

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

«На правах рукопису»  
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

 В. В. Кирик  
(підпис) (ініціали, прізвище)

“19” грудня 2018 р.

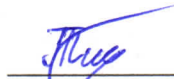
## Магістерська дисертація

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

на тему: «Розробка моделі з нечітким методом вибору місця розмикання замкненої електричної мережі»

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕС-71мп  
(шифр групи)

Тарнавський Ярослав Валерійович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

  
(підпис)

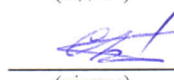
Науковий керівник асистент, к.т.н. Бесараб О.Б.  
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

  
(підпис)

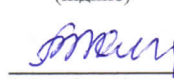
Консультант проект підстанції доцент, к.т.н., Казанський С.В.  
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

  
(підпис)

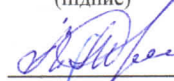
Консультант стартап-проект ст. викл., Бахмачук С.В.  
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

  
(підпис)

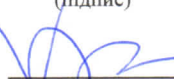
Консультант релейний захист ст. викл., Хлистов В.М.  
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

  
(підпис)

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

  
(підпис)

Рецензент доцент кафедри ВДЕ, к.т.ч. Ренессанс П.А.  
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

  
(підпис)

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

Студент   
(підпис)

Київ – 2018 року

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

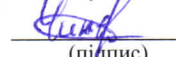
Факультет електроенерготехніки та автоматики  
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність – **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

 **В. В. Кирик**  
(підпис) (ініціали, прізвище)

«07» листопада 2018 р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студенту**  
**Тарнавському Ярославу Валерійовичу**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Розробка моделі з нечітким методом вибору місця розмикання замкненої електричної мережі»,

науковий керівник дисертації асистент, к.т.н., Бесараб Олександр Борисович  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «07» листопада 2018 р. № 4107-с

2. Строк подання студентом дисертації «12» грудня 2018 р.

3. Об'єкт дослідження: розподільні замкнені електричні мережі

4. Предмет дослідження: розмикання замкненої електричної мережі з метою зменшення втрат активної потужності із застосуванням нечіткого логічного контролера

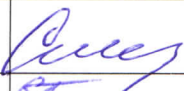
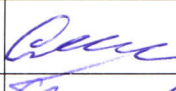
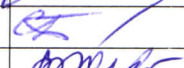
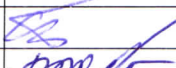
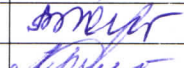
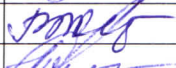
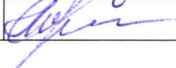
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Розрахувати районну електричну мережу. 2. Спроекувати електричну частину підстанції 110/35/10 кВ. 3. Розробити стартап-проект. 4. Розрахувати релейний захист трансформатора. 5. Розробити модель з нечітким методом вибору місця розмикання замкненої електричної мережі. 6. Розробити заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час монтажу реклоузерів напругою 20 кВ.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Варіанти конфігурацій районної електричної мережі 110 кВ. 2. Розрахунок режимів роботи РЕМ та вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ. 3. Головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ. 4. План підстанції 110/35/10

кВ. 5. План підстанції 110/35/10 кВ. Розрізи 1-1...3-3. 6. Цифровий захист трансформатора ТМН-6300/110. 7. Матриця прийняття рішень. 8. Нечітка модель для вибору оптимального місця розмикання мережі.

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1. Тарнавський Я.В., Брайко В.С. «Розробка нечіткої моделі керування режимом напруги» // Актуальні наукові дослідження в сучасному світі // Журнал – Переяслав-Хмельницький, 2018. – Вип. 10(42), ч. 1 – 136 с. 2. Тарнавський Я.В. Основні принципи визначення оптимальних місць розмикання розподільчих електричних мереж // «International scientific review», – 2018, № 11 (53).

#### 8. Консультанти розділів дисертації

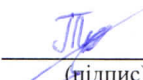
| Розділ                  | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата                                                                         |                                                                                      |
|-------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------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

#### 9. Дата видачі завдання «07» листопада 2018 р.

#### Календарний план

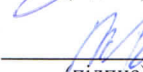
| № з/п | Назва етапів виконання магістерської дисертації                                              | Строк виконання етапів магістерської дисертації | Примітка |
|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------|
| 1     | Проект районної електричної мережі напругою 110 кВ                                           | 07.11.2018-12.11.2018                           |          |
| 2     | Проект електричної частини підстанції 110/35/10 кВ у вузлі 1 районної електричної мережі     | 12.11.2018-15.11.2018                           |          |
| 3     | Розроблення стартап-проекту                                                                  | 15.11.2018-19.11.2018                           |          |
| 4     | Релейний захист трансформатора ТМН-6300/110                                                  | 19.11.2018-22.11.2018                           |          |
| 5     | Розробка моделі з нечітким методом вибору місця розмикання замкненої електричної мережі      | 22.11.2018-26.11.2018                           |          |
| 6     | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час монтажу реклоузерів напругою 20 кВ | 26.11.2018-29.11.2018                           |          |
| 7     | Оформлення отриманих результатів                                                             | 29.11.2018-03.12.2018                           |          |
| 8     | Оформлення технічних креслень                                                                | 03.12.2018-10.12.2018                           |          |

Студент

  
(підпис)

Я.В. Тарнавський  
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

  
(підпис)

О.Б. Бесараб  
(ініціали, прізвище)

Додаток до завдання на магістерську дисертацію  
(освітньо-професійна програма підготовки).  
Проектування районної електричної мережі напругою 110 кВ  
Ситуаційний план  
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі  $U_n = 110$  кВ.
- Балансуючий пункт у точці 0.
- Відстань між пунктами  $L$ (км) та активні потужності пунктів  $P$ (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = 0,85$ .  $\cos \varphi_{сн} = 0,83$ .  $T_{max} = 4500$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень  $\alpha = 50(\%)$ . р-н I – II.
- $M_{гран} = 5000$  [МВт·км].

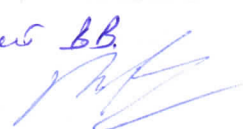
Примітки:

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

Відповідає за перевірку  
робот не має за керування  
електричних мереж та систем



к.б.н. Чижовський В.В.  
19.12.2018



## База данных

87.14% Оригинальность

12.86% Сходство

825 Источники

### Источники с База данных : 7 источников найдено

|                                                                                            |        |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 1. Year: 2018 Speciality Code: EC                                                          | 10.37% |
| File path: /EC/2018/Бакалавр_Дмитренко_Руслан_Вікторович/01 дмитренко диплом.pdf           |        |
| 2. Year: 2018 Speciality Code: EC                                                          | 9.79%  |
| File path: /EC/2018/Бакалавр_Мисник_Андрій_Володимирович/Мисник повний.pdf                 |        |
| 3. Year: 2018 Speciality Code: EC                                                          | 9.39%  |
| File path: /EC/2018/Бакалавр_Дмитренко_Олег_Миколайович/01 Готовый диплом Олег.pdf         |        |
| 4. Year: 2017 Name: Ярослав Surname: Тарнавський Speciality Code: EC                       | 8.8%   |
| File path: /EC/2017/Бакалавр_Тарнавський_Ярослав_Валерійович/Тарнавський Я.В. гр EC-31.pdf |        |
| 5. Year: 2018 Speciality Code: EC                                                          | 8.19%  |
| File path: /EC/2018/Бакалавр_Курилик_Олександр_Володимирович/Диплом Курилик_О.В..pdf       |        |
| 6. Year: 2018 Speciality Code: EC                                                          | 5.98%  |
| File path: /EC/2018/Бакалавр_Пашкевич_Ігор_Юрійович/дп повний.pdf                          |        |
| 7. Year: 2018 Speciality Code: EC                                                          | 5.2%   |
| File path: /EC/2018/Бакалавр_Цебрій_Дмитро_Олегович/Цебрій Д.О. дипломний проект.pdf       |        |

### Исключённые источники с База данных : 818 источников найдено

|                                                                                            |       |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| 1. Year: 2018 Speciality Code: EC                                                          | 4.96% |
| File path: /EC/2018/Бакалавр_Омельчук_Юлія_Олегівна/Омельчук.pdf                           |       |
| 2. Year: 2018 Speciality Code: EC                                                          | 3.8%  |
| File path: /EC/2018/Бакалавр_Рябенко_Юрій_Сергійович/alldiplom.pdf                         |       |
| 3. Year: 2017 Name: Сергій Surname: Шупіло Speciality Code: EC                             | 2.92% |
| File path: /EC/2017/Бакалавр_Шупіло_Сергій_Володимирович/tttttttt.pdf                      |       |
| 4. Year: 2017 Name: Денис Surname: Руденко Speciality Code: EC                             | 1.88% |
| File path: /EC/2017/Бакалавр_Руденко_Денис_Ігорович/Руденко Д.І. EC-31 ДП.pdf              |       |
| 5. Year: 2016 Name: Максим Surname: Петрович Speciality Code: EC                           | 1.8%  |
| File path: /EC/2016/Спеціаліст_Петрович_Максим_Сергійович/ДИПЛОМ!!!!.docx                  |       |
| 6. Year: 2016 Name: Максим Surname: Івашко Speciality Code: EC                             | 1.79% |
| File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Спеціаліст_Івашко_Максим_Петрович/Д |       |
| 7. Year: 2016 Name: Максим Surname: Івашко Speciality Code: EC                             | 1.79% |
| File path: /EC/2016/Спеціаліст_Івашко_Максим_Петрович/ДП Івашко М.П. EC-41с.pdf            |       |
| 8. Year: 2016 Name: Максим Surname: Петрович Speciality Code: EC                           | 1.77% |
| File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Спеціаліст_Петрович_Максим_Сергійов |       |

Сходство

Цитата

Сходство с выбранным источником

Ссылки

abc Замена букв алфавита

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Обсяг пояснювальної записки – 175 сторінок машинописного тексту. Пояснювальна записка містить 44 рисунка, 85 таблиць, 25 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

В даній магістерській дисертації виконано проектування районної мережі 110 кВ, проектування електричної частини підстанції 110/35/10 кВ, вибір та розрахунок релейного захисту для трансформатора. Проведено розробку методу для визначення оптимального місця розмикання електричної мережі з метою зменшення втрат електроенергії на основі нечіткої логіки.

Актуальність роботи. Наразі актуальним напрямком досліджень при переведенні розподільних електричних мереж на вищий клас напруги для підвищення енергоефективності їх функціонування в умовах значних втрат потужності, зниження рівня напруги, суттєвого збільшення територіальної щільності навантаження та формуванні в енергосистемі активного споживача є розробка методів реконфігурації схем мережі з метою зменшення втрат електроенергії шляхом використання інтелектуальних технологій та методів на основі нечіткої логіки.

Мета магістерської дисертації полягає у підвищенні енергоефективності роботи високовольтних розподільних електричних мереж шляхом розробки нових методів реконфігурації їх схем з використанням інтелектуальних технологій, які забезпечують зменшення втрат електричної енергії та підвищення її якості.

Об'єкт дослідження: розподільні електричні мережі високої напруги.

Предмет дослідження: математичні методи реконфігурації схеми мережі.

Методи дослідження. У дисертації для аналізу та розв'язання поставлених задач використані методи математичного моделювання на основі сучасних інтелектуальних технологій, зокрема, нечітких множин, нечіткої логіки. Розрахунок вихідних даних та обробка результатів дослідження виконувалася за допомогою програмного забезпечення: PTC MathCad, MATLAB.

Наукова новизна результатів полягає в розробці методу реконфігурації схеми розподільної мережі з визначенням місць розмикання на основі синтезу нечіткого логічного контролера, що дозволяє забезпечити мінімальне значення втрат електроенергії.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Тарнавський Я. В. Основні принципи визначення оптимальних місць розмикання розподільчих електричних мереж. Науковий журнал «International scientific review». Бостон. США, 2018 № 11. С. 47 – 49.

2. Тарнавський Я. В., Брайко В. С. Розробка нечіткої моделі керування режимом напруги. Науковий журнал «Актуальні наукові дослідження в сучасному світі». Переяслав-Хмельницький, 2018 № 10. С. 131 – 133.

РЕЖИМ РОБОТИ, РОЗПОДІЛЬНА МЕРЕЖА, НАПРУГА, СТРУМ,  
ПОТУЖНІСТЬ, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, ПІДСТАНЦІЯ, ЛІНІЯ  
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ВИМИКАЧ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, НЕЧІТКА  
ЛОГІКА, НЕЧІТКІ МНОЖИНИ, НЕЧІТКИЙ ЛОГІЧНИЙ КОНТРОЛЕР,  
РЕКОНФІГУРАЦІЯ МЕРЕЖІ

## ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note consists of 175 pages of typewritten text. The explanatory note contains 44 figures, 85 tables, 25 sources of used literature. The graphic part contains 8 sheets of A1 technical drawings.

The master's dissertation includes the design of the 110 kV district network, the design of the electrical part of the 110/35/10 kV substation, the selection and calculation of relay protection for the transformer. A method has been developed to determine the optimal location of the electrical circuit breakdown in order to reduce electricity losses based on fuzzy logic.

Relevance of work. Researching of transferring of distributive electrical networks to the higher voltage class are actual now. It allows to improve the energy efficiency of their operation in the conditions of significant power losses. Main goal is the development of methods for reconfiguring network schemes to reduce electricity losses through the use of intelligent technologies and methods based on fuzzy logic.

The purpose of the master's dissertation is increasing of the energy efficiency in high-voltage electrical networks by developing new methods for reconfiguring their circuits using intelligent technologies.

Object of research: high voltage distributed electrical networks.

Subject of research: mathematical methods of reconfiguration of network schemes.

Research methods. Methods of mathematical modeling based on modern intellectual technologies, for example particular fuzzy sets and fuzzy logic. The calculation of the output data and the processing of the research results were performed using the software: PTC MathCad, MATLAB.

The scientific novelty of the results is the development of a method for reconfiguring the distribution network circuit with the finding of breakout locations based on the synthesis of a fuzzy logic controller. It allows to ensure the minimum value of electrical losses.

Publications on research topics:

1. Tarnavsky Y.V. Basic principles of determining the optimal location of the opening of distribution electrical networks. Scientific journal "International scientific review". Boston. USA, 2018 No. 11. P. 47-49.

2. Tarnavsky Y. V., Braiko V. S. Development of voltage conditions control by fuzzy model. Scientific journal "Current scientific research in the modern world". Pereyaslav-Khmel'nitsky, 2018 No. 10. P. 131 - 133.

