

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

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра електричних мереж та систем**

«На правах рукопису»  
УДК 621.311

«До захисту допущено»

В. о. завідувача кафедри  
\_\_\_\_\_ Теймураз КАЦАДЗЕ  
“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2024 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 для оптимального розвитку електричних  
мереж енергосистем»**

Виконав:

студент II курсу, групи ЕС-21мп  
Сидоренко Валерій Анатолійович

\_\_\_\_\_

Науковий керівник:

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

\_\_\_\_\_

Консультант з розділу «Релейний захист»:

доцент кафедри автоматизації енергосистем, к. т. н.  
Омельчук Анатолій Олександрович

\_\_\_\_\_

Консультант з розділу «Стартап-проект»:

доцент кафедри економіки і підприємництва, к. т. н.  
Красношопка Володимир Володимирович

\_\_\_\_\_

Консультант з розділу «Проектування підстанції»:

ас. кафедри електричних мереж та систем  
Моссаковський Вадим Ігорович

\_\_\_\_\_

Рецензент:

доцент кафедри АЕМС-ЕП, к. т. н.,  
Пушкар Микола Васильович

\_\_\_\_\_

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

Студент \_\_\_\_\_

Київ – 2024 року

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

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В. о. завідувача кафедри

\_\_\_\_\_ Теймураз КАЦАДЗЕ

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на магістерську дисертацію студенту**

**Сидоренко Валерій Анатолійович**

1. Тема дисертації: «Застосування математичних методів для оптимального розвитку електричних мереж енергосистем», \_\_науковий керівник дисертації Баженов Володимир Андрійович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «03» листопада 2023 р. №5131-с.
2. Термін подання студентом дисертації: 10 січня 2024 р.
3. Об'єкт дослідження: замкнена електрична мережа напругою 110 кВ.
4. Вихідні дані: ситуаційний план районної електричної мережі (див. Додаток до завдання на дипломний проєкт).
5. Перелік завдань, які необхідно розробити:
  - 1) побудова функції оптимальних витрат для лінії 110 кВ;
  - 2) апроксимація функції оптимальних витрат для лінії 110 кВ;
  - 3) знаходження оптимальної електричної мережі методом покомтурної оптимізації;
  - 4) вибір параметрів ліній та трансформаторів;
  - 5) розрахунок усталених режимів роботи електричної мережі;
  - 6) вибір обладнання ПС 110/35/10 кВ електричної мережі;
  - 7) розрахунок диференційного захисту трансформатора;
  - 8) розробка стартап-проєкту.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) функція оптимальних витрат;
- 2) вибір оптимальної конфігурації мережі;
- 3) принципова схема РЕМ;
- 4) розрахунок режимів роботи РЕМ;
- 5) головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10;
- 6) підстанція 110/35/10 кВ;
- 7) підстанція 110/35/10 в розрізі;
- 8) мікропроцесорний дистанційний захист ЛЕП 110 кВ.

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

8. Консультанти розділів дисертації

| Розділ                  | Прізвище, ініціали та посада консультанта                             | Підпис, дата      |                     |
|-------------------------|-----------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------------|
|                         |                                                                       | завдання<br>видав | завдання<br>прийняв |
| Релейний захист         | Омельчук А.О., доцент кафедри автоматизації енергосистем, к. т. н.    |                   |                     |
| Стартап-проект          | Красношапка В.В., доцент кафедри економіки і підприємництва, к. т. н. |                   |                     |
| Проектування підстанції | Моссаковський В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем     |                   |                     |

9. Дата видачі завдання 31 жовтня 2023 року.

Календарний план

| № з/п | Назва етапів виконання магістерської дисертації                             | Термін виконання етапів магістерської дисертації | Примітка |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|----------|
| 1     | Побудова функції оптимальних витрат ПЛ-110 кВ                               |                                                  |          |
| 2     | Вибір оптимальної конфігурації мережі                                       |                                                  |          |
| 3     | Вибір силових трансформаторів та розрахунок усталених режимів роботи мережі |                                                  |          |
| 4     | Вибір регулювальних відгалуджень РПН І ПБЗ                                  |                                                  |          |
| 5     | Проектування підстанції 110/35/10                                           |                                                  |          |
| 6     | Вибір та розрахунок релейного захисту трансформатора                        |                                                  |          |
| 7     | Розроблення стартап-проекту                                                 |                                                  |          |
| 8     | Оформлення пояснювальної записки та графічної частини                       |                                                  |          |

Студент \_\_\_\_\_

Валерій СИДОРЕНКО

Науковий керівник \_\_\_\_\_

Володимир БАЖЕНОВ

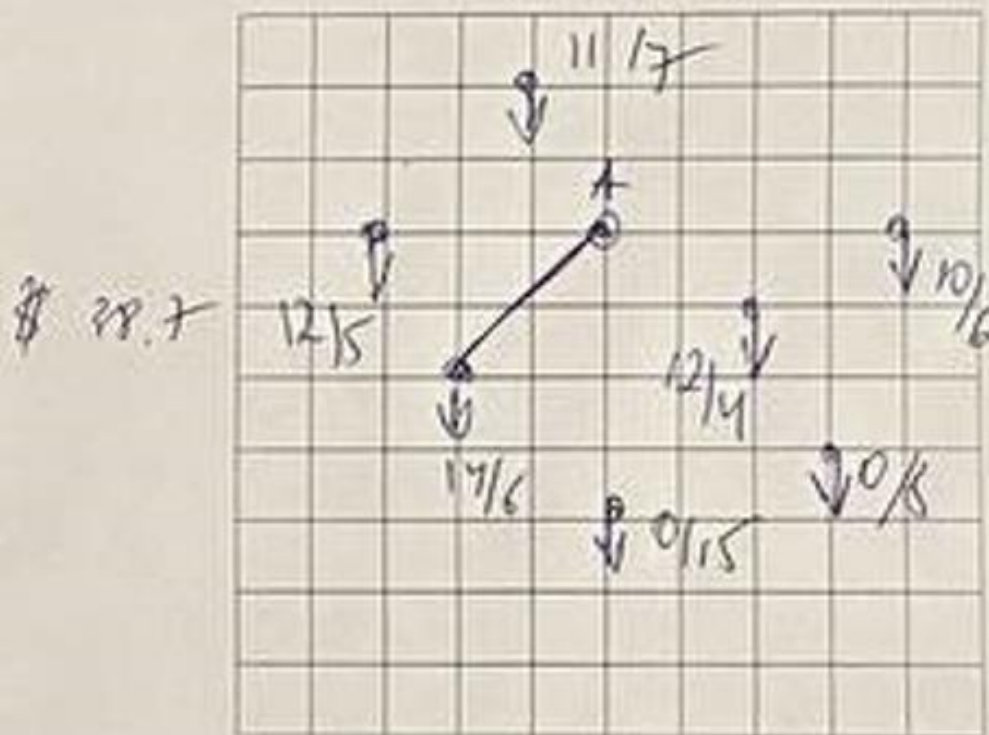
НТУУ "КПІ"  
Кафедра ЕМС

Група ЕС-21мн

Студент Сидоренко

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

Ситуаційний план  
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проєкту:

- Номінальна напруга мережі  $U_n = 110$  кВ.
- Балансуючий пункт у точці Д.
- Відстань між пунктами  $L$  (км) та активні потужності пунктів  $P$  (МВт) - за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{\text{н}} = 0,82$   $\cos \varphi_{\text{м}} = 0,84$   $T_{\text{н}} = 5200$  [год/ро]
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Львів.
- Коефіцієнт збільшення активного навантаження пунктів у режимі мінімального навантаження  $\beta = 62$  (%),  $p-n$  I-II.
- $M_{\text{гем}} =$  [МВт/км],  $a_n =$

Примітки:

1. На ситуаційному плані дробом означають активні навантаження: чисельник - навантаження на стороні С.П., знаменник - навантаження на стороні Н.П.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез в даній мережі трьохконтурних схем мережі.

Завдання  
вкладено

Дата \_\_\_\_\_

Підпис викладача \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 144 сторінках формату А4, яка включає в себе 28 рисунків, 62 таблиць, 21 джерело використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

В дисертації виконано проєкт районної електричної мережі напругою 110 кВ та електричної частини підстанції 110/35/10 кВ. Розроблено стартап-проєкт, розглянуто питання релейного захисту та охорони праці.

Актуальність теми: Проєктування електроенергетичних систем вимагає комплексного підходу до вибору і оптимізації схем електричних мереж та техніко-економічного обґрунтування рішень, що визначають склад, структуру, зовнішні і внутрішні зв'язки, динаміку розвитку, параметри і надійність роботи системи в цілому чи її окремих елементів. Потреба в новому будівництві в енергетиці вимагає великих обсягів інвестицій, залучення яких необхідно обґрунтувати як їхню ефективність, так і можливості своєчасного повернення вкладених коштів. При розгляді питань будівництва нової мережі важливим фактором є вибір її схеми, так як до цього залежать витрати на втрати електричної енергії. Врахування цього фактору є доцільним, так як найменші капіталовкладення для схеми мережі є не завжди технічно й економічно ефективними.

Мета магістерської дисертації: визначення оптимальної конфігурації електричної мережі напругою 110 кВ, а саме: вибір оптимальної конфігурації мережі, вибір трансформаторів в пунктах навантаження, розрахунок режимів роботи мережі.

Об'єкт дослідження: електрична мережа напругою 110 кВ.

Предмет дослідження: оптимізація розвитку електричної мережі.

Методи дослідження. В основу роботи покладено вибір оптимальної мережі напругою 10 кВ методом впорядкованого виключення гілок. Обробка результатів дослідження виконувалася з використанням сучасного прикладного програмного забезпечення: Microsoft Word, Microsoft Visio та MathCad.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у розгляданні методів вибору оптимальної конфігурації мережі, що дозволяє обрати найвигідніший варіант електричної мережі.

ОПТИМАЛЬНІ ВИТРАТИ, АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ, ОПТИМІЗАЦІЯ, МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, МЕТОД ПОКОНТУРНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ.

## ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 144 A4 pages, which includes 28 figures, 62 tables, 21 sources of literature used. The graphic part contains 8 sheets of technical drawings in A1 format.

In the dissertation the project of the district electric network of 110 kV voltage and the electrical part of the substation 110/35/10 kV was executed. A startup project has been developed, issues of relay protection and labor protection have been considered.

Relevance of the topic: Designing power systems requires a comprehensive approach to the selection and optimization of circuits of electrical networks and feasibility study of the decisions that determine the composition, structure, external and internal relationships, dynamics of development, parameters and reliability of the system as a whole or its individual elements. The need for new construction in the energy sector requires a large amount of investment, the involvement of which must be justified both by their efficiency and the possibility of timely return on their investment. When considering the construction of a new network, an important factor is the choice of its scheme, since the cost of losing electricity depends on it. This factor is appropriate, since the smallest investment for a network scheme is not always technically and cost-effective.

The purpose of the master's thesis is to determine the optimal configuration of the 110 kV electrical network, namely: the choice of the optimal network configuration, the choice of transformers at load points, the calculation of the modes of operation of the network.

Object of the study: 110 kV electrical network.

Subject of research: optimization of electric network development.

Research methods. The basis of the work is the choice of an optimal network of 10 kV by the method of orderly exclusion of branches. The study results were processed using modern application software: Microsoft Word, Microsoft Visio and MathCad.

The scientific novelty of the obtained results is to consider the methods of choosing the optimal network configuration, which allows to choose the most favorable variant of the electrical network.

OPTIMAL COSTS, FUNCTION APPROXIMATION, OPTIMIZATION,  
MATHEMATICAL MODEL, ELECTRICAL NETWORK, CONTOUR OPTIMIZATION  
METHOD.

## ЗМІСТ

|                                                                                                            |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Перелік умовних скорочень .....                                                                            | 11  |
| Вступ.....                                                                                                 | 12  |
| 1 Побудова функції оптимальних витрат .....                                                                | 14  |
| 1.1 Загальні положення.....                                                                                | 14  |
| 1.2 Побудова функції оптимальних витрат .....                                                              | 16  |
| 1.3 Апроксимація функції оптимальних витрат.....                                                           | 20  |
| Висновки по розділу 1 .....                                                                                | 25  |
| 2 Визначення оптимальної конфігурації проектованої електричної мережі .....                                | 26  |
| 2.1 Загальні положення.....                                                                                | 26  |
| 2.2 Метод поконтурної оптимізації .....                                                                    | 30  |
| Висновки по розділу 2 .....                                                                                | 33  |
| 3 Розрахунок режимів роботи електричної мережі .....                                                       | 34  |
| 3.1 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях.....                                 | 34  |
| 3.2 Вибір кількості кіл і перерізів проводів ділянок замкненої мережі .....                                | 37  |
| 3.3 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі .....                                       | 42  |
| 3.4 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях.....                                    | 48  |
| 3.5 Розрахунок режиму роботи мережі при мінімальних навантаженнях .....                                    | 70  |
| 3.6 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі .....                                                  | 80  |
| Висновок до розділу 3.....                                                                                 | 87  |
| 4 Вибір регулювальних відгалуджень РПН і ПБЗ .....                                                         | 88  |
| 4.1 Загальні положення.....                                                                                | 88  |
| 4.2 Регулювання напруги трансформаторів .....                                                              | 91  |
| Висновок до розділу 4.....                                                                                 | 95  |
| 5 Проєкт електричної частини районної підстанції в п.7 110/35/10 кВ у вузлі електричної мережі 110 кВ..... | 96  |
| 5.1 Опис вузла електромережі .....                                                                         | 96  |
| 5.2 Вибір схем ВРП-110 кВ, ВРП-35 кВ та ЗРП-10 кВ.....                                                     | 96  |
| 5.3 Розрахунок струмів КЗ .....                                                                            | 96  |
| 5.4 Вибір обладнання ВРП-110 кВ .....                                                                      | 100 |

|                                                                      |     |
|----------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.5 Вибір обладнання ВРП-35 кВ .....                                 | 103 |
| 5.6 Вибір обладнання ЗРП-10 кВ .....                                 | 104 |
| 5.7 Вимірювальні трансформатори .....                                | 106 |
| 5.8 Оперативний струм та освітлення .....                            | 109 |
| 5.9 Розрахунок блискавкозахисту .....                                | 110 |
| 5.9 Розрахунок заземлення підстанції .....                           | 111 |
| Висновок до розділу 5 .....                                          | 112 |
| 6 Мікропроцесорний дистанційний захист повітряної лінії 110 кВ ..... | 114 |
| 6.1 Вибір параметрів спрацювання дистанційних захистів .....         | 115 |
| 6.1.1 Перший ступінь дистанційного захисту ПС 1 .....                | 116 |
| 6.1.2 Другий ступінь дистанційного захисту ПС 1 .....                | 117 |
| 6.1.3 Третій ступінь дистанційного захисту ПС 1 .....                | 118 |
| 6.1.4 Дистанційний захист ПС 2 .....                                 | 119 |
| 6.2 Побудова карти селективності .....                               | 120 |
| 6.3 Пристрій захисту REL 670 .....                                   | 121 |
| Висновок до розділу 6 .....                                          | 124 |
| 7 Розроблення стартап-проекту .....                                  | 125 |
| 7.1 Загальні положення .....                                         | 125 |
| 7.2 Технологічний аудит ідеї проекту .....                           | 125 |
| 7.3 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту .....     | 128 |
| 7.4 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту .....        | 136 |
| Висновки по розділу 7 .....                                          | 136 |
| Загальні висновки .....                                              | 138 |
| Список використаних джерел .....                                     | 142 |
| Додаток А. Результати перевірки на плагіат .....                     | 144 |

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

|      |   |                                     |
|------|---|-------------------------------------|
| ЛЕП  | — | лінія електропередавання;           |
| ПЛ   | — | повітряна лінія;                    |
| ПЛЕП | — | повітряна лінія електропередавання; |
| БП   | — | балансуючий пункт;                  |
| ПБЗ  | — | переключення без збудження;         |
| ВН   | — | висока напруга трансформатора;      |
| БП   | — | балансуючий пункт;                  |
| СН   | — | середня напруга трансформатора;     |
| НН   | — | низька напруга трансформатора;      |
| КЗ   | — | коротке замикання;                  |
| НХ   | — | неробочий хід;                      |
| ЕЕС  | — | енергетична система;                |
| РПН  | — | регулювання під навантаженням.      |

## ВСТУП

У даній магістерській дисертації буде проведено аналіз вибору оптимальної конфігурації електричної мережі на напрузі 110 кВ, включаючи тип трансформаторів, їх кількість на підстанціях, перерізи повітряних ліній електропередач та їх типи. Для досягнення мети роботи будуть проведені розрахунки режимів роботи отриманої конфігурації електричної мережі.

Повітряні лінії електропередачі (далі ПЛЕП) служать для передачі, а також розподілу електричної енергії по дротах, котрі розташовані у повітрі та закріплюються лінійною апаратурою і ізоляторами на опорах, або на стійках інженерних споруд (мости, будинки, тощо).

Електроенергетичною системою (далі ЕЕС) є сукупність обладнання, котре призначене для передачі, перетворення, розподілу, виробництва і споживання електричної енергії. Одночасність та нерозривність процесів виробництва, розподілу та споживання електричної енергії – це основна особливість електроенергетичних систем.

Основним завданням при проектуванні ПЛЕП є забезпечення основних вимог, таких як:

- достатня пропускна спроможність ЛЕП;
- достатня механічна міцність конструкції лінії;
- електрична безпека експлуатації лінії.

Оптимізуючи розвиток електромереж вибираються напруга та конфігурація мережі, визначається черговість спорудження об'єктів. Критерієм оптимальності при оптимізації приймається сума оптимальних витрат усіх елементів мережі. Щодо динаміки розвитку мереж, вимог до надійності та якості електропостачання, обмеження пропускної здатності ліній електропередавання та трансформаторних підстанцій, ці параметри також мають враховуватися.

Метою даної роботи можна назвати створення даних, з подальшою можливістю у застосуванні їх для автоматизації проектування повітряних ліній електропередачі. Основними даними при оптимізації вважаються навантаження електричної мережі на різних етапах розвитку; розрахункова схема електричної мережі, котра включає в себе

існуючі й можливі для спорудження лінії електропередач і підстанції; технічні характеристики і вартісні показники елементів мережі.

Вибір оптимальної конфігурації проєктованої електричної мережі 110 кВ є другим розділом проєкту.

Третім розділом розраховуються режими роботи тієї конфігурації електричної мережі, котра була прийнята в попередньому розділі для побудови.

У четвертому розділі відбувся вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів у пунктах навантаження.

П'ятим розділом є проєктування електричної частини підстанції: вибір схеми електричних з'єднань та вибір електрообладнання.

Шостим розділом є розглядання питання з охорон праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях монтуючи повітряну лінію електропередач напругою 110 кВ.

У сьомому розділі виконано розрахунок релейного захисту для заданої ділянки лінії електропередавання.

Восьмий розділ – це стартап проєкт, де розглядається вибір оптимальної конфігурації електричної мережі.

# 1 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ СУМАРНИХ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

## 1.1 Загальні положення

Проектування електричних мереж полягає в обґрунтуванні схеми розвитку мережі, обранні складу та параметрів, входних в них об'єктів та термінів їхнього будівництва.

Завдання оптимізації схем мережі полягає в тому щоб забезпечити мінімум витрат при спорудженні та експлуатації всіх об'єктів проєктованої або існуючої електромережі при дотриманні вимог до надійності та якості електропостачання.

За критерій оптимальності при розв'язанні задачі оптимізації розвитку електричної мережі використовується сума дисконтних витрат за всіма елементами мережі вигляду:

$$Z_{\text{ДС}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{розр}}} (B_t + K_t + L_t) \times (1+E)^t, \quad (1.1)$$

де  $Z_{\text{ДС}}$  – значення функції сумарних дисконтних витрат, тис. грн/рік;

$B_t$  – сумарні щорічні витрати, тис. грн/рік, котрі дорівнюють сумі витрат на експлуатацію (за відсутності урахувань на амортизаційні відрахування), оплати кредитних відсотків та витрат на покриття втрат електричної енергії;

$K_t$  – капіталовкладення в об'єкт, який споруджується, протягом  $t$ -го року розрахункового періоду;

$L_t$  – Надлишкова вартість демонтованого устаткування у  $t$ -й рік періоду розрахунку, тис. грн/рік (для об'єктів, які споруджують знову);

$E$  – норма дисконту, дане значення прирівнюється до відсоткової ставки Нацбанку України за довготерміновими вкладками (приймають  $E=0,1$ );

$T_{\text{розр}}$  – розрахунковий період, протягом якого визначають ефективність інвестицій (для електроенергетики України  $T_{\text{розр}} = 25$  років).

Умова оптимальності може формулюватися у вигляді мінімуму суми динамічних дисконтних витрат по всім елементам мережі:

$$Z^C = \sum_{i=M} Z_i, \quad (1.2)$$

де  $i$  – індекс гілок мережі;

$M$  – безліч допустимих гілок.

До складу елементів мережі входить трансформатор і лінія електропередачі. Кожен елемент може характеризуватися рядом деяких параметрів, серед котрих є, наприклад, потужність, напруга, кількість трансформаторів на підстанції, перерізи і кількість ланцюгів лінії. Такі параметри можуть називатися дисконтними, і це викликає великі труднощі при розв'язанні заданої задачі оптимізації. Такі параметри представляються функціями потоку потужності по трансформатору або по лінії. При проєктуванні для скорочення розмірності завдання є можливість їх виключити з числа незалежних змінних. Метод економічних інтервалів можна використати для виключання  $i$ -ї електричної мережі, при передачі по ній потоку потужності  $P$ , можуть бути записані у такому вигляді:

$$Z_i(P_i) = \min[Z_{i1}(P_{i1}), Z_{i2}(P_{i2}), \dots, Z_{iv}(P_{iv})], \quad (1.3)$$

де  $V$  – загальна кількість варіантів технічного виконання 1-ї гілки.

Витрати в лінії електропередачі визначаються з виразу:

$$Z_v = Z_{v0} l, \quad (1.4)$$

де  $l$  – довжина лінії;

$Z_{v0}$  – приведені витрати для спорудження і експлуатації одиниці довжини лінії заданого типу та напруги з перерізом  $S_v$ .

Тоді функція сумарних дисконтних витрат представляється у вигляді:

$$Z_{v0} = \frac{p_a \times K_{v0}}{E} + K_{v0} + \frac{p^2}{U_H^2 \times E} \times r_{v0} \times Z_e \times \tau, \quad (1.5)$$

де  $p_a$  – щорічні відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ЛЕП;

$K_{v0}$  – капіталовкладення в одиницю довжини лінії перерізом  $S_v$ ;

$E$  – норма дисконту;

$U$  – номінальна напруга;

$r_{v0}$  – погонний активний опір лінії перерізом  $S_v$ ;

$Z_e$  – питома вартість втрат електроенергії;

$\tau$  – число годин максимальних втрат електроенергії;

При проектуванні лінії якщо  $P=0$ , то  $Z_{v0}$  також приймають рівним 0.

Функція може бути представлена у вигляді:

$$Z_{v0} = a_{v0} + b_{v0} \cdot P^2, \quad (1.6)$$

де  $a_{v0}$  і  $b_{v0}$  – коефіцієнти параболи.

Схожі функції можна представити для усіх  $v=1,2,\dots,V$  перерізів ліній заданого типу і напруги.

Постійна частина витрат у процесі оптимізації не змінюється та тому її можна виключити із цільової функції. В такому випадку функція витрат проходить через початок координат [1].

## 1.2 Складання функції сумарних дисконтованих витрат

Функція сумарних дисконтованих витрат виглядає так:

$$Z_{v0} = \frac{p_a \cdot K_{v0}}{E} + K_{v0} + \frac{p^2}{U_H^2 \cdot E} \cdot r_{v0} \cdot Z_e \cdot \tau, \quad (1.7)$$

де  $p_a = 1,2\%$  – щорічні відрахування на обслуговування ЛЕП, амортизацію і ремонт;

$E = 0,1$  – норма дисконту;

$U_H = 110$  кВ – номінальна напруга;

$z_e = 295$  коп/(кВт·год) – питома вартість втрат електроенергії (взята із таблиці за прогнозами Світового банку);

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10000}) \cdot 8760 = (0,124 + \frac{5200}{10000}) \cdot 8760 = 3633,087 \quad \text{год/рік} \quad - \quad \text{час}$$

максимальних втрат.

Погонні активні опори ліній для перерізів  $70\text{мм}^2, 120\text{мм}^2, 240\text{мм}^2$  становлять:

$$r_{v0(70)} = 0,422 \text{ Ом/км};$$

$$r_{v0(120)} = 0,244 \text{ Ом/км};$$

$$r_{v0(240)} = 0,120 \text{ Ом/км};$$

Базові показники вартості повітряної лінії 110 кВ на залізобетонних опорах для перерізів  $70\text{мм}^2, 120\text{мм}^2, 240\text{мм}^2$  виходячи з курсу валют 5,00 гривень за 1 долар США, будуть становити:

$$K_{v0(70)} = 275 \text{ тис грн/км};$$

$$K_{v0(120)} = 295 \text{ тис грн/км};$$

$$K_{v0(240)} = 350 \text{ тис грн/км};$$

Внаслідок того, що подорожчав долар США, визначаємо коефіцієнт підвищення вартості лінії та перераховуємо кількість капіталовкладень у будівництво лінії.

$$k_s = \frac{38,7}{5} = 7,740$$

Тоді базові показники вартості ПЛ–110 кВ будуть становити:

$$K'_{v0(70)} = K_{v0(70)} \cdot k_s = 275 \cdot 7,740 = 2128,5 \text{ тис грн/км};$$

$$K'_{v0(120)} = K_{v0(120)} \cdot k_s = 295 \cdot 7,740 = 2283,3 \text{ тис грн/км};$$

$$K'_{v0(240)} = K_{v0(240)} \cdot k_s = 350 \cdot 7,740 = 2709,0 \text{ тис грн/км};$$

Так як функцію сумарних дисконтних витрат маємо представити у вигляді  $Z_{v0} = a_{v0} + b_{v0} \cdot P^2$ , то треба визначити коефіцієнти параболи для різних перерізів проводів.

Для марки проводу АС–70/11 коефіцієнти параболи приймають вигляд:

$$a_{v0(70)} = \frac{0,01 \cdot p_a \cdot K'_{v0(70)} \cdot 10^3}{E} + K'_{v0(70)} \cdot 10^3 = \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 2128 \cdot 10^3}{0,1} + 2128 \cdot 10^3 =$$

$$= 2384 \cdot 10^3 \text{ грн/км}$$

$$b_{v0(70)} = \frac{r_{v0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau \cdot 10}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 295 \cdot 3633,087 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 3737,876 \text{ грн/км}$$

Для марки проводу АС–120/19 коефіцієнти параболи приймають вигляд:

$$a_{v0(120)} = \frac{0,01 \cdot p_a \cdot K'_{v0(120)} \cdot 10^3}{E} + K'_{v0(120)} \cdot 10^3 = \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 2283,3 \cdot 10^3}{0,1} + 2283,3 \cdot 10^3 =$$

$$= 2557 \cdot 10^3 \text{ грн/км}$$

$$b_{v0(120)} = \frac{r_{v0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau \cdot 10}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 295 \cdot 3633 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 2161 \text{ грн/км}$$

Для марки проводу АС–240/39 коефіцієнти параболи приймають вигляд:

$$a_{v0(240)} = \frac{0,01 \cdot p_a \cdot K'_{v0(240)} \cdot 10^3}{E} + K'_{v0(240)} \cdot 10^3 = \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 2709 \cdot 10^3}{0,1} + 2709 \cdot 10^3 =$$

$$= 3034 \cdot 10^3 \text{ грн/км}$$

$$b_{v0(240)} = \frac{r_{v0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau \cdot 10}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,12 \cdot 295 \cdot 3633 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 1063 \text{ грн/км}$$

Тоді, після урахування коефіцієнтів параболи, маємо записати функції дисконтних витрат для кожного з перерізів проводів:

$$3_{v0(70)} = a_{v0(70)} + b_{v0(70)} \cdot P^2 = 2,384 \cdot 10^6 + 3737,876 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(120)} = a_{v0(120)} + b_{v0(120)} \cdot P^2 = 2,557 \cdot 10^6 + 2161 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(240)} = a_{v0(240)} + b_{v0(240)} \cdot P^2 = 3,034 \cdot 10^6 + 1063 \cdot P^2.$$

Побудуємо сімейство сумарних дисконтних витрат на спорудження ПЛ – 110 кВ від потужності (рис. 1.1).

Таким чином, із рисунку 1.1 видно, що у відповідності до виразу  $3_i(P_i) = \min[3_{i1}(P_{i1}), 3_{i2}(P_{i2}), \dots, 3_{iv}(P_{iv})]$ , функція оптимальних дисконтних витрат представляє собою нижню криву сімейства парабол, кожна з яких побудовані для одного із заданих перерізів.

На рисунку 1.2 зображена функція сумарних дисконтних витрат на спорудження нової лінії напругою 110 кВ. Пунктиром позначені границі економічних інтервалів доцільного застосування відповідних перерізів проводів.

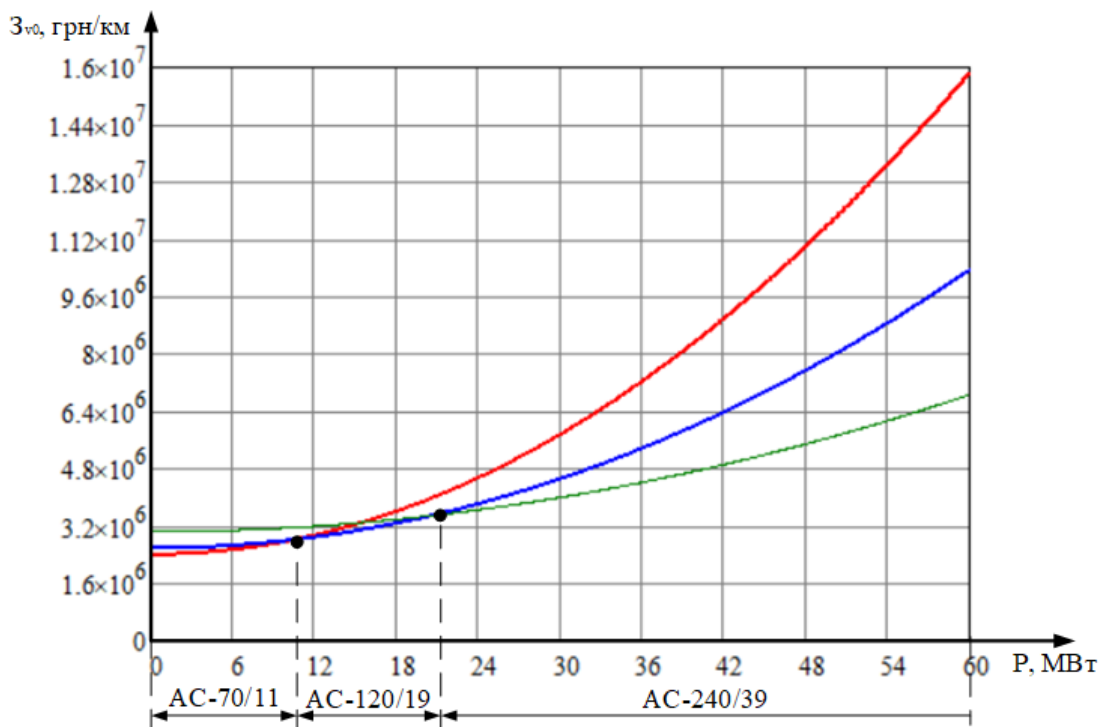


Рисунок 1.1 – Сімейство сумарних дисконтованих витрат

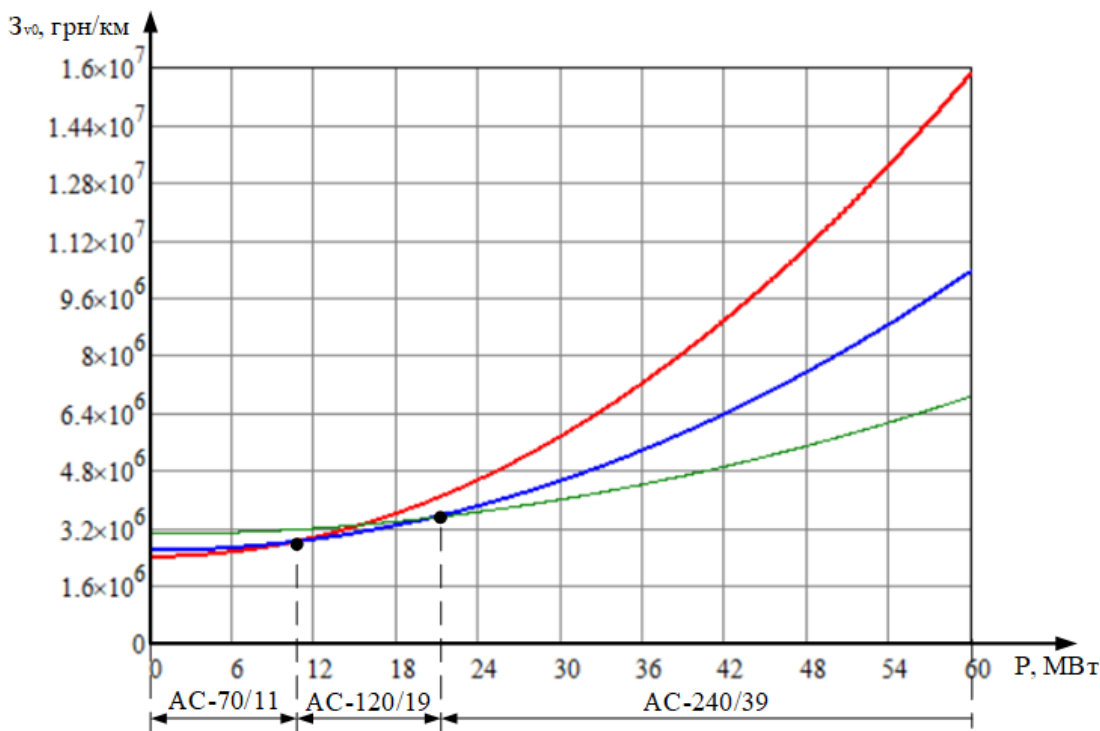


Рисунок 1.2 – Функція питомих сумарних дисконтних витрат на спорудження і експлуатацію лінії 110 кВ

### 1.3 Апроксимація функції сумарних дисконтованих витрат методом найменших квадратів

Можливим шляхом вирішення загальної задачі по оптимізації розвитку електричних мереж – це її приведення до відомих завдань обчислювальної математики, для рішення яких треба застосувати стандартні алгоритми і математичні методи. За використання методів лінійного програмування, завдання оптимізації розвитку мереж може бути сформульоване як задача з пошуку мінімуму лінійної функції

$$Z_t = \sum_{i=1}^I C_i P_i, \quad (1.8)$$

де  $C_i$  – вартість передачі потужності по  $i$ -й гілці.

За наявності лінійної системи обмежень типу рівностей, котра, як правило, відповідає рівнянню першого закону Кірхгофа, записана для всіх вузлів мережі, крім балансуєчого:

$$f_j(P_1, P_2, \dots, P_I) = 0 \quad j = 1, 2, \dots, J \quad (1.9)$$

і обмежень виду:

$$P_i \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, I. \quad (1.10)$$

Для апроксимації використовується метод найменших квадратів, котрий дозволяє на підставі таблиці значень функції  $(x_i, y_i)(i = 1, 2, \dots, N)$  визначати многочлен ступеня  $M < N$ ,

$$y(x) = a_0 + a_1 x + a_2 x^2 + \dots + a_K x^K + \dots + a_M x^M, \quad (1.11)$$

що є близьким до даної функції. Метод найменших квадратів дає можливість вибрати многочлен, що мінімізує функцію

$$\sum_{i=1}^N (y_i - y(x_i))^2 = f(a_0, a_1, \dots, a_M). \quad (1.12)$$

Для визначення системи лінійних рівнянь, яка описує коефіцієнти з невідомими  $a_0, a_1, \dots, a_M$ , необхідно диференціювати попередній вираз для кожного з коефіцієнтів виду  $a_K$ , також прирівняти отримані похідні до нуля. Після диференціювання отримаємо:

$$\frac{\partial f}{\partial a_K} = -2 \sum_{i=1}^N [(y_i - y(x_i))] x_i^K = 0, \quad K = 0, 1, 2, \dots, M. \quad (1.13)$$

Останній вираз можна подати у такому вигляді:

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

Вводимо наступні позначення:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^K = T_K, \quad \sum_{i=1}^N x_i^K = S_K.$$

З урахуванням позначень та записаної формули отримуємо систему рівнянь для визначення коефіцієнтів:

$$\sum_{j=0}^M a_j S_{K+j} = T_K, \quad K = 0, 1, 2, \dots, M.$$

Якщо функція сумарних дисконтних витрат мережі апроксимується прямою лінією  $y = a_0 + a_1 x$ , то систему перетворюємо до наступного вигляду:

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

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

Після підстановки отримуємо систему рівнянь:

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

Далі знаходимо вирази для розрахунку коефіцієнтів  $a_0$  і  $a_1$ :

$$a_0 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N} - a_1 \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N}, \quad a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i x_i - \frac{\sum_{i=1}^N y_i \sum_{i=1}^N x_i}{N}}{\sum_{i=1}^N x_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^N x_i)^2}{N}}.$$

Якщо функція наведених витрат апроксимується прямою, котра проходить через початок координат, у вигляді  $y = a_1 x$ , тоді вираз для розрахунку  $a_1$  отримують з рівняння:

$$a_1 \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N y_i x_i.$$

Тоді:  $a_1 = c = \frac{\sum_{i=1}^N y_i x_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2}.$

На рис. 1.2 зображені функції сумарних дисконтних витрат для різних перерізів проводів, а також відповідні економічні інтервали потужності [1].

За допомогою програмного комплексу MathCad визначаємо координати перетину кривих функцій (таблиця 1):

Таблиця 1 – Координати перетину кривих функцій

| № п/п | $X_i$  | $Y_i$              |
|-------|--------|--------------------|
| 1     | 10,486 | $2,795 \cdot 10^6$ |
| 2     | 15,590 | $3,292 \cdot 10^6$ |
| 3     | 20,835 | $3,495 \cdot 10^6$ |

Так як функція сумарних дисконтних витрат електричної мережі апроксимується прямою лінією  $y = a_0 + a_1 x$ , то можемо скласти систему рівнянь виду

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

$$\text{де } S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N = 3;$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 = 46,912;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 = 787,116;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 = 9,583 \cdot 10^6;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i = y_1 x_1 + y_2 x_2 + y_3 x_3 = 1,535 \cdot 10^8$$

Тоді система рівнянь набуде вигляду:

$$\begin{cases} a_0 \cdot 3 + a_1 \cdot 46,912 = 9,583 \cdot 10^6; \\ a_0 \cdot 46,912 + a_1 \cdot 787,116 = 1,535 \cdot 10^8, \end{cases}$$

Після розв'язання системи отримуємо такі значення коефіцієнтів прямої:

$$a_0 = 2,138 \cdot 10^6 \text{ грн/км};$$

$$a_1 = 6,756 \cdot 10^4 \text{ грн/км}.$$

Отже, апроксимована функція набуде вигляду (рис. 1.3):

$$Z(P) = 2,138 \cdot 10^6 + 6,756 \cdot 10^4 \cdot P$$

Функція оптимальних витрат апроксимується як пряма, котра проходить через початок координат.

Тоді апроксимована функція набуде вигляду (рис. 1.4):

$$Z(P) = 2,665 \cdot 10^5 \cdot P$$

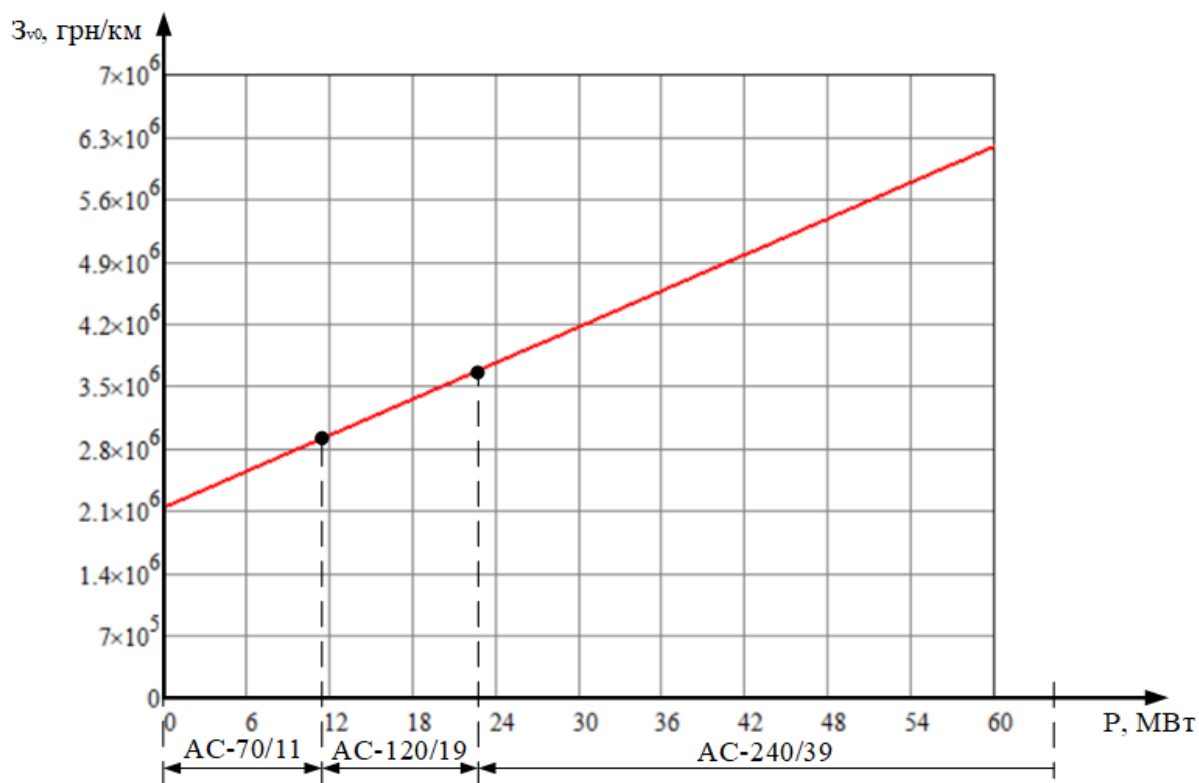


Рис. 1.3 – Апроксимована прямою лінією функція оптимальних витрат

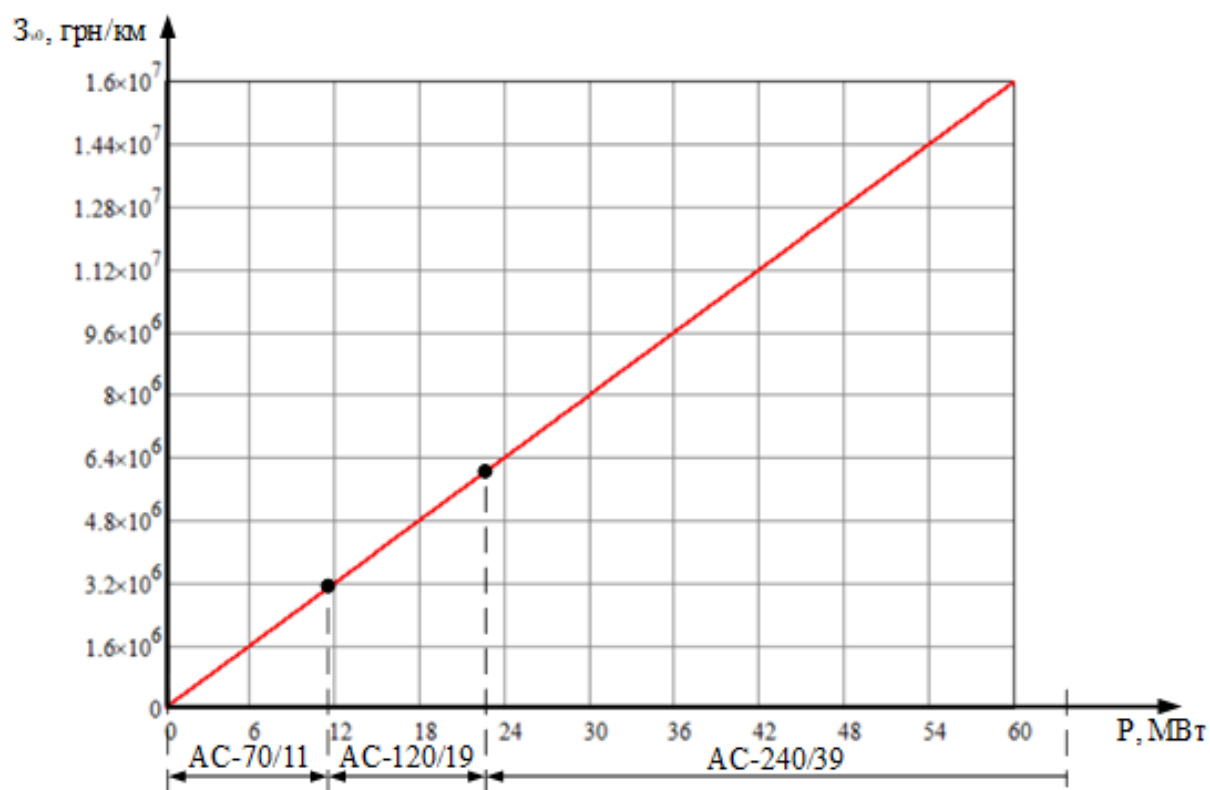


Рисунок 1.4 – Апроксимована прямою лінією, що проходить через початок координат, функція дисконтованих витрат

## Висновки по розділу 1

Побудовано функції дисконтованих витрат для ліній 110 кВ, що виконані на основі залізобетонних опор з проводами, котрі в свою чергу виконані перерізами проводів 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>.

