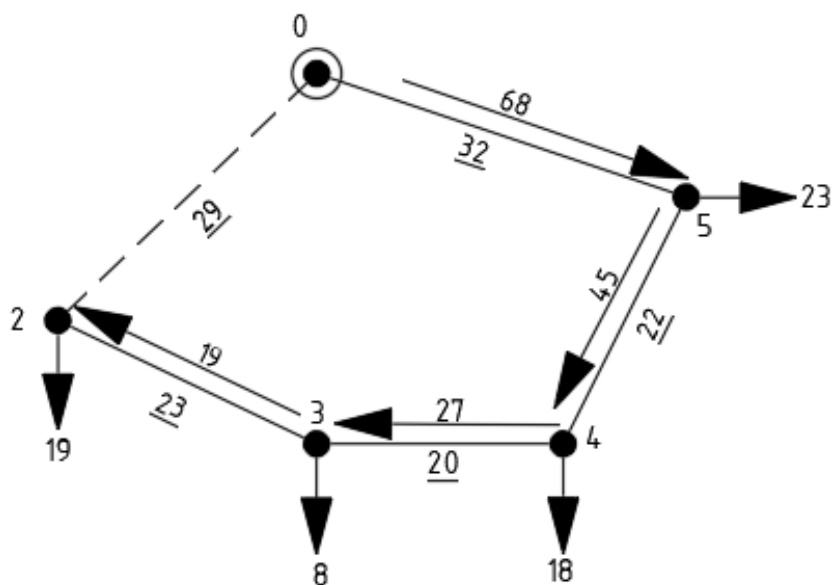


Рисунок 2.6 – Режим 5 оптимізації другого контуру

Таблиця 2.2 – Оптимізація другого контуру

Виключена ділянка	Передавана потужність, МВт				
	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4	Режим 5
0-5	0	23	41	49	68
4-5	23	0	18	26	45
3-4	41	18	0	8	27
2-3	49	26	8	0	19
0-2	68	45	27	19	0
3, млн.грн	661,183	539,193	510,861	521,926	639,37

Аналізуючи таблицю 2.2 робимо висновок, що найбільшу економічну доцільність має конфігурація з відключеною ділянкою 3-4 другого контуру.

Розглянемо третій контур, по чергово виключаємо одну з гілок цього контуру, перетоки в розглянутих режимах 1, 2, 3 та 4, що відповідають по черговому відключенню ділянок 0-7, 6-7, 5-6 чи 0-5, позначено на рисунку 2.7 та рисунку 2.8, і занесені в таблицю 2.3.

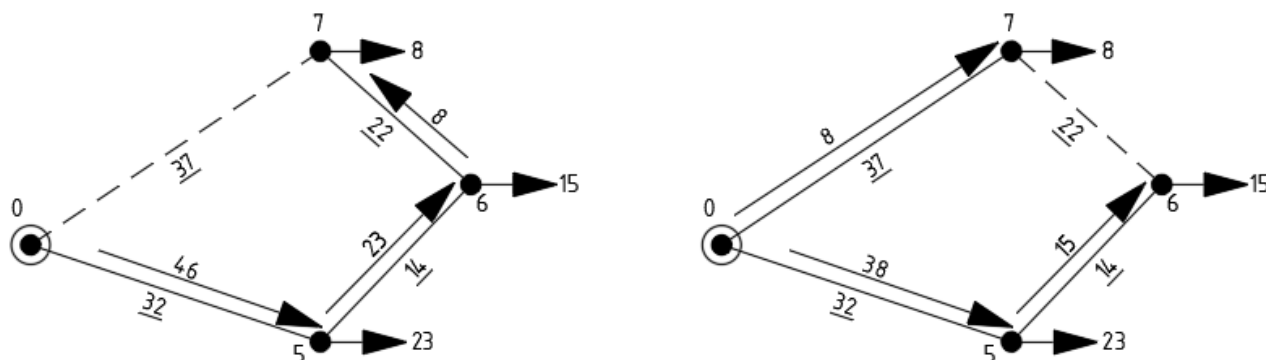


Рисунок 2.7 – Режими 1 та 2 оптимізації третього контуру

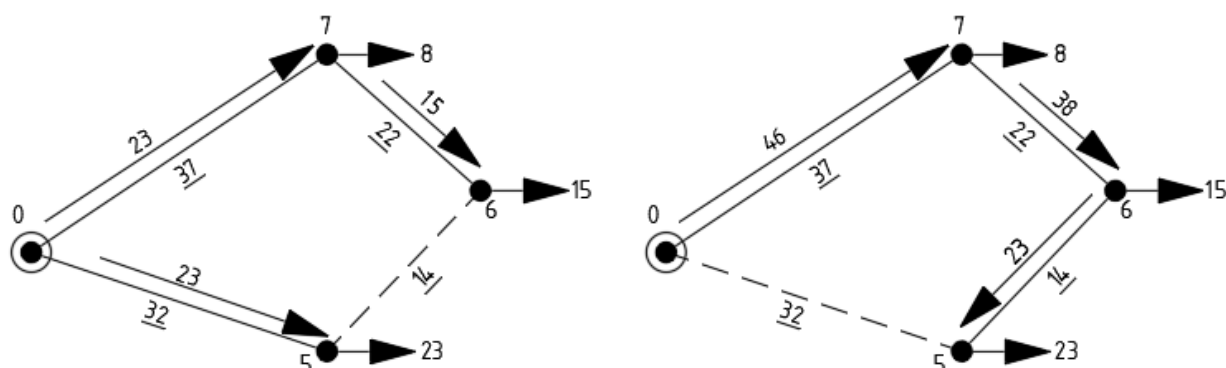


Рисунок 2.8 – Режими 3 та 4 оптимізації третього контуру

Таблиця 2.3 – Оптимізація третього контуру

Виключена ділянка	Передавана потужність, МВт			
	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
0-7	0	8	23	46
6-7	8	0	15	38
5-6	23	15	0	23
0-5	46	38	23	0
3, млн.грн	353,474	362,235	400,092	455,022

Аналізуючи таблицю 2.3 робимо висновок, що найбільшу економічну доцільність має конфігурація з відключеною ділянкою 0-7 третього контуру.

Використовуючи результати оптимізації по першому, другому та третьому контурах сформуємо оптимальну конфігурацію мережі та зобразимо її на рисунку 2.9.

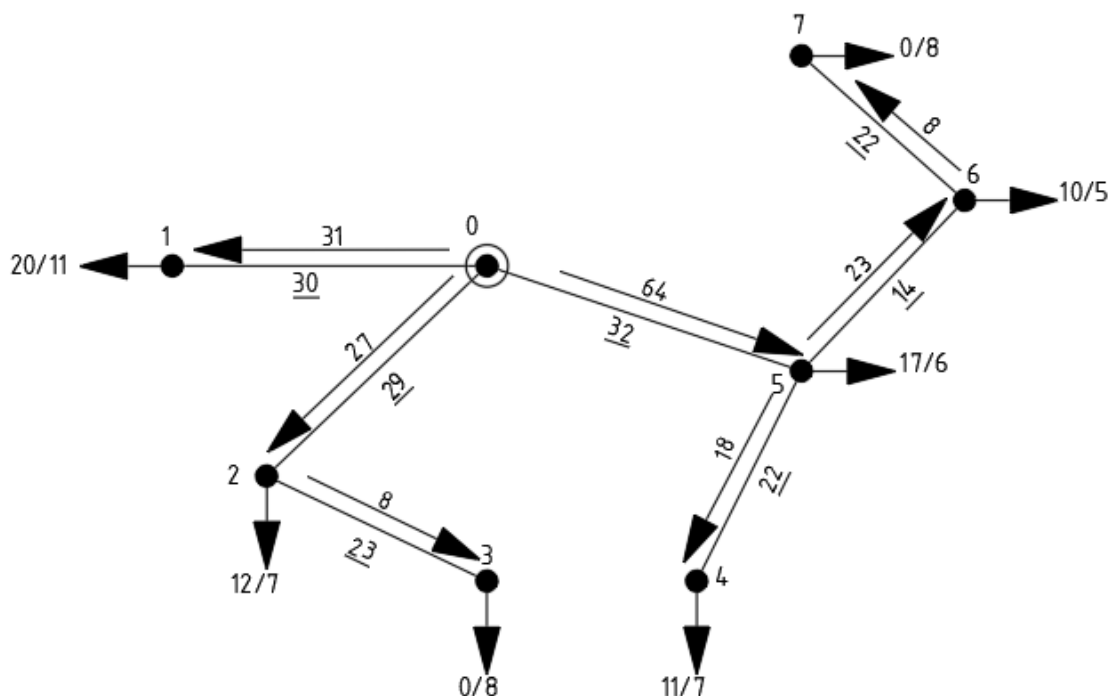


Рисунок 2.9 – Оптимізована надлишкова мережа

Висновки по розділу 2

Метою другого розділу було знаходження оптимального складу мережі за допомогою методу поконтурної оптимізації. Зазначена мережа досягається при відключенні ділянок 3-4, 1-2 та 0-7, виходячи з найменшого значення зведених витрат на спорудження та експлуатацію в межах контуру.

В результаті оптимізації трьох контурів було почергово виключено одну з ділянок 3-4, 1-2 та 0-7 для кожного контуру, що дозволило, без втрати зв'язку жодного з вузлів схеми з БП, скоротити сумарні витрати до 215,728 млн. грн., 510,861 млн. грн. та 353,474 млн. грн. для першого, другого та третього контурів відповідно.

Результуюча оптимізована схема мережі немає замкнених контурів.

3 РОЗРАХУНОК ХАРАКТЕРИСТИК ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖІ

3.1 Розрахунок параметрів трансформаторів мережі

За умовами завдання на магістерську дисертацію споживачі заданої мережі відносяться до першої та другої категорії за вимогами надійності, через що приймаємо рішення щодо встановлення у вузлах мережі двох працюючих паралельно трансформаторів.

Розрахуємо реактивну складову навантаження через вихідну активну потужність навантаження споживачів 35 кВ та 10 кВ та коефіцієнти потужності:

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

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

$$Q_{1CH} = -P_{1CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -20 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -12,919 \text{ МВАр};$$

$$Q_{1HH} = -P_{1HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -11 \cdot \operatorname{tg}(34,92^\circ) = -7,678 \text{ МВАр}.$$

Тоді повне навантаження матиме значення:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= P_{1CH} + P_{1HH} + j(Q_{1CH} + Q_{1HH}) = 20 + 11 + j(-12,919 + (-7,678)) = \\ &= 31 - j20,597 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Потужність трансформатора обираємо враховуючи вимогу щодо врахування можливого перевантаження трансформатора при відключенні одного з блоку [18, 20]:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot \sqrt{31^2 + 20,597^2} = 26,053 \text{ МВА}.$$

Аналогічного проводимо розрахунок для всіх вузлів заданої мережі та заносимо результати в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Склад блоку трансформаторів мережі

№ вузла	$\dot{S}_i$, МВА	S_{Ti} , МВА	Тип трансформатора
1	$31 - j20,597$	26,053	2хТДТН-40000/110
2	$19 - j12,637$	15,973	2хТДТН-16000/110
3	$8 - j5,584$	6,829	2хТДН-10000/110
4	$18 - j11,991$	15,14	2хТДТН-16000/110
5	$23 - j15,169$	19,286	2хТДТН-25000/110
6	$15 - j9,949$	12,6	2хТДТН-16000/110
7	$8 - j5,584$	6,829	2хТДН-10000/110

3.2 L-схема мережі

З метою підвищення надійності живлення в мережі проведено включення відключених у попередніх розділах хорд. Для подальшого розрахунку умовно розмикаємо хорди 1-2, 3-4 і 0-7.

Потоки потужності для умовно розімкненої мережі:

$$\dot{S}_{0-1\text{роз}} = \dot{S}_1 = 31 - j20,597 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3\text{роз}} = \dot{S}_3 = 8 - j5,584 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2\text{роз}} = \dot{S}_2 + \dot{S}_{2-3\text{роз}} = 19 - j12,637 + 8 - j5,584 = 27 - j18,221 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5\text{роз}} = \dot{S}_4 = 18 - j11,991 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{6-7\text{роз}} = \dot{S}_7 = 8 - j5,584 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-6\text{роз}} = \dot{S}_6 + \dot{S}_{6-7\text{роз}} = 15 - j9,949 + 8 - j5,584 = 23 - j15,533 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-5\text{роз}} &= \dot{S}_5 + \dot{S}_{4-5\text{роз}} + \dot{S}_{5-6\text{роз}} = 23 - j15,169 + 18 - j11,991 + 23 - j15,533 = \\ &= 64 - j42,694 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Результати відобразимо на рисунку 3.1.

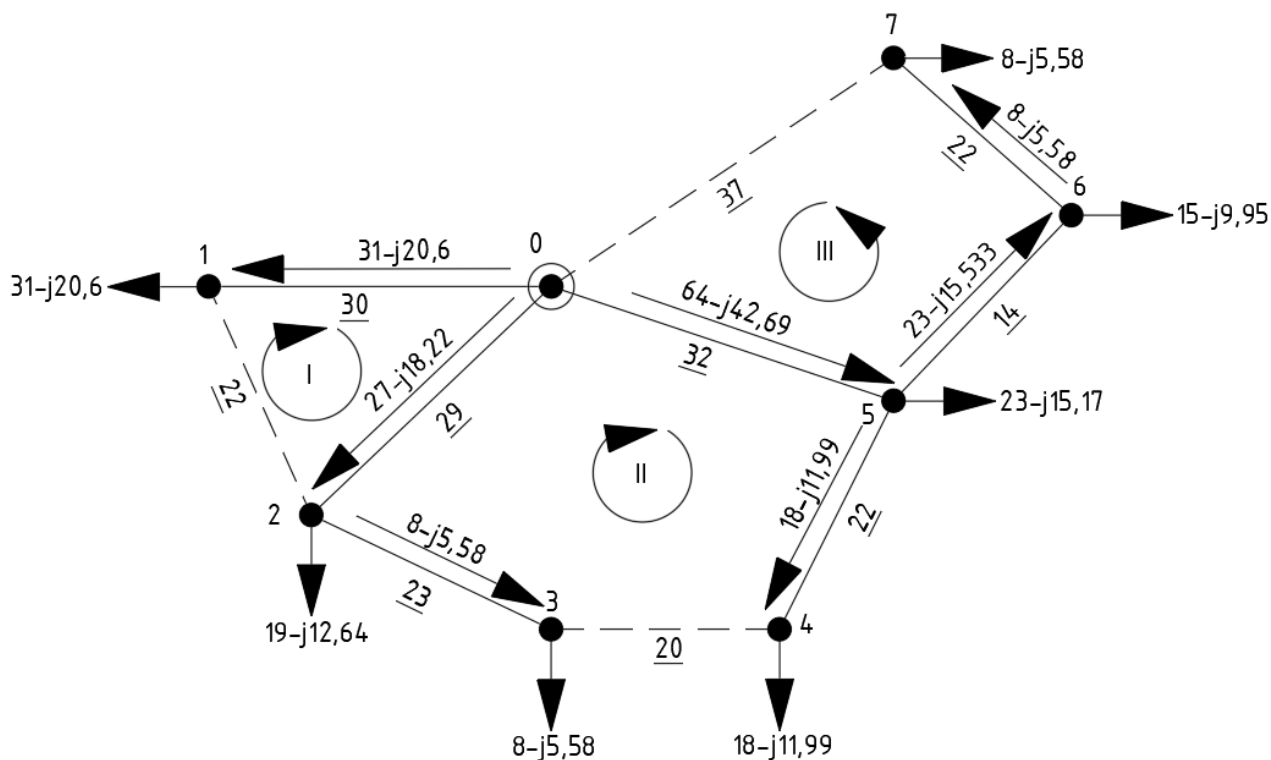


Рисунок 3.1 – Розподіл потоків потужностей умовно розімкненої мережі по L-схемі

Власні та загальні довжини контурів дорівнюють:

$$L_I = L_{0-1} + L_{0-2} + L_{1-2} = 30 + 29 + 22 = 81 \text{ км};$$

$$L_{II} = L_{0-2} + L_{0-5} + L_{2-3} + L_{3-4} + L_{4-5} = 29 + 32 + 23 + 20 + 22 = 126 \text{ км};$$

$$L_{III} = L_{0-7} + L_{0-5} + L_{5-6} + L_{6-7} = 37 + 32 + 14 + 22 = 105 \text{ км};$$

$$L_{I-II} = L_{0-2} = 29 \text{ км};$$

$$L_{II-III} = L_{0-5} = 32 \text{ км};$$

$$L_{I-III} = 0 \text{ км}.$$

Сформуємо систему контурних рівнянь L-схеми мережі:

$$\begin{cases} -\dot{S}_{0-1\text{роз}} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{0-2\text{роз}} \cdot L_{0-2} = -\dot{S}_I \cdot L_I + \dot{S}_{II} \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot L_{I-III}; \\ -\dot{S}_{0-2\text{роз}} \cdot L_{0-2} + \dot{S}_{0-5\text{роз}} \cdot L_{0-5} + \dot{S}_{4-5\text{роз}} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{2-3\text{роз}} \cdot L_{2-3} = \\ = -\dot{S}_{II} \cdot L_{II} + \dot{S}_I \cdot L_{I-II} - \dot{S}_{III} \cdot L_{II-III}; \\ \dot{S}_{0-5\text{роз}} \cdot L_{0-5} + \dot{S}_{5-6\text{роз}} \cdot L_{5-6} + \dot{S}_{6-7\text{роз}} \cdot L_{6-7} = -\dot{S}_{III} \cdot L_{III} + \dot{S}_I \cdot L_{I-III} - \dot{S}_{II} \cdot L_{II-III}. \end{cases}$$

$$\begin{cases} -(31 - j20,597) \cdot 30 + (27 - j18,221) \cdot 29 = -\dot{S}_I \cdot 81 + \dot{S}_{II} \cdot 29 + \dot{S}_{III} \cdot 0; \\ -(27 - j18,221) \cdot 29 + (64 - j42,694) \cdot 32 + (18 - j11,991) \cdot 22 - (8 - j5,584) \cdot 23 = \\ = -\dot{S}_{II} \cdot 126 + \dot{S}_I \cdot 29 - \dot{S}_{III} \cdot 32; \\ (64 - j42,694) \cdot 32 + (23 - j15,533) \cdot 14 + (8 - j5,584) \cdot 22 = \\ = -\dot{S}_{III} \cdot 105 + \dot{S}_I \cdot 0 - \dot{S}_{II} \cdot 32. \end{cases}$$

Результатами розрахунку є контурні потужності:

$$\dot{S}_I = -0,378 + j0,319 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = -6,125 + j3,977 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = -22,381 + j15,04 \text{ МВА}.$$

З врахуванням контурних потужностей розраховуємо потокорозділ по замкненій схемі:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{0-1\text{роз}} - \dot{S}_I = (31 - j20,597) - (-0,378 + j0,319) = 31,378 - j20,916 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-2} &= \dot{S}_{0-2\text{роз}} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = (27 - j18,221) + (-0,378 + j0,319) + \\ &\quad - (-6,125 + j3,977) = 32,747 - j21,879 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{1-2} = -\dot{S}_I = -(-0,378 + j0,319) = 0,378 - j0,319 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{2-3\text{роз}} - \dot{S}_{II} = 8 - j5,584 - (-6,125 + j3,977) = 14,125 - j9,561 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{5-4} &= \dot{S}_{4-5\text{роз}} + \dot{S}_{II} = 18 - j11,991 + (-6,125 + j3,977) = 11,875 - j8,014 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{0-5} &= \dot{S}_{0-5\text{роз}} + \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} = 64 - j42,694 + (-6,125 + j3,977) + \\
&\quad + (-22,381 + j15,04) = 35,494 - j23,676 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{3-4} &= -\dot{S}_{II} = -(-6,125 + j3,977) = 6,125 - j3,977 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{5-6} &= \dot{S}_{5-6\text{роз}} + \dot{S}_{III} = 23 - j15,533 + (-22,381 + j15,04) = 0,619 - j0,493 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{7-6} &= \dot{S}_{6-7\text{роз}} + \dot{S}_{III} = -(8 - j5,584 + (-22,381 + j15,04)) = 14,381 - j9,456 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{0-7} &= -\dot{S}_{III} = -(-22,381 + j15,04) = 22,381 - j15,04 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Використаємо другий закону Кірхгофа для перевірки розрахунків:

$$\begin{aligned}
-\dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} - \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} &= -(31,378 - j20,916) \cdot 30 + \\
&\quad + (32,747 - j21,879) \cdot 29 - (0,378 - j0,319) \cdot 22 = 0; \\
-\dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} + \dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} + \dot{S}_{5-4} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} - \dot{S}_{3-4} \cdot L_{3-4} &= \\
&\quad - (32,747 - j21,879) \cdot 29 + (35,494 - j23,676) \cdot 32 + (11,875 - j8,014) \cdot 22 + \\
&\quad - (14,125 - j9,561) \cdot 23 - (6,125 - j3,977) \cdot 20 = 0; \\
\dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} + \dot{S}_{5-6} \cdot L_{5-6} - \dot{S}_{0-7} \cdot L_{0-7} - \dot{S}_{7-6} \cdot L_{6-7} &= (35,494 - j23,676) \cdot 32 + \\
&\quad + (0,619 - j0,493) \cdot 14 - (22,381 - j15,04) \cdot 37 - (14,381 - j9,456) \cdot 22 = 0.
\end{aligned}$$

Другий закону Кірхгофа виконується, тому розрахунок є правильним.

Результати розрахунку для L-схеми зображено на рисунку 3.2.

3.3 Вибір марки проводу ПЛ мережі

Проводимо вибір перерізу і марки проводу для ПЛ мережі з пошуком оптимального перерізу (1.4) [1], зазначимо пояснення до згаданої формули.

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_5^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит.зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}}, \quad (1.4)$$

де k – показник ланцюговості лінії;

I_5 – струм через 5 років експлуатації;

ρ – погонний опір матеріалу проводу;

$\Pi_{\text{вх}}$ – середньозважена ціна на електроенергію;

$k_{\text{пит.зм}}$ – умовно-змінні питомі затрати.

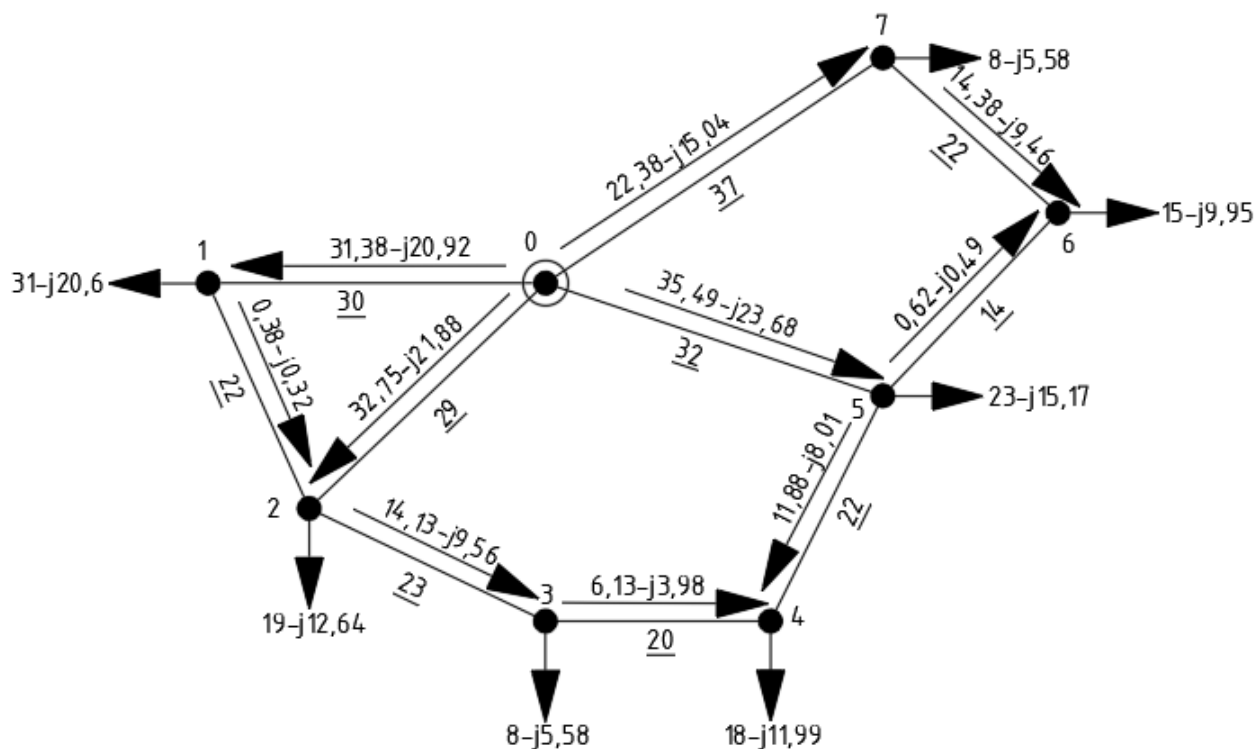


Рисунок 3.2 – Потоки потужності по ділянкам L-схеми мережі

Питомий опір сталевалюмінієвого проводу марки АС дорівнює:

$$\rho = 28,5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}.$$

Показник ланцюговості приймаємо:

$$k = 1.$$

Середньозважена ціна електроенергії отримана із сайту Оператора ринку станом на вересень 2025 року:

$$\Pi_{\text{вх}} = 3_{\text{е}} \cdot 100 = 4,32 \cdot 100 = 432 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

Розрахуємо питомі умовно-змінні затрати, що є витратами змінними залежно від обсягу виробленого товару чи послуги [3]:

$$k_{\text{пит.зм}} = \frac{450}{5} \cdot 41,5 = 3735 \frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}.$$

Визначимо струм ділянки 0-1:

$$\dot{I}_{0-1} = \frac{\dot{S}_{0-1}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{31,378 - j20,916}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,165 - j0,11 \text{ кА.}$$

Оптимальним значенням перерізу проводу, розрахованим за формулою (1.4), буде:

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

$$= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (164,693^2 + 109,78^2) \cdot 28,5 \cdot 3633,087 \cdot 432 \cdot 10^{-5}}{3735 \cdot (1,2 \cdot 0,01 + 10)}} = 354,499 \text{ мм}^2.$$

Інші вітки мережі розраховуємо аналогічно і вказуємо отримані значення струму, потужностей та оптимального перерізу в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Струмове навантаження ліній РЕМ зі зазначеними оптимальними перерізами

Гілка	P, МВт	Q, МВАр	I, А	F _{опт} , мм ²
0-1	31,378	20,916	197,928	354,499
0-2	32,747	21,879	206,711	370,23
1-2	0,378	0,319	2,597	4,652
2-3	14,125	9,561	89,526	160,345
5-4	11,875	8,014	75,193	134,674
0-5	35,494	23,676	223,938	401,084
3-4	6,125	3,977	38,332	68,654
5-6	0,619	0,493	4,154	7,44
7-6	14,381	9,456	90,337	161,798
0-7	22,381	15,04	141,53	253,488

Оптимальний переріз наведений в таблиці 3.2 вказує, що ділянки 1-2, 3-4 та 5-6, відповідно до скороченого переліку перерізів, доцільно виконати проводом АС-70/11. Всі інші ділянки потребує додаткового розрахунку витрат на будівництво та експлуатацію ПЛ.

Втрати активної потужності викликані ефектом коронування для лінії 110 кВ:

$$\Delta P_k = 0,08 \frac{\text{кВт}}{\text{км}}.$$

Тривалість знаходження ПЛ під напругою:

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

Емпіричний коефіцієнт холостого ходу приймаємо:

$$k_{x.x.} = 0,75.$$

Постійні та змінні питомі витрати викликані втратою активної потужності:

$$3'_e = k_{x.x.} \cdot \Pi_{\text{вх}} = 0,75 \cdot 432 = 324 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}};$$

$$3''_e = \Pi_{\text{вх}} = 432 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

Тоді капіталовкладення при виконанні лінії проводами АС-120/19 чи АС-240/32:

$$K_{\text{пл2-3(А)}} = n_{\text{Л}} \cdot K_{V120} \cdot L_{2-3} = 1 \cdot 2448,5 \cdot 23 = 56315,5 \text{ тис. грн};$$

$$K_{\text{пл2-3(Б)}} = n_{\text{Л}} \cdot K_{V240} \cdot L_{2-3} = 1 \cdot 2905 \cdot 23 = 66815 \text{ тис.грн.}$$

Розрахуємо активний опір ПЛ:

$$r_{e2-3(А)} = \frac{r_{120} \cdot L_{2-3}}{n_{\text{Л}}} = \frac{0,244 \cdot 23}{1} = 5,612 \text{ Ом};$$

$$r_{e2-3(Б)} = \frac{r_{240} \cdot L_{2-3}}{n_{\text{Л}}} = \frac{0,1182 \cdot 23}{1} = 2,719 \text{ Ом.}$$

Сумарними значеннями втрати активної для розглянутих варіантів:

$$\begin{aligned} \Delta P_{E(А)} &= \frac{P_{2-3}^2 + Q_{2-3}^2}{U_{\text{н}}^2} r_{e2-3(А)} \cdot 10^3 = \frac{(14,125)^2 + (-9,561)^2}{(110)^2} \cdot 5,612 \cdot 10^3 = \\ &= 134,937 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{E(Б)} &= \frac{P_{2-3}^2 + Q_{2-3}^2}{U_{\text{н}}^2} r_{e2-3(Б)} \cdot 10^3 = \frac{(14,125)^2 + (-9,561)^2}{(110)^2} \cdot 2,719 \cdot 10^3 = \\ &= 65,367 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Постійна складова втрат активної потужності дорівнює:

$$\Delta A_{\text{пост}} = n_{\text{Л}} \cdot \Delta P_k \cdot L_{2-3} \cdot T_{\text{вкл}} = 1 \cdot 0,08 \cdot 23 \cdot 8760 = 16118,4 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Змінна складова втрат активної потужності для двох перерізів, що розглядаються:

$$\Delta A_{\text{зм(А)}} = \Delta P_{E(А)} \cdot \tau = 134,937 \cdot 3633,087 = 490239,536 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}};$$

$$\Delta A_{\text{зм(Б)}} = \Delta P_{E(\text{Б})} \cdot \tau = 65,367 \cdot 3633,087 = 237484,89 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Видатки для відшкодування витрат, для двох перерізів:

$$\begin{aligned} B_{\text{втр(А)}} &= \left(3'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}} + 3''_e \cdot \Delta A_{\text{зм(А)}} \right) \cdot 10^{-5} = \\ &= (324 \cdot 16118,4 + 423 \cdot 490239,536) \cdot 10^{-5} = 2170,058 \frac{\text{тис.грн}}{\text{рік}}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B_{\text{втр(Б)}} &= \left(3'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}} + 3''_e \cdot \Delta A_{\text{зм(Б)}} \right) \cdot 10^{-5} = \\ &= (324 \cdot 16118,4 + 423 \cdot 237484,89) \cdot 10^{-5} = 1078,158 \frac{\text{тис.грн}}{\text{рік}}. \end{aligned}$$

Видатки на ремонт та експлуатацію:

$$B_{e(\text{А})} = K_{\text{пл2-3(А)}} \cdot \frac{H_e}{100} = 56315,5 \cdot \frac{1,2}{100} = 675,786 \frac{\text{тис.грн}}{\text{рік}};$$

$$B_{e(\text{Б})} = K_{\text{пл2-3(Б)}} \cdot \frac{H_e}{100} = 66815 \cdot \frac{1,2}{100} = 801,78 \frac{\text{тис.грн}}{\text{рік}}.$$

Сумарними щорічними витратами є:

$$B_{(\text{А})} = B_{\text{втр(А)}} + B_{e(\text{А})} = 2170,058 + 675,786 = 2845,844 \frac{\text{тис.грн}}{\text{рік}};$$

$$B_{(\text{Б})} = B_{\text{втр(Б)}} + B_{e(\text{Б})} = 1078,158 + 801,78 = 1879,938 \frac{\text{тис.грн}}{\text{рік}}.$$

Сумарні дисконтовані витрати при виконанні вітки 0-1 перерізами 120 мм² та 240 мм²:

$$Z_{2-3(\text{А})} = K_{\text{пл2-3(А)}} + \frac{B_{(\text{А})}}{E} = 56315,5 + \frac{2845,844}{10} = 84773,944 \text{ тис.грн};$$

$$Z_{2-3(\text{Б})} = K_{\text{пл2-3(Б)}} + \frac{B_{(\text{Б})}}{E} = 66815 + \frac{1879,938}{10} = 85614,383 \text{ тис.грн}.$$

Порівняємо сумарні дисконтовані витрати варіантів спорудження:

$$Z_{2-3(\text{А})} < Z_{2-3(\text{Б})};$$

$$84773,944 \text{ тис.грн} < 85614,383 \text{ тис.грн}.$$

Виконання ділянки 0-1 маркою проводу АС-120/19 є дешевшим на 840,439 тис. грн. за виконання проводом АС-240/32, перевагою ж другого варіанту є більша

пропускна здатність ПЛ. Обираємо варіант А з подальшою перевіркою на максимально допустиме струмове навантаження.

Інші ділянки розраховуємо аналогічно, результати в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Техніко-економічне порівняння перерізів побудови лінії

Ділянка	Виконання	$K_{пл}$	$B_{втр}$	B_e	B	$З$
0-1	1x240	87150	6608,942	1045,8	7654,742	163697,416
	2x240	124500	3406,647	1494	4900,647	173506,474
0-2	1x240	84245	6962,237	1010,94	7973,177	163976,77
	2x240	120350	3579,889	1444,2	5024,089	170590,893
0-5	1x240	92960	9003,708	1115,52	10119,228	194152,28
	2x240	132800	4610,842	1593,6	6204,442	194844,424
0-7	1x240	107485	4208,773	1289,82	5498,593	162470,933
	2x240	153550	2230,405	1842,6	4073,005	194280,045
2-3	1x120	56315,5	2170,058	675,786	2845,844	84773,944
	1x240	66815	1078,158	801,78	1879,938	85614,383
5-4	1x120	53867	1478,991	646,404	2125,395	75120,951
	1x240	63910	742,217	766,92	1509,137	79001,365
7-6	1x120	53867	2112,581	646,404	2758,985	81456,847
	1x240	63910	1049,144	766,92	1816,064	82070,64
1-2 3-4 5-6	1x70	Так як менше значення виходило б за межі скороченого переліку марок проводу				

Характеристики блоків трансформаторів 110-35-10 кВ, що плануються до встановлення, наведемо таблицю 3.4 з таблиці Д.6 [4].