MODE, DISTRIBUTION NETWORKS, VOLTAGE, CURRENT, POWER, LOSS OF POWER, POWER PLANTS, TRANSMISSION LINES, CIRCUIT BREAKERS, TRANSFORMERS, FUZZY LOGIC, FUZZY SETS, FUZZY LOGIC CONTROLLERS, NETWORK RECONFIGURING

## ЗМІСТ

|                                                                            |    |
|----------------------------------------------------------------------------|----|
| ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....                        | 12 |
| ВСТУП.....                                                                 | 13 |
| 1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 кВ.....                                    | 14 |
| 1.1 Розробка схем районної електричної мережі.....                         | 14 |
| 1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях..... | 16 |
| 1.3 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів.....          | 19 |
| 1.4 Попередній розподіл потужності в L-схемі.....                          | 21 |
| 1.4.1 Попередній розподіл потужності в варіанті № 1.....                   | 21 |
| 1.4.2 Попередній розподіл потужності в варіанті № 2.....                   | 24 |
| 1.4.3 Попередній розподіл потужності в варіанті № 3.....                   | 24 |
| 1.4.4 Попередній розподіл потужності в варіанті № 4.....                   | 25 |
| 1.4.5 Попередній розподіл потужності в варіанті № 5.....                   | 25 |
| 1.5 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів.....                     | 26 |
| 1.5.1 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 1.....  | 26 |
| 1.5.2 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 2.....  | 31 |
| 1.5.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 3.....  | 33 |
| 1.5.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 4.....  | 35 |
| 1.5.5 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 5.....  | 37 |
| 1.6 Вибір схем підстанцій і капіталовкладення в РП 110 кВ.....             | 39 |
| 1.7 Загальні економічні показники.....                                     | 41 |
| 1.8 Перевірка вибраних перерізів в післяаваріоному режимі.....             | 42 |
| 1.9 Визначення параметрів Z – схеми заміщення.....                         | 47 |
| 1.9.1 Визначення параметрів схеми заміщення ЛЕП.....                       | 47 |
| 1.9.2 Визначення параметрів вузлової моделі.....                           | 50 |
| 1.9.3 Визначення параметрів схеми заміщення трансформаторів.....           | 52 |

|                                                                                                        |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 1.9.4 Визначення приведених навантажень та розрахункових провідностей пунктів.....                     | 54  |
| 1.10 Електричний розрахунок максимального режиму навантаження.....                                     | 57  |
| 1.11 Електричний розрахунок мережі в режимі мінімальних навантажень.....                               | 67  |
| 1.12 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....                                              | 72  |
| 1.13 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій.....            | 77  |
| Висновки до розділу 1.....                                                                             | 83  |
| 2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ У ВУЗЛІ 1 ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ..... | 84  |
| 2.1 Опис пункту електричної мережі, в якому розміщена проектована підстанція.....                      | 84  |
| 2.2 Складання структурної схеми підстанції.....                                                        | 84  |
| 2.3 Розрахунок кількості ліній.....                                                                    | 85  |
| 2.4 Вибір схем розподільних пристроїв.....                                                             | 85  |
| 2.5 Розрахунок струмів короткого замикання.....                                                        | 86  |
| 2.6 Вибір вимикачів і роз'єднувачів.....                                                               | 104 |
| 2.6.1 Вибір вимикачів і роз'єднувачів на стороні 110 кВ.....                                           | 105 |
| 2.6.2 Вибір вимикачів і роз'єднувачів на стороні 35 кВ.....                                            | 106 |
| 2.6.3 Вибір вимикачів і роз'єднувачів на стороні 10 кВ.....                                            | 107 |
| 2.7 Вибір струмоведучих частин.....                                                                    | 109 |
| 2.7.1 Вибір гнучких шин на стороні 110 кВ.....                                                         | 109 |
| 2.7.2 Вибір збірних шин 35 кВ.....                                                                     | 110 |
| 2.7.3 Вибір збірних шин 10 кВ.....                                                                     | 110 |
| 2.8 Вибір вимірювального обладнання на підстанції.....                                                 | 111 |
| 2.9 Вибір джерел оперативного струму на підстанції.....                                                | 114 |
| 2.10 Розрахунок акумуляторної батареї і зарядного пристрою.....                                        | 115 |
| 2.11 Освітлення на підстанції.....                                                                     | 116 |
| 2.12 Схема акумуляторної установки.....                                                                | 117 |
| 2.13 Розрахунок блискавкозахисту підстанції 110/35/10.....                                             | 118 |

|                                                                                                                          |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Висновки до розділу 2.....                                                                                               | 119 |
| 3 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....                                                                                       | 120 |
| Вступ.....                                                                                                               | 120 |
| 3.1 Опис ідеї проекту.....                                                                                               | 121 |
| 3.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....                                                                                | 122 |
| 3.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....                                                             | 125 |
| 3.4 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту.....                                                          | 126 |
| 3.5 Оцінка ризиків проекту.....                                                                                          | 132 |
| 3.6 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....                                                             | 134 |
| Висновки до розділу 3.....                                                                                               | 135 |
| 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТМН-6300/110.....                                                                       | 136 |
| Вступ.....                                                                                                               | 136 |
| 4.1 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора.....                                   | 138 |
| 4.2 Максимальний струмовий захист з пуском за напругою.....                                                              | 142 |
| 4.3 Газовий захист.....                                                                                                  | 144 |
| 4.4 Захист від перевантаження.....                                                                                       | 146 |
| 4.5 Захист від замикання на землю.....                                                                                   | 146 |
| 4.6 Дуговий захист.....                                                                                                  | 147 |
| 4.7 Пристрої АВР та АПВ.....                                                                                             | 147 |
| Висновки до розділу 4.....                                                                                               | 149 |
| 5 РОЗРОБКА МОДЕЛІ З НЕЧІТКИМ МЕТОДОМ ВИБОРУ МІСЦЯ РОЗМИКАННЯ ЗАМКНЕНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....                           | 150 |
| Вступ.....                                                                                                               | 150 |
| 5.1 Розрахунок мережі з двостороннім живленням та вибір місця розмикання для оптимізації витрат активної потужності..... | 151 |
| 5.2 Створення матриці прийняття рішень стосовно оптимальної ділянки для розмикання.....                                  | 152 |
| 5.3 Формування графічного матеріалу.....                                                                                 | 153 |
| Висновки до розділу 5.....                                                                                               | 159 |

|                                                                                                     |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ РЕКЛОУЗЕРІВ НАПРУГОЮ 20 кВ..... | 160 |
| Вступ.....                                                                                          | 160 |
| 6.1 Опис і технічні характеристики об'єкта.....                                                     | 160 |
| 6.2 Аналіз умов праці при монтажі реклоузерів напругою 20 кВ.....                                   | 161 |
| 6.3 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників на об'єкті.....                             | 163 |
| 6.4 Вибір технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок.....                              | 164 |
| 6.5 Розрахунок технічних заходів з охорони праці.....                                               | 165 |
| 6.6 Аналіз надзвичайних ситуацій при монтажі реклоузерів напругою 20 кВ.....                        | 169 |
| 6.7 Пожежна безпека реклоузерів.....                                                                | 169 |
| Висновки до розділу 6.....                                                                          | 170 |
| ВИСНОВКИ.....                                                                                       | 172 |
| ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....                                                                               | 173 |
| Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....                                                     | 175 |

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

АВР – автоматичне введення резерву  
АПВ – автоматичне повторне вмикання  
БП – балансуєчий пункт  
ВЗ – вертикальний заземлювач  
ВН – висока напруга  
ВРП – відкритий розподільчий пристрій  
ДГЗ – дуговий захист  
КЗ – коротке замикання  
КМ – комутаційний модуль  
КРП – комплектний розподільчий пристрій  
ЛЕП – лінія електропередавання  
МСЗ – максимальний струмовий захист  
НН – низька напруга  
ОПН – нелінійний обмежувач напруги  
ПБЗ – перемикач без збудження  
ПЛ – повітряна лінія  
ПС – підстанція  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок  
ПХК – помірно холодний клімат  
РЕМ – районна електрична мережа  
РЗ – релейний захист  
РП – розподільчий пристрій  
РПН – регулювання під напругою  
СН – середня напруга  
ТН – трансформатор напруги  
ТС – трансформатор струму  
ШЗВ – шиноз'єднувальний вимикач  
ШУ – шафа управління

## ВСТУП

Технічний прогрес у розвинених країнах світу спонукає цивілізацію до вирішення нагальних проблем суспільства, що пов'язані з енергоносіями. Один з нових світових напрямків в електроенергетиці це формування та розвиток розумних або інтелектуальних електричних систем (Smart Grid). Основним їх завданням є підвищення енергоефективності роботи енергетичного обладнання, якості і надійності електропостачання споживачів, виходячи з нових підходів до управління та процесу передавання електроенергії на основі модернізації всієї галузі електроенергетики. Разом з тим у таких електричних мережах вирішення проблеми інтелектуалізації управління ускладнюється великою розмірністю системи, зниженою спостережністю системи та обмеженим набором технічних заходів адаптивного управління. Найбільш ефективними засобами адаптивного управління є пристрої РПН трансформаторів живлення, пристрої компенсації реактивної потужності, комутаційні апарати з дистанційним управлінням та інтелектуальні вакуумні вимикачі – реклоузери.

Враховуючи сьогоденні реалії в країні і те, що процес заміни морально і фізично зношеного електрообладнання в електричних мережах, який за різними оцінками складає від 40 до 80 %, відбувався досить повільно, а на сьогодні він ще й уповільнився, при тому, що в містах невідомо зростає територіальна щільність навантаження, і як наслідок, підвищуються втрати електроенергії, на порядок денний постає питання перспективи розвитку розподільних мереж та ефективності їх роботи.

Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускної спроможності існуючих мереж та зменшення втрат електроенергії в них як вагомих факторів ефективності функціонування.

На цей час одним з оптимальних рішень цього питання з економічної точки зору може бути комплексний підхід до реконфігурації мережі 6(10) кВ з підвищенням номінальної напруги до 20 кВ, створення центрів живлення та прокладання нових ліній електропередавання підвищеної номінальної напруги з запровадженням якісно нового рівня автоматизації мережі.

## 1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 кВ

### 1.1 Розробка схем районної електричної мережі

Серед можливих варіантів схем з'єднання джерел живлення з споживачами електричної енергії обрані п'ять, які характеризуються однаковою надійністю, але різною протяжністю рис. 1.1.

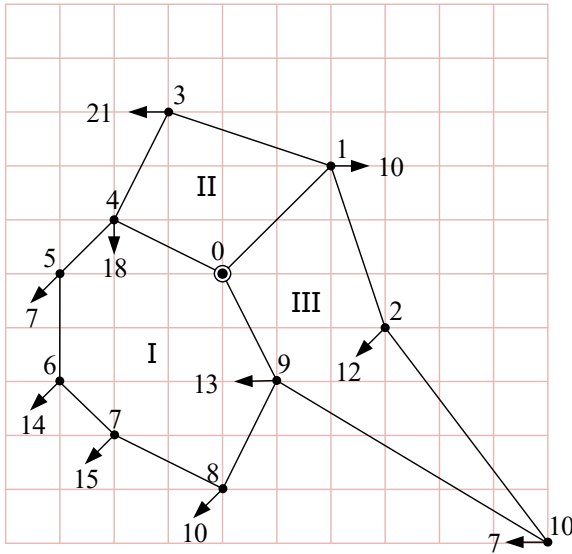
Згідно з [1] споживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення, і перерва в їх електропостачанні допускається лише на період автоматичного включення резервного живлення. У більшості випадків двоколова лінія не задовольняє вимогам надійності електропостачання споживачів I категорії, так як при пошкодженні опор можлива повна перерва в живленні, що може викликати: значні збитки народному господарству, пошкодження цінного основного обладнання, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. Для таких споживачів необхідно передбачати не менше двох окремих ліній.

Для споживачів II категорії, в більшості випадків також передбачають живлення за двома окремими лініями або по двоколовій лінії. Однак, з огляду на нетривалість часу аварійного ремонту повітряних ліній, електропостачання навантажень II категорії допускається проводити по одній повітряній лінії.

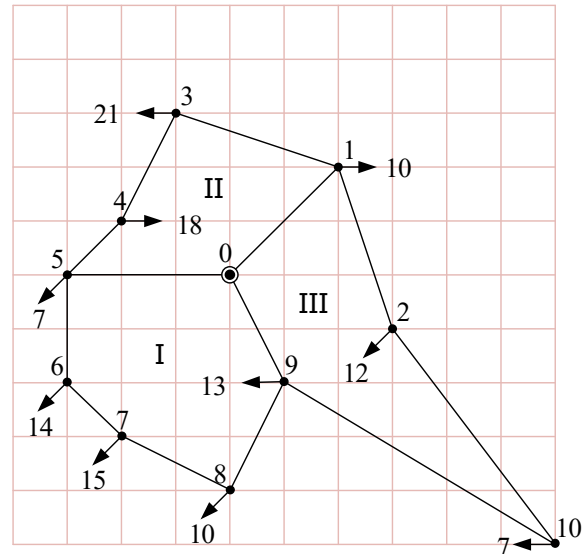
Для споживачів III категорії, до якої відноситься і населення, може виконуватись від одного джерела живлення за умови, що перерви у електропостачанні, необхідні для ремонту чи заміни пошкодженого елементу системи, не перевищуватимуть однієї доби.

Оскільки у завданні до магістерської дисертації задано лише наявність споживачів I та II категорій, для спрощення приймемо, що живлення кожного з пунктів навантаження здійснюється щонайменше від двох незалежних ліній.

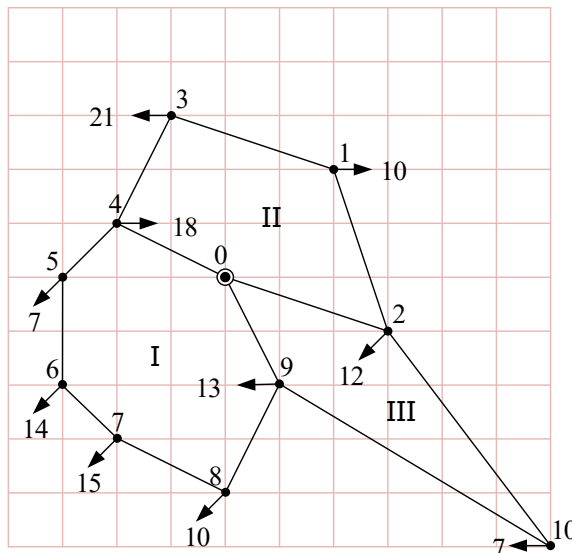
Варіант № 1



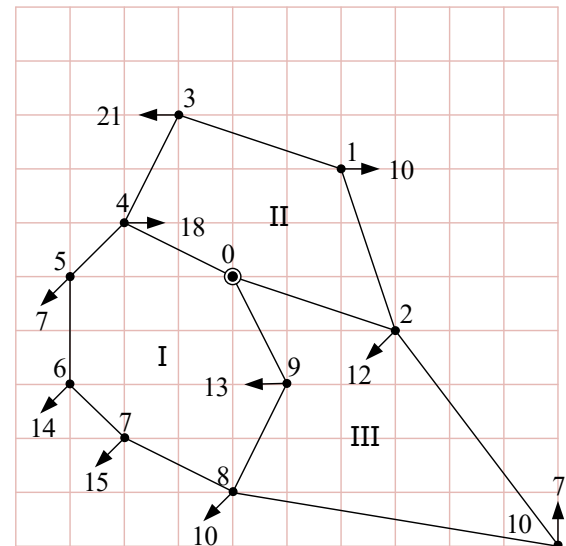
Варіант № 2



Варіант № 3



Варіант № 4



Варіант № 5

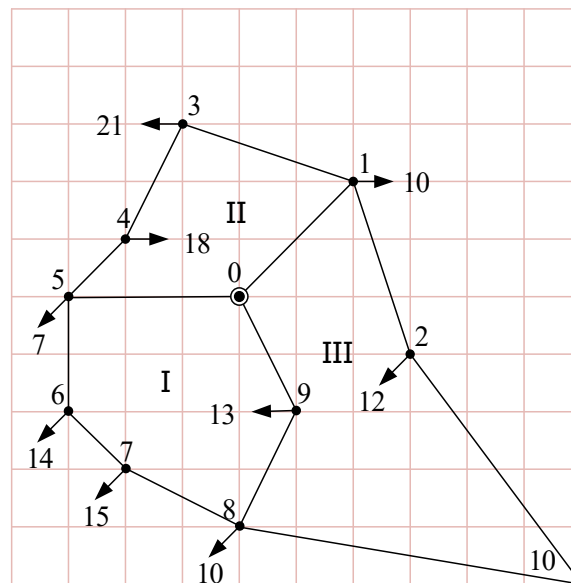


Рисунок 1.1 – Варіанти схем районної електричної мережі

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

Потужність трансформатора в нормальних умовах експлуатації має забезпечувати живлення електричною енергією всіх споживачів, які заживлені від даної підстанції. Слід враховувати також необхідність забезпечення електричною енергією споживачів першої та другої категорії, у випадку виникнення аварії на одному з трансформаторів, що встановлені на ПС. Важливо також зазначити, що аварії трансформаторів, які супроводжуються їх відключенням, є доволі рідким явищем, але слід передбачити такі випадки, особливо, якщо до ПС підключено споживачів першої та другої категорій, для яких є неприпустимою перерва в електропостачанні. В зв'язку з цим на підстанції слід встановити групу з двох трансформаторів. У разі виникнення аварії на одному, інший має забезпечувати електричною енергією споживачів. Це можливо за умови, коли номінальна потужність кожного з трансформаторів становитиме 70% від максимального навантаження ПС [2].