Визначено інтервали активної потужності для кожного з обраних перерізів. Функції в свою чергу були апроксимовані методом найменших квадратів для можливості виконувати подальші розрахунки. Коефіцієнти функцій набули наступних значень:  $a_0 = 2,138 \cdot 10^6$  грн/км,  $a_1 = 6,756 \cdot 10^4$  грн/км. Апроксимована функція набула вигляду:  $Z(P) = 2,665 \cdot 10^5 \cdot P$ . Результати показані на графіках.

## 2 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ ПРОЄКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ПОКОНТУРНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ

### 2.1 Загальні положення

Використовувати метод поконтурної оптимізації можна для розв'язання задачі визначення оптимальної конфігурації проєктованої мережі як у динамічній, так і в статичній постановці.

Припустим, що визначено  $n$  одиничних векторів напрямів координат  $e_1, e_2, \dots, e_n$ . Використання методу циклічного покоординатного спуску працює по черзі в кожному координатному напрямі. Якщо дано точку  $X^{(0)}$ , то точка  $X^{(1)}$  утворюється з  $X^{(0)}$  мінімізацією цільової функції в напрямі  $e_1$ , точка  $X^{(2)}$  з  $X^{(1)}$  мінімізацією в напрямі  $e_2$  і т.д. Нарешті точку  $X^{(n)}$  знаходять мінімізацією у напрямі  $e_n$ . Потім усі операції повторюють, починаючи з точки  $X^{(n)}$  і т.д. Якщо після циклу оптимізації по усіх координатах виконується умова:

$$|\Phi(X^{(n)}) - \Phi(X^{(0)})| < \varepsilon \quad (2.1)$$

то процес із пошуку можна вважати закінченим. В даній умові  $\Phi(X^{(0)})$  та  $\Phi(X^{(n)})$  – значення функції в початковій  $X^{(0)}$  і кінцевій  $X^{(n)}$  точках циклу оптимізації,  $\varepsilon$  – це точність розрахунку.

Мінімізацію напрямку по одній координатній осі звичайно виконують або методом прямого пошуку, в цьому методі координата точки  $X$  варіюється, яка послідовно набуває дискретних значень, або ж одним із методів одновимірного пошуку.

Якщо використовувати метод поконтурної оптимізації, то задачу вибору оптимальної конфігурації мережі в статичній постановці формулюють так само як і задачу визначення мінімуму функції витрат, що має вигляд:

$$V^* = \sum_{i \in M} V_i(P_i) \quad (2.2)$$

за умови, що:

$$\sum_{i \in M} P_i - P_j = 0, \quad j=1, 2, \dots, J-1 \quad (2.3)$$

де  $i$  – поточний індекс гілок електричної мережі;

$M$  – множина допустимих гілок мережі;

$V_i(P_i)$  – відома кусково-лінійна функція витрат на  $i$ -у лінію, яку можна одержати в результаті апроксимації кривої економічних інтервалів;

$M_j$  – множина гілок, з'єднаних з вузлом  $j$ ;

$P_i$  – потужність, що перетікає по лінії  $i$ ;

$P_j$  – навантаження  $j$ -го вузла;

$J$  – кількість вузлів у мережі.

При цьому потужність балансувального вузла визначають з виразу:

$$P_J = - \sum_{i \in M_J} P_i \quad (2.4)$$

Спрощуючи обчислення на кожному кроці оптимізації можна апроксимувати функцію витрат на гілки мережі прямою лінією. В такому випадку функцію  $V_i(P_i)$  можна записати у вигляді:

$$V_i(P_i) = \begin{cases} a_i + b_i |P_i|, & \text{якщо } P_i \neq 0 \\ 0, & \text{якщо } P_i = 0 \end{cases} \quad (2.5)$$

для кожної з нових гілок:

$$V_i(P_i) = b_i |P_i| \quad (2.6)$$

При використанні методу поконтурної оптимізації, в розрахунковій схемі необхідно виділити зв'язну розімкнуту мережу, котру називають деревом мережі. Усі гілки мережі зазвичай називають дугами. Дуги, котрі утворюють дерево позначають індексами  $l = 1, 2, \dots, L$ . Дуги, котрі не входять в дерево, і вмикання яких забезпечує

перехід до вихідної замкнутої мережі зазвичай називають хордами. Хорди позначають індексами  $k = 1, 2, \dots, K$ . У результаті додавання будь-якої із хорд до дерева мережі утвориться контур. Як незалежні змінні використовують навантаження хорд мережі, а як залежні – навантаження дуг, що утворюють дерево мережі. Кількість незалежних змінних, що дорівнює кількості незалежних контурів, можна визначити за допомогою виразу  $K=I-J+1$ , де  $I$  – кількість гілок мережі. Кількість залежних змінних буде дорівнювати кількості рівнянь зв'язку  $j-1$ .

Нехай навантаження усіх хорд прирівнюватиметься до нуля, в такому випадку, змінюючи потужність, наприклад  $k$ -ї хорди визначається мінімум функції витрат на експлуатацію та спорудження гілок даного контуру:

$$V_k^*(P_k) = V_k(P_k) + \sum_{i \in M_k} V_i(P_i), \quad (2.7)$$

де  $P_k$  і  $V_k(P_k)$  – відповідно навантаження і витрати  $k$ -ї хорди;

$M_k$  – множина дуг контуру, що виникає у разі замикання  $k$ -ї хорди;

$P_l$  – навантаження  $l$ -ї дуги, яке, у свою чергу, залежить від потужності хорди

$$P_l = f_l(P_k).$$

Всім відомо, що для того, щоб оптимізувати в загальному випадку частково-лінійної функції достатньо буде розглянути її критичні точки, тобто точки в околі яких функція не буде спадати.

В такому випадку критичні точки будуть відповідати нульовому навантаженню хорди або дуги контурів. Тоді для оптимізації контуру буде достатньо порівняти зведені витрати для таких режимів, у яких навантаження хорд, або однієї з дуг прирівнюється до нуля.

У випадку якби контури не були взаємозалежні, оптимізація могла б бути закінчена за  $k$  кроків. Взаємовплив контурів буде потребувати організації ітераційного процесу пошуку екстремуму. У процесі будуть виділені цикли оптимізації, послідовне виконання яких буде забезпечувати розв'язання задачі. На кожному циклі здійснюють оптимізацію всіх контурів мережі.

Якщо результат оптимізації  $k$ -го контуру – нульове навантаження не хорди, а  $l$ -ї дуги, доцільно змінити систему незалежних змінних. При цьому  $k$ -у хорду потрібно включити в дерево мережі, а  $l$ -у дугу – до складу хорд. У протилежному випадку цю дугу при оптимізації одного контуру можна вважати замкнутою, а при оптимізації іншого – розімкнутою.

Алгоритм методу поконтурної оптимізації можна записати таким чином:

1. Виділяють дерево мережі. При цьому дуги, що утворюють дерево, позначають індексами  $l=1, 2, \dots, L$ , а хорди – індексами  $k=1, 2, \dots, K$ . Навантаження всіх хорд прирівнюють до нуля:  $P_k=0, k=1, 2, \dots, K$ . Задають  $k=1$ .

2. Виконують оптимізацію  $k$ -го контуру. При цьому знаходять:

$$V_k^*(P_l=0) = \min \{V_k^*(P_l=0) | l \in M_k\} \quad (2.8)$$

У разі коли  $V_k^*(P_l=0) < V_k^*(P_k=0)$ , то для наступного кроку оптимізації дугу  $l'$  беруть як хорду, а  $k$ -у хорду включають в дерево мережі. У протилежному випадку система незалежних змінних залишається без зміни. Задають  $P_k=0$ .

3. У разі коли всі контури мережі  $k=K$ , то переходять до п.4 алгоритму, якщо ні, то змінюють поточний індекс контуру  $k=k+1$  і переходять до п.2.

4. У разі коли в циклі процесу змінювали дерева і хорди мережі, то беруть  $k=1$  і переходять до п.2 алгоритму, якщо ні – до п.5.

5. Кінець.

В цьому алгоритмі критерій скінчення процесу оптимізації – сталість хорд і дерева мережі після виконання циклу оптимізації. Окрім того, у загальному випадку ітераційний процес вважається закінченим, якщо виконується умова:

$$|V_k^{*(V-1)} - V_k^{*(V)}| \leq \varepsilon, \quad (2.9)$$

де  $V$  – номер циклу оптимізації [2].

## 2.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ

Є необхідність у визначенні оптимальної конфігурації електричної мережі.

Суцільною лінією існуючу електропередачу 0-3, а проєктовані траси нових електропередавання – пунктиром.

Питомі зведені витрати на 1 км проєктованих ліній визначають за виразом:

$$Z_0 = 2,138 + 0,067 \cdot P.$$

Для існуючих ліній в розрахунку враховують лише вартість втрат електроенергії:

$$Z_0 = 0,266 \cdot P.$$

Можемо організувати багатокроковий процес оптимізації.

*Перший крок.* Як хорди вихідної схеми візьмемо лінії 2-3, 3-4, 4-5 та 6-7. Тоді перший контур утворять дуги 0-1, 0-3, 1-2 і хорда 2-3, другий – дуги 0-3, 0-4 і хорда 3-4, третій – дуги 0-4, 0-6, 5-6 і хорда 4-5, а четвертий – дуги 0-6, 0-7 і хорда 6-7. Будемо вважати, що навантаження хорд дорівнюють нулю.

Можемо виконати оптимізацію першого контуру. З цією метою послідовно зрівнюємо з нулем навантаження кожної лінії. Для кожного із варіантів схеми знаходимо розподіл потужностей та зведені витрати на спорудження електромережі. Нехай наприклад, навантаження лінії  $P_{0-1} = 0$ . Тоді  $P_{1-2} = 18$ ,  $P_{2-3} = 35$  та  $P_{0-3} = 55$ .

Зведені витрати:

$$Z_1(0-1) = (2,138 + 0,067 \cdot 18) \cdot 22,284 + (2,138 + 0,067 \cdot 35) \cdot 22,361 + (0,266 \cdot 55) \cdot 28,284 = 608,620 \text{ тис.грн/км}$$

Решту результатів оптимізації першого контуру наведені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Результат оптимізації першого контуру

| Лінії                     | Потужність ліній, <i>МВт</i> |         |         |
|---------------------------|------------------------------|---------|---------|
|                           | Режим 1                      | Режим 2 | Режим 3 |
| 0-1                       | 0                            | 18      | 20      |
| 1-2                       | 18                           | 0       | 17      |
| 2-3                       | 35                           | 17      | 0       |
| 0-3                       | 55                           | 37      | 35      |
| Витрати, <i>тис. грн.</i> | 608,620                      | 426,420 | 343,400 |

Оскільки вилучення хорди 2-3 забезпечує менші витрати, тому не змінюємо положення хорд та переходимо до оптимізації другого контуру.

Можемо виконати оптимізацію другого контуру. Знову по черзі відключаємо кожен ліній і для кожного варіанта схеми розраховуємо зведені витрати. Результати оптимізації другого контуру наведені в таблиці 2.2.

Зведені витрати:

$$Z_2(0-4) = (2,138 + 0,067 \cdot 15) \cdot 28,28 + (2,138 + 0,067 \cdot 35) \cdot 28,28 = 352,22 \text{ тис.грн/км}$$

Таблиця 2.2 – Результат оптимізації другого контуру

| Лінії                     | Потужність ліній, <i>МВт</i> |         |
|---------------------------|------------------------------|---------|
|                           | Режим 1                      | Режим 2 |
| 0-4                       | 0                            | 15      |
| 3-4                       | 15                           | 0       |
| 0-3                       | 35                           | 20      |
| Витрати, <i>тис. грн.</i> | 352,220                      | 276,190 |

Вилучення хорди 3-4 забезпечує найменші витрати, тому не потрібно змінювати положення хорд та можна переходити до оптимізації третього контуру.

Виконуємо оптимізацію третього контуру. Знову по черзі відключаємо кожен ліній і для кожного варіанта схеми розраховуємо зведені витрати. Результати оптимізації третього контуру наведені в таблиці 2.3

Зведені витрати:

$$Z_3(0-4) = (2,138 + 0,067 \cdot 15) \cdot 31,623 + (2,138 + 0,067 \cdot 23) \cdot 22,361 + (2,138 + 0,067 \cdot 39) \cdot 22,361 = 287,890 \text{ тис.грн/км}$$

Таблиця 2.3 – Результат оптимізації третього контуру

| Лінії                     | Потужність ліній, <i>МВт</i> |         |         |         |
|---------------------------|------------------------------|---------|---------|---------|
|                           | Режим 1                      | Режим 2 | Режим 3 | Режим 4 |
| 0-4                       | 0                            | 15      | 23      | 39      |
| 4-5                       | 15                           | 0       | 8       | 24      |
| 5-6                       | 23                           | 8       | 0       | 16      |
| 0-6                       | 39                           | 24      | 16      | 0       |
| Витрати, <i>тис. грн.</i> | 287,890                      | 269,280 | 303,500 | 380,280 |

Вилучення хорди 4-5 забезпечує найменші витрати, тому немає необхідності змінювати положення хорд, в такому випадку можемо переходити до оптимізації четвертого контуру.

Виконуємо оптимізацію четвертого контуру. Знову по черзі відключаємо кожен ліній і для кожного варіанта схеми розраховуємо зведені витрати. Результати оптимізації четвертого контуру наведені в таблиці 2.4

Зведені витрати:

$$Z_4(0-6) = (2,138 + 0,067 \cdot 16) \cdot 22,361 + (2,138 + 0,067 \cdot 32) \cdot 40 = 200,180 \text{ тис.грн/км}$$

Таблиця 2.4 – Результат оптимізації третього контуру

| Лінії              | Потужність ліній, МВт |         |         |
|--------------------|-----------------------|---------|---------|
|                    | Режим 1               | Режим 2 | Режим 3 |
| 0-6                | 0                     | 16      | 32      |
| 6-7                | 16                    | 0       | 16      |
| 0-7                | 32                    | 16      | 0       |
| Витрати, тис. грн. | 200,180               | 200,180 | 167,530 |

Вилучення хорди 0-7 забезпечує найменші витрати, тому зараховуємо ділянку 0-7 до хорд, а 6-7 до дуг.

Так як на першому кроці оптимізації положення хорд контурів змінилося, переходимо до другого кроку оптимізації.

*Другий крок.* Так як конфігурація 1, 2 та 3 контурів не змінилася, то для них проводити перерахунок не потрібно. Виконуємо оптимізацію четвертого контуру.

Виконуємо оптимізацію четвертого контуру. Знову по черзі відключаємо кожну лінію і для кожного варіанта схеми розраховуємо зведені витрати. Результати оптимізації третього контуру наведені в таблиці 2.5.

Зведені витрати:

$$Z_4(0-6) = (2,138 + 0,067 \cdot 16) \cdot 22,361 + (2,138 + 0,067 \cdot 32) \cdot 40 = 200,180 \text{ тис.грн/км}$$

Таблиця 2.5 – Результат оптимізації третього контуру

| Лінії              | Потужність ліній, МВт |         |         |
|--------------------|-----------------------|---------|---------|
|                    | Режим 1               | Режим 2 | Режим 3 |
| 0-6                | 0                     | 16      | 32      |
| 6-7                | 16                    | 0       | 16      |
| 0-7                | 32                    | 16      | 0       |
| Витрати, тис. грн. | 200,180               | 200,180 | 167,530 |

Відключення хорди 0-7 забезпечує найменші витрати. Тому зміна системи контурів не відбувається.

В наслідок того, що на другому кроці оптимізації хорди незалежних контурів не змінили свого положення, отримано рішення задачі оптимізації розвитку мережі.

Оптимальну конфігурацію мережі показано на рис. 2.1.

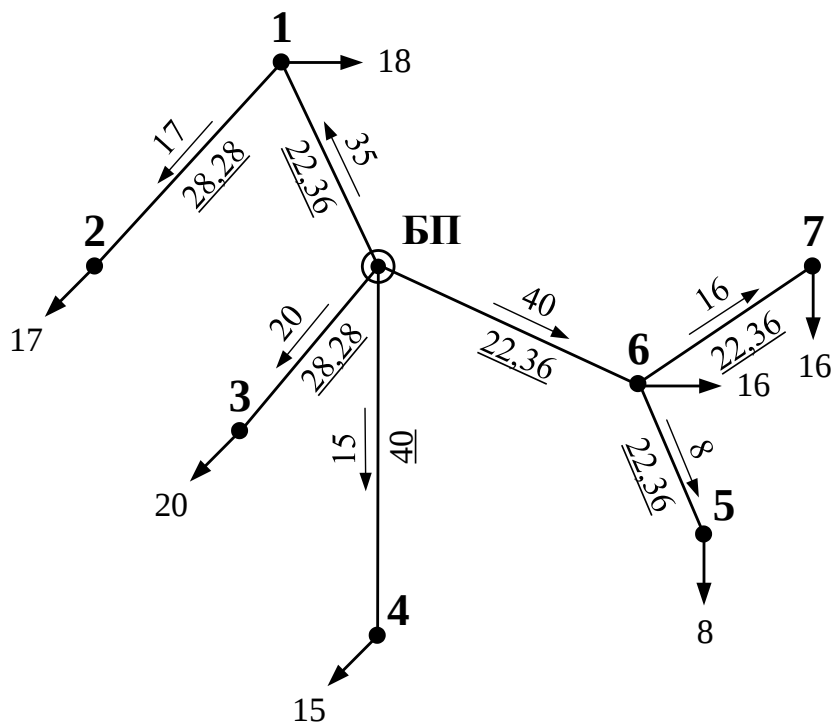


Рис. 2.1 – Оптимальна конфігурація мережі

## Висновки по розділу 2

Була використана методика поконтурної оптимізації для визначення оптимальної конфігурації РЕМ-110 кВ. Для чотирьох контурів були визначені гілки та хорди.

Одна ітерація методу поконтурної оптимізації була виконана для досягнення оптимальної конфігурації схеми РЕМ-110 кВ. У результаті було вилучено гілки 2-3, 3-4, 4-5 та 0-7, оскільки витрати на їх будівництво становили: для гілки 2-3 – 343,400 млн.грн, для 3-4 – 276,190 млн.грн, для 4-5 – 269,280 млн.грн та для 0-7 – 167,530 млн.грн.

Вартість будівництва результуючої оптимальної схеми складає 1,056 млрд.грн. Оптимальна схема вийшла розімкненою.

### 3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

Щоб вирішити подібне завдання треба розрахувати задані сумарні потужності споживачів у режимі максимальних навантажень  $S_{max}$ , МВА, для кожної з підстанцій за виразом (3.1):

$$S_{max} = \sqrt{(P_{CH} + P_{HH})^2 + (Q_{CH} + Q_{HH})^2}, \quad (3.1)$$

де  $P_{CH}$ ,  $P_{HH}$ ,  $Q_{CH}$ ,  $Q_{HH}$  – активні та реактивні навантаження на шинах підстанцій, МВт, МВАр.

Реактивні потужності на шинах СН і НН у вузлових підстанціях, МВАр, можемо розрахувати за виразами (3.2):

$$\begin{aligned} Q_{CH} &= P_{CH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH}; \\ Q_{HH} &= P_{HH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH}. \end{aligned} \quad (3.2)$$

Під час вибору кількості, типу та потужності трансформаторів припускаємо те що в кожному районі електропостачання можуть бути споживачі як I-ї так і II-ї категорій, а отже необхідно встановити на кожній з понижуючих підстанціях по два силових трансформатори.

Таким чином, маємо (3.3):

$$1,4 \cdot S_T = S_{max} \text{ або } S_T = 0,7 \cdot S_{max}, \quad (3.3)$$

де  $S_T$  – є розрахунковою номінальною потужністю для понижуючого силового трансформатора, МВА.

Знайдену згідно виразу (3.3) величину можемо округлити до найближчої більшої потужності трансформатора  $S_n$ , МВА.

На підстанціях приймаємо до встановлення по два двохобмоткових або трьохобмоткових трансформатори з однаковою номінальною потужністю, котрі є обладнаними пристроями регулювання напруги без розриву кола живлення (РПН).

Для схеми електричної мережі, котра наведена на рисунку 3.1, здійснимо вибір силових трансформаторів вузлових підстанцій [3].

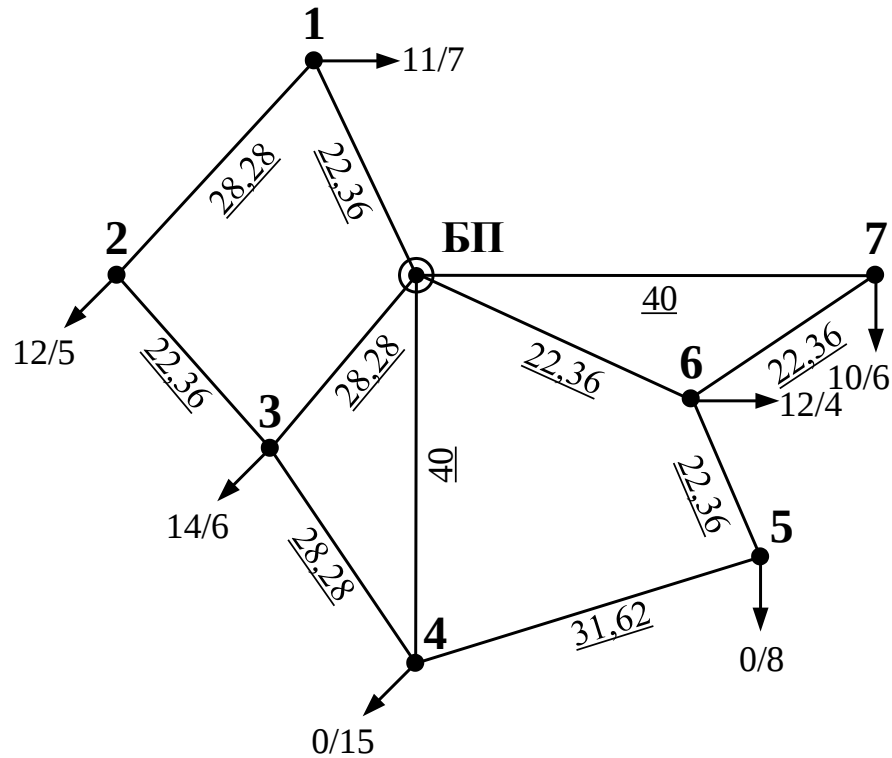


Рисунок 3.1 – Вихідна схема РЕМ

До встановлення приймається по два силові трансформатори на кожній підстанції. Задані навантаження у пунктах 1, 3, 4 і 6 вказують на те, що необхідно встановити трьохобмоткові силові трансформатори напругою 110/35/10 кВ, в пунктах 2, 5 і 7 – двохобмоткових силових трансформаторів напругою 110/10 кВ.

Визначимо значення величин  $\varphi_{\text{CH}}$  і  $\varphi_{\text{HH}}$ :

$$\varphi_{\text{CH}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{CH}}) = \arccos(0,82) = 34,915^\circ;$$

$$\varphi_{\text{HH}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{HH}}) = \arccos(0,84) = 32,830^\circ.$$

Для підстанції, що розміщена в пункті 1, визначаємо реактивну потужність споживання на сторонах СН і НН. Реактивна потужність споживання має індуктивний характер, тобто має від'ємне значення:

$$Q_{\text{CH1}} = -P_{\text{CH1}} \cdot \tg \varphi_{\text{CH}} = -11 \cdot \tg(34,915^\circ) = -7,678 \text{ МВАр};$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH} = -7 \cdot \operatorname{tg}(32,860^\circ) = -4,522 \text{ МВАр.}$$

Сумарне навантаження підстанції, розташованої в пункті 1, у режимі максимальних навантажень електричної мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{max1} &= (P_{CH1} + P_{HH1}) + j(Q_{CH1} + Q_{HH1}) = (11 + 7) + j(-7,678 - 4,522) = \\ &= 18 - j12,200 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

відповідно модуль навантаження:

$$\begin{aligned} S_{max1} &= \sqrt{(P_{CH1} + P_{HH1})^2 + (Q_{CH1} + Q_{HH1})^2} = \\ &= \sqrt{(11 + 7)^2 + (-7,678 - 4,522)^2} = 21,745 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Навантаження решти підстанцій визначаються аналогічно.

Результати розрахунку наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку повних потужностей вузлових підстанцій

| № пункту | Активні потужності<br>$P$ , МВт |    | Реактивні потужності<br>$Q$ , МВАр |        | Повна<br>потужність<br>$\dot{S}_{max}$ , МВА | Модуль повної<br>потужності<br>$S_{max}$ , МВА |
|----------|---------------------------------|----|------------------------------------|--------|----------------------------------------------|------------------------------------------------|
|          | CH                              | HH | CH                                 | HH     |                                              |                                                |
| 1        | 11                              | 7  | -7,678                             | -4,522 | 18-j12,200                                   | 21,745                                         |
| 2        | 12                              | 5  | -8,376                             | -3,230 | 17-j11,606                                   | 20,584                                         |
| 3        | 14                              | 6  | -9,772                             | -3,876 | 20-j13,648                                   | 24,213                                         |
| 4        | 0                               | 15 | 0                                  | -9,689 | 15-j9,689                                    | 17,857                                         |
| 5        | 0                               | 8  | 0                                  | -5,167 | 8-j5,167                                     | 9,524                                          |
| 6        | 12                              | 4  | -8,376                             | -2,584 | 16-j10,960                                   | 19,394                                         |
| 7        | 10                              | 6  | -6,980                             | -3,876 | 16-j10,856                                   | 19,335                                         |

Визначивши величини потужностей вузлових підстанцій, розраховуємо номінальні потужності трансформаторів.

Для підстанції, що розташована в пункті 1, маємо:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{max1} = 0,7 \cdot 21,745 = 15,221 \text{ МВА.}$$

З даних довідника обираємо два трьохобмоткові трансформатори ТДТН-16000/110.

Аналогічно вибираємо трансформатори решти підстанцій. Результати вибору трансформаторів на підстанціях схеми районної електричної мережі в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати вибору потужності силових трансформаторів

| № пункту | Модуль повної потужності $S_{max}$ , МВА | Розрахункова номінальна потужність $S_T$ , МВА | Кількість обмоток | Кількість і тип трансформаторів |
|----------|------------------------------------------|------------------------------------------------|-------------------|---------------------------------|
| 1        | 21,745                                   | 15,221                                         | 3                 | 2×ТДТН-16000/110                |
| 2        | 20,584                                   | 14,409                                         | 3                 | 2×ТДТН-16000/110                |
| 3        | 24,213                                   | 16,949                                         | 3                 | 2×ТДТН-25000/110                |
| 4        | 17,857                                   | 12,500                                         | 2                 | 2×ТДН-16000/110                 |
| 5        | 9,524                                    | 6,667                                          | 2                 | 2×ТДН-10000/110                 |
| 6        | 19,394                                   | 13,576                                         | 3                 | 2×ТДТН-16000/110                |
| 7        | 19,335                                   | 13,535                                         | 3                 | 2×ТДТН-16000/110                |

Каталожні дані параметрів обраних трансформаторів наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Каталожні дані силових трансформаторів вузлових підстанцій

| № пункту | Тип трансформаторів | Потужність $S_n$ , МВА | $U_{ном}$ обмоток, кВ |      |    | $U_k$ , % |      |     | $\Delta P_k$ , кВт | $\Delta P_x$ , кВт | $I_x$ , % |
|----------|---------------------|------------------------|-----------------------|------|----|-----------|------|-----|--------------------|--------------------|-----------|
|          |                     |                        | ВН                    | СН   | НН | В-С       | В-Н  | С-Н |                    |                    |           |
| 1        | ТДТН-16000/110      | 16                     | 115                   | 38,5 | 11 | 10,5      | 17   | 6   | 100                | 23                 | 1,0       |
| 2        | ТДТН-16000/110      | 16                     | 115                   | 38,5 | 11 | 10,5      | 17   | 6   | 100                | 23                 | 1,0       |
| 3        | ТДТН-25000/110      | 25                     | 115                   | 38,5 | 11 | 10,5      | 17,5 | 6,5 | 140                | 31                 | 0,7       |
| 4        | ТДН-16000/110       | 16                     | 115                   | -    | 11 | -         | 10,5 | -   | 85                 | 19                 | 0,70      |
| 5        | ТДН-10000/110       | 10                     | 115                   | -    | 11 | -         | 10,5 | -   | 60                 | 14                 | 0,70      |
| 6        | ТДТН-16000/110      | 16                     | 115                   | 38,5 | 11 | 10,5      | 17   | 6   | 100                | 23                 | 1,0       |
| 7        | ТДТН-16000/110      | 16                     | 115                   | 38,5 | 11 | 10,5      | 17   | 6   | 100                | 23                 | 1,0       |

### 3.2 Вибір кількості кіл і перерізів проводів проекрованої мережі

Можемо припустити те, що електрична мережа є однорідною, а саме конструктивно виконана повітряними лініями однакового типу із однаковими провідниками та однаковим розташуванням проводів на опорах.

Виходячи з цього розрахунок можна провести використовуючи лише довжини ділянок.

Критерієм для вибору перерізів проводів повітряних ліній є мінімум функції оптимальних витрат.

Розрахунок L-схеми мережі можна виконати за методом контурних рівнянь. Здійснимо вибір контурів і перемичок у схемі мережі. До I-го контуру входять ділянки 0-1, 2-3 та 0-3 з перемичкою 1-2, до II-го – ділянки 0-3 та 0-4 з перемичкою 3-4, до III-го – ділянки 0-4, 0-6 та 4-5 з перемичкою 5-6, до IV-го – ділянки 0-6 та 0-7 з перемичкою 6-7. Напрямок обходу контурів можна прийняти за годинниковою стрілкою.

Вихідна замкнута схема електричної мережі зображена на рис. 3.2.

Складемо систему контурних рівнянь для суміщеного поточкорозподілу в умовно розімкненій схемі:

$$\begin{cases} S_{\max 1} \cdot l_{0-1} - S_{\max 2} \cdot l_{2-3} - (S_{\max 2} + S_{\max 1}) \cdot l_{0-3} = \dot{S}_I \cdot (l_{0-1} + l_{1-2} + l_{2-3} + l_{0-3}) - \dot{S}_{II} \cdot l_{0-3} \\ (S_{\max 2} + S_{\max 3}) \cdot l_{0-3} - (S_{\max 4} + S_{\max 5}) \cdot l_{0-4} = \dot{S}_{II} \cdot (l_{0-3} + l_{3-4} + l_{0-4}) - \dot{S}_I \cdot l_{0-3} - \dot{S}_{III} \cdot l_{0-4} \\ (S_{\max 4} + S_{\max 5}) \cdot l_{0-4} + S_{\max 5} \cdot l_{4-5} - S_{\max 6} \cdot l_{0-6} = \dot{S}_{III} \cdot (l_{0-4} + l_{4-5} + l_{5-6} + l_{0-6}) - \dot{S}_{II} \cdot l_{0-4} - \dot{S}_{IV} \cdot l_{0-6} \\ S_{\max 6} \cdot l_{0-6} - S_{\max 7} \cdot l_{0-7} = \dot{S}_{IV} \cdot (l_{0-6} + l_{6-7} + l_{0-7}) - \dot{S}_{III} \cdot l_{0-6} \end{cases}$$

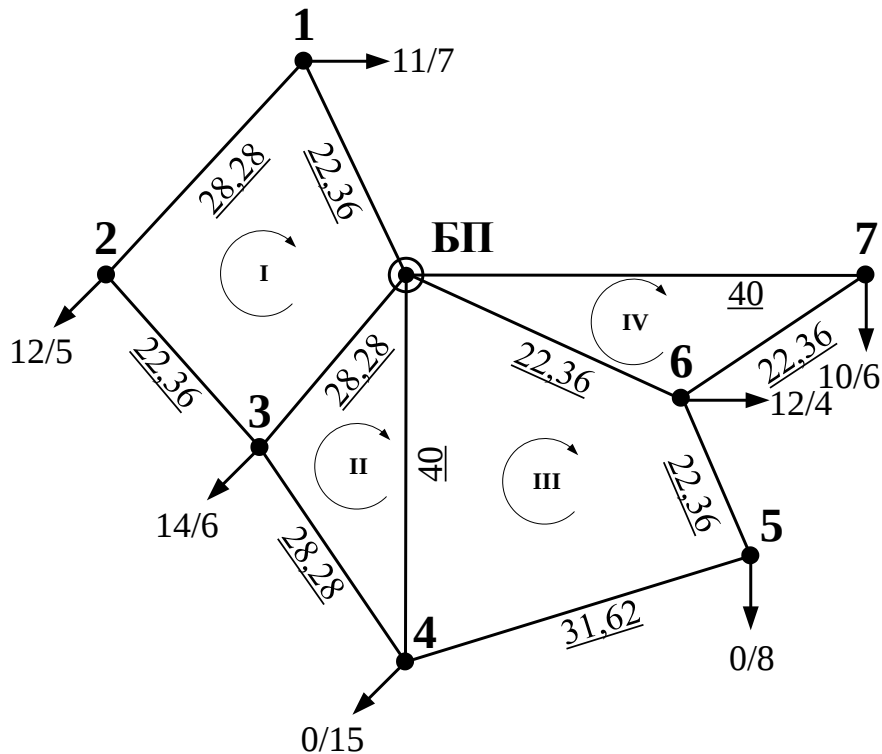


Рисунок 3.2 – Вибір перемичок та контурів у вихідній замкнутій схемі електричної мережі

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

$$\dot{S}_I = -9,701 + j6,575 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 1,466 - j1,237 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = 7,238 - j4,638 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{IV} = -1,421 + j1,009 \text{ МВА}.$$

Потоки потужності за окремими ділянками схеми:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-1} &= \dot{S}_{max1} - \dot{S}_I = (18 - j12,200) - (-9,701 + j6,575) = \\ &= 27,701 - j18,774 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-3} &= \dot{S}_{max2} + \dot{S}_{max3} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = (37 - j25,253) + (-9,701 + j6,575) - \\ &- (1,466 - j1,237) = 25,833 - j17,441 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{max4} + \dot{S}_{max5} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_{III} = (23 - j14,857) + (1,466 - j1,237) - \\ &- (7,238 - j4,638) = 17,228 - j11,456 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{0-6} = \dot{S}_{max6} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_{IV} = 24,659 - j16,606 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-7} = \dot{S}_{max7} + \dot{S}_{IV} = 14,579 - j9,847 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_I = -9,701 + j6,575 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{max2} + \dot{S}_I = 7,299 - j5,031 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{II} = 1,466 - j1,237 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{max5} - \dot{S}_{III} = 0,762 - j0,530 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-6} = \dot{S}_{III} = 7,238 - j4,638 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{6-7} = \dot{S}_{IV} = -1,421 + j1,009 \text{ МВА}.$$

Здійснимо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа:

– контур I:

$$\begin{aligned} -\dot{S}_{0-1}L_{0-1} + \dot{S}_{1-2}L_{1-2} + \dot{S}_{2-3}L_{2-3} + \dot{S}_{0-3}L_{0-3} &= -(27,701 - j18,774)22,36 + \\ &+ (-9,70 + j6,57)28,28 + (7,29 - j5,03)22,36 + (25,83 - j17,44)28 = 0; \end{aligned}$$

– контур II:

$$\begin{aligned} -\dot{S}_{0-3}L_{0-3} + \dot{S}_{0-4}L_{0-4} + \dot{S}_{3-4}L_{3-4} &= -(25,833 - j17,441)28,28 + \\ &+ (17,228 - j11,456)40 + (1,466 - j1,237)28,28 = 0; \end{aligned}$$

– контур III:

$$-\dot{S}_{0-4}L_{0-4} - \dot{S}_{4-5}L_{4-5} + \dot{S}_{5-6}L_{5-6} + \dot{S}_{0-6}L_{0-6} = -(17,228 - j11,456)40 - \\ -(0,762 - j0,53)31,62 + (7,238 - j4,63)22,36 + (24,659 - j16,60)22,36 = \\ = 0;$$

– контур IV:

$$-\dot{S}_{0-6}L_{0-6} + \dot{S}_{0-7}L_{0-7} + \dot{S}_{6-7}L_{6-7} = -(24,659 - j16,606)22,36 + \\ +(14,579 - j9,847)40 + (-1,421 + j1,009)22,36 = 0.$$

Потокорозподіл потужностей в L-схемі електричної мережі знайдений вірно і представлений на рис. 3.3.

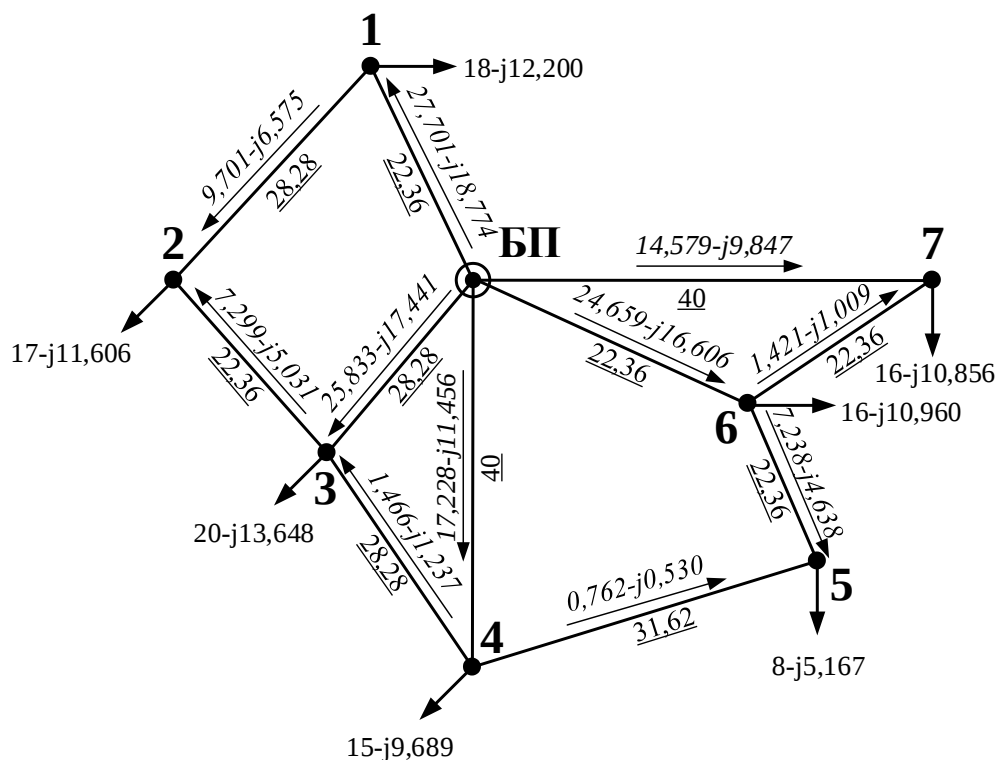


Рисунок 3.3 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі

Можемо визначити оптимальні перерізи проводів та їх струмові навантаження. Результати вибору представлені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків перерізів проводу ділянок та їх струмових навантажень

| Ділянка | Оптимальний преріз,<br>$F_{\text{опт}}, \text{мм}^2$ | Струмові навантаження<br>$I, \text{А}$ |
|---------|------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| 0-1     | 87,820                                               | 143,134                                |
| 0-3     | 81,799                                               | 133,320                                |
| 0-4     | 54,295                                               | 231,514                                |
| 0-6     | 78,019                                               | 127,160                                |
| 0-7     | 46,169                                               | 196,863                                |
| 1-2     | 30,755                                               | 131,141                                |
| 2-3     | 46,527                                               | 198,390                                |
| 3-4     | 10,067                                               | 42,926                                 |
| 4-5     | 4,873                                                | 20,776                                 |
| 5-6     | 45,118                                               | 192,381                                |
| 6-7     | 9,148                                                | 39,005                                 |

Можемо порівняти значення функцій сумарних витрат на спорудження ліній. Результати вибору представлені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати вибору оптимальних перерізів проводів ділянок електричної мережі

| Ділянка | Оптимальний преріз,<br>$F_{\text{опт}}, \text{мм}^2$ | Дійсний переріз, $\text{мм}^2$ | $K_{\text{пл}},$<br>тис.грн |
|---------|------------------------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
| 0-1     | 143,134                                              | 2x240                          | —                           |
| 0-3     | 133,320                                              | 2x240                          | —                           |
| 0-4     | 231,514                                              | 2x240                          | —                           |
| 0-6     | 127,160                                              | 2x240                          | —                           |
| 0-7     | 196,863                                              | 2x240                          | —                           |
| 1-2     | 131,141                                              | 2x240                          | —                           |
| 2-3     | 198,390                                              | 1x240                          | 10601,574                   |
|         |                                                      | 2x120                          | 12166,419                   |
| 3-4     | 42,926                                               | 1x70                           | 9099,114                    |
|         |                                                      | 1x120                          | 9568,558                    |
| 4-5     | 20,776                                               | 1x70                           | 9840,819                    |
|         |                                                      | 1x120                          | 10506,143                   |
| 5-6     | 192,381                                              | 1x240                          | 10492,015                   |
|         |                                                      | 2x120                          | 12053,146                   |
| 6-7     | 39,005                                               | 1x70                           | 7140,756                    |
|         |                                                      | 1x120                          | 7534,535                    |

За інтервалами активної потужності графіку апроксимованої функції оптимальних затрат для лінії 110 кВ виконаємо вибір оптимальних перерізів проводів. Результати вибору представлені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати вибору оптимальних перерізів проводів ділянок електричної мережі

| Ділянка | Активна потужність<br>$P$ , МВт | Реактивна потужність<br>$Q$ , МВАр | Переріз<br>$F$ , мм <sup>2</sup> |
|---------|---------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| 0-1     | 27,701                          | -18,774                            | 2×240                            |
| 0-3     | 25,833                          | -17,441                            | 2×240                            |
| 0-4     | 17,228                          | -11,456                            | 2×240                            |
| 0-6     | 24,659                          | -16,606                            | 2×240                            |
| 0-7     | 14,579                          | -9,847                             | 2×240                            |
| 1-2     | 9,701                           | -6,575                             | 2×240                            |
| 2-3     | 7,299                           | -5,031                             | 1×240                            |
| 3-4     | 1,466                           | -1,237                             | 1×70                             |
| 4-5     | 0,762                           | -0,530                             | 1×70                             |
| 5-6     | 7,238                           | -4,638                             | 1×240                            |
| 6-7     | 1,421                           | -1,009                             | 1×70                             |

### 3.3 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

Було встановлено, що для спорудження ПЛ проєктованої електричної мережі застосовуємо сталеві проводи перерізами 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> і 240 мм<sup>2</sup>.