Таблиця 3.4 – Паспортні дані триобмоткових трансформаторів зв'язку

Тип трансформатора	S_n , МВА	U_n , кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_{xx} , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17,0	6,0	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	11	10,5	17,0	6,0	200	43	0,6

Розрахуємо напруги КЗ власних обмоток трансформатора ТДТН-16000/110:

$$u_{KB16} = 0,5 \cdot (u_{KBC16} + u_{KBH16} - u_{KCH16}) = 0,5 \cdot (10,5\% + 17\% - 6\%) = 10,75\%;$$

$$u_{KC16} = 0,5 \cdot (u_{KBC16} - u_{KBH16} + u_{KCH16}) = 0,5 \cdot (10,5\% - 17\% + 6\%) = -0,25\% \rightarrow 0;$$

$$u_{KH16} = 0,5 \cdot (-u_{KBC16} + u_{KBH16} + u_{KCH16}) = 0,5 \cdot (-10,5\% + 17\% + 6\%) = 6,25\%.$$

Таблиця 3.5 – Паспортні дані двообмоткових трансформаторів зв'язку

Тип трансформатора	S_n , МВА	Межі регулювання	U_n , кВ		U_K , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_{xx} , %
			ВН	НН				
ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	60	14	0,7

Втрати напруги обмоток ТДТН-16000/110:

$$\begin{aligned} \Delta U_{TB-2} &= \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k16} \cdot U_{TB} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H16}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{u_{KB16} \cdot U_{TB}}{S_{H16}} = \\ &= \frac{19}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,886}{2} \cdot \frac{10,75\% \cdot 115}{16} = 5,096 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{TC-2} &= \frac{P_{2CH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k16} \cdot U_{TB} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H16}^2} - \frac{Q_{2CH}}{n} \cdot \frac{u_{KC16} \cdot U_{TB}}{S_{H16}} = \\ &= \frac{12}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-7,751}{2} \cdot \frac{0 \cdot 115}{16} = 0,135 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{TH-2} &= \frac{P_{2HH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k16} \cdot U_{TB} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H16}^2} - \frac{Q_{2HH}}{n} \cdot \frac{u_{KH16} \cdot U_{TB}}{S_{H16}} = \\ &= \frac{7}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,886}{2} \cdot \frac{6,25\% \cdot 115}{16} = 1,176 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{T-3} &= \frac{U_{TB}}{n \cdot S_{H10}} \cdot \left(P_3 \cdot \frac{\Delta P_{k10} \cdot 10^{-3}}{S_{H10}} - Q_3 \cdot \frac{U_{k10}}{100} \right) = \\ &= \frac{115}{2 \cdot 10} \cdot \left(8 \cdot \frac{60 \cdot 10^{-3}}{10} - (-5,584) \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 3,647 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Граничнодопустимі значення напруги ВН, за врахуванням роботи РПН:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\min 2} &= \frac{U_{HДЖ} \cdot U_{TB}}{U_{TH}} \cdot (1 - w_{B2}) + \Delta U_{TB-2} + \Delta U_{TH-2} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 5,096 + 1,176 = 98,459 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\max 1} = \frac{U_{HДЖ} \cdot U_{TB}}{U_{TH}} \cdot (1 + w_{B2}) + \Delta U_{TB-2} + \Delta U_{TH-2} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 5,096 + 1,176 = 133,63 \text{ кВ},$$

де $U_{\text{ндж}}$ – бажана напруга НН;

$U_{\text{ТВ}}, U_{\text{ТН}}$ – номінальна напруга ВН і НН;

w – величина, що чисельно дорівнює добутку відносної кількості регулювальних витків та положення РПН.

Інші силові трансформатори розраховуємо аналогічно, результати в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Встановлені силові трансформатори по вузлах схеми

Пункт №	Тип трансформатора	Обмотка	U_i , кВ	$\dot{S}_i$, МВА	ΔU_i , кВ	$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	ТДТН-40000/110	ВН	115	$31 - j20,597$	3,294	96,211	131,382
		СН	38,5	$20 - j12,919$	0,074		
		НН	11	$11 - j7,678$	0,729		
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	$19 - j12,637$	5,096	98,459	133,63
		СН	38,5	$12 - j7,751$	0,135		
		НН	11	$7 - j4,886$	1,176		
3	ТДН-10000/110	ВН	115	$8 - j5,584$	3,647	95,834	131,006
4	ТДТН-16000/110	ВН	115	$18 - j11,991$	4,835	98,198	133,369
		СН	38,5	$11 - j7,105$	0,124		
		НН	11	$7 - j4,886$	1,176		
5	ТДТН-25000/110	ВН	115	$23 - j15,169$	3,899	96,775	131,946
		СН	38,5	$17 - j10,981$	0,109		
		НН	11	$6 - j4,188$	0,689		
6	ТДТН-16000/110	ВН	115	$15 - j9,949$	4,012	97,039	132,211
		СН	38,5	$10 - j6,459$	0,112		
		НН	11	$5 - j3,49$	0,84		
7	ТДН-10000/110	ВН	115	$8 - j5,584$	3,647	95,834	131,006

Визначимо напруги вузлів мережі та перевіримо їх допустимість за таблицею

3.5. Погонний реактивний опір припускаємо на рівні $0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

$$\begin{aligned}
 U_1 &= \sqrt{U_{\text{БП}}^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x_{0-1})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (31,378 \cdot 0,1182 \cdot 30 - (-20,916) \cdot 0,4 \cdot 30)} = 111,806 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Напруги інших пунктів розраховуємо аналогічно, результати наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Рівні напруги вузлів мережі

№ вузла	U_i , кВ	Допустимий діапазон	
		$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	112,44	96,211	131,382
2	111,772	98,459	133,63
3	110,265	95,834	131,006
4	109,917	98,198	133,369
5	111,132	96,775	131,946
6	111,075	97,039	132,211
7	109,621	95,834	131,006

Відповідно до таблиці 3.7 розраховані значення напруги вузлів знаходяться в допустимому регульовальному діапазоні пристрою регулювання трансформатора.

Проведемо перевірку на тривало допустимий післяаварійний струм для обраних марок проводів. За післяаварійний режим приймаємо режим з відключеною лінією 0-5 тому, що струм по цій ділянці за нормального режиму є найбільшим, результати розрахунку режиму з відключеною лінією 0-5 наведені на рисунку 3.3.

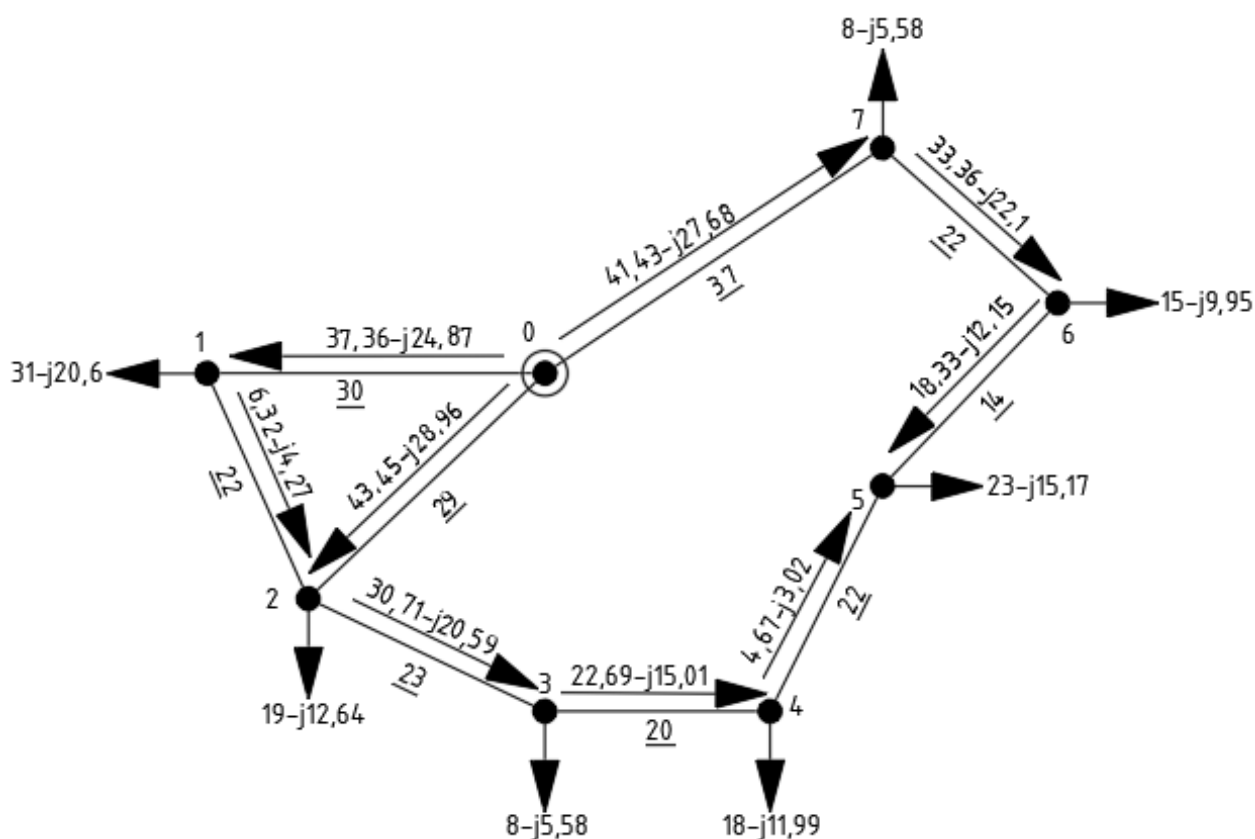


Рисунок 3.3 – Найбільш обтяжливий режим N – 1

Розрахуємо параметри післяаварійного режиму методом використаним для розрахунку режиму нормального. Вказуємо результати в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 –Тривало допустимий струму в аварійному режимі

Ділянка	Тип проводу, мм ²	I_i , А	$I_{\text{доп}}$, А
0-1	АС-240/32	235,575	605
0-2	АС-240/32	274,087	605
0-7	АС-240/32	261,5	605
2-3	АС-120/19	194,063	390
1-2	АС-70/11	40,014	265
3-4	АС-70/11	142,78	265
4-5	АС-120/19	29,213	390
6-5	АС-70/19	115,4	265
7-6	АС-120/19	210,016	390

Таблиця 3.8 створена з використанням даних таблиці 1.3.42 ПУЕ 2017 року [5], згідно якої провід марки АС-240/32, з перерізом 240 мм² має тривало допустимий струм рівний 605 А. Ділянки 0-1, 0-2 та 0-7, за режиму N – 1 мають струмові значення значно менші. Для інших ділянок проведемо аналогічну перевірку.

Післяаварійні рівні напруг у найбільш обтяжливому режимі дорівнюють:

$$\begin{aligned}
 U_7 &= \sqrt{U_{\text{БП}}^2 - 2 \cdot (P_{0-7} \cdot r_{0-7} - Q_{0-7} \cdot x_{0-7})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (41,427 \cdot 0,1182 \cdot 37 - (-27,678) \cdot 0,4 \cdot 37)} = 109,74 \text{ кВ}; \\
 U_6 &= \sqrt{U_7^2 - 2 \cdot (P_{7-6} \cdot r_{6-7} - Q_{7-6} \cdot x_{6-7})} = \\
 &= \sqrt{109,74^2 - 2 \cdot (33,358 \cdot 0,422 \cdot 22 - (-22,098) \cdot 0,4 \cdot 22)} = 106,28 \text{ кВ}. \\
 U_5 &= \sqrt{U_6^2 - 2 \cdot (P_{6-5} \cdot r_{5-6} - Q_{6-5} \cdot x_{5-6})} = \\
 &= \sqrt{106,28^2 - 2 \cdot (18,326 \cdot 0,422 \cdot 14 - (-12,148) \cdot 0,4 \cdot 14)} = 104,11 \text{ кВ}. \\
 U_4 &= \sqrt{U_5^2 - 2 \cdot (P_{4-5} \cdot r_{4-5} - Q_{4-5} \cdot x_{4-5})} =
 \end{aligned}$$

$$= \sqrt{104,11^2 - 2 \cdot (4,674 \cdot 0,422 \cdot 22 - (-3,022) \cdot 0,4 \cdot 22)} = 104,11 \text{ кВ.}$$

Для післяаварійного режиму за таблицею 3.7 рівні напруг знаходяться в допустимому регульовальному діапазоні, отже обрані марки проводів є допустимими за умовами післяаварійного режиму.

3.4 Z-схема мережі

Розрахуємо параметри ліній та трансформаторів Z-схеми мережі. Наведемо розрахунок пари з двох ТДТН-16000/110.

Активний опір пари трансформаторів:

$$r_{B16} = r_{C16} = r_{H16} = \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{TB}^2 \cdot 10^3}{n \cdot 2 \cdot S_{H1}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 16000^2} = 1,292 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір обмоток пари трансформаторів:

$$x_{TB16} = \frac{u_{KB1} \cdot U_{TB}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{10,75\% \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 44,428 \text{ Ом;}$$

$$x_{TC16} = \frac{u_{KC1} \cdot U_{TB}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{0 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0;$$

$$x_{TH16} = \frac{u_{KH1} \cdot U_{TB}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{6,25\% \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 25,83 \text{ Ом.}$$

Активна провідність пари трансформаторів:

$$g_{T16} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx1} \cdot 10^{-3}}{U_{TB}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Індуктивна провідність пари трансформаторів:

$$b_{T16} = \frac{-n \cdot I_{xx1} \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{TB}^2} = \frac{-2 \cdot 1\% \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -24,197 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

З активної та індуктивної провідності сформуємо повну провідність блоку 2хТДТН-16000/110:

$$Y_{T16} = (g_{T16} + jb_{T16}) = 3,478 \cdot 10^{-6} - j24,197 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Для двообмоткового 2хТДН-10000/110 активний опір блоку матиме наступне значення:

$$r_{T10} = \frac{\Delta P_{k10} \cdot U_{TB}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H10}^2} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 3,967 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір пари трансформаторів:

$$x_{T10} = \frac{u_{K10} \cdot U_{TB}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H10}^2} = \frac{10,5\% \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 69,431 \text{ Ом;}$$

Активна провідність пари трансформаторів:

$$g_{T10} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx2} \cdot 10^{-3}}{U_{TB}^2} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,117 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Індуктивна провідність пари трансформаторів:

$$b_{T10} = \frac{-n \cdot I_{xx10} \cdot S_{H10} \cdot 10^{-5}}{U_{TB}^2} = \frac{-2 \cdot 0,7\% \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -10,586 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

З активної та індуктивної провідності сформуємо повну провідність блоку 2хТДН-10000/110:

$$\dot{Y}_{T10} = (g_{T10} + jb_{T10}) = 2,117 \cdot 10^{-6} - j10,586 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Таблиця 3.9 – Розраховані параметри трансформаторів

Тип трансформатора	Опір, Ом					$\dot{Y}_T$, мкСм
	r_T	x_T	x_B	x_C	x_H	
ТДТН-16000/110	1,292	–	44,428	0	25,83	$3,478 - j24,197$
ТДТН-25000/110	0,741	–	28,434	0	17,854	$4,688 - j26,465$
ТДТН-40000/110	0,413	–	17,771	0	10,332	$6,503 - j36,295$
ТДН-10000/110	3,967	69,431	–	–	–	$2,117 - j10,586$

Для подальшого розрахунку параметрів лінії приймаємо опору типу ПМ110-1Ф та ізолятори типу ПС70Е для кожної з ПЛ заданої електричної мережі. Припускаємо, що мережа побудована в населеній території, ступінь забруднення відповідає СЗ 2.

Питомий електричний опір проводу АС, виготовлено зі сталі та алюмінію, при температурі +20°C приймаємо:

$$\sigma_{20} = 28,264 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}.$$

Діаметр 1-го з дротів проводу приймаємо:

$$d_{\text{бр_AC70}} = 3,8 \text{ мм}; \quad d_{\text{бр_AC120}} = 2,4 \text{ мм}; \quad d_{\text{бр_AC240}} = 3,6 \text{ мм}.$$

Площа поперечного перерізу визначається:

$$S_{\text{бр_AC70}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{бр_AC70}}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 3,8^2}{4} = 11,341 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{бр_AC120}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{бр_AC120}}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 2,4^2}{4} = 4,524 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{бр_AC240}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{бр_AC240}}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 3,6^2}{4} = 10,179 \text{ мм}^2.$$

Коефіцієнт укрутки відповідно до таблиць Д.14 і Д.11 [6]:

$$K_{1_70} = 0,16829; \quad K_{1_120} = 0,0392; \quad K_{1_240} = 0,04245.$$

Питомий електричний опір при постійному струмі:

$$r_{DC_70} = \frac{\sigma_{20}}{S_{\text{бр_AC70}}} \cdot K_{1_70} = \frac{28,264}{11,341} \cdot 0,16829 = 0,419 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{DC_120} = \frac{\sigma_{20}}{S_{\text{бр_AC120}}} \cdot K_{1_120} = \frac{28,264}{4,524} \cdot 0,0392 = 0,245 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{DC_240} = \frac{\sigma_{20}}{S_{\text{бр_AC240}}} \cdot K_{1_240} = \frac{28,264}{10,179} \cdot 0,04245 = 0,118 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Скін ефект матиме розрахункову глибину:

$$\delta = \sqrt{\frac{\sigma_{20}}{\pi \cdot f \cdot \mu_0 \cdot \mu_r}} = \sqrt{\frac{28,264}{\pi \cdot 50 \cdot 4 \cdot \pi \cdot 10^{-4} \cdot 1,000022}} = 11,966 \text{ мм}.$$

Діаметр проводу приймаємо:

$$d_{\text{пр_70}} = 11,4 \text{ мм}; \quad d_{\text{пр_120}} = 15,2 \text{ мм}; \quad d_{\text{пр_240}} = 21,6 \text{ мм}.$$

Оцінимо вплив скін ефекту за допомогою функції Бесселя:

$$\dot{x}_{70} = \frac{(1-j1) \cdot 0,5 \cdot d_{\text{пр_70}}}{\delta} = \frac{(1-j1) \cdot 0,5 \cdot 11,4}{11,966} = 0,476 - j0,476;$$

$$\dot{x}_{120} = \frac{(1-j1) \cdot 0,5 \cdot d_{\text{пр_120}}}{\delta} = \frac{(1-j1) \cdot 0,5 \cdot 15,2}{11,966} = 0,635 - j0,635;$$

$$\dot{x}_{240} = \frac{(1-j1) \cdot 0,5 \cdot d_{\text{пр_240}}}{\delta} = \frac{(1-j1) \cdot 0,5 \cdot 21,6}{11,966} = 0,903 - j0,903.$$

Скін ефект спричинить наступне зростання опору:

$$k_{sD_70} = \operatorname{Re} \left(\frac{x_{70}}{2} \cdot \frac{J_0(x_{70})}{J_1(x_{70})} \right) = \operatorname{Re} \left(\frac{0,476 - j0,476}{2} \cdot \frac{0,997 + j0,113}{0,251 - j0,224} \right) = 1,00107;$$

$$k_{sD_120} = \operatorname{Re} \left(\frac{x_{120}}{2} \cdot \frac{J_0(x_{120})}{J_1(x_{120})} \right) = \operatorname{Re} \left(\frac{0,635 - j0,635}{2} \cdot \frac{0,99 + j0,201}{0,348 - j0,284} \right) = 1,00338;$$

$$k_{sD_240} = \operatorname{Re} \left(\frac{x_{240}}{2} \cdot \frac{J_0(x_{240})}{J_1(x_{240})} \right) = \operatorname{Re} \left(\frac{0,903 - j0,903}{2} \cdot \frac{0,959 + j0,405}{0,537 - j0,353} \right) = 1,01367.$$

Провід має сталевий сердечник діаметру:

$$d_{\text{BH_AC70}} = 3,8 \text{ мм}; \quad d_{\text{BH_AC120}} = 5,6 \text{ мм}; \quad d_{\text{BH_AC240}} = 7,2 \text{ мм}.$$

Коефіцієнт зростання опору зміниться до:

$$k_{s_70} = 1 + (k_{sD_70} - 1) \cdot \left(1 - \frac{d_{\text{BH_AC70}}}{d_{\text{пр_AC70}}} \right) = 1 + (1,00107 - 1) \cdot \left(1 - \frac{3,8}{11,4} \right) = 1,00071;$$

$$k_{s_120} = 1 + (k_{sD_120} - 1) \cdot \left(1 - \frac{d_{\text{BH_AC120}}}{d_{\text{пр_AC120}}} \right) = 1 + (1,00338 - 1) \cdot \left(1 - \frac{5,6}{15,2} \right) = 1,00241;$$

$$k_{s_240} = 1 + (k_{sD_240} - 1) \cdot \left(1 - \frac{d_{\text{BH_AC240}}}{d_{\text{пр_AC240}}} \right) = 1 + (1,01367 - 1) \cdot \left(1 - \frac{7,2}{21,6} \right) = 1,00912.$$

Активний погонний опір, без складової ефекту близькості та гістерезису:

$$r_{0_70} = r_{DC_70} \cdot k_{s_70} = 0,419 \cdot 1,00071 = 0,4197 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{0_120} = r_{DC_120} \cdot k_{s_120} = 0,245 \cdot 1,00241 = 0,2454 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{0_240} = r_{DC_240} \cdot k_{s_240} = 0,118 \cdot 1,00912 = 0,1189 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Визначимо середню геометричну відстань для проводів опори ПМ110-1Ф:

$$D_{1-2} = \sqrt{(2400 + 2400)^2 + 4000^2} = 6248,2 \text{ мм};$$

$$D_{2-3} = \sqrt{(4700 - 2400)^2 + 4000^2} = 4614,109 \text{ мм};$$

$$D_{3-1} = 2400 + 4700 = 7100 \text{ мм};$$

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{2-3} \cdot D_{3-1}} = \sqrt[3]{6248,2 \cdot 4614,109 \cdot 7100} = 5893,4 \text{ мм}.$$

Визначимо реактанс лінії:

$$\begin{aligned}
x_{0_70} &= 2\pi f \left[\frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{np}70}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right] = \\
&= 2\pi \cdot 50 \cdot \left[\frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-4}}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{5893,4}{0,5 \cdot 11,4} \right) + \frac{1,000022}{4} \right) \right] = 0,45183 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \\
x_{0_120} &= 2\pi f \left[\frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{np}120}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right] = \\
&= 2\pi \cdot 50 \cdot \left[\frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-4}}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{5893,4}{0,5 \cdot 15,2} \right) + \frac{1,000022}{4} \right) \right] = 0,43376 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \\
x_{0_240} &= 2\pi f \left[\frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{np}240}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right] = \\
&= 2\pi \cdot 50 \cdot \left[\frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-4}}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{5893,4}{0,5 \cdot 21,6} \right) + \frac{1,000022}{4} \right) \right] = 0,41168 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.
\end{aligned}$$

Визначимо кондуктанс на кілометр лінії:

$$\begin{aligned}
g_{0_70} &= \frac{\Delta P_{0k70} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2} = \frac{0,11 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 9,091 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}}; \\
g_{0_120} &= \frac{\Delta P_{0k120} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2} = \frac{0,07 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 5,785 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}}; \\
g_{0_240} &= \frac{\Delta P_{0k240} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2} = \frac{0,05 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 4,132 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}}.
\end{aligned}$$

Згідно таблиці Д.16 [6] приймаємо питому нормовану довжину шляху витоку:

$$\lambda_{\text{н}} = 2,5 \frac{\text{см}}{\text{кВ}}.$$

Вихідні характеристики для врахування ізоляторів ПС-70Е згідно таблиці Д.20 [6] і Д.21 [6]:

- діаметр тарілки $d_{\text{із}} = 255 \text{ мм}$;
- будівельна висота $h_{\text{із}} = 127 \text{ мм}$;
- довжина шляху витоку $L_{\text{вит}} = 320 \text{ мм}$.

Довжину шляху витоку приймаємо рівним $K_I = 1,15$ при $\frac{L_{\text{ВИТ}}}{d_{\text{ІЗ}}} = 1,255$, згідно

таблиці Д.17 [6].

Коефіцієнт використання довжини шляху витоку приймаємо:

$$K_k = 1.$$

Коефіцієнт використання приймаємо:

$$K = K_I \cdot K_k = 1,15 \cdot 1 = 1,15.$$

Приймаємо довжину шляху витоку:

$$L = \lambda_n \cdot U_{\text{max}} \cdot K = 0,025 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} \cdot 1,15 = 2,091 \text{ м.}$$

Кількість ізоляторів для однієї гірлянди приймаємо:

$$m = \frac{L}{L_{\text{ВИТ}}} = \frac{2,091}{0,32} = 6,536 \rightarrow 7.$$

Для збільшення ізоляційних властивостей додаємо додаткову тарілку:

$$m = 7 + 1 = 8.$$

Тоді, довжина гірлянди ізоляторів:

$$L_{\Gamma} = m \cdot h = 8 \cdot 127 = 1016 \text{ мм.}$$

Для опори ПМ110-1Ф місця початку гірлянди ізоляторів приймаємо:

$$h_{\text{з.г.1}} = 19000 \text{ мм;}$$

$$h_{\text{з.г.2}} = 19000 + 4000 = 23000 \text{ мм;}$$

$$h_{\text{з.г.3}} = 19000 \text{ мм.}$$

Тоді висота точки закріплення проводі фаз дорівнює:

$$h_{\text{з.пр.1}} = h_{\text{з.г.1}} - L_{\Gamma} = 19000 - 1016 = 17984 \text{ мм;}$$

$$h_{\text{з.пр.2}} = h_{\text{з.г.2}} - L_{\Gamma} = 23000 - 1016 = 21984 \text{ мм;}$$

$$h_{\text{з.пр.3}} = h_{\text{з.г.3}} - L_{\Gamma} = 19000 - 1016 = 17984 \text{ мм.}$$

Згідно таблиці Д.18 [6] мінімальний габарит становить:

$$h_{\text{min}} = 7000 \text{ мм.}$$

Розрахуємо максимальну стрілу провисання:

$$f_{\text{max1}} = h_{\text{з.пр.1}} - h_{\text{min}} = 17984 - 7000 = 10984 \text{ мм;}$$

$$f_{\max 2} = h_{3.\text{пр.2}} - h_{\min} + 4000 = 21984 - 7000 + 4000 = 10984 \text{ мм};$$

$$f_{\max 3} = h_{3.\text{пр.3}} - h_{\min} = 17984 - 7000 = 10984 \text{ мм}.$$

Висота центру мас проводу дорівнює:

$$h_1 = h_{3.\text{пр.1}} - \frac{2}{3} f_{\max 1} = 17984 - \frac{2}{3} 10984 = 10661,3 \text{ мм};$$

$$h_2 = h_{3.\text{пр.2}} - \frac{2}{3} f_{\max 2} = 21984 - \frac{2}{3} 10984 = 14661,3 \text{ мм};$$

$$h_3 = h_{3.\text{пр.3}} - \frac{2}{3} f_{\max 3} = 17984 - \frac{2}{3} 10984 = 10661,3 \text{ мм}.$$

Визначимо середньогометричну висоту:

$$h_g = \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3} = \sqrt[3]{10661,3 \cdot 14661,3 \cdot 10661,3} = 11855,8 \text{ мм}.$$

За допомогою методу дзеркальних відображень, проілюстрованому на рисунку 3.4, визначимо середнє значення відстані фазних проводів від їх віддзеркалених відображень:

$$D'_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D'_{1-2} D'_{2-3} D'_{3-1}} = \sqrt[3]{40188,1 \cdot 40023,1 \cdot 36515,6} = 38871,274 \text{ мм},$$

де значення D'_{1-2} , D'_{2-3} , D'_{3-1} розраховуємо як:

$$\begin{aligned} D'_{1-2} &= \sqrt{(2100 + 2100)^2 + (h_{3.\text{пр.1}} + h_{3.\text{пр.2}})^2} = \\ &= \sqrt{(2100 + 2100)^2 + (17984 + 21984)^2} = 40188,1 \text{ мм}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D'_{2-3} &= \sqrt{(4200 - 2100)^2 + (h_{3.\text{пр.3}} + h_{3.\text{пр.2}})^2} = \\ &= \sqrt{(4200 - 2100)^2 + (17984 + 21984)^2} = 40023,1 \text{ мм}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D'_{3-1} &= \sqrt{(4200 + 2100)^2 + (2 \cdot h_{3.\text{пр.3}})^2} = \sqrt{(4200 + 2100)^2 + (2 \cdot 17984)^2} = \\ &= 36515,6 \text{ мм}. \end{aligned}$$

Розрахуємо сусцептанс лінії з врахуванням параметрів опори:

$$b_{0_70} = 2\pi f \cdot \frac{2\pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_g}{0,5 \cdot d_{\text{пр_70}}} \cdot \frac{D_{\text{ср}}}{D'_{\text{ср}}}\right)} = 2\pi 50 \cdot \frac{2\pi \cdot 8,854 \cdot 10^{-9} \cdot 1,00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 11855,8}{0,5 \cdot 11,4} \cdot \frac{5893,4}{38871,274}\right)} =$$

$$= 2,713 \cdot 10^{-6} \frac{\text{СМ}}{\text{КМ}};$$

$$b_{0_120} = 2\pi f \cdot \frac{2\pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_g}{0,5 \cdot d_{\text{np_120}}} \cdot \frac{D_{\text{cp}}}{D'_{\text{cp}}}\right)} = 2\pi 50 \cdot \frac{2\pi \cdot 8,854 \cdot 10^{-9} \cdot 1,00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 11855,8}{0,5 \cdot 15,2} \cdot \frac{5893,4}{38871,274}\right)} =$$

$$= 2,839 \cdot 10^{-6} \frac{\text{СМ}}{\text{КМ}};$$

$$b_{0_240} = 2\pi f \cdot \frac{2\pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_g}{0,5 \cdot d_{\text{np_240}}} \cdot \frac{D_{\text{cp}}}{D'_{\text{cp}}}\right)} = 2\pi 50 \cdot \frac{2\pi \cdot 8,854 \cdot 10^{-9} \cdot 1,00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 11855,8}{0,5 \cdot 21,6} \cdot \frac{5893,4}{38871,274}\right)} =$$

$$= 3,011 \cdot 10^{-6} \frac{\text{СМ}}{\text{КМ}}.$$

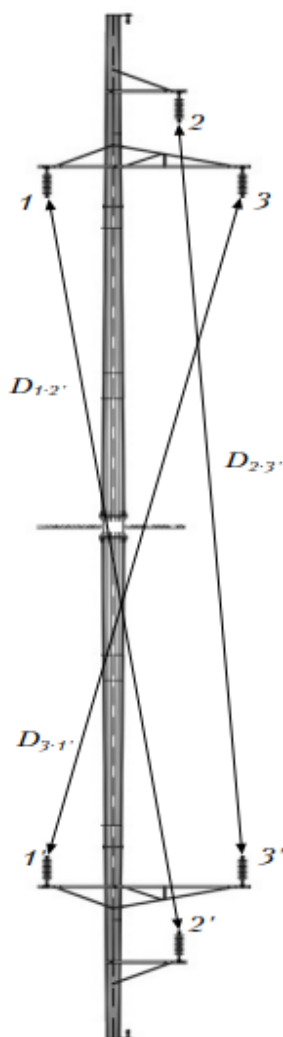


Рисунок 3.4 – Застосування для опори ПМ110-1Ф методу дзеркальних відображень

Розрахуємо питомі значення повного опору і провідності лінії при виконання її проводом АС-70/11 на опорі ПМ110-1Ф:

$$\dot{Z}_{0_70} = r_{0_70} + jx_{0_70} = 0,42 + j0,452 = 0,42 + j0,452 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$\dot{Y}_{0_70} = g_{0_70} + jb_{0_70} = 0,42 + j0,452 = 9,091 \cdot 10^{-9} + j2,713 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}.$$

Аналогічний розрахунок проводимо і з проводами марок АС-120/19 та АС-240/32:

$$\dot{Z}_{0_120} = 0,245 + j0,434 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$\dot{Y}_{0_120} = 5,785 \cdot 10^{-9} + j2,839 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$\dot{Z}_{0_240} = 0,119 + j0,412 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$\dot{Y}_{0_240} = 4,132 \cdot 10^{-9} + j3,011 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}.$$

Визначимо відсоток завантаження обмоток блоку 2хТДТН-40000/110 пункту №1:

$$\beta_{\text{ВН1}} = \frac{S_1}{2 \cdot S_{\text{Н40}}} = \frac{37,219 \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,465;$$

$$\beta_{\text{СН1}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{СН1}}^2 + Q_{\text{СН1}}^2)}}{2 \cdot S_{\text{Н40}}} = \frac{\sqrt{(20^2 + (-12,919)^2)} \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,298;$$

$$\beta_{\text{НН1}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН1}}^2 + Q_{\text{НН1}}^2)}}{2 \cdot S_{\text{Н40}}} = \frac{\sqrt{(11^2 + (-7,678)^2)} \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,168.$$

Визначимо втрати потужності на блоці трансформаторів:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{TZ1}} &= \frac{n \cdot \Delta P_{\text{к40}}}{2} \cdot (\beta_{\text{ВН1}}^2 + \beta_{\text{СН1}}^2 + \beta_{\text{НН1}}^2) = \\ &= \frac{2 \cdot 200}{2} \cdot (0,465^2 + 0,298^2 + 0,168^2) = 66,627 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\Delta Q_{\text{TZ1}} = -n \cdot S_{\text{Н40}} \cdot (\beta_{\text{ВН1}}^2 \cdot U_{\text{КВ40}} + \beta_{\text{СН1}}^2 \cdot U_{\text{КС40}} + \beta_{\text{НН1}}^2 \cdot U_{\text{КН40}}) =$$

$$= -2 \cdot 40000 \cdot (0,465^2 \cdot 0,105 + 0,298^2 \cdot 0 + 0,168^2 \cdot 0,06) =$$

$$= -2001,987 \text{ кВАр.}$$

Розраховуємо приведені значення навантаження в пункті 1 з врахування проведених раніше розрахунків:

$$S_{\text{пр1}} = \dot{S}_1 + \Delta P_{TZ1} + \Delta Q_{TZ1} = 31 - j20,597 + \frac{66,627}{10^3} - j \frac{2001,987}{10^3} =$$

$$= 31,067 - j22,599 \text{ МВА.}$$

Аналогічні розрахунки проводимо для пунктів, що залишилися, результати заносимо в таблицю 3.10.