Для вибору трансформаторів виконаємо розрахунок допоміжних складових. Спочатку визначимо значення кутів навантаження:

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

$$\varphi_{нн} = \arccos(\cos \varphi_{нн}) = \arccos(0,83) = 33,901^\circ.$$

Визначимо реактивну потужність споживання в пункті № 1 на стороні середньої та низької напруги:

$$Q_{сн1} = -P_{сн1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{сн}) = -3 \cdot \operatorname{tg}(31,788^\circ) = -1,859 \text{ МВАр};$$

$$Q_{нн1} = -P_{нн1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{нн}) = -7 \cdot \operatorname{tg}(33,901^\circ) = -4,704 \text{ МВАр}.$$

Решту розрахунків наведемо в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Реактивна потужність споживання на стороні СН і НН

| Пункт №           | 1     | 2     | 3     | 4     | 5    | 6     | 7     | 8     | 9     | 10   |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|------|
| $Q_{сн},$<br>МВАр | -1,86 | -1,24 | -2,48 | -3,71 | 0    | -2,48 | -4,34 | -4,34 | -1,86 | 0    |
| $Q_{нн},$<br>МВАр | -4,7  | -6,7  | -11,4 | -8,06 | -4,7 | -6,72 | -5,34 | -2,01 | -6,72 | -4,7 |

Сумарне значення навантаження 1-го пункту та його модуль:

$$S_{\max 1} = P_{\text{сн1}} + P_{\text{нн1}} + j(Q_{\text{сн1}} + Q_{\text{нн1}}) = 3 + 7 + j(-1,859 - 4,704) = 10 - j6,563 \text{ МВА};$$

$$|S_{\max 1}| = \sqrt{P_{\max 1}^2 + Q_{\max 1}^2} = \sqrt{10^2 + 6,563^2} = 11,961 \text{ МВА}.$$

Визначимо розрахункову номінальну потужність трансформатора:

$$S_{m1} = 0,7 \cdot |S_{\max 1}| = 0,7 \cdot 11,961 = 8,373 \text{ МВА}.$$

Відповідно до розрахованого значення розрахункової потужності приймаємо до встановлення в пункт № 1 триобмоткові трансформатори типу ТДТН-10000/110.

Решту розрахунків наведемо в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Параметри обраних трансформаторів

| Пункт<br>№ | Повна потужність<br>навантаження |                     | $ S_{\max} , \text{МВА}$ | $S_m,$<br>МВА | Кількість<br>обмоток | Кількість і тип<br>трансформаторів |
|------------|----------------------------------|---------------------|--------------------------|---------------|----------------------|------------------------------------|
|            | $P_{\max},$<br>МВт               | $Q_{\max},$<br>МВАр |                          |               |                      |                                    |
| 1          | 10                               | -6.563              | 11.961                   | 8.373         | 3                    | 2хТДТН-10000/110                   |
| 2          | 12                               | -7.96               | 14.4                     | 10.08         | 3                    | 2хТДТН-16000/110                   |
| 3          | 21                               | -13.903             | 25.185                   | 17.63         | 3                    | 2хТДТН-25000/110                   |
| 4          | 18                               | -11.783             | 21.513                   | 15.059        | 3                    | 2хТДТН-16000/110                   |
| 5          | 7                                | -4.704              | 8.434                    | 5.904         | 2                    | 2хТМН-6300/110                     |
| 6          | 14                               | -9.199              | 16.752                   | 11.726        | 3                    | 2хТДТН-16000/110                   |
| 7          | 15                               | -9.714              | 17.871                   | 12.51         | 3                    | 2хТДТН-16000/110                   |
| 8          | 10                               | -6.354              | 11.848                   | 8.294         | 3                    | 2хТДТН-10000/110                   |
| 9          | 13                               | -8.579              | 15.576                   | 10.903        | 3                    | 2хТДТН-16000/110                   |
| 10         | 7                                | -4.704              | 8.434                    | 5.904         | 2                    | 2хТМН-6300/110                     |

Таблиця 1.3 – Номінальні параметри вибраних трансформаторів

| Параметри                                         | Тип трансформатора     |                        |                        |                        |
|---------------------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
|                                                   | ТМН-6300/110           | ТДТН-10000/110         | ТДТН-16000/110         | ТДТН-25000/110         |
| Номінальна потужність, $S_{ном}$ , МВА            | 6,3                    | 10                     | 16                     | 25                     |
| Напруга ВН, $U_{вн}$ , кВ                         | 115                    | 115                    | 115                    | 115                    |
| Напруга СН, $U_{сн}$ , кВ                         | —                      | 38,5                   | 38,5                   | 38,5                   |
| Напруга НН, $U_{нн}$ , кВ                         | 11                     | 11                     | 10,5                   | 11                     |
| Напруга КЗ, $U_{к(в-с)}$ , %                      | —                      | 10,5                   | 10,5                   | 10,5                   |
| Напруга КЗ, $U_{к(в-н)}$ , %                      | 10,5                   | 17                     | 17                     | 17,5                   |
| Напруга КЗ, $U_{к(с-н)}$ , %                      | —                      | 6                      | 6                      | 6,5                    |
| Струм холостого ходу, $I_{хх}$ , %                | 0,8                    | 1,1                    | 1                      | 0,7                    |
| Втрати короткого замикання, $\Delta P_{кз}$ , кВт | 44                     | 76                     | 100                    | 140                    |
| Втрати холостого ходу, $\Delta P_{хх}$ , кВт      | 11,5                   | 17                     | 23                     | 31                     |
| Регульовальна формула РПН                         | $\pm 9 \times 1,78 \%$ | $\pm 9 \times 1,78 \%$ | $\pm 9 \times 1,78 \%$ | $\pm 9 \times 1,78 \%$ |
| Регульовальна формула ПБЗ                         | —                      | $\pm 2 \times 2,5 \%$  | $\pm 2 \times 2,5 \%$  | $\pm 2 \times 2,5 \%$  |

Для триобмоткових трансформаторів потужністю 10 та 16 МВА визначимо фіктивні значення  $U_{КЗ}$  для обмоток високої, середньої та низької напруги:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)} + U_{к(в-н)} - U_{к(с-н)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%;$$

$$U_{кс} = U_{к(в-с)} - U_{кв} = 10,5 - 10,75 = -0,25 \%;$$

Оскільки  $U_{кс} < 0$ , то приймаємо  $U_{кс} = 0$ ;

$$U_{кн} = U_{к(в-н)} - U_{кв} = 17 - 10,75 = 6,25 \%.$$

Фіктивні значення напруги короткого замикання мають однакове значення для усіх ПС, на яких встановлено триобмоткові трансформатори номінальною потужністю 10 та 16 МВА, оскільки вони мають однакові номінальні напруги короткого замикання, що видно з табл. 1.3. Для трансформатора потужністю 25 МВА буде лише відрізнятися значення  $U_{кн}$ :

$$U_{кн} = U_{к(в-н)} - U_{кв} = 17,5 - 10,75 = 6,75 \%.$$

### 1.3 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів

Виконаємо розрахунок приведених втрат напруги в обмотках триобмоткового трансформатора на ПС № 1:

$$\Delta U_{m\epsilon 1} = \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 3 1} \cdot U_{\epsilon H 1}}{2 \cdot S_{\text{ном}1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{\epsilon H 1} \cdot U_{\kappa \epsilon 1}}{S_{\text{ном}1}} = \frac{10}{2} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} \cdot 10^{-3} + \frac{6,563}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{10} \cdot 10^{-2} =$$

$$= 4,275 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc 1} = \frac{P_{\epsilon H 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 3 1} \cdot U_{\epsilon H 1}}{2 \cdot S_{\text{ном}1}^2} - \frac{Q_{\epsilon H 1}}{n} \cdot \frac{U_{\epsilon H 1} \cdot U_{\kappa \epsilon 1}}{S_{\text{ном}1}} = \frac{3}{2} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} \cdot 10^{-3} - \frac{-1,859}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{10} \cdot 10^{-2} =$$

$$= 0,066 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mH 1} = \frac{P_{H 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 3 1} \cdot U_{\epsilon H 1}}{2 \cdot S_{\text{ном}1}^2} - \frac{Q_{H 1}}{n} \cdot \frac{U_{\epsilon H 1} \cdot U_{\kappa H 1}}{S_{\text{ном}1}} = \frac{7}{2} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} \cdot 10^{-3} - \frac{-4,704}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{10} \cdot 10^{-2} =$$

$$= 1,843 \text{ кВ}.$$

Для двохобмоткового трансформатора ПС № 5:

$$\Delta U_{m5} = \frac{U_{\epsilon H 5}}{n \cdot S_{\text{ном}5}} \cdot \left( P_{\max 5} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 3 5}}{S_{\text{ном}5}} - Q_{\max 5} \cdot U_{\kappa 3 5} \right) = \frac{115}{2 \cdot 6,3} \cdot \left( 7 \cdot \frac{44}{6,3} \cdot 10^{-3} + 4,704 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} \right) =$$

$$= 4,954 \text{ кВ}.$$

Для інших пунктів результати розрахунків наведемо в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів

| Пункт № | Кількість обмоток | Для триобмоткових трансформаторів |                        |                        | Для двохобмоткових трансформаторів |
|---------|-------------------|-----------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------------------|
|         |                   | $\Delta U_{m\epsilon},$<br>кВ     | $\Delta U_{mc},$<br>кВ | $\Delta U_{mH},$<br>кВ | $\Delta U_m,$ кВ                   |
| 1       | 3                 | 4.275                             | 0.066                  | 1.843                  | -                                  |
| 2       | 3                 | 3.21                              | 0.022                  | 1.622                  | -                                  |
| 3       | 3                 | 3.573                             | 0.026                  | 1.883                  | -                                  |
| 4       | 3                 | 4.754                             | 0.067                  | 1.946                  | -                                  |
| 5       | 2                 | -                                 | -                      | -                      | 4.954                              |
| 6       | 3                 | 3.711                             | 0.045                  | 1.622                  | -                                  |
| 7       | 3                 | 3.921                             | 0.079                  | 1.297                  | -                                  |
| 8       | 3                 | 4.146                             | 0.153                  | 0.79                   | -                                  |
| 9       | 3                 | 3.46                              | 0.034                  | 1.622                  | -                                  |
| 10      | 2                 | -                                 | -                      | -                      | 4.954                              |

Знайдемо регулювальний діапазон для триобмоткового трансформатора підстанції № 1:

$$U_{\min 1} = \frac{U_{\text{бж}} \cdot U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{е}}) + \Delta U_{\text{мв1}} + \Delta U_{\text{мн1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 4,275 + 1,843 = 98,306 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\text{бж}} \cdot U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{е}}) + \Delta U_{\text{мв1}} + \Delta U_{\text{мн1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 4,275 + 1,843 = 133,477 \text{ кВ}.$$

Для двохобмоткового трансформатора підстанції № 5:

$$U_{\min 5} = \frac{U_{\text{бж}} \cdot U_{\text{вн5}}}{U_{\text{нн5}}} \cdot (1 - \omega_{\text{е}}) + \Delta U_{\text{м5}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 4,954 = 97,141 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 5} = \frac{U_{\text{бж}} \cdot U_{\text{вн5}}}{U_{\text{нн5}}} \cdot (1 + \omega_{\text{е}}) + \Delta U_{\text{м5}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 4,954 = 132,313 \text{ кВ}.$$

У наведених виразах  $U_{\text{бж}} = 10,5 \text{ кВ}$  – бажаний рівень напруги, який необхідно підтримувати на стороні НН, а  $\omega = 9 \times 1,78\% = 0,16$  – відносна кількість регулювальних витків РПН [3].

Результати інших розрахунків наведемо у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Регулювальний діапазон РПН трансформаторів на підстанціях

| Пункт № | $U_{\min}$ , кВ | $U_{\max}$ , кВ |
|---------|-----------------|-----------------|
| 1       | 98.306          | 133.477         |
| 2       | 101.408         | 138.254         |
| 3       | 97.643          | 132.814         |
| 4       | 103.277         | 140.123         |
| 5       | 97.141          | 132.313         |
| 6       | 101.91          | 138.756         |
| 7       | 101.796         | 138.642         |
| 8       | 97.123          | 132.295         |
| 9       | 101.659         | 138.505         |
| 10      | 97.141          | 132.313         |

## 1.4 Попередній розподіл потужності в L-схемі

### 1.4.1 Попередній розподіл потужності в варіанті № 1

Розрахунок L-схеми виконаємо з використанням методу контурних рівнянь. Обираємо контури та перемички у варіанті № 1, як показано на рис. 1.2.

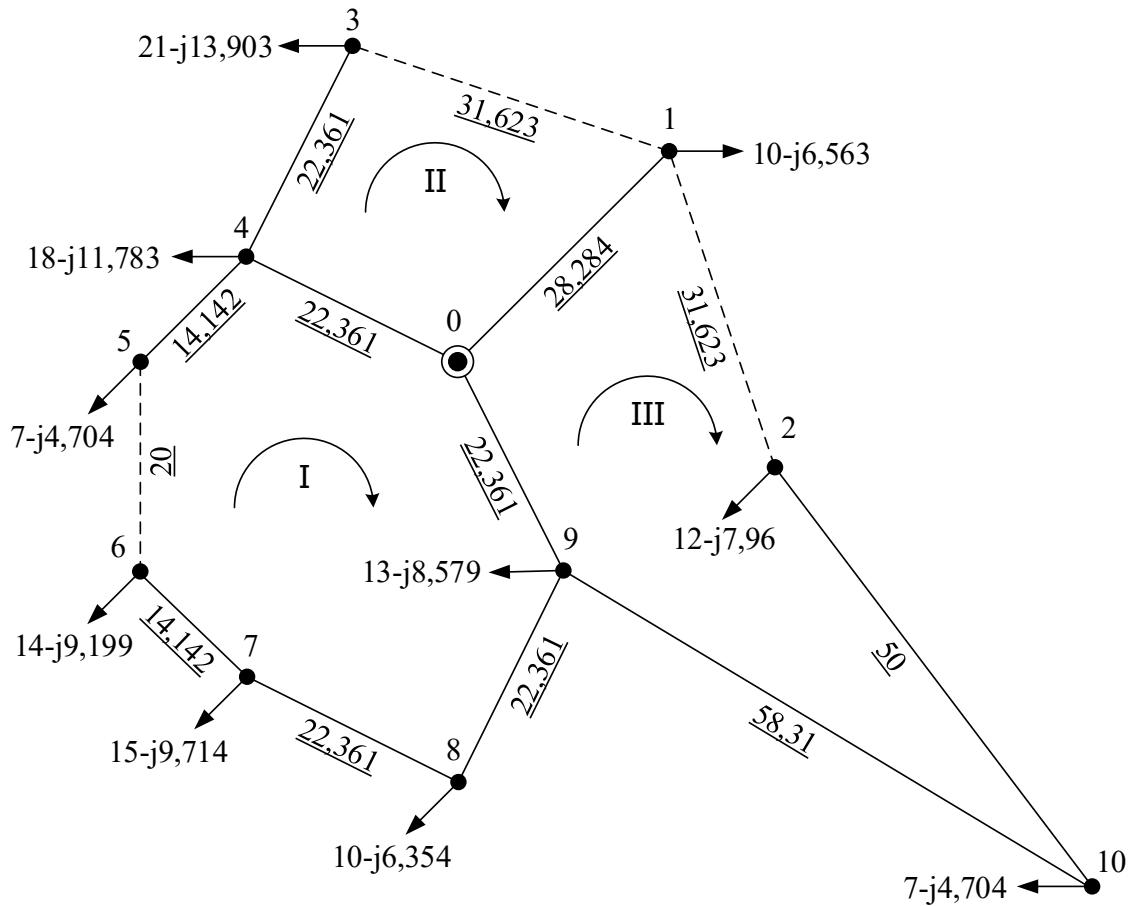


Рисунок 1.2 – Вибір контурів і перемичок в варіанті № 1

Визначимо потокорозподіл потужності в умовно розімкненій мережі:

$$S_{poz45} = S_{max5} = 7 - j4,704 \text{ MBA};$$

$$S_{poz43} = S_{max3} = 21 - j13,903 \text{ MBA};$$

$$S_{poz04} = S_{max4} + S_{poz45} + S_{poz43} = 18 - j11,783 + 7 - j4,704 + 21 - j13,903 = 46 - j30,39 \text{ MBA};$$

$$S_{poz01} = S_{max1} = 10 - j6,563 \text{ MBA};$$

$$S_{poz10-2} = S_{max2} = 12 - j7,96 \text{ MBA};$$

$$S_{poz9-10} = S_{max10} + S_{poz10-2} = 7 - j4,704 + 12 - j7,96 = 19 - j12,664 \text{ MBA};$$

$$S_{poz76} = S_{max6} = 14 - j9,199 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned}
S_{poz87} &= S_{\max 7} + S_{poz76} = 15 - j9,714 + 14 - j9,199 = 29 - j18,913 \text{ MBA}; \\
S_{poz98} &= S_{\max 8} + S_{poz87} = 10 - j6,354 + 29 - j18,913 = 39 - j25,267 \text{ MBA}; \\
S_{poz09} &= S_{\max 9} + S_{poz98} + S_{poz9-10} = 13 - j8,579 + 39 - j25,267 + 19 - j12,664 = \\
&= 71 - j46,51 \text{ MBA}.
\end{aligned}$$