Для спорудження всіх ділянок повітряних ліній схеми мережі можна застосувати сталеві опори з розташуванням фазних проводів у вершинах нерівностороннього трикутника та середньгеометричною відстанню між ними  $D_{cp} = 5000$  мм [4].

Знайдемо погонні параметри проводів відповідних перерізів. Значення погонного активного опору  $r_0$  для перерізів, що будуть використовуватися:

$$r_{0\ 70} = \rho / F_{70} = 28,5 / 68 = 0,419 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0\ 120} = \rho / F_{120} = 28,5 / 118 = 0,242 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0\ 240} = \rho / F_{240} = 28,5 / 244 = 0,117 \text{ Ом/км}.$$

Значення погонного реактивного опору  $x_0$  для перерізів, що будуть використовуватися:

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

$$x_{0\ 120} = 0,145 \cdot \lg \left( \frac{2D_{cp}}{d_{120}} \right) + 0,016\mu = 0,145 \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right) + 0,016 =$$

$$= 0,425 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{0\ 240} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{\text{ср}}}{d_{240}}\right) + 0,016\mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 =$$

$$= 0,403 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Значення погонної ємнісної реактивної провідності  $b_0$  для перерізів, що будуть використовуватися:

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

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

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

Значення активного та індуктивного реактивного опору для ділянки 0-1:

$$r_{л\ 0-1} = \frac{r_{0\ 240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,117 \cdot 22,36}{4} = 0,653 \text{ Ом};$$

$$x_{л\ 0-1} = \frac{x_{0\ 240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,403 \cdot 22,36}{4} = 2,250 \text{ Ом}.$$

Значення ємнісної реактивної провідності для ділянки 0-1:

$$b_{л\ 0-1} = k_{0-1} \cdot n_{0-1} \cdot b_{0\ 240} \cdot l_{0-1} = 4 \cdot 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 22,36 = 2,543 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Значення комплексного опору для ділянки 0-1:

$$\underline{Z}_{л\ 0-1} = r_{л\ 0-1} + jx_{л\ 0-1} = 0,653 + j2,250 \text{ Ом}.$$

Величина комплексної провідності для ділянки 0-1:

$$\underline{Y}_{л\ 0-1} = g_{л\ 0-1} + jb_{л\ 0-1} = 0 + j2,543 \cdot 10^{-4} = j2,543 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Параметри схем заміщення інших ділянок розраховуємо аналогічно. Результати розрахунку наведені у табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП районної електричної мережі

| Ділянка | Переріз $F$ , мм <sup>2</sup> | Довжина ЛЕП, км | Опір ЛЕП, Ом |        |                | Провідність ЛЕП, См |                        |                        |
|---------|-------------------------------|-----------------|--------------|--------|----------------|---------------------|------------------------|------------------------|
|         |                               |                 | $r_l$        | $x_l$  | $Z_l$          | $g_l$               | $b_l$                  | $Y_l$                  |
| 0-1     | 2×240                         | 22,36           | 0,653        | 2,250  | 0,653+j2,250   | 0                   | 2,543×10 <sup>-4</sup> | 2,543×10 <sup>-4</sup> |
| 0-3     | 2×240                         | 28,28           | 0,826        | 2,846  | 0,826+j2,846   | 0                   | 3,217×10 <sup>-4</sup> | 3,217×10 <sup>-4</sup> |
| 0-4     | 2×240                         | 40              | 2,336        | 8,050  | 2,336+j8,050   | 0                   | 2,275×10 <sup>-4</sup> | 2,275×10 <sup>-4</sup> |
| 0-6     | 2×240                         | 22,36           | 0,653        | 2,250  | 0,653+j2,250   | 0                   | 2,543×10 <sup>-4</sup> | 2,543×10 <sup>-4</sup> |
| 0-7     | 2×240                         | 40              | 2,336        | 8,050  | 2,336+j8,050   | 0                   | 2,275×10 <sup>-4</sup> | 2,275×10 <sup>-4</sup> |
| 1-2     | 2×240                         | 28,28           | 1,652        | 5,691  | 1,652+j5,691   | 0                   | 1,608×10 <sup>-4</sup> | 1,608×10 <sup>-4</sup> |
| 2-3     | 1×240                         | 22,36           | 2,612        | 9,000  | 2,612+j9,000   | 0                   | 6,359×10 <sup>-5</sup> | 6,359×10 <sup>-5</sup> |
| 3-4     | 1×70                          | 28,28           | 11,853       | 12,521 | 11,853+j12,521 | 0                   | 7,284×10 <sup>-5</sup> | 7,284×10 <sup>-5</sup> |
| 4-5     | 1×70                          | 31,62           | 13,253       | 14,000 | 13,253+j14,000 | 0                   | 8,144×10 <sup>-5</sup> | 8,144×10 <sup>-5</sup> |
| 5-6     | 1×240                         | 22,36           | 2,612        | 9,000  | 2,612+j9,000   | 0                   | 6,359×10 <sup>-5</sup> | 6,359×10 <sup>-5</sup> |
| 6-7     | 1×70                          | 22,36           | 9,371        | 9,900  | 9,371+j9,900   | 0                   | 5,759×10 <sup>-5</sup> | 5,759×10 <sup>-5</sup> |

Розрахуємо параметри схем заміщення силових трансформаторів.

Активний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, що встановлений на підстанції в пункті 1:

$$r_{B1} = r_{C1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{OB1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H1}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000^2} = 2,583 \text{ Ом.}$$

Активні опори обмоток блоку силових трансформаторів, що встановлені на підстанції в пункті 2:

$$r_{\delta B1} = r_{\delta C1} = r_{\delta H1} = \frac{r_{B1}}{n} = \frac{r_{C1}}{n} = \frac{r_{H1}}{n} = \frac{2,583}{2} = 1,292 \text{ Ом.}$$

Фіктивні величини  $u_{ki}$  %:

$$u_{KB1} \% = 0,5(u_{K1(B-C)} \% + u_{K1(B-H)} \% - u_{K1(C-H)} \%) = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%;$$

$$u_{KC1} \% = u_{K1(B-C)} \% - u_{KB1} \% = 10,5 - 11 = -0,25 = 0;$$

$$u_{KH1} \% = u_{K1(B-H)} \% - u_{KB1} \% = 17 - 4,5 = 6,25 \%.$$

Реактивний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, що встановлений на підстанції в пункті 2:

$$x_{TB1} = \frac{10 \cdot u_{KB1} \% \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{16000} = 88,855 \text{ Ом;}$$

$$x_{TC1} = \frac{10 \cdot u_{KC1} \% \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{40000} = 0;$$

$$x_{тн1} = \frac{10 \cdot u_{кн1} \% \cdot U_{об1}^2}{S_{н1}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{16000} = 51,660 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, що встановлені на підстанції в пункті 1:

$$x_{бв1} = \frac{x_{в1}}{n} = \frac{88,855}{2} = 44,428 \text{ Ом;}$$

$$x_{бс1} = \frac{x_{с1}}{n} = \frac{0}{2} = 0;$$

$$x_{бн1} = \frac{x_{н1}}{n} = \frac{51,660}{2} = 25,830 \text{ Ом.}$$

Активна провідність блоків силових трансформаторів, що встановлені на підстанції в пункті 1:

$$g_{т1} = \frac{\Delta P_{xx1} \cdot 10^{-3}}{U_{об1}^2} = \frac{23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,739 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Індуктивна реактивна провідність силових трансформаторів, що встановлені на підстанції в пункті 1:

$$b_{т1} = -\frac{I_{xx1} \% \cdot S_{н1} \cdot 10^{-5}}{U_{об1}^2} = -\frac{1,6 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1,210 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Активна та реактивна провідності блоків силових трансформаторів, що встановлені на підстанції в пункті 1:

$$g_{бт1} = n \cdot g_{т1} = 2 \cdot 1,739 \cdot 10^{-6} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{бт1} = n \cdot b_{т1} = 2 \cdot (-1,210 \cdot 10^{-5}) = -2,420 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Повна провідність блоків силових трансформаторів, що встановлені на підстанції в пункті 1:

$$\underline{Y}_{бт1} = g_{бт1} + jb_{бт1} = (3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Параметри схем заміщення блоків трансформаторів решти підстанцій розраховуємо аналогічно і заносимо в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку параметрів блоків силових трансформаторів

| № | Опір блоку трансформаторів, Ом |                |                |                |                |                |                |                | Провідність блоку трансформаторів, См |                              |                                      |
|---|--------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------------------------------|------------------------------|--------------------------------------|
|   | активний                       |                |                |                | реактивний     |                |                |                | активна,<br>$g_{\bar{o}m}$            | реактивна,<br>$b_{\bar{o}m}$ | повна,<br>$\underline{Y}_{\bar{o}m}$ |
|   | $r_{\bar{o}m}$                 | $r_{\bar{o}в}$ | $r_{\bar{o}с}$ | $r_{\bar{o}н}$ | $x_{\bar{o}m}$ | $x_{\bar{o}в}$ | $x_{\bar{o}с}$ | $x_{\bar{o}н}$ |                                       |                              |                                      |
| 1 | -                              | 2,5            | 2,5            | 2,5            | -              | 44,4           | 0              | 25,8           | $3,47 \times 10^{-6}$                 | $-2,42 \times 10^{-5}$       | $(3,47-j24,19) \times 10^{-6}$       |
| 2 | -                              | 2,5            | 2,5            | 2,5            | -              | 44,4           | 0              | 25,8           | $3,47 \times 10^{-6}$                 | $-2,42 \times 10^{-5}$       | $(3,47-j24,19) \times 10^{-6}$       |
| 3 | -                              | 1,4            | 1,4            | 1,4            | -              | 28,4           | 0              | 17,8           | $4,68 \times 10^{-6}$                 | $-2,64 \times 10^{-5}$       | $(4,68-j26,46) \times 10^{-6}$       |
| 4 | 2,1                            | -              | -              | -              | 43,3           | -              | -              | -              | $2,87 \times 10^{-6}$                 | $-1,69 \times 10^{-6}$       | $(2,87-j16,93) \times 10^{-6}$       |
| 5 | 3,9                            | -              | -              | -              | 69,4           | -              | -              | -              | $2,11 \times 10^{-6}$                 | $-1,05 \times 10^{-6}$       | $(2,11-j10,58) \times 10^{-6}$       |
| 6 | -                              | 2,5            | 2,5            | 2,5            | -              | 44,4           | 0              | 25,8           | $3,47 \times 10^{-6}$                 | $-2,42 \times 10^{-5}$       | $(3,47-j24,19) \times 10^{-6}$       |
| 6 | -                              | 2,5            | 2,5            | 2,5            | -              | 44,4           | 0              | 25,8           | $3,47 \times 10^{-6}$                 | $-2,42 \times 10^{-5}$       | $(3,47-j24,20) \times 10^{-6}$       |

Можемо виконати розрахунок приведених навантажень усіх пунктів мережі. Також розрахуємо коефіцієнти завантаження обмоток блоків трансформаторів.

Для блока триобмоткових силових трансформаторів, що встановлений в пункті 2, коефіцієнти завантаження обмоток:

$$\beta_{BH1} = \frac{S_{BH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(P_{BH1})^2 + (Q_{BH1})^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{18^2 + (-12,200)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,680;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{S_{CH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(P_{CH1})^2 + (Q_{CH1})^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{11^2 + (-7,678)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,419;$$

$$\beta_{HH1} = \frac{S_{HH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(P_{HH1})^2 + (Q_{HH1})^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{7^2 + (-4,522)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,260.$$

Коефіцієнти завантаження інших блоків силових трансформаторів схеми визначаємо аналогічно і наводимо в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів

| Ном<br>ер<br>пун<br>кту | $S_n$ ,<br>МВА | Потік потужності $i$ -ю обмоткою |    |    |              |        |        | Коефіцієнт завантаження<br>обмотки $\beta_i$ |       |       |
|-------------------------|----------------|----------------------------------|----|----|--------------|--------|--------|----------------------------------------------|-------|-------|
|                         |                | $P_i$ , МВт                      |    |    | $Q_i$ , МВАр |        |        |                                              |       |       |
|                         |                | ВН                               | СН | НН | ВН           | СН     | НН     | ВН                                           | СН    | НН    |
| 1                       | 16             | 18                               | 11 | 7  | -12,200      | -7,678 | -4,522 | 0,680                                        | 0,419 | 0,260 |
| 2                       | 16             | 17                               | 12 | 5  | -11,606      | -8,376 | -3,230 | 0,643                                        | 0,457 | 0,186 |
| 3                       | 25             | 20                               | 14 | 6  | -13,648      | -9,772 | -3,876 | 0,484                                        | 0,341 | 0,143 |
| 4                       | 16             | 15                               | 0  | 15 | -9,689       | 0      | -9,689 | 0,558                                        | -     | 0,558 |
| 5                       | 10             | 8                                | 0  | 8  | -5,167       | 0      | -5,167 | 0,476                                        | -     | 0,476 |
| 6                       | 16             | 16                               | 12 | 4  | -10,960      | -8,376 | -2,584 | 0,606                                        | 0,457 | 0,149 |
| 7                       | 16             | 16                               | 10 | 6  | -10,856      | -6,980 | -3,876 | 0,604                                        | 0,381 | 0,223 |

Втрати потужності в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів, що встановлений в пункті 1:

$$\Delta P_{TZ1} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз1}}{2} \cdot (\beta_{ВН1}^2 + \beta_{СН1}^2 + \beta_{НН1}^2) =$$

$$= \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,680^2 + 0,419^2 + 0,260^2) = 70,530 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ1} = -n \cdot S_{н1} \cdot (\beta_{ВН1}^2 \cdot U_{кв1} \% + \beta_{СН1}^2 \cdot U_{кз1} \% + \beta_{НН1}^2 \cdot U_{кн1} \%) \cdot 10^{-2} =$$

$$= -2 \cdot 16000(0,680^2 \cdot 10,75 + 0,419^2 \cdot 6,25)10^{-2} = -1724,048 \text{ кВАр}.$$

Значення приведенного навантаження пункту 1:

$$\dot{S}_{пр1} = \dot{S}_{max1} + (\Delta P_{TZ1} + j\Delta Q_{TZ1}) \cdot 10^{-3} = 18 - j12,200 +$$

$$+ (70,530 - j1724,048) \cdot 10^{-3} = 18,071 - j13,924 \text{ МВА}.$$

Приведені навантаження решти пунктів розраховуємо аналогічно і наводимо в табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів схеми

| Номер<br>пункту | Задана<br>потужність<br>$\dot{S}_{max}$ , МВА | Втрати потужності в опорах<br>блоку силових трансформаторів |                        | Приведена потужність пункту<br>$\dot{S}_{пр}$ , МВА |
|-----------------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|------------------------|-----------------------------------------------------|
|                 |                                               | $\Delta P_{TZ}$ , кВт                                       | $\Delta Q_{TZ}$ , кВАр |                                                     |
| 1               | 18-j12,200                                    | 70,530                                                      | -1724,048              | 18,071-j13,924                                      |
| 2               | 17-j11,606                                    | 65,750                                                      | -1492,545              | 17,066-j13,098                                      |
| 3               | 20-j13,648                                    | 52,011                                                      | -1329,335              | 20,052-j14,977                                      |
| 4               | 15-j9,689                                     | 52,939                                                      | -1046,317              | 15,053-j10,735                                      |
| 5               | 8-j5,167                                      | 27,211                                                      | -476,190               | 8,027-j5,644                                        |
| 6               | 16-j10,960                                    | 59,859                                                      | -1307,807              | 16,060-j12,268                                      |
| 7               | 16-j10,856                                    | 56,014                                                      | -1355,536              | 16,056-j12,211                                      |

Еквівалентні провідності пунктів електричної мережі:

$$\underline{Y}_1 = 0,5(\underline{Y}_{\text{Л0-1}} + \underline{Y}_{\text{Л1-2}}) + \underline{Y}_{\text{БТ1}} = 0,5 \cdot (j254,340 + j160,839) \cdot 10^{-6} + (3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6} = (3,478 + j183,393) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_2 = 0,5(\underline{Y}_{\text{Л1-2}} + \underline{Y}_{\text{Л2-3}}) + \underline{Y}_{\text{БТ2}} = 0,5 \cdot (j160,839 + j63,585) \cdot 10^{-6} + (3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6} = (3,478 + j88,016) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}_3 &= 0,5(\underline{Y}_{\text{Л0-3}} + \underline{Y}_{\text{Л2-3}} + \underline{Y}_{\text{Л3-4}}) + \underline{Y}_{\text{БТ3}} = \\ &= 0,5 \cdot (j321,679 + j63,585 + j72,836) \cdot 10^{-6} + (4,688 - j26,465) \cdot 10^{-6} \\ &= (4,688 + j202,585) \cdot 10^{-6} \text{ СМ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}_4 &= 0,5(\underline{Y}_{\text{Л0-4}} + \underline{Y}_{\text{Л3-4}} + \underline{Y}_{\text{Л4-5}}) + \underline{Y}_{\text{БТ4}} = \\ &= 0,5 \cdot (j227,496 + j72,836 + j81,438) \cdot 10^{-6} + (2,873 - j16,938) \cdot 10^{-6} = \\ &= (2,873 + j173,947) \cdot 10^{-6} \text{ СМ}; \end{aligned}$$

$$\underline{Y}_5 = 0,5(\underline{Y}_{\text{Л5-6}} + \underline{Y}_{\text{Л4-5}}) + \underline{Y}_{\text{БТ5}} = 0,5 \cdot (j81,438 + j63,585) \cdot 10^{-6} + (2,117 - j1,586) \cdot 10^{-6} = (2,117 + j61,925) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_6 = 0,5(\underline{Y}_{\text{Л0-6}} + \underline{Y}_{\text{Л5-6}} + \underline{Y}_{\text{Л6-7}}) + \underline{Y}_{\text{БТ6}} = 0,5 \cdot (j25,4 + j63,5 + j57,59) \cdot 10^{-4} + (3,478 - j24,200) \cdot 10^{-6} = (347,8 + j1,636) \cdot 10^{-4} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_7 = 0,5(\underline{Y}_{\text{Л0-7}} + \underline{Y}_{\text{Л6-7}}) + \underline{Y}_{\text{БТ6}} = 0,5 \cdot (j2,275 + j5,759) \cdot 10^{-4} + (3,478 - j24,200) \cdot 10^{-6} = (347,8 + j1,183) \cdot 10^{-4} \text{ СМ};$$

Еквівалентна провідність БП:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{\text{БП}} &= 0,5(\underline{Y}_{\text{Л0-1}} + \underline{Y}_{\text{Л0-3}} + \underline{Y}_{\text{Л0-4}} + \underline{Y}_{\text{Л0-6}} + \underline{Y}_{\text{Л0-7}}) = \\ &= 0,5 \cdot (j254,340 + j321,679 + j227,496 + j254,340 + j227,496) \cdot 10^{-6} \\ &= j642,675 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}. \end{aligned}$$

### 3.4 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

Виконуємо розрахунок усталеного режиму роботи. Визначаємо потоки потужностей за ділянками, рівні напруги у пунктах схеми і сумарні втрати потужності.

Будь-яку ітерацію розрахунку можна виконати у такій послідовності:

1. Знаходимо втрати потужності в опорах ділянок  $\Delta \dot{S}_{zi}$ , МВА, та провідностях пунктів  $\Delta \dot{S}_{ys}$ , МВА, за даними потекорозподілу потужностей та режиму

напруги на попередній ітерації розрахунку (для першої ітерації – за основним поточкорозподілом потужностей та номінальною напругою мережі):

2.

$$\Delta \dot{S}_{zi} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{ci}^2} \cdot (r_i - jx_i) ; \quad (3.31)$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{ys} &= Y_s \cdot U_{ki}^2 ; \\ \Delta \dot{S}_{ys} &= Y_s \cdot U_{pi}^2 , \end{aligned} \quad (3.32)$$

де  $P_i^2, Q_i^2$  – активна потужність, МВт, та реактивна потужність, МВАр, що протікають  $i$ -ю ділянкою;

$r_i, x_i$  – відповідно активний і реактивний опори  $i$ -ї ділянки, Ом;

$Y_s$  – еквівалентна провідність  $s$ -го пункту мережі, См;

$U_{ci}^2, U_{ki}^2, U_{pi}^2$  – модулі рівнів напруги, відповідно, середини, кінця та початку  $i$ -ї ділянки, кВ (на першій ітерації  $U_{ci}^2 = U_{ki}^2 = U_{pi}^2 = U_n^2$ ).

2. Втрати потужності розділяємо на декілька частин відповідно до симетричної П-подібної схеми заміщення і розносимо по кінцях ділянок, в яких підсумовуємо їх із втратами потужності у еквівалентних поперечних провідностях пунктів. Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності.

3. Знаходимо поточкорозподіл навантажень від втрат потужностей у пунктах за ділянками схеми.

4. Наносимо поточкорозподіл навантажень на основний поточкорозподіл та отримуємо результуючий поточкорозподіл потужностей.

5. На основі результуючого поточкорозподілу можемо виконати розрахунок режиму напруги у пунктах схеми. Для цього застосовуємо розрахункові співвідношення (3.33), (3.34):

– у разі розрахунку за умовами початку:

$$U_{ki} = \sqrt{U_{pi}^2 - 2 \cdot \sum_i (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i) ;} \quad (3.33)$$

$$U_{ci} = \sqrt{U_{\pi i}^2 - \sum_i (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)} ;$$

– у разі розрахунку за умовами кінця:

$$\begin{aligned} U_{\pi i} &= \sqrt{U_{\kappa i}^2 + 2 \cdot \sum_i (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)} ; \\ U_{ci} &= \sqrt{U_{\kappa i}^2 + \sum_i (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)} . \end{aligned} \quad (3.34)$$

Даний розрахунок режиму роботи мережі можна вважати завершеним, якщо зміни модулів напруги або сумарних втрат потужності в мережі відносно їх значень на попередній ітерації може виявитися меншим від 1-2 %.

Проводимо аналіз режиму роботи БП та визначаємо сумарні втрати потужності у мережі системи  $\Delta \dot{S}_{\Sigma}$ , МВА за виразом (3.35):

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{БП}} - \dot{S}_{\Sigma} = \sum_i \dot{S}_{\pi i} + Y_{\text{БП}} \cdot U_{\text{БП}}^2 - \dot{S}_{\Sigma} , \quad (3.35)$$

де  $\dot{S}_{\text{БП}}$  – сумарна потужність БП, МВА;

$\dot{S}_{\Sigma}$  – сумарна потужність вихідних (заданих або приведених) навантажень пунктів мережі, МВА;

$\sum_i \dot{S}_{\pi i}$  – сума повних потужностей початків усіх ліній, які відходять у схему від БП, МВА;

$Y_{\text{БП}}$  – еквівалентна поперечна провідність, що перенесена на шини БП.

Здійснимо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у мережі. Вихідними даними треба взяти схему режиму максимальних навантажень, приведені навантаження пунктів та повні опори ділянок схеми [3].

Розрахунок виконаємо за допомогою методу контурних рівнянь. Здійснимо вибір контурів і перемичок у схемі електричної мережі. До першого контуру входять ділянки 0-1, 1-2 та 0-3 з перемичкою 2-3, до другого – ділянки 0-3, 3-4 та 0-5 з перемичкою 4-5, до третього – ділянки 0-5, 5-6 та 0-7 з перемичкою 6-7, а до четвертого – ділянки 0-7 та 0-1 з перемичкою 1-7. Напрямок обходу контурів приймаємо за годинниковою стрілкою. Вихідна схема зображена на рис. 3.4.

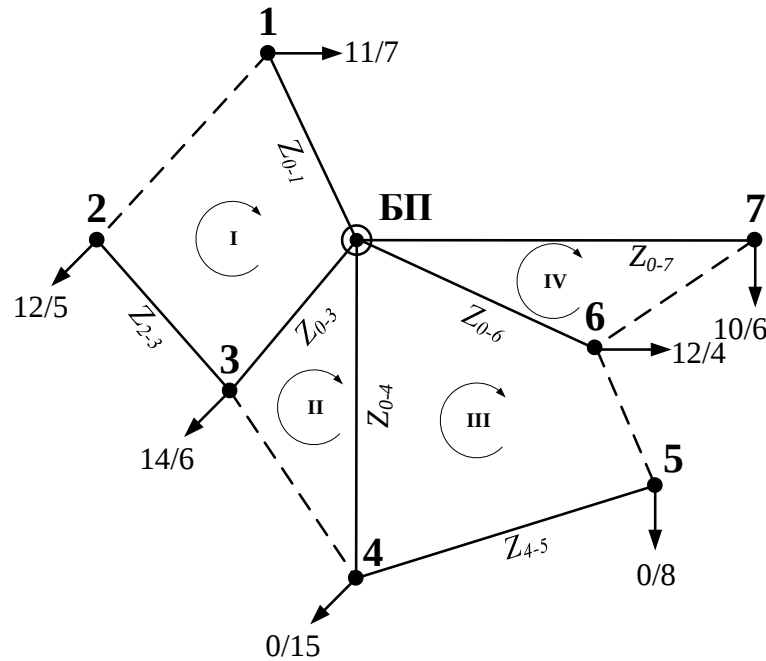


Рисунок 3.4 – Вибір контурів та перемичок для розрахунку схеми електричної мережі в режимі максимальних навантажень

Для схеми мережі, наведеної на рис. 3.4, можемо скласти систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{S}_{\text{пр}1} \underline{Z}_{\text{л}0-1} - \dot{S}_{\text{пр}2} \underline{Z}_{\text{л}2-3} - (\dot{S}_{\text{пр}2} + \dot{S}_{\text{пр}3}) \underline{Z}_{\text{л}0-3} = \\ = \dot{S}_I (\underline{Z}_{\text{л}0-1} + \underline{Z}_{\text{л}1-2} + \underline{Z}_{\text{л}2-3} + \underline{Z}_{\text{л}0-3}) - \dot{S}_{II} \underline{Z}_{\text{л}0-3}; \\ (\dot{S}_{\text{пр}2} + \dot{S}_{\text{пр}3}) \underline{Z}_{\text{л}0-3} - (\dot{S}_{\text{пр}4} + \dot{S}_{\text{пр}5}) \underline{Z}_{\text{л}0-4} = \\ = \dot{S}_{II} (\underline{Z}_{\text{л}0-3} + \underline{Z}_{\text{л}3-4} + \underline{Z}_{\text{л}0-4}) - \dot{S}_I \underline{Z}_{\text{л}0-3} - \dot{S}_{III} \underline{Z}_{\text{л}0-4}; \\ (\dot{S}_{\text{пр}4} + \dot{S}_{\text{пр}5}) \underline{Z}_{\text{л}0-4} + \dot{S}_{\text{пр}5} \underline{Z}_{\text{л}4-5} - \dot{S}_{\text{пр}6} \underline{Z}_{\text{л}0-6} = \\ = \dot{S}_{III} (\underline{Z}_{\text{л}0-4} + \underline{Z}_{\text{л}4-5} + \underline{Z}_{\text{л}5-6} + \underline{Z}_{\text{л}0-6}) - \dot{S}_{II} \underline{Z}_{\text{л}0-4} - \dot{S}_{IV} \underline{Z}_{\text{л}0-6}; \\ \dot{S}_{\text{пр}6} \underline{Z}_{\text{л}0-6} - \dot{S}_{\text{пр}7} \underline{Z}_{\text{л}0-7} = \\ = \dot{S}_{IV} (\underline{Z}_{\text{л}0-6} + \underline{Z}_{\text{л}6-7} + \underline{Z}_{\text{л}0-7}) - \dot{S}_{III} \underline{Z}_{\text{л}0-6}; \end{array} \right.$$

Розв'язуючи систему рівнянь, отримуємо такі контурні потужності:

$$\dot{S}_I = -11,381 + j8,491 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = -2,332 + j0,548 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = 7,076 - j5,516 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{IV} = -3,950 + j1,578 \text{ МВА}.$$

Значення потоків потужностей основного потокорозподілу за ділянками схеми:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{осн0-1}} &= \dot{S}_{\text{пр1}} - \dot{S}_I = (18,071 - j13,924) - (-11,381 + j8,491) = \\ &= 29,452 - j22,415 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{осн0-3}} &= (\dot{S}_{\text{пр2}} + \dot{S}_{\text{пр3}}) + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = (37,118 - j28,075) + (-11,381 + j8,49) - \\ &- (-2,332 + j0,548) = 28,069 - j20,132 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{осн0-4}} &= (\dot{S}_{\text{пр4}} + \dot{S}_{\text{пр5}}) + \dot{S}_{II} - \dot{S}_{III} = (23,08 - j16,379) + (-2,332 + j0,548) - \\ &- (7,076 - j5,516) = 13,672 - j10,315 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{осн0-6}} &= \dot{S}_{\text{пр6}} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_{IV} = (16,060 - j12,268) + (7,076 - j5,516) - \\ &- (-3,950 + j1,578) = 27,086 - j19,361 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{осн0-7}} &= \dot{S}_{\text{пр7}} + \dot{S}_{IV} = (16,056 - j12,211) + (-3,950 + j1,578) = \\ &= 12,106 - j10,633 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\text{осн1-2}} = \dot{S}_I = 16,056 - j12,211 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{осн2-3}} &= \dot{S}_{\text{пр2}} + \dot{S}_I = (17,066 - j13,098) + (-11,381 + j8,491) = \\ &= 5,685 - j4,607 \text{ МВА}\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\text{осн3-4}} = \dot{S}_{II} = -2,332 + j0,548 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{осн4-5}} &= \dot{S}_{\text{пр5}} - \dot{S}_{III} = (8,027 - j5,644) - (7,076 - j5,516) = \\ &= 0,951 - j0,128 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\text{осн5-6}} = \dot{S}_{III} = 7,076 - j5,516 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{осн6-7}} = \dot{S}_{IV} = -3,950 + j1,578 \text{ МВА}.$$

Здійснимо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа:

– контур I:

$$-\dot{S}_{\text{осн0-1}}Z_{\text{л0-1}} + \dot{S}_{\text{осн1-2}}Z_{\text{л1-2}} + \dot{S}_{\text{осн2-3}}Z_{\text{л2-3}} + \dot{S}_{\text{осн0-3}}Z_{\text{л0-3}} = 0;$$

– контур II:

$$-\dot{S}_{\text{осн}0-3}\underline{Z}_{\text{л}0-3} + \dot{S}_{\text{осн}0-4}\underline{Z}_{\text{л}0-4} + \dot{S}_{\text{осн}3-4}\underline{Z}_{\text{л}3-4} = 0;$$

– контур III:

$$-\dot{S}_{\text{осн}0-4}\underline{Z}_{\text{л}0-4} + \dot{S}_{\text{осн}0-6}\underline{Z}_{\text{л}0-6} + \dot{S}_{\text{осн}5-6}\underline{Z}_{\text{л}5-6} - \dot{S}_{\text{осн}4-5}\underline{Z}_{\text{л}4-5} = 0;$$

– контур IV:

$$\dot{S}_{\text{осн}0-7}\underline{Z}_{\text{л}0-7} + \dot{S}_{\text{осн}6-7}\underline{Z}_{\text{л}6-7} - \dot{S}_{\text{осн}0-6}\underline{Z}_{\text{л}0-6} = 0.$$

Таким чином, вірно було знайдено основний потокорозподіл потужностей в режимі максимальних навантажень мережі. Результати розрахунку наведені на рисунку 3.5.

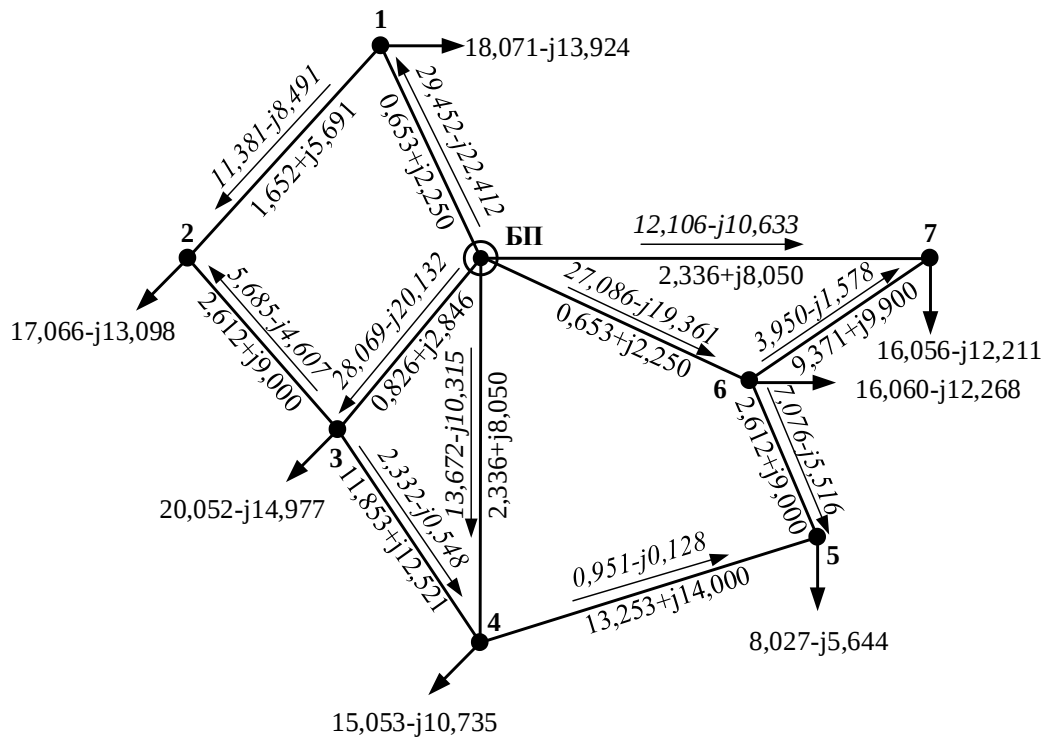


Рисунок 3.5 – Основний потокорозподіл потужностей у схемі електричної мережі в режимі максимальних навантажень

Ітерація 1.

Початкові наближення напруг пунктів, які відповідають номінальній напрузі мережі:

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

Розрахуємо втрати потужності в опорах ділянок за основним поточкорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруг. Для ділянки 0-1 маємо:

$$\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} = \frac{P_{\text{осн}0-1}^2 + Q_{\text{осн}0-1}^2}{0,5 \cdot \left( (U_0)^2 + \left( U_1^{(0)} \right)^2 \right)} \cdot (r_{\text{л}0-1} - jx_{\text{л}0-1}) =$$

$$= \frac{29,452^2 + (-22,415)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (0,653 - j2,250) = 0,071 - j0,243 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок схеми визначаємо аналогічно і наводимо в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок схеми на першій ітерації розрахунку

| Ділянка | Втрати потужності, МВА |
|---------|------------------------|
| 0-1     | 0,071-j0,243           |
| 0-3     | 0,078-j0,268           |
| 0-4     | 0,054-j0,186           |
| 0-6     | 0,057-j0,197           |
| 0-7     | 0,048-j0,165           |
| 1-2     | 0,028-j0,095           |
| 2-3     | 0,012-j0,040           |
| 3-4     | 0,005-j0,005           |
| 4-5     | 0,001-j0,001           |
| 5-6     | 0,017-j0,060           |
| 6-7     | 0,014-j0,015           |

Знайдемо втрати потужності в провідностях пунктів. Для пункта 1 маємо:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = \underline{Y}_1 \cdot \left( U_1^{(0)} \right)^2 = (3,478 + j183,4) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,042 + j2,219 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності в провідностях решти пунктів розраховуємо аналогічно і наводимо в табл. 3.12.

Таблиця 3.12 – Результати розрахунку втрат потужності в провідностях пунктів схеми на першій ітерації розрахунку

| Номер пункту           | 1          | 2          | 3          | 4          | 5          | 6          | 7          |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Втрати потужності, МВА | 0,04+j2,21 | 0,04+j1,06 | 0,05-j2,45 | 0,03+j2,10 | 0,02+j0,74 | 0,04+j1,97 | 0,04+j1,43 |

Додаткові навантаження пунктів схеми від втрат потужності:

$$\Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-2}^{(1)} \right) = (0,042 + j2,219) +$$

$$+0,5((0,071 - j0,243) + (0,028 - j0,095)) = 0,091 + j2,050 \text{ MBA};$$

$$\Delta \dot{S}_{\pi 2}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{y2}^{(1)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z1-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z2-3}^{(1)} \right) = (0,042 + j1,065) +$$

$$+0,5((0,028 - j0,095) + (0,012 - j0,040)) = 0,062 - j0,998 \text{ MBA};$$

$$\Delta \dot{S}_{\pi 3}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{y3}^{(1)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z2-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z3-4}^{(1)} \right) = (0,057 + j2,451) +$$

$$+0,5((0,078 - j0,268) + (0,012 - j0,040) + (0,005 - j0,105)) =$$

$$= 0,104 + j2,294 \text{ MBA};$$

$$\Delta \dot{S}_{\pi 4}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{y4}^{(1)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z3-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z4-5}^{(1)} \right) = (0,035 + j2,105) +$$

$$+0,5((0,054 - j0,186) + (0,005 - j0,005) + (0,001 - j0,001)) =$$

$$= 0,065 + j2,008 \text{ MBA};$$

$$\Delta \dot{S}_{\pi 5}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{y5}^{(1)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z4-5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(1)} \right) = (0,026 + j0,749) +$$

$$+0,5((0,001 - j0,001) + (0,017 - j0,060)) =$$

$$= 0,035 + j0,719 \text{ MBA};$$

$$\Delta \dot{S}_{\pi 6}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{y6}^{(1)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-6}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z6-7}^{(1)} \right) = (0,042 + j1,979) +$$

$$+0,5((0,057 - j0,197) + (0,017 - j0,060) + (0,014 - j0,015)) =$$

$$= 0,086 + j1,843 \text{ MBA};$$

$$\Delta \dot{S}_{\pi 7}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{y7}^{(1)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-7}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z6-7}^{(1)} \right) = (0,042 + j1,432) +$$

$$+0,5((0,048 - j0,165) + (0,014 - j0,015)) =$$

$$= 0,073 + j1,342 \text{ MBA};$$

Знайдемо потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах схеми методом контурних рівнянь. Отримуємо наступну систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned}
& \Delta \dot{S}_{n01}^{(1)} Z_{л0-1} - \Delta \dot{S}_{n23}^{(1)} Z_{л2-3} - \Delta \dot{S}_{n03}^{(1)} Z_{л0-3} = \\
& = \Delta \dot{S}_I^{(1)} (Z_{л0-1} + Z_{л1-2} + Z_{л2-3} + Z_{л0-3}) - \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} Z_{л0-3}; \\
& \Delta \dot{S}_{n03}^{(1)} Z_{л0-3} - \Delta \dot{S}_{n04}^{(1)} Z_{л0-4} = \\
& = \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} (Z_{л0-3} + Z_{л3-4} + Z_{л0-4}) - \Delta \dot{S}_I^{(1)} Z_{л0-3} - \Delta \dot{S}_{III}^{(1)} Z_{л0-4}; \\
& \Delta \dot{S}_{n04}^{(1)} Z_{л0-4} - \Delta \dot{S}_{n06}^{(1)} Z_{л0-6} + \Delta \dot{S}_{n45}^{(1)} Z_{л4-5} = \\
& = \Delta \dot{S}_{III}^{(1)} (Z_{л0-4} + Z_{л4-5} + Z_{л5-6} + Z_{л0-6}) - \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} Z_{л0-4} - \Delta \dot{S}_{IV}^{(1)} Z_{л0-6}; \\
& \Delta \dot{S}_{n06}^{(1)} Z_{л0-6} - \Delta \dot{S}_{n07}^{(1)} Z_{л0-7} = \\
& = \Delta \dot{S}_{IV}^{(1)} (Z_{л0-6} + Z_{л6-7} + Z_{л0-7}) + \Delta \dot{S}_{III}^{(1)} Z_{л0-6};
\end{aligned} \right.$$

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

$$\Delta \dot{S}_I^{(1)} = -0,028 - j0,739 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{II}^{(1)} = 0,091 - j0,311 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{III}^{(1)} = 0,049 + j0,749 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{IV}^{(1)} = 0,046 - j0,214 \text{ МВА}.$$

Потоки потужності ділянками схеми від втрат потужності в пунктах схеми:

$$\Delta \dot{S}_{д0-1}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{п01}^{(1)} - \Delta \dot{S}_I^{(1)} = (0,120 + j2,789) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д0-3}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{п03}^{(1)} + \Delta \dot{S}_I^{(1)} - \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} = (0,046 + j2,864) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д0-4}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{п04}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} - \Delta \dot{S}_{III}^{(1)} = (0,142 + j1,667) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д0-6}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{п06}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{III}^{(1)} - \Delta \dot{S}_{IV}^{(1)} = (0,090 + j2,806) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д0-7}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{п07}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{IV}^{(1)} = (0,119 + j1,128) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д1-2}^{(1)} = \Delta \dot{S}_I^{(1)} = (-0,028 - j0,739) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д2-3}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{п23}^{(1)} + \Delta \dot{S}_I^{(1)} = (0,033 + j0,259) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д3-4}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} = (0,091 - j0,311) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д4-5}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{п45}^{(1)} - \Delta \dot{S}_{III}^{(1)} = (-0,015 - j0,030) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д5-6}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{III}^{(1)} = (0,049 + j0,749) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д6-7}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{IV}^{(1)} = (0,046 - j0,214) \text{ МВА}.$$

Здійснимо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа:

– контур I:

$$-\Delta \dot{S}_{д0-1}^{(1)} Z_{л0-1} + \Delta \dot{S}_{д1-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{д2-3}^{(1)} Z_{л2-3} + \Delta \dot{S}_{д0-3}^{(1)} Z_{л0-3} = 0;$$

– контур II:

$$-\Delta \dot{S}_{д0-3}^{(1)} Z_{л0-3} + \Delta \dot{S}_{д3-4}^{(1)} Z_{л3-4} + \Delta \dot{S}_{д0-4}^{(1)} Z_{л0-4} = 0;$$

– контур III:

$$-\Delta \dot{S}_{д0-4}^{(1)} Z_{л0-4} + \Delta \dot{S}_{д5-6}^{(1)} Z_{л5-6} + \Delta \dot{S}_{д0-6}^{(1)} Z_{л0-6} - \Delta \dot{S}_{д4-5}^{(1)} Z_{л4-5} = 0;$$

– контур IV:

$$-\Delta \dot{S}_{д0-6}^{(1)} Z_{л0-6} + \Delta \dot{S}_{д6-7}^{(1)} Z_{л6-7} + \Delta \dot{S}_{д0-7}^{(1)} Z_{л0-7} = 0.$$

Потокорозподіл потужності від втрат в пунктах схеми мережі на першій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень знайдений вірно. Результати розрахунку наведені на рисунку 3.6.