Таблиця 3.10 – Розрахункове навантаження в пунктах мережі

Пункт №	$\dot{S}_i$, МВА	$\Delta \dot{S}_{TZi}$, МВА	$\dot{S}_{\text{пр}i}$, МВА
1	$31 - j20,597$	$0,67 - j2,002$	$31,067 - j22,599$
2	$19 - j12,637$	$0,078 - j1,892$	$19,078 - j14,529$
3	$8 - j5,584$	$0,029 - j0,5$	$8,029 - j6,084$
4	$18 - j11,991$	$0,07 - j1,714$	$18,07 - j13,705$
5	$23 - j15,169$	$0,068 - j1,704$	$23,068 - j16,873$
6	$15 - j9,949$	$0,049 - j1,161$	$15,049 - j11,11$
7	$8 - j5,584$	$0,029 - j0,5$	$8,029 - j6,084$

Розрахуємо опір та провідність віток мережі, починаючи з вітки 0-1:

$$\dot{Z}_{0-1} = \underline{Z}_{0-240} \cdot L_{0-1} = (0,119 + j0,412) \cdot 30 = 3,57 + j12,36 \text{ Ом.}$$

$$\dot{Y}_{0-1} = b_{0-240} \cdot L_{0-1} = 3,011 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 90,33 \cdot 10^{-6} \text{ СМ.}$$

Аналогічний розрахунок проводимо для інших ділянок мережі з занесенням результатів до таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Опір та провідність гілок мережі

Гілка	$\dot{Z}_i$, Ом	$\dot{Y}_i$, мкСМ
0-1	$3,57 + j12,36$	90,33
0-2	$3,451 + j11,948$	87,319
0-5	$3,808 + j13,184$	96,352
0-7	$4,403 + j15,244$	111,407
1-2	$9,24 + j9,944$	59,686
2-3	$5,635 + j9,982$	65,297
3-4	$8,4 + j9,04$	54,26

Таблиця 3.11 (продовження)

Гілка	$\dot{Z}_i$, Ом	$\dot{Y}_i$, мкСм
4-5	$5,39 + j9,548$	62,458
5-6	$5,88 + j6,38$	37,982
6-7	$5,39 + j9,548$	62,458

Еквівалентна провідність для пунктів мережі дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{Y}_1 = \dot{Y}_{T40} + 0,5(\dot{Y}_{0-1} + \dot{Y}_{1-2}) &= 6,503 \cdot 10^{-6} - j36,295 \cdot 10^{-6} + \\ &+ 0,5(90,33 \cdot 10^{-6} + 59,686 \cdot 10^{-6}) = 6,503 \cdot 10^{-6} + j38,713 \cdot 10^{-6} \text{ См.} \end{aligned}$$

Проводимо аналогічні розрахунки, результати в таблиці 3.11.

Таблиця 3.12 – Провідність в пунктах мережі

Пункт №	$\dot{Y}_i$, мкСм
0	$j385,408$
1	$6,503 + j38,713$
2	$3,478 + j81,954$
3	$2,117 + j49,192$
4	$3,478 + j34,162$
5	$4,688 + j71,931$
6	$3,478 + j26,023$
7	$2,117 + j76,346$

На рисунку 3.5 зображено, підготовану до подальших розрахунків, схему зі вказаними необхідними опорами та провідностями.

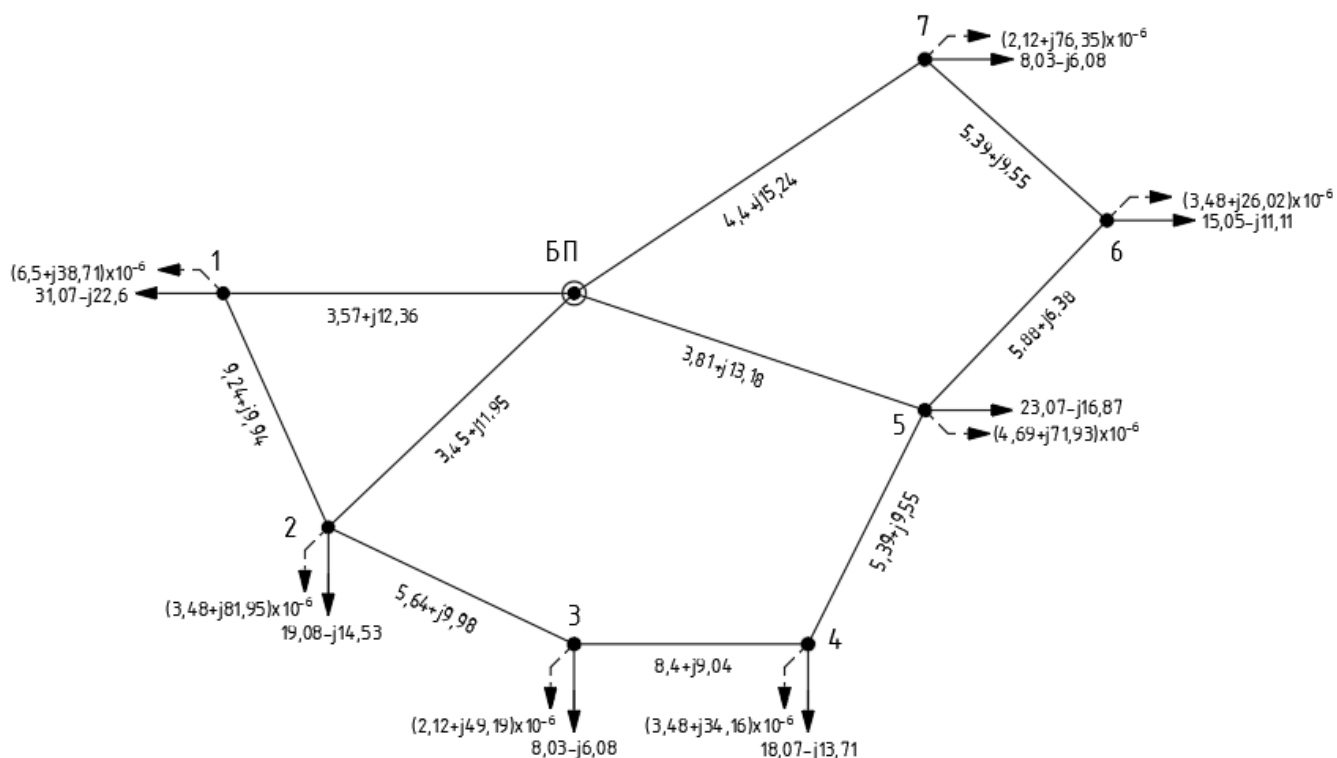


Рисунок 3.5 – Розрахункова схема електричної мережі

Висновки по розділу 3

У третьому розділі нами було проведено розрахунок та вибрано параметри блоків триобмоткових та двообмоткових трансформаторів для пунктів з відповідним навантаженням на сторонах 35 кВ та 10 кВ. В результаті було визначено доцільним встановити у пункті 1 блок з двох ТДТН-40000/110, у пунктах 2, 4, 6 – 2хТДТН-16000/110, для пунктів мережі 3 та 7 двообмоткового ТДН-10000/110, а також блоку з двох ТДТН-25000/110 у пункті 5. Потужність та кількість обмоток трансформаторів обрано виходячи з заданого навантаження пунктів зі врахуванням перевантаження трансформаторів, і категорій надійності споживачів.

Використовуючи систему контурних рівнянь отримано параметри режимів для L-схеми мережі. Використовуючи розрахунки параметрів режиму L-схеми мережі обрано перерізи ділянок виходячи з оптимального перерізу та економічної доцільності у вигляді аналізу сумарних дисконтованих витрат розглянутих варіантів. Проводом АС-240/32 доцільно виконати гілки 0-7, 0-5, 0-2 та 0-1, проводом АС-120/19 – ділянки 2-3, 4-5 та 7-6, проводом АС-70/11 – ділянки 1-2, 3-4 та 6-5. Обрані

перерізи задовільняють вимогам до тривалого струмового навантаження та рівнів напруги у віддалених вузлах мережі за післяаварійного режиму, а саме при відключенні ділянки 0-5, так як ця ділянка завантажена найбільше.

Розраховано параметри схеми заміщення ліній, а також трансформаторів з метою формування Z-схеми мережі. Параметри ділянок були перераховані для виконання опорою ПМ110-1Ф, за допомогою методу дзеркальних відображень було розраховано суццептанс ліній.

4 РОЗРАХУНКОВІ РЕЖИМИ РОБОТИ МЕРЕЖІ

4.1 Максимальний режим

Для вихідної замкненої мережі розрахуємо режимні параметри при збереженні потужності споживання у вузлах мережі, сторін СН та НН, на рівні встановленої, тобто на такому рівні, що відповідає режиму максимального споживання. Для розрахунку використаємо ітераційний метод контурних рівнянь.

Початкове наближення напруги пунктів приймаємо рівним 110кВ.

Значення лінійних струмів споживання в пунктах:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{пр1}}}{\hat{U}_H} + \dot{Y}_1 \cdot U_H = \frac{31,067 - j22,599}{110} + (6,503 + j38,713) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = \\ &= 0,2831 - j0,2012 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Інші пункти розраховуємо аналогічно, дивись таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Навантаження в пунктах мережі на першій ітерації

№ пункту	$\dot{I}_i$, кА
1	$0,2831 - j0,2012$
2	$0,1738 - j0,1231$
3	$0,0732 - j0,0499$
4	$0,1647 - j0,1208$
5	$0,2102 - j0,1455$
6	$0,1372 - j0,0981$
7	$0,0732 - j0,0469$

Визнаємо контури електричної мережі для використання методу контурних рівнянь. Ділянки 0-1, 0-2 та хорду 1-2 заносимо як перший контур; як другий: 0-2, 0-5, 2-3, 4-5 з хордою 3-4; як третій: 0-5, 5-6, 6-7 та хордою 0-7.

Власні опори контурів:

$$\begin{aligned} \dot{Z}_{k1} &= \dot{Z}_{0-1} + \dot{Z}_{0-2} + \dot{Z}_{1-2} = 3,57 + j12,36 + 3,451 + j11,948 + 9,24 + j9,944 = \\ &= 16,261 + j34,252 \text{ Ом;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{Z}_{k2} &= \dot{Z}_{0-2} + \dot{Z}_{0-5} + \dot{Z}_{2-3} + \dot{Z}_{3-4} + \dot{Z}_{4-5} = 3,451 + j11,948 + 3,808 + j13,184 + \\ &+ 5,635 + j9,982 + 8,4 + j9,04 + 5,39 + j9,548 = 26,684 + j53,702 \text{ Ом;} \end{aligned}$$

$$\dot{Z}_{k3} = \dot{Z}_{0-5} + \dot{Z}_{0-7} + \dot{Z}_{5-6} + \dot{Z}_{6-7} = 3,808 + j13,184 + 4,403 + j15,244 + 5,88 +$$

$$+j6,38 + 5,39 + j9,548 = 19,481 + j44,304 \text{ Ом.}$$

Суміжні ділянки беремо з опором:

$$\dot{Z}_{к1-2} = \dot{Z}_{0-2} = 3,451 + j11,948 \text{ Ом;}$$

$$\dot{Z}_{к2-3} = \dot{Z}_{0-5} = 3,808 + j13,184 \text{ Ом;}$$

$$\dot{Z}_{к1-3} = 0 \text{ Ом.}$$

Значення струмів умовно розімкненої мережі:

$$\dot{I}_{роз0-1}^{(1)} = \dot{I}_1^{(1)} = 0,2831 - j0,2012 \text{ кА;}$$

$$\dot{I}_{роз2-3}^{(1)} = \dot{I}_3^{(1)} = 0,0732 - j0,0499 \text{ кА;}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{роз0-2}^{(1)} &= \dot{I}_{роз2-3}^{(1)} + \dot{I}_2^{(1)} = 0,0732 - j0,0499 + 0,1738 - j0,1231 = \\ &= 0,247 - j0,173 \text{ кА;} \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{роз6-7}^{(1)} = \dot{I}_7^{(1)} = 0,0732 - j0,0469 \text{ кА;}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{роз5-6}^{(1)} &= \dot{I}_{роз6-7}^{(1)} + \dot{I}_6^{(1)} = 0,0732 - j0,0469 + 0,1372 - j0,0981 = \\ &= 0,2104 - j0,145 \text{ кА;} \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{роз5-4}^{(1)} = \dot{I}_4^{(1)} = 0,1647 - j0,1208 \text{ кА;}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{роз0-5}^{(1)} &= \dot{I}_{роз5-4}^{(1)} + \dot{I}_{роз5-6}^{(1)} + \dot{I}_5^{(1)} = 0,1647 - j0,1208 + 0,2104 - j0,145 + \\ &+ 0,2102 - j0,1455 = 0,5853 - j0,4114 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Значення струмів наносимо на рисунок 4.1.

Сформуємо систему рівнянь для методу контурних рівнянь:

$$\begin{cases} -\dot{I}_{роз0-1}^{(1)}\dot{Z}_{0-1} + \dot{I}_{роз0-2}^{(1)}\dot{Z}_{0-2} = -\dot{I}_{к1}^{(1)}\dot{Z}_{к1} + \dot{I}_{к2}^{(1)}\dot{Z}_{к1-2} + \dot{I}_{к3}^{(1)}\dot{Z}_{к1-3}; \\ -\dot{I}_{роз0-2}^{(1)}\dot{Z}_{0-2} + \dot{I}_{роз0-5}^{(1)}\dot{Z}_{0-5} + \dot{I}_{роз5-4}^{(1)}\dot{Z}_{4-5} - \dot{I}_{роз2-3}^{(1)}\dot{Z}_{2-3} = \\ = -\dot{I}_{к2}^{(1)}\dot{Z}_{к2} + \dot{I}_{к1}^{(1)}\dot{Z}_{к1-2} - \dot{I}_{к3}^{(1)}\dot{Z}_{к2-3}; \\ \dot{I}_{роз0-5}^{(1)}\dot{Z}_{0-5} + \dot{I}_{роз5-6}^{(1)}\dot{Z}_{5-6} + \dot{I}_{роз6-7}^{(1)}\dot{Z}_{6-7} = -\dot{I}_{к3}^{(1)}\dot{Z}_{к3} + \dot{I}_{к1}^{(1)}\dot{Z}_{к1-3} - \dot{I}_{к2}^{(1)}\dot{Z}_{к2-3}. \end{cases}$$

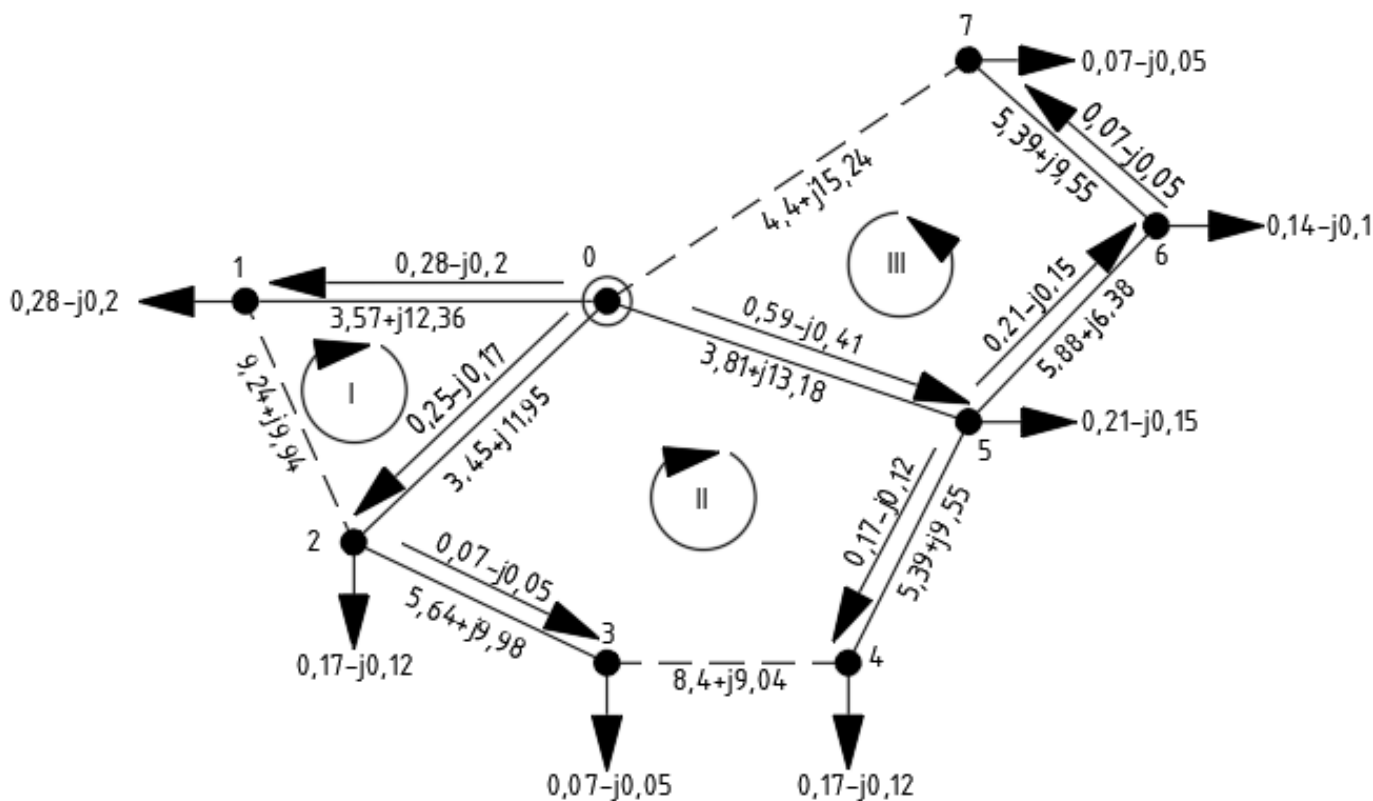


Рисунок 4.1 – Струморозподіл по умовно розімкненій схемі мережі за першої ітерації

Підставимо відомі наразі величини у систему рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned} &-(0,2831 - j0,2012)(3,57 + j12,36) + (0,247 - j0,173)(3,451 + j11,948) = \\ &= -\dot{I}_{k1}^{(1)}(16,261 + j34,252) + \dot{I}_{k2}^{(1)}(3,451 + j11,948) + \dot{I}_{k3}^{(1)}(0); \\ &-(0,247 - j0,173)(3,451 + j11,948) + (0,5853 - j0,4114)(3,808 + j13,184) + \\ &+ (0,1647 - j0,1208)(5,39 + j9,548) - (0,0732 - j0,0499)(5,635 + j9,982) = \\ &= -\dot{I}_{k2}^{(1)}(26,684 + j53,702) + \dot{I}_{k1}^{(1)}(3,451 + j11,948) + \dot{I}_{k3}^{(1)}(3,808 + j13,184); \\ &(0,5853 - j0,4114)(3,808 + j13,184) + (0,2104 - j0,145)(5,88 + j6,38) + \\ &+ (0,0732 - j0,0469)(5,39 + j9,548) = -\dot{I}_{k3}^{(1)}(19,481 + j44,304) + \dot{I}_{k1}^{(1)}(0) + \\ &+ \dot{I}_{k2}^{(1)}(3,808 + j13,184). \end{aligned} \right.$$

Значення контурних струмів, за системою рівнянь:

$$\dot{I}_{k1}^{(1)} = -0,0032 - j0,0011 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{k2}^{(1)} = -0,0561 + j0,0335 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{k3}^{(1)} = -0,2054 + j0,1353 \text{ кА}.$$

Значення струмового навантаження ділянок замкненої мережі дорівнює:

$$\begin{aligned}\dot{I}_{0-1}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз}0-1}^{(1)} - \dot{I}_{\text{к}1}^{(1)} = 0,2831 - j0,2012 - (-0,0032 - j0,0011) = \\ &= 0,2864 - j0,2001 \text{ кА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{I}_{0-2}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз}0-2}^{(1)} + \dot{I}_{\text{к}1}^{(1)} - \dot{I}_{\text{к}2}^{(1)} = 0,247 - j0,173 + (-0,0032 - j0,0011) + \\ &- (-0,0561 + j0,0335) = 0,2999 - j0,2076 \text{ кА};\end{aligned}$$

$$\dot{I}_{1-2}^{(1)} = -\dot{I}_{\text{к}1}^{(1)} = 0,0032 + j0,0011 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned}\dot{I}_{2-3}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз}2-3}^{(1)} - \dot{I}_{\text{к}2}^{(1)} = 0,0732 - j0,0499 - (-0,0561 + j0,0335) = \\ &= 0,1293 - j0,0834 \text{ кА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{I}_{5-4}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз}5-4}^{(1)} + \dot{I}_{\text{к}2}^{(1)} = 0,1647 - j0,1208 + (-0,0561 + j0,0335) = \\ &= 0,1086 - j0,0873 \text{ кА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{I}_{0-5}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз}0-5}^{(1)} + \dot{I}_{\text{к}2}^{(1)} + \dot{I}_{\text{к}3}^{(1)} = 0,5853 - j0,4114 + (-0,0561 + j0,0335) + \\ &+ (-0,2054 + j0,1353) = 0,3239 - j0,2426 \text{ кА};\end{aligned}$$

$$\dot{I}_{3-4}^{(1)} = -\dot{I}_{\text{к}2}^{(1)} = 0,0561 - j0,0335 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned}\dot{I}_{5-6}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз}5-6}^{(1)} + \dot{I}_{\text{к}3}^{(1)} = 0,2104 - j0,145 + (-0,2054 + j0,1353) = \\ &= 0,005 - j0,0098 \text{ кА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{I}_{7-6}^{(1)} &= -\dot{I}_{\text{роз}6-7}^{(1)} - \dot{I}_{\text{к}3}^{(1)} = -(0,0732 - j0,0469) - (-0,2054 + j0,1353) = \\ &= 0,1322 - j0,0884 \text{ кА};\end{aligned}$$

$$\dot{I}_{0-7}^{(1)} = -\dot{I}_{\text{к}3}^{(1)} = 0,2054 - j0,1353 \text{ кА}.$$

Виконаємо перевірку другим законом Кірхгофа:

- для першого контура:

$$\begin{aligned}-\dot{I}_{0-1}^{(1)}\dot{Z}_{0-1} + \dot{I}_{0-2}^{(1)}\dot{Z}_{0-2} - \dot{I}_{1-2}^{(1)}\dot{Z}_{1-2} &= -(0,2864 - j0,2001)(3,57 + j12,36) + \\ &+ (0,2999 - j0,2076)(3,451 + j11,948) - (0,0032 + j0,0011) \times \\ &\times (9,24 + j9,944) = 0;\end{aligned}$$

- для другого контура:

$$-\dot{I}_{0-2}^{(1)}\dot{Z}_{0-2} + \dot{I}_{0-5}^{(1)}\dot{Z}_{0-5} + \dot{I}_{5-4}^{(1)}\dot{Z}_{4-5} - \dot{I}_{2-3}^{(1)}\dot{Z}_{2-3} - \dot{I}_{3-4}^{(1)}\dot{Z}_{3-4} = -(0,2999 - j0,2076) \times$$

$$\begin{aligned} &\times(3,451 + j11,948) + (0,3239 - j0,2426)(3,808 + j13,184) + \\ &+ (0,1086 - j0,0873)(5,39 + j9,548) - (0,1293 - j0,0834)(5,635 + j9,982) + \\ &- (0,0561 - j0,0335)(8,4 + j9,04) = 0; \end{aligned}$$

- для третього контура:

$$\begin{aligned} &\dot{I}_{0-5}^{(1)} \dot{Z}_{0-5} - \dot{I}_{0-7}^{(1)} \dot{Z}_{0-7} + \dot{I}_{5-6}^{(1)} \dot{Z}_{5-6} - \dot{I}_{7-6}^{(1)} \dot{Z}_{6-7} = (0,3239 - j0,2426) \times \\ &\times (3,808 + j13,184) - (0,2054 - j0,1353)(4,403 + j15,244) + (0,005 - j0,0098) \times \\ &\times (5,88 + j6,38) - (0,1322 - j0,0884)(5,39 + j9,548) = 0. \end{aligned}$$

Перевірка виконується, перша ітерація розрахунку виконана правильно.

Розрахуємо значення рівнів напруг на вузлах:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-1}^{(1)} \dot{Z}_{0-1} = 115 - (0,2864 - j0,2001)(3,57 + j12,36) = \\ &= 111,504 - j2,825 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(1)} &= U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-2}^{(1)} \dot{Z}_{0-2} = 115 - (0,2999 - j0,2076)(3,451 + j11,948) = \\ &= 111,485 - j2,867 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_5^{(1)} &= U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-5}^{(1)} \dot{Z}_{0-5} = 115 - (0,3239 - j0,2426)(3,808 + j13,184) = \\ &= 110,569 - j3,346 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(1)} &= \dot{U}_2^{(1)} - \dot{I}_{2-3}^{(1)} \dot{Z}_{2-3} = 111,485 - j2,867 - (0,1293 - j0,0834)(5,635 + j9,982) = \\ &= 109,924 - j3,687 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_4^{(1)} &= \dot{U}_5^{(1)} - \dot{I}_{5-4}^{(1)} \dot{Z}_{4-5} = 110,569 - j3,346 - (0,1086 - j0,0873)(5,39 + j9,548) = \\ &= 109,15 - j3,912 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_6^{(1)} &= \dot{U}_5^{(1)} - \dot{I}_{5-6}^{(1)} \dot{Z}_{5-6} = 110,569 - j3,346 - (0,005 - j0,0098)(5,88 + j6,38) = \\ &= 110,477 - j3,321 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_7^{(1)} &= U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-7}^{(1)} \dot{Z}_{0-7} = 115 - (0,2054 - j0,1353)(4,403 + j15,244) = \\ &= 112,034 - j2,535 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Для визначення закінчення ітераційного процесу розрахуємо для першої ітерації втрати потужності:

$$\dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \hat{U}_{\text{БП}} \left(\dot{I}_{0-1}^{(1)} + \dot{I}_{0-2}^{(1)} + \dot{I}_{0-5}^{(1)} + \dot{I}_{0-7}^{(1)} \right) + \dot{Y}_0 U_{\text{БП}}^2 - \left(\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 \right) =$$

$$\begin{aligned}
&= 115(0,2864 - j0,2001 + 0,2999 - j0,2076 + 0,3239 - j0,2426 + \\
&+ 0,2054 - j0,1353) + j385,408 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - (31 - j20,597 + 19 - j12,637 + \\
&+ 8 - j5,584 + 18 - j11,991 + 23 - j15,169 + 15 - j9,949 + 8 - j5,584) = \\
&= 6,279 - j3,725 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Параметри режиму вказані на рисунку 4.2.

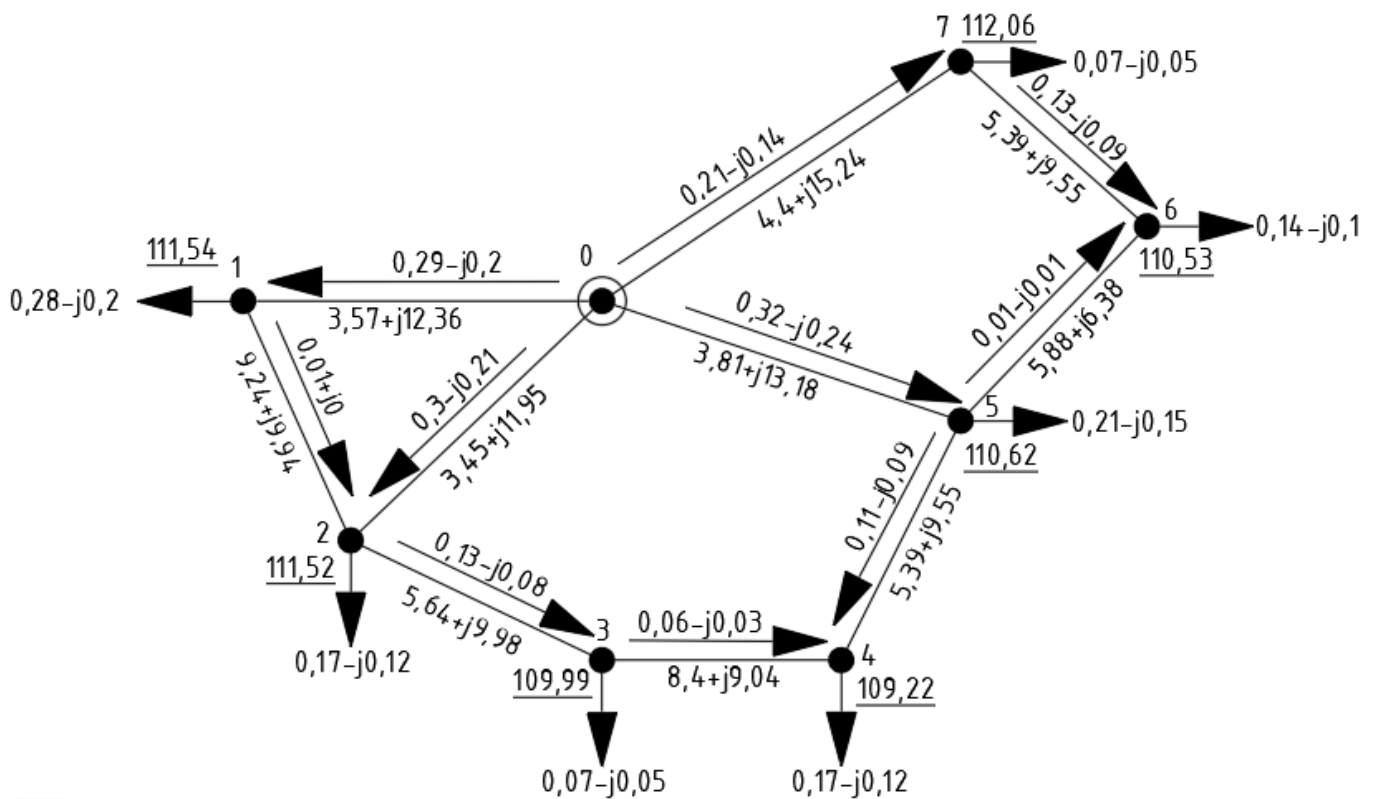


Рисунок 4.2 – Параметри режиму на першій ітерації для режиму максимальних навантажень

На другій ітерації напруги на вузлах прирівнюємо до отриманих на попередній ітерації.

Значення лінійних струмів споживання в пунктах:

$$\begin{aligned}
\dot{I}_1^{(2)} &= \frac{\dot{S}_{\text{пр}1}}{\hat{U}_1^{(1)}} + \dot{Y}_1 \cdot \dot{U}_1^{(1)} = \frac{31,067 - j22,599}{111,504 + j2,825} + (6,503 + j38,713) \cdot 10^{-6} \times \\
&\times (111,504 - j2,825) = 0,2741 - j0,2053 \text{ кА}.
\end{aligned}$$

Інші пункти розраховуємо аналогічно, дивись таблицю 4.1.

Таблиця 4.2 – Навантаження в пунктах мережі на другій ітерації

№ пункту	$\dot{I}_i$, кА
1	$0,2741 - j0,2053$
2	$0,1683 - j0,1255$
3	$0,0715 - j0,0523$
4	$0,1614 - j0,1276$
5	$0,2046 - j0,1508$
6	$0,1335 - j0,1017$
7	$0,0708 - j0,0473$

Струми по умовно розімкненій схемі:

$$\dot{I}_{\text{роз0-1}}^{(2)} = \dot{I}_1^{(2)} = 0,2741 - j0,2053 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{\text{роз2-3}}^{(2)} = \dot{I}_3^{(2)} = 0,0715 - j0,0523 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\text{роз0-2}}^{(2)} &= \dot{I}_{\text{роз2-3}}^{(2)} + \dot{I}_2^{(2)} = 0,0715 - j0,0523 + 0,1683 - j0,1255 = \\ &= 0,2398 - j0,1778 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{\text{роз6-7}}^{(2)} = \dot{I}_7^{(2)} = 0,0708 - j0,0473 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\text{роз5-6}}^{(2)} &= \dot{I}_{\text{роз6-7}}^{(2)} + \dot{I}_6^{(2)} = 0,0708 - j0,0473 + 0,1335 - j0,1017 = \\ &= 0,2044 - j0,1491 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{\text{роз5-4}}^{(2)} = \dot{I}_4^{(2)} = 0,1614 - j0,1276 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\text{роз0-5}}^{(2)} &= \dot{I}_{\text{роз5-4}}^{(2)} + \dot{I}_{\text{роз5-6}}^{(2)} + \dot{I}_5^{(2)} = 0,1614 - j0,1276 + 0,2044 - j0,1491 + \\ &+ 0,2046 - j0,1508 = 0,5703 - j0,4275 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Значення струмів нанесемо на рисунок 4.3.