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases}
L_{45} \cdot (S_I - S_{poz45}) + L_{04} \cdot (S_I - S_{II} - S_{poz04}) + L_{09} \cdot (S_I - S_{III} + S_{poz09}) + \\
+ L_{89} \cdot (S_I + S_{poz98}) + L_{78} \cdot (S_I + S_{poz87}) + L_{67} \cdot (S_I + S_{poz76}) + L_{56} \cdot S_I = 0; \\
L_{01} \cdot (S_{II} - S_{III} - S_{poz01}) + L_{04} \cdot (S_{II} - S_I + S_{poz04}) + L_{34} \cdot (S_{II} + S_{poz43}) + L_{13} \cdot S_{II} = 0; \\
L_{01} \cdot (S_{III} - S_{II} + S_{poz01}) + L_{09} \cdot (S_{III} - S_I - S_{poz09}) + L_{9-10} \cdot (S_{III} - S_{poz9-10}) + \\
+ L_{2-10} \cdot (S_{III} - S_{poz10-2}) + L_{12} \cdot S_{III} = 0.
\end{cases}$$

Після розв'язання даної системи рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\begin{aligned}
S_I &= -15,727 + j10,181 \text{ MBA}; \\
S_{II} &= -11,67 + j7,675 \text{ MBA}; \\
S_{III} &= 12,231 - j8,112 \text{ MBA}.
\end{aligned}$$

Значення потужностей за ділянками схеми мережі:

$$\begin{aligned}
S'_{01} &= S_{poz01} + S_{III} - S_{II} = 10 - j6,563 + 12,231 - j8,112 - (-11,67 + j7,675) = \\
&= 33,901 - j22,35 \text{ MBA}; \\
S'_{04} &= S_{poz04} + S_{II} - S_I = 46 - j30,39 - 11,67 + j7,675 - (-15,727 + j10,181) = \\
&= 50,056 - j32,896 \text{ MBA}; \\
S'_{43} &= S_{poz43} + S_{II} = 21 - j13,903 - 11,67 + j7,675 = 9,33 - j6,229 \text{ MBA}; \\
S'_{31} &= S_{II} = -11,67 + j7,675 \text{ MBA}; \\
S'_{45} &= S_{poz45} - S_I = 7 - j4,704 - (-15,727 + j10,181) = 22,727 - j14,885 \text{ MBA}; \\
S'_{65} &= S_I = -15,727 + j10,181 \text{ MBA}; \\
S'_{76} &= S_{poz76} + S_I = 14 - j9,199 - 15,727 + j10,181 = -1,727 + j0,982 \text{ MBA}; \\
S'_{87} &= S_{poz87} + S_I = 29 - j18,913 - 15,727 + j10,181 = 13,273 - j8,733 \text{ MBA}; \\
S'_{98} &= S_{poz98} + S_I = 39 - j25,267 - 15,727 + j10,181 = 23,273 - j15,087 \text{ MBA}; \\
S'_{09} &= S_{poz09} + S_I - S_{III} = 71 - j46,51 - 15,727 + j10,181 - (12,231 - j8,112) = \\
&= 43,042 - j28,217 \text{ MBA}; \\
S'_{9-10} &= S_{poz9-10} - S_{III} = 19 - j12,664 - (12,231 - j8,112) = 6,769 - j4,551 \text{ MBA}; \\
S'_{10-2} &= S_{poz10-2} - S_{III} = 12 - j7,96 - (12,231 - j8,112) = -0,231 + j0,153 \text{ MBA}; \\
S'_{12} &= S_{III} = 12,231 - j8,112 \text{ MBA}.
\end{aligned}$$

Виконаємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у контурах схеми:

$$\begin{aligned} \text{Контур I: } & L_{09} \cdot S'_{09} + L_{89} \cdot S'_{98} + L_{78} \cdot S'_{87} + L_{67} \cdot S'_{76} + L_{56} \cdot S'_{65} - L_{45} \cdot S'_{45} - L_{04} \cdot S'_{04} = \\ & = 22,361 \cdot (43,042 - j28,217) + 22,361 \cdot (23,273 - j15,087) + \\ & + 22,361 \cdot (13,273 - j8,733) + 14,142 \cdot (-1,727 + j0,982) + \\ & + 20 \cdot (-15,727 + j10,181) - 14,142 \cdot (22,727 - j14,885) + \\ & - 22,361 \cdot (50,056 - j32,896) = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Контур II: } & L_{04} \cdot S'_{04} + L_{34} \cdot S'_{43} + L_{13} \cdot S'_{31} - L_{01} \cdot S'_{01} = 22,361 \cdot (50,056 - j32,896) + \\ & + 22,361 \cdot (9,333 - j6,229) + 31,623 \cdot (-11,67 + j7,675) + \\ & - 28,284 \cdot (33,901 - j22,35) = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Контур III: } & L_{01} \cdot S'_{01} + L_{12} \cdot S'_{12} - L_{2-10} \cdot S'_{10-2} - L_{9-10} \cdot S'_{9-10} - L_{09} \cdot S'_{09} = \\ & = 28,284 \cdot (33,901 - j22,35) + 31,623 \cdot (12,231 - j8,112) - 50 \cdot (-0,231 + j0,153) \\ & - 58,31 \cdot (6,769 - j4,551) - 22,361 \cdot (43,042 - j28,217) = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

Результати розрахунку потужностей за ділянками наведено на рис. 1.3.

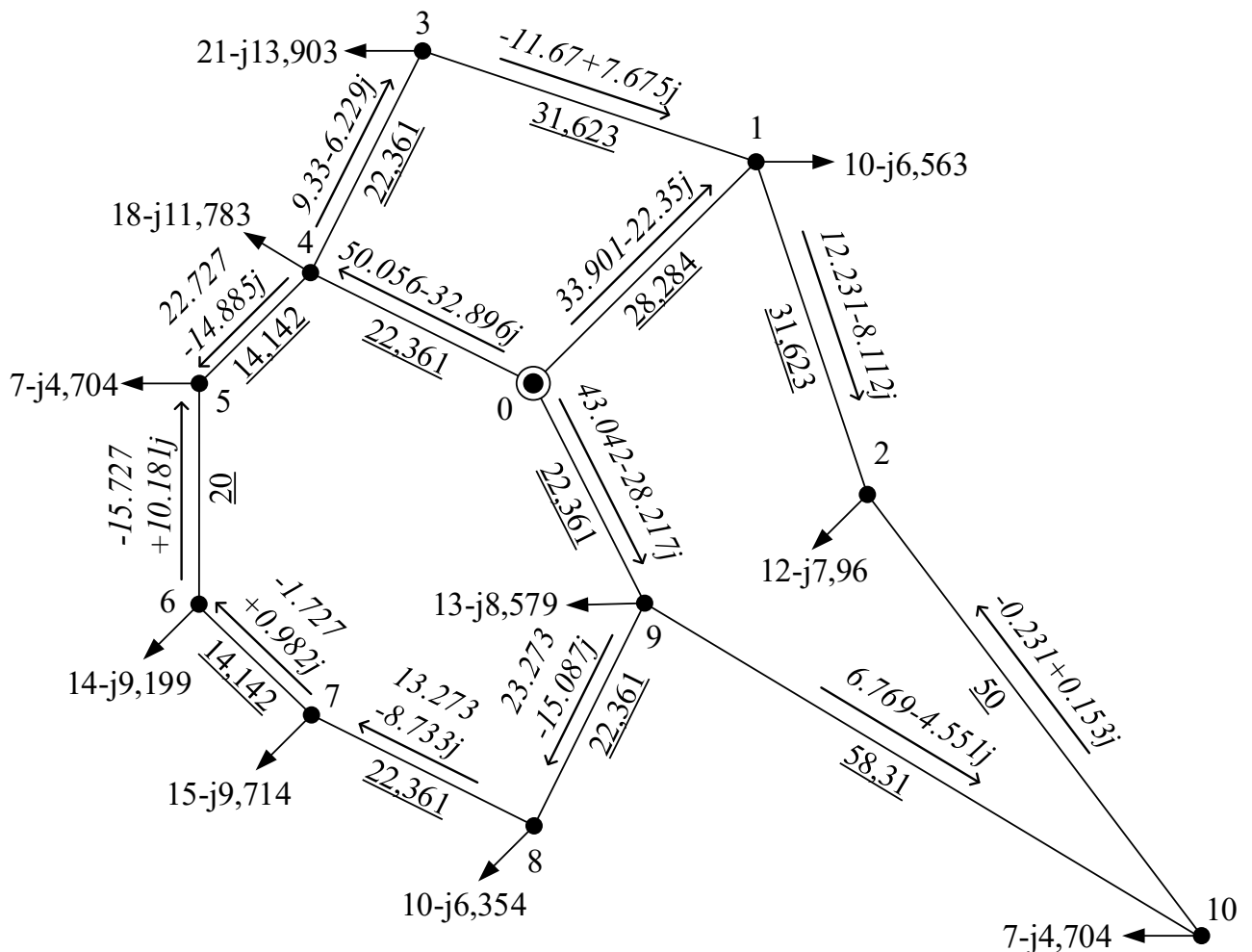
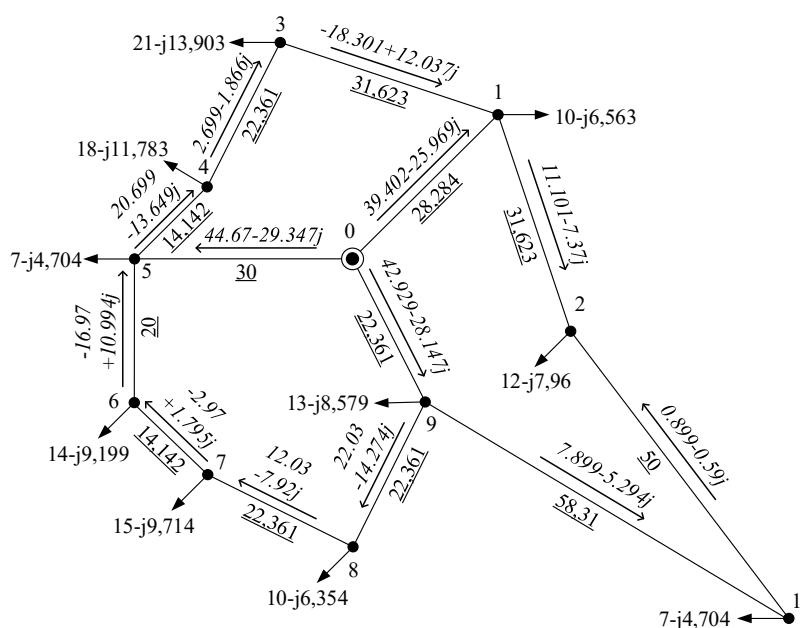


Рисунок 1.3 – Результати розрахунку потужностей за ділянками наведено на рис. 1.3.

### 1.4.2 Попередній розподіл потужності в варіанті № 2

Розрахунок решти L-схем будемо проводити, з використанням методу контурних рівнянь. Детальний опис і рівняння були приведені в варіанті №1, для даного і подальших варіантів всі методики і обрахунки аналогічні, тому приведемо вже результуючу схему з потужностями за ділянками на рис. 1.4 – 1.7.