Потокорозподіл від додаткових навантажень потужностей пунктів наносимо на основний потокорозподіл і отримуємо результуючий потокорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку.

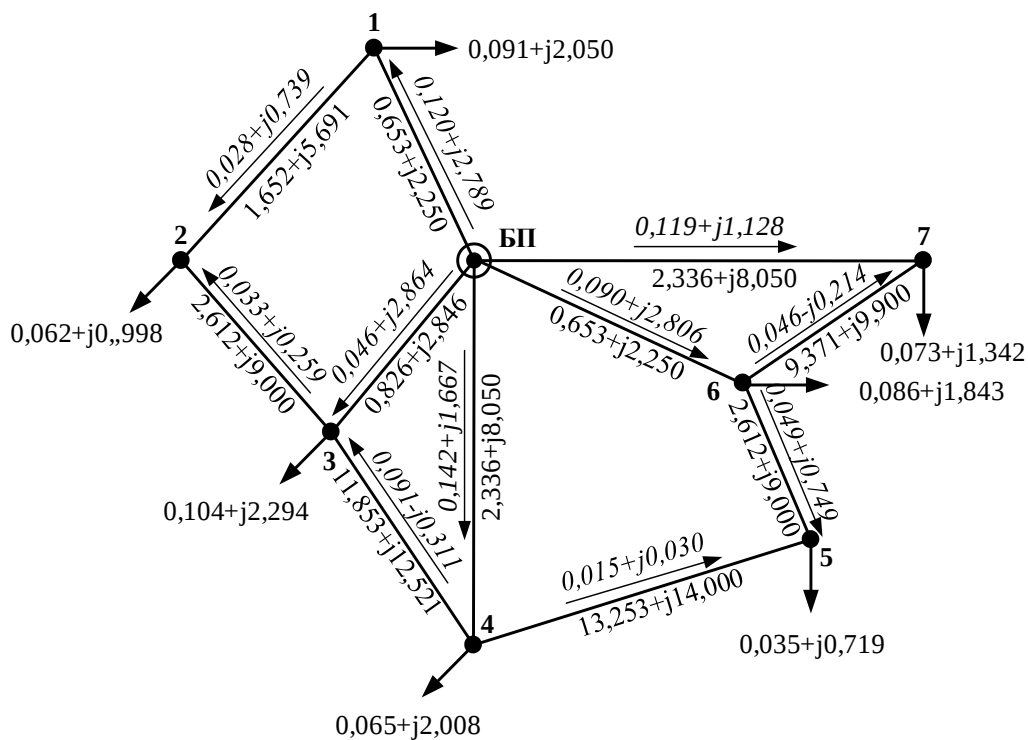


Рисунок 3.6 – Потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів схеми електричної мережі на першій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень

Результуюче навантаження на першій ітерації розрахунку для пункту 1:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез1}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{пр1}} + \Delta\dot{S}_{\text{п1}}^{(1)} = (18,071 - j13,924) + (0,091 + j2,050) = \\ &= 18,162 - j11,874 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результуючі навантаження решти пунктів визначаємо аналогічно.

Знаходимо результуючий потокорозподіл ділянкою 0-1 на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн0-1}} + \Delta\dot{S}_{\text{д0-1}}^{(1)} = (29,452 - j22,415) + (0,120 + j2,789) = \\ &= 29,571 - j19,626 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

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

Результуючий потокорозподіл потужностей у схемі електричної мережі на першій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень зображений на рис. 3.7.

Знаходимо рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}
 U_1^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \left( P_{\text{рез0-1}}^{(1)} \cdot r_{\text{л0-1}} - Q_{\text{рез0-1}}^{(1)} \cdot x_{\text{л0-1}} \right)} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2(29,571 \cdot 0,653 - (-19,626) \cdot 2,250)} = 114,447 \text{ кВ}; \\
 U_3^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \left( P_{\text{рез0-3}}^{(1)} \cdot r_{\text{л0-3}} - Q_{\text{рез0-3}}^{(1)} \cdot x_{\text{л0-3}} \right)} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2(28,115 \cdot 0,826 - (-17,268) \cdot 2,846)} = 114,369 \text{ кВ}; \\
 U_2^{(1)} &= \sqrt{\left( U_3^{(1)} \right)^2 - 2 \left( P_{\text{рез2-3}}^{(1)} \cdot r_{\text{л2-3}} - Q_{\text{рез2-3}}^{(1)} \cdot x_{\text{л2-3}} \right)} = \\
 &= \sqrt{114,369^2 - 2(5,718 \cdot 2,612 - (-4,349) \cdot 9,000)} = 113,895 \text{ кВ}; \\
 U_4^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \left( P_{\text{рез0-4}}^{(1)} \cdot r_{\text{л0-4}} - Q_{\text{рез0-4}}^{(1)} \cdot x_{\text{л0-4}} \right)} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2(13,814 \cdot 2,336 - (-8,648) \cdot 8,050)} = 114,111 \text{ кВ}; \\
 U_5^{(1)} &= \sqrt{U_4^2 - 2 \left( P_{\text{рез4-5}}^{(1)} \cdot r_{\text{л4-5}} - Q_{\text{рез4-5}}^{(1)} \cdot x_{\text{л4-5}} \right)} = \\
 &= \sqrt{114,111^2 - 2(0,936 \cdot 13,253 - (-0,158) \cdot 14)} = 113,982 \text{ кВ}; \\
 U_6^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \left( P_{\text{рез0-6}}^{(1)} \cdot r_{\text{л0-6}} - Q_{\text{рез0-6}}^{(1)} \cdot x_{\text{л0-6}} \right)} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2(27,176 \cdot 0,653 - (-16,555) \cdot 2,250)} = 114,521 \text{ кВ}; \\
 U_7^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \left( P_{\text{рез0-7}}^{(1)} \cdot r_{\text{л0-7}} - Q_{\text{рез0-7}}^{(1)} \cdot x_{\text{л0-7}} \right)} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2(12,225 \cdot 2,336 - (-9,506) \cdot 8,050)} = 114,083 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

Параметри електричної мережі на першій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень наведені на рис. 3.7.

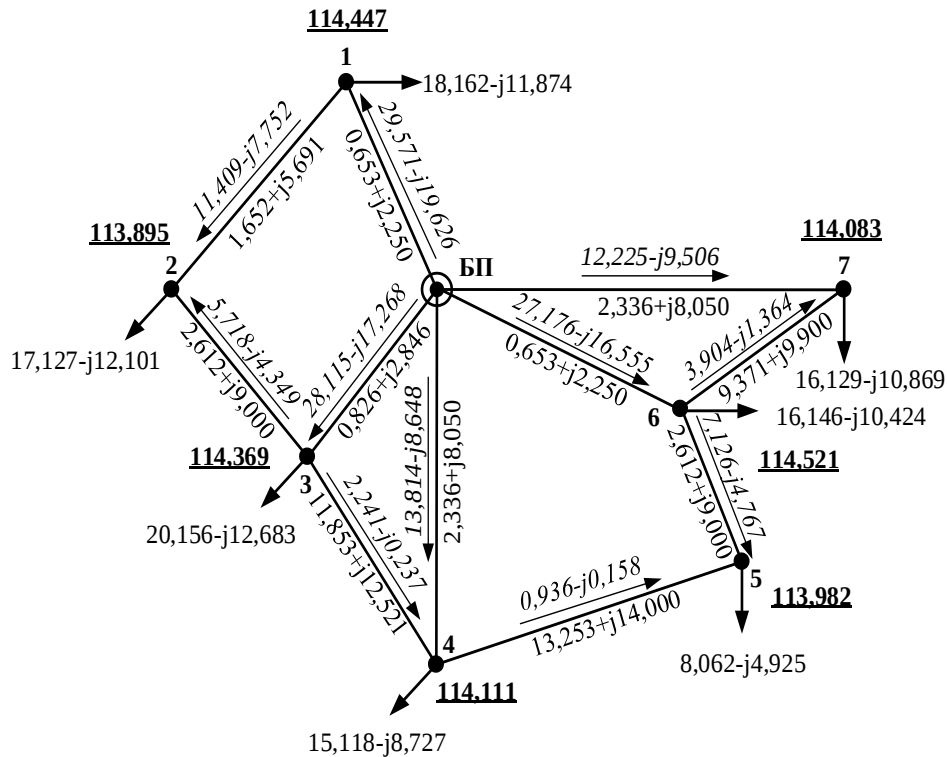


Рисунок 3.7 – Результуючий потокорозподіл потужностей та рівні напруги в пунктах схеми в режимі максимальних навантажень на першій ітерації розрахунку

Розрахуємо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку.

Потужність БП:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{БП}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-7}}^{(1)} + \\ &+ 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{\text{z0-1}}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-3}}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-4}}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-6}}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-7}}^{(1)} \right) + Y_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\ &= 111,054 - j63,633 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Сумарна потужність навантажень мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{max1}} + \dot{S}_{\text{max2}} + \dot{S}_{\text{max3}} + \dot{S}_{\text{max4}} + \dot{S}_{\text{max5}} + \dot{S}_{\text{max6}} + \dot{S}_{\text{max7}} = \\ &= 110 - j74,125 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Повні втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{БП}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (111,054 - j63,633) - (110 - j74,125) = \\ &= 1,054 + j10,492 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Можемо виконати другу ітерацію розрахунку режиму роботи мережі в режимі максимальних навантажень.

Ітерація 2.

Втрати потужності в опорах за результуючим поточкорозподілом потужностей та рівнями напруги в пунктах на першій ітерації розрахунку. Для ділянки 0-1 маємо:

$$\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(2)} = \frac{\left(P_{\text{рез}0-1}^{(1)}\right)^2 + \left(Q_{\text{рез}0-1}^{(1)}\right)^2}{0,5 \cdot \left((U_0)^2 + \left(U_1^{(1)}\right)^2\right)} \cdot (r_{\text{л}0-1} - jx_{\text{л}0-1}) =$$

$$= \frac{29,571^2 + (-19,626)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 114,447^2)} \cdot (0,653 - j2,250) = 0,062 - j0,215 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок схеми визначаємо аналогічно і наводимо в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок схеми на другій ітерації розрахунку

| Ділянка | Втрати потужності, МВА |
|---------|------------------------|
| 0-1     | 0,062-j0,215           |
| 0-3     | 0,068-j0,235           |
| 0-4     | 0,047-j0,163           |
| 0-6     | 0,050-j0,173           |
| 0-7     | 0,043-j0,147           |
| 1-2     | 0,024-j0,083           |
| 2-3     | 0,010-j0,036           |
| 3-4     | 0,004-j0,004           |
| 4-5     | 0,009-j0,009           |
| 5-6     | 0,015-j0,051           |
| 6-7     | 0,012-j0,013           |

Знаходимо втрати потужності в провідностях пунктів за рівнями напруги в пунктах на першій ітерації розрахунку. Для пункта 1 маємо:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(2)} = Y_1 \cdot \left(U_1^{(1)}\right)^2 = (3,478 + j18,340) \cdot 10^{-6} \cdot 114,447^2 =$$

$$= 0,046 + j2,402 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності в провідностях решти пунктів схеми визначаємо аналогічно і наводимо в табл. 3.14.

Таблиця 3.14 – Результати розрахунку втрат потужності в провідностях пунктів схеми на другій ітерації розрахунку

| Номер пункту           | 1          | 2          | 3          | 4          | 5          | 6          | 7          |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Втрати потужності, МВА | 0,04+j2,40 | 0,04+j1,14 | 0,06-j2,65 | 0,03+j2,26 | 0,02+j0,80 | 0,04+j2,14 | 0,04+j1,54 |

Додаткові навантаження пунктів схеми від втрат потужності:

$$\Delta \dot{S}_{п1}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y1}^{(2)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-1}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z1-2}^{(2)} \right) = (0,046 + j2,402) + 0,5((0,062 - j0,215) + (0,024 - j0,083)) = 0,089 + j2,253 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{п2}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y2}^{(2)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z2-2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z3--}^{(2)} \right) = 0,062 + j1,072 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{п3}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y3}^{(2)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z2-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z3-4}^{(2)} \right) = 0,103 + j2,512 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{п4}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y4}^{(2)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z3-4}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z4-5}^{(2)} \right) = 0,064 + j2,181 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{п5}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y5}^{(2)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z4-5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(2)} \right) = 0,035 + j0,779 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{п6}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y6}^{(2)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-6}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z5-6}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z6-7}^{(2)} \right) = 0,084 + j2,027 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{п7}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y7}^{(2)} + 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-7}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z6-7}^{(2)} \right) = 0,073 + j1,460 \text{ МВА};$$

Можемо знайти потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах схеми методом контурних рівнянь. Отримуємо наступну систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned}
& \dot{\Delta S}_{n01}^{(2)} Z_{л0-1} - \dot{\Delta S}_{n23}^{(2)} Z_{л2-3} - \dot{\Delta S}_{n03}^{(2)} Z_{л0-3} = \\
& = \dot{\Delta S}_I^{(2)} (Z_{л0-1} + Z_{л1-2} + Z_{л2-3} + Z_{л0-3}) - \dot{\Delta S}_{II}^{(2)} Z_{л0-3}; \\
& \dot{\Delta S}_{n03}^{(2)} Z_{л0-3} - \dot{\Delta S}_{n04}^{(2)} Z_{л0-4} = \\
& = \dot{\Delta S}_{II}^{(2)} (Z_{л0-3} + Z_{л3-4} + Z_{л0-4}) - \dot{\Delta S}_I^{(2)} Z_{л0-3} - \dot{\Delta S}_{III}^{(2)} Z_{л0-4}; \\
& \dot{\Delta S}_{n04}^{(2)} Z_{л0-4} - \dot{\Delta S}_{n06}^{(2)} Z_{л0-6} + \dot{\Delta S}_{n45}^{(2)} Z_{л4-5} = \\
& = \dot{\Delta S}_{III}^{(2)} (Z_{л0-4} + Z_{л4-5} + Z_{л5-6} + Z_{л0-6}) - \dot{\Delta S}_{II}^{(2)} Z_{л0-4} - \dot{\Delta S}_{IV}^{(2)} Z_{л0-6}; \\
& \dot{\Delta S}_{n06}^{(2)} Z_{л0-6} - \dot{\Delta S}_{n07}^{(2)} Z_{л0-7} = \\
& = \dot{\Delta S}_{IV}^{(2)} (Z_{л0-6} + Z_{л6-7} + Z_{л0-7}) - \dot{\Delta S}_{III}^{(2)} Z_{л0-6};
\end{aligned} \right.$$

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

$$\dot{\Delta S}_I^{(2)} = -0,028 - j0,801 \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{II}^{(2)} = 0,100 - j0,335 \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{III}^{(2)} = 0,051 + j0,811 \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{IV}^{(2)} = 0,050 - j0,231 \text{ МВА}.$$

Значення потоків потужностей від втрат потужності в пунктах схеми:

$$\dot{\Delta S}_{д0-1}^{(2)} = \dot{\Delta S}_{п01}^{(2)} - \dot{\Delta S}_I^{(2)} = (0,117 + j3,054) \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{д0-3}^{(2)} = \dot{\Delta S}_{п03}^{(2)} + \dot{\Delta S}_I^{(2)} - \dot{\Delta S}_{II}^{(2)} = (0,038 + j3,128) \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{д0-4}^{(2)} = \dot{\Delta S}_{п04}^{(2)} + \dot{\Delta S}_{II}^{(2)} - \dot{\Delta S}_{III}^{(2)} = (0,147 + j1,813) \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{д0-6}^{(2)} = \dot{\Delta S}_{п06}^{(2)} + \dot{\Delta S}_{III}^{(2)} - \dot{\Delta S}_{IV}^{(2)} = (0,085 + j3,069) \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{д0-7}^{(2)} = \dot{\Delta S}_{п07}^{(2)} + \dot{\Delta S}_{IV}^{(2)} = (0,123 + j1,229) \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{д1-2}^{(2)} = \dot{\Delta S}_I^{(2)} = (-0,028 - j0,801) \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{д2-3}^{(2)} = \dot{\Delta S}_{п23}^{(2)} + \dot{\Delta S}_I^{(2)} = (0,035 + j0,281) \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{д3-4}^{(2)} = \dot{\Delta S}_{II}^{(2)} = (0,100 - j0,335) \text{ МВА};$$

$$\dot{\Delta S}_{д4-5}^{(2)} = \dot{\Delta S}_{п45}^{(2)} - \dot{\Delta S}_{III}^{(2)} = (-0,016 - j0,032) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д5-6}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{III}^{(2)} = (0,051 + j0,811) \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д6-7}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{IV}^{(2)} = (0,050 - j0,231) \text{ МВА}.$$

Здійснимо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа:

– контур I:

$$-\Delta \dot{S}_{д0-1}^{(2)} Z_{л0-1} + \Delta \dot{S}_{д1-2}^{(2)} Z_{л1-2} + \Delta \dot{S}_{д2-3}^{(2)} Z_{л2-3} + \Delta \dot{S}_{д0-3}^{(2)} Z_{л0-3} = 0;$$

– контур II:

$$-\Delta \dot{S}_{д0-3}^{(2)} Z_{л0-3} + \Delta \dot{S}_{д3-4}^{(2)} Z_{л3-4} + \Delta \dot{S}_{д0-4}^{(2)} Z_{л0-4} = 0;$$

– контур III:

$$-\Delta \dot{S}_{д0-4}^{(2)} Z_{л0-4} + \Delta \dot{S}_{д5-6}^{(2)} Z_{л5-6} + \Delta \dot{S}_{д0-6}^{(2)} Z_{л0-6} - \Delta \dot{S}_{д4-5}^{(2)} Z_{л4-5} = 0;$$

– контур IV:

$$-\Delta \dot{S}_{д0-6}^{(2)} Z_{л0-6} + \Delta \dot{S}_{д6-7}^{(2)} Z_{л6-7} + \Delta \dot{S}_{д0-7}^{(2)} Z_{л0-7} = 0;$$

Потокорозподіл від втрат потужності в пунктах схеми електричної мережі на другій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень знайдений вірно. Результати розрахунку наведені на рис. 3.8.

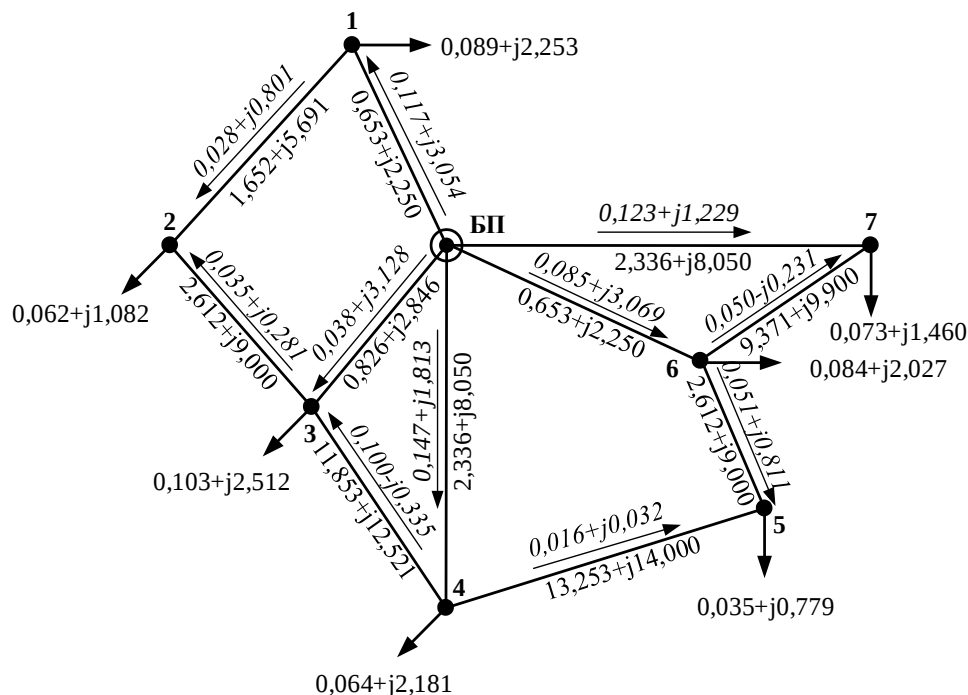


Рисунок 3.8 – Потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів схеми електричної мережі на другій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень

Потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів схеми наносимо на основний потокорозподіл та отримуємо результуючий потокорозподіл потужностей на другій ітерації розрахунку. Результуюче навантаження на другій ітерації розрахунку для пункту 1:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез1}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{пр1}} + \Delta\dot{S}_{\text{п1}}^{(2)} = (18,071 - j13,924) + (0,089 + j2,253) = \\ &= 18,159 - j11,671 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результуючі навантаження решти пунктів визначаємо аналогічно.

Результуючий потік потужності ділянкою 0-1 на другій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{осн0-1}} + \Delta\dot{S}_{\text{д0-1}}^{(2)} = (29,452 - j22,415) + (0,117 + j3,054) = \\ &= 29,568 - j19,360 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

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

Результуючий потокорозподіл потужностей у схемі електричної мережі на другій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень наведено на рис. 3.9.

Рівні напруги в пунктах схеми на другій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}U_1^{(2)} &= \sqrt{U_0^2 - 2(P_{\text{рез0-1}}^{(2)} \cdot r_{\text{л0-1}} - Q_{\text{рез0-1}}^{(2)} \cdot x_{\text{л0-1}})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2(29,568 \cdot 0,653 - (-19,360) \cdot 2,250)} = 114,452 \text{ кВ;} \\ U_3^{(2)} &= \sqrt{U_0^2 - 2(P_{\text{рез0-3}}^{(2)} \cdot r_{\text{л0-3}} - Q_{\text{рез0-3}}^{(2)} \cdot x_{\text{л0-3}})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2(28,107 \cdot 0,826 - (-17,004) \cdot 2,846)} = 114,376 \text{ кВ;} \\ U_2^{(2)} &= \sqrt{(U_3^{(2)})^2 - 2(P_{\text{рез2-3}}^{(2)} \cdot r_{\text{л2-3}} - Q_{\text{рез2-3}}^{(2)} \cdot x_{\text{л2-3}})} = \\ &= \sqrt{114,376^2 - 2(5,719 \cdot 2,612 - (-4,326) \cdot 9,000)} = 113,904 \text{ кВ;} \\ U_4^{(2)} &= \sqrt{U_0^2 - 2(P_{\text{рез0-4}}^{(2)} \cdot r_{\text{л0-4}} - Q_{\text{рез0-4}}^{(2)} \cdot x_{\text{л0-4}})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2(13,819 \cdot 2,336 - (-8,502) \cdot 8,050)} = 114,121 \text{ кВ;} \\ U_5^{(2)} &= \sqrt{U_4^{(2)}^2 - 2(P_{\text{рез4-5}}^{(2)} \cdot r_{\text{л4-5}} - Q_{\text{рез4-5}}^{(2)} \cdot x_{\text{л4-5}})} = \\ &= \sqrt{114,121^2 - 2(0,935 \cdot 13,253 - (-0,160) \cdot 14,000)} = 113,992 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

$$U_6^{(2)} = \sqrt{U_0^2 - 2(P_{\text{рез0-6}}^{(2)} \cdot r_{\text{л0-6}} - Q_{\text{рез0-6}}^{(2)} \cdot x_{\text{л0-6}})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2(27,171 \cdot 0,653 - (-16,293) \cdot 2,250)} = 114,526 \text{ кВ};$$

$$U_7^{(2)} = \sqrt{U_0^2 - 2(P_{\text{рез0-7}}^{(2)} \cdot r_{\text{л0-7}} - Q_{\text{рез0-7}}^{(2)} \cdot x_{\text{л0-7}})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2(12,229 \cdot 2,336 - (-9,404) \cdot 8,050)} = 114,090 \text{ кВ};$$

Параметри режиму роботи електричної мережі на другій ітерації розрахунку при максимальних навантаженнях наведені на рис. 3.9.

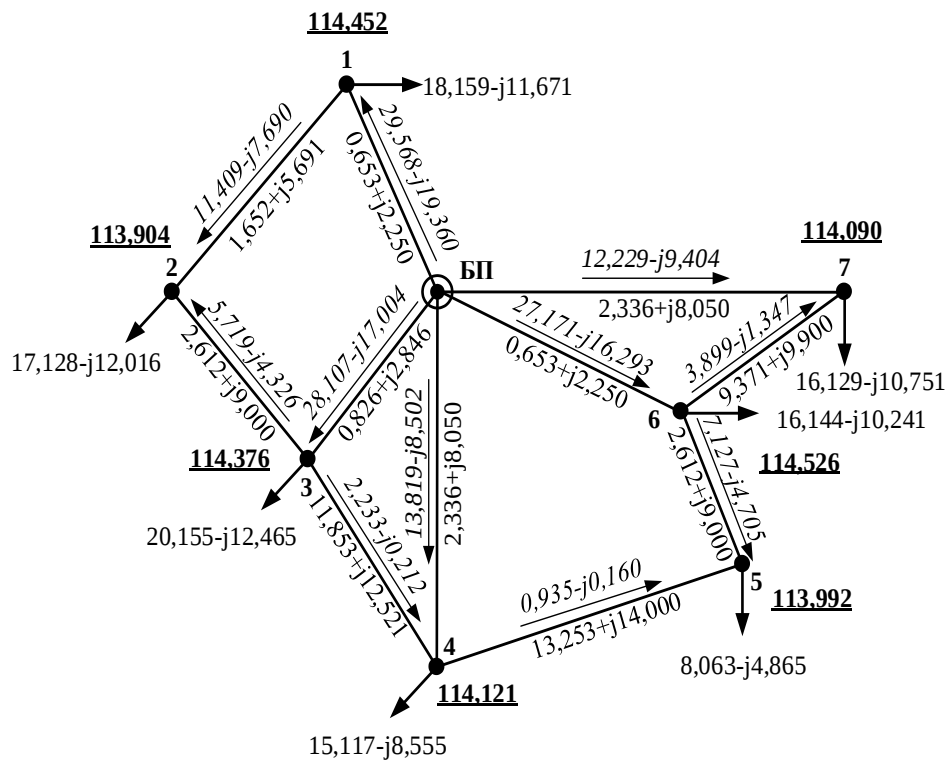


Рисунок 3.9 – Результуючий потікорозподіл потужностей та рівні напруги в пунктах схеми в режимі максимальних навантажень на другій ітерації розрахунку

Перевіряємо збіжність ітераційного процесу за критерієм зміни сумарних втрат потужності в електричній мережі.

Потужність БП на другій ітерації:

$$\dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} = \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-7}}^{(2)} +$$

$$+ 0,5 \left( +\Delta \dot{S}_{\text{z0-1}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-3}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-4}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-6}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-7}}^{(2)} \right) + \underline{Y}_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 =$$

$$= 111,030 - j62,531 \text{ МВА.}$$

Повні втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = (11,030 - j62,531) - (110 - j74,125) =$$

$$= 1,030 + j11,594 \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку:

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

$$= \frac{|(1,030 + j11,594) - (1,054 + j10,492)|}{|1,054 + j10,492|} \cdot 100 \% = 10,457 \ \%.$$

Відносна зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації перевищує 2 %, тому необхідно продовжити розрахунок режиму роботи мережі і виконати 3 ітерацію.

Ітерація 3.

Третю ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях здійснимо в табличній формі.

Таблиця 3.15 – Результати розрахунку параметрів електричної мережі в режимі максимальних навантажень на третій ітерації розрахунку

| Параметр                                                                                          | Значення |                |     |                |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------------|-----|----------------|
| Втрати потужності в опорах ділянок<br>$\Delta \dot{S}_{zi}$ , МВА                                 | 0-1      | 0,062-j0,214   | 2-3 | 0,010-j0,036   |
|                                                                                                   | 0-3      | 0,067-j0,233   | 3-4 | 0,004-j0,004   |
|                                                                                                   | 0-4      | 0,047-j0,161   | 4-5 | 0,009-j0,009   |
|                                                                                                   | 0-6      | 0,050-j0,171   | 5-6 | 0,015-j0,050   |
|                                                                                                   | 0-7      | 0,042-j0,146   | 6-7 | 0,012-j0,013   |
|                                                                                                   | 1-2      | 0,024-j0,083   |     |                |
| Втрати потужності в провідностях пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{ys}$ , МВА                           | 1        | 0,046+j2,402   | 5   | 0,028+j0,805   |
|                                                                                                   | 2        | 0,045+j1,142   | 6   | 0,046+j2,145   |
|                                                                                                   | 3        | 0,061+j2,650   | 7   | 0,045+j1,540   |
|                                                                                                   | 4        | 0,037+j2,265   |     |                |
| Додаткові навантаження пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{ns}$ , МВА                                     | 1        | 0,089+j2,254   | 5   | 0,035+j0,779   |
|                                                                                                   | 2        | 0,062+j1,083   | 6   | 0,084+j2,028   |
|                                                                                                   | 3        | 0,103+j2,513   | 7   | 0,073+j1,461   |
|                                                                                                   | 4        | 0,064+j2,182   |     |                |
| Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{oi}$ , МВА | 0-1      | 0,116+j3,056   | 2-3 | 0,035+j0,281   |
|                                                                                                   | 0-3      | 0,038+j3,130   | 3-4 | 0,010-j0,336   |
|                                                                                                   | 0-4      | 0,147+j1,814   | 4-5 | 0,016+j0,032   |
|                                                                                                   | 0-6      | 0,085+j3,070   | 5-6 | 0,051+j0,811   |
|                                                                                                   | 0-7      | 0,123+j1,230   | 6-7 | 0,050-j0,231   |
|                                                                                                   | 1-2      | 0,028+j0,802   |     |                |
| Результуюче навантаження пункту<br>$\dot{S}_{pres}$ , МВА                                         | 1        | 18,159-j11,669 | 5   | 8,062-j4,865   |
|                                                                                                   | 2        | 17,128-j12,015 | 6   | 16,144-j10,240 |
|                                                                                                   | 3        | 20,155-j12,464 | 7   | 16,129-j10,750 |
|                                                                                                   | 4        | 15,117-j8,554  |     |                |

| Параметр                                                              | Значення |                |     |              |
|-----------------------------------------------------------------------|----------|----------------|-----|--------------|
| Результуючий потік потужності за ділянками<br>$\dot{S}_{рез i}$ , МВА | 0-1      | 29,568-j19,359 | 2-3 | 5,719-j4,326 |
|                                                                       | 0-3      | 28,107-j17,002 | 3-4 | 2,233-j0,212 |
|                                                                       | 0-4      | 13,819-j8,501  | 4-5 | 0,935-j0,160 |
|                                                                       | 0-6      | 27,170-j16,291 | 5-6 | 7,127-j4,705 |
|                                                                       | 0-7      | 12,229-j9,404  | 6-7 | 3,899-j1,347 |
|                                                                       | 1-2      | 11,409-j7,689  |     |              |
| Рівень напруги в пунктах<br>$U_s$ , кВ                                | 1        | 114,452        | 5   | 113,993      |
|                                                                       | 2        | 113,904        | 6   | 114,526      |
|                                                                       | 3        | 114,376        | 7   | 114,090      |
|                                                                       | 4        | 114,121        |     |              |

Параметри режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень наведені на рис. 3.10.

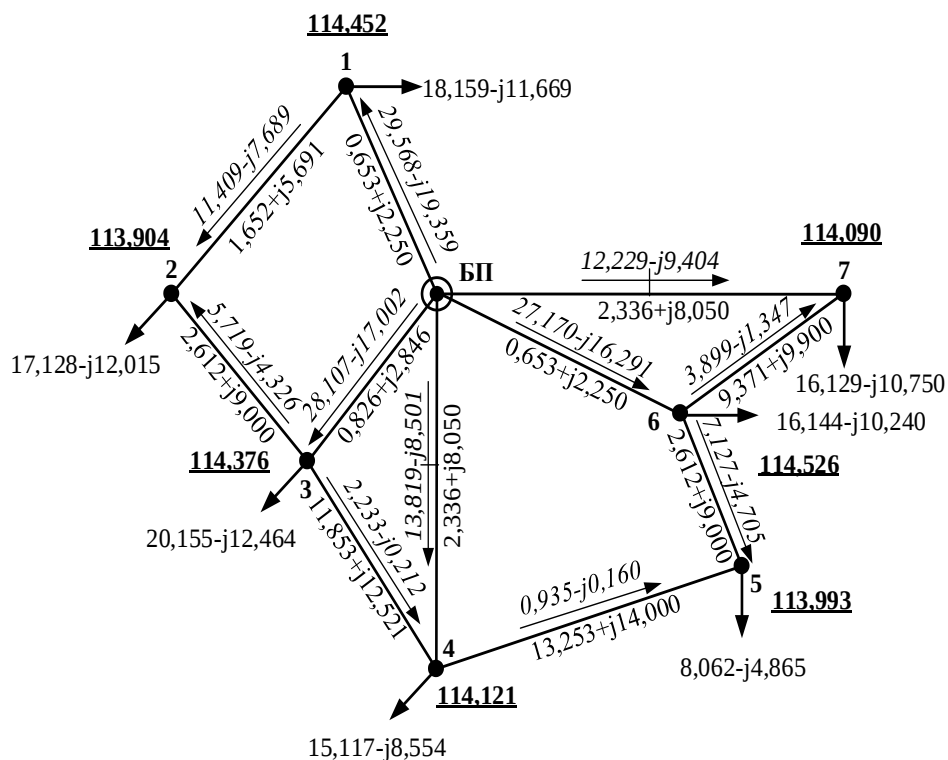


Рисунок 3.10 – Параметри режиму максимальних навантажень

Потужність БП на третій ітерації:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-7}}^{(3)} + \\
 &+ 0,5 \left( +\Delta\dot{S}_{\text{z0-1}}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-3}}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-4}}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-6}}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-7}}^{(3)} \right) + Y_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\
 &= 111,027 - j62,520 \text{ МВА.}
 \end{aligned}$$

Втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}
 \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = (111,027 - j62,520) - (110 - j74,125) = \\
 &= 1,027 + j11,605 \text{ МВА.}
 \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \partial \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100 \% = \\ &= \frac{|(1,027 + j11,605) - (1,030 + j11,594)|}{|1,030 + j11,594|} \cdot 100 \% = 0,095 \%. \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації не перевищує 2 %, тобто розрахунок режиму роботи електричної мережі можна вважати завершеним.

Здійснюємо розрахунок струмового навантаження ділянок. Струмове навантаження у режимі максимальних навантажень мережі для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned} I_{\text{макс}0-1} &= \frac{\sqrt{(P_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2 + (Q_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot [(U_0)^2 + (U_1^{(3)})^2]} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 = \\ &= \frac{\sqrt{29,568^2 + (-19,359)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (115^2 + 114,452^2)} \cdot 1} \cdot 10^3 = 177,852 \text{ А}. \end{aligned}$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми знаходимо аналогічно і наводимо в табл. 3.16.

Таблиця 3.16 – Струмові навантаження ділянок схеми у режимі максимальних навантажень

| Ділянка | Струмове навантаження, А | Тривало допустимий струм $I_{\text{доп}}$ , А |
|---------|--------------------------|-----------------------------------------------|
| 0-1     | 177,852                  | 610                                           |
| 0-3     | 165,366                  | 610                                           |
| 0-4     | 81,766                   | 610                                           |
| 0-6     | 159,375                  | 610                                           |
| 0-7     | 77,756                   | 610                                           |
| 1-2     | 69,568                   | 610                                           |
| 2-3     | 36,274                   | 610                                           |
| 3-4     | 11,334                   | 265                                           |
| 4-5     | 4,803                    | 265                                           |
| 5-6     | 43,153                   | 610                                           |
| 6-7     | 20,836                   | 265                                           |

Струмові навантаження ділянок схем у режимі максимальних навантажень не перевищують допустимих струмів для відповідних перерізів провідників. Що може

свідчити про вірний вибір перерізів проводів повітряних ліній схеми районної електричної мережі.

### 3.5 Розрахунок режиму роботи мережі при мінімальних навантаженнях

Дані розрахунки можемо виконати аналогічно розрахунку при максимальних навантаженнях, але з урахуванням деяких особливостей.

При розрахунку режиму роботи електромережі при мінімальних навантаженнях значення активного навантаження (а також реактивного) пунктів знижується на коефіцієнт  $\alpha = 62\%$ .

Перерахуємо значення повних навантажень пунктів схеми:

$$\dot{S}_{min1} = \dot{S}_{max1} \cdot \alpha = (18 - j12,200) \cdot 0,62 = 11,160 - j7,564 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{min2} = \dot{S}_{max2} \cdot \alpha = (17 - j11,606) \cdot 0,62 = 10,540 - j7,196 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{min3} = \dot{S}_{max3} \cdot \alpha = (20 - j13,648) \cdot 0,62 = 12,400 - j8,462 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{min4} = \dot{S}_{max4} \cdot \alpha = (15 - j9,689) \cdot 0,62 = 9,300 - j6,007 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{min5} = \dot{S}_{max5} \cdot \alpha = (8 - j5,167) \cdot 0,62 = 4,960 - j3,204 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{min6} = \dot{S}_{max6} \cdot \alpha = (16 - j10,960) \cdot 0,62 = 9,920 - j6,795 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{min7} = \dot{S}_{max7} \cdot \alpha = (16 - j10,856) \cdot 0,62 = 9,920 - j6,731 \text{ МВА};$$

Якщо виходити з мінімуму втрат потужності у трансформаторах, можна перевірити можливість відключення на кожній із підстанцій одного із двох паралельно працюючих трансформаторів. Для пункту 1 маємо:

Модулі потужностей, що протікають по обмотках ВН, СН і НН силових трансформаторів пункту 1:

$$\begin{aligned} S_{ВН1} &= \alpha \cdot \sqrt{(P_{СН1} + P_{НН1})^2 + (Q_{СН1} + Q_{НН1})^2} = \\ &= 0,62 \cdot \sqrt{(6,820 + 4,340)^2 + ((-4,760) + (-2,803))^2} = 8,359 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{СН1} = \alpha \cdot \sqrt{P_{СН1}^2 + Q_{СН1}^2} = 0,62 \cdot \sqrt{6,820^2 + (-4,760)^2} = 5,157 \text{ МВА};$$

$$S_{НН1} = \alpha \cdot \sqrt{P_{НН1}^2 + Q_{НН1}^2} = 0,62 \cdot \sqrt{4,340^2 + (-2,803)^2} = 3,203 \text{ МВА}.$$

Критична сума квадратів модулів потужностей, що протікають обмотками ВН, СН і НН силових трансформаторів пункту 1:

$$\Sigma S_1^2 = S_{BH1}^2 + S_{CH1}^2 + S_{HH1}^2 = 8,359^2 + 5,157^2 + 3,203^2 = 106,719 \text{ МВА}^2.$$

Критична потужність трансформаторів пункту 1:

$$S_{кр1}^2 = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx1}}{\Delta P_{кз1}} \cdot S_{H1}^2 = \frac{4 \cdot 23}{100} \cdot 16^2 = 235,520 \text{ МВА}^2.$$

Оскільки  $\Sigma \dot{S}_1^2 > \dot{S}_{кр1}^2$ , то в роботі залишається один трансформатор.

Розрахунки для інших варіантів аналогічні і зведені в табл. 3.17.

Таблиця 3.17 – Розрахунок кількості трансформаторів

| № пункту | Тип трансформатора | $\Sigma S^2$ , МВА <sup>2</sup> | $S_{кр}^2$ , МВА <sup>2</sup> | К-сть трансформаторів в роботі |
|----------|--------------------|---------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| 1        | ТДТН-16000/110     | 106,719                         | 235,520                       | 1                              |
| 2        | ТДТН-16000/110     | 99,486                          | 235,520                       | 1                              |
| 3        | ТДТН-25000/110     | 137,239                         | 553,571                       | 1                              |
| 4        | ТДН-16000/110      | 94,237                          | 228,894                       | 1                              |
| 5        | ТДН-10000/110      | 26,805                          | 93,333                        | 1                              |
| 6        | ТДТН-16000/110     | 90,572                          | 235,520                       | 1                              |
| 7        | ТДТН-16000/110     | 84,755                          | 235,520                       | 1                              |

Перерахунок параметрів схем заміщення блоків трансформаторів електричної мережі здійснюємо аналогічно Z-схемі і наводимо в табл. 3.18.

Таблиця 3.18 – Результати розрахунку параметрів блоків силових трансформаторів

| № | Опір блоку трансформаторів, Ом |          |          |            |          |          | Провідність блоку трансформаторів, См |                        |                                |
|---|--------------------------------|----------|----------|------------|----------|----------|---------------------------------------|------------------------|--------------------------------|
|   | активний                       |          |          | реактивний |          |          | активна,                              | реактивна              | повна,                         |
|   | $r_{бв}$                       | $r_{бс}$ | $r_{бн}$ | $x_{бв}$   | $x_{бс}$ | $x_{бн}$ | $g_{бт}$                              | $b_{бт}$               | $Y_{бт}$                       |
| 1 | 1,292                          | 1,292    | 1,292    | 44,42      | 0        | 25,83    | $3,478 \times 10^{-6}$                | $-2,42 \times 10^{-5}$ | $(3,47-j24,19) \times 10^{-6}$ |
| 2 | 1,292                          | 1,292    | 1,292    | 44,42      | 0        | 25,83    | $3,478 \times 10^{-6}$                | $-2,42 \times 10^{-5}$ | $(3,47-j24,19) \times 10^{-6}$ |
| 3 | 0,741                          | 0,741    | 0,741    | 28,43      | 0        | 35,70    | $4,688 \times 10^{-6}$                | $-2,64 \times 10^{-5}$ | $(4,68-j26,46) \times 10^{-6}$ |
| 4 | 1,098                          | 1,098    | 1,098    | 43,39      | 0        | 43,39    | $2,873 \times 10^{-6}$                | $-1,69 \times 10^{-5}$ | $(2,87-j16,93) \times 10^{-6}$ |
| 5 | 1,984                          | 1,984    | 1,984    | 69,43      | 0        | 69,43    | $2,117 \times 10^{-6}$                | $-1,05 \times 10^{-5}$ | $(2,11-j10,58) \times 10^{-6}$ |
| 6 | 1,292                          | 1,292    | 1,292    | 44,42      | 0        | 25,83    | $3,478 \times 10^{-6}$                | $-2,42 \times 10^{-5}$ | $(3,47-j24,19) \times 10^{-6}$ |
| 7 | 1,292                          | 1,292    | 1,292    | 44,42      | 0        | 25,83    | $3,478 \times 10^{-6}$                | $-2,42 \times 10^{-5}$ | $(3,47-j2,42) \times 10^{-5}$  |

Перераховані коефіцієнти завантаження блоків силових трансформаторів схеми наведені в табл. 3.19.