Сформуємо систему рівнянь для методу контурних рівнянь для другої ітерації:

$$\begin{cases} -\dot{I}_{\text{роз0-1}}^{(2)} \dot{Z}_{0-1} + \dot{I}_{\text{роз0-2}}^{(2)} \dot{Z}_{0-2} = -\dot{I}_{\text{к1}}^{(2)} \dot{Z}_{\text{к1}} + \dot{I}_{\text{к2}}^{(2)} \dot{Z}_{\text{к1-2}} + \dot{I}_{\text{к3}}^{(2)} \dot{Z}_{\text{к1-3}}; \\ -\dot{I}_{\text{роз0-2}}^{(2)} \dot{Z}_{0-2} + \dot{I}_{\text{роз0-5}}^{(2)} \dot{Z}_{0-5} + \dot{I}_{\text{роз5-4}}^{(2)} \dot{Z}_{4-5} - \dot{I}_{\text{роз2-3}}^{(2)} \dot{Z}_{2-3} = \\ = -\dot{I}_{\text{к2}}^{(2)} \dot{Z}_{\text{к2}} + \dot{I}_{\text{к1}}^{(2)} \dot{Z}_{\text{к1-2}} - \dot{I}_{\text{к3}}^{(2)} \dot{Z}_{\text{к2-3}}; \\ \dot{I}_{\text{роз0-5}}^{(2)} \dot{Z}_{0-5} + \dot{I}_{\text{роз5-6}}^{(2)} \dot{Z}_{5-6} + \dot{I}_{\text{роз6-7}}^{(2)} \dot{Z}_{6-7} = -\dot{I}_{\text{к3}}^{(2)} \dot{Z}_{\text{к3}} + \dot{I}_{\text{к1}}^{(2)} \dot{Z}_{\text{к1-3}} - \dot{I}_{\text{к2}}^{(2)} \dot{Z}_{\text{к2-3}}. \end{cases}$$

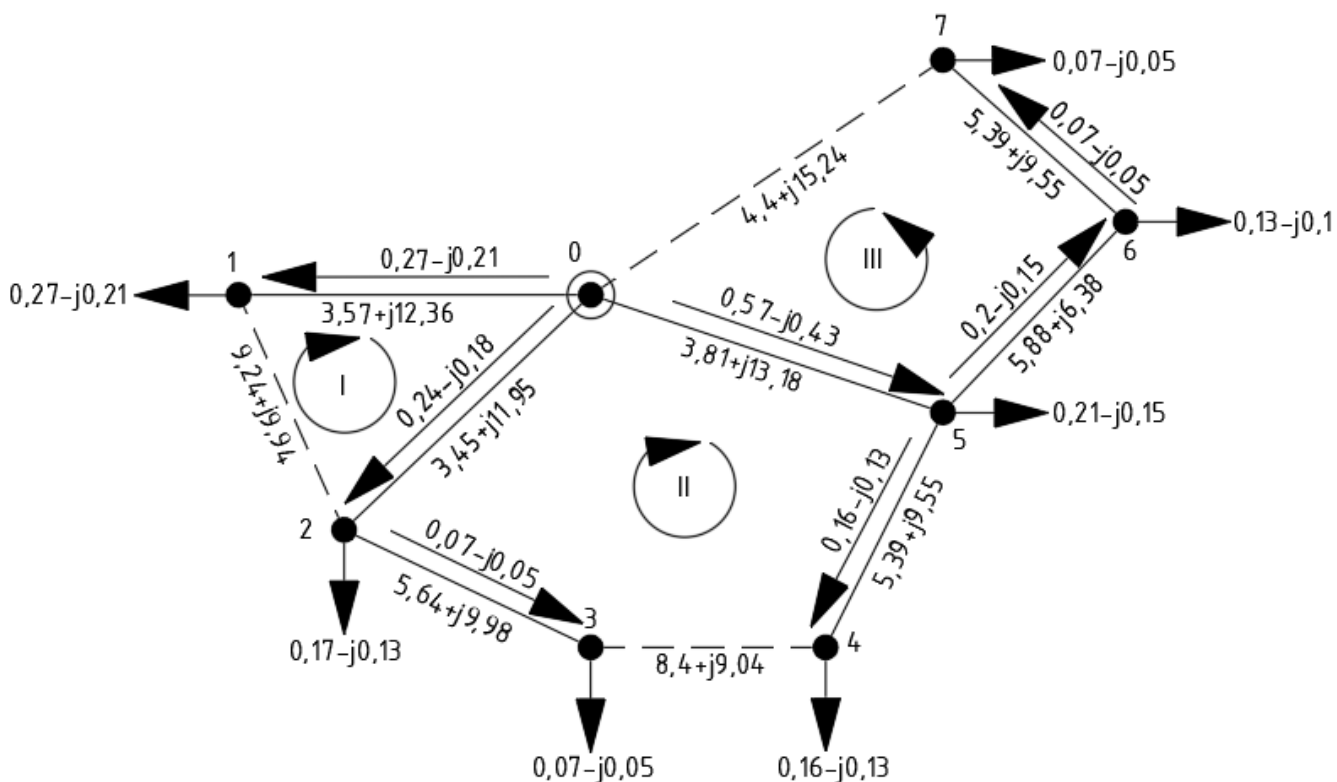


Рисунок 4.3 – Струморозподіл по умовно розімкненій схемі мережі на другій ітерації

Підставимо відомі наразі величини у систему рівнянь для другої ітерації:

$$\left\{ \begin{aligned} &-(0,2741 - j0,2053)(3,57 + j12,36) + (0,2398 - j0,1778)(3,451 + j11,948) = \\ &= -\dot{I}_{k1}^{(2)}(16,261 + j34,252) + \dot{I}_{k2}^{(2)}(3,451 + j11,948) + \dot{I}_{k3}^{(2)}(0); \\ &-(0,2398 - j0,1778)(3,451 + j11,948) + (0,5703 - j0,4275)(3,808 + j13,184) + \\ &+ (0,1614 - j0,1267)(5,39 + j9,548) - (0,0715 - j0,0523)(5,635 + j9,982) = \\ &= -\dot{I}_{k2}^{(2)}(26,684 + j53,702) + \dot{I}_{k1}^{(2)}(3,451 + j11,948) + \dot{I}_{k3}^{(2)}(3,808 + j13,184); \\ &(0,5703 - j0,4275)(3,808 + j13,184) + (0,2044 - j0,1491)(5,88 + j6,38) + \\ &+ (0,0708 - j0,0473)(5,39 + j9,548) = -\dot{I}_{k3}^{(2)}(19,481 + j44,304) + \dot{I}_{k1}^{(2)}(0) + \\ &+ \dot{I}_{k2}^{(2)}(3,808 + j13,184). \end{aligned} \right.$$

Значення контурних струмів, за системою рівнянь для другої ітерації:

$$\dot{I}_{k1}^{(2)} = -0,0039 - j0,0001 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{k2}^{(2)} = -0,0555 + j0,0362 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{k3}^{(2)} = -0,2 + j0,14 \text{ кА}.$$

Значення струмового навантаження ділянок за другої ітерації за замкненої мережі:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-1}^{(2)} &= \dot{I}_{\text{роз}0-1}^{(2)} - \dot{I}_{\text{к}1}^{(2)} = 0,2741 - j0,2053 - (-0,0039 - j0,0001) = \\ &= 0,278 - j0,2052 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-2}^{(2)} &= \dot{I}_{\text{роз}0-2}^{(2)} + \dot{I}_{\text{к}1}^{(2)} - \dot{I}_{\text{к}2}^{(2)} = 0,2398 - j0,1778 + (-0,0039 - j0,0001) + \\ &- (-0,0555 + j0,0362) = 0,2914 - j0,2141 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{1-2}^{(2)} = -\dot{I}_{\text{к}1}^{(2)} = 0,0039 + j0,0001 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{2-3}^{(2)} &= \dot{I}_{\text{роз}2-3}^{(2)} - \dot{I}_{\text{к}2}^{(2)} = 0,0715 - j0,0523 - (-0,0555 + j0,0362) = \\ &= 0,127 - j0,0885 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{5-4}^{(2)} &= \dot{I}_{\text{роз}5-4}^{(2)} + \dot{I}_{\text{к}2}^{(2)} = 0,1614 - j0,1276 + (-0,0555 + j0,0362) = \\ &= 0,1058 - j0,0914 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-5}^{(2)} &= \dot{I}_{\text{роз}0-5}^{(2)} + \dot{I}_{\text{к}2}^{(2)} + \dot{I}_{\text{к}3}^{(2)} = 0,5703 - j0,4275 + (-0,0555 + j0,0362) + \\ &+ (-0,2 + j0,14) = 0,3148 - j0,2514 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{3-4}^{(2)} = -\dot{I}_{\text{к}2}^{(2)} = 0,0555 - j0,0362 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{5-6}^{(2)} &= \dot{I}_{\text{роз}5-6}^{(2)} + \dot{I}_{\text{к}3}^{(2)} = 0,2044 - j0,1491 + (-0,2 + j0,14) = \\ &= 0,0043 - j0,0091 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{7-6}^{(2)} &= -\dot{I}_{\text{роз}6-7}^{(2)} - \dot{I}_{\text{к}3}^{(2)} = -(0,0708 - j0,0473) - (-0,2 + j0,14) = \\ &= 0,1292 - j0,0926 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{0-7}^{(2)} = -\dot{I}_{\text{к}3}^{(2)} = 0,2 - j0,14 \text{ кА}.$$

Виконаємо перевірку другим законом Кірхгофа:

- для першого контура:

$$\begin{aligned} -\dot{I}_{0-1}^{(2)} \dot{Z}_{0-1} + \dot{I}_{0-2}^{(2)} \dot{Z}_{0-2} - \dot{I}_{1-2}^{(2)} \dot{Z}_{1-2} &= -(0,278 - j0,2052)(3,57 + j12,36) + \\ &+ (0,2914 - j0,2141)(3,451 + j11,948) - (0,0039 + j0,0001) \times \\ &\times (9,24 + j9,944) = 0; \end{aligned}$$

- для другого контура:

$$\begin{aligned}
& -\dot{I}_{0-2}^{(2)}\dot{Z}_{0-2} + \dot{I}_{0-5}^{(2)}\dot{Z}_{0-5} + \dot{I}_{5-4}^{(2)}\dot{Z}_{4-5} - \dot{I}_{2-3}^{(2)}\dot{Z}_{2-3} - \dot{I}_{3-4}^{(2)}\dot{Z}_{3-4} = -(0,2914 - j0,2141) \times \\
& \times (3,451 + j11,948) + (0,3148 - j0,2514)(3,808 + j13,184) + (0,1058 - j0,0914) \times \\
& \times (5,39 + j9,548) - (0,127 - j0,0885)(5,635 + j9,982) + \\
& - (0,0555 - j0,0362)(8,4 + j9,04) = 0;
\end{aligned}$$

- для третього контура:

$$\begin{aligned}
& \dot{I}_{0-5}^{(2)}\dot{Z}_{0-5} - \dot{I}_{0-7}^{(2)}\dot{Z}_{0-7} + \dot{I}_{5-6}^{(2)}\dot{Z}_{5-6} - \dot{I}_{7-6}^{(2)}\dot{Z}_{6-7} = (0,3148 - j0,2514)(3,808 + j13,184) + \\
& - (0,2 - j0,14)(4,403 + j15,244) + (0,0043 - j0,0091)(5,88 + j6,38) + \\
& - (0,1292 - j0,0926)(5,39 + j9,548) = 0.
\end{aligned}$$

Перевірка виконується, друга ітерація розрахунку виконана правильно.

Розрахуємо значення рівнів напруг на вузлах:

$$\begin{aligned}
\dot{U}_1^{(2)} &= U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-1}^{(2)}\dot{Z}_{0-1} = 115 - (0,278 - j0,2052)(3,57 + j12,36) = \\
&= 111,471 - j2,704 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_2^{(2)} &= U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-2}^{(2)}\dot{Z}_{0-2} = 115 - (0,2914 - j0,2141)(3,451 + j11,948) = \\
&= 111,436 - j2,743 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_5^{(2)} &= U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-5}^{(2)}\dot{Z}_{0-5} = 115 - (0,3148 - j0,2514)(3,808 + j13,184) = \\
&= 110,488 - j3,193 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_3^{(2)} &= \dot{U}_2^{(2)} - \dot{I}_{2-3}^{(2)}\dot{Z}_{2-3} = 111,436 - j2,743 - (0,127 - j0,0885)(5,635 + j9,982) = \\
&= 109,837 - j3,513 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_4^{(2)} &= \dot{U}_5^{(2)} - \dot{I}_{5-4}^{(2)}\dot{Z}_{4-5} = 110,488 - j3,193 - (0,1058 - j0,0914)(5,39 + j9,548) = \\
&= 109,044 - j3,711 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_6^{(2)} &= \dot{U}_5^{(2)} - \dot{I}_{5-6}^{(2)}\dot{Z}_{5-6} = 110,488 - j3,193 - (0,0043 - j0,0091)(5,88 + j6,38) = \\
&= 110,405 - j3,167 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_7^{(2)} &= U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-7}^{(2)}\dot{Z}_{0-7} = 115 - (0,2 - j0,14)(4,403 + j15,244) = \\
&= 111,985 - j2,433 \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Для визначення закінчення ітераційного процесу розрахуємо для другої ітерації втрати потужності:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \hat{U}_{\text{БП}} \left(\dot{I}_{0-1}^{(2)} + \dot{I}_{0-2}^{(2)} + \dot{I}_{0-5}^{(2)} + \dot{I}_{0-7}^{(2)} \right) + \dot{Y}_0 U_{\text{БП}}^2 - \left(\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 \right) = \\
&= 115(0,278 - j0,2052 + 0,2914 - j0,2141 + 0,3148 - j0,2514 + \\
&\quad + 0,2 - j0,14) + j385,408 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - (31 - j20,597 + 19 - j12,637 + \\
&\quad + 8 - j5,584 + 18 - j11,991 + 23 - j15,169 + 15 - j9,949 + 8 - j5,584) = \\
&= 2,689 - j6,614 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Параметри режиму вказані на рисунок 4.4.

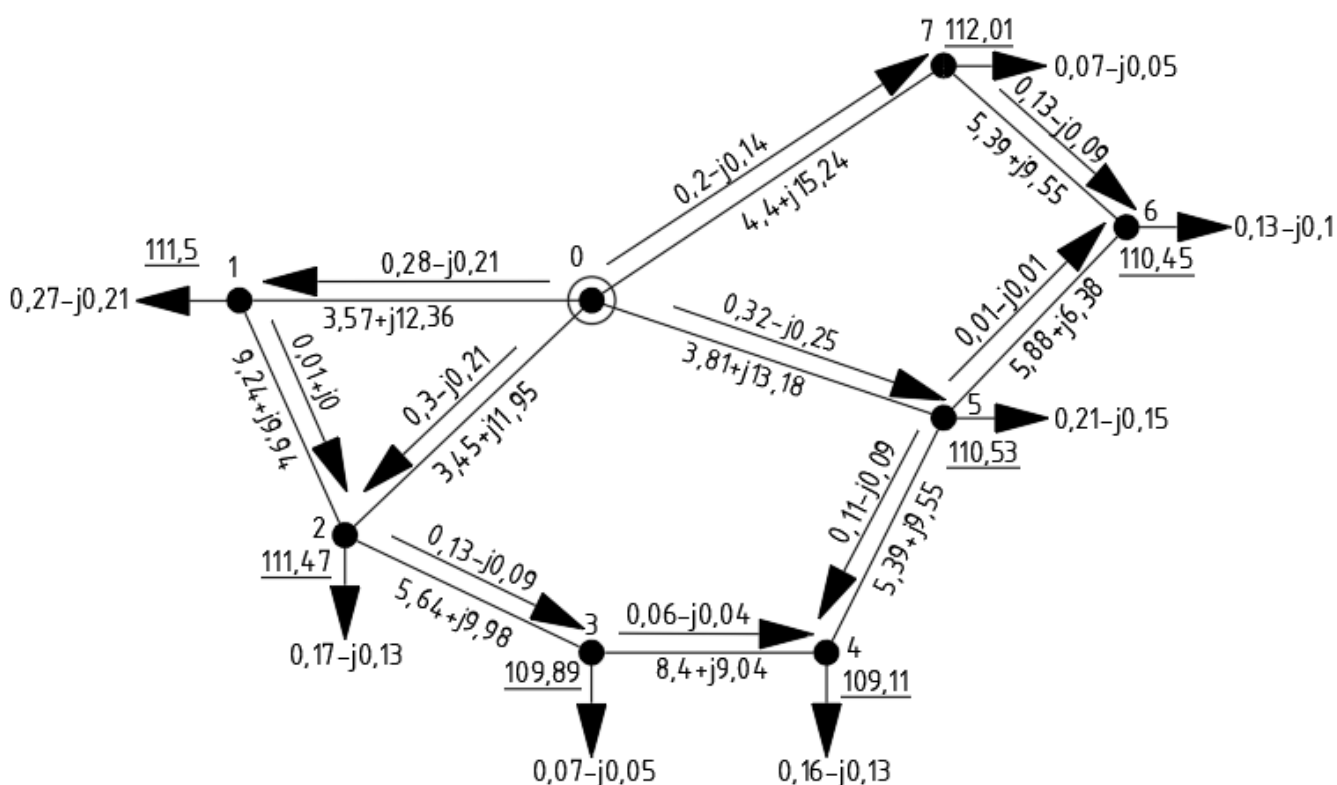


Рисунок 4.4 – Параметри режиму на другій ітерації для режиму максимальних навантажень

Розрахуємо умову закінчення ітераційного розрахунку:

$$\Delta S_{\Sigma} = \left| \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} \right| = \left| (6,279 - j3,725) - (2,689 - j6,614) \right| = 4,608 \text{ МВА}.$$

Задана інженерна точність $\varepsilon = 0,001$ МВА не виконується, тому необхідно продовжити розрахунок до отримання різниці модулів втрат потужностей ітерацій меншої від прийнятої точності. Для наступних ітерацій значення заносимо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахункові значення ітераційного розрахунку режиму максимальних навантажень

Параметр	i	Ітерація 3	Ітерація 4	Ітерація 5
$\dot{I}_i$, кА	1	$0,2744 - j0,2051$	$0,2744 - j0,2051$	$0,2744 - j0,2051$
	2	$0,1685 - j0,1254$	$0,1685 - j0,1254$	$0,1685 - j0,1254$
	3	$0,0717 - j0,0523$	$0,0717 - j0,0523$	$0,0717 - j0,0523$
	4	$0,1618 - j0,1275$	$0,1617 - j0,1275$	$0,1617 - j0,1275$
	5	$0,205 - j0,1507$	$0,2049 - j0,1507$	$0,2049 - j0,1507$
	6	$0,1338 - j0,1016$	$0,1338 - j0,1016$	$0,1338 - j0,1016$
	7	$0,0709 - j0,0473$	$0,0709 - j0,0473$	$0,0709 - j0,0473$
$\dot{I}_{i-i}$, кА	0-1	$0,2784 - j0,205$	$0,2784 - j0,205$	$0,2784 - j0,205$
	0-2	$0,2919 - j0,2139$	$0,2919 - j0,2139$	$0,2919 - j0,2139$
	1-2	$0,0039 + j0,0001$	$0,0039 + j0,0001$	$0,0039 + j0,0001$
	2-3	$0,1273 - j0,0884$	$0,1273 - j0,0884$	$0,1273 - j0,0884$
	5-4	$0,1061 - j0,0914$	$0,1061 - j0,0914$	$0,1061 - j0,0914$
	0-5	$0,3154 - j0,2511$	$0,3154 - j0,2511$	$0,3154 - j0,2511$
	3-4	$0,0557 - j0,0361$	$0,0557 - j0,0361$	$0,0557 - j0,0361$
	5-6	$0,0043 - j0,0091$	$0,0043 - j0,0091$	$0,0043 - j0,0091$
	7-6	$0,1294 - j0,0925$	$0,1294 - j0,0925$	$0,1294 - j0,0925$
	0-7	$0,2003 - j0,1398$	$0,2003 - j0,1398$	$0,2003 - j0,1398$
$\dot{U}_i$, кВ	1	$111,473 - j2,709$	$111,473 - j2,709$	$111,473 - j2,709$
	2	$111,437 - j2,749$	$111,437 - j2,749$	$111,437 - j2,749$
	3	$109,838 - j3,522$	$109,838 - j3,522$	$109,838 - j3,522$
	4	$109,044 - j3,722$	$109,044 - j3,722$	$109,044 - j3,722$
	5	$110,488 - j3,202$	$110,488 - j3,201$	$110,488 - j3,201$
	6	$110,405 - j3,176$	$110,405 - j3,175$	$110,405 - j3,175$
	7	$111,986 - j2,438$	$111,986 - j2,438$	$111,986 - j2,438$
ΔS_Σ , МВА		0,222	0,011	0,00054

За таблицею 4.3 визначаємо, що модуль різниці втрати потужностей менший за необхідний для дотримання інженерної точності, тому ітераційний процес можна вважати завершеним.

Потоки потужності ділянками мережі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{п0-1} &= I_{0-1} \hat{U}_{БП} + 0,5 \dot{Y}_{0-1} U_{БП}^2 = (0,2784 - j0,205) \cdot 115 + \\ &+ 0,5 \cdot j90,33 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 32,61 - j23,57 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{к0-1} &= I_{0-1} \hat{U}_1 + 0,5 \dot{Y}_{0-1} U_1^2 = (0,2784 - j0,205) \cdot (111,473 + j2,709) + \\ &+ 0,5 \cdot j90,33 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{111,473^2 + 2,709^2} = 32,148 - j22,095 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Результати аналогічного розрахунку відображено в таблиці 4.4.

$$U_{\text{базСН}} = 35 \cdot (1 + \delta \cdot 10^{-2}) = 35 \cdot (1 + 0,05 \cdot 10^{-2}) = 36,75 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{базНН}} = 10 \cdot (1 + \delta \cdot 10^{-2}) = 10 \cdot (1 + 0,05 \cdot 10^{-2}) = 10,5 \text{ кВ}.$$

Напряга в точці перед елементами заміщення обмотки НН та СН трансформатора ТДНТ-40000/110:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{0-1} &= \dot{U}_1 - \frac{\dot{S}_{\text{нр1}}}{\hat{U}_1} (r_{\text{T40}} + x_{\text{ТВ40}}) = 111,473 - j2,709 - \frac{31,067 - j22,599}{111,473 + j2,709} \times \\ &\times (0,413 + j17,771) = 107,639 - j7,485 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Втрати потужності на обмотках трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{TZ_CH1}} &= \frac{n \cdot \Delta P_{k40}}{2} \cdot (\beta_{\text{CH1}}^2) + j \left(-n \cdot S_{\text{H40}} \cdot (\beta_{\text{CH1}}^2 \cdot u_{\text{KC40}}) \right) = \\ &= \frac{2 \cdot 200 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot (0,298^2) + j \left(-2 \cdot 40000 \cdot 10^{-3} \cdot (0,298^2 \cdot 0) \right) = \\ &= 0,018 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{TZ_HH1}} &= \frac{n \cdot \Delta P_{k40}}{2} \cdot (\beta_{\text{HH1}}^2) + j \left(-n \cdot S_{\text{H40}} \cdot (\beta_{\text{HH1}}^2 \cdot u_{\text{KH40}}) \right) = \\ &= \frac{2 \cdot 200 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot (0,168^2) + j \left(-2 \cdot 40000 \cdot 10^{-3} \cdot (0,168^2 \cdot 6,25\%) \right) = \\ &= 0,006 - j0,141 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Приведемо до напруги сторони ВН вихідні напруги сторін НН та СН трансформатора ТДНТ-40000/110:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\text{ЗВ_CH1}} &= \dot{U}_{0-1} - \frac{\dot{S}_{\text{CH1}} + \Delta S_{\text{TZ_CH1}}}{\hat{U}_{0-1}} (r_{\text{T40}} + x_{\text{ТВ40}}) = 107,639 - j7,485 + \\ &- \frac{20 - j12,919 + 0,018}{107,639 + j7,485} (0,413 + j17,771) = 107,559 - j7,441 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\text{ЗВ_HH1}} &= \dot{U}_{0-1} - \frac{\dot{S}_{\text{HH1}} + \Delta \dot{S}_{\text{TZ_HH1}}}{\hat{U}_{0-1}} (r_{\text{T40}} + x_{\text{ТВ40}}) = 107,639 - j7,485 + \\ &- \frac{11 - j7,678 + 0,006 - j0,141}{107,639 + j7,485} (0,413 + j17,771) = \\ &= 106,921 - j8,561 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Кількість регулювальних витків для бажаного положення РПН:

$$\omega_{\text{аж1}} = \frac{U_{\text{зв_НН1}} \cdot U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}} \cdot U_{\text{ажНН}}} = \frac{\sqrt{106,921^2 + 8,561^2} \cdot 11}{115 \cdot 10,5} = -0,023.$$

Тоді значення бажаного положення РПН:

$$N_{\text{РПН1}} = \frac{\omega_{\text{аж1}}}{\omega_0^{\text{РПН}}} = \frac{-0,023}{0,0178} = -1,284 \rightarrow -1.$$

Відповідно і бажаним положенням ПБЗ буде:

$$N_{\text{ПБЗ1}} = \frac{1}{\omega_0^{\text{ПБЗ}}} \left(\frac{U_{\text{ажСН}} U_{\text{ТВ}} (1 + N_{\text{РПН1}}^{\text{ст}} \cdot \omega_0^{\text{РПН}})}{U_{\text{СН}} \cdot U_{\text{зв_СН1}}} - 1 \right) =$$

$$= \frac{1}{0,025} \left(\frac{36,75 \cdot 115 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,0178)}{38,5 \cdot \sqrt{107,559^2 + 7,44^2}} - 1 \right) = 0,001 \rightarrow 0.$$

Для обох засобів регулювання результуюче значення доцільно округлити до найближчого цілого числа.

Напруга на виводах НН та СН трансформатора пункту 1, за обраними положеннями пристроїв регулювання:

$$U_{\text{НН1}}^{\text{дійсне}} = \frac{U_{\text{зв_НН1}} \cdot U_{\text{ТН1}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot (1 + N_{\text{РПН1}}^{\text{ст}} \cdot \omega_0^{\text{РПН}})} = \frac{\sqrt{106,921^2 + 8,561^2} \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,0178)} = 10,446 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{СН1}}^{\text{дійсне}} = \frac{U_{\text{зв_СН1}} \cdot U_{\text{ТС}} \cdot (1 + N_{\text{ПБЗ1}}^{\text{ст}} \cdot \omega_0^{\text{ПБЗ}})}{U_{\text{ТВ}} \cdot (1 + N_{\text{РПН1}}^{\text{ст}} \cdot \omega_0^{\text{РПН}})} =$$

$$= \frac{\sqrt{107,559^2 + 7,44^2} \cdot 38,5 \cdot (1 + 0 \cdot 0,025)}{115 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,0178)} = 36,749 \text{ кВ}.$$

Для інших пунктів результати розрахунку в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Положення пристроїв РПН та ПБЗ за режиму максимальних навантажень

№ пун- кту	$\dot{U}_{\text{зв_СН}i}$, кВ	$\dot{U}_{\text{зв_НН}i}$, кВ	$N_{\text{РПН}i}^{\text{ст}}$	$N_{\text{ПБЗ}i}^{\text{ст}}$	$U_{\text{НН}i}^{\text{дійсне}}$, кВ	$U_{\text{СН}i}^{\text{дійсне}}$, кВ
1	$107,559 - j7,441$	$106,921 - j8,561$	-1	0	10,446	36,749
2	$105,089 - j9,954$	$104,093 - j11,802$	-3	-1	10,586	36,4

Таблиця 4.5 (продовження)

№ пун- кту	$\dot{U}_{зв_CHi}$, кВ	$\dot{U}_{зв_HHi}$, кВ	$N_{РПНi}^{ст}$	$N_{ПБЗi}^{ст}$	$U_{HHi}^{дійсне}$, кВ	$U_{CHi}^{дійсне}$, кВ
3	–	$101,665 - j13,586$	–4	–	10,563	–
4	$102,861 - j10,641$	$101,847 - j12,53$	–4	–1	10,568	36,342
5	$105,702 - j8,823$	$105,153 - j9,929$	–2	0	10,476	36,821
6	$105,463 - j8,895$	$104,765 - j10,213$	–2	0	10,44	36,741
7	–	$103,958 - j12,302$	–3	–	10,578	–

4.2 Мінімальний режим

Для режиму мінімальних навантажень зменшимо споживання у вузлах на величину α , для пункту 1:

$$P_{1CH}^{min} = \alpha \cdot P_{1CH} = 63\% \cdot 20 = 12,6 \text{ МВт};$$

$$P_{1HH}^{min} = \alpha \cdot P_{1HH} = 63\% \cdot 11 = 7,56 \text{ МВт};$$

$$Q_{1CH}^{min} = -P_{1CH}^{min} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -12,6 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -8,139 \text{ МВАр};$$

$$Q_{1HH}^{min} = -P_{1HH}^{min} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -7,56 \cdot \operatorname{tg}(34,92^\circ) = -4,837 \text{ МВАр}.$$

Повне навантаження дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{min1} &= P_{1CH}^{min} + P_{1HH}^{min} + j(Q_{1CH}^{min} + Q_{1HH}^{min}) = 12,6 + 7,56 + j(-8,139 + (-4,837)) = \\ &= 20,16 - j12,976 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Аналогічно для інших пунктів, дивись таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Споживчі потужності при режимі мінімальних навантажень

№ пункту	$\dot{S}_{mini}$, МВА
1	$19,53 - j12,976$
2	$11,97 - j7,961$
3	$5,04 - j3,518$
4	$11,34 - j7,555$
5	$14,49 - j9,556$
6	$9,45 - j6,268$
7	$5,04 - j3,518$

Модуль потужності споживання на шинах:

$$S_{1BH}^{min} = \sqrt{(P_{1CH}^{min} + P_{1HH}^{min})^2 + (Q_{1CH}^{min} + Q_{1HH}^{min})^2} =$$

$$= \sqrt{(12,6 + 6,93)^2 + (-8,139 + (-4,837))^2} = 549,797 \text{ МВА};$$

$$S_{1CH}^{\min} = \sqrt{(P_{1CH}^{\min})^2 + (Q_{1CH}^{\min})^2} = \sqrt{(12,6)^2 + (-8,139)^2} = 225 \text{ МВА};$$

$$S_{1HH}^{\min} = \sqrt{(P_{1HH}^{\min})^2 + (Q_{1HH}^{\min})^2} = \sqrt{(6,93)^2 + (-4,837)^2} = 71,423 \text{ МВА}.$$

Розрахуємо значення критичної потужності трансформатора та величину навантаження на обмотки для прийняття рішення щодо відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів блоку.

Розрахуємо суму квадрату модуля повної потужності обмоток всіх рівнів напруги відповідно:

$$\Sigma |S_1|^2 = S_{1BH}^{\min 2} + S_{1CH}^{\min 2} + S_{1HH}^{\min 2} = 549,797^2 + 225^2 + 71,423^2 = 846,22 \text{ МВА}^2.$$

Для першого пункту розраховуємо критичну потужність:

$$S_{кп1} = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx40}}{\Delta P_{k40}} \cdot S_{H40}^2 = \frac{4 \cdot 43}{200} \cdot 40^2 = 1376 \text{ МВА}^2.$$

Аналогічно розрахуємо значення для інших пунктів, задамо в таблицю 4.7.