#### 1.4.4 Попередній розподіл потужності в варіанті № 4

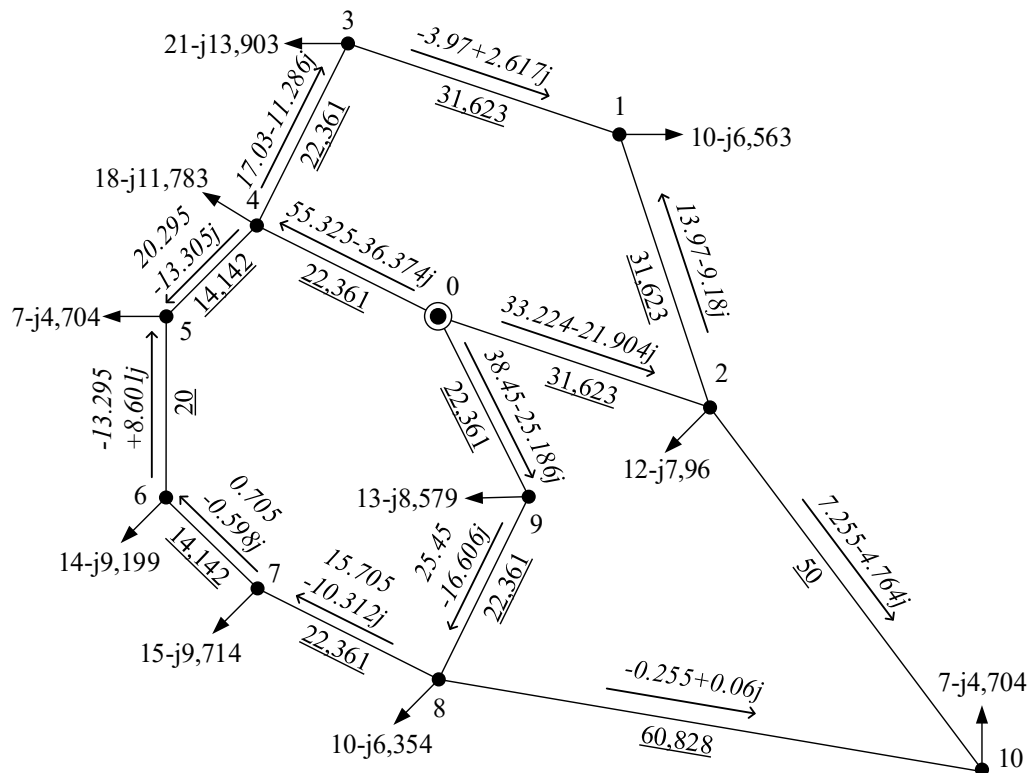


Рисунок 1.6 – Результати розрахунку поточкорозподілу для варіанту № 4

#### 1.4.5 Попередній розподіл потужності в варіанті № 5

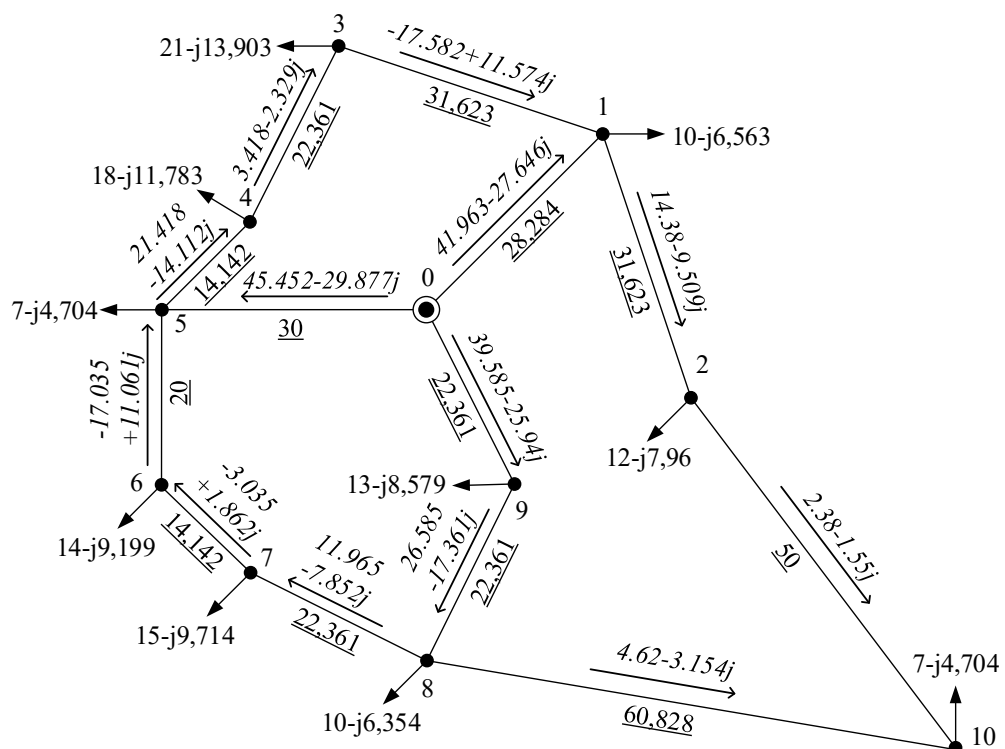


Рисунок 1.7 – Результати розрахунку поточкорозподілу для варіанту № 5

## 1.5 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів

### 1.5.1 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 1

Струм на ділянці і-*j* визначається за виразом [4]:

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l}, \quad (1.1)$$

де  $U_n$  – номінальна напруга мережі, кВ;

$P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$ , – активна і реактивна потужність за ділянками мережі, МВт і МВАр відповідно;

$n_l$  – кількість ланцюгів на опорі ПЛ, при початкових розрахунках приймається рівною одиниці.

Визначимо струм за ділянкою 0-1, згідно з (1.1):

$$I'_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l} = \frac{\sqrt{33,901^2 + 22,35^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 213,124 \text{ А.}$$

Для інших ліній розрахунок виконується аналогічно, результати наведено у табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Струми на ділянках мережі

| Ділянка  | 0-1 | 0-4 | 4-3 | 3-1 | 4-5 | 6-5 | 7-6 | 8-7 | 9-8 | 0-9 | 9-10 | 10-2 | 1-2 |
|----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|-----|
| Струм, А | 213 | 314 | 58  | 73  | 142 | 98  | 10  | 83  | 145 | 270 | 42   | 1    | 77  |

Розрахункові перерізи проводів визначають за наступним виразом [2]:

$$F_{om(ij)} = \frac{1}{n_l} \sqrt{\frac{3 \cdot I_{ij}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot U_{ex}}{k \cdot (H_e + E)}}, \quad (1.2)$$

де  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу для алюмінію становить 28.5,

Ом · мм<sup>2</sup> / км;

$\tau$  – число годин максимальних втрат в році,  $\text{год}/\text{рік}$ ;

$\Pi_{\text{ex}}$  – тариф на електроенергію станом на 2018 рік становить 122.2,  $\text{kop}/\text{кВт} \cdot \text{год}$ ;

$k$  – питома величина умовно змінних витрат на спорудження ПЛ,  $\text{грн}/\text{мм}^2 \cdot \text{км}$ ;

$H_e$  – нормований показник витрат на експлуатацію ПЛ, для мережі 110 кВ становить 1.2, %;

$E$  – норма дисконту, приймається рівною 0,1.

Розрахуємо значення часу максимальних втрат:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2886,21 \text{ год}/\text{рік}.$$

Питому величину умовно змінних витрат приймемо для одноколової сталевій одно стоячої опори напругою 110 кВ рівну:  $k = 3097,6 \text{ грн}/\text{мм}^2 \cdot \text{км}$ .

Розрахунковий переріз для ділянки 0-1, згідно з (1.2) становить:

$$F'_{\text{onm01}} = \frac{1}{n_{\text{л}}} \sqrt{\frac{3 \cdot I_{01}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{ex}}}{k \cdot (H_e + E)}} = \frac{1}{1} \sqrt{\frac{3 \cdot 213,124^2 \cdot 28,5 \cdot 2886,21 \cdot 122,2}{3097,6 \cdot (0,012 + 0,1)}} \cdot 10^{-5} = 198,698 \text{ мм}^2.$$

Для інших ділянок розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Розрахункові перерізи проводів

| Ділянка                  | 0-1 | 0-4 | 4-3 | 3-1 | 4-5 | 6-5 | 7-6 | 8-7 | 9-8 | 0-9 | 9-10 | 10-2 | 1-2 |
|--------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|-----|
| Переріз, мм <sup>2</sup> | 198 | 293 | 54  | 68  | 132 | 91  | 9   | 77  | 135 | 251 | 39   | 1    | 71  |

Виконаємо техніко-економічне порівняння варіантів спорудження повітряної лінії для ділянки 0-1 схеми мережі

Отримані результати наведемо в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Техніко-економічне порівняння варіантів спорудження ПЛ, для ділянки 0-1

| Економічні показники                                    | Вихідні дані: $F'_{онм01} = 198,698 \text{ мм}^2$ , $L_{01} = 28,284 \text{ км}$ .                                                                                                       |                                                                                                                                                                                           |
|---------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                         | 1-ий варіант                                                                                                                                                                             | 2-ий варіант                                                                                                                                                                              |
| 1                                                       | 2                                                                                                                                                                                        | 3                                                                                                                                                                                         |
| Тип і переріз проводу:                                  | АСК–120/19                                                                                                                                                                               | АС–240/32                                                                                                                                                                                 |
| Активний питомий опір:                                  | 0,244 Ом/км;                                                                                                                                                                             | 0,118 Ом/км.                                                                                                                                                                              |
| Опір ділянки:                                           | $r'_{01} = r'_{01} \cdot L_{01} =$<br>$0,244 \cdot 28,284 = 6,901 \text{ Ом};$                                                                                                           | $r''_{01} = r''_{01} \cdot L_{01} =$<br>$0,118 \cdot 28,284 = 3,338 \text{ Ом}.$                                                                                                          |
| Вартість одного кілометра лінії:                        | 1943 тис.грн/км;                                                                                                                                                                         | 2252 тис.грн/км.                                                                                                                                                                          |
| Капіталовкладення в ПЛ:                                 | $K'_{01} = K_{1 \times 120} \cdot L_{01} =$<br>$1943 \cdot 28,284 = 54957 \text{ тис.грн};$                                                                                              | $K''_{01} = K_{1 \times 240} \cdot L_{01} =$<br>$2252 \cdot 28,284 = 63718 \text{ тис.грн}.$                                                                                              |
| Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонту ПЛ: | $I'_{e01} = K'_{01} \cdot H_e =$<br>$= 54957 \cdot 0,012 =$<br>$= 659,49 \text{ тис.грн};$                                                                                               | $I''_{e01} = K''_{01} \cdot H_e =$<br>$= 63718 \cdot 0,012 =$<br>$= 764,626 \text{ тис.грн}.$                                                                                             |
| Втрати активної потужності в опорах ПЛ:                 | $\Delta P'_{\Sigma 01} = \frac{ S'_{01} ^2}{U_n^2} \cdot r'_{01} =$<br>$= \frac{40,606^2}{110^2} \cdot 6,901 =$<br>$= 940,416 \text{ кВт};$                                              | $\Delta P''_{\Sigma 01} = \frac{ S'_{01} ^2}{U_n^2} \cdot r''_{01} =$<br>$= \frac{40,606^2}{110^2} \cdot 3,338 =$<br>$= 454,791 \text{ кВт}.$                                             |
| Постійні втрати активної енергії:                       | $\Delta A'_{пост01} = n_{\text{л}} \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot L_{01} \cdot T_{\text{вкл}} =$<br>$= 1 \cdot 0,08 \cdot 28,284 \cdot 8760 =$<br>$= 19821 \text{ кВт} \cdot \text{год};$ | $\Delta A''_{пост01} = n_{\text{л}} \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot L_{01} \cdot T_{\text{вкл}} =$<br>$= 1 \cdot 0,08 \cdot 28,284 \cdot 8760 =$<br>$= 19821 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$ |
| Змінні втрати активної енергії:                         | $\Delta A'_{зм01} = \Delta P'_{\Sigma 01} \cdot \tau =$<br>$= 940,416 \cdot 2886,21 =$<br>$= 2714238 \text{ кВт} \cdot \text{год};$                                                      | $\Delta A''_{зм01} = \Delta P''_{\Sigma 01} \cdot \tau =$<br>$= 454,791 \cdot 2886,21 =$<br>$= 1312623 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$                                                     |
| Витрати на покриття втрат активної енергії:             | $I'_{втр01} = 3'_e \cdot \Delta A'_{пост01} + 3''_e \cdot \Delta A'_{зм01}$<br>$= 97,76 \cdot 19821 + 122,2 \cdot 2714238$<br>$= 3336,177 \text{ тис.грн};$                              | $I''_{втр01} = 3'_e \cdot \Delta A''_{пост01} + 3''_e \cdot \Delta A''_{зм01}$<br>$= 97,76 \cdot 19821 + 122,2 \cdot 1312623$<br>$= 1623,403 \text{ тис.грн}.$                            |
| Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ:                | $I'_{01} = I'_{e01} + I'_{втр01} =$<br>$= 659,49 + 3336,177 =$<br>$= 3995,666 \text{ тис.грн};$                                                                                          | $I''_{01} = I''_{e01} + I''_{втр01} =$<br>$= 764,626 + 1623,403 =$<br>$= 2388,029 \text{ тис.грн}.$                                                                                       |

Продовження таблиці 1.8

| 1                                               | 2                                                                                                              | 3                                                                                                                   |
|-------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Значення функції сумарних дисконтованих витрат: | $Z'_{01} = K'_{01} + \frac{I'_{01}}{E} =$ $= 54957,47 + \frac{3995,666}{0,1} =$ $= 94914,133 \text{ тис.грн};$ | $Z''_{01} = K''_{01} + \frac{I''_{01}}{E} =$ $= 63718,806 + \frac{2388,029}{0,1} =$ $= 87599,097 \text{ тис.грн} .$ |

Як бачимо з розрахунків, для ділянки 0-1 оптимальнішим є варіант спорудження повітряної лінії типу АС–240/32, який і приймаємо до подальшого розгляду.

Для інших ділянок розрахунок виконується аналогічно, результати наведемо в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

| Ділянка | Переріз і тип проводу | $r$ , Ом | $\Delta P$ , кВт | $K$ , тис.грн | $I_e$ , тис.грн | $I_{втр}$ , тис.грн | $I$ , тис.грн | $Z$ , тис.грн |
|---------|-----------------------|----------|------------------|---------------|-----------------|---------------------|---------------|---------------|
| 1       | 2                     | 3        | 4                | 5             | 6               | 7                   | 8             | 9             |
| 0-1     | АСК–120/19            | 6.901    | 940.416          | 54957.47      | 659.49          | 3336.177            | 3995.666      | 94914         |
|         | АС–240/32             | 3.338    | 454.791          | 63718.806     | 764.626         | 1623.403            | 2388.029      | 87599         |
| 0-4     | АС–240/32             | 2.639    | 782.363          | 50374.139     | 604.49          | 2774.672            | 2774.672      | 84165         |
|         | 2хАС–240/32           | 1.319    | 391.181          | 71783.149     | 861.398         | 1410.315            | 2271.713      | 94500         |
| 3-4     | АС–70/11              | 9.436    | 98.135           | 39669.635     | 476.036         | 361.435             | 837.47        | 48044         |
| 1-3     | АС–70/11              | 13.345   | 215.166          | 56101.336     | 673.216         | 780.543             | 1453.759      | 70638         |
| 4-5     | АСК–120/19            | 3.451    | 210.481          | 27478.735     | 329.745         | 752.045             | 1081.79       | 38296         |
|         | АС–240/32             | 1.669    | 101.79           | 31859.403     | 382.313         | 368.697             | 751.01        | 39369         |
| 5-6     | АС–70/11              | 8.44     | 244.816          | 35481.6       | 425.779         | 877.154             | 1302.934      | 48510         |
|         | АСК–120/19            | 4.88     | 141.552          | 38860.8       | 466.33          | 512.949             | 979.279       | 48653         |
| 6-7     | АС–70/11              | 5.968    | 1.946            | 25089.28      | 301.071         | 16.553              | 317.624       | 28265         |

Продовження таблиці 1.9

| 1    | 2               | 3      | 4       | 5         | 6       | 7        | 8        | 9      |
|------|-----------------|--------|---------|-----------|---------|----------|----------|--------|
| 7-8  | АС–<br>70/11    | 9.436  | 196.862 | 39669.635 | 476.036 | 709.64   | 1185.676 | 51526  |
|      | АСК–<br>120/19  | 5.456  | 113.825 | 43447.695 | 521.372 | 416.775  | 938.147  | 52829  |
| 8-9  | АСК–<br>120/19  | 5.456  | 346.863 | 43447.695 | 521.372 | 1238.687 | 1760.059 | 61048  |
|      | АС–<br>240/32   | 2.639  | 167.745 | 50374.139 | 604.49  | 606.948  | 1211.437 | 62488  |
| 0-9  | АС–<br>240/32   | 2.639  | 577.619 | 50374.139 | 604.49  | 2052.552 | 2657.042 | 76944  |
|      | 2хАС–<br>240/32 | 1.319  | 288.81  | 71783.149 | 861.398 | 1049.255 | 1910.653 | 90889  |
| 9-10 | АС–<br>70/11    | 24.607 | 135.30  | 103445.7  | 1241.3  | 517.17   | 1758.52  | 121030 |
| 2-10 | АС–<br>70/11    | 21.1   | 0.134   | 88704     | 1064.4  | 34.726   | 1099.174 | 99695  |
| 1-2  | АС–<br>70/11    | 13.345 | 237.561 | 56101.336 | 673.216 | 859.529  | 1532.746 | 71428  |
|      | АСК–<br>120/19  | 7.716  | 137.357 | 61444.32  | 737.332 | 506.117  | 1243.449 | 73878  |