Перераховані значення приведених навантажень пунктів схеми наведені в табл. 3.20.

Таблиця 3.19 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів

| Номер пункту | $S_n$ , МВА | Потік потужності $i$ -ю обмоткою |      |      |              |       |        | Коефіцієнт завантаження обмотки $\beta_i$ |       |       |
|--------------|-------------|----------------------------------|------|------|--------------|-------|--------|-------------------------------------------|-------|-------|
|              |             | $P_i$ , МВт                      |      |      | $Q_i$ , МВАр |       |        |                                           |       |       |
|              |             | ВН                               | СН   | НН   | ВН           | СН    | НН     | ВН                                        | СН    | НН    |
| 1            | 16          | 18                               | 6,82 | 4,34 | -12,20       | -4,76 | -2,80  | 0,680                                     | 0,260 | 0,161 |
| 2            | 16          | 17                               | 7,44 | 3,10 | -11,60       | -5,19 | -2,00  | 0,643                                     | 0,284 | 0,115 |
| 3            | 25          | 20                               | 8,68 | 3,72 | -13,64       | -6,05 | -2,40  | 0,484                                     | 0,212 | 0,089 |
| 4            | 16          | 15                               | -    | 15   | -9,68        | -     | -9,68  | 0,558                                     | -     | 0,558 |
| 5            | 10          | 8                                | -    | 8    | -5,167       | -     | -5,167 | 0,476                                     | -     | 0,476 |
| 6            | 16          | 16                               | 7,44 | 2,48 | -10,96       | -5,19 | -1,60  | 0,606                                     | 0,284 | 0,092 |
| 7            | 16          | 16                               | 6,20 | 3,72 | -10,85       | -4,32 | -2,40  | 0,604                                     | 0,236 | 0,137 |

Таблиця 3.20 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів схеми

| Номер пункту | Задана потужність $S_{min}$ , МВА | Втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів |                        | Приведена потужність пункту $S_{np}$ , МВА |
|--------------|-----------------------------------|----------------------------------------------------------|------------------------|--------------------------------------------|
|              |                                   | $\Delta P_{TZ}$ , кВт                                    | $\Delta Q_{TZ}$ , кВАр |                                            |
| 1            | 11,160-j7,564                     | 55,537                                                   | -1640,552              | 18,056-j13,840                             |
| 2            | 10,540-j7,196                     | 50,746                                                   | -1449,945              | 17,051-j13,056                             |
| 3            | 12,400-j8,562                     | 40,204                                                   | -1286,934              | 20,040-j14,935                             |
| 4            | 9,300-j6,007                      | 52,939                                                   | -1046,317              | 15,053-j10,735                             |
| 5            | 4,960-j3,204                      | 27,211                                                   | -476,190               | 8,027-j5,644                               |
| 6            | 9,920-j6,795                      | 45,621                                                   | -1280,543              | 16,046-j12,240                             |
| 7            | 9,920-j6,731                      | 44,006                                                   | -1294,192              | 16,044-j12,150                             |

Перерахуємо еквівалентні провідності пунктів електричної мережі:

$$\underline{Y}_1 = 0,5(\underline{Y}_{l0-1} + \underline{Y}_{l1-2}) + \underline{Y}_{бт1} = 0,5 \cdot (j25,43 + j16,08) \cdot 10^{-6} + (3,47 - j24,19) \cdot 10^{-6} = (3,478 + j183,393) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_2 = 0,5(\underline{Y}_{l1-2} + \underline{Y}_{l2-3}) + \underline{Y}_{бт2} = 0,5 \cdot (j16,08 + j63,58) \cdot 10^{-6} + (3,47 - j24,19) \cdot 10^{-6} = (3,478 + j88,016) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_3 = 0,5(\underline{Y}_{l0-3} + \underline{Y}_{l2-3} + \underline{Y}_{l3-4}) + \underline{Y}_{бт3} = (4,688 + j202,585) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_4 = 0,5(\underline{Y}_{l0-4} + \underline{Y}_{l3-4} + \underline{Y}_{l4-5}) + \underline{Y}_{бт4} = (2,873 + j173,947) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_5 = 0,5(\underline{Y}_{l4-5} + \underline{Y}_{l5-6}) + \underline{Y}_{бт5} = (2,117 + j61,925) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_6 = 0,5(\underline{Y}_{l0-6} + \underline{Y}_{l5-6} + \underline{Y}_{l6-7}) + \underline{Y}_{бт6} = (3,478 + j163,560) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_7 = 0,5(\underline{Y}_{l0-7} + \underline{Y}_{l6-7}) + \underline{Y}_{бт7} = (3,478 + j118,300) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

Зважаючи на те, що розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у схемі електричної мережі такий же як і в режимі максимальних навантажень, тому зобразимо його на рис. 3.11.

Ітераційний розрахунок аналогічний режиму максимальних навантажень, тому виконаємо його в табличній формі.

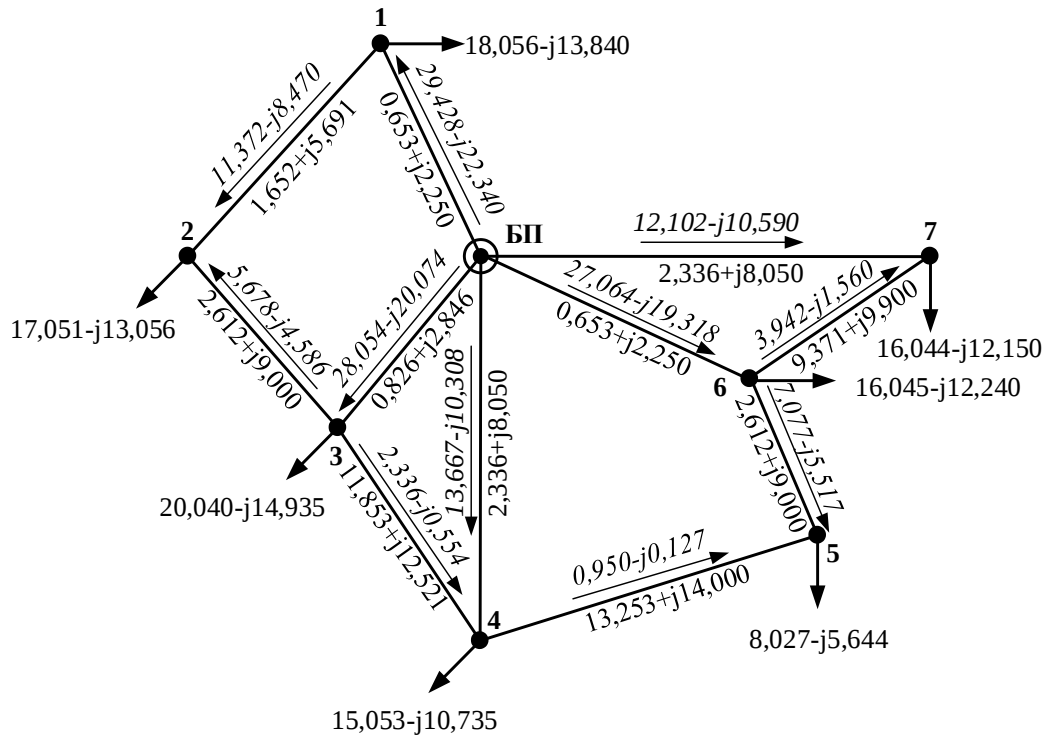


Рисунок 3.11 – Основний потокорозподіл потужностей у схемі електричної мережі в режимі мінімальних навантажень

Ітерація 1

Таблиця 3.21 – Результати розрахунку параметрів електричної мережі в режимі мінімальних навантажень на першій ітерації розрахунку

| Параметр                                                                | Значення |              |     |              |
|-------------------------------------------------------------------------|----------|--------------|-----|--------------|
| Втрати потужності в опорах ділянок<br>$\Delta \dot{S}_{zi}$ , МВА       | 0-1      | 0,070-j0,242 | 2-3 | 0,011-j0,040 |
|                                                                         | 0-3      | 0,078-j0,267 | 3-4 | 0,005-j0,005 |
|                                                                         | 0-4      | 0,054-j0,186 | 4-5 | 0,001-j0,001 |
|                                                                         | 0-6      | 0,057-j0,196 | 5-6 | 0,017-j0,060 |
|                                                                         | 0-7      | 0,048-j0,164 | 6-7 | 0,014-j0,015 |
|                                                                         | 1-2      | 0,027-j0,095 |     |              |
| Втрати потужності в провідностях пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{ys}$ , МВА | 1        | 0,042+j2,219 | 5   | 0,026+j0,749 |
|                                                                         | 2        | 0,042+j1,065 | 6   | 0,042+j1,979 |
|                                                                         | 3        | 0,057+j2,451 | 7   | 0,042+j1,432 |
|                                                                         | 4        | 0,035+j2,105 |     |              |
| Додаткові навантаження пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{ns}$ , МВА           | 1        | 0,091+j2,051 | 5   | 0,035+j0,719 |
|                                                                         | 2        | 0,062+j0,998 | 6   | 0,086+j1,844 |
|                                                                         | 3        | 0,104+j2,295 | 7   | 0,073+j1,342 |
|                                                                         | 4        | 0,065+j2,008 |     |              |
| Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів      | 0-1      | 0,119+j2,790 | 2-3 | 0,033+j0,259 |
|                                                                         | 0-3      | 0,046+j2,865 | 3-4 | 0,091-j0,311 |
|                                                                         | 0-4      | 0,142+j1,667 | 4-5 | 0,015+j0,030 |

| Параметр                                                                 | Значення |                |     |                |
|--------------------------------------------------------------------------|----------|----------------|-----|----------------|
| $\Delta \dot{S}_{\partial i}$ , МВА                                      | 0-6      | 0,090+j2,807   | 5-6 | 0,049+j0,749   |
|                                                                          | 0-7      | 0,119+j1,128   | 6-7 | 0,046-j0,214   |
|                                                                          | 1-2      | 0,028+j0,739   |     |                |
| Результуюче навантаження<br>пункту<br>$\dot{S}_{рез s}$ , МВА            | 1        | 18,147-j11,790 | 5   | 8,062-j4,925   |
|                                                                          | 2        | 17,112-j12,058 | 6   | 16,132-j10,397 |
|                                                                          | 3        | 20,144-j12,640 | 7   | 16,117-j10,807 |
|                                                                          | 4        | 15,118-j8,727  |     |                |
| Результуючий потік<br>потужності за ділянками<br>$\dot{S}_{рез i}$ , МВА | 0-1      | 29,547-j19,520 | 2-3 | 5,711-j4,327   |
|                                                                          | 0-3      | 28,100-j17,210 | 3-4 | 2,244-j0,243   |
|                                                                          | 0-4      | 13,809-j8,641  | 4-5 | 0,935-j0,156   |
|                                                                          | 0-6      | 27,154-j16,511 | 5-6 | 7,127-j4,768   |
|                                                                          | 0-7      | 12,221-j9,462  | 6-7 | 3,896-j1,346   |
|                                                                          | 1-2      | 11,401-j7,731  |     |                |
| Рівень напруги в пунктах<br>$U_s$ , кВ                                   | 1        | 114,449        | 5   | 113,983        |
|                                                                          | 2        | 113,899        | 6   | 114,522        |
|                                                                          | 3        | 114,371        | 7   | 114,086        |
|                                                                          | 4        | 114,111        |     |                |

Розрахуємо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку.

Потужність БП:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез0-1}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-3}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-4}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-6}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-7}^{(1)} + \\ &+ 0,5 \left( +\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-6}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-7}^{(1)} \right) + \underline{Y}_{БП} U_{БП}^2 = \\ &= 110,985 - j63,373 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Сумарна потужність навантажень мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{min1} + \dot{S}_{min2} + \dot{S}_{min3} + \dot{S}_{min4} + \dot{S}_{min5} + \dot{S}_{min6} + \dot{S}_{min7} = \\ &= 110 - j74,125 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Повні втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (110,985 - j63,373) - (110 - j74,125) = \\ &= 0,985 + j10,752 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Можемо виконати другу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі в режимі мінімальних навантажень.

## Ітерація 2.

Таблиця 3.22 – Результати розрахунку параметрів електричної мережі в режимі мінімальних навантажень на другій ітерації розрахунку

| Параметр                                                                                          | Значення |                |     |                |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------------|-----|----------------|
| Втрати потужності в опорах ділянок<br>$\Delta \dot{S}_{zi}$ , МВА                                 | 0-1      | 0,062-j0,214   | 2-3 | 0,010-j0,035   |
|                                                                                                   | 0-3      | 0,068-j0,234   | 3-4 | 0,004-j0,004   |
|                                                                                                   | 0-4      | 0,047-j0,163   | 4-5 | 0,009-j0,009   |
|                                                                                                   | 0-6      | 0,050-j0,173   | 5-6 | 0,015-j0,051   |
|                                                                                                   | 0-7      | 0,043-j0,147   | 6-7 | 0,012-j0,013   |
|                                                                                                   | 1-2      | 0,024-j0,083   |     |                |
| Втрати потужності в провідностях пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{ys}$ , МВА                           | 1        | 0,046+j2,402   | 5   | 0,028+j0,805   |
|                                                                                                   | 2        | 0,045+j1,142   | 6   | 0,046+j2,145   |
|                                                                                                   | 3        | 0,061+j2,650   | 7   | 0,045+j1,540   |
|                                                                                                   | 4        | 0,037+j2,265   |     |                |
| Додаткові навантаження пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{ns}$ , МВА                                     | 1        | 0,089+j2,254   | 5   | 0,035+j0,779   |
|                                                                                                   | 2        | 0,062+j1,083   | 6   | 0,084+j2,027   |
|                                                                                                   | 3        | 0,103+j2,512   | 7   | 0,073+j1,461   |
|                                                                                                   | 4        | 0,064+j2,181   |     |                |
| Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{oi}$ , МВА | 0-1      | 0,116+j3,055   | 2-3 | 0,035+j0,281   |
|                                                                                                   | 0-3      | 0,038+j3,129   | 3-4 | 0,099-j0,335   |
|                                                                                                   | 0-4      | 0,147+j1,813   | 4-5 | 0,016+j0,032   |
|                                                                                                   | 0-6      | 0,085+j3,069   | 5-6 | 0,051+j0,811   |
|                                                                                                   | 0-7      | 0,123+j1,229   | 6-7 | 0,050-j0,231   |
|                                                                                                   | 1-2      | 0,028+j0,801   |     |                |
| Результуюче навантаження пункту<br>$\dot{S}_{pres}$ , МВА                                         | 1        | 18,144-j11,587 | 5   | 8,063-j4,865   |
|                                                                                                   | 2        | 17,113-j11,973 | 6   | 16,130-j10,213 |
|                                                                                                   | 3        | 20,143-j12,422 | 7   | 16,117-j10,689 |
|                                                                                                   | 4        | 15,117-j8,555  |     |                |
| Результуючий потік потужності за ділянками<br>$\dot{S}_{pei}$ , МВА                               | 0-1      | 29,544-j19,255 | 2-3 | 5,713-j4,305   |
|                                                                                                   | 0-3      | 28,092-j16,945 | 3-4 | 2,236-j0,218   |
|                                                                                                   | 0-4      | 13,815-j8,495  | 4-5 | 0,934-j0,159   |
|                                                                                                   | 0-6      | 27,149-j16,249 | 5-6 | 7,128-j4,706   |
|                                                                                                   | 0-7      | 12,225-j9,360  | 6-7 | 3,891-j1,329   |
|                                                                                                   | 1-2      | 11,400-j7,668  |     |                |
| Рівень напруги в пунктах<br>$U_s$ , кВ                                                            | 1        | 114,454        | 5   | 113,993        |
|                                                                                                   | 2        | 113,907        | 6   | 114,527        |
|                                                                                                   | 3        | 114,377        | 7   | 114,093        |
|                                                                                                   | 4        | 114,121        |     |                |

Параметри режиму роботи електричної мережі на другій ітерації розрахунку в режимі мінімальних навантажень наведені на рис. 3.12.

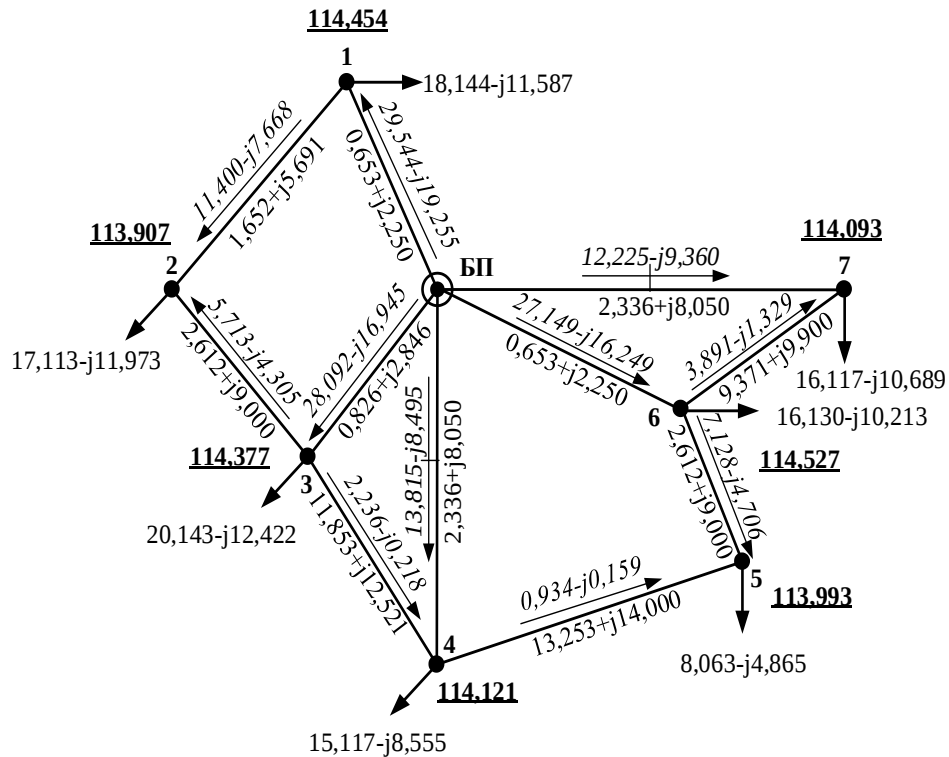


Рис. 3.12 – Результуючий поточкорозподіл потужностей та рівні напруги в пунктах схеми в режимі мінімальних навантажень на другій ітерації розрахунку

Потужність БП на другій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-7}}^{(2)} + \\ &+ 0,5 \left( +\Delta\dot{S}_{\text{z0-1}}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-3}}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-4}}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-6}}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-7}}^{(2)} \right) + \underline{Y}_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\ &= 110,961 - j62,270 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = (110,961 - j62,270) - (110 - j74,125) = \\ &= 0,961 + j11,855 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Відносна зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \partial\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \frac{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100 \% = \\ &= \frac{|(0,961 + j11,855) - (0,985 + j10,752)|}{|0,985 + j10,752|} \cdot 100 \% = 10,212 \%. \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації перевищує 2 %, тому необхідно продовжити розрахунок режиму роботи мережі і виконати 3 ітерацію.

## Ітерація 3.

Таблиця 3.23 – Результати розрахунку параметрів електричної мережі в режимі мінімальних навантажень на третій ітерації розрахунку

| Параметр                                                                                          | Значення |                |     |                |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------------|-----|----------------|
| Втрати потужності в опорах ділянок<br>$\Delta \dot{S}_{zi}$ , МВА                                 | 0-1      | 0,062-j0,213   | 2-3 | 0,010-j0,035   |
|                                                                                                   | 0-3      | 0,067-j0,232   | 3-4 | 0,004-j0,004   |
|                                                                                                   | 0-4      | 0,047-j0,161   | 4-5 | 0,009-j0,009   |
|                                                                                                   | 0-6      | 0,050-j0,171   | 5-6 | 0,015-j0,050   |
|                                                                                                   | 0-7      | 0,042-j0,145   | 6-7 | 0,012-j0,013   |
|                                                                                                   | 1-2      | 0,024-j0,082   |     |                |
| Втрати потужності в провідностях пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{ys}$ , МВА                           | 1        | 0,046+j2,402   | 5   | 0,028+j0,805   |
|                                                                                                   | 2        | 0,045+j1,142   | 6   | 0,046+j2,145   |
|                                                                                                   | 3        | 0,061+j2,650   | 7   | 0,045+j1,540   |
|                                                                                                   | 4        | 0,037+j2,265   |     |                |
| Додаткові навантаження пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{ns}$ , МВА                                     | 1        | 0,088+j2,255   | 5   | 0,035+j0,779   |
|                                                                                                   | 2        | 0,062+j1,083   | 6   | 0,084+j2,028   |
|                                                                                                   | 3        | 0,103+j2,514   | 7   | 0,072+j1,461   |
|                                                                                                   | 4        | 0,064+j2,182   |     |                |
| Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{di}$ , МВА | 0-1      | 0,116+j3,057   | 2-3 | 0,035+j0,281   |
|                                                                                                   | 0-3      | 0,038+j3,131   | 3-4 | 0,100-j0,336   |
|                                                                                                   | 0-4      | 0,147+j1,814   | 4-5 | 0,016+j0,032   |
|                                                                                                   | 0-6      | 0,085+j3,071   | 5-6 | 0,051+j0,811   |
|                                                                                                   | 0-7      | 0,123+j1,230   | 6-7 | 0,050-j0,231   |
|                                                                                                   | 1-2      | 0,028+j0,802   |     |                |
| Результуюче навантаження пункту<br>$\dot{S}_{pres}$ , МВА                                         | 1        | 18,144-j11,585 | 5   | 8,062-j4,865   |
|                                                                                                   | 2        | 17,113-j11,973 | 6   | 16,129-j10,212 |
|                                                                                                   | 3        | 20,143-j12,421 | 7   | 16,116-j10,688 |
|                                                                                                   | 4        | 15,117-j8,553  |     |                |
| Результуючий потік потужності за ділянками<br>$\dot{S}_{prezi}$ , МВА                             | 0-1      | 29,544-j19,253 | 2-3 | 5,713-j4,305   |
|                                                                                                   | 0-3      | 28,092-j16,944 | 3-4 | 2,236-j0,218   |
|                                                                                                   | 0-4      | 13,814-j8,494  | 4-5 | 0,934-j0,159   |
|                                                                                                   | 0-6      | 27,149-j16,247 | 5-6 | 7,128-j4,706   |
|                                                                                                   | 0-7      | 12,225-j9,360  | 6-7 | 3,891-j1,329   |
|                                                                                                   | 1-2      | 11,400-j7,668  |     |                |
| Рівень напруги в пунктах<br>$U_s$ , кВ                                                            | 1        | 114,454        | 5   | 113,993        |
|                                                                                                   | 2        | 113,907        | 6   | 114,527        |
|                                                                                                   | 3        | 114,377        | 7   | 114,093        |
|                                                                                                   | 4        | 114,121        |     |                |

Параметри режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку в режимі мінімальних навантажень наведені на рис. 3.10.

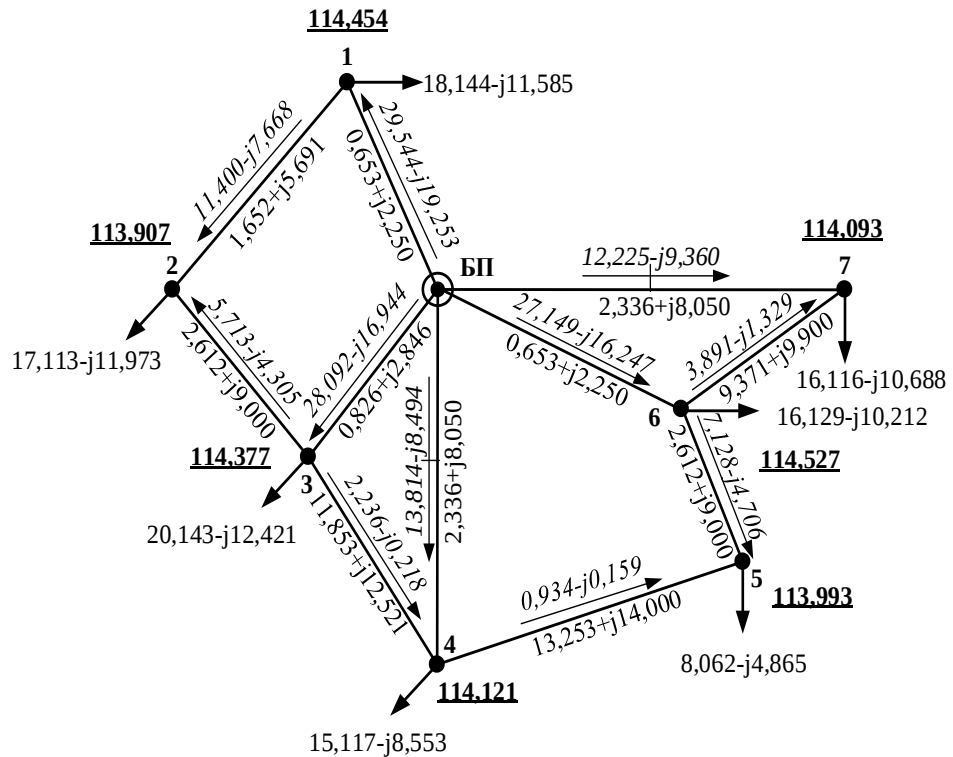


Рис. 3.10 – Параметри режиму мінімальних навантажень

Потужність БП на третій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-7}}^{(3)} + \\ &+ 0,5 \left( +\Delta\dot{S}_{\text{z0-1}}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-3}}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-4}}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-6}}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{\text{z0-7}}^{(3)} \right) + \underline{Y}_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\ &= 110,958 - j62,260 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = (110,958 - j62,260) - (110 - j74,125) = \\ &= 0,958 + j11,865 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \partial\dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \frac{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100 \% = \\ &= \frac{|(0,958 + j11,865) - (0,961 + j11,855)|}{|0,961 + j11,855|} \cdot 100 \% = 0,092 \%. \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації не перевищує 2 %, тобто розрахунок режиму роботи електричної мережі можна завершити.

Можна здійснити розрахунок струмового навантаження ділянок. Струмове навантаження в режимі мінімальних навантажень мережі для ділянки 0-1:

$$I_{\text{макс}0-1} = \frac{\sqrt{\left(P_{\text{рез}0-1}^{(3)}\right)^2 + \left(Q_{\text{рез}0-1}^{(3)}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot \left[(U_0)^2 + \left(U_1^{(3)}\right)^2\right]} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 =$$

$$= \frac{\sqrt{29,544^2 + (-19,253)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (115^2 + 114,454^2)} \cdot 1} \cdot 10^3 = 177,460 \text{ А.}$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховуємо аналогічно і наводимо в табл. 3.24.

Таблиця 3.24 – Струмові навантаження ділянок схеми в режимі мінімальних навантажень

| Ділянка | Струмове навантаження, А | Тривало допустимий струм $I_{\text{дон}}$ , А |
|---------|--------------------------|-----------------------------------------------|
| 0-1     | 177,460                  | 610                                           |
| 0-3     | 165,147                  | 610                                           |
| 0-4     | 81,728                   | 610                                           |
| 0-6     | 159,169                  | 610                                           |
| 0-7     | 77,603                   | 610                                           |
| 1-2     | 69,470                   | 610                                           |
| 2-3     | 36,182                   | 610                                           |
| 3-4     | 11,354                   | 265                                           |
| 4-5     | 4,797                    | 265                                           |
| 5-6     | 43,160                   | 610                                           |
| 6-7     | 20,769                   | 265                                           |

Струми ділянок схеми в режимі мінімальних навантажень очевидно не перевищують допустимих струмів для даних перерізів проводів. Що може свідчити лише про вірний вибір перерізів провідників повітряних лінії схеми мережі.

### 3.6 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Розрахунок післяаварійного режиму реалізуються також методом ітерацій. У розрахунку використовуємо вихідні дані прийняті для режиму максимальних навантажень.

Можемо розрахувати післяаварійний режим роботи мережі при відключенні найбільш завантаженої ділянки ПЛ. Аналіз результатів електричної мережі у режимі

максимальних навантажень показує на те, що найбільш завантаженою є одноколова ділянка 0-1, якою протікала потужність у розмірі: 27,701 –  $-j18,774$  МВА.

Перерахуємо значення еквівалентної провідності пункту 1 електричної мережі за умови відключення ділянки 0-4:

$$\underline{Y}_1 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л1-2}) + \underline{Y}_{бт1} = 0,5 \cdot (j1,608) \cdot 10^{-4} + (3,478 - j24,20) \cdot 10^{-6} = (3,478 + j56,223) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Еквівалентна провідність БП:

$$\underline{Y}_{БП} = 0,5(\underline{Y}_{л0-3} + \underline{Y}_{л0-4} + \underline{Y}_{л0-6} + \underline{Y}_{л0-7}) = 0,5 \cdot (j321,7 + j227,5 + j254,3 + j227,5) \cdot 10^{-6} = j515,505 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Ітераційний розрахунок аналогічний режиму максимальних навантажень, тому виконаємо його в табличній формі.

Ітерація 1.

Таблиця 3.25 – Результати розрахунку параметрів післяаварійного режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку

| Параметр                                                                                          | Значення |                |     |                |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------------|-----|----------------|
| Втрати потужності в опорах ділянок<br>$\Delta \dot{S}_{zi}$ , МВА                                 | 0-1      | -              | 2-3 | 0,424-j1,461   |
|                                                                                                   | 0-3      | 0,298-j1,026   | 3-4 | 0,003-j0,003   |
|                                                                                                   | 0-4      | 0,076-j0,263   | 4-5 | 0,003-j0,003   |
|                                                                                                   | 0-6      | 0,060-j0,206   | 5-6 | 0,021-j0,071   |
|                                                                                                   | 0-7      | 0,048-j0,166   | 6-7 | 0,014-j0,014   |
|                                                                                                   | 1-2      | 0,071-j0,245   |     |                |
| Втрати потужності в провідностях пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{ys}$ , МВА                           | 1        | 0,042+j0,680   | 5   | 0,026+j0,749   |
|                                                                                                   | 2        | 0,042+j1,065   | 6   | 0,042+j1,979   |
|                                                                                                   | 3        | 0,057+j2,451   | 7   | 0,042+j1,432   |
|                                                                                                   | 4        | 0,035+j2,105   |     |                |
| Додаткові навантаження пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{ns}$ , МВА                                     | 1        | 0,078+j0,558   | 5   | 0,036+j0,714   |
|                                                                                                   | 2        | 0,029+j0,212   | 6   | 0,089+j1,834   |
|                                                                                                   | 3        | 0,419+j1,206   | 7   | 0,073+j1,342   |
|                                                                                                   | 4        | 0,075+j1,972   |     |                |
| Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів<br>$\Delta \dot{S}_{oi}$ , МВА | 0-1      | -              | 2-3 | 0,367+j0,770   |
|                                                                                                   | 0-3      | 0,610+j2,316   | 3-4 | 0,177-j0,341   |
|                                                                                                   | 0-4      | 0,214+j1,608   | 4-5 | 0,037+j0,022   |
|                                                                                                   | 0-6      | 0,114+j2,785   | 5-6 | 0,073+j0,736   |
|                                                                                                   | 0-7      | 0,122+j1,126   | 6-7 | 0,049-j0,215   |
|                                                                                                   | 1-2      | 0,078+j0,558   |     |                |
| Результуюче навантаження пункту<br>$\dot{S}_{pres}$ , МВА                                         | 1        | 18,148-j13,366 | 5   | 8,063-j4,930   |
|                                                                                                   | 2        | 17,355-j12,886 | 6   | 16,149-j10,434 |
|                                                                                                   | 3        | 20,471-j13,771 | 7   | 16,129-j10,869 |
|                                                                                                   | 4        | 15,127-j8,764  |     |                |
|                                                                                                   | 0-1      | -              | 2-3 | 35,504-j26,252 |

| Параметр                                                              | Значення |                |     |              |
|-----------------------------------------------------------------------|----------|----------------|-----|--------------|
| Результуючий потік потужності за ділянками<br>$\dot{S}_{рез i}$ , МВА | 0-3      | 54,173-j38,885 | 3-4 | 1,802-j1,138 |
|                                                                       | 0-4      | 16,927-j9,968  | 4-5 | 0,029+j0,066 |
|                                                                       | 0-6      | 28,026-j16,676 | 5-6 | 8,066-j4,864 |
|                                                                       | 0-7      | 12,318-j9,491  | 6-7 | 3,811-j1,378 |
|                                                                       | 1-2      | 18,148-j13,366 |     |              |
| Рівень напруги в пунктах<br>$U_s$ , кВ                                | 1        | 109,746        | 5   | 113,946      |
|                                                                       | 2        | 110,708        | 6   | 114,516      |
|                                                                       | 3        | 113,641        | 7   | 114,082      |
|                                                                       | 4        | 113,954        |     |              |

Розрахуємо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку.

Потужність БП:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез0-3}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-4}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-6}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-7}^{(1)} + \\ &+ 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-6}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-7}^{(1)} \right) + Y_{БП} U_{БП}^2 = \\ &= 111,684 - j69,033 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Сумарна потужність навантажень мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{max1} + \dot{S}_{max2} + \dot{S}_{max3} + \dot{S}_{max4} + \dot{S}_{max5} + \dot{S}_{max6} + \dot{S}_{max7} = \\ &= 110 - j74,125 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (111,684 - j69,033) - (110 - j74,125) = \\ &= 1,684 + j5,092 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Виконаємо другу ітерацію розрахунку параметрів електричної мережі в післяаварійному режимі.

Ітерація 2.

Таблиця 3.26 – Результати розрахунку параметрів післяаварійного режиму роботи електричної мережі на другій ітерації розрахунку

| Параметр                                                           | Значення |              |     |              |
|--------------------------------------------------------------------|----------|--------------|-----|--------------|
| Втрати потужності в опорах ділянок<br>$\Delta \dot{S}_{z i}$ , МВА | 0-1      | -            | 2-3 | 0,405-j1,394 |
|                                                                    | 0-3      | 0,281-j0,968 | 3-4 | 0,004-j0,004 |
|                                                                    | 0-4      | 0,069-j0,237 | 4-5 | 0,004-j0,004 |
|                                                                    | 0-6      | 0,053-j0,181 | 5-6 | 0,018-j0,061 |
|                                                                    | 0-7      | 0,043-j0,148 | 6-7 | 0,012-j0,012 |
|                                                                    | 1-2      | 0,069-j0,238 |     |              |
| Втрати потужності в провідностях пунктів $\Delta S_{y s}$ , МВА    | 1        | 0,042+j0,677 | 5   | 0,027+j0,804 |
|                                                                    | 2        | 0,043+j1,079 | 6   | 0,046+j2,145 |
|                                                                    | 3        | 0,061+j2,616 | 7   | 0,045+j1,540 |

| Параметр                                                                                       | Значення |                |     |                |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------------|-----|----------------|
|                                                                                                | 4        | 0,037+j2,259   |     |                |
| Додаткові навантаження пунктів $\Delta \dot{S}_{ns}$ , МВА                                     | 1        | 0,076+j0,558   | 5   | 0,036+j0,773   |
|                                                                                                | 2        | 0,279+j0,263   | 6   | 0,087+j2,018   |
|                                                                                                | 3        | 0,405+j1,433   | 7   | 0,073+j1,460   |
|                                                                                                | 4        | 0,074+j2,138   |     |                |
| Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів $\Delta \dot{S}_{di}$ , МВА | 0-1      | -              | 2-3 | 0,356+j0,821   |
|                                                                                                | 0-3      | 0,581+j2,614   | 3-4 | 0,180-j0,361   |
|                                                                                                | 0-4      | 0,216+j1,753   | 4-5 | 0,038+j0,024   |
|                                                                                                | 0-6      | 0,108+j3,048   | 5-6 | 0,074+j0,798   |
|                                                                                                | 0-7      | 0,126+j1,227   | 6-7 | 0,053-j0,232   |
|                                                                                                | 1-2      | 0,076+j0,558   |     |                |
| Результуюче навантаження пункту $\dot{S}_{pres}$ , МВА                                         | 1        | 18,147-j13,365 | 5   | 8,064-j4,870   |
|                                                                                                | 2        | 17,345-j12,836 | 6   | 16,147-j10,250 |
|                                                                                                | 3        | 20,457-j13,544 | 7   | 16,129-j10,751 |
|                                                                                                | 4        | 15,127-j8,597  |     |                |
| Результуючий потік потужності за ділянками $\dot{S}_{resi}$ , МВА                              | 0-1      | -              | 2-3 | 35,492-j26,201 |
|                                                                                                | 0-3      | 54,144-j38,587 | 3-4 | 1,806-j1,158   |
|                                                                                                | 0-4      | 16,929-j9,823  | 4-5 | 0,034-j0,068   |
|                                                                                                | 0-6      | 28,020-j16,414 | 5-6 | 8,067-j4,803   |
|                                                                                                | 0-7      | 12,322-j9,390  | 6-7 | 3,807-j1,361   |
|                                                                                                | 1-2      | 18,147-j13,365 |     |                |
| Рівень напруги в пунктах $U_s$ , кВ                                                            | 1        | 109,758        | 5   | 113,956        |
|                                                                                                | 2        | 110,720        | 6   | 114,519        |
|                                                                                                | 3        | 113,648        | 7   | 114,089        |
|                                                                                                | 4        | 113,964        |     |                |

Параметри режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі наведені на рис. 3.14.

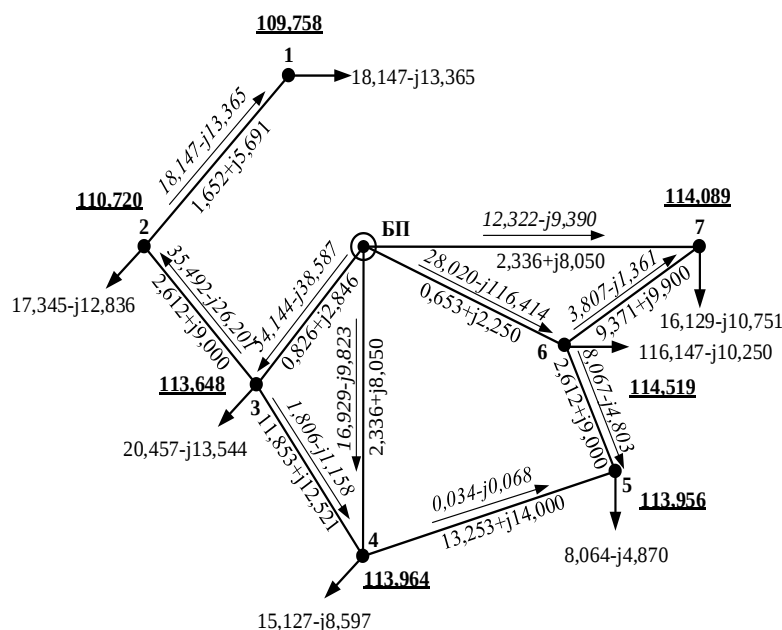


Рисунок 3.14 – Результуючий потікорозподіл потужностей та рівні напруги в пунктах схеми у післяаварійному режимі на другій ітерації розрахунку

Потужність БП на другій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-7}}^{(2)} + \\ &+ 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{\text{z0-3}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-4}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-6}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-7}}^{(2)} \right) + Y_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\ &= 111,638 - j68,164 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = (111,638 - j68,164) - (110 - j74,125) = \\ &= 1,638 + j5,961 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \partial \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100 \% = \\ &= \frac{|(1,638 + j5,961) - (1,684 + j5,092)|}{|1,684 + j5,092|} \cdot 100 \% = 16,230 \% \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації не перевищує 2 %, тобто розрахунок післяаварійного режиму роботи електричної мережі можна завершити.

Ітерація 3.

Таблиця 3.27 – Результати розрахунку параметрів післяаварійного режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку

| Параметр                                                             | Значення |              |     |              |
|----------------------------------------------------------------------|----------|--------------|-----|--------------|
| Втрати потужності в опорах ділянок $\Delta \dot{S}_{zi}$ , МВА       | 0-1      | -            | 2-3 | 0,404-j1,392 |
|                                                                      | 0-3      | 0,279-j0,962 | 3-4 | 0,004-j0,004 |
|                                                                      | 0-4      | 0,068-j0,235 | 4-5 | 0,004-j0,004 |
|                                                                      | 0-6      | 0,052-j0,180 | 5-6 | 0,018-j0,061 |
|                                                                      | 0-7      | 0,043-j0,147 | 6-7 | 0,012-j0,012 |
|                                                                      | 1-2      | 0,069-j0,238 |     |              |
| Втрати потужності в провідностях пунктів $\Delta \dot{S}_{ys}$ , МВА | 1        | 0,042+j0,677 | 5   | 0,027+j0,804 |
|                                                                      | 2        | 0,043+j1,079 | 6   | 0,046+j2,145 |
|                                                                      | 3        | 0,061+j2,617 | 7   | 0,045+j1,540 |
|                                                                      | 4        | 0,037+j2,259 |     |              |
| Додаткові навантаження пунктів $\Delta \dot{S}_{ns}$ , МВА           | 1        | 0,076+j0,558 | 5   | 0,036+j0,774 |
|                                                                      | 2        | 0,279+j0,264 | 6   | 0,086+j2,018 |
|                                                                      | 3        | 0,404+j1,437 | 7   | 0,073+j1,461 |
|                                                                      | 4        | 0,074+j2,139 |     |              |
| Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів   | 0-1      | -            | 2-3 | 0,355+j0,823 |
|                                                                      | 0-3      | 0,580+j2,620 | 3-4 | 0,180-j0,360 |
|                                                                      | 0-4      | 0,216+j1,755 | 4-5 | 0,038+j0,024 |
|                                                                      | 0-6      | 0,107+j3,049 | 5-6 | 0,074+j0,798 |

| Параметр                                                           | Значення |                |     |                |
|--------------------------------------------------------------------|----------|----------------|-----|----------------|
| $\Delta \dot{S}_{\partial i}$ , МВА                                | 0-7      | 0,126+j1,228   | 6-7 | 0,053-j0,232   |
|                                                                    | 1-2      | 0,076+j0,558   |     |                |
| Результуюче навантаження пункту $\dot{S}_{рез s}$ , МВА            | 1        | 18,147-j13,365 | 5   | 8,064-j4,870   |
|                                                                    | 2        | 17,345-j12,834 | 6   | 16,146-j10,249 |
|                                                                    | 3        | 20,456-j13,540 | 7   | 16,129-j10,751 |
|                                                                    | 4        | 15,127-j8,596  |     |                |
| Результуючий потік потужності за ділянками $\dot{S}_{рез i}$ , МВА | 0-1      | -              | 2-3 | 35,492-j26,199 |
|                                                                    | 0-3      | 54,143-j38,581 | 3-4 | 1,805-j1,158   |
|                                                                    | 0-4      | 16,928-j9,821  | 4-5 | 0,033-j0,068   |
|                                                                    | 0-6      | 28,020-j16,413 | 5-6 | 8,067-j4,802   |
|                                                                    | 0-7      | 12,322-j9,390  | 6-7 | 3,807-j1,361   |
|                                                                    | 1-2      | 18,147-j13,365 |     |                |
| Рівень напруги в пунктах $U_s$ , кВ                                | 1        | 109,759        | 5   | 113,956        |
|                                                                    | 2        | 110,720        | 6   | 114,519        |
|                                                                    | 3        | 113,649        | 7   | 114,089        |
|                                                                    | 4        | 113,964        |     |                |

Параметри режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі наведені на рис. 3.14.