Таблиця 4.7 – Відключення трансформаторів з блоку

№ пункту	$\Sigma S_i ^2$, МВА ²	$S_{кпi}$, МВА ²	Кількість працюючих трансформаторів
1	846,22	1376	1
2	316,589	553,571	2
3	75,555	93,333	1
4	282,653	235,52	2
5	485,098	235,52	1
6	199,599	553,571	1
7	75,555	235,52	1

Перерахуємо коефіцієнти завантаження, пункт перший з одним єдиним трансформатором:

$$\beta_{BH1}^{\min} = \frac{S_{min1}}{S_{H40}} = \frac{\sqrt{19,53^2 + 12,976^2} \cdot 10^3}{40000} = 0,586;$$

$$\beta_{CH1}^{\min} = \frac{\sqrt{(P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2)}}{S_{H40}} = \frac{\sqrt{(12,6^2 + (-8,139)^2)} \cdot 10^3}{40000} = 0,375;$$

$$\beta_{HH1}^{\min} = \frac{\sqrt{(P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2)}}{S_{H40}} = \frac{\sqrt{(6,93^2 + (-4,837)^2)} \cdot 10^3}{40000} = 0,211.$$

Для двообмоткового трансформатору у пункті 3:

$$\beta_3^{\min} = \frac{S_{\min 3}}{S_{H10}} = \frac{\sqrt{5,04^2 + 3,518^2} \cdot 10^3}{10000} = 0,615;$$

Для триобмоткових трансформаторів у пункті 4 без їх відключення:

$$\beta_{BH4}^{\min} = \frac{S_{\min 4}}{1 \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{11,34^2 + 7,555^2} \cdot 10^3}{1 \cdot 16000} = 0,426;$$

$$\beta_{CH4}^{\min} = \frac{\sqrt{(P_{CH4}^2 + Q_{CH4}^2)}}{1 \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(6,93^2 + (-4,476)^2)} \cdot 10^3}{1 \cdot 16000} = 0,256;$$

$$\beta_{HH4}^{\min} = \frac{\sqrt{(P_{HH4}^2 + Q_{HH4}^2)}}{1 \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(4,41^2 + (-3,078)^2)} \cdot 10^3}{1 \cdot 16000} = 0,168.$$

Втрати в блоці трансформаторів в пункті 1:

$$\begin{aligned} \Delta P_{TZ1} &= \frac{n \cdot \Delta P_{k40}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \\ &= \frac{200}{2} \cdot (0,586^2 + 0,375^2 + 0,211^2) = 52,889 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{TZ1} &= -n \cdot S_{H40} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot u_{KB40} + \beta_{CH1}^2 \cdot u_{KC40} + \beta_{HH1}^2 \cdot u_{KH40}) = \\ &= -1 \cdot 40000 \cdot (0,586^2 \cdot 0,1075 + 0,375^2 \cdot 0 + 0,211^2 \cdot 0,0625) = \\ &= -1589,177 \text{ кВАр}. \end{aligned}$$

Аналогічно для пункту 4:

$$\begin{aligned} \Delta P_{TZ4} &= \frac{n \cdot \Delta P_{k16}}{2} \cdot (\beta_{BH4}^2 + \beta_{CH4}^2 + \beta_{HH4}^2) = \\ &= \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,426^2 + 0,258^2 + 0,168^2) = 27,603 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{TZ4} &= -n \cdot S_{H16} \cdot (\beta_{BH4}^2 \cdot u_{KB16} + \beta_{CH4}^2 \cdot u_{KC16} + \beta_{HH4}^2 \cdot u_{KH16}) = \\ &= -1 \cdot 16000 \cdot (0,426^2 \cdot 0,1075 + 0,258^2 \cdot 0 + 0,168^2 \cdot 0,0625) = \end{aligned}$$

$$= -680,215 \text{ кВАр.}$$

Розрахуємо значення приведенного навантаження для першого пункту:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{пр1}} &= \dot{S}_{\text{min1}} + \Delta P_{TZ1} + \Delta Q_{TZ1} = 19,53 - j12,976 + \frac{52,889}{10^3} - j \frac{1589,177}{10^3} = \\ &= 19,583 - j14,565 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Аналогічно для інших пунктів наведемо в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Розрахункові значення навантажень для режиму мінімальних навантажень

Пункт №	$\dot{S}_{\text{mini}}, \text{ МВА}$	$\Delta \dot{S}_{TZi}, \text{ МВА}$	$\dot{S}_{\text{при}}, \text{ МВА}$
1	$19,53 - j12,976$	$0,053 - j1,589$	$19,583 - j14,565$
2	$11,97 - j7,961$	$0,031 - j0,751$	$12,001 - j8,712$
3	$5,04 - j3,518$	$0,011 - j0,397$	$5,051 - j3,915$
4	$11,34 - j7,555$	$0,028 - j0,68$	$11,368 - j8,235$
5	$14,49 - j9,556$	$0,054 - j1,353$	$14,544 - j10,909$
6	$9,45 - j6,268$	$0,039 - j0,922$	$9,489 - j7,19$
7	$5,04 - j3,518$	$0,011 - j0,397$	$5,051 - j3,915$

За одного трансформатора в роботі його провідність зміниться:

$$\dot{Y}_{T16-6} = \frac{\dot{Y}_{T16}}{2} = \frac{(3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6}}{2} = 1,739 \cdot 10^{-6} - j12,098 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Еквівалентною провідністю для пункту 6:

$$\begin{aligned}\dot{Y}_6 &= \dot{Y}_{T16-6} + 0,5(\dot{Y}_{6-7} + \dot{Y}_{5-6}) = 1,739 \cdot 10^{-6} - j12,098 \cdot 10^{-6} + \\ &+ 0,5(j62,458 \cdot 10^{-6} + j37,982 \cdot 10^{-6}) = 1,739 \cdot 10^{-6} + j38,122 \cdot 10^{-6} \text{ См.}\end{aligned}$$

Аналогічно розраховані значення наведено в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Власні провідності вузлів мережі за режиму мінімального навантаження

Пункт №	$\dot{Y}_i, \text{ мкСм}$
0	$j385,408$
1	$3,251 + j56,861$
2	$3,478 + j81,954$
3	$1,059 + j54,485$
4	$3,478 + j34,162$

Таблиця 4.9 (продовження)

Пункт №	$\dot{Y}_i$, мкСм
5	$2,344 + j85,163$
6	$1,739 + j38,122$
7	$1,059 + j81,639$

Розрахунок параметрів режиму, що розглядається, проводимо як і для максимального режиму, зі врахуванням змін в параметрах мережі, результати вказано в таблиці 4.10.

Таблиця 4.10 – Ітераційний розрахунок для мінімального режиму

Параметр	i	Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 3
$\dot{I}_i$, кА	1	$0,1784 - j0,1262$	$0,1719 - j0,1254$	$0,172 - j0,1252$
	2	$0,1095 - j0,0702$	$0,1056 - j0,0697$	$0,1056 - j0,0696$
	3	$0,046 - j0,0296$	$0,0446 - j0,0298$	$0,0446 - j0,0298$
	4	$0,1037 - j0,0711$	$0,1008 - j0,0724$	$0,1008 - j0,0722$
	5	$0,1325 - j0,0898$	$0,1281 - j0,09$	$0,1281 - j0,0899$
	6	$0,0865 - j0,0612$	$0,0836 - j0,0614$	$0,0836 - j0,0613$
	7	$0,046 - j0,0266$	$0,0444 - j0,026$	$0,0444 - j0,0259$
$\dot{I}_{i-i}$, кА	0-1	$0,1799 - j0,1225$	$0,1736 - j0,122$	$0,1737 - j0,1219$
	0-2	$0,1893 - j0,1238$	$0,1829 - j0,1238$	$0,183 - j0,1237$
	1-2	$0,0015 + j0,0037$	$0,0017 + j0,0033$	$0,0017 + j0,0033$
	2-3	$0,0813 - j0,05$	$0,0791 - j0,0513$	$0,0791 - j0,0507$
	5-4	$0,0685 - j0,0507$	$0,0663 - j0,0513$	$0,0664 - j0,0513$
	0-5	$0,2042 - j0,1471$	$0,1973 - j0,1475$	$0,1974 - j0,1473$
	3-4	$0,0353 - j0,0204$	$0,0344 - j0,021$	$0,0345 - j0,021$
	5-6	$0,0032 - j0,0066$	$0,0029 - j0,0061$	$0,0029 - j0,0061$
	7-6	$0,0832 - j0,0546$	$0,0807 - j0,0552$	$0,0807 - j0,0552$
	0-7	$0,1293 - j0,0812$	$0,1251 - j0,0812$	$0,1251 - j0,0811$
$\dot{U}_i$, кВ	1	$112,844 - j1,786$	$112,872 - j1,711$	$112,874 - j1,712$
	2	$112,867 - j1,834$	$112,889 - j1,758$	$112,891 - j1,76$
	3	$111,91 - j2,364$	$111,936 - j2,261$	$111,939 - j2,263$
	4	$111,43 - j2,512$	$111,457 - j2,239$	$111,459 - j2,399$
	5	$112,283 - j2,132$	$112,304 - j2,04$	$112,307 - j2,042$
	6	$112,223 - j2,113$	$112,249 - j2,022$	$112,251 - j2,024$
	7	$113,193 - j1,613$	$113,211 - j1,549$	$113,213 - j1,55$
ΔS_Σ , МВА		-	2,718	0,079
Параметр	i	Ітерація 4	Ітерація 5	
$\dot{I}_i$, кА	1	$0,172 - j0,1252$	$0,172 - j0,1252$	
	2	$0,1056 - j0,0696$	$0,1056 - j0,0696$	

Таблиця 4.10 (продовження)

Параметр	i	Ітерація 4	Ітерація 5	
$\dot{I}_i$, кА	3	$0,0446 - j0,0298$	$0,0446 - j0,0298$	
	4	$0,1008 - j0,0722$	$0,1008 - j0,0722$	
	5	$0,1281 - j0,0899$	$0,1281 - j0,0899$	
	6	$0,0836 - j0,0613$	$0,0836 - j0,0613$	
	7	$0,0444 - j0,0259$	$0,0444 - j0,0259$	
$\dot{I}_{i-i}$, кА	0-1	$0,1737 - j0,1219$	$0,1737 - j0,1219$	
	0-2	$0,183 - j0,1237$	$0,183 - j0,1237$	
	1-2	$0,0017 + j0,0033$	$0,0017 + j0,0033$	
	2-3	$0,0791 - j0,0507$	$0,0791 - j0,0507$	
	5-4	$0,0664 - j0,0513$	$0,0664 - j0,0513$	
	0-5	$0,1974 - j0,1473$	$0,1974 - j0,1473$	
	3-4	$0,0345 - j0,021$	$0,0345 - j0,021$	
	5-6	$0,0029 - j0,0061$	$0,0029 - j0,0061$	
	7-6	$0,0807 - j0,0552$	$0,0807 - j0,0552$	
	0-7	$0,1251 - j0,0811$	$0,1251 - j0,0811$	
$\dot{U}_i$, кВ	1	$112,874 - j1,712$	$112,874 - j1,712$	
	2	$112,891 - j1,76$	$112,891 - j1,76$	
	3	$111,939 - j2,263$	$111,939 - j2,263$	
	4	$111,459 - j2,399$	$111,459 - j2,399$	
	5	$112,307 - j2,041$	$112,307 - j2,041$	
	6	$112,251 - j2,024$	$112,251 - j2,024$	
	7	$113,213 - j1,55$	$113,213 - j1,55$	
ΔS_Σ , МВА		0,002	0,00007	

Втрати потужності в мінімальному режимі, розраховуємо аналогічно до попередніх ітерацій:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_\Sigma^{(5)} = & \hat{U}_{\text{БП}} \left(\dot{I}_{01}^{(5)} + \dot{I}_{02}^{(5)} + \dot{I}_{05}^{(5)} + \dot{I}_{07}^{(5)} \right) + \dot{Y}_0 U_{\text{БП}}^2 - \left(\dot{S}_{\text{min}1} + \dot{S}_{\text{min}2} + \dot{S}_{\text{min}3} + \right. \\
 & \left. + \dot{S}_{\text{min}4} + \dot{S}_{\text{min}5} + \dot{S}_{\text{min}6} + \dot{S}_{\text{min}7} \right) = 115(0,1737 - j0,1219 + 0,183 - j0,1237 + \\
 & + 0,1974 - j0,1473 + 0,1251 - j0,0811) + j385,408 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 + \\
 & - (19,53 - j12,976 + 11,97 - j7,961 + 5,04 - j3,518 + 11,34 - j7,555 + \\
 & + 14,49 - j9,556 + 9,45 - j6,268 + 5,04 - j3,518) = 1,246 + j1,948 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

Аналогічно до розділу 4.1, визначаємо потоки потужності в мінімальному режимі, результати в таблиці 4.11.

Таблиця 4.12 – Положення пристроїв РПН та ПБЗ за режиму мінімальних навантажень

№ пун-кту	$\dot{U}_{зв_CHi}, \text{кВ}$	$\dot{U}_{зв_HHi}, \text{кВ}$	$N_{РПНi}^{ст}$	$N_{ПБЗi}^{ст}$	$U_{HHi}^{дійсне}, \text{кВ}$	$U_{CHi}^{дійсне}, \text{кВ}$
1	$110,386 - j4,66$	$109,737 - j5,736$	0	0	10,511	36,988
2	$109,107 - j6,243$	$108,099 - j7,99$	-1	-1	10,556	36,319
3	–	$105,422 - j10,26$	-2	–	10,505	–
4	$107,815 - j6,682$	$106,791 - j8,448$	-1	0	10,432	36,819
5	$109,265 - j5,53$	$108,701 - j6,585$	-1	-1	10,605	36,358
6	$109,109 - j5,572$	$108,394 - j6,827$	-1	-1	10,577	36,307
7	–	$106,754 - j9,445$	-1	–	10,437	–

4.3 Післяаварійний режим

Розглянемо найгірший з точки зору параметрів режиму режим N–1, а саме за відключеного стану вітки 0-5. Вказаний режим було визначено найтяжчим тому, що струмове навантаження цієї вітки є більшим за інші у розділі 4.1.

Врахуємо відключення ділянки 0-5 у провідності пунктів 0 і 5:

$$\begin{aligned}\dot{Y}_5 &= \dot{Y}_{T25} + 0,5(\dot{Y}_{4-5} + \dot{Y}_{5-6}) = 4,688 \cdot 10^{-6} - j26,465 \cdot 10^{-6} + \\ &+ 0,5(62,458 \cdot 10^{-6} + 37,982 \cdot 10^{-6}) = 4,688 \cdot 10^{-6} + j23,755 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \\ \dot{Y}_0 &= 0,5(\dot{Y}_{0-1} + \dot{Y}_{0-2} + \dot{Y}_{0-7}) = 0,5(90,33 + j87,319 + 111,407) \cdot 10^{-6} = \\ &= j289,056 \cdot 10^{-6} \text{ См}.\end{aligned}$$

Відключення враховуємо і для контурних опорів:

$$\begin{aligned}\dot{Z}_{к1} &= \dot{Z}_{0-1} + \dot{Z}_{0-2} + \dot{Z}_{1-2} = 3,57 + j12,36 + 3,451 + j11,948 + 9,24 + j9,944 = \\ &= 16,261 + j34,252 \text{ Ом};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{Z}_{к2} &= \dot{Z}_{0-2} + \dot{Z}_{2-3} + \dot{Z}_{3-4} + \dot{Z}_{4-5} + \dot{Z}_{5-6} + \dot{Z}_{6-7} + \dot{Z}_{0-7} = 3,451 + j11,948 + \\ &+ 5,635 + j9,982 + 8,4 + j9,04 + 5,39 + j9,548 + 5,88 + j6,328 + 5,39 + j9,548 + \\ &+ 4,403 + j15,244 = 38,549 + j71,638 \text{ Ом};\end{aligned}$$

$$\dot{Z}_{к1-2} = \dot{Z}_{0-2} = 3,451 + j11,948 \text{ Ом}.$$

Ітераційний розрахунок для післяаварійного режиму виконуємо аналогічно до попередніх. Параметри заносимо в таблицю 4.13.

Таблиця 4.13 – Ітераційний розрахунок для режиму з відключеною ділянкою 0-

5

Параметр	i	Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 3
$\dot{I}_i$, кА	1	0,2831 – j0,2012	0,2743 – j0,2077	0,2749 – j0,2078
	2	0,1738 – j0,1231	0,1691 – j0,1285	0,1697 – j0,1287
	3	0,0732 – j0,0499	0,0726 – j0,0554	0,0731 – j0,0556
	4	0,1647 – j0,1208	0,1662 – j0,1384	0,168 – j0,139
	5	0,2102 – j0,1508	0,2135 – j0,1709	0,2156 – j0,1714
	6	0,1372 – j0,0981	0,1373 – j0,1089	0,1385 – j0,1092
	7	0,0732 – j0,0469	0,0717 – j0,0504	0,0721 – j0,0506
$\dot{I}_{i-i}$, кА	0-1	0,3406 – j0,226	0,3357 – j0,2403	0,3373 – j0,2405
	0-2	0,3961 – j0,2862	0,3912 – j0,3105	0,3936 – j0,3113
	1-2	0,0575 – j0,0248	0,0615 – j0,0326	0,0624 – j0,0327
	2-3	0,2798 – j0,1879	0,2835 – j0,2145	0,2863 – j0,2153
	4-5	0,0419 – j0,0172	0,0447 – j0,0207	0,0452 – j0,0207
	3-4	0,2065 – j0,138	0,2109 – j0,1591	0,2132 – j0,1597
	5-6	0,1683 – j0,1336	0,1688 – j0,1502	0,1704 – j0,1508
	7-6	0,3055 – j0,2318	0,3061 – j0,2591	0,3089 – j0,26
	0-7	0,3788 – j0,2787	0,3778 – j0,3095	0,381 – j0,3106
$\dot{U}_i$, кВ	1	110,991 – j3,403	110,832 – j3,292	110,824 – j3,31
	2	110,214 – j3,745	109,94 – j3,602	109,922 – j3,628
	3	106,762 – j5,479	106,201 – j5,223	106,16 – j5,273
	4	103,779 – j6,187	102,991 – j5,793	102,926 – j5,859
	5	103,986 – j5,397	103,237 – j4,996	103,17 – j5,058
	6	105,821 – j5,117	105,18 – j4,811	105,127 – j4,866
	7	109,084 – j4,547	108,619 – j4,397	108,588 – j4,44
ΔS_Σ , МВА		-	8,082	0,855
Параметр	i	Ітерація 4	Ітерація 5	Ітерація 6
$\dot{I}_i$, кА	1	0,2748 – j0,2078	0,2748 – j0,2078	0,2748 – j0,2078
	2	0,1697 – j0,1288	0,1697 – j0,1288	0,1697 – j0,1288
	3	0,0731 – j0,0557	0,0731 – j0,0557	0,0731 – j0,0557
	4	0,168 – j0,1392	0,168 – j0,1392	0,168 – j0,1392
	5	0,2157 – j0,1717	0,2157 – j0,1717	0,2157 – j0,1717
	6	0,1385 – j0,1094	0,1385 – j0,1094	0,1385 – j0,1094
	7	0,0721 – j0,0507	0,0721 – j0,0507	0,0721 – j0,0507
$\dot{I}_{i-i}$, кА	0-1	0,3373 – j0,2406	0,3373 – j0,2406	0,3373 – j0,2406
	0-2	0,3936 – j0,3116	0,3936 – j0,3116	0,3936 – j0,3116
	1-2	0,0624 – j0,0328	0,0624 – j0,0328	0,0624 – j0,0328
	2-3	0,2863 – j0,2156	0,2863 – j0,2156	0,2864 – j0,2156
	4-5	0,0452 – j0,0207	0,0453 – j0,0207	0,0453 – j0,0207
	3-4	0,2132 – j0,1599	0,2133 – j0,1599	0,2133 – j0,1599
	5-6	0,1704 – j0,1509	0,1704 – j0,151	0,1704 – j0,151

Таблиця 4.13 (продовження)

Параметр	i	Ітерація 4	Ітерація 5	Ітерація 6
$\dot{I}_{i-i}$, кА	7-6	$0,3089 - j0,2603$	$0,3089 - j0,2603$	$0,3089 - j0,2603$
	0-7	$0,381 - j0,311$	$0,381 - j0,311$	$0,381 - j0,311$
$\dot{U}_i$, кВ	1	$110,822 - j3,31$	$110,822 - j3,31$	$110,822 - j3,31$
	2	$109,919 - j3,627$	$109,919 - j3,628$	$109,919 - j3,628$
	3	$106,153 - j5,271$	$106,153 - j5,271$	$106,153 - j5,271$
	4	$102,916 - j5,855$	$102,916 - j5,856$	$102,916 - j5,856$
	5	$103,162 - j5,053$	$103,161 - j5,054$	$103,161 - j5,054$
	6	$105,119 - j4,862$	$105,118 - j4,863$	$105,118 - j4,863$
	7	$108,582 - j4,438$	$108,582 - j4,439$	$108,582 - j4,439$
ΔS_Σ , МВА		0,093	0,01	0,0011
Параметр	i	Ітерація 7		
$\dot{I}_i$, кА	1	$0,2748 - j0,2078$		
	2	$0,1697 - j0,1288$		
	3	$0,0731 - j0,0557$		
	4	$0,168 - j0,1392$		
	5	$0,2157 - j0,1717$		
	6	$0,1385 - j0,1094$		
	7	$0,0721 - j0,0507$		
$\dot{I}_{i-i}$, кА	0-1	$0,3373 - j0,2406$		
	0-2	$0,3936 - j0,3116$		
	1-2	$0,0624 - j0,0328$		
	2-3	$0,2864 - j0,2156$		
	4-5	$0,0453 - j0,0207$		
	3-4	$0,2133 - j0,1599$		
	5-6	$0,1704 - j0,151$		
	7-6	$0,3089 - j0,2603$		
	0-7	$0,381 - j0,311$		
$\dot{U}_i$, кВ	1	$110,822 - j3,31$		
	2	$109,919 - j3,628$		
	3	$106,153 - j5,271$		
	4	$102,916 - j5,856$		
	5	$103,161 - j5,054$		
	6	$105,118 - j4,863$		
	7	$108,582 - j4,439$		
ΔS_Σ , МВА		0,0001		

Втрати потужності в післяаварійному режиму:

$$\begin{aligned} \dot{S}_\Sigma^{(7)} &= \hat{U}_{\text{БП}} \left(\dot{I}_{0-1}^{(7)} + \dot{I}_{0-2}^{(7)} + \dot{I}_{0-7}^{(7)} \right) + \dot{Y}_0 U_{\text{БП}}^2 - \left(\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 \right) = \\ &= 115 \left(0,3373 - j0,2406 + 0,3936 - j0,3116 + 0,381 - j0,311 \right) + \end{aligned}$$

$$+j289,056 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - (31 - j20,597 + 19 - j12,637 + 8 - j5,584 + 18 + \\ - j11,991 + 23 - j15,169 + 15 - j9,949 + 8 - j5,584) = 5,869 - j13,934 \text{ МВА.}$$

Аналогічно до розділів 4.1 та 4.2, визначаємо потоки потужності в післяаварійному режимі, результати в таблиці 4.14.

Таблиця 4.14 – Потоки потужностей ділянками за режиму з відключеною ділянкою 0-5

Ділянка	$\dot{S}_{i-i}$, МВА	
	$\dot{S}_{pi-i}$, МВА	$\dot{S}_{ki-i}$, МВА
0-1	39,385 – j27,672	38,73 – j25,55
0-2	45,844 – j35,833	44,924 – j32,822
1-2	7,395 – j3,428	7,343 – j3,378
2-3	32,653 – j22,662	31,903 – j21,38
4-5	5,11 – j1,867	5,106 – j1,909
3-4	23,788 – j15,852	23,173 – j15,209
6-5	18,626 – j14,538	18,548 – j14,711
7-6	35,066 – j26,894	34,084 – j25,862
0-7	44,553 – j35,763	43,409 – j32,076

Параметри режиму вказані на рисунку 4.7.

Розрахункові значення регулювальних пристроїв визначаємо аналогічно до розділів 4.1 та 4.2, результати відображаємо в таблиці 4.15.

Таблиця 4.15 – Положення пристроїв РПН та ПБЗ за відключеної ділянки 0-5

№ пун-кту	$\dot{U}_{зв_CHi}$, кВ	$\dot{U}_{зв_HHi}$, кВ	$N_{РПНi}^{ст}$	$N_{ПБЗi}^{ст}$	$U_{HHi}^{дійсне}$, кВ	$U_{CHi}^{дійсне}$, кВ
1	106,859 – j8,047	106,224 – j9,179	–2	–1	10,575	36,27
2	103,422 – j10,879	102,43 – j12,765	–3	0	10,43	36,779
3	–	97,724 – j15,696	–6	0	10,599	–
4	96,202 – j13,037	95,186 – j15,082	–7	0	10,53	37,127
5	97,915 – j10,973	97,358 – j12,18	–6	0	10,507	36,929
6	99,824 – j10,78	99,121 – j12,186	–5	0	10,486	36,897
7	–	100,326 – j14,621	–4	0	10,441	–

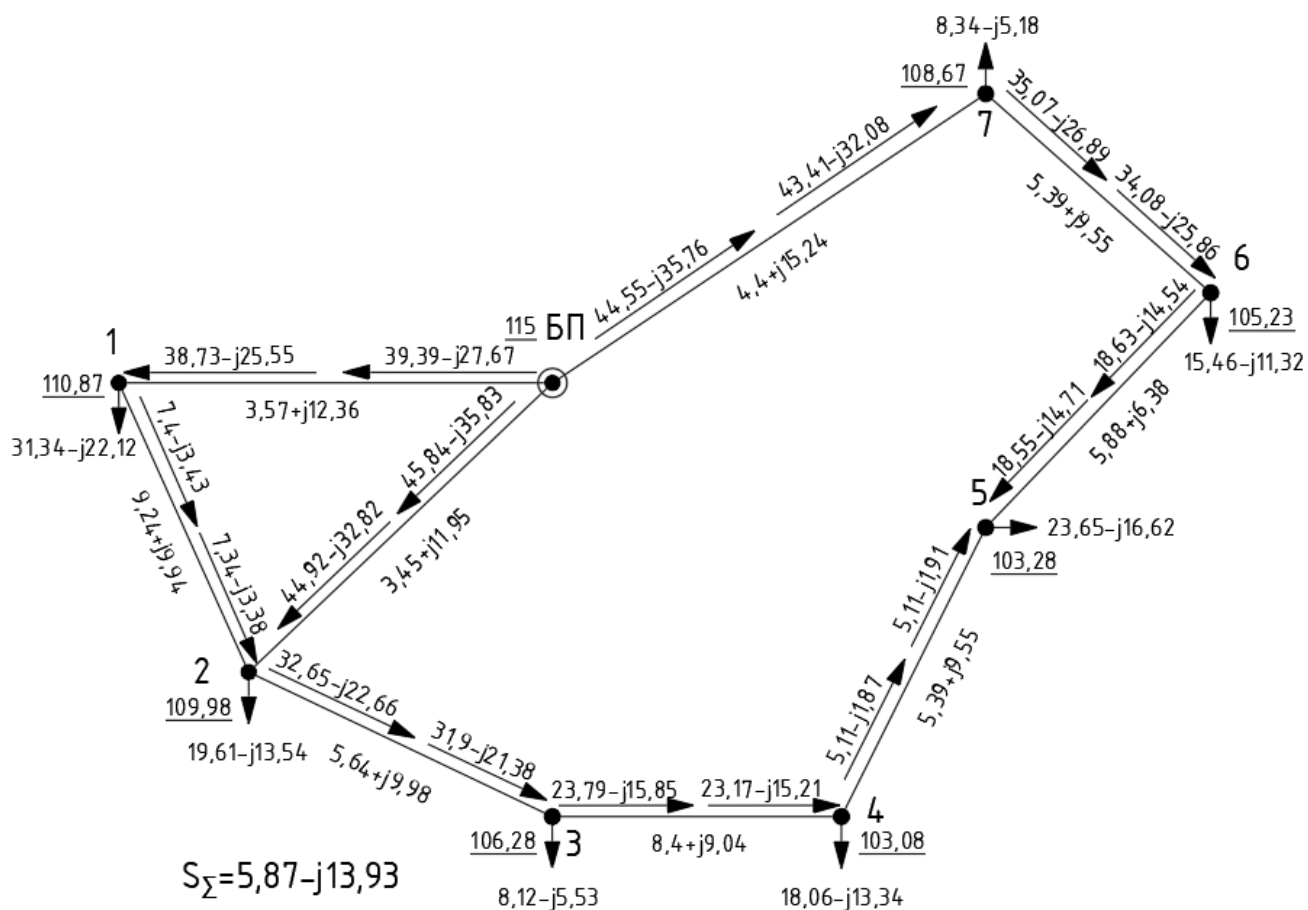


Рисунок 4.7 – Післяаварійний режим

Висновки по розділу 4

У четвертому розділі ми розраховували параметри трьох наступних режимів: максимального, мінімального та післяаварійного. Розрахунок виконано ітераціями методу контурних рівнянь, з визначенням розподілу струмів та потужностей, розраховували рівні напруги, з подальшим вибором положення пристроїв регулювання РПН та ПБЗ. Для кожного з режимів було побудовано відповідні креслення з нанесенням розрахованих параметрів. Перевірили виконання вимог ДСТУ EN 50160:2023 [7] щодо напруг для сторін НН та СН.

Максимальний режим характерний потоками потужностей від $36,903 - j28,882$ МВА до $0,733 - j0,974$ МВА, та сумарними витратами, на шостій ітерації, рівними $2,881 - j6,524$ МВА. Розрахункові рівні напруг на шинах 110 кВ дорівнюють 111,51 кВ, 111,47 кВ, 109,89 кВ, 109,11 кВ, 110,53 кВ, 110,45 кВ та 112,01

кВ для вузлів 1-7 відповідно, всі значення є допустимими. Положення РПН змінюється від -4 до -1 , а ПБЗ має -1 та 0 положення.

Мінімальний режим має потоки потужностей, що лежать в межах від $23,336 - j16,937$ МВА до $0,569 + j0,381$ МВА, сумарні витрати за п'ятої ітерації дорівнюють $1,246 + j1,948$ МВА. Напруги по пунктах мережі дорівнюють 112,89 кВ, 112,91 кВ, 111,96 кВ, 111,49 кВ, 112,33 кВ, 112,27 кВ та 113,22 кВ для вузлів 1-7 відповідно, що відповідає допустимим межам. Пристрої РПН та ПБЗ знаходяться в положеннях -2 , -1 і 0 , та в положеннях -1 або 0 , відповідно.

Післяаварійний режим характерний потоками потужностей від $45,84 - j35,83$ МВА до $5,106 - j1,909$ МВА, та сумарними витратами за сьомої ітерації на рівні $5,869 - j13,934$ МВА. Розрахункові рівні напруг на шинах 110 кВ дорівнюють 110,87 кВ, 109,98 кВ, 106,28 кВ, 103,08 кВ, 103,28 кВ, 105,23 кВ та 108,67 кВ для вузлів 1-7 відповідно, значення знаходяться в допустимих межах. Положення пристроїв РПН набуває значень від -2 до -7 , ПБЗ набуває значень -1 або 0 .

5 РОЗРАХУНОК УСТАВОК ТЕРМІНАЛУ REL650

5.1 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання

Використовуючи розраховані у попередніх розділах параметри мережі сформуємо схему заміщення з позначенням КЗ на шинах 110 кВ ПС 1 (рисунок 5.1). Приймаємо потужність зовнішньої мережі, підключеної в БП (ПС 0):

$$S_C = 1000 \text{ МВА.}$$

Середні значення напруги приймаємо рівними 115 кВ, 37 кВ, 10,5 кВ для відповідних вузлів та шин мережі. Розрахунок проводитимемо в іменованих одиницях.

Розрахуємо опір системи під'єднаної до шин 110 кВ ПС 0:

$$X_C = \frac{U_{CP}^2}{S_C} = \frac{115^2}{1000} = 13,225 \text{ Ом.}$$

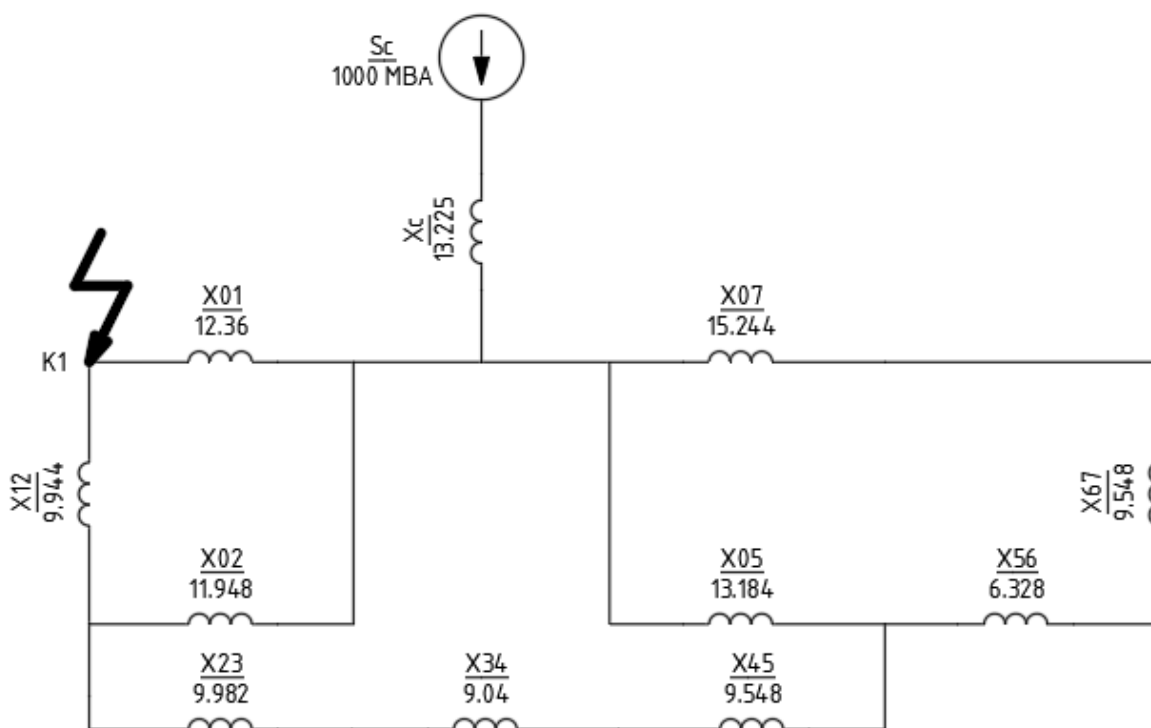


Рисунок 5.1 – Схема заміщення

Складемо послідовно наступні елементи зображені на рисунку 5.1:

$$X_1 = X_{0-7} + X_{6-7} + X_{5-6} = 15,244 + 9,548 + 6,328 = 31,12 \text{ Ом;}$$

$$X_2 = X_{2-3} + X_{3-4} + X_{4-5} = 9,982 + 9,04 + 9,548 = 28,57 \text{ Ом.}$$

Результати першого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.2.

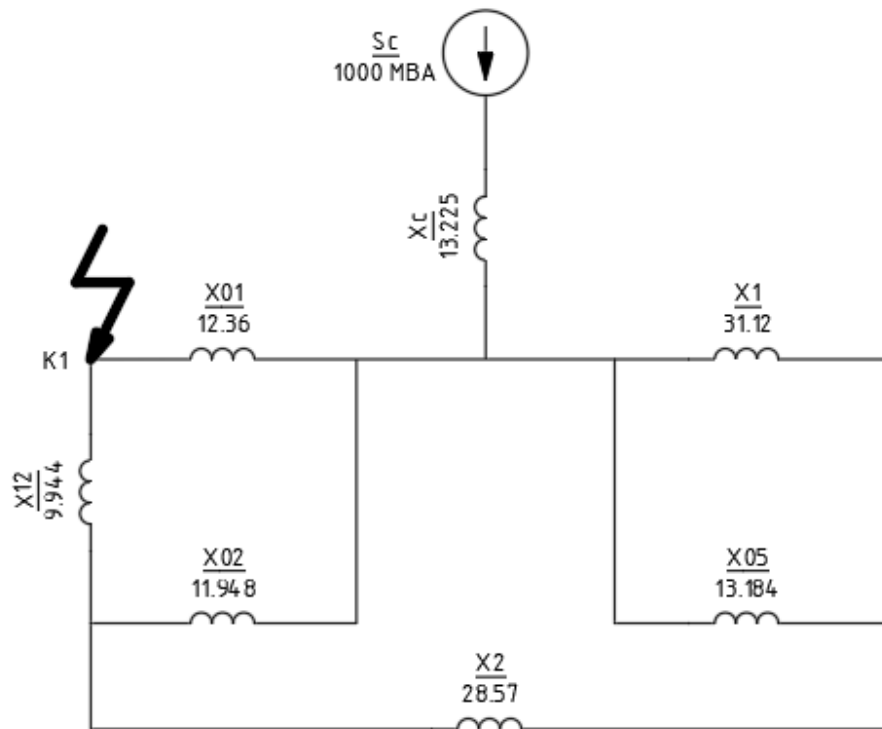


Рисунок 5.2 – Перший крок еквівалентування

Складемо паралельно наступні елементи зображені на рисунку 5.2:

$$X_3 = \frac{X_{0-5} \cdot X_1}{X_{0-5} + X_1} = \frac{13,184 \cdot 31,12}{13,184 + 31,12} = 9,261 \text{ Ом.}$$

Результати другого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.3.