Наближене значення сумарних втрат активної потужності в опорах лінії:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma 1} = & \Delta P''_{\Sigma 01} + \Delta P'_{\Sigma 04} + \Delta P'_{\Sigma 34} + \Delta P'_{\Sigma 13} + \Delta P'_{\Sigma 45} + \Delta P'_{\Sigma 56} + \Delta P'_{\Sigma 67} + \Delta P'_{\Sigma 78} + \Delta P'_{\Sigma 89} + \\ & + \Delta P'_{\Sigma 09} + \Delta P'_{\Sigma 9-10} + \Delta P'_{\Sigma 2-10} + \Delta P'_{\Sigma 12} = 454,791 + 782,363 + 98,135 + 215,166 + \\ & + 210,481 + 244,816 + 1,946 + 196,862 + 346,863 + 577,619 + 135,309 + 0,134 + \\ & + 237,561 = 3502,044 \text{ кВт} . \end{aligned}$$

Сумарна довжина ліній:

$$\begin{aligned} L_{\Sigma 1} = & L_{01} + L_{04} + L_{34} + L_{13} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{78} + L_{89} + L_{09} + L_{9-10} + L_{2-10} + L_{12} = \\ = & 28,284 + 22,361 + 22,361 + 31,623 + 14,142 + 20 + 14,142 + 22,361 + 22,361 + \\ & + 22,361 + 58,31 + 50 + 31,623 = 359,927 \text{ км} . \end{aligned}$$

Сумарні капіталовкладення в повітряні лінії:

$$\begin{aligned} K_{\Sigma nl} = & K''_{01} + K'_{04} + K'_{34} + K'_{13} + K'_{45} + K'_{56} + K'_{67} + K'_{78} + K'_{89} + K'_{09} + K'_{9-10} + \\ & + K'_{2-10} + K'_{12} = 63718,806 + 50374,139 + 39669,635 + 56101,336 + \\ & + 27478,735 + 35481,6 + 25089,28 + 39669,635 + 43447,695 + 50374,139 + \\ & + 103445,751 + 88704 + 56101,336 = 679656,087 \text{ тис.грн} . \end{aligned}$$

Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти ПЛ:

$$I_{e\Sigma 1} = K_{\Sigma nl} \cdot H_e = 679656,087 \cdot 0,012 = 8155,873 \text{ тис.грн} .$$

Постійні і змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{\text{посм}\Sigma 1} = \Delta P_{\kappa} \cdot L_{\Sigma 1} \cdot T_{\text{вкл}} = 0,08 \cdot 359,927 \cdot 8760 = 252236,851 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{\text{зм}\Sigma 1} = \Delta P_{\Sigma 1} \cdot \tau = 3502,044 \cdot 2886,21 = 10107633,563 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Витрати на покриття втрат активної енергії в ПЛ:

$$I_{\text{впр}\Sigma 1} = 3'_e \cdot \Delta A_{\text{посм}\Sigma 1} + 3''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}\Sigma 1} = 97,76 \cdot 252236,851 + 122,2 \cdot 10107633,563 = \\ = 12598,115 \text{ тис.грн}.$$

Сумарні щорічні витрати на утримання повітряних ліній:

$$I_{\Sigma \text{пл}} = I_{\Sigma 1} + I_{\text{впр}\Sigma 1} = 8155,873 + 12598,115 = 20753,988 \text{ тис.грн}.$$

### 1.5.2 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 2

Розрахунок вибору перерізів і марок проводів виконується аналогічно варіанту № 1. Отримані результати розрахунків наведемо в табл. 1.10, 1.11 і 1.12.

Таблиця 1.10 – Струми і розрахункові перерізи за ділянками ПЛ

| Ділянка | Струм, А | Переріз, мм <sup>2</sup> |
|---------|----------|--------------------------|
| 0-1     | 247.684  | 230.918                  |
| 0-5     | 280.525  | 261.536                  |
| 4-5     | 130.135  | 121.327                  |
| 3-4     | 17.224   | 16.058                   |
| 1-3     | 114.968  | 107.186                  |
| 0-9     | 269.432  | 251.194                  |
| 8-9     | 137.775  | 128.449                  |
| 7-8     | 75.593   | 70.477                   |
| 6-7     | 18.215   | 16.982                   |
| 5-6     | 106.128  | 98.945                   |
| 9-10    | 49.91    | 46.532                   |
| 2-10    | 5.645    | 5.263                    |
| 1-2     | 69.935   | 65.201                   |

Таблиця 1.11 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

| Ділянка | Переріз і тип проводу | $r$ , Ом | $\Delta P$ , кВт | $K$ , тис.грн | $I_e$ , тис.грн | $I_{emp}$ , тис.грн | $I$ , тис.грн | $З$ , тис.грн |
|---------|-----------------------|----------|------------------|---------------|-----------------|---------------------|---------------|---------------|
| 1       | 2                     | 3        | 4                | 5             | 6               | 7                   | 8             | 9             |
| 0-1     | АСК–120/19            | 6.901    | 1270.13          | 54957.47      | 659.49          | 4499.082            | 5158.57       | 106543        |
|         | АС–240/32             | 3.338    | 614.24           | 63718.806     | 764.626         | 2185.792            | 2950.41       | 93222         |
| 0-5     | АС–240/32             | 3.54     | 835.73           | 67584         | 811.008         | 2968.13             | 3779.13       | 105375        |
|         | 2хАС–240/32           | 1.77     | 417.86           | 96307.2       | 1155.686        | 1514.895            | 2670.58       | 123013        |
| 4-5     | АСК–120/19            | 3.451    | 175.31           | 27478.735     | 329.745         | 628.012             | 957.757       | 37056         |
|         | АС–240/32             | 1.669    | 84.783           | 31859.403     | 382.313         | 308.714             | 691.027       | 38769         |
| 3-4     | АС–70/11              | 9.436    | 8.398            | 39669.635     | 476.036         | 44.939              | 520.975       | 44879         |
| 1-3     | АС–70/11              | 13.345   | 529.16           | 56101.336     | 673.216         | 1887.994            | 2561.21       | 81713         |
|         | АСК–120/19            | 7.716    | 305.96           | 61444.32      | 737.332         | 1100.775            | 1838.1        | 79825         |
| 0-9     | АС–240/32             | 2.639    | 574.62           | 50374.139     | 604.49          | 2041.999            | 2646.48       | 76839         |
|         | 2хАС–240/32           | 1.319    | 287.31           | 71783.149     | 861.398         | 1043.978            | 1905.37       | 90836         |
| 8-9     | АСК–120/19            | 5.456    | 310.69           | 43447.695     | 521.372         | 1111.132            | 1632.5        | 59772         |
|         | АС–240/32             | 2.639    | 150.25           | 50374.139     | 604.49          | 545.261             | 1149.75       | 61871         |
| 7-8     | АС–70/11              | 9.436    | 161.76           | 39669.635     | 476.036         | 585.858             | 1061.89       | 50288         |
|         | АСК–120/19            | 5.456    | 93.533           | 43447.695     | 521.372         | 345.204             | 866.577       | 52113         |
| 6-7     | АС–70/11              | 5.968    | 5.94             | 25089.28      | 301.071         | 30.64               | 331.712       | 28406         |
| 5-6     | АС–70/11              | 8.44     | 285.18           | 35481.6       | 425.779         | 1019.535            | 1445.31       | 49934         |
|         | АСК–120/19            | 4.88     | 164.89           | 38860.8       | 466.33          | 595.273             | 1061.6        | 49476         |
| 9-10    | АС–70/11              | 24.607   | 183.88           | 103445.751    | 1241.349        | 688.509             | 1929.85       | 122744        |

Продовження таблиці 1.11

| 1    | 2        | 3      | 4      | 5         | 6        | 7       | 8       | 9     |
|------|----------|--------|--------|-----------|----------|---------|---------|-------|
| 2-10 | АС–70/11 | 21.1   | 2.017  | 88704     | 1064.448 | 41.369  | 1105.81 | 99762 |
| 1-2  | АС–70/11 | 13.345 | 195.80 | 56101.336 | 673.216  | 712.248 | 1385.46 | 69955 |

Таблиця 1.12 – Сумарні показники ПЛ

| $\Delta P_{\Sigma 2}$ , кВт | $L_{\Sigma 2}$ , км | $K_{\Sigma пл 2}$ , тис.грн | $I_{e\Sigma 2}$ , тис.грн | $\Delta A_{пост\Sigma 2}$ , кВт·год | $\Delta A_{зм\Sigma 2}$ , кВт·год | $I_{втр\Sigma 2}$ , тис.грн | $I_{\Sigma пл 2}$ , тис.грн |
|-----------------------------|---------------------|-----------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 3539.28                     | 367.566             | 705588.132                  | 8467.058                  | 257590                              | 10215103                          | 12734                       | 21201                       |

### 1.5.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 3

Розрахунок вибору перерізів і марок проводів виконується аналогічно варіанту № 1, тому отримані результати наведемо в табл. 1.13, 1.14 і 1.15.

Таблиця 1.13 – Струми і розрахункові перерізи за ділянками ПЛ

| Ділянка | Струм, А | Переріз, мм <sup>2</sup> |
|---------|----------|--------------------------|
| 0-4     | 346.391  | 322.944                  |
| 3-4     | 101.01   | 94.172                   |
| 1-3     | 31.179   | 29.068                   |
| 1-2     | 93.96    | 87.6                     |
| 0-2     | 191.221  | 178.278                  |
| 4-5     | 132.467  | 123.5                    |
| 0-9     | 260.027  | 242.426                  |
| 8-9     | 155.698  | 145.159                  |
| 7-8     | 93.516   | 87.186                   |
| 6-7     | 0.74     | 0.69                     |
| 5-6     | 88.206   | 82.235                   |
| 9-10    | 22.584   | 21.055                   |
| 2-10    | 21.683   | 20.215                   |

Таблиця 1.14 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

| Ділянка | Переріз і тип проводу | $r$ , Ом | $\Delta P$ , кВт | $K$ , тис.грн | $I_e$ , тис.грн | $I_{втр}$ , тис.грн | $I$ , тис.грн | $З$ , тис.грн |
|---------|-----------------------|----------|------------------|---------------|-----------------|---------------------|---------------|---------------|
| 1       | 2                     | 3        | 4                | 5             | 6               | 7                   | 8             | 9             |
| 0-4     | АС–240/32             | 2.639    | 949.778          | 50374.139     | 604.49          | 3365.13             | 3969.62       | 90070         |
|         | 2хАС–240/32           | 1.319    | 474.889          | 71783.149     | 861.398         | 1705.54             | 2566.94       | 97452         |
| 4-3     | АС–70/11              | 9.436    | 288.832          | 39669.635     | 476.036         | 1034.01             | 1510.04       | 54770         |
|         | АСК–120/19            | 5.456    | 167.002          | 43447.695     | 521.372         | 604.328             | 1125.7        | 54704         |
| 3-1     | АС–70/11              | 13.345   | 38.918           | 56101.336     | 673.216         | 158.925             | 832.141       | 64422         |
| 2-1     | АС–70/11              | 13.345   | 353.443          | 56101.336     | 673.216         | 1268.23             | 1941.45       | 75515         |
|         | АСК–120/19            | 7.716    | 204.36           | 61444.32      | 737.332         | 742.433             | 1479.76       | 76241         |
| 0-2     | АСК–120/19            | 7.716    | 846.416          | 61444.32      | 737.332         | 3006.93             | 3744.26       | 98886         |
|         | АС–240/32             | 3.731    | 409.332          | 71239.791     | 854.877         | 1465.35             | 2320.23       | 94442         |
| 4-5     | АСК–120/19            | 3.451    | 181.652          | 27478.735     | 329.745         | 650.365             | 980.11        | 37279         |
|         | АС–240/32             | 1.669    | 87.848           | 31859.403     | 382.313         | 319.524             | 701.837       | 38877         |
| 0-9     | АС–240/32             | 2.639    | 535.213          | 50374.139     | 604.49          | 1902.98             | 2507.47       | 75448         |
|         | 2хАС–240/32           | 1.319    | 267.606          | 71783.149     | 861.398         | 974.473             | 1835.87       | 90141         |
| 9-8     | АСК–120/19            | 5.456    | 396.789          | 43447.695     | 521.372         | 1414.77             | 1936.14       | 62809         |
|         | АС–240/32             | 2.639    | 191.89           | 50374.139     | 604.49          | 692.105             | 1296.59       | 63340         |
| 8-7     | АС–70/11              | 9.436    | 247.567          | 39669.635     | 476.036         | 1261.89             | 1737.93       | 57048         |
|         | АСК–120/19            | 5.456    | 143.143          | 43447.695     | 521.372         | 520.177             | 1041.55       | 53863         |
| 7-6     | АС–70/11              | 5.968    | 0.01             | 25089.28      | 301.071         | 9.723               | 310.795       | 28197         |

Продовження таблиці 1.14

| 1    | 2              | 3      | 4       | 5          | 6        | 7       | 8       | 9      |
|------|----------------|--------|---------|------------|----------|---------|---------|--------|
| 6-5  | АС–<br>70/11   | 8.44   | 196.997 | 35481.6    | 425.779  | 708.5   | 1134.27 | 46824  |
|      | АСК–<br>120/19 | 4.88   | 113.903 | 38860.8    | 466.33   | 415.433 | 881.763 | 47678  |
| 9-10 | АС–<br>70/11   | 24.607 | 37.651  | 103445.751 | 1241.349 | 172.742 | 1414.09 | 117586 |
| 2-10 | АС–<br>70/11   | 21.1   | 34.705  | 88704      | 1064.448 | 156.658 | 1221.1  | 100915 |

Таблиця 1.15 – Сумарні показники ПЛ

| $\Delta P_{\Sigma 3}$ ,<br>кВт | $L_{\Sigma 3}$ , км | $K_{\Sigma пл 3}$ ,<br>тис.грн | $I_{e \Sigma 3}$ ,<br>тис.грн | $\Delta A_{ном \Sigma 3}$ ,<br>кВт·год | $\Delta A_{зм \Sigma 3}$ ,<br>кВт·год | $I_{втр \Sigma 3}$ ,<br>тис.грн | $I_{\Sigma пл 3}$ ,<br>тис.грн |
|--------------------------------|---------------------|--------------------------------|-------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| 3444.633                       | 363.266             | 694733.193                     | 8336.798                      | 254576                                 | 9941932                               | 12397                           | 20734                          |

#### 1.5.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 4

Розрахунок вибору перерізів і марок проводів виконується аналогічно варіанту № 1, тому отримані результати наведемо в табл. 1.16, 1.17 і 1.18.