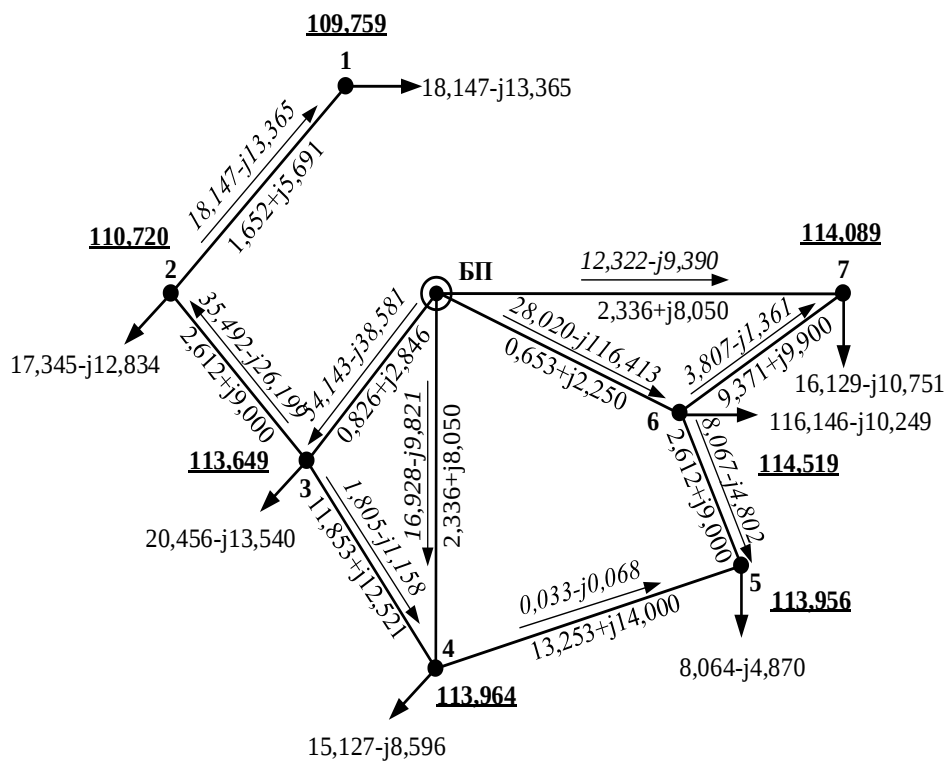


Рисунок 3.15 – Параметри режиму мінімальних навантажень

Потужність БП на третій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-7}}^{(3)} + \\
 &+ 0,5 \left( \Delta \dot{S}_{\text{z0-3}}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-4}}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-6}}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-7}}^{(3)} \right) + Y_{\text{БП}} U_{\text{БП}}^2 = \\
 &= 111,634 - j68,150 \text{ МВА.}
 \end{aligned}$$

Втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = (111,634 - j68,150) - (110 - j74,125) = \\ &= 1,634 + j5,975 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100 \% = \\ &= \frac{|(1,634 + j5,975) - (1,638 + j5,961)|}{|1,638 + j5,961|} \cdot 100 \% = 0,238 \%\end{aligned}$$

Зміна втрат (сумарних) потужності на другій ітерації не перевищує 2 %, тобто розрахунок післяаварійного режиму роботи електричної мережі можна вважати завершеним.

Здійснимо розрахунок струмового навантаження ділянок. Струмове навантаження в післяаварійному режимі мережі для ділянки 0-3:

$$\begin{aligned}I_{\text{макс}0-3} &= \frac{\sqrt{\left(P_{\text{рез}0-3}^{(3)}\right)^2 + \left(Q_{\text{рез}0-3}^{(3)}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot \left[\left(U_0^{(3)}\right)^2 + \left(U_3^{(3)}\right)^2\right]} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 = \\ &= \frac{\sqrt{54,143^2 + (-38,581)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (115^2 + 113,649^2)} \cdot 1} \cdot 10^3 = 335,739 \text{ А.}\end{aligned}$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховуємо аналогічно і наводимо в табл. 3.28.

Таблиця 3.28 – Струмові навантаження ділянок схеми в післяаварійному режимі

| Ділянка | Струмове навантаження, А | Тривало допустимий струм $I_{\text{дон}}$ , А |
|---------|--------------------------|-----------------------------------------------|
| 0-3     | 335,739                  | 610                                           |
| 0-4     | 98,700                   | 610                                           |
| 0-6     | 163,369                  | 610                                           |
| 0-7     | 78,084                   | 610                                           |
| 1-2     | 118,033                  | 610                                           |
| 2-3     | 227,012                  | 610                                           |
| 3-4     | 10,880                   | 265                                           |
| 4-5     | 0,343                    | 265                                           |
| 5-6     | 47,447                   | 610                                           |
| 6-7     | 20,419                   | 265                                           |

В післяаварійному режимі роботи електричної мережі струмові навантаження ділянок не перевищують допустимих струмів для обраних перерізів провідників. Це свідчить тільки про те що перерізи проводів повітряних ліній електропередавання схеми районної мережі вибрано вірно.

### **Висновки по розділу 3**

Було обрано 5 трьохобмоткових та 2 двохобмоткові трансформатори. Найбільша потужність трансформатора становить 25 МВА, найменша – 10 МВА. Генерація в схемі відсутня.

Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень завершився на 3 ітерації. Величина сумарних втрат потужності становить:  $1,027 + j11,605$  МВА. Найнижчий рівень напруги знаходиться в пункті 2 та становить: 113,904 кВ.

При розрахунку післяаварійного режиму найбільш завантаженою була одноколова ділянка 0-1, якою протікала потужність у розмірі:  $27,701 - j18,774$  МВА. Ділянка виконана проводом АС-2х240. Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму завершився на 3 ітерації. Величина сумарних втрат потужності становить:  $1,634 + 5,975$  МВА. Найнижчий рівень напруги знаходиться в пункті 1 та становить: 109,759 кВ.

При розрахунку режиму мінімальних навантажень використовувався коефіцієнт зниження навантаження, котрий становить 0,62. В кожному пункті в роботі залишився лише один трансформатор. Рівень напруги БП було встановлено у розмірі 110 кВ. Ітераційний розрахунок режиму мінімальних навантажень завершився на 3 ітерації. Величина сумарних втрат потужності становить:  $0,958 + 11,865$  МВА. Найнижчий рівень напруги знаходиться в пункті 2 та становить: 113,907 кВ.

## 4 ВИБІР РЕГУЛЮВАЛЬНИХ ВІДГАЛУЖЕНЬ РПН І ПБЗ

### 4.1 Загальні положення

Двохобмоткові силові трансформатори обладнані РПН в обмотці ВН із можливістю автоматичного та ручного регулювання напруги. Триобмоткові силові трансформатори мають пристрій ПБЗ в обмотці СН. Регулювальні засоби в обмотках НН силових трансформаторів не передбачається.

Головним завданням регулювання по напрузі трансформаторів можна назвати вибір відгалуження РПН за умови забезпечення необхідних рівнів напруги  $U_{\text{ндж}}$ , кВ, на вторинних шинах понижуючих підстанцій.

Бажане значення кількості регулювальних витків РПН  $\omega_{\text{вж}}$  для двообмоткових трансформаторів отримуємо із (4.1):

$$\omega_{\text{вж}} = \frac{U_{\text{пн}} \cdot U_{\text{тн}}}{U_{\text{тв}} \cdot U_{\text{ндж}}} - 1, \quad (4.1)$$

Приведений рівень напруги на шинах НН двообмоткового трансформатора та розрахункового рівня напруги, на шинах ВН підстанції пов'язані між собою деякою залежністю (4.2):

$$U_{\text{пн}} = U_s - \Delta U_{\text{т}} = U_s - \frac{P_{\text{бтс}} \cdot r_{\text{бтс}} - Q_{\text{бтс}} \cdot x_{\text{бтс}}}{U_s}, \quad (4.2)$$

де  $\Delta U_{\text{т}}$  – втрати напруги в обмотках блоку двообмоткових трансформаторів, приведені до сторони ВН, кВ;

$P_{\text{бтс}}$ ,  $Q_{\text{бтс}}$  – потоки активної та реактивної потужностей, що протікають обмотками блоку двообмоткових трансформаторів підстанції;

$r_{\text{бтс}}$ ,  $x_{\text{бтс}}$  – активний та реактивний опори обмоток блоку двообмоткових трансформаторів, Ом.

За отриманою розрахунковою кількістю регулювальних витків РПН  $\omega_{\text{вж}}$  визначаємо ступінь регулювання РПН  $N_{\text{в}}$ :

$$N_B = \frac{\omega_{BЖ}}{\omega_{B0}}, \quad (4.3)$$

де  $\omega_{B0}$  – відносна кількість регулювальних витків на один ступінь.

Розрахунковий ступінь регулювання РПН округлюємо до найближчого цілого а також визначаємо стандартний ступінь регулювання  $N_B^{CT}$ , в якому йому відповідає стандартна відносна кількість витків  $\omega_B^{CT}$ :

$$\omega_B^{CT} = N_B^{CT} \cdot \omega_{B0}. \quad (4.4)$$

Далі знаходимо фактичний рівень напруги на шинах НН підстанції  $U_{нд}$ , кВ, за формулою (4.5):

$$U_{нд} = \frac{U_{пн} \cdot U_{тн}}{U_{тв} \cdot (1 + \omega_B^{CT})}. \quad (4.5)$$

Для триобмоткових трансформаторів додатково вибираємо раціональний ступінь регулювання ПБЗ в обмотці СН, опираючися на бажані рівні напруги у мережі  $U_{сж}$ , кВ.

Розраховуємо бажане положення відгалужень ПБЗ  $\omega_{сж}$  по формулі (4.6):

$$\omega_{сж} = \frac{U_{сж} \cdot U_{тв} \cdot (1 + \omega_B^{CT})}{U_{пс} \cdot U_{тс}} - 1, \quad (4.6)$$

де  $U_{пс}$  – рівень напруги на шинах СН, приведений до ВН підстанції, кВ;

$U_{тс}$  – номінальна напруга обмотки СН трансформатора, кВ.

Напруги  $U_{пн}$ ,  $U_{пс}$  і  $U_s$  пов'язані між собою співвідношеннями (4.7):

$$\begin{aligned}
U_{\text{пн}} &= U_s - \Delta U_{\text{тв}} - \Delta U_{\text{тн}} = U_s - \frac{P_{\text{бвс}} \cdot r_{\text{бвс}} - Q_{\text{бвс}} \cdot x_{\text{бвс}}}{U_s} - \\
&\quad - \frac{P_{\text{бнс}} \cdot r_{\text{бнс}} - Q_{\text{бнс}} \cdot x_{\text{бнс}}}{U_s - \Delta U_{\text{тв}}}; \\
U_{\text{пс}} &= U_s - \Delta U_{\text{тв}} - \Delta U_{\text{тс}} = U_s - \frac{P_{\text{бвс}} \cdot r_{\text{бвс}} - Q_{\text{бвс}} \cdot x_{\text{бвс}}}{U_s} - \\
&\quad - \frac{P_{\text{бсс}} \cdot r_{\text{бсс}} - Q_{\text{бсс}} \cdot x_{\text{бсс}}}{U_s - \Delta U_{\text{тв}}},
\end{aligned} \tag{4.7}$$

За отриманою кількістю регулювальних витків ПБЗ  $\omega_{\text{сж}}$  визначаємо розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ  $N_c$ :

$$N_c = \frac{\omega_{\text{сж}}}{\omega_{\text{с0}}}, \tag{4.8}$$

де  $\omega_{\text{с0}}$  – відносна кількість регулювальних витків ПБЗ на один ступінь регулювання.

Розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ можемо округлити до найближчого цілого числа і маємо визначити ступінь регулювання ПБЗ  $N_c^{\text{ст}}$ , котрому відповідає стандартна кількість регулювальних витків ПБЗ  $\omega_c^{\text{ст}}$ , що дорівнює (4.9):

$$\omega_c^{\text{ст}} = N_c^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{с0}}. \tag{4.9}$$

Далі знаходимо значення напруги на шинах СН блоку триобмоткових силових трансформаторів  $U_{\text{сд}}$ , кВ, за формулою (4.10):

$$U_{\text{сд}} = \frac{U_{\text{пс}} \cdot U_{\text{тс}} \cdot (1 + \omega_c^{\text{ст}})}{U_{\text{тв}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}^{\text{ст}})}, \tag{4.10}$$

Фінальним етапом вибору відгалуджень є виконання перевірки допустимого використання обраних раніше стандартних ступенів регулювання РПН силових трансформаторів  $N_{\text{в}}^{\text{ст}}$  за умовами перезбудження живильної обмотки.

Рівень напруги, який підводиться до конкретного регулювального відгалуження, не має більше чим на 5 % перевищувати номінальну напругу відгалуження. Таку вимогу можна записати у вигляді (4.11):

$$U_s - \Delta U_{\text{TB}} \leq 1,05 \cdot U_{\text{TB}} \cdot (1 + N_{\text{B}}^{\text{CT}} \cdot \omega_{\text{B0}}), \quad (4.11)$$

звідки можна отримати (4.12):

$$N_{\text{B}}^{\text{CT}} \geq \left( \frac{U_s - \Delta U_{\text{TB}}}{1,05 \cdot U_{\text{TB}}} - 1 \right) \cdot (\omega_{\text{B0}})^{-1}. \quad (4.12)$$

Виконання нерівності (4.12) треба забезпечити для трансформаторів всіх підстанцій схеми електричної мережі [5].

#### 4.2 Регулювання напруги трансформаторів

Необхідно провести вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій для режиму максимальних і мінімальних навантажень, а також післяаварійного режиму.

Втрати напруги в обмотках ВН, СН і НН для трансформаторів у пункті 1 у режимі максимальних навантажень:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{TB1}} &= \frac{(P_{\text{CH1}} + P_{\text{HH1}} + \Delta P_{\text{TZ1}} + g_{\text{бТ1}} U_{\text{M1}}^2) r_{\text{бВ1}}}{U_{\text{M1}}} \\ &\quad - \frac{(Q_{\text{CH1}} + Q_{\text{HH1}} + \Delta Q_{\text{TZ1}} + b_{\text{бТ1}} U_{\text{M1}}^2) x_{\text{бВ1}}}{U_{\text{M1}}} \\ &= \frac{(11 + 7 + 70,530 \cdot 10^{-3} + 3,478 \cdot 10^{-6} \cdot 114,452^2) 1,292}{114,452} - \\ &\quad - \frac{(-7,678 - 4,522 - 1,724 \cdot 10^{-3} - 2,420 \cdot 10^{-6} \cdot 114,452^2) 44,428}{114,452} = \\ &= 5,732 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{\text{TC1}} &= \frac{P_{\text{CH1}} \cdot r_{\text{бс1}} - Q_{\text{CH1}} \cdot x_{\text{бс1}}}{U_{\text{M1}} - \Delta U_{\text{TB1}}} = \frac{11 \cdot 1,292 - (-7,678) \cdot 0}{114,452 - 5,732} = 0,131 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{TH1}} = \frac{P_{\text{HH1}} \cdot r_{\text{бН1}} - Q_{\text{HH1}} \cdot x_{\text{бН1}}}{U_{\text{M1}} - \Delta U_{\text{TB1}}} = \frac{7 \cdot 1,292 - (-4,522) \cdot 25,830}{114,452 - 5,732} = 1,157 \text{ кВ.}$$

Уточнені значення напруг  $U_{\text{пн}}$  та  $U_{\text{пс}}$  для трансформаторів в пункті 1:

$$U_{\text{пн1}} = U_{\text{M1}} - \Delta U_{\text{TB1}} - \Delta U_{\text{TH1}} = 114,452 - 5,732 - 1,157 = 107,562 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{пс1}} = U_{\text{M1}} - \Delta U_{\text{TB1}} - \Delta U_{\text{TC1}} = 114,452 - 5,732 - 0,131 = 108,589 \text{ кВ.}$$

Бажане значення відносної кількості витків РПН трансформаторів підстанції 1 в режимі максимальних навантажень:

$$\omega_{\text{вж1}} = \frac{U_{\text{пн1}} \cdot U_{\text{TH1}}}{U_{\text{TB1}} \cdot U_{\text{ндж1}}} - 1 = \frac{107,562 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,020.$$

Розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів підстанції 1 в режимі максимальних навантажень:

$$N_{\text{в1}} = \frac{\omega_{\text{вж1}}}{\omega_{\text{в0}}} = \frac{-0,020}{0,018} = -1,131.$$

Округлюємо розрахунковий ступінь до найближчого цілого числа і отримуємо стандартну ступінь регулювання  $N_{\text{в1}}^{\text{ст}} = -2$ .

Знаходимо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\text{в1}}^{\text{ст}} = N_{\text{в1}}^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{в0}} = -2 \cdot 0,0178 = -0,0356.$$

Фактичне значення напруги на шинах НН підстанції 1 в режимі максимальних навантажень:

$$U_{\text{нд1}} = \frac{U_{\text{пн1}} \cdot U_{\text{TH1}}}{U_{\text{TB1}} \cdot (1 + \omega_{\text{в1}}^{\text{ст}})} = \frac{107,562 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,036)} = 10,668 \text{ кВ.}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ трансформаторів на підстанції 1:

$$\omega_{\text{сж1}} = \frac{U_{\text{сж2}} \cdot U_{\text{TB2}} \cdot (1 + \omega_{\text{в2}}^{\text{ст}})}{U_{\text{пс2}} \cdot U_{\text{TC2}}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,036)}{108,589 \cdot 38,5} - 1 = 0,021.$$

Розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів підстанції 1:

$$N_{\text{с1}} = \frac{\omega_{\text{сж1}}}{\omega_{\text{с0}}} = \frac{0,021}{0,025} = 0,853.$$

Округлюємо розрахунковий ступінь до найближчого цілого числа і отримуємо стандартний ступінь регулювання  $N_{\text{с1}}^{\text{ст}} = 1$ .

Знаходимо стандартну відносну кількість регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{c1}^{CT} = N_{c1}^{CT} \cdot \omega_{c0} = 1 \cdot 0,025 = 0,025.$$

Фактичне значення напруги на шинах СН підстанції 1 в режимі максимальних навантажень:

$$U_{нс1} = \frac{U_{пс1} \cdot U_{тс1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{CT})}{U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{CT})} = \frac{108,589 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 - 0,036)} = 38,638 \text{ кВ.}$$

Здійснимо перевірку допустимого використання обраних відгалуджень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки трансформаторів:

$$N_{в1}^{CT} \geq \left( \frac{U_{м1} - \Delta U_{тв1}}{1,05 \cdot U_{тв1}} - 1 \right) (\omega_{в0})^{-1} = \left( \frac{114,452 - 5,732}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) 0,018^{-1} =$$

$$= -5,597$$

Для триобмоткових силових трансформаторів в пункті 1 умова виконується, оскільки  $N_{в2}^{CT} = -2 \geq -6$ .

Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ для трансформаторів інших підстанцій в режимі максимальних та мінімальних навантажень, а також післяаварійному режимі здійснюємо аналогічно.

Результати вибору регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ у режимі максимальних навантажень наведені в табл. 4.1, у режимі мінімальних навантажень – в табл. 4.2, а у післяаварійному режимі роботи – в табл. 4.3.

Таблиця 4.1 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів в режимі максимальних навантажень

| №<br>пункту | $U_m, \text{кВ}$ | $U_{тв}, \text{кВ}$ | $U_{тс}, \text{кВ}$ | $U_{тн}, \text{кВ}$ | $U_{пс}, \text{кВ}$ | $U_{пн}, \text{кВ}$ | $\omega_{вж}$ | $\omega_{сж}$ | $N_{в}^{CT}$ | $N_{с}^{CT}$ | $U_{сд}, \text{кВ}$ | $U_{нд}, \text{кВ}$ |
|-------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 1           | 114,45           | 5,73                | 0,13                | 1,15                | 107,56              | 108,58              | -0,020        | 0,021         | -2           | 1            | 38,63               | 10,66               |
| 2           | 113,90           | 5,42                | 0,14                | 0,82                | 107,65              | 108,33              | -0,019        | 0,080         | -2           | 4            | 39,19               | 10,11               |
| 3           | 114,37           | 3,94                | 0,09                | 0,66                | 109,76              | 110,34              | 0             | 0,024         | -1           | 1            | 38,55               | 10,69               |
| 4           | 114,12           | 4,31                | -                   | -                   | -                   | 109,81              | 0             | -             | 1            | -            | -                   | 10,32               |
| 5           | 113,99           | 3,66                | -                   | -                   | -                   | 110,33              | 0,005         | -             | 1            | -            | -                   | 10,36               |
| 6           | 114,52           | 5,06                | 0,14                | 0,65                | 108,80              | 109,32              | -0,009        | 0,033         | -1           | 2            | 39,12               | 10,59               |
| 7           | 114,09           | 5,06                | 0,11                | 0,98                | 108,04              | 108,91              | -0,016        | 0,037         | -1           | 2            | 38,97               | 10,52               |

Таблиця 4.2 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів в режимі мінімальних навантажень

| № пункту | $U_M, \text{кВ}$ | $U_{ТВ}, \text{кВ}$ | $U_{ТС}, \text{кВ}$ | $U_{ТН}, \text{кВ}$ | $U_{ПС}, \text{кВ}$ | $U_{ПН}, \text{кВ}$ | $\omega_{ВЖ}$ | $\omega_{СЖ}$ | $N_{В}^{СТ}$ | $N_{С}^{СТ}$ | $U_{сд}, \text{кВ}$ | $U_{нд}, \text{кВ}$ |
|----------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 1        | 114,45           | 3,823               | 0,08                | 0,70                | 109,92              | 110,55              | 0,001         | 0,059         | 1            | 1            | 37,27               | 10,33               |
| 2        | 113,90           | 3,6                 | 0,08                | 0,50                | 109,78              | 110,20              | 0             | 0,062         | 1            | 3            | 38,96               | 10,31               |
| 3        | 114,37           | 2,59                | 0,05                | 0,40                | 111,37              | 111,72              | 0,015         | 0,048         | 1            | 1            | 37,67               | 10,46               |
| 4        | 114,12           | 2,85                | -                   | -                   | -                   | 111,26              | 0,014         | -             | 1            | -            | -                   | 10,45               |
| 5        | 113,99           | 2,41                | -                   | -                   | -                   | 111,58              | 0,016         | -             | 1            | -            | -                   | 10,846              |
| 6        | 114,52           | 3,36                | 0,08                | 0,40                | 110,75              | 111,07              | 0,009         | 0,054         | -1           | 1            | 37,44               | 10,41               |
| 7        | 114,09           | 3,36                | 0,07                | 0,60                | 110,12              | 110,66              | -<br>0,003    | 0,058         | 1            | 1            | 37,31               | 10,35               |

Таблиця 4.3 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів у післяаварійному режимі роботи

| № | $U_M, \text{кВ}$ | $U_{ТВ}, \text{кВ}$ | $U_{ТС}, \text{кВ}$ | $U_{ТН}, \text{кВ}$ | $U_{ПС}, \text{кВ}$ | $U_{ПН}, \text{кВ}$ | $\omega_{ВЖ}$ | $\omega_{СЖ}$ | $N_{В}^{СТ}$ | $N_{С}^{СТ}$ | $U_{сд}, \text{кВ}$ | $U_{нд}, \text{кВ}$ |
|---|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 109,75           | 5,96                | 0,13                | 1,21                | 102,57              | 103,65              | -0,066        | 0,178         | -4           | 6            | 39,21               | 9,64                |
| 2 | 110,72           | 5,57                | 0,14                | 0,85                | 104,29              | 104,99              | -0,050        | 0,115         | -3           | 5            | 38,85               | 9,80                |
| 3 | 113,64           | 3,96                | 0,09                | 0,67                | 109,01              | 109,59              | -0,007        | 0,031         | -1           | 2            | 39,22               | 10,61               |
| 4 | 113,96           | 4,31                | -                   | -                   | -                   | 109,64              | -0,001        | -             | -1           | -            | -                   | 10,67               |
| 5 | 113,95           | 3,66                | -                   | -                   | -                   | 110,29              | 0,005         | -             | 1            | -            | -                   | 10,36               |
| 6 | 114,51           | 5,06                | 0,14                | 0,65                | 108,79              | 109,31              | -0,009        | 0,033         | -1           | 2            | 39,12               | 10,59               |
| 7 | 114,08           | 5,06                | 0,11                | 0,98                | 108,03              | 108,91              | -0,016        | 0,037         | -1           | 2            | 38,97               | 10,52               |

Результати перевірки на виконання умови (4.12) для силових трансформаторів підстанцій електричної схеми наведені у табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Результати перевірки допустимості використання відгалуджень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів

| № пункту | Режим максимальних навантажень |                | Режим мінімальних навантажень |                | Післяаварійний режим |                |
|----------|--------------------------------|----------------|-------------------------------|----------------|----------------------|----------------|
|          | $N_{В}^{СТ}$                   | $N_{В}^{гран}$ | $N_{В}^{СТ}$                  | $N_{В}^{гран}$ | $N_{В}^{СТ}$         | $N_{В}^{гран}$ |
| 1        | -2                             | -6             | 1                             | -5             | -4                   | -8             |
| 2        | -2                             | -6             | 1                             | -5             | -3                   | -8             |
| 3        | -1                             | -5             | 1                             | -5             | -1                   | -6             |
| 4        | 1                              | -6             | 1                             | -5             | -1                   | -6             |
| 5        | 1                              | -5             | 1                             | -5             | 1                    | -5             |
| 6        | -1                             | -6             | 1                             | -5             | -1                   | -6             |
| 7        | -1                             | -6             | -1                            | -5             | -1                   | -6             |

Умова буде виконуватися для всіх трансформаторів підстанцій схеми електричної мережі.

#### **Висновок по розділу 4**

У даному розділі наведено номери регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ трифазних силових трансформаторів підстанцій схеми в режимах максимальних та мінімальних навантажень, а також післяаварійного режиму. Результати були занесені до відповідних таблиць.

У режимі максимальних навантажень найменший номер регулювального відгалудження становить  $-2$ , найбільший становить  $4$ .

У режимі мінімальних навантажень найменший номер регулювального відгалудження становить  $-1$ , найбільший становить  $3$ .

У післяаварійному режимі найменший номер регулювального відгалудження становить  $-4$ , найбільший становить  $6$ .

## **5 ПРОЄКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІ В П.7 110/35/10 кВ У ВУЗЛІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ**

### **5.1 Опис вузла електромережі**

У даному розділі виконується проектування ПС 110/35/10 кВ у п.7, що розміщена у вузлі електромережі 110 кВ.

Для ПС, що розглядається, було обрано два силових трансформатора типу ТДТН-16000/110. На стороні 35 кВ робоча секціонована вимикачем система шин, 5 приєднань на секцію, дві секції відповідно. На стороні 10 кВ робоча секціонована вимикачем система шин, 3 приєднань на секцію, дві секції відповідно.

### **5.2 Вибір схем ВРП-110 кВ, ВРП-35 кВ та ЗРП-10 кВ**

ВРП-110 кВ виконується за нормативною схемою 110-3 – місток із вимикачами на стороні повітряних ліній та ремонтною перемичкою на стороні ПЛ.

ВРП-35 кВ виконується за нормативною схемою 35-5, а ЗРП-10 кВ в свою чергу виконується за 10-5. Обидві схеми мають по одній робочій секціонованій вимикачем системі шин.

Схеми 35-5 та 10-5 зазвичай працюють з вимкненими секційними вимикачами, метою чого є зниження величини струмів короткого замикання на сторонах СН та НН, зниження вартості комплекту релейного захисту та полегшення контролю за параметрами режимів роботи мережі і прогнозування можливих режимів [8].

### **5.3 Розрахунок струмів КЗ**

Базисний струм дорівнює:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Для проєктованої ПС розглянемо КЗ на шинах 110 кВ.

Трифазне КЗ.

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(110)}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_6}{x_{\text{екв}(1)}} = \frac{1 \cdot 5,02}{0,76} = 6,6 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(110)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(110)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 6,6 = 15,41 \text{ кА.}$$

Тоді повний струм трифазного КЗ має значення:

$$I_{n(110)}^{(3)} = I_{n0(110)}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,65 - 1)^2} = 8,98 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ.

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(110)}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_6}{x_{\text{екв}(1)} + x_{\text{екв}(1)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{0,76 + 0,76} = 5,72 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(110)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(110)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 5,72 = 13,34 \text{ кА.}$$

Тоді повний струм трифазного КЗ має значення:

$$I_{n(110)}^{(2)} = I_{n0(110)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5,72 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,65 - 1)^2} = 7,77 \text{ кА.}$$

Однофазне КЗ.

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(110)}^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot I_6}{x_{\text{екв}(1)} + x_{\text{екв}(1)} + x_{\text{екв}(0)}} = \frac{3 \cdot 5,02}{0,76 + 0,76 + 1,93} = 4,37 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(110)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(110)}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 4,37 = 10,2 \text{ кА.}$$

Тоді повний струм трифазного КЗ має значення:

$$I_{n(110)}^{(1)} = I_{n0(110)}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 4,37 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,65 - 1)^2} = 5,97 \text{ кА.}$$

Тепер для проєктованої ПС розглянемо КЗ на шинах 35 кВ.

Трифазне КЗ. СВ відключено.

Опір трансформатора складає:

$$x_{*T} = \frac{u_{\text{кВН-СН}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(35)}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_6}{(x_{\text{екв}(1)} + x_{*T}) \cdot \frac{U_2}{U_1}} = \frac{1 \cdot 5,02}{(0,76 + 6,56) \cdot \frac{37}{115}} = 1,38 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(35)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 1,38 = 3,22 \text{ кА.}$$

Тоді повний струм трифазного КЗ має значення:

$$I_{n(35)}^{(3)} = I_{n0(35)}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,38 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,65 - 1)^2} = 1,874 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ. СВ відключено.

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(35)}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_6}{[2 \cdot (x_{\text{екв}(1)} + x_{*T})] \cdot \frac{U_2}{U_1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{[2 \cdot (0,76 + 6,56)] \cdot \frac{37}{115}} = 1,2 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 1,2 = 3,088 \text{ кА.}$$

Тоді повний струм двофазного КЗ має значення:

$$I_{n(35)}^{(2)} = I_{n0(35)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,2 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 1,3 \text{ кА.}$$

Трифазне КЗ. СВ включено.

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(35)}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_6}{\left(x_{\text{екв}(1)} + \frac{x_{*T}}{2}\right) \cdot \frac{U_2}{U_1}} = \frac{5,02}{\left(0,76 + \frac{6,56}{2}\right) \cdot \frac{37}{115}} = 2,596 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(35)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 2,596 = 6,057 \text{ кА.}$$

Тоді повний струм трифазного КЗ має значення:

$$I_{n(35)}^{(3)} = I_{n0(35)}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,596 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,65 - 1)^2} = 3,526 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ. СВ включено.

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(35)}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_6}{\left[2 \cdot \left(x_{\text{екв}(1)} + \frac{x_{*T}}{2}\right)\right] \cdot \frac{U_2}{U_1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{\left[2 \cdot (0,76 + 6,56) + \frac{1,93}{2}\right] \cdot \frac{37}{115}} = 2,867 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 2,867 = 14,758 \text{ кА.}$$

Тоді повний струм двофазного КЗ має значення:

$$I_{n(35)}^{(2)} = I_{n0(35)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,867 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 4,39 \text{ кА.}$$

Тепер для проєктованої ПС розглянемо КЗ на шинях 10 кВ.

Двофазне КЗ. СВ відключено.

На ПС опір трансформатора складає:

$$x_{*T} = \frac{u_{\text{кВН-НН}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_T} = \frac{17}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 10,62 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(10)}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_6}{2 \cdot (x_{\text{екв}(1)} + x_{*T}) \cdot \frac{U_3}{U_1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{2 \cdot (0,76 + 10,62) \cdot \frac{11}{115}} = 2,55 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(10)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(10)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 2,55 = 6,635 \text{ кА.}$$

Тоді повний струм двофазного КЗ має значення:

$$I_{n(10)}^{(2)} = I_{n0(10)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,55 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 3,95 \text{ кА.}$$

Трифазне КЗ. СВ відключено.

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(10)}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_6}{\left[(x_{\text{екв}(1)} + x_{*T})\right] \cdot \frac{U_3}{U_1}} = \frac{5,02}{\left[2 \cdot (0,76 + 10,625)\right] \cdot \frac{11}{115}} = 2,09 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(10)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(35)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 2,09 = 4,876 \text{ кА.}$$

Тоді повний струм трифазного КЗ має значення:

$$I_{n(10)}^{(3)} = I_{n0(10)}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,09 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,65 - 1)^2} = 2,83 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ. СВ включено.

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(10)}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_\phi}{2 \cdot \left(x_{\text{екв}(1)} + \frac{x_{*T}}{2}\right) \cdot 3,584} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{2 \cdot \left(0,76 + \frac{10,62}{2}\right) \cdot \frac{11}{115}} = 4,908 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(10)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(10)}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 4,9 = 12,75 \text{ кА.}$$

Повний струм трифазного КЗ має значення:

$$I_{n(10)}^{(2)} = I_{n0(35)}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 4,908 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 7,62 \text{ кА.}$$

Трифазне КЗ. СВ включено.

Періодична складова струму КЗ матиме наступне значення:

$$I_{n0(10)}^{(3)} = \frac{I_\phi}{\left[\left(x_{\text{екв}(1)} + \frac{x_{*T}}{2}\right)\right] \cdot \frac{U_3}{U_1}} = \frac{5,02}{\left[\left(0,76 + \frac{10,625}{2}\right)\right] \cdot \frac{11}{115}} = 5,66 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{\text{уд}(10)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0(10)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 5,66 = 14,72 \text{ кА.}$$

Повний струм трифазного КЗ має значення:

$$I_{n(10)}^{(3)} = I_{n0(10)}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,493 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 8,788 \text{ кА.}$$

## 5.4 Вибір обладнання ВРП-110 кВ

Знайдені струми КЗ у відображенні у табл. 5.1

Таблиця 5.1 – Знайдені струми КЗ

| Місце та умова КЗ |           | Вид КЗ    | $I_{по}, \text{кА}$ | $I_{удар}, \text{кА}$ | $I_n, \text{кА}$ |
|-------------------|-----------|-----------|---------------------|-----------------------|------------------|
| Шини ВРП-110      |           | трифазне  | 6,6                 | 15,41                 | 8,97             |
|                   |           | двофазне  | 5,72                | 13,34                 | 7,77             |
|                   |           | однофазне | 4,37                | 10,2                  | 5,94             |
| Шини ВРП-35       | Вкл. СВ   | двофазне  | 2,867               | 14,758                | 4,39             |
|                   |           | трифазне  | 2,596               | 6,057                 | 3,526            |
|                   | Відкл. СВ | двофазне  | 1,2                 | 3,088                 | 1,3              |
|                   |           | трифазне  | 1,38                | 3,22                  | 1,87             |
| Шини ВРП-10       | Вкл. СВ   | двофазне  | 4,908               | 12,75                 | 7,62             |
|                   |           | трифазне  | 5,66                | 14,72                 | 8,788            |
|                   | Відкл. СВ | двофазне  | 2,55                | 6,635                 | 3,95             |
|                   |           | трифазне  | 2,09                | 4,876                 | 2,83             |

Для встановлення обираємо наступне обладнання: роз'єднувачі типу РНДЗ-110Б/2000 У1, вимикачі ВГТ-110/40/2000 та ТС ТФЗМ-І-І У1. В таблицях 5.2-5.4 наведені характеристики даних пристроїв.

Таблиця 5.2 – Технічні характеристики ВГТ-110/40/2000

| $U_{ном}, \text{кВ}$ | $U_{max}, \text{кВ}$ | $I_{ном}, \text{кВ}$ | $I_{відкл}, \text{кА}$ | $I_T, \text{кА}$ | $I_{дин}, \text{кА}$ | $t_{відкл}, \text{кА}$ |
|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------|----------------------|------------------------|
| 110                  | 126                  | 2000                 | 40                     | 40 (3 с)         | 40                   | 38                     |

Таблиця 5.3 – Технічні характеристики РНДЗ-110Б/2000

| $U_{ном}, \text{кВ}$ | $I_{ном}, \text{кВ}$ | $I_T, \text{кА}$ | $I_{дин}, \text{кА}$ |
|----------------------|----------------------|------------------|----------------------|
| 110                  | 2000                 | 40 (3 с)         | 100                  |

Таблиця 5.4 – Технічні характеристики ТФЗМ-І-І У1

| $U_{ном}, \text{кВ}$ | Первинний струм, А | Вторинний струм, А | Вторинне навантаження, ВА  | $I_T, \text{кА}$ | $I_{дин}, \text{кА}$ |
|----------------------|--------------------|--------------------|----------------------------|------------------|----------------------|
| 110                  | 200                | 5                  | 30 ( $\cos\varphi = 0,8$ ) | 40 (3 с)         | 40                   |

Максимальна величина робочого струму дорівнює:

$$I_{BH} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{19,15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 96,14 \text{ А.}$$

Для приєднання 110 кВ виконаємо перевірку обладнання, використовуючи наступні критерії:

- номінальна напруга та робочий струм:

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

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

$$I_{\text{роб.вим}} = I_{\text{роб.роз}} = I_{\text{роб.тс}} = 96,14 \text{ А.}$$

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

- електродинамічна стійкість:

$$I_{\text{дин}} > I_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{уд}} = 15,41; I_{\text{дин.вим}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{дин.вим}} > I_{\text{уд}} - \text{умова виконується};$$

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

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

- термічна стійкість:

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

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вл}} + T_{\text{а}}) = 8,97^2 \cdot (0,3 + 0,038 + 0,02) = 28,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

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

$$B_{\text{к.тс}} = 6^2 \cdot 3 = 108 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{\text{к.тс}} > B_{\text{к}} - \text{умова виконується.}$$

- комутаційна здатність:

$$I_{\text{п}} < I_{\text{відкл}}; I_{\text{п}} = 8,97 \text{ кА}; I_{\text{відкл.в}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{відкл}} > I_{\text{п}} - \text{умова виконується.}$$

Звідси робимо висновок, що все обране обладнання відповідає вимогам. У ВРУ-110 кВ встановлюємо таке обладнання: ВГТ-110-40/2000, РНДЗ-110/2000 У1, ТФЗМ-110Б-І У1.

Вибираємо ЗОН-110-І. Трансформатор струму ТОЛ-35-ІІ-ІІ. Технічні характеристики даного обладнання показані в табл. 5.5-5.6.

Таблиця 5.5 – Технічні характеристики ЗОН-110-І

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

Таблиця 5.6 – Технічні характеристики ЗОН-110-I

| $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$ | $I_{\text{ном}}, \text{кВ}$ | $I_{\text{т}}, \text{кА}$ | $I_{\text{дин}}, \text{кА}$ |
|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| 35                          | 400                         | 5,9 (3 с)                 | 26                          |

- електродинамічна стійкість:

$$I_{\text{дин}} > I_{\text{уд}};$$

$I_{\text{уд}} = 10,2$ ;  $I_{\text{дин.вим}} = 16 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{дин.вим}} > I_{\text{уд}}$  – умова виконується;

$I_{\text{дин.тс}} = 30 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{дин.тс}} > I_{\text{уд}}$  – умова виконується.

- термічна стійкість:

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

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вл}} + T_{\text{а}}) = 5,94^2 \cdot (0,3 + 0,038 + 0,02) = 12,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к.з}} = 6,3^2 \cdot 3 = 39,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{\text{к.з}} > B_{\text{к}} - \text{умова виконується};$$

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

Отже, обладнання, що було обране для нейтралі трансформатора, відповідає всім технічним вимогам.

### 5.5 Вибір обладнання ВРП-35 кВ

Максимальна величина робочого струму дорівнює:

$$I_{\text{сн}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 239,93 \text{ А}.$$

Значення струму збірних шин 35 кВ наступне:

$$I_{\text{роб.н}} = \frac{S_{\text{сн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}} = \frac{9,35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 2} = 119,96 \text{ А}.$$

Робочий струм одного лінійного приєднання дорівнює:

$$I_{\text{роб.пр}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}} \cdot n_{\text{пр}}} = \frac{9,35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 10} = 24 \text{ А}.$$

Обладнання для лінійного приєднання трансформатора: ВГТ-50/3150 - РНДЗ-35/2000 - ТОЛ-35-IV.

В табл. 5.7 перевірка обраного обладнання для приєднання секціонування.

Таблиця 5.7 – результат перевірки обладнання

| Дані розрахунків                         | ВГТ-50/3150                              | РНДЗ-35/2000                             | ТОЛ-35-IV                                |
|------------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|
| $U_{уст} = 35 \text{ кВ}$                | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                |
| $I_{роб.мах} = 239,93 \text{ А}$         | $I_{ном} = 3150 \text{ А}$               | $I_{ном} = 1000 \text{ А}$               | $I_{ном} = 400 \text{ А}$                |
| $I_{уд} = 9 \text{ кА}$                  | $I_{дин} = 127,5 \text{ кА}$             | $I_{дин} = 80 \text{ кА}$                | $I_{дин} = 80 \text{ кА}$                |
| $B_k = 9,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 2883 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| $I_{п} = 5,24 \text{ кА}$                | $I_{відкл} = 50 \text{ кА}$              | -                                        | -                                        |

Обране обладнання відповідає всім технічним вимогам.

Для секціонування обираємо наступне обладнання: ВГТ-50/3150 - РНДЗ-35/2000 - ТОЛ-35-IV.

Наступним кроком буде перевірка обладнання для приєднання ліній. Результат перевірки наведено в табл. 5.8.

Таблиця 5.8 – результат перевірки обладнання

| Дані розрахунків                         | ВГТ-50/3150                              | РНДЗ-35/2000                             | ТОЛ-35-IV                                |
|------------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|
| $U_{уст} = 35 \text{ кВ}$                | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                |
| $I_{роб.н} = 119,9 \text{ А}$            | $I_{ном} = 3150 \text{ А}$               | $I_{ном} = 1000 \text{ А}$               | $I_{ном} = 400 \text{ А}$                |
| $I_{уд} = 9 \text{ кА}$                  | $I_{дин} = 127,5 \text{ кА}$             | $I_{дин} = 80 \text{ кА}$                | $I_{дин} = 80 \text{ кА}$                |
| $B_k = 9,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 2883 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| $I_{п} = 5,24 \text{ кА}$                | $I_{відкл} = 50 \text{ кА}$              | -                                        | -                                        |

Отже, все обране обладнання відповідає технічним вимогам. Для приєднання ліній встановлюється наступне обладнання: ВГТ-50/3150 - РНДЗ-35/2000 - ТОЛ-35-IV.