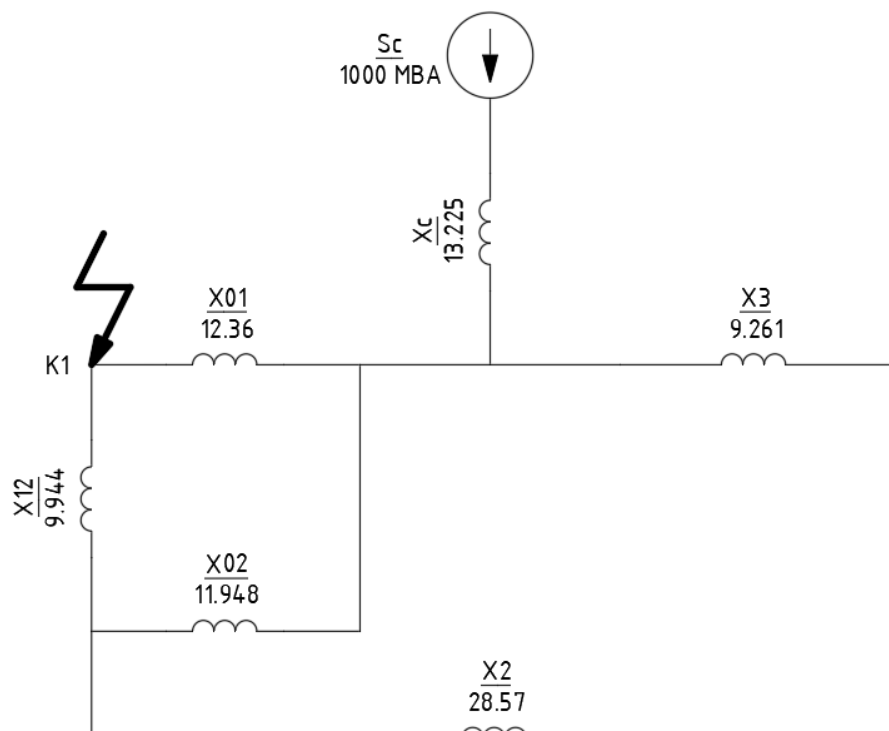


Рисунок 5.3 – Другий крок еквівалентування

Складемо послідовно наступні елементи зображені на рисунку 5.3:

$$X_4 = X_2 + X_3 = 28,57 + 9,261 = 37,831 \text{ Ом.}$$

Результати третього кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.4.

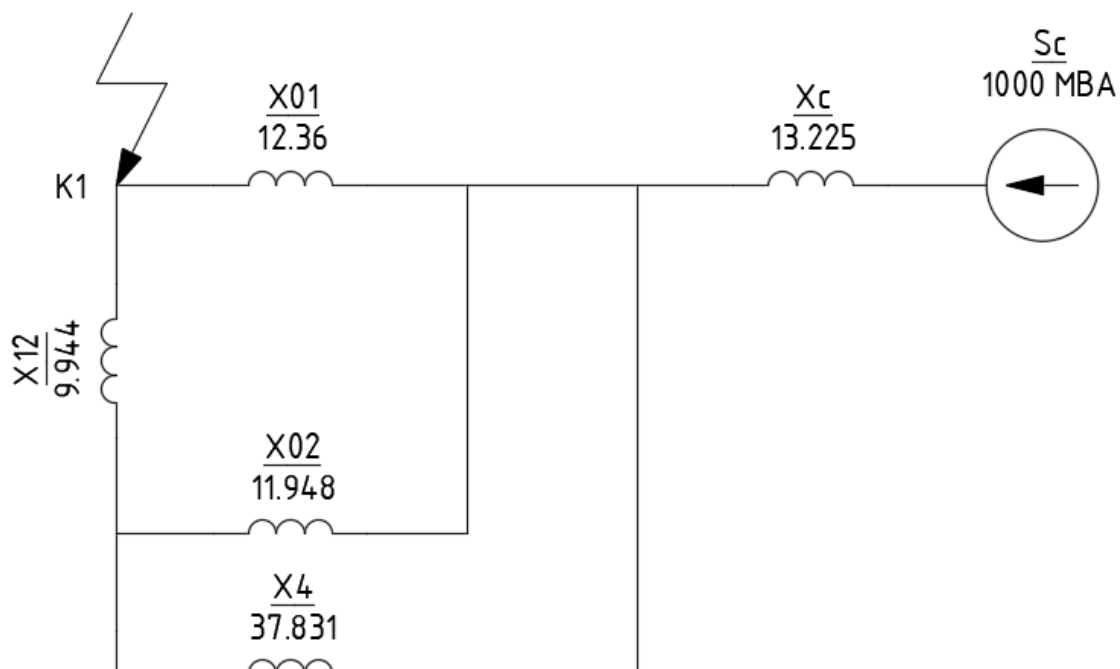


Рисунок 5.4 – Третій крок еквівалентування

Складемо паралельно наступні елементи зображені на рисунку 5.4:

$$X_5 = \frac{X_{0-2} \cdot X_4}{X_{0-2} + X_4} = \frac{11,948 \cdot 37,831}{11,948 + 37,831} = 9,08 \text{ Ом.}$$

Результати четвертого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.5.

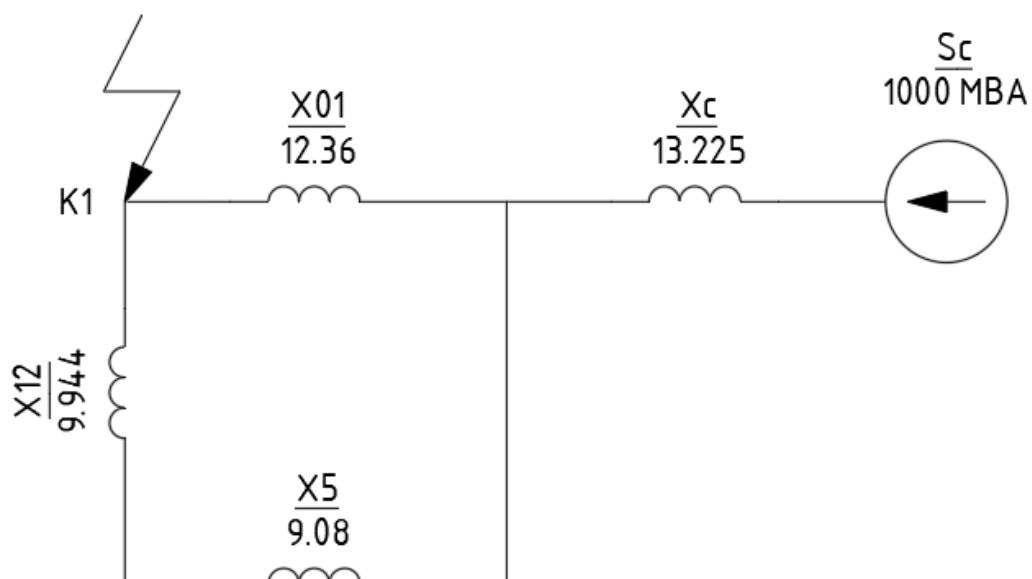


Рисунок 5.5 – Четвертий крок еквівалентування

Складемо послідовно наступні елементи зображені на рисунку 5.5:

$$X_6 = X_5 + X_{1-2} = 9,08 + 9,944 = 19,024 \text{ Ом.}$$

Результати п'ятого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.6.

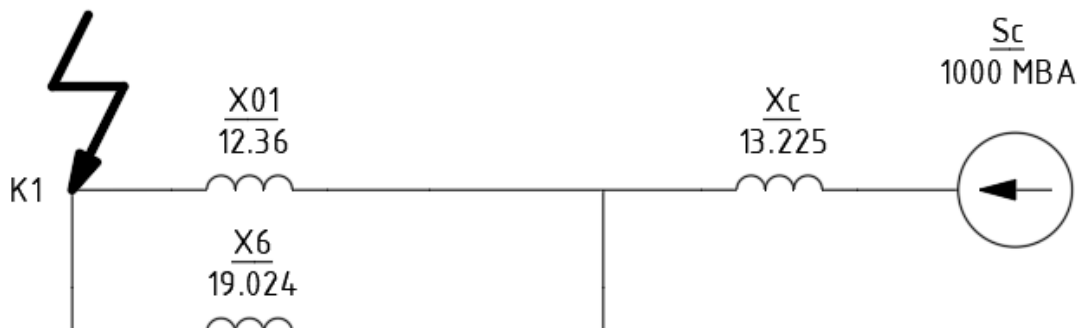


Рисунок 5.6 – П'ятий крок еквівалентування

Складемо паралельно наступні елементи зображені на рисунку 5.4:

$$X_7 = \frac{X_{0-1} \cdot X_6}{X_{0-1} + X_6} = \frac{12,36 \cdot 19,024}{12,36 + 19,024} = 7,492 \text{ Ом.}$$

Результати шостого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.7.

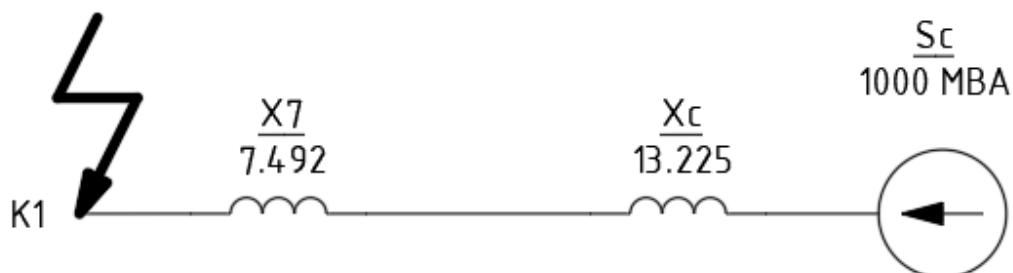


Рисунок 5.7 – Шостий крок еквівалентування

Складемо послідовно наступні елементи зображені на рисунку 5.7:

$$X_E = X_7 + X_C = 7,492 + 13,225 = 20,717 \text{ Ом.}$$

Результати сьомого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.8.

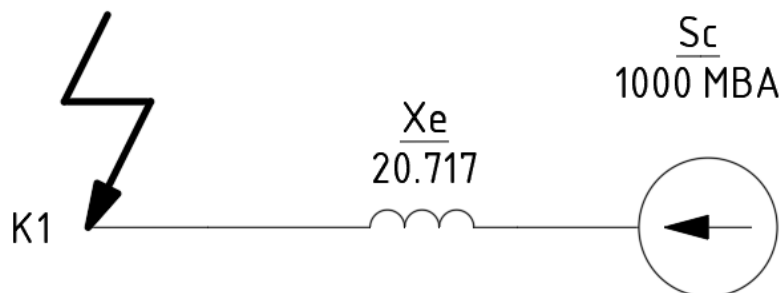


Рисунок 5.8 – Еквівалентована схема при трифазному КЗ на шинах 110 кВ ПС 1

Значення струму КЗ у точці К1 тоді дорівнюватиме:

$$I_{K1} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot X_E} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 20,717} = 3,205 \text{ кА.}$$

Приймаємо коефіцієнт струморозподілу системи:

$$C_C = 1.$$

Визначимо струми КЗ ділянками мережі завдяки коефіцієнтам струморозподілу, у зворотному ході процесу еквівалентування:

Для шостого кроку:

$$I_7 = I_C = I_{K1} = 3,205 \text{ кА.}$$

Для п'ятого кроку:

$$C_{01} = C_C \cdot \frac{X_6}{X_{0-1} + X_6} = 1 \cdot \frac{19,024}{12,36 + 19,024} = 0,606;$$

$$I_{0-1} = I_7 \cdot C_{0-1} = 3,205 \cdot 0,606 = 1,943 \text{ кА;}$$

$$C_6 = C_C \cdot \frac{X_{0-1}}{X_{0-1} + X_6} = 1 \cdot \frac{12,36}{12,36 + 19,024} = 0,394;$$

$$I_6 = I_7 \cdot C_6 = 3,205 \cdot 0,394 = 1,262 \text{ кА.}$$

Для четвертого кроку:

$$I_{2-1} = I_5 = I_6 = 1,262 \text{ кА;}$$

$$C_5 = C_6 = 0,394.$$

Для третього кроку:

$$C_{0-2} = C_5 \cdot \frac{X_4}{X_{0-2} + X_4} = 0,394 \cdot \frac{37,831}{11,948 + 37,831} = 0,299;$$

$$I_{0-2} = I_7 \cdot C_{0-2} = 3,205 \cdot 0,299 = 0,959 \text{ кА;}$$

$$C_4 = C_5 \cdot \frac{X_{0-2}}{X_{0-2} + X_4} = 0,394 \cdot \frac{11,948}{11,948 + 37,831} = 0,095;$$

$$I_4 = I_7 \cdot C_{0-2} = 3,205 \cdot 0,095 = 0,303 \text{ кА.}$$

Для другого кроку:

$$I_3 = I_2 = I_4 = 0,303 \text{ кА;}$$

$$C_2 = C_3 = C_4 = 0,095.$$

Для першого кроку:

5.2 Розрахунок уставок дистанційного захисту для терміналу REL650

Нижче приведено розрахунок дистанційного захисту ПЛ 0-1 для терміналу встановленого зі сторони ПС 0.

Розрахуємо уставку спрацювання I-го ступеня дистанційного захисту [8]:

$$Z_{роз0-1}^I = k_H^I \cdot |Z_{0-1}| = 0,85 \cdot \sqrt{3,57^2 + 12,36^2} = 10,936 \text{ Ом.}$$

Хоча і мікропроцесорний термінал REL650 і дозволяє встановлювати уставку повного опору з точністю до однієї тисячної, для спрощення розрахунку, процесу наладки та експлуатації округлюємо розраховані уставки до десятих у сторону більшого значення. Для I ст. уставку приймаємо рівною:

$$Z_{0-1}^I = 11 \text{ Ом.}$$

Перевірки чутливості за струмом точної роботи для мікропроцесорних терміналів не проводимо, так як відповідне значення налаштовується у конфігурації пристрою до 5% від базового струму [9].

Час спрацювання встановлюємо на рівні:

$$t_{0-1}^I = 0,0 \text{ с.}$$

Для інших терміналів розрахунок проводимо аналогічно, результати занесено в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Перший ступінь дистанційного захисту

№ ПС	ПЛ	$Z_{розi}^I$, Ом	Z_i^I , Ом
0	0-1	10,935	11
	0-2	10,571	10,6
	0-5	11,664	11,7
	0-7	13,487	13,5
1	1-0	10,935	11
	1-2	11,483	11,5
2	2-0	10,571	10,6
	2-1	11,483	11,5
	2-3	9,743	9,8
3	3-2	9,743	9,8
	3-4	10,489	10,5
4	4-3	10,489	10,5
	4-5	9,32	9,3

Таблиця 5.1 (продовження)

№ ПС	ПЛ	Z_{poz}^I , Ом	Z_i^I , Ом
5	5-0	11,664	11,7
	5-4	9,32	9,3
	5-6	7,242	7,3
6	6-5	7,242	7,3
	6-7	9,32	9,3
7	7-0	13,487	13,5
	7-6	9,32	9,3

Для подальшого розрахунку, за допомогою ПЗ ІЕДКК, визначимо коефіцієнт струморозподілу, що дорівнюватиме відношенню струму по ділянці 0-1, до струму 1-2 при КЗ на шинах 110 кВ ПС 2:

$$C_{\frac{0-1}{1-2}} = \frac{I_{0-1}}{I_{1-2}} = \frac{917}{917} = 1$$

Розрахуємо уставку спрацювання II ст. дистанційного захисту за умовою узгодження з захистами першого ступеня ПЛ 1-2 [10]:

$$Z_{роз0-1}^H = k_H^I \cdot |Z_{0-1}| + k_H^H \cdot C_{\frac{0-1}{1-2}} \cdot Z_{1-2}^I = 0,85 \cdot \sqrt{3,57^2 + 12,36^2} + 0,78 \cdot 1 \cdot 11,5 =$$

$$= 19,905 \text{ Ом.}$$

Вищезгадана умова узгодження виконується для всіх II ст. ДЗ з I ст. ліній, що починаються на ПС протилежного кінця ПЛ.

Визначимо коефіцієнт струморозподілу за нормального режиму, що дорівнюватиме відношенню струму стороні ВН одного з трансформаторів, до струму по ділянці 0-1 при КЗ на шинах 35 кВ ПС 1:

$$C_{\frac{T1BH}{0-1}}^I = \frac{I_{T1BH}^I}{I_{0-1}^I} = \frac{1191,01}{770,465} = 1,546$$

За умовою відлаштування від шин 35 кВ ПС 1 за нормального режиму мережі:

$$Z_{роз0-1}^H = k_H^I \cdot |Z_{0-1}| + k_H^I \cdot (1 - N_{РПН1}^{ст} \cdot 1,78\%)^2 \cdot C_{\frac{T1BH}{0-1}}^I \cdot (|Z_{0-1}| + x_{ТВ40} \cdot 2) =$$

$$= 0,85 \cdot \sqrt{3,57^2 + 12,36^2} + 0,85 \cdot (1 - 1 \cdot 1,78\%)^2 \cdot 1,546 \times$$

$$\times (\sqrt{3,57^2 + 12,36^2} + 17,771 \cdot 2) = 72,333 \text{ Ом.}$$

Визначимо коефіцієнт струмозподілу за режиму відключеної ділянки 1-2, що дорівнюватиме відношенню струму стороні ВН одного з трансформаторів, до струму по ділянці 0-1 при КЗ на шинах 35 кВ ПС 1:

$$C_{\frac{T1BH}{0-1}}^{II} = \frac{I_{T1BH}}{I_{0-1}} = \frac{993,46}{993,46} = 1$$

За умовою відлаштування від шин 35 кВ ПС 1 за режиму відключеної ділянки 1-2 мережі:

$$\begin{aligned} Z_{роз0-1}^{II} &= k_H^I \cdot |Z_{0-1}| + k_H^I \cdot (1 - N_{РПН1}^{ст} \cdot 1,78\%)^2 \cdot C_{\frac{T1BH}{0-1}}^{II} \cdot (|Z_{0-1}| + x_{ТВ40} \cdot 2) = \\ &= 0,85 \cdot \sqrt{3,57^2 + 12,36^2} + 0,85 \cdot (1 - 1 \cdot 1,78\%)^2 \cdot 1 \times \\ &\times (\sqrt{3,57^2 + 12,36^2} + 17,771 \cdot 2) = 50,63 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Обрана уставка має бути меншою ніж розрахунковий опір за умовою відлаштування та опір за умовою узгодження. Для II ст. уставку приймаємо рівною:

$$Z_{0-1}^{II} = 19,9 \text{ Ом.}$$

Для ПРВВ виконаному на базі МП реле приймаємо час $t_{ПРВВ}$ – 0,14 с, час відключення вимикача $t_{ВИМ}$ приблизно визначаємо рівним 0,06 с. Час спрацювання встановлюємо на рівні:

$$t_{0-1}^{II} = t_{0-1}^I + t_{ПРВВ} + t_{ВИМ} + \Delta t = 0 + 0,14 + 0,06 + 0,4 = 0,6 \text{ с.}$$

Коефіцієнт чутливості при КЗ в кінці ПЛ 0-1:

$$k_{ч0-1}^{II} = \frac{Z_{0-1}^{II}}{|Z_{0-1}|} = \frac{19,9}{\sqrt{3,57^2 + 12,36^2}} = 1,547 > 1,25.$$

Розрахунковий коефіцієнт чутливості більший за 1,25, що задовольняє вимогу чутливості дистанційного захисту II ст.

Для II ст. ДЗ направлених в сторону ПС 0, а саме ПЛ 1-0, 2-0, 5-0 та 7-0, відлаштування на шинах СН та узгодження не проводимо, так як на ПС 0 не встановлені трансформатори, а визначення коефіцієнту струмозподілу неможливе, так як єдине джерело живлення мережі підключено до шин 110 кВ ПС 0, а отже і при КЗ на цих шинах струм протікатиме лише від зовнішньої мережі. Тому для терміналів, що захищають вказані ПЛ, II ст. ДЗ обираємо з вимог по забезпеченню чутливості, з

метою забезпечення відключення лінії при відключенні вимикача з боку ПС 0 за КЗ на цих лініях.

Для інших терміналів розрахунок проводимо аналогічно, результати занесено в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Другий ступінь дистанційного захисту

№ ПС	ПЛ	За умовою узгодження $Z_{розі}^{II}$, Ом	За умовою відлаштування $Z_{розі}^{II}$, Ом	$k_{чи}^{II}$	Z_i^{II} , Ом
0	0-1	19,9	50,63	1,547	19,9
	0-2	21,84	108,883	1,753	21,8
	0-5	19,134	84,875	1,385	19
	0-7	20,741	131,336	1,305	20,7
1	1-0	—	—	1,251	16,1
	1-2	19,182	249,372	1,407	19,1
2	2-0	—	—	1,254	15,6
	2-1	20,117	51,814	1,481	20,1
	2-3	17,933	119,972	1,562	17,9
3	3-2	18,011	485,053	1,57	18
	3-4	17,743	84,693	1,434	17,7
4	4-3	18,133	121,361	1,467	18,1
	4-5	15,014	273,471	1,368	15
5	5-0	—	—	1,253	17,2
	5-4	17,51	82,514	1,596	17,5
	5-6	14,6	84,417	1,69	14,6
6	6-5	14,6	231,577	1,69	14,6
	6-7	19,85	123,434	1,806	19,8
7	7-0	—	—	1,254	19,9
	7-6	15,014	88,233	1,368	15

III ст. ДЗ має бути відстроєна від максимального струму навантаження, для цього використовуватимемо розрахований в попередніх розділах струмозподіл по ділянкам мережі за нормального та післяаварійного режимів, і величину навантаження у пунктах мережі. Напругу по вузлах мережі зменшуємо на 5% [11]. Так розрахунковий опір навантаження для ПЛ 0-1 у післяаварійному режимі:

$$Z_{нав0-1} = \frac{U_H \cdot 0,95}{\sqrt{3} \cdot k_H \cdot k_{нов} \cdot \left| \frac{\dot{S}_{п0-1}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \right| \cdot \cos(65^\circ - \varphi_{нав})} =$$

$$= \frac{110 \cdot 0,95}{\sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot 0,97 \cdot \frac{\sqrt{39,385^2 - 27,672^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot \cos(65^\circ - 35,087^\circ)} = 217,785 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо уставку спрацювання III ст. ДЗ за умовою забезпечення дальнього резервування лінії 1-2:

$$Z_{роз0-1}^{III} = k_H^{III} \cdot (|Z_{0-1}| + |Z_{1-2}|) = 1,2 \cdot (\sqrt{3,57^2 + 12,36^2} + \sqrt{9,24^2 + 9,94^2}) = 31,727 \text{ Ом.}$$

За умовою забезпечення дальнього резервування шин 10 кВ ПС 1:

$$Z_{роз0-1}^{III} = k_H^{III} \cdot (|Z_{0-1}| + (x_{ТВ40} + x_{ТН40}) \cdot 2) = 1,2 \times (\sqrt{3,57^2 + 12,36^2} + (17,771 + 10,332) \cdot 2) = 82,886 \text{ Ом.}$$

За умовою забезпечення дальнього резервування шин 35 кВ ПС 1:

$$Z_{роз0-1}^{III} = k_H^{III} \cdot (|Z_{0-1}| + (x_{ТВ40}) \cdot 2) = 1,2 \cdot (\sqrt{3,57^2 + 12,36^2} + (17,771) \cdot 2) = 58,088 \text{ Ом.}$$

Обрана уставка має бути більшою ніж розрахунковий опір за умовами забезпечення дальнього резервування і меншою за опір навантаження. Для III ст. уставку приймаємо рівною:

$$Z_{0-1}^{III} = 83 \text{ Ом.}$$

Час спрацювання обираємо за умови погодження з резервними захистам трансформаторів, приймаємо їх час спрацювання t_T рівним 3 с.:

$$t_{i-0}^{III} = t_T + \Delta t = 3 + 0,4 = 3,4 \text{ с.}$$

Для захистів ПЛ 1-0, 2-0, 5-0, 7-0, так як на ПС 0 відсутні трансформатори, час спрацювання визначаємо:

$$t_{i-0}^{III} = t_{i-0}^{II} + \Delta t = 0,6 + 0,4 = 1 \text{ с.}$$

Коефіцієнт чутливості при КЗ в кінці ПЛ 1-2:

$$k_{ч0-1}^{III} = \frac{Z_{0-1}^{III}}{|Z_{0-1} + Z_{1-2}|} = \frac{83}{\sqrt{3,57^2 + 12,36^2} + \sqrt{9,24^2 + 9,94^2}} = 3,139 > 1,2.$$

Для інших терміналів розрахунок проводимо аналогічно, результати занесено в таблицю 5.3.

Таблиця 5.3 – Третій ступінь дистанційного захисту

№ ПС	ПЛ	За умовою дал. рез. ПЛ $Z_{розі}^{III}$, Ом	За умовою дал. рез. шин 35 кВ та 10 кВ ПС $Z_{розі}^{III}$, Ом	$Z_{наві}$, Ом	$k_{чи}^{III}$	Z_i^{III} , Ом
0	0-1	31,727	82,886	217,785	3,139	83
	0-2	31,213	183,542	175,369	4,69	122
	0-5	29,625	127,558	217,554	5,185	128
	0-7	29,406	185,676	177,351	4,897	120
1	1-0	34,479	—	—	1,211	34,8
	1-2	31,213	184,908	272,944	7,112	185
2	2-0	33,964	—	—	1,201	34
	2-1	31,727	83,737	434,375	3,177	84
2	2-3	28,564	180,39	264,653	7,579	180,4
3	3-2	30,044	182,374	441,995	7,285	182,4
	3-4	27,965	183,427	372,125	7,874	183,5
4	4-3	28,564	181,443	1080,843	7,625	181,5
	4-5	29,625	124,247	2357,569	6,351	124,5
5	5-0	35,508	—	—	1,203	35,6
	5-4	27,965	181,776	454,272	7,801	181,8
	5-6	23,523	178,985	553,91	9,131	179
6	6-5	26,833	121,456	429,21	5,434	121,5
	6-7	32,198	179,792	1110,543	6,701	179,8
7	7-0	35,508	—	—	1,203	35,6
	7-6	23,523	181,776	231,858	9,274	181,8

Проаналізувавши таблицю 5.3 бачимо, що для ПЛ 0-2 та 0-7 опір необхідний для резервування шин 10 кВ більший за мінімальний опір навантаження, тому для ці ступені резервуватимуть лише шини 35 кВ відповідних ПС.

Параметр RFPP для I ст. ДЗ приймаємо рівним повному опору, для II ст. двократному значенню RFPP I ст. Для III ст., що обраний за умови резервування шин 35 кВ та 10 кВ ПС, параметр RFPP беремо п'ятикратним першому, а для ступенів, що резервують лише ПЛ – трикратним.

На рисунку 5.10 зображено полігональну характеристику ДЗ [9].

Для всіх ступенів ДЗ приймаємо направленими вперед, та скоригувавши характеристику зображуємо її для всіх ступенів захисту ПЛ 0-7 на рисунку 5.11. Параметри ArgNegRes та ArgDir залишаємо на значеннях за замовченням рівними 115° та 15° відповідно [9].

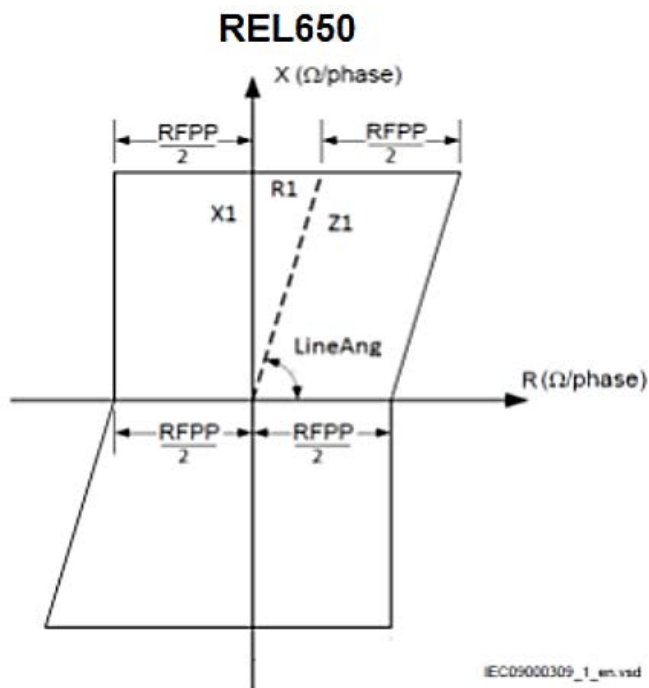


Рисунок 5.10 – Полігональна характеристика дистанційного захисту REL650

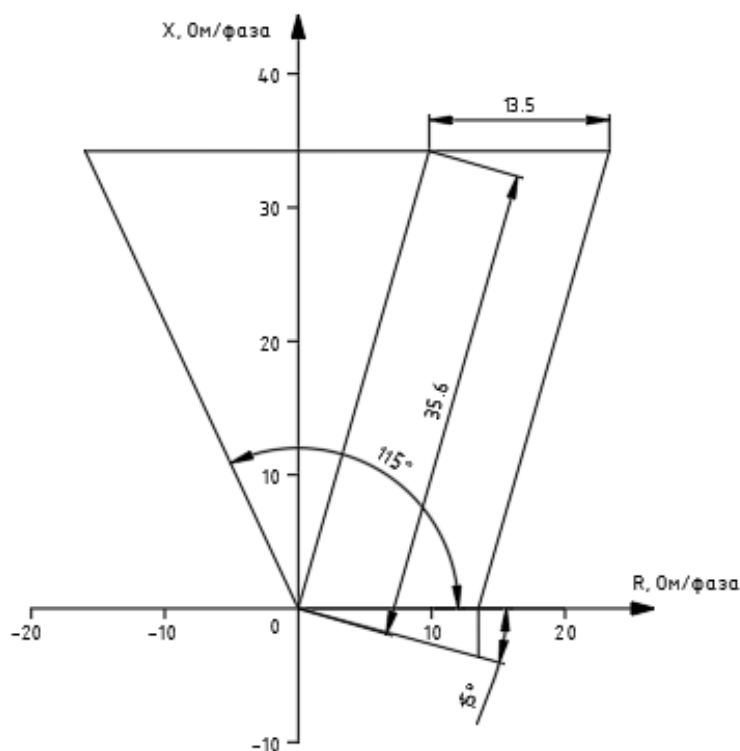


Рисунок 5.11 – Зони дистанційного захисту $Z1$, $Z2$ та $Z3$ ПЛ 0-7

Характеристики інших терміналів наносимо на креслення.

5.3 Розрахунок струмів однофазного короткого замикання

З метою розрахунку уставок СЗНП сформуємо схему заміщення, аналогічно до розділу 5.1. Опір нульової послідовності одноколових ПЛ без грозозахисного тросу

більший у 3,5 рази, враховуємо це у подальших розрахунках. Для забезпечення чутливості при однофазному КЗ на шинах ПС 0 приймаємо, що у блоці з двообмоткових трансформаторів ПС 7 обидва матимуть заземлену нейтраль. Схема заміщення нульової послідовності вказана на рисунку 5.12.

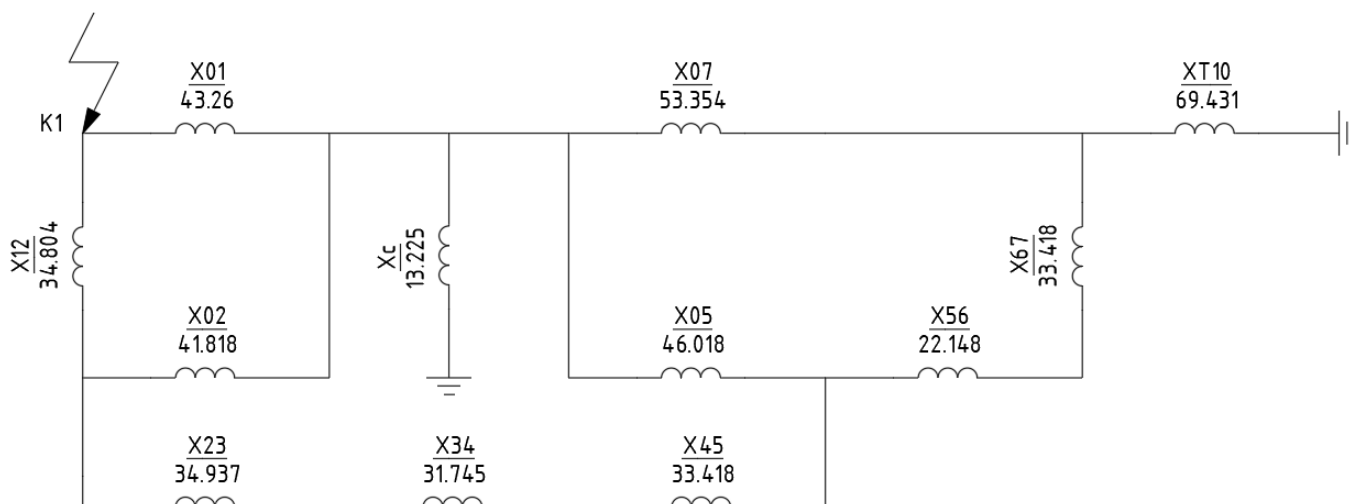


Рисунок 5.12 – Схема заміщення нульової послідовності

Складемо послідовно наступні елементи зображені на рисунку 5.12:

$$X_1 = 3,5(X_{6-7} + X_{5-6}) = 3,5(9,548 + 6,328) = 55,566 \text{ Ом};$$

$$X_2 = 3,5(X_{2-3} + X_{3-4} + X_{4-5}) = 3,5(9,982 + 9,04 + 9,548) = 99,995 \text{ Ом}.$$

Результати першого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.13.