Таблиця 1.16 – Струми і розрахункові перерізи за ділянками ПЛ

| Ділянка | Струм, А | Переріз, мм <sup>2</sup> |
|---------|----------|--------------------------|
| 0-4     | 347.52   | 323.997                  |
| 3-4     | 107.233  | 99.975                   |
| 1-3     | 24.955   | 23.266                   |
| 1-2     | 87.736   | 81.797                   |
| 0-2     | 208.868  | 194.73                   |
| 4-5     | 127.371  | 118.75                   |
| 0-9     | 241.252  | 224.922                  |
| 8-9     | 159.501  | 148.705                  |
| 7-8     | 98.612   | 91.937                   |
| 6-7     | 4.852    | 4.524                    |
| 5-6     | 83.11    | 77.484                   |
| 2-10    | 45.553   | 42.47                    |
| 8-10    | 1.373    | 1.28                     |

Таблиця 1.17 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

| Ділянка | Переріз і тип проводу | $r$ , Ом | $\Delta P$ , кВт | $K$ , тис.грн | $I_e$ , тис.грн | $I_{втр}$ , тис.грн | $I$ , тис.грн | $З$ , тис.грн |
|---------|-----------------------|----------|------------------|---------------|-----------------|---------------------|---------------|---------------|
| 1       | 2                     | 3        | 4                | 5             | 6               | 7                   | 8             | 9             |
| 0-4     | АС–240/32             | 2.639    | 955.977          | 50374.139     | 604.49          | 3386.99             | 3991.4        | 90289         |
|         | 2хАС–240/32           | 1.319    | 477.988          | 71783.149     | 861.398         | 1716.47             | 2577.8        | 97561         |
| 4-3     | АС–70/11              | 9.436    | 325.521          | 39669.635     | 476.036         | 1163.41             | 1639.4        | 56064         |
|         | АСК–120/19            | 5.456    | 188.216          | 43447.695     | 521.372         | 679.147             | 1200.5        | 55452         |
| 3-1     | АС–70/11              | 13.345   | 24.931           | 56101.336     | 673.216         | 109.595             | 782.81        | 63929         |
| 2-1     | АС–70/11              | 13.345   | 308.169          | 56101.336     | 673.216         | 1108.56             | 1781.7        | 73919         |
|         | АСК–120/19            | 7.716    | 178.183          | 61444.32      | 737.332         | 650.108             | 1387.4        | 75318         |
| 0-2     | АСК–120/19            | 7.716    | 1009.846         | 61444.32      | 737.332         | 3583.33             | 4320.6        | 104651        |
|         | АС–240/32             | 3.731    | 488.368          | 71239.791     | 854.877         | 1744.11             | 2598.9        | 97229         |
| 4-5     | АС–70/11              | 5.968    | 290.463          | 25089.28      | 301.071         | 1034.13             | 1335.2        | 38441         |
|         | АСК–120/19            | 3.451    | 167.945          | 27478.735     | 329.745         | 602.024             | 931.76        | 36796         |
| 0-9     | АСК–120/19            | 5.456    | 952.661          | 43447.695     | 521.372         | 3375.30             | 3896.6        | 82414         |
|         | АС–240/32             | 2.639    | 460.713          | 50374.139     | 604.49          | 1640.23             | 2244.7        | 72821         |
| 9-8     | АСК–120/19            | 5.456    | 416.414          | 43447.695     | 521.372         | 1483.98             | 2005.3        | 63501         |
|         | АС–240/32             | 2.639    | 201.38           | 50374.139     | 604.49          | 725.578             | 1330          | 63674         |
| 8-7     | АС–70/11              | 9.436    | 275.28           | 39669.635     | 476.036         | 1102.21             | 1578.2        | 55452         |
|         | АСК–120/19            | 5.456    | 159.167          | 43447.695     | 521.372         | 576.693             | 1098          | 54428         |
| 7-6     | АС–70/11              | 5.968    | 0.422            | 25089.28      | 301.071         | 11.175              | 312.24        | 28211         |

Продовження таблиці 1.17

| 1    | 2              | 3      | 4       | 5          | 6        | 7       | 8      | 9      |
|------|----------------|--------|---------|------------|----------|---------|--------|--------|
| 6-5  | АС–<br>70/11   | 8.44   | 174.892 | 35481.6    | 425.779  | 630.536 | 1056.3 | 46044  |
|      | АСК–<br>120/19 | 4.88   | 101.122 | 38860.8    | 466.33   | 370.355 | 836.68 | 47227  |
| 8-10 | АС–<br>70/11   | 25.669 | 0.145   | 107913.073 | 1294.957 | 42.185  | 1337.1 | 121284 |
| 2-10 | АС–<br>70/11   | 21.1   | 153.183 | 88704      | 1064.448 | 574.523 | 1638.9 | 105093 |

Таблиця 1.18 – Сумарні показники ПЛ

| $\Delta P_{\Sigma 4}$ ,<br>кВт | $L_{\Sigma 4}$ , км | $K_{\Sigma пл 4}$ ,<br>тис.грн | $I_{e \Sigma 4}$ ,<br>тис.грн | $\Delta A_{пост \Sigma 4}$ ,<br>кВт·год | $\Delta A_{зм \Sigma 4}$ ,<br>кВт·год | $I_{втр \Sigma 4}$ ,<br>тис.грн | $I_{\Sigma пл 4}$ ,<br>тис.грн |
|--------------------------------|---------------------|--------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| 3498.542                       | 365.784             | 699200.515                     | 8390.406                      | 256341                                  | 10097524                              | 12589                           | 20980                          |

### 1.5.5 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 5

Розрахунок вибору перерізів і марок проводів виконується аналогічно варіанту № 1, тому отримані результати наведемо в табл. 1.19, 1.20 і 1.21.

Таблиця 1.19 – Струми і розрахункові перерізи за ділянками ПЛ

| Ділянка | Струм, А | Переріз, мм <sup>2</sup> |
|---------|----------|--------------------------|
| 0-5     | 285.485  | 266.161                  |
| 4-5     | 134.621  | 125.509                  |
| 3-5     | 21.708   | 20.239                   |
| 1-3     | 110.482  | 103.004                  |
| 0-1     | 263.749  | 245.896                  |
| 0-9     | 248.405  | 231.591                  |
| 8-9     | 166.655  | 155.374                  |
| 7-8     | 75.119   | 70.034                   |
| 6-7     | 18.686   | 17.421                   |
| 5-6     | 106.603  | 99.387                   |
| 1-2     | 90.486   | 84.361                   |
| 8-10    | 29.361   | 27.374                   |
| 2-10    | 14.907   | 13.898                   |

Таблиця 1.20 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

| Ділянка | Переріз і тип проводу | $r$ , Ом | $\Delta P$ , кВт | $K$ , тис.грн | $I_e$ , тис.грн | $I_{втр}$ , тис.грн | $I$ , тис.грн | $З$ , тис.грн |
|---------|-----------------------|----------|------------------|---------------|-----------------|---------------------|---------------|---------------|
| 1       | 2                     | 3        | 4                | 5             | 6               | 7                   | 8             | 9             |
| 0-5     | АС–240/32             | 3.54     | 865.548          | 67584         | 811.008         | 3073.29             | 3884.3        | 106427        |
|         | 2хАС–240/32           | 1.77     | 432.774          | 96307.2       | 1155.686        | 1567.47             | 2723.1        | 123538        |
| 5-4     | АСК–120/19            | 3.451    | 187.608          | 27478.735     | 329.745         | 671.373             | 1001.1        | 37489         |
|         | АС–240/32             | 1.669    | 90.729           | 31859.403     | 382.313         | 329.684             | 711.99        | 38979         |
| 4-3     | АС–70/11              | 9.436    | 13.34            | 39669.635     | 476.036         | 62.369              | 538.4         | 45053         |
| 3-1     | АС–70/11              | 13.345   | 488.675          | 56101.336     | 673.216         | 1745.19             | 2418.4        | 80285         |
|         | АСК–120/19            | 7.716    | 282.552          | 61444.32      | 737.332         | 1018.21             | 1755.5        | 78999         |
| 0-1     | АС–240/32             | 3.338    | 696.516          | 63718.806     | 764.626         | 2475.95             | 3240.5        | 96124         |
|         | 2хАС–240/32           | 1.669    | 348.258          | 90799.299     | 1089.592        | 1267.04             | 2356.6        | 114365        |
| 0-9     | АСК–120/19            | 5.456    | 1009.992         | 43447.695     | 521.372         | 3577.51             | 4098.8        | 84436         |
|         | АС–240/32             | 2.639    | 488.439          | 50374.139     | 604.49          | 1738.01             | 2342.5        | 73799         |
| 9-8     | АСК–120/19            | 5.456    | 454.601          | 43447.695     | 521.372         | 1618.67             | 2140          | 64848         |
|         | АС–240/32             | 2.639    | 219.848          | 50374.139     | 604.49          | 790.712             | 1395.2        | 64326         |
| 8-7     | АС–70/11              | 9.436    | 159.74           | 39669.635     | 476.036         | 1102.21             | 1578.2        | 55452         |
|         | АСК–120/19            | 5.456    | 92.361           | 43447.695     | 521.372         | 341.073             | 862.44        | 52072         |
| 7-6     | АС–70/11              | 5.968    | 6.251            | 25089.28      | 301.071         | 31.737              | 332.8         | 28417         |
| 6-5     | АС–70/11              | 8.44     | 287.739          | 35481.6       | 425.779         | 1028.54             | 1454.3        | 50024         |
|         | АСК–120/19            | 4.88     | 166.37           | 38860.8       | 466.33          | 600.482             | 1066.8        | 49528         |

Продовження таблиці 1.20

| 1        | 2              | 3     | 4       | 5          | 6        | 7       | 8      | 9      |
|----------|----------------|-------|---------|------------|----------|---------|--------|--------|
| 1-2      | АС–<br>70/11   | 13.34 | 327.789 | 56101.336  | 673.216  | 1177.75 | 1850.9 | 74611  |
|          | АСК–<br>120/19 | 7.716 | 189.527 | 61444.32   | 737.332  | 690.117 | 1427.4 | 75718  |
| 8-<br>10 | АС–<br>70/11   | 25.66 | 66.387  | 107913.073 | 1294.957 | 275.815 | 1570.7 | 123620 |
| 2-<br>10 | АС–<br>70/11   | 21.1  | 16.404  | 88704      | 1064.448 | 92.111  | 1156.5 | 100269 |

Таблиця 1.21 – Сумарні показники ПЛ

| $\Delta P_{\Sigma 5}$ , кВт | $L_{\Sigma 5}$ , км | $K_{\Sigma пл5}$ ,<br>тис.грн | $I_{e\Sigma 5}$ ,<br>тис.грн | $\Delta A_{пост\Sigma 5}$ ,<br>кВт·год | $\Delta A_{зм\Sigma 5}$ ,<br>кВт·год | $I_{втр\Sigma 5}$ ,<br>тис.грн | $I_{\Sigma пл5}$ ,<br>тис.грн |
|-----------------------------|---------------------|-------------------------------|------------------------------|----------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| 3429.414                    | 370.084             | 720759.959                    | 8649.12                      | 259355                                 | 9898006                              | 12348                          | 20998                         |

## 1.6 Вибір схем підстанцій і капіталовкладення в РП 110 кВ

Для прохідних підстанцій обираємо схему 110-3, тобто, місток з вимикачами в ланцюгах лінії і ремонтною перемичкою з боку лінії, або схему 110-4 (місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів). Для вузлових підстанцій використаємо схему 110-6 з однією секціонованою системою шин та з обхідною системою шин [2, 5].

Вибір схем розподільного пристрою 110 кВ та техніко-економічне порівняння вартості ПС наведемо у вигляді таблиці табл. 1.22

Таблиця 1.22 – Техніко-економічне порівняння вартості підстанцій

| Пункт № | Кількість і тип трансформаторів | Варіант №1                          |                                         | Варіант №2                          |                                         |
|---------|---------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------|
|         |                                 | Схема розподільного пристрою 110 кВ | Вартість підстанції $K_{nc}$ , тис. грн | Схема розподільного пристрою 110 кВ | Вартість підстанції $K_{nc}$ , тис. грн |
| 1       | 2                               | 3                                   | 4                                       | 5                                   | 6                                       |
| 1       | 2хТДТН-10000/110                | 110-6(3)                            | 104192                                  | 110-6(3)                            | 104192                                  |

Продовження таблиці 1.22

| 1                          | 2                | 3            | 4       | 5            | 6       |
|----------------------------|------------------|--------------|---------|--------------|---------|
| 2                          | 2хТДТН-16000/110 | 110-3, 110-4 | 82790.4 | 110-3, 110-4 | 82790.4 |
| 3                          | 2хТДТН-25000/110 | 110-3, 110-4 | 89548.8 | 110-3, 110-4 | 89548.8 |
| 4                          | 2хТДТН-16000/110 | 110-6(3)     | 109824  | 110-3, 110-4 | 82790.4 |
| 5                          | 2хТМН-6300/110   | 110-3, 110-4 | 62515.2 | 110-6(3)     | 89548.8 |
| 6                          | 2хТДТН-16000/110 | 110-3, 110-4 | 82790.4 | 110-3, 110-4 | 82790.4 |
| 7                          | 2хТДТН-16000/110 | 110-3, 110-4 | 82790.4 | 110-3, 110-4 | 82790.4 |
| 8                          | 2хТДТН-10000/110 | 110-3, 110-4 | 77158.4 | 110-3, 110-4 | 77158.4 |
| 9                          | 2хТДТН-16000/110 | 110-6(3)     | 109824  | 110-6(3)     | 109824  |
| 10                         | 2хТМН-6300/110   | 110-3, 110-4 | 62515.2 | 110-3, 110-4 | 62515.2 |
| $K_{\Sigma nc}$ , тис. грн |                  | 863948.8     |         | 863948.8     |         |
| Пункт №                    |                  | Варіант №3   |         | Варіант №4   |         |
| 1                          |                  | 110-3, 110-4 | 77158.4 | 110-3, 110-4 | 77158.4 |
| 2                          |                  | 110-6(3)     | 109824  | 110-6(3)     | 109824  |
| 3                          |                  | 110-3, 110-4 | 89548.8 | 110-3, 110-4 | 89548.8 |
| 4                          |                  | 110-6(3)     | 109824  | 110-6(3)     | 89548.8 |
| 5                          |                  | 110-3, 110-4 | 62515.2 | 110-3, 110-4 | 62515.2 |
| 6                          |                  | 110-3, 110-4 | 82790.4 | 110-3, 110-4 | 82790.4 |
| 7                          |                  | 110-3, 110-4 | 82790.4 | 110-3, 110-4 | 82790.4 |
| 8                          |                  | 110-3, 110-4 | 77158.4 | 110-6(3)     | 104192  |
| 9                          |                  | 110-6(3)     | 109824  | 110-3, 110-4 | 82790.4 |
| 10                         |                  | 110-3, 110-4 | 62515.2 | 110-3, 110-4 | 62515.2 |
| $K_{\Sigma nc}$ , тис. грн |                  | 863948.8     |         | 863948.8     |         |
| Пункт №                    |                  | Варіант №5   |         | -            |         |
| 1                          |                  | 110-6(3)     | 104192  | -            | -       |
| 2                          |                  | 110-3, 110-4 | 82790.4 | -            | -       |
| 3                          |                  | 110-3, 110-4 | 89548.8 | -            | -       |
| 4                          |                  | 110-3, 110-4 | 82790.4 | -            | -       |
| 5                          |                  | 110-6(3)     | 89548.8 | -            | -       |
| 6                          |                  | 110-3, 110-4 | 82790.4 | -            | -       |
| 7                          |                  | 110-3, 110-4 | 82790.4 | -            | -       |
| 8                          |                  | 110-6(3)     | 104192  | -            | -       |
| 9                          |                  | 110-3, 110-4 | 82790.4 | -            | -       |
| 10                         |                  | 110-3, 110-4 | 62515.2 | -            | -       |
| $K_{\Sigma nc}$ , тис. грн |                  | 863948.8     |         | -            |         |

Розрахуємо сумарні щорічні витрати на утримання підстанцій для п'яти варіантів:

$$I_{\Sigma nc1} = K_{\Sigma nc1} \cdot H_{nc} = 863948,8 \cdot 0,024 = 20734,771 \text{ тис.грн} ;$$

$$I_{\Sigma nc2} = K_{\Sigma nc2} \cdot H_{nc} = 863948,8 \cdot 0,024 = 20734,771 \text{ тис.грн} ;$$

$$I_{\Sigma nc3} = K_{\Sigma nc3} \cdot H_{nc} = 863948,8 \cdot 0,024 = 20734,771 \text{ тис.грн} ;$$

$$I_{\Sigma nc4} = K_{\Sigma nc4} \cdot H_{nc} = 863948,8 \cdot 0,024 = 20734,771 \text{ тис.грн} ;$$

$$I_{\Sigma nc5} = K_{\Sigma nc5} \cdot H_{nc} = 863948,8 \cdot 0,024 = 20734,771 \text{ тис.грн} .$$

### 1.7 Загальні економічні показники

Значення функції сумарних дисконтованих витрат для п'яти варіантів:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 1} &= K_{\Sigma nl1} + K_{\Sigma nc1} + \frac{I_{\Sigma nl1} + I_{\Sigma nc1}}{E} = \\ &= 679656,087 + 863948,8 + \frac{20753,988 + 20734,771}{0,1} = 1958492,48 \text{ тис.грн} ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 2} &= K_{\Sigma nl2} + K_{\Sigma nc2} + \frac{I_{\Sigma nl2} + I_{\Sigma nc2}}{E} = \\ &= 705588,132 + 863948,8 + \frac{21201,735 + 20734,771}{0,1} = 1988901,989 \text{ тис.грн} ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 3} &= K_{\Sigma nl3} + K_{\Sigma nc3} + \frac{I_{\Sigma nl3} + I_{\Sigma nc3}}{E} = \\ &= 694733,193 + 863948,8 + \frac{20734,714 + 20734,771}{0,1} = 1973376,849 \text{ тис.грн} ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 4} &= K_{\Sigma nl4} + K_{\Sigma nc4} + \frac{I_{\Sigma nl4} + I_{\Sigma nc4}}{E} = \\ &= 699200,515 + 863948,8 + \frac{20980,18 + 20734,771}{0,1} = 1980298,832 \text{ тис.грн} ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 5} &= K_{\Sigma nl5} + K_{\Sigma nc5} + \frac{I_{\Sigma nl5} + I_{\Sigma nc5}}{E} = \\ &= 720759,959 + 863948,8 + \frac{20998,029 + 20734,771}{0,1} = 2002036,766 \text{ тис.грн} . \end{aligned}$$

До подальшого розгляду слід прийняти 1-ий варіант побудови електричної мережі, який має найменше значення функції дисконтованих витрат у розмірі 1958492,48 тис. грн.