## 5.6 Вибір обладнання ЗРП-10 кВ

Максимальна величина робочого струму дорівнює:

$$I_{HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot n_{пр}} = \frac{9,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6} = 89,81 \text{ А.}$$

Значення струму збірних шин наступне:

$$I_{роб.ш} = \frac{S_{HH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{9,8 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 269,43 \text{ А.}$$

Робочий струм одного лінійного приєднання дорівнює:

$$I_{роб.пр} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{9,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 538,86 \text{ А.}$$

На схемі три групи комірок: для секційного вимикача, для лінійного приєднання та для приєднання до трансформатора. Всі три типи вимикачів у місці КЗ мають відповідати вимогам динамічної та термічної стійкості і комутаційної здатності.

На стороні НН найбільше значення ударного струму дорівнює 14,426 кА для трифазного КЗ. Струм динамічної стійкості, що забезпечує КРП становить 102 кА.

Термічний вплив струму:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{рза} + t_{вл} + T_a) = 12,987^2 \cdot (0,05 + 0,065 + 0,05) = 27,829 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

КРП забезпечує:

$$B_{кном} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На стороні НН найбільше значення ударного струму дорівнює 14,426 кА для трифазного КЗ, номінальний струм вимкнення становить 40 кА.

У якості жорстких шин 10 кВ обираються збірні алюмінієві шини 60х6 мм. Для даних шин значення тривало-допустимого струму дорівнює 870 А, тобто перевищує максимально можливий струм 538,86 А.

Робоча температура шин, при температурі КРП 25°C, становить:

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{доп} - \theta_{оном}) \cdot \left( \frac{I_{роб.ш}}{I_{ном.ш}} \right)^2 = 25 + (200 - 25) \cdot \left( \frac{261,29}{870} \right)^2 = 41,78 \text{ }^\circ\text{C}.$$

При температурі 41,78 °C величина  $A_1 = 0,3 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$  (відповідно графіку нагріву однорідних провідників).

Друга точка, що відповідає температурі під час КЗ, має значення:

$$A_2 = A_1 + \frac{B_k}{S^2} = 0,3 \cdot 10^4 + \frac{27829}{(60 \cdot 6)^2} = 0,32 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^4}.$$

Використовуючи графік нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ визначаємо, що для  $A_2 = 0,32 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^4}$  температура  $\theta_2 = 44 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Власна частота коливань шинної конструкції має бути або до 30 Гц, або понад 200 Гц.

Момент інерції перерізу дорівнює:

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

Значення моменту опору перерізу складає:

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

Частота коливань дорівнює:

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 1,25^2} \cdot \sqrt{\frac{10^8 \cdot 1,08 \cdot 10^{-9}}{2698 \cdot 3,6 \cdot 10^{-4}}} = 24,03 \text{ Гц}.$$

Значення власних коливань шинної конструкції не перевищують допустимі межі в 30 Гц.

Розраховуємо значення динамічного зусилля на шинах НН під час трифазного та двофазного КЗ:

$$F_q^{(3)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yD}^{(3)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33426^2}{0,35} = 638,456 \text{ Н};$$

$$F_q^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yD}^{(3)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{28948^2}{0,35} = 478,85 \text{ Н}.$$

Застосуємо для шин опорні ізолятори типу ІО(Р)-10-3,75.

Для ізоляторів має виконуватися рівність:

$$F_q = 638,456 \text{ Н} \leq 0,6 \cdot N = 0,6 \cdot 3,75 \cdot 10^3 = 2250 \text{ Н}.$$

Умова виконується, тому ізолятори обрано вірно.

Напруга в матеріалі шин дорівнює:

$$\sigma = \frac{F_q \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{638,456 \cdot 1,25^2}{12 \cdot 2 \cdot 3,6 \cdot 10^{-7}} = 115,5 \text{ МПа}.$$

Оскільки виконується рівність  $115,5 \text{ МПа} < 127,196 \text{ МПа}$ , то напруга в матеріалі шин не перевищує допустиму.

## 5.7 Вимірювальні трансформатори

На ПС, що проектується, трансформатори струму повинні бути на всіх приєднаннях трансформаторів, ліній на секційному приєднанні та приєднанні обхідного вимикача. В табл. 3.9 наведені дані навантажень, що приєднані до кіл ТС 110 кВ.

Навантаження на контакти та провідники:

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

Опір провідників дорівнює:

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

Табл. 5.9 – Потужність ТС 110 кВ

| Прилад                           | Тип      | Навантаження, ВА |        |        |
|----------------------------------|----------|------------------|--------|--------|
|                                  |          | фаза А           | фаза В | фаза С |
| Приєднання лінії 110 кВ          |          |                  |        |        |
| Амперметр                        | СА3021   | 2,5              | 2,5    | 2,5    |
| Ваттварметр                      | СК3021   | 5                | 5      | 0      |
| Лічильник                        | ЦЕ 6850М | 0,1              | 0,1    | 0,1    |
| Всього на приєднання лінії:      |          | 7,6              | 7,6    | 2,6    |
| Секційний вимикач                |          |                  |        |        |
| Амперметр                        | СА3021   | 2,5              | 2,5    | 2,5    |
| Приєднання трансформатора 110 кВ |          |                  |        |        |
| Амперметр                        | СА3021   | 2,5              | 2,5    | 2,5    |

Довжина мідного провідника перерізом 1,5 мм<sup>2</sup>:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{СН}}}{\rho_{\text{СН}}} = \frac{0,79 \cdot 1,5}{0,071} = 69,3 \text{ м.}$$

ТС типу ТФЗМ-110Б-І У1 пройшли перевірку на допустиму величину вторинного навантаження.

Для шин 110 кВ обирається ТН типу НКФ-110-ІІ У1, що має номінальне вторинне навантаження 100 ВА при класі точності 0,2.

В табл. 5.10 наведено розрахунок навантаження, яке буде підключене до вторинних кіл трансформатору напруги.

Таблиця 5.10 – приєднане до вторинних ТН 110 кВ навантаження

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

Так як  $100 \text{ ВА} > 17,5 \text{ ВА}$ , то підключене до вторинних кіл ТН обраного типу навантаження знаходиться в допустимих межах.

На шинах СН трансформатори струму встановлені на приєднаннях до трансформаторів, на всіх лінійних приєднаннях та секційному вимикачі. В табл. 3.11 наведені навантаження, яке буде підключене до вторинних кіл трансформатору напруги 35 кВ.

Таблиця 5.11 – приєднане до вторинних ТС 35 кВ навантаження

| Прилад                           | Тип      | Навантаження, ВА |        |        |
|----------------------------------|----------|------------------|--------|--------|
|                                  |          | фаза А           | фаза В | фаза С |
| Приєднання лінії 35 кВ           |          |                  |        |        |
| Амперметр                        | СА3021   | 2,5              | 2,5    | 2,5    |
| Лічильник                        | ЦЕ 6850М | 0,1              | 0,1    | 0,1    |
| Всього:                          |          | 2,6              | 2,6    | 2,6    |
| Секційний вимикач                |          |                  |        |        |
| Амперметр                        | СА3021   | 2,5              | 2,5    | 2,5    |
| Приєднання трансформатора 110 кВ |          |                  |        |        |
| Амперметр                        | СА3021   | 2,5              | 2,5    | 2,5    |
| Ватметр                          | СК3021   | 5                | 5      | -      |
| Лічильник                        | ЦЕ6850М  | 0,1              | 0,1    | 0,1    |
| Всього:                          |          | 7,6              | 7,6    | 7,6    |

Навантаження на контакти та провідники:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прип}} = 10 - 2,6 = 7,43 \text{ ВА.}$$

Опір провідників дорівнює:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2\text{Н}}^2} - R_{\text{конт}} = \frac{7,43}{5^2} - 0,1 = 0,197 \text{ Ом.}$$

Довжина мідного провідника перерізом  $1,5 \text{ мм}^2$ :

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{СН}}}{\rho_{\text{СН}}} = \frac{0,197 \cdot 1,5}{0,071} = 46,1 \text{ м.}$$

Звідси можна зробити висновок, що ТС типу ТОЛ-35-III-II пройшли перевірку на допустиму величину вторинного навантаження.

В табл. 5.12 наведено розрахунок вторинних кіл ТН 35 кВ.

До встановлення на шинах СН обрано ТН типу DNT SOV-36, у якого вторинне навантаження дорівнює 50 ВА. Так як  $50 \text{ ВА} > 37,5 \text{ ВА}$ , то навантаження вторинних кіл знаходяться в допустимих межах.

Таблиця 5.12 – приєднане до вторинних ТН 35 кВ навантаження

| Прилад                | Тип     | Навантаження, ВА |        |        |
|-----------------------|---------|------------------|--------|--------|
|                       |         | Фаза А           | Фаза В | Фаза С |
| Лічильник             | ЦЕ6850М | 11               | 11     | 11     |
| Вольтметр             | СВ3021  | 2,5              | 2,5    | 2,5    |
| Ватметр               | СК3021  | -                | 15     | 15     |
| Ватметр               | СК3021  | 2,5              | 2,5    | 2,5    |
| Лічильник             | ЦЕ6850М | 4                | 4      | 4      |
| Загальне навантаження |         | 37,5             | 37,5   | 37,5   |

Аналогічні перевірки та розрахунки для шин 10 кВ не виконуються, так як усі вищерозглянуті прилади уже входять до складу комірок КРП-10.

### 5.8 Оперативний струм та освітлення

На ПС використовуються джерела змінного та постійного оперативного струму.

Джерела змінного струму – це ТС та трансформатори власних потреб. Джерела постійного струму – це акумуляторні батареї типу СК.

Акумуляторні батареї живлять такі групи споживачів:

- тимчасове навантаження, що вмикається на певний період часу в аварійному режимі після того, як зникне основне живлення;
- короткочасне навантаження, що зазвичай триває не більше, ніж 5 секунд;
- постійне навантаження – пристрої сигналізації, блокування, релейного захисту тощо.

Обираються випрямні підзарядні пристрої типу ВАЗП-380/260-40/80 для постійного підзаряду АБ. Потужність обраного приладу при живленні та зарядці рівна 23 кВА із  $\cos\varphi=0,8$ .

Тривалість аварійного режиму для засобів зв'язку становить 1-2 секунди, а для решти приймачів – 0,5 год.

Для здійснення штучного освітлення проєктованої ПС використовуються світлодіодні прожектори СДО 04-200, що встановлюються на щоглах. Від ящика управління освітленням отримує живлення зовнішнє освітлення, яке вмикає оперативний персонал.

Світлодіодними світильниками, які вмикаються за допомогою вимикачів, освітлюються внутрішні приміщення.

У випадку аварійного відключення освітлення, включається аварійне освітлення, яке живиться від АБ.

### 5.9 Розрахунок блискавкозахисту

На ПС 110/35/10 кВ п.7 будуть розташовані 8 стиржневих блискавковідводів, які встановлюються на прожекторних щоглах.

Кількість грозових годин в рік для України становить 60 год [11].

Розміри проєктованої ПС становлять 164,1х95 м. Таке обладнання, як трансформатори висотою 6,2 м, портали висотою 11,2 м та збірні шини 110 кВ висотою 7,1 м, потребують захисту.

Розрахунки зон захисту здійснюються попарно, так як на ПС встановлено більше двох блискавковідводів.

Приведемо розрахунок зон захисту для блискавковідводів №1, 2 і 3.

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{33^2 + 41^2} = 52,63 \text{ м.}$$

Розраховуємо значення перевищення висоти блискавковідводу над обладнанням, що захищається:

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{52,63}{8} = 6,58 \text{ м.}$$

Загальна висота блискавковідводу складе:

$$h = h_x + h_a = 11,2 + 6,58 = 17,78 \text{ м.}$$

Тоді стандартна висота блискавковідводу становить 20 м.

Висота конусу одного блискавковідводу становить:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 20 = 18,4 \text{ м.}$$

Радіус зони захисту на рівні землі:

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м.}$$

Радіус зони, що захищається, буде рівний:

$$r_x = 1,5 \cdot \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left( 20 - \frac{11,2}{0,92} \right) = 11,74 \text{ м.}$$

Висота середньої частини зони захисту для попарно взятих блискавковідводів становить:

$$h_{min1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 18,4 - 0,14 \cdot (33 - 20) = 16,58 \text{ м.}$$

Значення висоти середньої частини зони захисту для більшої відстані дорівнює:

$$h_{min2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 18,4 - 0,14 \cdot (41 - 20) = 15,46 \text{ м.}$$

Значення радіусів на рівні висоти об'єкту захисту становить:

$$r_{l1=r_0} \cdot \frac{h_{min1} - h_x}{h_{min1}} = 30 \cdot \frac{16,58 - 11,2}{16,58} = 6,07 \text{ м;}$$

$$r_{l2=r_0} \cdot \frac{h_{min2} - h_x}{h_{min2}} = 30 \cdot \frac{15,46 - 11,2}{15,46} = 8,27 \text{ м;}$$

Розрахуємо річну кількість уражень блискавкою ПС:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot 10^{-6} = \\ = 0,06 \cdot 60 \cdot (164,1 + 10 \cdot 11,2) \cdot (95 + 10 \cdot 11,2) \cdot 10^{-6} = 0,206$$

Кількість відключень ПС по причині ураження блискавкою:

$$\gamma = N \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0,206 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 9,81 \cdot 10^{-5}$$

Показник грозостійкості буде становити:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{9,81 \cdot 10^{-5}} = 1020 \text{ років.}$$

## 5.9 Розрахунок заземлення підстанції

Опір захисного заземлення для сторони з напругою вище 1000 В не перевищує  $R_3=0,5$  Ом. Опір землі для 4 кліматичної зони становитиме:  $\Psi_B=1,3$  – кліматичний коефіцієнт для вертикальних електродів,  $\Psi_\Gamma=1,5$  – кліматичний коефіцієнт для горизонтальних електродів. Питомий опір глини  $\rho_0=60$  Ом·м.  $\rho_B=\Psi_B \cdot \rho_0=1,3 \cdot 60=70$  Ом·м,  $\rho_\Gamma=\Psi_\Gamma \cdot \rho_0=1,5 \cdot 60=90$  Ом·м

Довжина вертикального стрижня  $L_B = 3$  м, діаметр  $d=12$  мм, відстань між вертикальними електродами  $a = 2$  м.

Визначимо відстань до середини вертикального заземлювача, глибина залягання контуру становить 0,7 м. Отже:

$$t_B = 0,7 + 0,5 \cdot L_B = 0,7 + 0,5 \cdot 3 = 2,2 \text{ м}$$

Опір вертикального заземлювача:

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{\rho_B}{L_B} \left( \lg \left( \frac{2 \cdot l_B}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left( \frac{4 \cdot t_B + l_B}{4 \cdot t_B - l_B} \right) \right) \\ = 0,366 \cdot \frac{78}{3} \cdot \left( \lg \left( \frac{2 \cdot 3}{0,012} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left( \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) \right) = 27,151$$

Мінімальна кількість вертикальних стрижнів складе:

$$n' = \frac{R_B}{R_3} = \frac{27,151}{0,5} = 54,302 \text{ шт.}$$

Прийmemo 55 одиниць.

Довжина горизонтальної смуги складе:

$$l_\Gamma = 1,05 \cdot a \cdot L_B \cdot (n' - 1) = 1,05 \cdot 2 \cdot 3 \cdot (55 - 1) = 340,2 \text{ м.}$$

Опір розтікання сміги:

$$R_\Gamma = 0,366 \cdot \frac{\rho_\Gamma}{L_\Gamma} \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot l_\Gamma^2}{t \cdot b} \right) = 0,366 \cdot \frac{90}{340,2} \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot 340,2^2}{0,8 \cdot 0,01} \right) = 0,722 \text{ Ом,}$$

де  $t$  – відстань від поверхні до середини горизонтальної смуги;

$b$  – ширина смуги

Визначимо значення еквівалентного опору заземлення:

$$R_\Gamma = \frac{\frac{R_B}{n'} \cdot \eta_B \cdot \eta_\Gamma}{\frac{R_B}{n'} \cdot \eta_B + R_\Gamma \cdot \eta_\Gamma} = \frac{\frac{27,151}{55} \cdot 0,56 \cdot 0,722 \cdot 0,28}{\frac{27,151}{55} \cdot 0,56 + 0,722 \cdot 0,28} = 0,117 \text{ Ом,}$$

де  $\eta_\Gamma$  – коефіцієнт використання горизонтальних заземлювачів, що розташовані в контурі

## Висновки по розділу 5

Для ПС 110/35/10 кВ п.7 обрано наступні схеми головних з'єднань: для ВРП-110 кВ обрано схему 110-3, для РВП-35 кВ – 35-5, а для ЗРП 10 кВ – 10-5.

На шинах ВН, СН та НН розраховано струми КЗ. Максимальні значення для шини 110 кВ склали 5,72 кА, для шин 35 кВ – 2,86 кА, для шин 10 кВ – 5,66 кА.

У якості жорстких шин 10 кВ обираються збірні алюмінієві шини 60х6 мм. Також обрано наступне обладнання: роз'єднувачі типу РНДЗ-110Б/2000 У1, вимикачі ВГТ-110/40/2000 та ТС ТФЗМ-І-І У1.

На ПС 110/35/10 кВ п.7 будуть розташовані 8 стиржневих блискавковідводів, які встановлюються на прожекторних щоглах. Загальна висота блискавковідводу складе: 17,78 м. Висота конусу одного блискавковідводу становить: 18,4 м. Висота середньої частини зони захисту для попарно взятих блискавковідводів становить: 16,58 м. Значення висоти середньої частини зони захисту для більшої відстані дорівнює: 15,46 м. Показник грозостійкості буде становити: 1020 років.

Для заземлення прийнято довжину вертикального стрижня  $L_B = 3$  м, діаметр  $d=12$  мм, відстань між вертикальними електродами  $a = 2$  м. Опір контуру заземлення становить: 0,117 Ом.

## 6 МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ ДИСТАНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 110 кВ

Як відомо, струмові захисти переважно не забезпечують достатню чутливість та селективність. Струмова відсічка не визначає чіткої зони спрацювання, оскільки її область застосування залежить від умов роботи енергосистеми. Також, при мінімальних режимах роботи чутливість струмової відсічки може бути недостатньою.

У мережах складної конфігурації, зокрема з напругою 110 кВ і вище, застосування струмових захистів може бути неефективним через їхню неселективність та недостатню чутливість. Таким чином, для таких мереж частіше використовують спеціальні захисти - дистанційні захисти.

Дистанційний захист – це захист із відносною селективністю, вимірний орган якого реагує на величину, що визначається відношенням комплексу напруги до комплексу струму [1].

Згадана величина, в основному, не залежить від умов функціонування енергосистеми і пропорційна комплексному імпедансу лінії, яку захищає захист, від встановленого місця до місця пошкодження. Цей імпеданс для ЛЕП, в свою чергу, пропорційний відстані від місця встановлення захисту до місця пошкодження.

Дистанційний захист переважно виконується триступеневим із відносною селективністю. Структурна схема дистанційного триступеневого захисту зображена на рис. 6.1.

Випадок короткого замикання в зоні I ступеня дистанційного захисту призводить до активації вимірювальних органів всіх ступенів захисту - KZI, KZII, KZIII. Якщо сигнали присутні на всіх чотирьох входах кожного з трьох логічних елементів DX1, DX2, DX3 (де "і" є логічним елементом множення), ці елементи реагують, і на їх виходах з'являються сигнали. У випадку якщо хоча б один з входів не має сигналу, логічний елемент "і" не активується, і на його виході сигнал відсутній.

При наявності сигналів на виходах елементів DX1, DX2, DX3 реагують реле витримок часу DT1-DT3. Однак, реле DT1 має мінімальний час витримки і спрацьовує раніше, подаючи сигнал на логічний елемент "або", який, в свою чергу, впливає на відключення лінії.

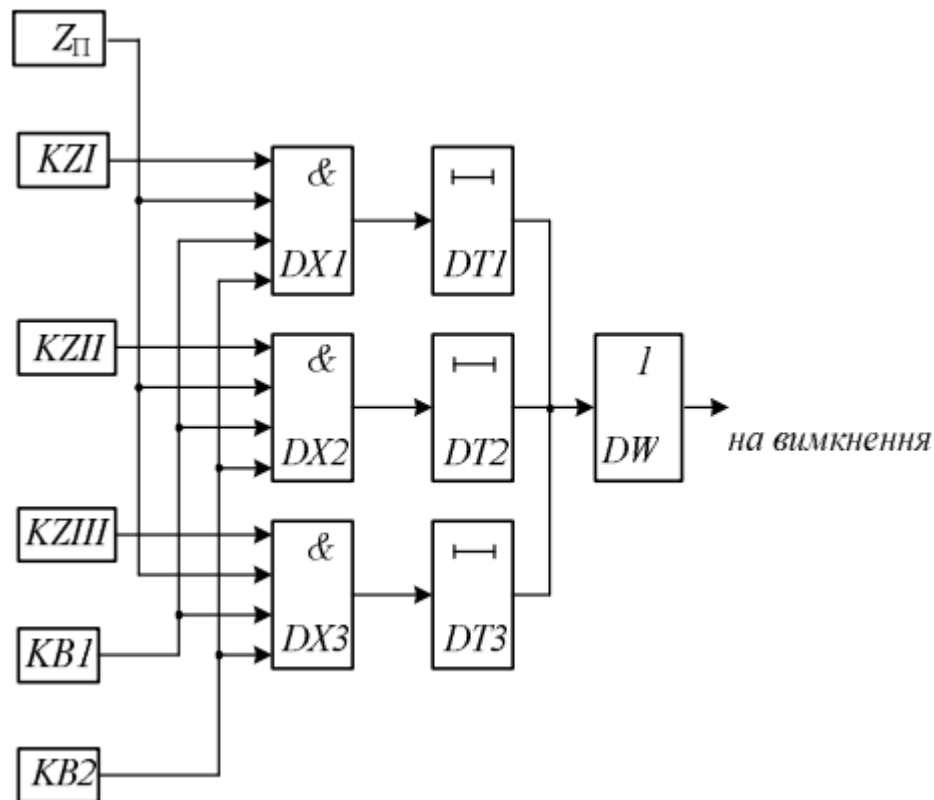


Рисунок 6.1 - Структурна схема дистанційного триступеневого захисту

У випадку короткого замикання в зоні дії II ступеня активуються вимірювальні органи KZ2 і KZ3, а також логічні елементи DX2 і DX3. Ці елементи ініціюють реле часу DT2 і DT3 відповідно. Однак DT2, яке має менший час витримки, активується швидше і відправляє сигнал для відключення лінії.

Аналогічно працює і третій ступінь захисту.

### 6.1 Вибір параметрів спрацювання дистанційних захистів

Параметрами спрацювання дистанційних захистів є опір (імпеданс) та час спрацювання. Розрахунок опору спрацювання зводиться до визначення модуля максимального опору, при якому спрацьовує реле, оскільки його фазний кут, як правило, відповідає куту максимальної чутливості реле.

Розрахунок дистанційного захисту виконується для повітряних ліній 110 кВ, схема мережі якої наведено на рис. 6.2.

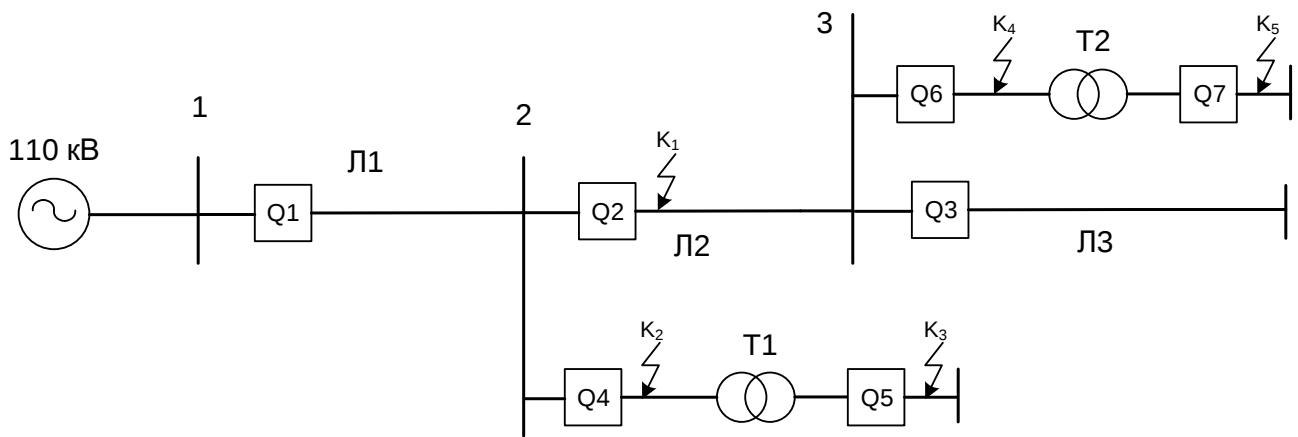


Рисунок 6.2 – Схема електричної мережі 110 кВ

Параметри повітряної лінії та проводу наведено в таблиці 7.1.

Таблиця 6.1 – Параметри ліній

| Параметри      | $l_i$ , км | $X_0$ , Ом/км | $I_{роб. макс}$ , А |
|----------------|------------|---------------|---------------------|
| Лінія 1 АС-240 | 27         | 0,403         | 610                 |
| Лінія 2 АС-240 | 32         | 0,403         | 610                 |
| Лінія 3 АС-120 | 30         | 0,425         | 390                 |

На схемі електричної мережі також присутні два трансформатора, параметри яких наведено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Параметри трансформаторів

| Параметри       | $S_{ном}$ , МВА | $e_k$ , % | $U_{BH}$ , кВ |
|-----------------|-----------------|-----------|---------------|
| Трансформатор 1 | 10              | 10,5      | 115           |
| Трансформатор 2 | 16              | 10,5      | 115           |

### 6.1.1 Перший ступінь дистанційного захисту ПС 1

Перший ступінь дистанційного захисту призначений для захисту саме початкового відрізка лінії, що складає приблизно 80–90% від її довжини. Опір спрацювання обирається таким чином, щоб виключити активацію захисту при таких пошкодженнях, як коротке замикання на кінці лінії, яку він захищає (точка  $K_1$ ).

Опір спрацювання для к.з. у кінці лінії, що захищають:

$$Z_{с.з}^I = k_{від} \cdot Z_{Л1} = 0,85 \cdot 10,881 = 9,249 \text{ Ом},$$

де  $Z_{Л1} = x_{01} \cdot l_1 = 0,403 \cdot 27 = 10,881 \text{ Ом}$  - повний опір лінії;

$k_{\text{від}} = 0,85$  - коефіцієнт відведення, що враховує похибки трансформаторів струму, напруги і реле, а також неточність розрахунків та відповідний запас.

Уставку спрацювання за часом обирається мінімальною,  $t_1' = 0,1$  с.

Варто зазначити, що чутливість I ступеню, як правило, є достатньою, тому її не перевіряють.

### 6.1.2 Другий ступінь дистанційного захисту ПС 1

Другий ступінь дистанційного захисту призначений для захисту кінця лінії, хоча його зона дії частково охоплює і сусідні об'єкти, що отримують живлення від шин протилежної підстанції. Зона дії II ступеня виходить за межі лінії – це робиться для забезпечення надійного спрацювання при короткому замиканні в кінці лінії.

Опір спрацювання II ступеня для ПС 1 вибирається за двох умов.

а) 2-га зона дистанційного захисту, яка встановлена на ПС 1, повинна бути конфігуровано таким чином, щоб не перетинатися з 1-ю зоною дистанційного захисту, встановленою на ПС 2. Для досягнення цієї мети вводиться додатковий резерв. Отримаємо:

$$Z_{\text{сз1,1}}^{\text{II}} = k_{\text{від1}} \cdot Z_{\text{Л1}} + k_{\text{від2}} \cdot Z_{\text{Л2}} = 0,85 \cdot 10,881 + 0,9 \cdot 12,896 = 19,114 \text{ Ом},$$

де  $Z_{\text{Л2}} = x_{02} \cdot l_2 = 0,403 \cdot 32 = 12,896$  Ом - повний опір лінії;

$k_{\text{від2}} = 0,9$  - коефіцієнт відведення, що враховує можливе зменшення зони захисту наступної ланки.

б) Друга зона ДЗ, встановленого на ПС 1, не має працювати при КЗ за трансформатором 1:

$$Z_{\text{сз2,1}}^{\text{II}} = k_{\text{від1}} \cdot Z_{\text{Л1}} + k_{\text{від2}} \cdot Z_{\text{мп1}} = k_{\text{від1}} \cdot Z_{\text{Л1}} + k_{\text{від2}} \cdot \frac{e_k \cdot U^2}{100 \cdot S_{\text{м1}}} = 0,85 \cdot 10,881 + 0,9 \cdot \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10} = 134,225 \text{ Ом}.$$

Із двох отриманих значень обирається менше значення:

$$Z_{\text{сз,1}}^{\text{II}} = \min \{ Z_{\text{сз1,1}}^{\text{II}}, Z_{\text{сз2,1}}^{\text{II}} \} = 19,114 \text{ Ом}.$$

Уставку спрацювання за часом обираємо більшою на ступінь селективності від уставки першої зони:

$$t_1'' = t_1' + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Чутливість II-ступеню перевіряють за короткого замикання в кінці лінії, яку захищають, отримаємо:

$$k_{ч,1}'' = \frac{Z_{сз1}''}{Z_{Л1}} = \frac{19,114}{10,881} = 1,757 > 1,25 \quad - \quad \text{чутливість задовільна, оскільки}$$

передбачається наявність третього ступеня.

### 6.1.3 Третій ступінь дистанційного захисту ПС 1

III ступінь призначено для резервування роботи I та II ступенів дистанційного захисту лінії, яку вони захищають, а також для резервування роботи захистів суміжних ліній, що отримують живлення від шин протилежної підстанції. Крім того, у деяких пристроях захисту III ступеня можуть використовувати як пусковий орган дистанційного захисту.

III ступені можуть використовувати такі типи захисту:

- струмовий захист, пускові органи якого увімкнені на фазні струми;
- струмовий захист із пуском за напругою;
- дистанційне реле;
- реле струму оберненої послідовності.

Опір спрацювання для III ступеня дистанційного захисту при застосування реле опору визначається за умови не спрацювання в режимі навантаження:

$$Z_{сз,1}^{III} = \frac{k_{н3} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot I_{роб.максЛ1}} = \frac{0,5 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 610} = 49,475 \text{ Ом.}$$

Час спрацювання III ступеня потрібно узгоджувати із III ступенем захисту суміжної ланки. Обирається більше значення. У нашому випадку це лінія 2 і трансформатор 1:

$$t_1^{III} = \max \{ t_{резЛ2}, t_{резТ1} \} + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Чутливість III ступеня:

$$k_{ч,1}^{III} = \frac{Z_{сз,1}^{III}}{Z_{Л1}} = \frac{49,475}{10,881} = 4,547 > 1,5. \quad - \quad \text{чутливість задовільняє умові.}$$

### 6.1.4 Дистанційний захист ПС 2

Уставка спрацювання I ступеня дистанційного захисту обирається аналогічно до ПС 1, отримаємо:

$$Z_{с.з2}^I = k_{від} \cdot Z_{Л2} = 0,85 \cdot 12,896 = 10,962 \text{ Ом.}$$

Уставку спрацювання за часом обираємо мінімальну:  $t_2^I = 0,1 \text{ с.}$

Другий ступінь дистанційного захисту розраховується аналогічно до ПС 1 за двома умовами:

$$\text{а) } Z_{сз1,2}^{II} = k_{від1} \cdot Z_{Л2} + k_{від3} \cdot Z_{Л3} = 0,85 \cdot 12,896 + 0,9 \cdot 12,75 = 20,715 \text{ Ом,}$$

де  $Z_{Л3} = x_{03} \cdot l_2 = 0,425 \cdot 30 = 12,75 \text{ Ом}$  - повний опір лінії;

$k_{від3} = 0,9$  - коефіцієнт відведення, що враховує можливе зменшення зони захисту наступної ланки.

б) Друга зона дистанційного захисту:

$$\begin{aligned} Z_{сз2,2}^{II} &= k_{від2} \cdot Z_{Л2} + k_{від2} \cdot Z_{мр2} = k_{від2} \cdot Z_{Л2} + k_{від2} \cdot \frac{e_k \cdot U^2}{100 \cdot S_{м2}} = 0,9 \cdot 12,896 + \\ &+ 0,9 \cdot \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 89,072 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Із двох отриманих значень обирається менше значення:

$$Z_{с.з,2}^{II} = \min \{ Z_{сз1,2}^{II}, Z_{сз2,2}^{II} \} = 20,715 \text{ Ом.}$$

Уставку спрацювання за часом обираємо більшою на ступінь селективності від уставки першої зони:

$$t_2^{II} = t_2^I + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Коефіцієнт чутливості II ступеню для ПС 2:

$$k_{ч,2}^{II} = \frac{Z_{с.з2}^{II}}{Z_{Л2}} = \frac{20,715}{12,896} = 1,606 > 1,25 - \text{чутливість задовільна.}$$

III ступінь резервує перші два і його уставка спрацювання за опором обирається за умови неспрацювання в режимі навантаження аналогічно третій зоні захисту ПС 1.

Максимальний струм робочий струм лінії 2:

$$I_{роб. макс. Л2} = I_{роб. макс. Л1} - I_{н.Т} = 610 - 50,204 = 559,796 \text{ А,}$$

$$\text{де } I_{н.Т} = \frac{S_{T1}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,204 \text{ А}$$

Тоді:

$$Z_{сз,2}^{III} = \frac{k_{від3} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot I_{роб.макс.Л2}} = \frac{0,5 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 559,796} = 53,912 \text{ Ом.}$$

Уставку спрацювання за часом обираємо більшою на ступінь селективності від витримок часу спрацювання резервних захистів наступних елементів мережі (лінія 3, трансформатор):

$$t_2^{III} = \max \{ t_{резЛ3}, t_{резТ2} \} + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Коефіцієнт чутливості III ступеня:

$$k_{ч,2}^{III} = \frac{Z_{сз,2}^{III}}{Z_{Л2}} = \frac{53,912}{12,896} = 4,181 > 1,5. - \text{чутливість задовільна.}$$

Зведені результати розрахунків наведено у табл. 6.3 приведено отримані результати.

Таблиця 6.3 – Результат розрахунку ДЗ

| ПС | Параметри  |       |               |          |              |                |           |               |
|----|------------|-------|---------------|----------|--------------|----------------|-----------|---------------|
|    | $Z_{сз}^I$ | $t^I$ | $Z_{сз}^{II}$ | $t^{II}$ | $k_{ч}^{II}$ | $Z_{сз}^{III}$ | $t^{III}$ | $k_{ч}^{III}$ |
| 1  | 9,249      | 0,1   | 19,114        | 0,6      | 1,757        | 49,475         | 3         | 4,547         |
| 2  | 10,962     | 0,1   | 20,715        | 0,6      | 1,606        | 53,912         | 3         | 4,181         |

## 6.2. Побудова карти селективності

Для побудови карти селективності визначаються довжини зон захисту наступним чином:

$$l_{ПС1}^I = \frac{Z_{сз,1}^I}{x_0^I} = \frac{9,249}{0,403} = 22,95 \text{ км;}$$

$$l_{ПС1}^{II} = l_1 + \frac{Z_{сз,1}^{II} - l_1 \cdot x_0^I}{x_0^{II}} = 27 + \frac{19,114 - 27 \cdot 0,403}{0,403} = 47,43 \text{ км;}$$

$$l_{ПС2}^I = \frac{Z_{сз,2}^I}{x_0^I} = \frac{10,962}{0,403} = 27,2 \text{ км;}$$

$$l_{ПС2}^{II} = l_2 + \frac{Z_{сз,2}^{II} - l_2 \cdot x_0^I}{x_0^{II}} = 27 + \frac{10,962 - 32 \cdot 0,403}{0,403} = 51,403 \text{ км.}$$

Карта селективності зображена на рис. 7.3.

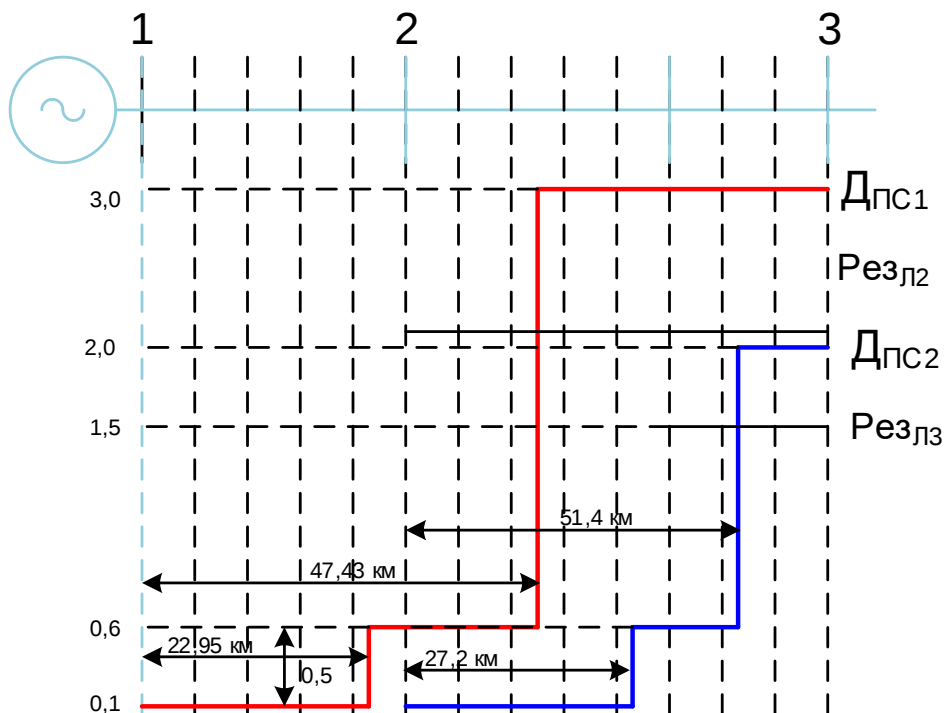


Рисунок 7.3 – Карта селективності

### 6.3 Пристрій захисту REL670

Дистанційний захист повітряної лінії 110 кВ що розглядається виконується за допомогою пристрою REL670.

Пристрій REL670 призначений для захисту, управління та моніторингу повітряних та кабельних ліній передачі електроенергії в мережах із заземленою або нейтраллю з глухо заземленою системою. Застосовується для захисту ліній високого рівня напруги, а також для сильно навантажених та багатокільцевих ліній, де є вимога до одно-, дво-, або трьохфазного відключення. Окрім того, пристрій може використовуватися як резервний захист для потужних трансформаторів, реакторів та інших елементів.

Повносхемний дистанційний захист цього пристрою забезпечує високу чутливість для захисту ЛЕП та вимагає мінімальних вимог до зв'язку з віддаленим кінцем лінії. Незалежне вимірювання та встановлення параметрів для всіх п'яти зон забезпечують гнучкість його використання для всіх типів ліній передачі електроенергії.

Пристрій REL670 також містить варіант для використання в мережах із не глухо заземленою нейтраллю. Для можливості відключення лише однієї лінії при подвійних замиканнях на землю передбачена логіка вибору фази.

Функція АПВ для одно-, дво- та/або трьохфазного відключення має логіку пріоритетів для застосування в схемах із кількома вимикачами. Вона взаємодіє з функцією контролю синхронізму для реалізації швидкодіючого АПВ або АПВ з витримкою часу.

Дистанційний захист від міжфазних замикань та замикань на землю, а також напрямлений струмовий захист від замикань на землю можуть мати схему зв'язку для обміну даними з віддаленим кінцем лінії для реалізації релейного захисту з каналом зв'язку. Кожен модуль передачі цифрових даних LDCM забезпечує передачу до 192 (6 x 32) дискретних сигналів на віддалений кінець лінії за протоколом IEEE C37.94, що дозволяє організувати відключення [2].

Передача даних здійснюється за допомогою оптичних зв'язків, які нечутливі до перешкод в другорядних ланках.

Для різноманітних застосувань доступні 5 різних конфігурацій [2]:

- схема з одним вимикачем (подвійна або одинарна система шин) із трьохфазним відключенням в системах із високоомним або резонансним заземленням нейтралі.
- схема з одним вимикачем (подвійна або одинарна система шин) із трьохфазним відключенням.
- схема з одним вимикачем (подвійна або одинарна система шин) із однофазним відключенням.
- схема з декількома вимикачами (півторна або кільцева) із трьохфазним відключенням.
- схема з декількома вимикачами.

Отже, дистанційний захист лінії є повносхемним захистом із п'ятьма зонами та 3 контурами для міжфазних пошкоджень та 3 контурами для замикань на землю, незалежно для кожної зони.

Функція ZMQPDIS, разом із фазовим вибором та відстройкою від навантаження FDPSPDIS, надає можливість виявлення високоомних пошкоджень на сильнонавантажених лініях, як показано на рисунку 3.4. Незалежне вимірювання повного опору кожного контура пошкодження разом із чутливою та надійною вбудованою функцією вибору пошкоджених фаз забезпечує можливість використання функції для випадків використання однофазного АПВ [2].

Вбудований алгоритм адаптивної компенсації запобігає розширенню зони 1 на передавальному кінці при замиканнях фаза-земля на сильнонавантажених лініях.

Зони дистанційного захисту можуть функціонувати незалежно одна від одної у напрямленому (прямому або зворотному) або ненапрямленому режимах роботи. Зазначене вище, разом із застосуванням різних схем зв'язку, дозволяє їх використовувати для захисту ліній електропередачі та кабелів в мережах складної конфігурації.

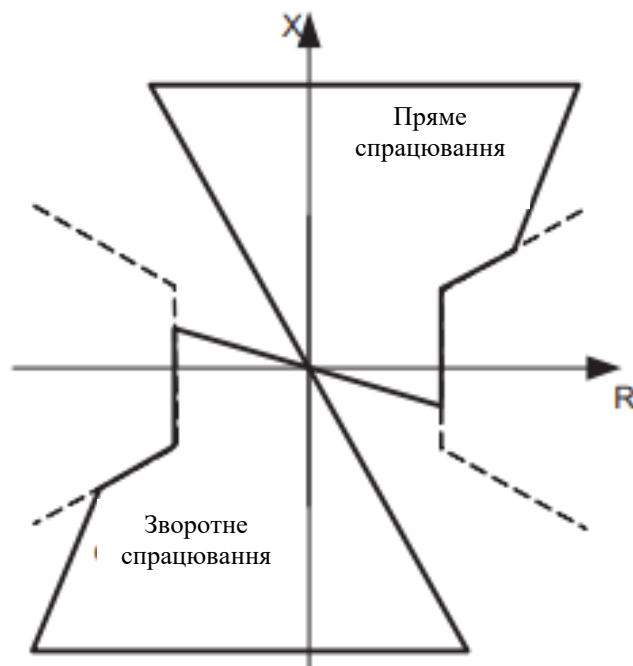


Рисунок 6.4 – Типова полігональна характеристика спрацювання зони дистанційного захисту з функцією вибору фази з увімкненою функцією відбудови від режиму навантаження

## Висновки по розділу 6

У даному розділі обрано мікропроцесорний дистанційний захист для ПЛ-110 кВ фірми ABB, а саме пристрій REL670. Основні характеристики даного пристрою наведено в підпункті 6.3. Повносхемний дистанційний захист цього пристрою забезпечує високу чутливість для захисту ЛЕП та вимагає мінімальних вимог до зв'язку з віддаленим кінцем лінії. Незалежне вимірювання та встановлення параметрів для всіх п'яти зон забезпечують гнучкість його використання для всіх типів ліній передачі електроенергії.