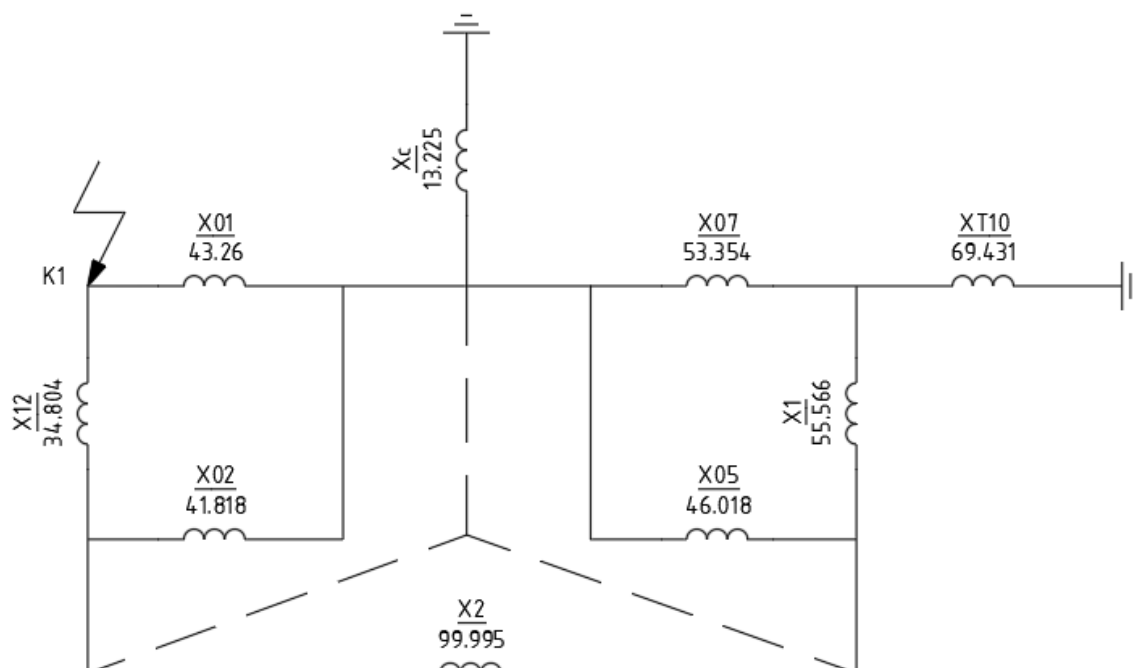


Рисунок 5.13 – Перший крок еквівалентування

Виконаємо перетворення трикутник – зірка елементів зображених на рисунку 5.13:

$$X_{Y1} = \frac{3,5 \cdot X_{0-2} \cdot X_2}{3,5 \cdot X_{0-2} + X_2 + X_{0-5} \cdot 3,5} = \frac{3,5 \cdot 11,948 \cdot 99,995}{11,948 \cdot 3,5 + 99,995 + 13,184 \cdot 3,5} = 22,248 \text{ Ом};$$

$$X_{Y2} = \frac{3,5 \cdot X_{0-5} \cdot X_2}{3,5 \cdot X_{0-2} + X_2 + 3,5 \cdot X_{0-5}} = \frac{3,5 \cdot 13,184 \cdot 99,995}{3,5 \cdot 11,948 + 99,995 + 3,5 \cdot 13,184} = 24,549 \text{ Ом};$$

$$X_{Y3} = \frac{3,5 \cdot X_{0-5} \cdot 3,5 \cdot X_{0-2}}{3,5 \cdot X_{0-2} + X_2 + 3,5 \cdot X_{0-5}} = \frac{3,5 \cdot 13,184 \cdot 3,5 \cdot 11,948}{3,5 \cdot 11,948 + 99,995 + 3,5 \cdot 13,184} = 10,266 \text{ Ом}.$$

Результати другого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.14.

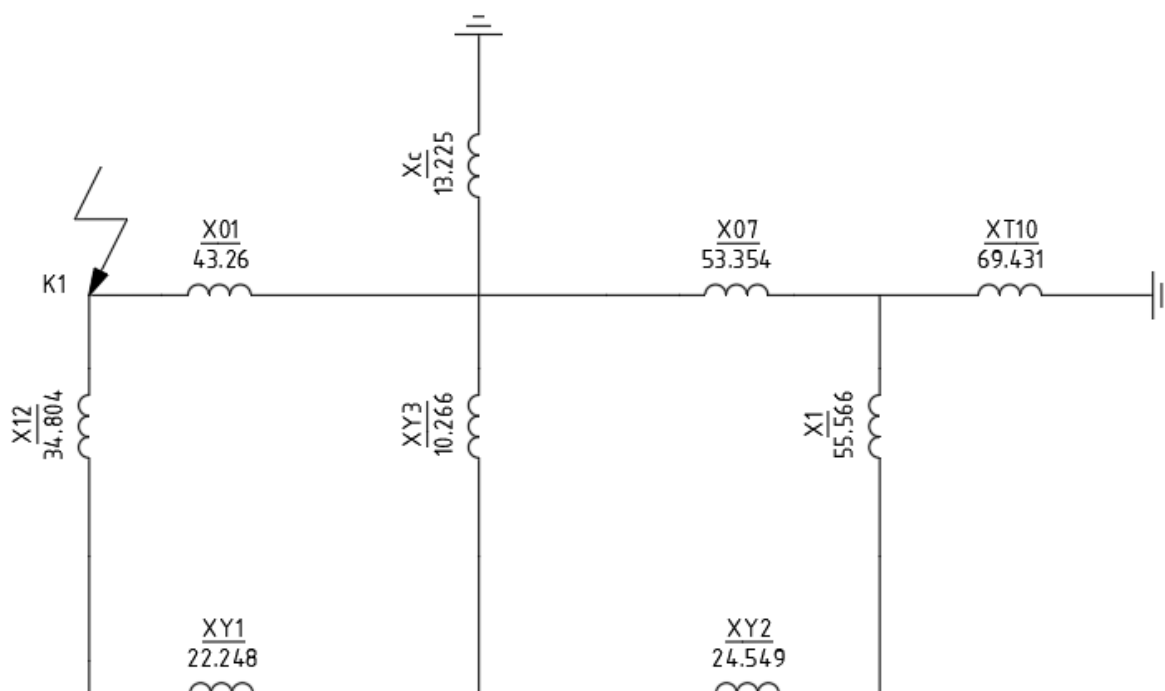


Рисунок 5.14 – Другий крок еквівалентування

Складемо послідовно наступні елементи зображені на рисунку 5.14:

$$X_3 = X_1 + X_{Y2} = 55,566 + 24,549 = 80,115 \text{ Ом};$$

$$X_4 = X_{Y1} + X_{1-2} \cdot 3,5 = 22,248 + 9,944 \cdot 3,5 = 57,052 \text{ Ом}.$$

Результати третього кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.15.

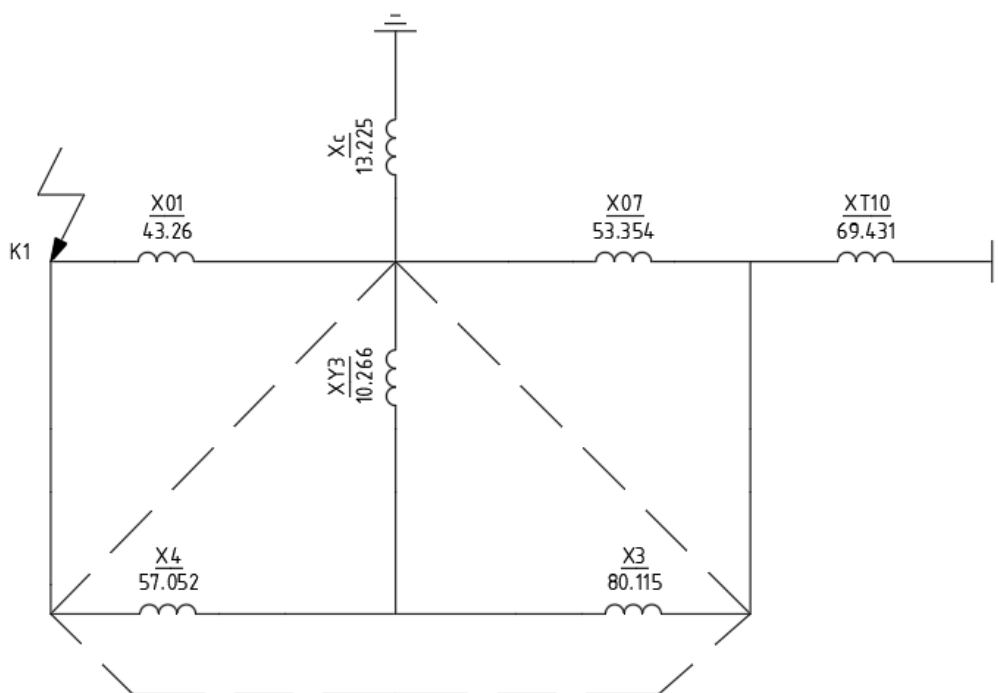


Рисунок 5.15 – Третій крок еквівалентування

Виконаємо перетворення зірка – трикутник елементів на рисунку 5.15:

$$X_{D1} = X_4 + X_{Y3} + \frac{X_4 \cdot X_{Y3}}{X_3} = 57,052 + 10,266 + \frac{57,052 \cdot 10,266}{80,115} = 74,629 \text{ Ом};$$

$$X_{D2} = X_3 + X_{Y3} + \frac{X_3 \cdot X_{Y3}}{X_4} = 80,115 + 10,266 + \frac{80,115 \cdot 10,266}{57,052} = 104,798 \text{ Ом};$$

$$X_{D3} = X_4 + X_3 + \frac{X_4 \cdot X_3}{X_{Y3}} = 57,052 + 80,115 + \frac{57,052 \cdot 80,115}{10,266} = 582,374 \text{ Ом}.$$

Результати четвертого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.16.

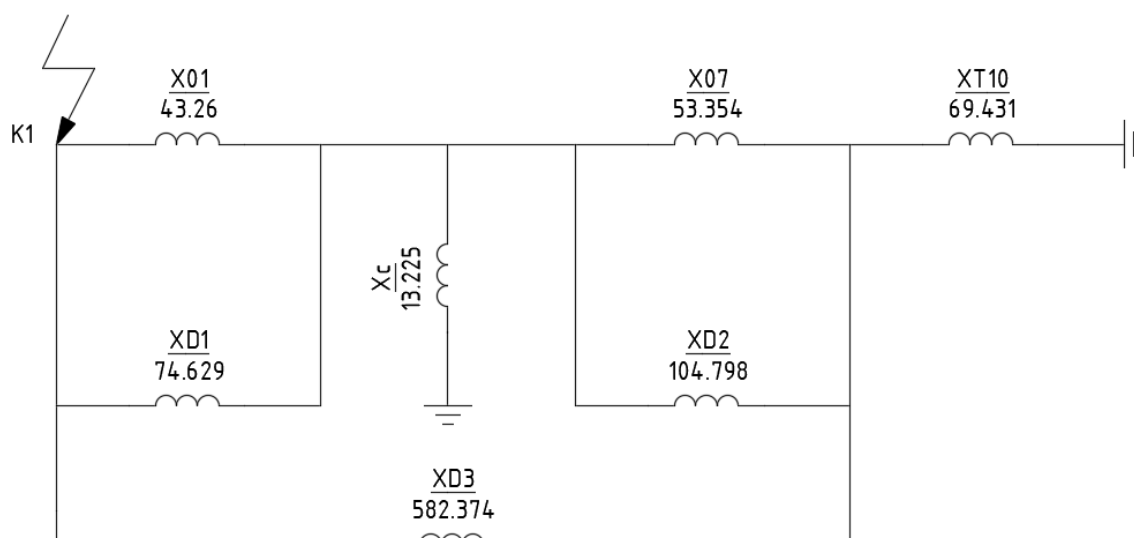


Рисунок 5.15 – Четвертий крок еквівалентування

Складемо паралельно наступні елементи зображені на рисунку 5.15:

$$X_5 = \frac{3,5 \cdot X_{0-1} \cdot X_{D1}}{3,5 \cdot X_{0-1} + X_{D1}} = \frac{3,5 \cdot 12,36 \cdot 74,629}{3,5 \cdot 12,36 + 74,629} = 27,386 \text{ Ом};$$

$$X_6 = \frac{3,5 \cdot X_{0-7} \cdot X_{D2}}{3,5 \cdot X_{0-7} + X_{D2}} = \frac{3,5 \cdot 15,244 \cdot 104,798}{3,5 \cdot 15,244 + 104,798} = 35,355 \text{ Ом}.$$

Результати п'ятого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.16.

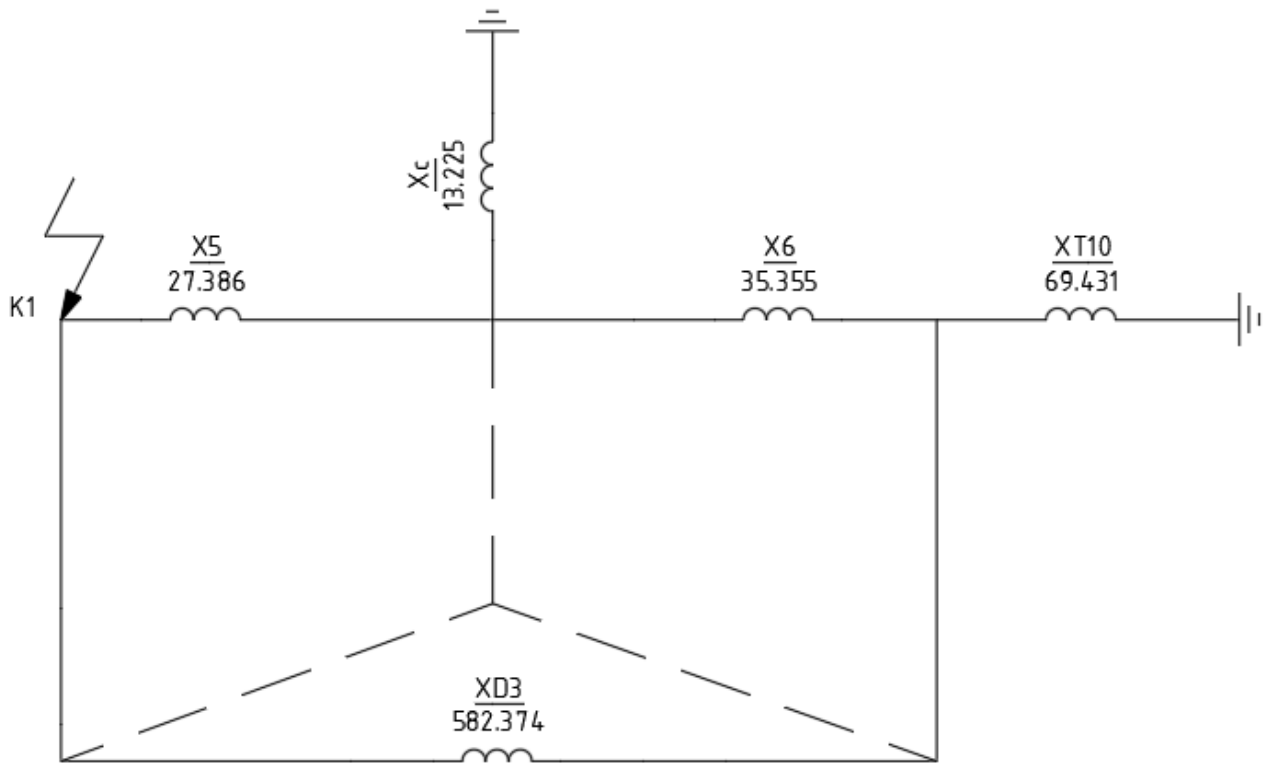


Рисунок 5.16 – П'ятий крок еквівалентування

Виконаємо перетворення трикутник – зірка елементів зображених на рисунку 5.16:

$$X_{Y4} = \frac{X_{D3} \cdot X_5}{X_5 + X_{D3} + X_6} = \frac{582,374 \cdot 27,386}{27,386 + 582,374 + 35,355} = 24,722 \text{ Ом};$$

$$X_{Y5} = \frac{X_6 \cdot X_5}{X_5 + X_{D3} + X_6} = \frac{27,386 \cdot 35,355}{27,386 + 582,374 + 35,355} = 1,501 \text{ Ом};$$

$$X_{Y6} = \frac{X_{D3} \cdot X_6}{X_5 + X_{D3} + X_6} = \frac{35,355 \cdot 582,374}{27,386 + 582,374 + 35,355} = 31,916 \text{ Ом}.$$

Результати шостого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.17.

Складемо послідовно та паралельно наступні елементи зображені на рисунку 5.17:

$$X_7 = X_{T10} + X_{Y6} = 69,431 + 31,916 = 101,347 \text{ Ом};$$

$$X_8 = X_C + X_{Y5} = 13,225 + 1,501 = 14,726 \text{ Ом};$$

$$X_9 = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = \frac{101,347 \cdot 14,726}{101,347 + 14,726} = 12,858 \text{ Ом}.$$

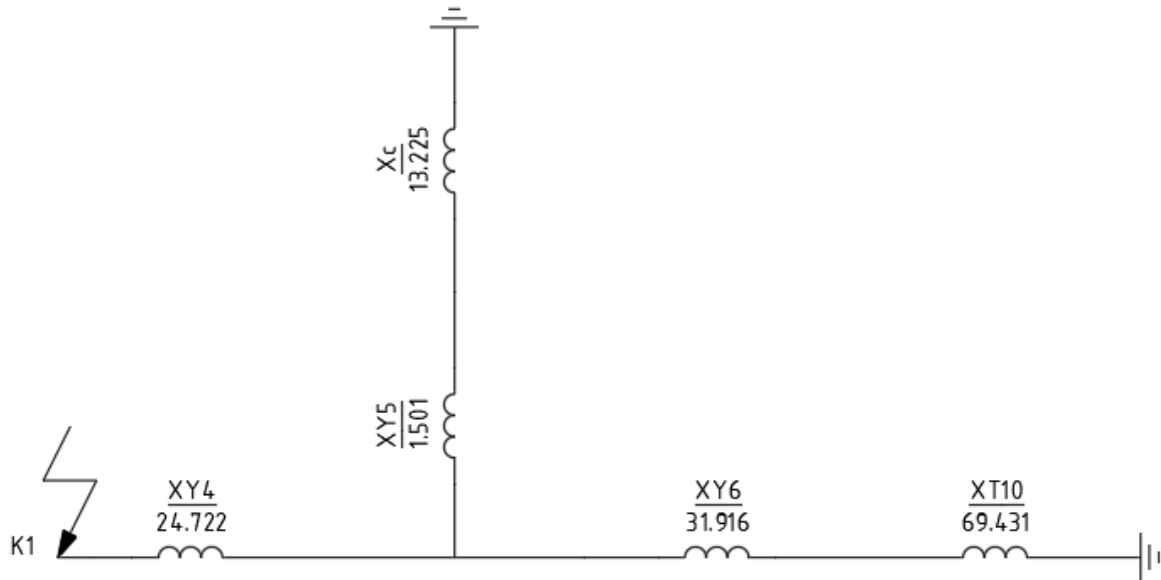


Рисунок 5.17 – Шостий крок еквівалентування

Результати сьомого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.18.

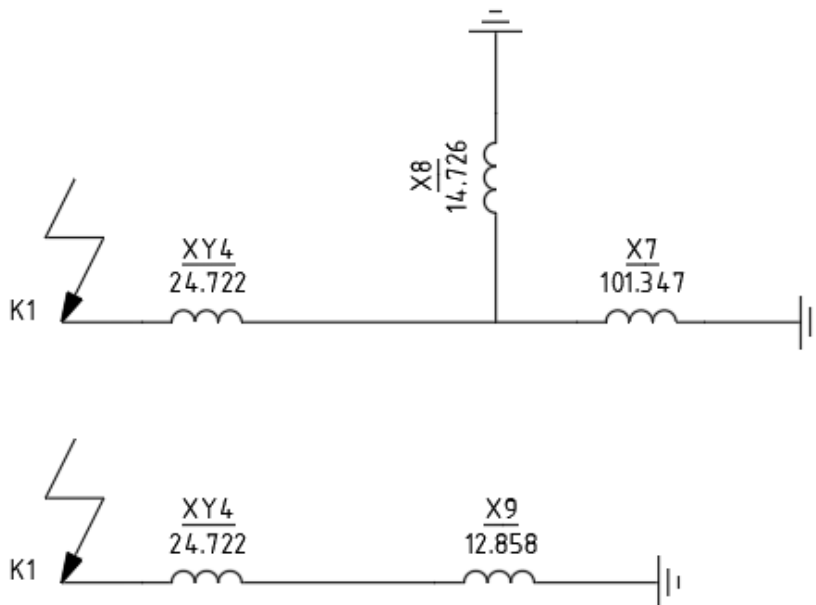


Рисунок 5.18 – Сьомий крок еквівалентування

Складемо послідовно наступні елементи зображені на рисунку 5.18:

$$X_{NE} = X_9 + X_{Y4} = 12,858 + 24,722 = 37,58 \text{ Ом.}$$

Результати восьмого кроку еквівалентування вказуємо на рисунку 5.19.

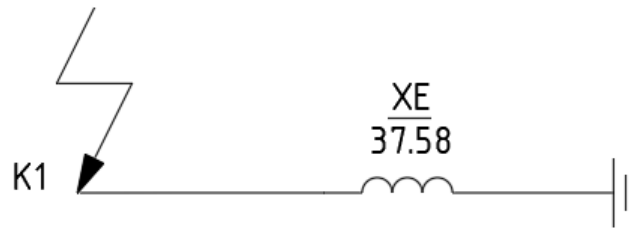


Рисунок 5.19 – Еквівалентована схема при однофазному КЗ на шинах 110 кВ ПС 1

Значення струму однофазного КЗ у точці К1 тоді дорівнюватиме:

$$I_{K1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{CP}}{2 \cdot X_E + X_{NE}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 115}{2 \cdot 20,717 + 37,58} = 2,521 \text{ кА.}$$

Визначимо струми КЗ ділянками мережі завдяки коефіцієнтам струморозподілу аналогічно до розділу 5.1, результати зображено на рисунку 5.20.

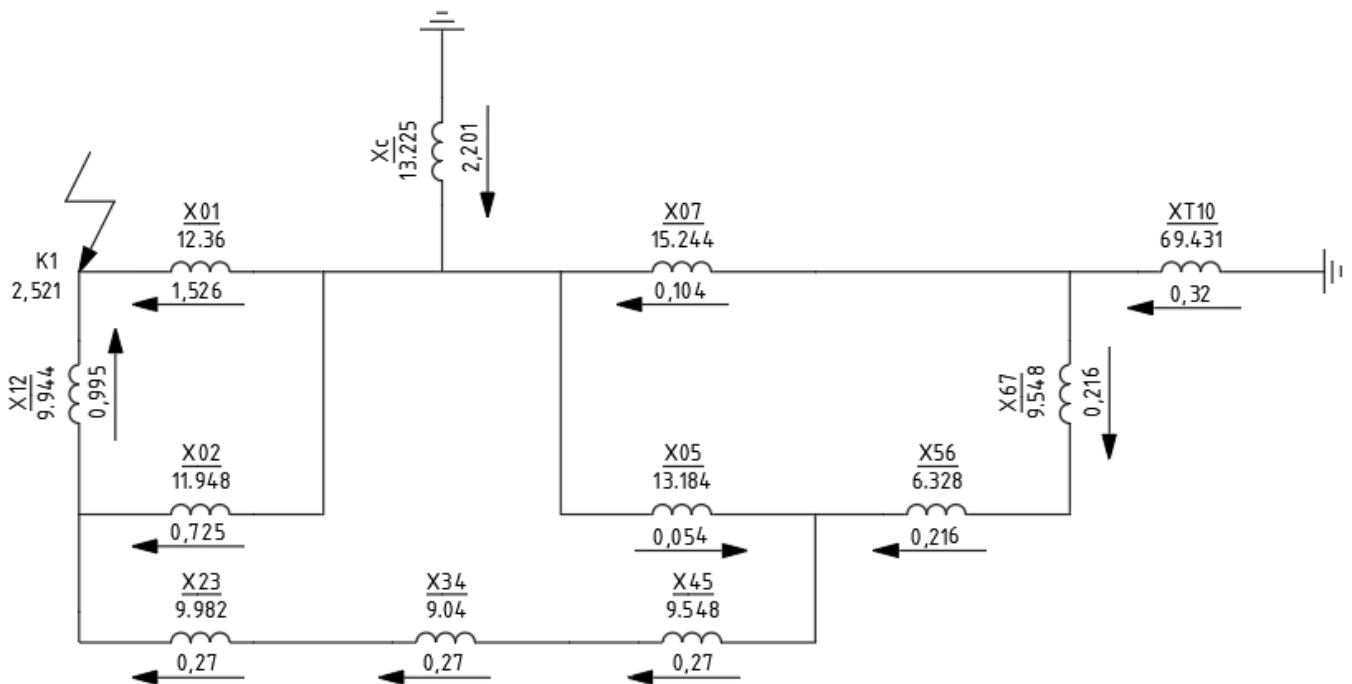


Рисунок 5.20 – Струмозподіл при однофазному КЗ на шинах 110 кВ ПС 1

Результати розрахунку збігаються з розрахунками в ПЗ IEDKK, тому для подальших розрахунків використовуватимемо саме це ПЗ.

5.4 Розрахунок уставок струмового захисту нульової послідовності для терміналу REL650

Нижче приведено розрахунок струмового захисту нульової послідовності ПЛ для терміналів встановлених на ПС мережі при заземленні нейтралі блоку трансформаторів ПС 7. Подальший розрахунок виконує вимогу у виборі уставок з врахуванням режиму N-1. За допомогою програми IEDKK розрахуємо струми нульової послідовності по ділянкам мережі при КЗ на ПС протилежного кінця ПЛ (відбудова «спереду») та на ПС початку ПЛ (відбудова «за спиною»). Отримані значення струму по ПЛ, що захищається, при однофазному КЗ на шинах 110 кВ ПС 1, помножимо на коефіцієнт надійності рівний 1,3. Так для терміналу встановленого на ПС 0 у бік ПЛ 0-1 [12]:

$$I_{1від0-1}^I = k_H \cdot I_{1КЗ0-1} = 1,3 \cdot 1526 = 1983,8 \text{ А.}$$

Аналогічно і при КЗ на ПС 0, для відбудови «за спиною»:

$$I_{0від0-1}^I = k_H \cdot I_{0КЗ0-1} = 1,3 \cdot 331,2 = 430,56 \text{ А.}$$

Аналогічно розраховуємо і струм мінімальної чутливості при однофазному КЗ на початку ПЛ, поділений на коефіцієнт надійності рівний 1,2:

$$I_{чут0-1}^I = \frac{I_{КЗ0-1}}{k_{чут}} = \frac{4871,796}{1,2} = 4059,83 \text{ А.}$$

З причин описаних у розділі 5.2 уставку за струмом спрацювання для терміналу REL650 округлюємо розраховані уставки до десятих у сторону більшого значення. Для I ст. уставку обираємо більшою за струми відбудови та меншою за мінімальний струм для забезпечення чутливості. За необхідності I ст. можна виконати направлену вперед, що дозволяє не відстроюватись від струму «за спиною». Інші ступені СЗНП виконуємо направленими вперед. Отже уставку I ст. СЗНП для ПЛ 0-1 приймаємо рівною:

$$I_{0-1}^I = 1990 \text{ А.}$$

Час спрацювання встановлюємо на рівні [11]:

$$t_{0-1}^I = 0,1 \text{ с.}$$

Для інших терміналів розрахунків проводимо аналогічно, результати занесено в таблицю 5.4.

Проаналізувавши таблицю 5.4 бачимо, що для СЗНП ПЛ 3-4, 4-5 та 5-4 чутливість у режимах N-1 не забезпечується, тому доцільно додатково заземлити нейтралі трансформаторів ПС 4, 6 та 7. Враховуючи зміни у схемі заміщення перераховуємо таблицю 5.4, з результатами в таблиці 5.5, за необхідності у дужках вказуємо мінімальний струм чутливості без перевірки N-1.

Таблиця 5.4 – Перший ступінь СЗНП при заземленні нейтралей трансформаторів на ПС 7

№ ПС	ПЛ	Відбудова «спереду» $I_{jvidi-j}^I$, А	Відбудова «за спиною» $I_{iuidi-j}^I$, А	$I_{чумi-j}^I$, А	I_{i-j}^I , А
0	0-1	1983,8	430,56	4059,83	1990
	0-2	1871,74	565,9	4051,58	1880
	0-5	2029,8	399,2	4048,2	2030
	0-7	2115,1	278,98	4023,75	2120
1	1-0	430,56	1983,8	655,5	440
	1-2	1121,3	1902,3	1213,75	1130
2	2-0	565,9	1871,74	956,92	570
	2-1	1902,3	1121,3	1945,88	1910
	2-3	1032,46	1552,46	1593,6	1050
3	3-2	1552,46	1032,46	1632,3	1560
	3-4	1769,43	611,65	1063,75	—
4	4-3	611,65	1769,43	771,25	620
	4-5	1245,4	1795,43	808,83	—
5	5-0	399,2	2029,8	546,42	400
	5-4	1795,43	1245,4	608,83	—

Таблиця 5.5 – Перший ступінь СЗНП при заземленні нейтралей трансформаторів на ПС 3, 4, 6 та 7

№ ПС	ПЛ	Відбудова «спереду» $I_{jvidi-j}^I$, А	Відбудова «за спиною» $I_{iuidi-j}^I$, А	$I_{чумi-j}^I$, А	I_{i-j}^I , А
0	0-1	2476,76	501,93	4161,58	2480
	0-2	2108,73	668,46	4209,08	2110
	0-5	1713,53	837,85	3979,08	1720
	0-7	1261	858,26	3980,75	1270

Таблиця 5.5 (продовження)

№ ПС	ПЛ	Відбудова «спереду» $I_{jvidi-j}^I$, А	Відбудова «за спиною» $I_{isidi-j}^I$, А	$I_{чумi-j}^I$, А	I_{i-j}^I , А
1	1-0	501,93	2476,76	989,5	510
	1-2	1123,59	1938,69	1241,3	1130
2	2-0	668,46	2108,73	717,25	670
	2-1	1938,69	1123,59	1351,75 (2032,08)	1940
	2-3	1061,84	1637,48	720,25 (1620,16)	1070
3	3-2	1637,48	1061,84	1136,92 (1773,58)	1640
	3-4	1184,04	907,01	874,6 (1704,58)	1190
4	4-3	907,01	1184,04	646,75 (1491,92)	910
	4-5	1263,86	1376,18	949,9 (1532,75)	1270
5	5-0	837,85	1713,53	972,92	840
	5-4	1376,18	1263,86	974,25 (1868,83)	1380
	5-6	1586,65	1519,83	1697,75 (810,16)	1590
6	6-5	1519,83	1586,65	1541,7 (790)	1520
	6-7	962,91	1268,41	1620,7 (692,17)	970
7	7-0	858,26	1261	1181,5	860
	7-6	1268,41	962,91	1825,5 (913,6)	1270

Згідно до таблиці 5.5 I ст. СЗНП ПЛ 2-1, 2-3, 3-2, 3-4, 4-3, 4-5, 5-4, 5-6, 6-5, 6-7 та 7-6 не забезпечують необхідний коефіцієнт чутливості 1,2 при відключенні однієї з ПЛ цієї ПС. Це пов'язано з наявністю в мережі лише одного джерела живлення (БП), а також недостатнього значення струму нульової послідовності з нейтралей трансформаторів. У нормальному режимі та деяких N–1 чутливість забезпечується, тому доцільно вводити обрані уставки I ст., однак потрібно вводити оперативне прискорення II ст. чи III ст. (вказано на відповідному кресленні) СЗНП у випадку відключення ПЛ за яких чутливість не забезпечується.

Другий ступінь дистанційного захисту обирається за умовами узгодження з першими чи, якщо таке узгодження неможливо, з другими ступенями СЗНП, а також з вимоги забезпечення чутливості при КЗ в кінці ПЛ, що захищається, при відключеному вимикачі з протилежного кінця ПЛ та з перехідним опором 5 Ом [8]. Якщо вказана умова по чутливості виконується – то обирають другу ступінь СЗНП, як ту що використовують для оперативного прискорення, якщо умова не виконується – тоді для цього використовують наступні ступені.

Визначимо коефіцієнт струморозподілу за режиму відк. ПЛ 0-2, що визначатиметься як співвідношення струму ділянок 0-1 та 1-2 при однофазному КЗ на шинях 110 кВ ПС 2:

$$C_{\frac{0-1}{1-2}} = \frac{I_{0-1}}{I_{1-2}} = \frac{864,252}{864,252} = 1$$

Перейдемо до розрахунку уставки II ст. СЗНП за умовою узгодження з захистом I ст. ПЛ 1-2 [12]:

$$I_{\text{узл}0-1}^{II} = k_Y \cdot C_{\frac{0-1}{1-2}} \cdot I_{0-1}^I = 1,1 \cdot 1 \cdot 1130 = 1243 \text{ А.}$$

Отже уставку II ст. СЗНП для ПЛ 0-1 приймаємо рівною:

$$I_{0-1}^{II} = 1250 \text{ А.}$$

Час спрацювання встановлюємо на рівні [11]:

$$t_{0-1}^{II} = t_{1-2}^I + \Delta t = 0,1 + 0,3 = 0,4 \text{ с.}$$

Аналогічно виконуємо узгодження і для інших терміналів мережі, результати вказуємо в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Другий ступінь СЗНП за умовою узгодження з першим ступенем

№ ПС	ПЛ	$I_{\text{чумі-}j}^{II}$ у режимах			$I_{\text{узл}i-j}^{II}$, А	I_{i-j}^{II} , А
		транзиту, А	відключення вимикача протилежного кінця ПЛ, А	транзиту з перехідним опором 5 Ом, А		
0	0-1	1192,92	1248,6	1143,3	1243	1250
	0-2	1038,3	1284,48	986,25	1177	1180
	0-5	904,42	1182,2	855,42	1518	1520
	0-7	715,08	1094,53	678,58	715,67	720
1	1-0	146,16	657,2	134,6	45,7	130
	1-2	562,08	813,26	533,42	408,42	410
2	2-0	275,5	828,74	253,75	216,07	220
	2-1	711,5	713,83	684,6	561	570
	2-3	345,5	600	326	646,89	650
3	3-2	788,25	677,75	751,6	1187,23	1190
	3-4	567,7	685,2	567,6	932,6	940
4	4-3	409,6	547,01	389,6	611,3	620
	4-5	533,3	551,88	507,92	924	930
5	5-0	439,16	798,74	411,5	407,22	410

Таблиця 5.6 (продовження)

№ ПС	ПЛ	$I_{чутi-j}^{II}$ у режимах			$I_{узлi-j}^{II}$, А	I_{i-j}^{II} , А
		транзиту, А	відключення вимикача протилежного кінця ПЛ, А	транзиту з перехідним опором 5 Ом, А		
5	5-4	548,5	652,2	520,58	644,86	650
	5-6	522,92	625,4	497,5	721,62	730
6	6-5	601,5	608,21	573,42	924	930
	6-7	425,3	577,34	408,75	258,42	400
7	7-0	461,75	687,8	425,3	485,05	490
	7-6	568	722,37	536,42	835,49	840

Мінімальні значення струму нульової послідовності необхідні для забезпечення чутливості отримуємо за допомогою ПЗ IEDKK, та вказуємо в таблиці 5.6 з урахуванням коефіцієнту чутливості 1,2 при КЗ в кінці лінії та 1,5 при відключеному вимикачі.

Для ПЛ 1-0 та 2-0 III ст. СЗНП не вводимо, так як необхідна чутливість у всіх режимах N-1 забезпечується і II ст., а спроба реалізації дальнього резервування потребуватиме уставки менше 100 А, що не є допустимим з точки зору селективності.

Уставку III ст. СЗНП розраховуємо за умовою узгодження з захистом II ст. ПЛ 1-2 [12]:

$$I_{узлII0-1}^{III} = k_Y \cdot C_{0-1}^{1-2} \cdot I_{1-2}^{II} = 1,1 \cdot 1 \cdot 410 = 451 \text{ А.}$$

Отже уставку III ст. СЗНП для ПЛ 0-1 приймаємо рівною:

$$I_{0-1}^{III} = 460 \text{ А.}$$

Час спрацювання визначають з часу спрацювання ступеня з яким відбувалось узгодження, так при узгодженні з другим ступенем ПЛ 1-2 [11]:

$$t_{0-1}^{III} = t_{1-2}^{II} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с.}$$

Якщо чутливість не забезпечується, то допускається узгодження III ст. СЗНП з III ст. СЗНП, так для захисту ПЛ 2-3 [12]:

$$C_{2-3}^{3-4} = \frac{I_{2-3}}{I_{3-4}} = \frac{412,226}{834,153} = 0,494;$$

$$I_{\text{узлIII}2-3}^{\text{III}} = k_y \cdot C_{\frac{2-3}{3-4}} \cdot I_{3-4}^{\text{III}} = 1,1 \cdot 0,494 \cdot 340 = 184,756 \text{ А.}$$

Уставку III ст. СЗНП для ПЛ 2-3 встановлюємо:

$$I_{2-3}^{\text{III}} = 190 \text{ А.}$$

Час спрацювання встановлюємо:

$$t_{2-3}^{\text{III}} = t_{3-4}^{\text{III}} + \Delta t = 1 + 0,3 = 1,3 \text{ с.}$$

Захисти III ст. СЗНП інших ПЛ обираємо за таблицею 5.7, аналогічно до вищенаведеного розрахунку.

Таблиця 5.7 – Третій ступінь СЗНП за умовою узгодження з другим та третім ступенем

№ ПС	ПЛ	$I_{\text{чумi-j}}^{\text{III}}$ у режимах			$I_{\text{узлIIIi-j}}^{\text{III}}$, А	$I_{\text{узлIIIi-j}}^{\text{III}}$, А	I_{i-j}^{III} , А	t_{i-j}^{III} , с
		транзиту , А	відключення вимикача протилежно го кінця ПЛ	транзиту з перехідним опором 5 Ом, А				
0	0-1	1192,92	1248,6	1143,3	451	—	460	0,7
	0-2	1038,3	1284,48	986,25	715	—	720	0,7
	0-5	904,42	1182,2	855,42	715	—	720	0,7
	0-7	715,08	1094,53	678,58	473,36	—	480	0,7
1	1-0	146,16	657,2	134,6	не вводимо			
	1-2	562,08	813,26	533,42	248,11	—	250	0,7
2	2-0	275,5	828,74	253,75	не вводимо			
	2-1	711,5	713,83	684,6	143	—	150	0,7
	2-3	345,5	600	326	510,99	184,756	190	1,3
3	3-2	788,25	677,75	751,6	627	—	630	0,7
	3-4	567,7	685,2	567,6	682,93	337,79	340	1
4	4-3	409,6	547,01	389,6	357,64	—	360	1
	4-5	533,3	551,88	507,92	451	—	460	0,7
5	5-0	439,16	798,74	411,5	227,74	—	230	0,7
	5-4	548,5	652,2	520,58	446,16	—	450	0,7
	5-6	522,92	625,4	497,5	297,57	—	300	0,7
6	6-5	601,5	608,21	573,42	451	—	460	0,7
	6-7	425,3	577,34	408,75	147,24	—	150	0,7
7	7-0	461,75	687,8	425,3	271,26	—	280	0,7
	7-6	568	722,37	536,42	685,83	339,23	340	1

Допускається узгодження третього ступеня захисту з третім ступенем іншої ПЛ, якщо при узгодженні з другим ступенем не вдається забезпечити необхідну

чутливість захисту цієї ПЛ чи тих ступенів, які узгоджуємо з даним ступенем. Приймаємо рішення про узгодження третіх ступенів СЗНП ПЛ 2-3, 3-4 та 7-6 з третіми ступенями ПЛ 3-4, 4-5 та 6-5 відповідно, так як при їх узгодженні чутливість у режимах, що розглядалися, є меншою за 1,2.

Четвертий ступінь СЗНП визначається через узгодження з III ст. чи IV ст., беручи до уваги забезпечення чутливості необхідної для виконання функції дальнього резервування з відповідною зміною часу спрацювання ступеня.

Таким чином IV ст. СЗНП розраховуємо за умовою узгодження з захистом III ст. ПЛ 1-2 [12]:

$$I_{уззIII0-1}^{IV} = k_U \cdot C_{\frac{0-1}{1-2}} \cdot I_{1-2}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 250 = 275 \text{ А.}$$

Отже уставку IV ст. СЗНП для ПЛ 0-1 приймаємо рівною:

$$I_{0-1}^{IV} = 280 \text{ А.}$$

Час спрацювання встановлюємо на рівні [11]:

$$t_{0-1}^{IV} = t_{1-2}^{III} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1 \text{ с.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості в режимі транзиту при КЗ на шинях 110 кВ ПС 2:

$$k_{чутT0-1}^{IV} = \frac{I_{2K30-1}}{I_{0-1}^{IV}} = \frac{674,473}{280} = 2,41 > 1,2.$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості в режимі відключеного вимикача ПЛ 1-2 з боку ПС 2 при КЗ за цим вимикачем:

$$k_{чутK0-1}^{IV} = \frac{I_{2K30-1}}{I_{0-1}^{IV}} = \frac{1219,91}{280} = 4,36 > 1,5.$$

Чутливість забезпечується, отже уставки обрано правильно. Якщо ж чутливість не забезпечується, то допускається узгодження IV ст. СЗНП з IV ст. СЗНП, так для захисту ПЛ 0-5 у режимі відключеної ПЛ 5-6:

$$C_{\frac{0-5}{5-4}} = \frac{I_{0-5}}{I_{5-4}} = \frac{658,179}{658,179} = 1;$$

$$I_{уззIV0-5}^{IV} = k_U \cdot C_{\frac{0-5}{5-4}} \cdot I_{5-4}^{IV} = 1,1 \cdot 1 \cdot 100 = 110 \text{ А.}$$

Уставку IV ст. СЗНП для ПЛ 2-3 встановлюємо, так як струм уставки більший за струм по узгодженню, а коефіцієнт чутливості відповідає вимогам ПУЕ [5]:

$$I_{2-3}^{IV} = 180 \text{ А.}$$

Час спрацювання встановлюємо:

$$t_{2-3}^{IV} = t_{3-4}^{IV} + \Delta t = 1 + 0,3 = 1,3 \text{ с.}$$

Коефіцієнт чутливості в режимі транзиту при КЗ на ПС 4:

$$k_{\text{чут}T2-3}^{IV} = \frac{I_{4K32-3}}{I_{2-3}^{IV}} = \frac{190,3}{110} = 1,73 > 1,2.$$

Коефіцієнт чутливості в режимі відключеного вимикача ПЛ 3-4 при КЗ за цим вимикачем:

$$k_{\text{чут}K2-3}^{IV} = \frac{I_{4K32-3}}{I_{2-3}^{IV}} = \frac{281,258}{110} = 2,56 > 1,5.$$

За таблицями 5.6, 5.7 та 5.8 обираємо ступені на яких буде реалізовано оперативне та автоматичне прискорення, для цього визначають найбільшу за уставкою ступінь, яка забезпечує необхідну чутливість. Результати вибору прискорень, як і загального вибору уставок, зазначено на відповідному кресленні. Виходячи з кількості ліній та потужності трансформаторів обираємо згідно ПУЕ схеми РУ 110-6 для ПС 0, 2 та 6, а для інших ПС – 110-4 [5].

Таблиця 5.8 – Четвертий ступінь СЗНП за умовою узгодження з третім та четвертим ступенем

№ ПС	ПЛ	$k_{\text{чут}i-j}^{IV}$ у режимах		$I_{\text{узгIII}i}^{IV}$, А	$I_{\text{узгIV}i-j}^{IV}$, А	I_{i-j}^{IV} , А	t_{i-j}^{IV} , с
		транзиту	відключення вимикача протилежного кінця ПЛ				
0	0-1	2,41	4,36	275	—	280	1
	0-2	2,31	3,86	209	—	210	1,6
	0-5	2,38	4,24	495	110	180	1,3
	0-7	1,61	2,94	191,6	—	200	1,3
1	1-0	не вводимо					
	1-2	2,57	5,04	72,52	—	100	1,6

Таблиця 5.8 (продовження)

№ ПС	ПЛ	$k_{\text{чуті-j}}^{IV}$ у режимах		$I_{\text{узлIII}i}^{IV}$, А	$I_{\text{узлIV}i-j}^{IV}$, А	I_{i-j}^{IV} , А	t_{i-j}^{IV} , с
		транзиту	відключенн я вимикача протилежн ого кінця ПЛ				
2	2-0	не вводимо					
	2-1	не вводимо					
	2-3	1,73	2,56	184,83	108,72	110	1,6
3	3-2	2,49	3,57	165	—	170	1
	3-4	2,64	3,25	337,79	190,93	200	1,3
4	4-3	3,39	4,21	363,4	98,06	100	1,3
	4-5	2,01	3,03	253	—	260	1
5	5-0	1,35	1,86	138,96	40,53	100	1,9
	5-4	2,74	5,21	259,06	71,96	100	1
	5-6	3,27	6,13	111,59	—	120	1
6	6-5	1,85	2,42	266,3	—	270	1
	6-7	не вводимо					
7	7-0	1,45	1,93	165,51	53,06	100	1,9
	7-6	2,85	3,63	339,23	199,11	200	1,3

Висновки по розділу 5

У п'ятому розділі нами було обрано уставки дистанційного захисту та струмового захисту нульової послідовності для кожної з повітряних ліній мережі 110 кВ. Обидва захисти реалізовуємо за допомогою терміналу REL650, що є мікропроцесорним терміналом фірми АВВ адаптованим для розподільчих мереж. Розрахунок обох типів захисту виконувався за допомогою ПЗ IEDKK, а саме розрахунок коефіцієнтів струмозподілу для обох захистів, та значень струмів відповідних типів коротких замикань по ділянкам мережі.

Було сформовано схеми заміщення прямої та нульової послідовності спираючись на параметри повітряних ліній та трансформаторів, розраховані у попередніх розділів. Для подальшого вибору уставок СЗНП і їх відповідності вимогам щодо селективності та чутливості було заземлено нейтралі трансформаторів ПС 7. Однак в процесі подальших розрахунків додатково було заземлено нейтралі трансформаторів ПС 3, 4, та 6. Це рішення обумовлено наявністю в мережі лише одного джерела струмів КЗ у вигляді еквіваленту зовнішньої мережі приєднаного у

балансуючому пункті, що погіршує умови вибору уставок віддалених від БП вузлів, особливо для слаборозгалужених вузлів.

Уставки дистанційного захисту першого ступеня покривають 85% лінії та мають час спрацювання 0 с. Уставки другого і третього ступенів обирались у режимах N–1 за допомогою узгодження даних ступенів з першими та другими ступенями захистів ПЛ, що відходять від ПС протилежного кінця лінії, відповідно. Другий ступінь має гарантовано захищати «свою» ПЛ, для чого було проведено перевірку чутливості при КЗ в кінці ПЛ, та не має спрацьовувати при КЗ на шинах 35 кВ ПС, що було враховано під час розрахунку. Час спрацювання другого ступеня обрано виходячи з часу першого ступеня, дії ПРВВ та відключення вимикача. Третя ступінь обиралася з вимоги відлаштування від максимального післяаварійного струмового навантаження ділянки та забезпечення дальнього резервування ПЛ та трансформаторів. Для захистів направлених у бік ПС 0 час спрацювання останньої ступені розраховувався через погодження з другими ступенями захисту та обрано рівним 1 с., в той час як для всіх інших терміналів час третього ступеня враховує час дії резервних захистів трансформаторів та дорівнює 3,4 с. Для кожного ступеня було накреслено полігональні характеристики.

Для розрахунку уставок струмового захисту нульової послідовності першого ступеня виконували відлаштування від струму по ділянці при КЗ на початку та в кінці ПЛ та встановлено час спрацювання – 0,1 с. Для перших трьох ступенів розраховано максимальний струм за якого забезпечується необхідна чутливість, для четвертого відповідну оцінку проводили за допомогою коефіцієнтів чутливості. Уставки СЗНП другого ступеня узгоджено по струму і часу з першими ступенями, а треті та четверті ступені узгоджувалися, з урахуванням забезпечення чутливості, з другими або третіми, та третіми або четвертими ступенями відповідно, з визначенням уставки по часу в залежності від ступеня з яким відбувалося узгодження.

6 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЄКТУ

6.1 Ідея стартап-проєкту

Розвиток існуючих та побудова нових електричних розподільчих мереж потребує визначення складу пристроїв релейного захисту здатних забезпечувати надійну, зручну та економічну експлуатацію мережі з перспективою покращення параметрів якості електричної енергії.

Ідея стартапу полягає у виборі пристрою РЗА REL650 фірми ABB для захисту мережі 110 кВ.

Метою цього розділу є проведення техніко-економічного аналізу пристрою REL650, проведення порівняльного аналізу його конкурентоздатності та оцінка економічної доцільності.

Опишемо ідею проєкту у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Використання REL650 для захисту ПЛ

Зміст ідеї	Напрями застосування	Очікувана вигода від втілення
Впровадження терміналу мікропроцесорного захисту типу REL650 для захисту ПЛ проєктованої мережі	Модернізація пристроїв релейного захисту існуючих ПЛ. Інтеграція терміналів у автоматизовані системи управління та захисту енергосистеми.	Підвищення рівня надійності та автоматизації розподільчої мережі. Зменшення часу усунення причин відключень та перерв в електропостачанні. Інтеграція технологій «Smart Grid».
Реалізація віддаленого доступу до систем керування та моніторингу терміналу на рівні централізованого управління мережею.	Використання функцій терміналу для діагностики, самодіагностики та обмінну даними у реальному часі.	Зменшення часу та витрат на зміну налаштувань терміналів. Можливість попередження неправильного спрацювання захистів та його виходу з ладу.
Оптимізація та автоматизація логіки роботи захисту.	Використання цифрових технологій та налаштування особливих функцій логіки терміналу REL650.	Підвищення рівню селективності та швидкодії захисту. Гнучкість та адаптивність.

6.2 Визначення конкурентної переваги

Сучасний рівень технологічного розвитку систем релейного захисту дозволяє покращити суттєво покращити надійність, селективність та швидкодію релейного захисту електричних мереж. З огляду на тенденції до цифровізації застосування

морально та фізично застарілих рішень створює перешкоду для розвитку новітніх технологій в енергетиці.

У межах запропонованого стартап-проєкту визначимо ключові технічні переваги:

- значно менший за електромеханічні реле час спрацювання захисту дозволяє прискорити усунення пошкоджень та зменшити вплив на динамічну стійкість енергосистеми;
- можливість інтеграції за допомогою підтримки стандарту IEC 61850 [13] дозволяє проводити координацію окремого терміналу з іншими пристроями захисту та автоматизації, покращує взаємодію з централізованими органами управління та диспетчеризації відходячи від необхідності фізичної присутності фахівців на місці встановлення пристрою;
- підвищення швидкості та точності розрахунку місця пошкоджень за допомогою зв'язку з іншими терміналами, що пришвидшує процес відновлення;
- більш зручний інтерфейс дозволяє проводити процес тестування, діагностики та налаштування дистанційно та автоматизувати рутинні операції вказаних операцій;
- економічна перевага завдяки зменшенню тривалості перерв у електропостачанні.

Проведемо аналіз конкурентів серед наступних варіантів: REL650 фірми ABB, 7SA52 фірми SIEMENS [14] та комплекту електромеханічних захистів фірми General Electric з дистанційного захисту типу CEY [15] та струмового захисту типу IAC [16]. Вказаний аналіз наведено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Оцінка конкурентоздатності за допомогою W-N-S

Техніко-економічні характеристики	REL650 ABB	7SA52 SIEMENS	Комплект CEY&IAC GE	W	N	S
Функціональність	Широка	Стандартна	Обмежена	REL650	7SA52	CEY&IAC GE
Людино-машинний інтерфейс	Так	Так	Ні	REL650 7SA52	–	CEY&IAC GE

Таблиця 6.2 (продовження)

Техніко-економічні характеристики	REL650 ABB	7SA52 SIEMENS	Комплект CEY&IAC GE	W	N	S
Швидкодія	15 мс	15мс	40 мс	REL650 7SA52	–	CEY&IAC GE
Відповідність ІЕС 61850	Так	Так	Ні	REL650 7SA52	–	CEY&IAC GE
Реєстрація аварійних подій	Так	Обмежена	Ні	REL650	7SA52	CEY&IAC GE
Дистанційний доступ	Так	Так	Ні	REL650 7SA52	–	CEY&IAC GE
Ціна, грн	46 000	83 000	29 000	CEY& IAC GE	REL650	7SA52

Визначимо важливість кожного з наведених параметрів за допомогою експертної оцінки наведеної в таблиці 6.3.

Оцінювання проводимо по семи параметрам за допомогою трьох експертів, тому суму рангів визначатимемо як:

$$R = \frac{N \cdot n(n+1)}{2} = \frac{3 \cdot 7 \cdot (7+1)}{2} = 84.$$

Таблиця 6.3 – Оцінка конкурентоздатності за допомогою W-N-S

Параметр	Оцінка експерта			Сума рангів, R	Відхиленн я, Δ_i	Δ_i^2
	1	2	3			
Функціональність	2	3	2	7	–5	25
Людино-машинний інтерфейс	5	2	3	10	–2	4
Швидкодія	1	1	1	3	–9	81
Відповідність ІЕС 61850	7	7	6	20	8	64
Реєстрація аварійних подій	3	4	5	12	0	0
Дистанційний доступ	6	6	7	19	7	49
Ціна, грн	4	5	4	13	1	1
	28	28	28	84	0	224

Середнє значення суми розрахуємо наступним чином:

$$T = R \cdot \frac{1}{n} = 84 \cdot \frac{1}{7} = 12.$$

Знайдемо коефіцієнт узгодженості:

$$W = \frac{12 \cdot S}{N^2 \cdot (n^3 - n)} = \frac{12 \cdot 224}{3^2 \cdot (7^3 - 7)} = 0,8.$$

Для вказаного типу обладнання мінімальним значенням вищезазначеного коефіцієнту є 0,77, так як розраховане значення більше, то вважаємо оцінку експертів вартою уваги.

6.3 Технологічний аудит проєкту

Метою проведення технологічного аудиту є оцінка ризиків та технічної готовності пристроїв. Визначимо відповідність встановлення терміналу REL650 як мікропроцесорного терміналу захисту розподільчої мережі чинним технічним та законодавчим вимогам у таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Технологічний аудит проєкту

Складова аудиту	Аспект	Складові частини
Апаратне забезпечення	Центральні елементи пристрою	Високопродуктивний процесор, модулі аналогових сигналів, дискретні та вимірювальні входи, інтерфейс зовнішнього доступу.
	Сертифікація та відповідність стандартам	Апаратна платформа відповідає стандартам ІЕС 60255 [17] та ІЕС 61850, що дозволяє реалізовувати проєкти цифрових підстанцій за допомогою вказаного реле.
	Надійність	Для виготовлення реле використано якісні матеріали, а функція самодіагностики дозволяє попередити несправності.
Програмне забезпечення	Стан	Створення та робота з конфігураціями за допомогою ПЗ РСМ600. Можливість віддаленого підключення до терміналу.
	Перспективи розвитку	Використання гнучкої логіки, адаптивного розрахунку уставок.
Ризики	Технічні ризики	Відмови ПЗ та вразливість до кібератак при недостатньому рівні забезпечення технологічного зв'язку.
	Організаційні ризики	Недостатній професіоналізм та рівень знань, низький рівень захисту інформації та контролю доступу може призвести до неправильної роботи пристрою.
	Заходи щодо зменшення ризиків	Проведення регулярного технічного обслуговування, підвищення рівня обізнаності персоналу про кіберзагрози та створення інфраструктури для виключення доступу сторонніх осіб.

6.4 Економічні характеристики проєкту

Проведемо порівняльний економічний аналіз проєктів конкурентних та аналогічних варіантів виконання релейного захисту однієї з підстанцій мережі 110 кВ. Результати аналізу зазначено в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Економічний аналіз варіантів проєкту

Економічні характеристики	REL650 ABB	7SA52 SIEMENS	Комплект CEY&IAC GE
Вартість терміналу, грн	460 000	830 000	290 000
Вимірювальні трансформатори, грн	150 000	150 000	150 000
Корпус панелі, грн	100 000	100 000	200 000
Монтажні, пусконаладжувальні, проєктні роботи, грн	1 008 000	1 310 500	2 005 600
Сума, грн	1 718 000	2 390 500	2 645 600

REL650 виконує основну функцію у вигляді резервного захисту ПЛ, з розділу 3.3 приймаємо найбільшу вартість ПЛ мережі рівною 194152,28 тис. грн. Вартість ремонту приймаємо на рівні 6% від початкової вартості, а експлуатаційні витрати на рівні 10119,228 тис. грн.

Норма прибутку для проєкту встановлення REL650:

$$R_I = \frac{P_P}{K} = \frac{194152,28 \cdot 5,3\% - 10119,228}{1718 \cdot 2} = 0,445.$$

Норма прибутку для проєкту встановлення 7SA52:

$$R_{II} = \frac{P_P}{K} = \frac{194152,28 \cdot 6\% - 10119,228}{2390,5 \cdot 2} = 0,32.$$

Норма прибутку для проєкту встановлення CEY&IAC GE:

$$R_{III} = \frac{P_P}{K} = \frac{194152,28 \cdot 5,3\% - 10119,228}{2645,6 \cdot 2} = 0,289.$$

Проєкт з використанням REL650 матиме найменший термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_I} = \frac{1}{0,445} = 2,247 \text{ року.}$$

Висновки по розділу 6

У шостому розділі нами було проведено техніко-економічний аналіз трьох варіантів виконання релейного захисту, а саме за допомогою терміналів REL650, 7SA52, CEY&IAC фірм ABB, SIEMENS та General Electric відповідно. Так перші два варіанти мають в собі мікропроцесорні термінали захисту, в той час як третій є комплектом електромеханічного дистанційного та струмового захистів.

Найбільшу економічну та технічну доцільність має проєкт використання REL650 через поєднання економічності та технологічності вказаного терміналу. Виконання за допомогою терміналу 7SA52 також може мати місце, за умови використання терміналу вказаної фірми в інших фрагментах мережі, для забезпечення сумісності по деяким функціям вказаного терміналу. Використання ж електромеханічного комплекту ж вважаю недоцільним, через зупинку виробництва нових моделей та комплектуючих, низька можливість щодо інтеграції вказаного комплекту в цифрові системи управління та вищу вартість реалізації.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Магістерську дисертацію на тему «Застосування математичних методів та моделей для оптимального розвитку електричних мереж енергосистем» присвячено розрахунку оптимальної конфігурації розподільчої мережі, параметрів сталих і перехідних режимів, вибору її складових частин та уставок релейного захисту.

1) За результатами використання методу найменших квадратів було визначено проміжки потужностей, що протікають по ПЛ, за яких зберігається економічна доцільність побудови ПЛ для наступних перерізів: АС-70 від 0 до 8 МВт, для АС-120 – 8-15 МВт, АС-240 – 15-36 МВт, АС-2х240 – від 36 МВт. Отримані економічні інтервали дозволяють визначити якою маркою проводу з вищенаведених найбільш доцільно виконувати побудову нової мережі, заданої ситуаційним планом.

2) Використовуючи метод поконтурної оптимізації, визначено оптимальний склад заданої мережі. За результатами оптимізації доцільно виключити ділянки 1-2, 3-4, 0-7, що призводить до зменшення сумарних витрат до 215,728 млн. грн., 510,861 млн. грн. та 353,474 млн. грн. для першого, другого та третього контурів відповідно.

3) За результатами порівняльного аналізу було визначено оптимальний склад та перерізів проводів та блоків трансформаторів, а саме для ділянок 0-1, 0-2, 0-5, 0-7 обираємо провід перерізом 240 мм², для ділянок 2-3, 4-5, 6-7 – 120 мм² та для ділянок 1-2, 3-4, 5-6 – 70 мм². У кожному пункті мережі встановлено блок з двох трансформаторів типів ТДН-10000/110 (пункти 3 та 7) або ТДТН з потужністю 16 МВА (пункти 2, 4 та 6), 25 МВА (пункт 5) та 40 МВА (пункт 1).

4) Аналіз режимних параметрів за максимальних та мінімальних навантажень, післяаварійного режиму, розрахованих ітераційно методом контурних рівнянь, показує, що для всіх ділянок значення струмового навантаження менше за максимально допустиме значення, обумовлене маркою проводу, отже обрані у попередньому розділі перерізи можна використовувати у всіх розглянутих режимах мережі. За використання визначених оптимальних положень пристроїв РПН та ПБЗ розрахункові рівні напруги на шинах 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ підстанцій мережі лежать у межах $\pm 10\%$ від номінальної напруги, що передбачено ДСТУ EN 50160:2023[7].

5) Обрано уставки дистанційного захисту та струмового захисту нульової послідовності для терміналу REL650. Розрахунок проводився з урахуванням режиму N–1 та режиму мінімальних навантажень, що полягає у додатковому відключенні одного з трансформаторів підстанції. Визначено режим заземлення нейтралей трансформаторів мережі, за яким заземлення нейтралей проводимо на ПС 3, 4, 6 та 7, для забезпечення чутливості СЗНП. Результати розрахунку подано у вигляді карти уставок та побудовано полігональні характеристики ДЗ на відповідних кресленнях.

6) Виконано техніко-економічне порівняння варіантів виконання захисту ПЛ мережі, а саме терміналів REL650, 7SA52, CEY&IAC фірм ABB, SIEMENS та General Electric відповідно. Для обраної мережі доцільно обрати проєкт використання саме терміналу REL650 фірми ABB, виходячи з економічних та технічних переваг вказаного пристрою над більш дорогим терміналом 7SA52 та застрілим комплектом з електромеханічних реле CEY&IAC.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр» з тематики районних електричних мереж для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців з напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський - К.: І ВЦ «Видавництво Політехніка», 2007. - 100 с.
2. Моделі оптимального розвитку енергосистем: Навчальний посібник. [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійної та освітньо-наукової програм магістерської підготовки. / В. А. Баженов; КПІ ім. Ігоря Сікорського.— Електронні текстові данні (1 файл: 4,32 Мбайт).— Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. — 56 с.
3. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Типового положення з планування, обліку і калькулювання собівартості продукції (робіт, послуг) у промисловості» від 26 квітня 1996 року №473. URL: <https://ips.ligazakon.net/document/TM013078> (дата звернення 05.06.2024).
4. Районні електричні мережі: Метод. вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Економічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська — К.: НТУУ «КПІ», 2009. - 95 с.
5. Про затвердження Правил улаштування електроустановок: Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості від 21.07.2017 р. №476. URL: <https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/pue.pdf> (дата звернення 04.05.2024).
6. Районні електричні мережі : Курсовий проект [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Ян

ковська, О. С. Богомоллова. - Електронні текстові дані (1 файл: 12,54 МБ). — Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. - 118 с.

7. ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT) [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=106226 (дата звернення 10.09.2025).

8. Line distance protection REL670 product guide [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://studylib.net/doc/25744142/rel670-data-sheet> (дата звернення 05.10.2025).

9. Line distance protection REL650 Version 2.2 IEC Technical manual [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://publisher.hitachienergy.com/preview?DocumentID=1MRK506382-UEN&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=launch&DocumentRevisionId=K> (дата звернення 11.11.2025).

10. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с., рис. 41, табл. 20.

11. Яндульський О. С. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. / О. С. Яндульський, О. О. Дмитренко. – К. : НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с.

12. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем : Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2015. – 504 с.

13. ДСТУ IEC 61850-5:2019 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 5. Технічні вимоги до функцій і моделей приладів (IEC 61850-5:2013, IDT) [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=86046 (дата звернення 13.10.2025).

14. SIPROTEC 4 Distance Protection 7SA522 [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:

https://cache.industry.siemens.com/dl/files/402/109743402/att_903694/v1/7SA522x_Manual_A9_V047100_en.pdf (дата звернення 05.11.2025).

15. GEH-2041 Mho Distance Relay Type CEY16A [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://electricalmanuals.net/index.php?option=comedocman&view=document&id=10306&catid=2899&Itemid=113> (дата звернення 01.10.2025).

16. GEK-34054H Time Overcurrent Relays [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.npeinc.com/manuals/Adobe%20E-Manuals/GE%20Relays/GEK-34054H%20Time%20Overcurrent%20Relays%20Types%20IAC53A,B%2054A,B.pdf> (дата звернення 01.10.2025).

17. ДСТУ EN 60255-1:2022 Вимірювальні реле та захисне обладнання. Частина 1. Загальні вимоги (EN 60255-1:2010, IDT; IEC 60255-1:2009, IDT) [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=108518 (дата звернення 13.10.2025).

18. Яндульський О. С., Моссаковський В. І. Критерії оцінювання встановленої трансформаторної потужності на розподільчих підстанціях електричних мереж / Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія». – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 3. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2022.270246>.

19. Баженов В. А. Використання методу гілок і границь для оптимізації розвитку електричних мереж сучасних енергосистем // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2021. – № 5. – с. 64–69. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-159-6-64-69>.

20. Рій І. В., Кацадзе Т. Л. Навантажувальні режими трансформатора // Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготики та автоматики». – 2024. – с. 90–93.

21. Визначення зарядної ємності лінії електропередавання з урахуванням провисання проводу / Т. Л. Кацадзе [та ін.] Праці Інституту електродинаміки. 2024. Т. 67, № 1 - С.39-47. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.039>.

ДОДАТОК А

РЕЗУЛЬТАТИ ПЕРЕВІРКИ ДИСЕРТАЦІЇ НА ПЛАГІАТ



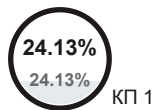
Звіт подібності

Метадані

Назва організації		підрозділ		
National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute		ФЕА, Кафедра електричних мереж і систем		
Заголовок				
Застосування математичних методів та моделей для оптимального розвитку електричних мереж енергосистеми				
Автор		Науковий керівник / Експерт		
Кузенний Єгор Олександрович		Баженов Володимир Андрійович		
Кількість слів	Кількість символів	Дата звіту	Дата редагування	ІД документу
23154	134523	12/12/2025	---	332842651

Обсяг знайдених подібностей

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.



23154

Кількість слів

134523

Кількість символів

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв		298
Інтервали		0
Мікропробіли		0
Білі знаки		0
Парафрази (SmartMarks)		427

Джерела

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Колір тексту означає в якому джерелі він був знайдений. Ці джерела і значення Коефіцієнту Подібності не відображають прямого плагіату. Необхідно відкрити кожне джерело і проаналізувати зміст і правильність оформлення джерела.

10 найдовших фраз

Копір тексту

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	НАЗВА ТА АДРЕСА ДЖЕРЕЛА URL (НАЗВА БАЗИ)	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
1	Оптимізація розвитку та розрахунків режимів електричних мереж енергосистем 3/15/2025 National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute (National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute)	164 0.71 %