Основні результати розрахунку параметрів спрацювання дистанційного захисту зведено у табл. 6.3. Отже, для першої підстанції уставка першого ступеня рівна 9,249 Ом, другого ступені – 19,114 Ом, третього ступеня – 49,475 Ом.

У випадку підстанції 2 результати наступні: уставка першого ступеня рівна 10,962 Ом, другого ступені – 20,715 Ом, третього ступеня – 53,912 Ом.

## 7 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЄКТУ

### 7.1 Опис ідеї проєкту

Термінова потреба у новому будівництві та заміні фізично застарілого обладнання в енергетиці потребує не малих розмірів інвестицій, для залучення яких потрібно обґрунтувати їхню ефективність, а також, що не мало важливо, можливості своєчасного повернення грошей [9].

Опис ідеї стартап-проєкту показано в табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Опис ідеї стартап-проєкту

| Зміст ідеї                                                             | Напрямки застосування                                                  | Вигоди для користувача           |
|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| Розроблення оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі | Передача та розподіл електричної енергії в електроенергетичній системі | Надійність роботи                |
|                                                                        |                                                                        | Якість електроенергії            |
|                                                                        |                                                                        | Енергоефективність               |
|                                                                        | Можливість підключення до мережі нових споживачів                      | Безпека і зручність експлуатації |
|                                                                        |                                                                        | Можливість подальшого розвитку   |

Проведено техніко-економічне зрівняння та аналіз потенційних переваг. Запропонована конфігурація електричної мережі та інших варіантів схем розвитку.

Варіанти-конкуренти конфігурації мережі можуть забезпечити: кодексу системи розподілу, виконання вимог ПУЕ [11], ЛЕП [3], норм технологічного проєктування енергетичних систем та електричних мереж [4], ПС [5], та інших нормативних документацій.

### 7.2 Технологічний аудит ідеї проєкту

У межах даного підрозділу проведено аудит технологій, за допомогою яких є можливість реалізації ідеї даного проєкту.

Визначення технологічної здійсненності ідеї проєкту передбачає аналіз наступних складових (табл. 8.2):

Таблиця 7.2 – Технологічна здійсненність ідеї проєкту

| Ідея проєкту                                                           | Технології її реалізації                                              | Наявність технологій | Доступність технологій           |
|------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|----------------------|----------------------------------|
| Розроблення оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі | Розрахунок режимів                                                    | Наявна               | Доступна, є програмні реалізації |
|                                                                        | Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику | Наявна               | Доступна, є програмні реалізації |
|                                                                        | Вибір трансформаторів на ПС                                           | Наявна               | Доступна                         |
|                                                                        | Вибір проводів ЛЕП                                                    | Наявна               | Доступна                         |
|                                                                        | Вибір опор ЛЕП                                                        | Наявна               | Доступна                         |
|                                                                        | Розрахунок релейного захисту та автоматики                            | Наявна               | Доступна, є програмні реалізації |

На рис. 7.1 наведено три варіанти конфігурації схеми районної електричної мережі.

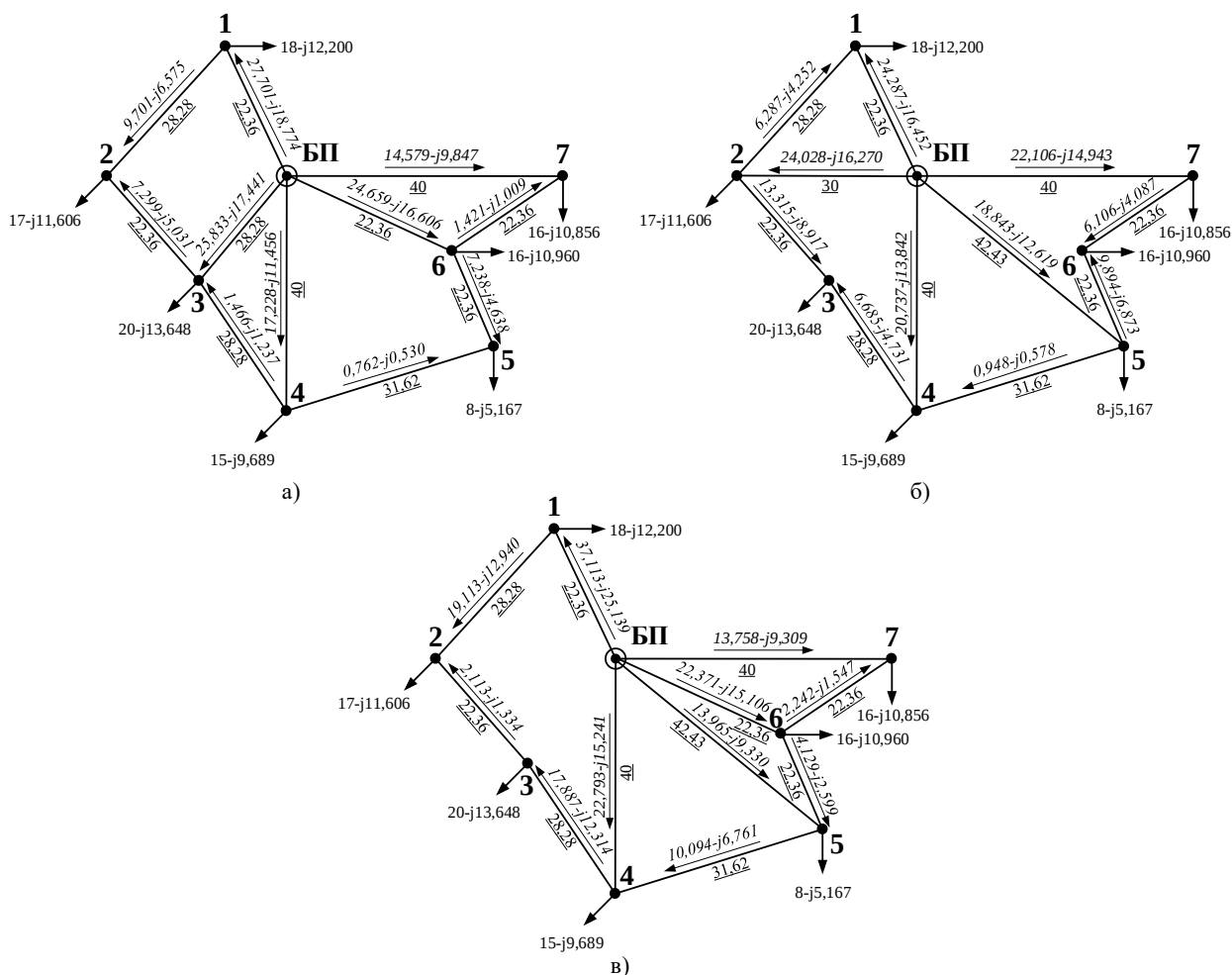


Рисунок 7.1 – Порівнювані схеми розвитку районної електричної мережі для першого (а), другого (б) і третього (в) варіантів

Дані схеми передбачають живлення вузлів повітряних ліній 110 кВ із використанням трьохконтурних схем мережі.

У варіанті під номером 1 (рис. 8.1, а) вузловими необхідно зробити ПС-3, 4 та 6 за схемою 110-6. Всі інші – містковими по схемі 110-3.

ЛЕП 3-4, 4-5, 6-7 в нормальному режимі роботи малонавантажені, та у разі обмеженості інвестицій, є можливість побудувати дані ділянки пізніше (резервування для виконання вимог категорійності буде на 35 і 10 кВ), а також, в майбутньому, знаходитися вимкненими в резерві з метою зменшення втрат потужності та електричної енергії.

У варіанті під номером 2 (рис. 8.1, б) вузловими підстанціями треба зробити ПС-2, 4 і 5 за схемою 110-6. Усі інші – містковими, або прохідними, за схемою 110-3.

ЛЕП 4-5 в нормальному режимі малонавантажена, та у разі невеликих інвестицій, є можливість побудувати дану ділянку пізніше, а в майбутньому взагалі вимкнути в резерв з метою зменшення втрат потужності та електроенергії.

У варіанті 3 (рис. 8.1, в) вузловими підстанціями треба зробити ПС-4, 5 і 6 за схемою 110-6. Всі інші – містковими, або прохідними, за схемою 110-3.

ЛЕП 2-3, 6-7 в нормальному режимі малонавантажена, та у разі невеликих інвестицій, є можливість побудувати дану ділянку пізніше, а в майбутньому взагалі вимкнути в резерв з метою зменшення втрат потужності та електроенергії.

Аналізуючи всі схеми, що можна бачити в розрахунках, в режимі максимальних навантажень поточкорозподіл головними ділянками значно менший допустимого і є запас динамічної та статичної стійкості. Тобто лінії електропередач можуть передати в 2-3 рази більше потужності, та до 7 разів більші обсяги електроенергії, якщо будуть прийняті заходи з вирівнювання графіків споживання.

В післяаварійному режимі роботи електричної мережі почергове відключення головних ділянок не буде перевантажувати інші та не порушуватиме якість напруги у вузлах.

Раптом, якщо інвестиції не досягнуть бажаних розмірів, то зважаючи на низькі задані максимальні навантаження на шинах СН і НН, ПС-4 і 5 можуть на початкових

етапах тимчасово виконуватися напругою 35/10 кВ з експлуатацією ПЛ в габаритах 110 кВ, що до них підходять на напрузі 35 кВ, що свідчить про фінансову стійкість.

### 7.3 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проєкту

Аналізування потенційних техніко-економічних переваг ідей варіанту передбачає:

- а) визначення переліку техніко-економічних характеристик та властивостей;
- б) визначення техніко-економічних показників;
- в) аналіз ризиків.

Було визначені наближені значення сумарних втрат активної потужності режиму максимальних навантажень останнього року періоду розрахунку в лініях електропередач і трансформаторах для кожного з варіантів порівняння за формулою (8.1):

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_i \Delta P_i = \sum_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_n^2} \cdot r_i, \quad (7.1)$$

де  $r_i$  – еквівалентний активний опір лінії  $i$ -ої ділянки, Ом;

$P_i, Q_i$  – відповідно значення активної та реактивної потужностей, МВт, МВАр, що протікають  $i$ -ою ділянкою в розрахунках останнього року розрахункового періоду;

$U_n$  – номінальна напруга мережі, кВ.

Результати розрахунку наведено в табл. 8.3-8.5.



Був визначений обсяг інвестиційних витрат – повних капіталовкладень в мережу (табл. 7.6-7.7).

Таблиця 7.6 – Розрахунок капіталовкладень в підстанції

| Код ПС | Потужність і кількість трансформаторів | Варіант 1                           |                                 | Варіант 2                           |                                 | Варіант 3                           |                                 |
|--------|----------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|
|        |                                        | № схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ | Вартість будівництва, млн. грн. | № схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ | Вартість будівництва, млн. грн. | № схеми по НТП ПС на стороні 110 кВ | Вартість будівництва, млн. грн. |
| 1      | 2×16                                   | 110-3                               | 86,3                            | 110-3                               | 86,3                            | 110-3                               | 86,3                            |
| 2      | 2×16                                   | 110-3                               | 86,3                            | 110-6                               | 102,2                           | 110-3                               | 86,3                            |
| 3      | 2×25                                   | 110-6                               | 110,9                           | 110-3                               | 93,7                            | 110-3                               | 93,7                            |
| 4      | 2×16                                   | 110-6                               | 102,2                           | 110-6                               | 102,2                           | 110-6                               | 102,2                           |
| 5      | 2×10                                   | 110-3                               | 76,6                            | 110-6                               | 94,2                            | 110-6                               | 94,2                            |
| 6      | 2×16                                   | 110-6                               | 102,2                           | 110-3                               | 86,3                            | 110-6                               | 102,2                           |
| 7      | 2×16                                   | 110-3                               | 86,3                            | 110-3                               | 86,3                            | 110-3                               | 86,3                            |
| 0      | –                                      | Комірки                             | 10                              | Комірки                             | 10                              | Комірки                             | 10                              |
| Разом: |                                        |                                     | 650,8                           |                                     | 651,2                           |                                     | 651,2                           |

Таблиця 7.7 – Розрахунок капіталовкладень у ЛЕП

| Ділянка | Довжина, км | Варіант 1                |                     |          | Варіант 2                |                     |          | Варіант 3                |                     |          |
|---------|-------------|--------------------------|---------------------|----------|--------------------------|---------------------|----------|--------------------------|---------------------|----------|
|         |             | Переріз, мм <sup>2</sup> | Вартість, млн. грн. |          | Переріз, мм <sup>2</sup> | Вартість, млн. грн. |          | Переріз, мм <sup>2</sup> | Вартість, млн. грн. |          |
|         |             |                          | 1 км                | Загальна |                          | 1 км                | Загальна |                          | 1 км                | Загальна |
| 0-1     | 22,36       | 2×240                    | 1,729               | 38,66    | 2×240                    | 1,729               | 38,66    | 2×240                    | 1,729               | 38,66    |
| 0-2     | 30          | –                        | –                   | –        | 2×240                    | 1,729               | 51,87    | –                        | –                   | –        |
| 0-3     | 28,28       | 2×240                    | 1,729               | 48,89    | –                        | –                   | –        | –                        | –                   | –        |
| 0-4     | 40          | 2×240                    | 1,729               | 69,16    | 2×240                    | 1,729               | 69,16    | 2×240                    | 1,729               | 29,16    |
| 0-5     | 42,43       | –                        | –                   | –        | 2×240                    | 1,729               | 73,36    | 2×240                    | 1,729               | 73,36    |
| 0-6     | 22,36       | 2×240                    | 1,729               | 38,66    | –                        | –                   | –        | 2×240                    | 1,729               | 38,66    |
| 0-7     | 40          | 2×240                    | 1,729               | 69,16    | 2×240                    | 1,729               | 69,16    | 2×240                    | 1,729               | 69,16    |
| 1-2     | 28,28       | 2×240                    | 1,729               | 48,89    | 1×240                    | 1,729               | 48,89    | 2×240                    | 1,729               | 48,89    |
| 2-3     | 22,36       | 1×240                    | 1,729               | 38,66    | 1×240                    | 1,729               | 38,66    | 1×70                     | 1,639               | 36,64    |
| 3-4     | 28,28       | 1×70                     | 1,639               | 46,35    | 1×240                    | 1,729               | 48,89    | 2×240                    | 1,729               | 48,89    |
| 4-5     | 31,62       | 1×70                     | 1,639               | 51,82    | 1×70                     | 1,639               | 51,82    | 1×240                    | 1,729               | 54,67    |
| 5-6     | 22,36       | 1×240                    | 1,729               | 38,66    | 1×240                    | 1,729               | 38,66    | 1×120                    | 1,679               | 37,54    |
| 6-7     | 22,36       | 1×70                     | 1,639               | 36,64    | 1×240                    | 1,729               | 38,66    | 1×70                     | 1,639               | 36,64    |
| Разом:  |             |                          |                     | 525,550  |                          |                     | 567,790  |                          |                     | 512,270  |

Таким чином, сумарні інвестиції в підстанції і ЛЕП складуть (7.2):

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЕП}}, \quad (7.2)$$

де  $K_{\text{ПС}}$  – капіталовкладення (інвестиції) в підстанції (з табл. 7.6);

$K_{\text{ЛЕП}}$  – капіталовкладення (інвестиції) в ЛЕП (з табл. 7.7).

Для варіанта 1:

$$K_{\Sigma 1} = 650,8 + 525,550 = 1176,350 \text{ млн. грн.}$$

Для варіанта 2:

$$K_{\Sigma 2} = 651,2 + 567,790 = 1218,990 \text{ млн. грн.}$$

Для варіанта 3:

$$K_{\Sigma 3} = 651,2 + 512,270 = 1163,470 \text{ млн. грн.}$$

Втрати активної потужності в ЛЕП, отримані з розрахунку поточкорозподілу в режимі максимальних навантажень пунктів.

Для варіанта 1:

$$\Delta P_{\Sigma 1} = 0,346 \text{ МВт.}$$

Для варіанта 2:

$$\Delta P_{\Sigma 2} = 0,390 \text{ МВт.}$$

Для варіанта 3:

$$\Delta P_{\Sigma 3} = 0,430 \text{ МВт.}$$

Час максимальних втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5200}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3633,087 \frac{\text{год}}{\text{рік}},$$

де  $T_{max} = 5200 \text{ год/рік}$  – кількість годин використання максимуму навантаження (відповідно до завдання).

Втрати активної енергії в ЛЕП складуть.

Для варіанта 1:

$$\Delta A_1 = \Delta P_{\Sigma 1} \cdot \tau = 0,346 \cdot 3633,087 = 1257,048 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Для варіанта 2:

$$\Delta A_2 = \Delta P_{\Sigma 2} \cdot \tau = 0,390 \cdot 3633,087 = 1416,904 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Для варіанта 3:

$$\Delta A_3 = \Delta P_{\Sigma 3} \cdot \tau = 0,430 \cdot 3633,087 = 1562,228 \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах будуть однакові для всіх варіантів:

$$\Delta P_{\Sigma K3} = \Sigma \Delta P_{TZ} = 2(\Delta P_{K1} + \Delta P_{K2} + \Delta P_{K3} + \Delta P_{K4} + \Delta P_{K5} + \Delta P_{K6} + \Delta P_{K7}) =$$

$$= 2 \cdot (100 + 100 + 140 + 85 + 60 + 100 + 100) \cdot 10^{-3} = 1,370 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma XX} = \Sigma \Delta P_{TY} = 2(\Delta P_{x1} + \Delta P_{x2} + \Delta P_{x3} + \Delta P_{x4} + \Delta P_{x5} + \Delta P_{x6} + \Delta P_{x7}) =$$

$$= 2 \cdot (23 + 23 + 31 + 19 + 14 + 23 + 23) \cdot 10^{-3} = 0,312 \text{ МВт}.$$

Результати розрахунку річних витрат наведено в табл. 7.8.

Таблиця 7.8 – Розрахунок річних витрат

| Витрати                                                                         | Варіант |        |        |
|---------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|--------|
|                                                                                 | 1       | 2      | 3      |
| Щорічні експлуатаційні витрати на обслуговування та ремонт, млн. грн.           |         |        |        |
| ПЛ: $1,2 \% \cdot K_{\text{ЛЕП}}$                                               | 6,307   | 6,813  | 6,147  |
| ПС: $2,4 \% \cdot K_{\text{ПС}}$                                                | 15,619  | 15,629 | 15,629 |
| Разом:                                                                          | 21,926  | 22,442 | 21,776 |
| Амортизаційні відрахування, млн. грн.                                           |         |        |        |
| ПЛ: $2,0 \% \cdot K_{\text{ЛЕП}}$                                               | 10,511  | 11,356 | 10,245 |
| ПС: $3,6 \% \cdot K_{\text{ПС}}$                                                | 23,4292 | 3,443  | 23,443 |
| Разом:                                                                          | 33,940  | 34,799 | 33,689 |
| Вартість втрат електричної енергії, млн. грн.                                   |         |        |        |
| В трансформаторах: к.з.: $\Pi_{\text{ВХ}} \cdot \Delta A_{\Sigma K3}$           | 14,683  |        |        |
| В трансформаторах х.х.: $\Pi_{\text{ВХ}} \cdot 0,75 \cdot \Delta A_{\Sigma XX}$ | 2,508   |        |        |
| В ЛЕП: $\Pi_{\text{ВХ}} \cdot \Delta A$                                         | 3,708   | 4,180  | 4,609  |
| Разом:                                                                          | 20,899  | 21,371 | 21,800 |
| Разом витрат (В):                                                               | 76,765  | 78,612 | 77,264 |

Величина максимального сумарного навантаження визначається за допомогою додавання навантаження на сторонах СН і НН всіх вузлів мережі та становить  $P_{\text{max}} = 110 \text{ МВт}$ .

Для усіх варіантів розвитку схем прийняті припущення:

- тривалість будівництва становить 1-2 роки;
- максимальні навантаження споживачів і число годин використання максимуму навантаження ( $T_{\text{max}}$ ) приймаються незмінними протягом всього періоду експлуатації;
- величина цінової надбавки (різниця тарифів на виході і вході в мережу) приймається рівною:  $\Pi_{\text{ВИХ}} - \Pi_{\text{ВХ}} = 50 \text{ коп./ (кВт} \cdot \text{год)}$ ;
- податок на прибуток  $p = 16 \%$ ;
- норма прибутку  $E = 0,1 \text{ 1/рік}$ ;
- тариф на вході в мережу:  $\Pi_{\text{ВХ}} = 295 \text{ грн./ (кВт} \cdot \text{год)}$ .

Дохід однаковий для всіх варіантів:

$$D = P_{max} \cdot T_{max} \cdot (C_{вих} - C_{вх}) = 110 \cdot 5200 \cdot 0,50 \cdot 10^{-3} = 286 \text{ млн. грн.}$$

Розрахунок основних фінансово-економічних показників проєкту наведено в табл. 7.9.

Таблиця 7.9 – Розрахунок економічних показників

| Показники                                                                                    | Варіант     |          |          |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|----------|----------|
|                                                                                              | 1           | 2        | 3        |
| Середньорічний обсяг електричної енергії, що передається мережею, $W_{пер}$ , кВт·год/рік    | 583 000 000 |          |          |
| Дохід, млн. грн./рік                                                                         | 286         |          |          |
| Балансовий прибуток: $\Pi_6 = D - B$ , млн. грн./рік                                         | 209,235     | 207,388  | 208,736  |
| Податок на прибуток: $H_p = p \cdot \Pi_6$ , млн. грн./рік                                   | 33,478      | 33,182   | 33,398   |
| Чистий прибуток: $\Pi_p = \Pi_6 - H_p$ , млн. грн./рік                                       | 175,757     | 174,206  | 175,338  |
| Інтегральний ефект, $\Pi_{дс} = (\Pi_p + A_p)/E_n - K$ , млн. грн.                           | 920,623     | 871,058  | 926,796  |
| Рентабельність інвестицій: $R_i = (\Pi_p + A_p)/K$ , 1/рік                                   | 0,178       | 0,171    | 0,180    |
| Строк окупності: $T_{ок} = 1/R_i$ , років                                                    | 5,610       | 5,832    | 5,566    |
| Сумарні дисконтовані витрати: $З_{дс i} = \frac{B_{е i} + B_{втр i}}{E_n} + K_i$ , млн. грн. | 1604,601    | 1657,122 | 1599,227 |

Із метою урахування всіх ризиків, пов'язаних з можливими похибками у вихідних даних, було проведено аналіз чутливості критеріїв ефективності інтегрального ефекту, а також строку окупності від зміни цінової надбавки в мережі, а також інтегрального ефекту від тарифу на вході в мережу. Відповідні графіки зображено на рис. 7.2-7.4.

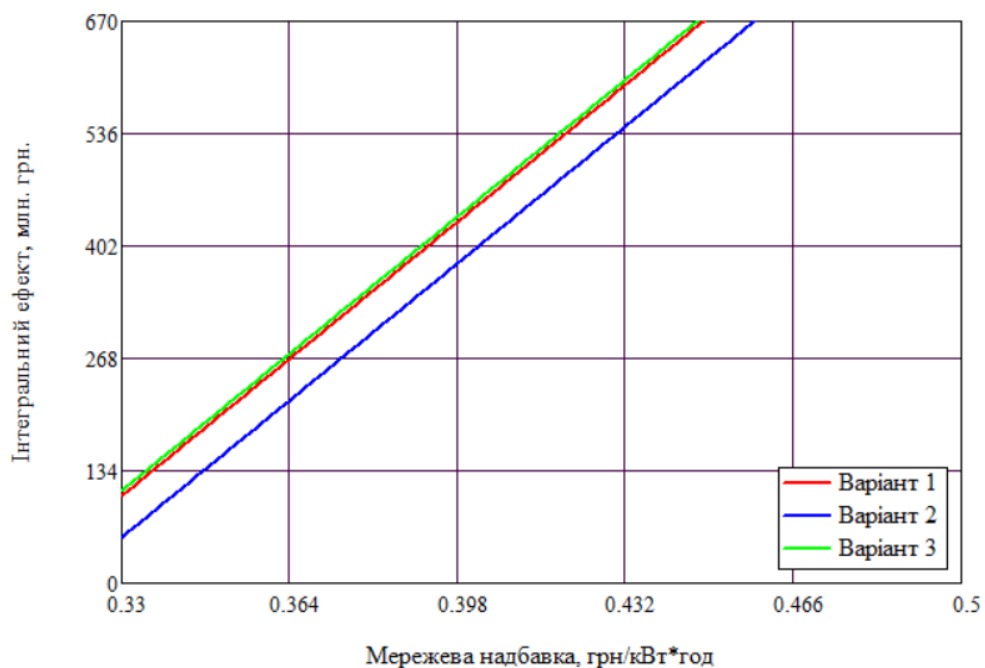


Рисунок 7.2 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни мережевої надбавки

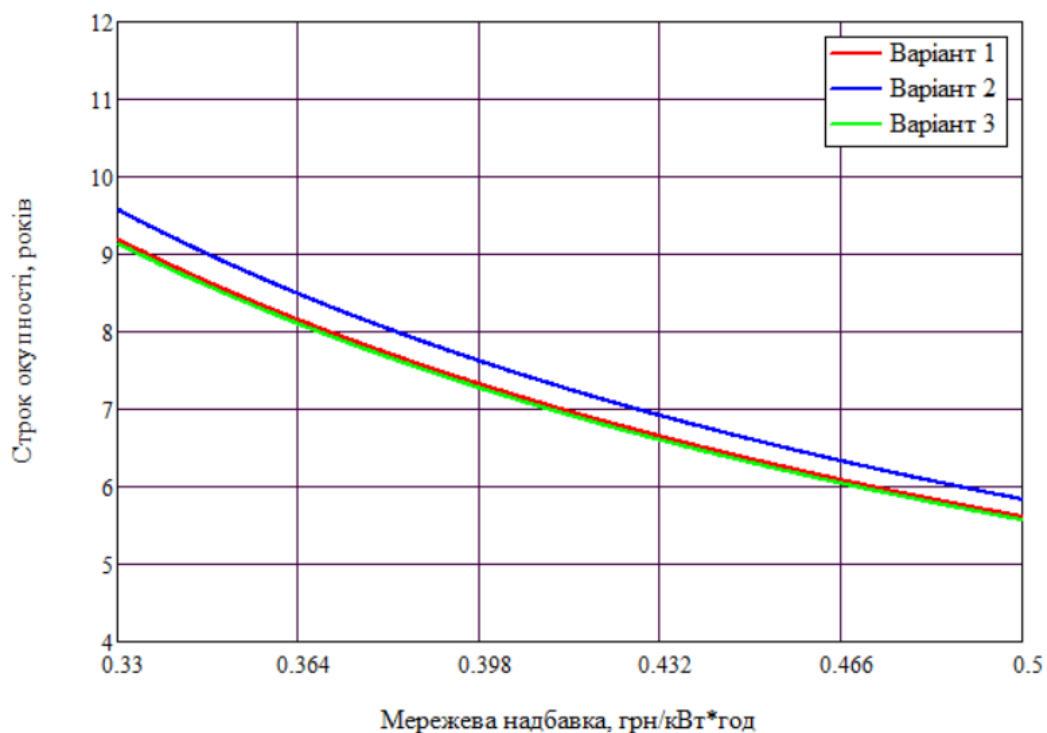


Рисунок 7.3 – Графік залежності строку окупності від зміни мережевої надбавки

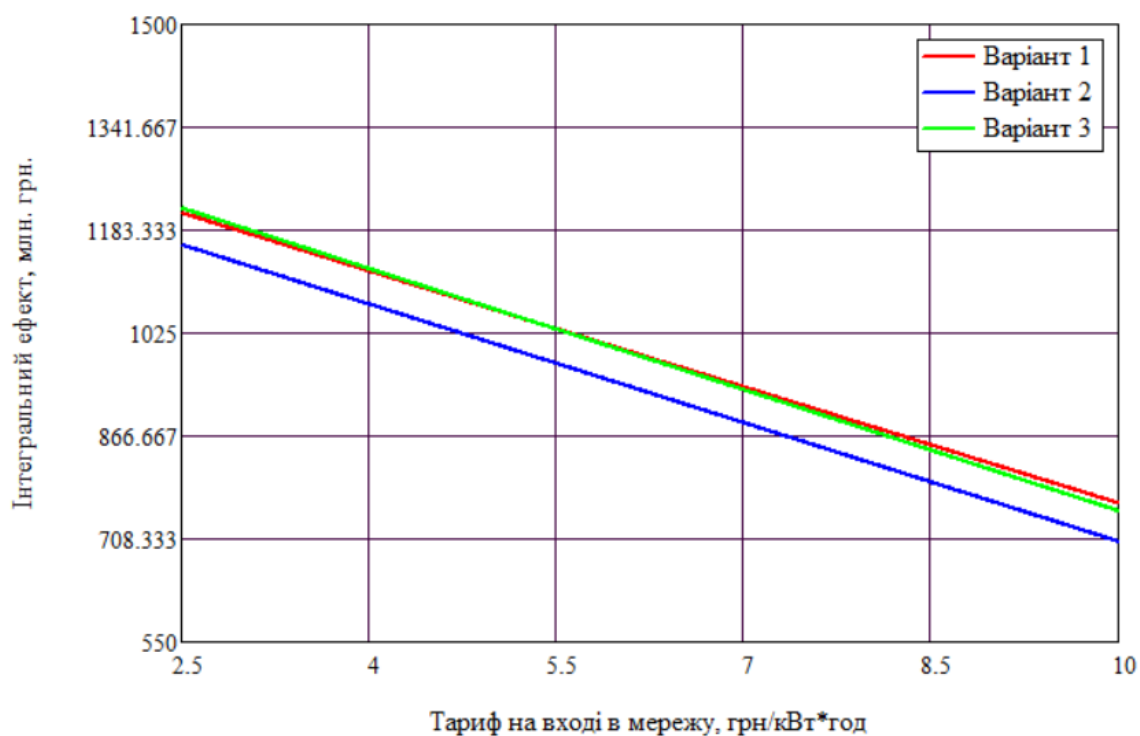


Рисунок 7.4 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни тарифу на вході в мережу

На графіках (рис. 7.2-7.3) можна побачити що змінюючи величину цінової надбавки на передачу електроенергії в електричній мережі оптимальним варіантом стане варіант №2, але при величині його менше 0,33 грн./(кВт·год) він стає вже нерентабельним.

Було проведено порівняльний аналіз показників: визначено показники, які мають гірші значення (W, слабкі), аналогічні (N, нейтральні) значення, кращі значення (S, сильні) (табл. 7.10).

Таблиця 7.10 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

| № п/п | Техніко-економічні характеристики ідеї проекту                         | Конкурентні варіанти   |                         |                         | W (слабка сторона) | N (нейтральна сторона) | S (сильна сторона) |
|-------|------------------------------------------------------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------|------------------------|--------------------|
|       |                                                                        | Мій проєкт (Варіант 1) | Конкурент 1 (Варіант 2) | Конкурент 2 (Варіант 3) |                    |                        |                    |
| 1     | Капіталовкладення в ПЛ, млн. грн.                                      | 525,550                | 567,790                 | 512,270                 | B2                 | B1                     | B3                 |
| 2     | Капіталовкладення в ПС, млн. грн.                                      | 650,8                  | 651,2                   | 651,2                   | B2. B3             | B2. B3                 | B1                 |
| 3     | Вартість втрат електричної енергії, млн. грн.                          | 20,899                 | 21,371                  | 21,800                  | B3                 | B2                     | B1                 |
| 4     | Щорічні експлуатаційні витрати, млн. грн.                              | 21,926                 | 22,442                  | 21,776                  | B2                 | B1                     | B3                 |
| 5     | Інтегральний ефект, млн. грн.                                          | 920,623                | 871,058                 | 926,796                 | B2                 | B1                     | B3                 |
| 6     | Тариф на передачу, що забезпечить нормативну окупність, грн./(кВт·год) | 0,33                   | 0,33                    | 0,33                    | –                  | B1, B2, B3             | –                  |

Визначений перелік слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційного товару є підґрунтям для формування його конкурентоспроможності.

#### 7.4. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проєкту

Було складанно SWOT-аналіз (матриці аналізу слабких (Weak) сторін та сильних (Strength), можливостей (Opportunities) та загроз (Troubles) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін (табл. 7.11).

Таблиця 7.11 – SWOT-аналіз стартап-проєкту

|                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                       |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><i>Сильні сторони:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- надійність роботи;</li> <li>- низькі втрати електричної енергії;</li> </ul>                                                 | <p><i>Слабкі сторони:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- доволі високі щорічні експлуатаційні витрати;</li> <li>- показники економічної ефективності;</li> <li>- капіталовкладення в мережу;</li> </ul> |
| <p><i>Можливості:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- мережею, що пропонується можна передати значно більший обсяг електричної енергії, тобто підключити нових споживачів;</li> </ul> | <p><i>Загрози:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- обсяг електроенергії може виявитись меншим за розрахунковий;</li> </ul>                                                                               |

#### Висновки по розділу 7

Був розглянутий стартап-проєкт з розробки оптимальної конфігурації районної електричної мережі.

При встановленні цінової надбавки у розмірі 34 коп/(кВт·год) за передачу електроенергії в мережі, проєкт матиме позитивний інтегральний ефект, що дозволить покрити всі поточні витрати та відшкодувати понесені капіталовкладення за строк, який прийнятий строком окупності.

Аналізуючи потребу в потужності в роботі та рентабельність даного стартап-проєкту, встановлено, що ринкова комерціалізація проєкту неактуальна та на ринку не буде мати попиту.

З трьох альтернатив конфігурації схеми електричної мережі доцільно обрати варіант під номером 3 для розроблення, що характеризується меншими щорічними експлуатаційними витратами, меншим капіталовкладенням та більшим інтегральним ефектом порівняно з іншими конкурентами, незважаючи на більшу вартість втрат електричної енергії. Третій варіант характеризується наступними показниками: капіталовкладення в ПЛ дорівнюють 512,270 млн. грн., капіталовкладення в ПС дорівнюють 651,2 млн. грн., вартість втрат електричної енергії дорівнює 21,8 млн.

грн., щорічні експлуатаційні витрати дорівнюють 21,776 млн. грн., а інтегральний ефект набуде значення у розмірі 926,796 млн. грн.

Подальша реалізація проєкту є недоцільною.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Виконуючи магістерську дисертацію було спроектовано електричну мережу напругою 110 кВ.

Побудовано функції дисконтованих витрат для ліній 110 кВ, а також визначено інтервали активної потужності для кожного із перерізів проводів повітряних ліній. Функції в свою чергу були апроксимовані методом найменших квадратів для можливості виконувати подальші розрахунки. Коефіцієнти функцій набули наступних значень:  $a_0 = 2,138 \cdot 10^6$  грн/км,  $a_1 = 6,756 \cdot 10^4$  грн/км. Апроксимована функція набула вигляду:  $Z(P) = 2,665 \cdot 10^5 \cdot P$ . Результати показані на графіках.

Методом поконтурної оптимізації для визначення оптимальної конфігурації РЕМ-110 кВ. Для чотирьох контурів були визначені гілки та хорди.

Одна ітерація методу поконтурної оптимізації була виконана для досягнення оптимальної конфігурації схеми РЕМ-110 кВ. У результаті було вилучено гілки 2-3, 3-4, 4-5 та 0-7, оскільки витрати на їх будівництво становили: для гілки 2-3 – 343,400 млн.грн, для 3-4 – 276,190 млн.грн, для 4-5 – 269,280 млн.грн та для 0-7 – 167,530 млн.грн.

Вартість будівництва результуючої оптимальної схеми складає 1,056 млрд.грн. Оптимальна схема вийшла розімкненою.

Було обрано 5 трьохобмоткових та 2 двохобмоткові трансформатори. Найбільша потужність трансформатора становить 25 МВА, найменша – 10 МВА. Генерація в схемі відсутня.

Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень завершився на 3 ітерації. Величина сумарних втрат потужності становить:  $1,027 + j11,605$  МВА. Найнижчий рівень напруги знаходиться в пункті 2 та становить: 113,904 кВ.

При розрахунку післяаварійного режиму найбільш завантаженою була одноколова ділянка 0-1, якою протікала потужність у розмірі:  $27,701 - j18,774$  МВА. Ділянка виконана проводом АС-2х240. Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму завершився на 3 ітерації. Величина сумарних втрат

потужності становить:  $1,634 + 5,975$  МВА. Найнижчий рівень напруги знаходиться в пункті 1 та становить: 109,759 кВ.

При розрахунку режиму мінімальних навантажень використовувався коефіцієнт зниження навантаження, котрий становить 0,62. В кожному пункті в роботі залишився лише один трансформатор. Рівень напруги БП було встановлено у розмірі 110 кВ. Ітераційний розрахунок режиму мінімальних навантажень завершився на 3 ітерації. Величина сумарних втрат потужності становить:  $0,958 + 11,865$  МВА. Найнижчий рівень напруги знаходиться в пункті 2 та становить: 113,907 кВ. Наведено наведено номери регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ трихобмоткових силових трансформаторів підстанцій схеми в режимах максимальних та мінімальних навантажень, а також післяаварійного режиму. Результати були занесені до відповідних таблиць.

Виконано проєкт електричної частини підстанції 110/35/10 кВ в пункті 7 замкнутої електромережі 110 кВ. Було обрано для ПС 110/35/10 кВ п.7 наступні схеми головних з'єднань: для ВРП-110 кВ обрано схему 110-3, для РВП-35 кВ – 35-5, а для ЗРП 10 кВ – 10-5.

На шинах ВН, СН та НН розраховано струми КЗ. Максимальні значення для шини 110 кВ склали 5,72 кА, для шин 35 кВ – 2,86 кА, для шин 10 кВ – 5,66 кА.

У якості жорстких шин 10 кВ обираються збірні алюмінієві шини 60х6 мм. Також обрано наступне обладнання: роз'єднувачі типу РНДЗ-110Б/2000 У1, вимикачі ВГТ-110/40/2000 та ТС ТФЗМ-І-І У1.

На ПС 110/35/10 кВ п.7 будуть розташовані 8 стиржневих блискавковідводів, які встановлюються на прожекторних щоглах. Загальна висота блискавковідводу складе: 17,78 м. Висота конусу одного блискавковідводу становить: 18,4 м. Висота середньої частини зони захисту для попарно взятих блискавковідводів становить: 16,58 м. Значення висоти середньої частини зони захисту для більшої відстані дорівнює: 15,46 м. Показник грозостійкості буде становити: 1020 років.

Для заземлення довжина вертикального стрижня  $L_B = 3$  м, діаметр  $d=12$  мм, відстань між вертикальними електродами  $a = 2$  м.

Обрано мікропроцесорний дистанційний захист для ПЛ-110 кВ фірми АВВ, а саме пристрій REL670. Основні характеристики даного пристрою наведено в підпункті 6.3. Повносхемний дистанційний захист цього пристрою забезпечує високу чутливість для захисту ЛЕП та вимагає мінімальних вимог до зв'язку з віддаленим кінцем лінії. Незалежне вимірювання та встановлення параметрів для всіх п'яти зон забезпечують гнучкість його використання для всіх типів ліній передачі електроенергії.

Основні результати розрахунку параметрів спрацювання дистанційного захисту зведено у табл. 6.3. Отже, для першої підстанції уставка першого ступеня рівна 9,249 Ом, другого ступеня – 19,114 Ом, третього ступеня – 49,475 Ом.

У випадку підстанції 2 результати наступні: уставка першого ступеня рівна 10,962 Ом, другого ступеня – 20,715 Ом, третього ступеня – 53,912 Ом.

Останньою частиною проєкту був фінансово-економічний аналіз проєктованої електричної мережі в розробленому стартап-проєкті. Було порівняно три варіанти конфігурації схеми районної електричної мережі.

Якщо встановити цінову надбавку в розмірі 34 коп/(кВт·год) за передачу електроенергії в мережі, проєктний варіант матиме позитивний інтегральний ефект, а це в свою чергу може дозволити покрити усі поточні витрати та відшкодувати понесені капіталовкладення за строк що прийнятий строком окупності. Виконуючи аналіз потреб в потужності в роботі та рентабельність даного стартап-проєкту, ринкова комерціалізація проєкту є неактуальною та не буде мати великий попит на ринку.

З 3 альтернатив, що були наведені вище доцільно обрати варіант під номером 3 для розроблення конфігурації схеми електричної мережі для ринкової реалізації проєкту, який характеризується меншими щорічними експлуатаційними витратами та капіталовкладенням, а також більшим інтегральним ефектом порівняно з іншими конкурентами, якщо незважати на більшу вартість втрат електричної енергії. Третій варіант характеризується наступними показниками: капіталовкладення в ПЛ дорівнюють 512,270 млн. грн., капіталовкладення в ПС дорівнюють 651,2 млн. грн., вартість втрат електричної енергії дорівнює 21,8 млн. грн., щорічні експлуатаційні

витрати дорівнюють 21,776 млн. грн., а інтегральний ефект набуде значення у розмірі 926,796 млн. грн.

Подальший розвиток проєкту є недоцільним.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Баженов В.А. Моделі оптимального розвитку енергосистем: Конспект лекцій для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальностей 7.005070102 та 8.005070102 «Електричні системи та мережі». – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 84 с.
2. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Аналіз та регулювання режимів районних електричних мереж» для студентів спеціальності 10.02 «Електроенергетичні системи та мережі» всіх форм навчання / Укладач В.М. Сулейманов. – К.: КПІ, 1992. – 88 с. – Рос. мовою.
3. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 1) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів і студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 96 с.
4. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 2) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів і студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.
5. Електричні мережі та системи: підручн. [Текст] / В.М. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. – 500 пр.
6. Методичні вказівки до оформлення та підготовки до захисту дипломних проектів та робіт для студ. і студентів-іноземців усіх форм навчання напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» за Progr. проф. спрямування «Електричні системи і мережі» та спеціальності 7.05070102 «Електричні системи і мережі» / Укладачі: В.В. Кирик, В.В. Чижевський – К.: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2016. – 42 с.
7. НПАОП 0.00-4.15-98. Положення про розробку інструкцій з охорони праці. Наказ Держнаглядохоронпраці від 29.01.1998 р. № 9.
8. ДБН В.2.5-28-2006. Державні будівельні норми. Природне і штучне

освітлення.

9. НПАОП 0.00-8.24-05. Перелік робіт з підвищеною небезпекою. Наказ Держнаглядохоронпраці від 26.01.2005 р. № 15

10. Гігієнічні нормативи ГН 3.3.5-8-6.6.1-20014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. 08.04.2014.

11. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів.

12. Про затвердження Норм безплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів. Наказ Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 13.10.2007.

13. ДБН.В.2.5-16-99 Інженерне обладнання спорудження зовнішніх мереж.

14. Інструкція з охорони праці під час спорудження повітряних ліній.

15. ГДК 34.10.601-96 Засоби захисту під час експлуатації енергоустановок. Норми річної потреби.

16. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр професійний» / Укл.: Л. Д. Третякова.–К.: КПІ ім.. І. Сікорського, ІЕЕ, 2019. – 52 с.

17. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення. 1995. 51 с.

18. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми й електричні мережі. 1997.

19. ГКД 341.004.003-94. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. 1994.

20. ГКД 341.004.001-94. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. 1994.

21. ГКД 341.004.002-94. Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередач 0,38-750 кВ. Провода ліній електропередач 35-750 кВ. 1994.