## 1.8 Перевірка вибраних перерізів в післяаварійному режимі

Здійснимо перевірку обраних перерізів ПЛ на виконання умови допустимого нагріву проводів, допустимість відхилення напруги на входах трансформаторів та на перевищення максимальної робочої напруги (для 110 кВ –  $U_{\max \text{ роб}} = 126 \text{ кВ}$ ) [6].

Виконаємо розрахунок режиму аварійного відключення найбільш завантаженої ділянки. Таким режимом для проектованої мережі є відключення ділянки 0-4, яка в режимі максимальних навантажень L-схеми має струмове навантаження 314,384 А.

Розрахунок будемо проводити, з використанням методу контурних рівнянь. Здійснимо вибір контурів і перемичок, як показано на рис. 1.8.

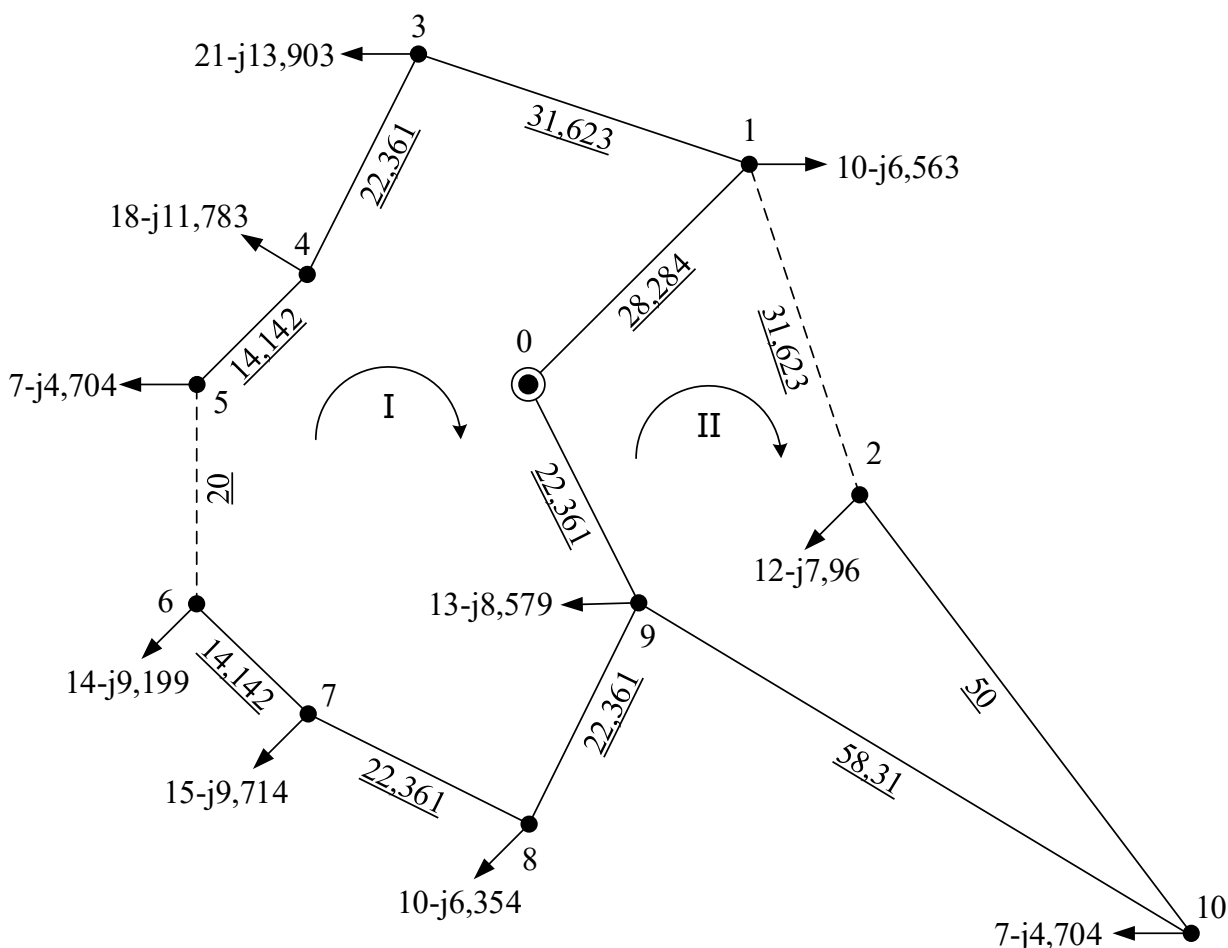


Рисунок 1.8 – Вибір контурів і перемичок при відключенні ділянки 0-4

Визначимо потекорозподіл потужності в умовно розімкненій мережі:

$$S_{\text{роз}45} = S_{\text{max}5} = 7 - j4,704 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{роз}34} = S_{\text{max}4} + S_{\text{роз}45} = 18 - j11,783 + 7 - j4,704 = 25 - j16,487 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}
S_{poz13} &= S_{\max 3} + S_{poz34} = 21 - j13,903 + 25 - j16,487 = 46 - j30,39 \text{ MBA}; \\
S_{poz01} &= S_{\max 1} + S_{poz13} = 10 - j6,563 + 46 - j30,39 = 56 - j36,953 \text{ MBA}; \\
S_{poz10-2} &= S_{\max 2} = 12 - j7,96 \text{ MBA}; \\
S_{poz9-10} &= S_{\max 10} + S_{poz10-2} = 7 - j4,704 + 12 - j7,96 = 19 - j12,664 \text{ MBA}; \\
S_{poz76} &= S_{\max 6} = 14 - j9,199 \text{ MBA}; \\
S_{poz87} &= S_{\max 7} + S_{poz76} = 15 - j9,714 + 14 - j9,199 = 29 - j18,913 \text{ MBA}; \\
S_{poz98} &= S_{\max 8} + S_{poz87} = 10 - j6,354 + 29 - j18,913 = 39 - j25,267 \text{ MBA}; \\
S_{poz09} &= S_{\max 9} + S_{poz98} + S_{poz9-10} = 13 - j8,579 + 39 - j25,267 + 19 - j12,664 = \\
&= 71 - j46,51 \text{ MBA}.
\end{aligned}$$

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned} &\frac{L_{09}}{2} \cdot (S_I - S_{II} + S_{poz09}) + L_{89} \cdot (S_I + S_{poz98}) + L_{78} \cdot (S_I + S_{poz87}) + L_{67} \cdot (S_I + S_{poz76}) + \\ &+ L_{45} \cdot (S_I - S_{poz45}) + L_{34} \cdot (S_I - S_{poz34}) + L_{13} \cdot (S_I - S_{poz13}) + \frac{L_{01}}{2} \cdot (S_I - S_{II} - S_{poz01}) + \\ &+ L_{56} \cdot S_I = 0; \\ &\frac{L_{01}}{2} \cdot (S_{II} - S_I + S_{poz01}) + L_{2-10} \cdot (S_{II} - S_{poz10-2}) + L_{9-10} \cdot (S_{II} - S_{poz9-10}) + \\ &+ \frac{L_{09}}{2} \cdot (S_{II} - S_I - S_{poz09}) + L_{12} \cdot S_{II} = 0. \end{aligned} \right.$$

Розв'язуючи дану систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\begin{aligned}
S_I &= 3,885 - j2,698 \text{ MBA}; \\
S_{II} &= 10,941 - j7,274 \text{ MBA}.
\end{aligned}$$

Значення потужностей за ділянками схеми мережі:

$$\begin{aligned}
S_{01} &= S_{poz01} + S_{II} - S_I = 56 - j36,953 + 10,941 - j7,274 - (3,885 - j2,698) = \\
&= 63,057 - j41,529 \text{ MBA}; \\
S_{13} &= S_{poz13} - S_I = 46 - j30,39 - (3,885 - j2,698) = 42,115 - j27,691 \text{ MBA}; \\
S_{34} &= S_{poz34} - S_I = 25 - j16,487 - (3,885 - j2,698) = 21,115 - j13,788 \text{ MBA}; \\
S_{45} &= S_{poz45} - S_I = 7 - j4,704 - (3,885 - j2,698) = 3,115 - j2,006 \text{ MBA}; \\
S_{65} &= S_I = 3,885 - j2,698 \text{ MBA}; \\
S_{76} &= S_{poz76} + S_I = 14 - j9,199 + 3,885 - j2,698 = 17,885 - j11,897 \text{ MBA}; \\
S_{87} &= S_{poz87} + S_I = 29 - j18,913 + 3,885 - j2,698 = 32,885 - j21,612 \text{ MBA}; \\
S_{98} &= S_{poz98} + S_I = 39 - j25,267 + 3,885 - j2,698 = 42,885 - j27,966 \text{ MBA};
\end{aligned}$$

$$S_{09} = S_{p0309} + S_I - S_{II} = 71 - j46,51 + 3,885 - j2,698 - (10,941 - j7,274) = 63,943 - j41,934 \text{ MBA};$$

$$S_{9-10} = S_{p039-10} - S_{II} = 19 - j12,664 - (10,941 - j7,274) = 8,059 - j5,389 \text{ MBA};$$

$$S_{10-2} = S_{p0310-2} - S_{II} = 12 - j7,96 - (10,941 - j7,274) = 1,059 - j0,685 \text{ MBA};$$

$$S_{12} = S_{II} = 10,941 - j7,274 \text{ MBA}.$$

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа в контурах схеми:

Контур I:

$$\frac{L_{09}}{2} \cdot S_{09} + L_{89} \cdot S_{98} + L_{78} \cdot S_{87} + L_{67} \cdot S_{76} + L_{56} \cdot S_{65} - L_{45} \cdot S_{45} - L_{34} \cdot S_{34} - L_{13} \cdot S_{13} +$$

$$-\frac{L_{01}}{2} \cdot S_{01} = 0 \text{ MBA} \cdot \text{км};$$

$$\text{Контур II: } \frac{L_{01}}{2} \cdot S_{01} + L_{12} \cdot S_{12} - L_{2-10} \cdot S_{10-3} - L_{9-10} \cdot S_{9-10} - \frac{L_{09}}{2} \cdot S_{09} = 0 \text{ MBA} \cdot \text{км}.$$

Результати розрахунку потужностей за ділянками приведемо на рис. 1.9.

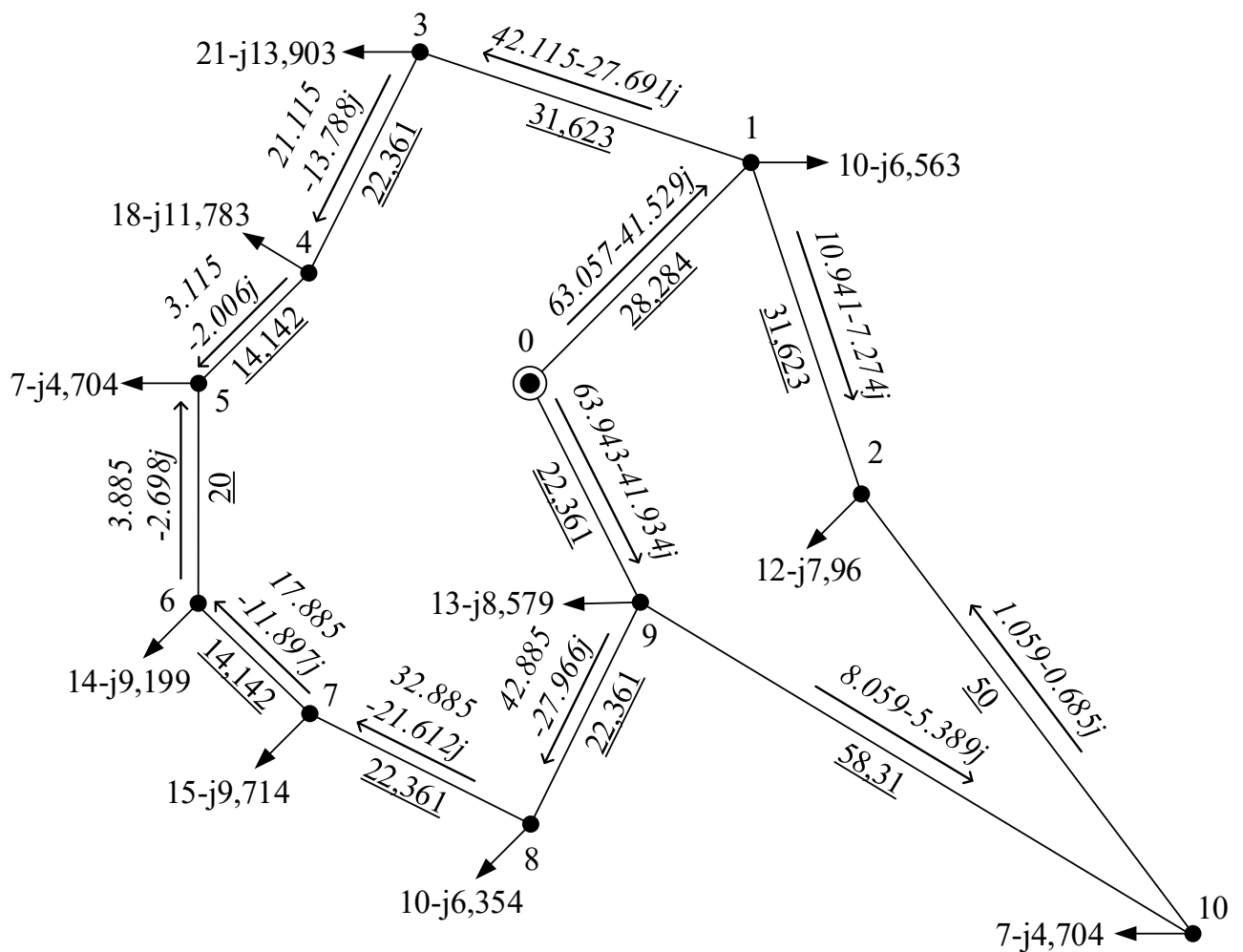


Рисунок 1.9 – Результати розрахунку потужностей за ділянками при відключенні лінії 0-4

За виразом (1.1) визначимо струми, які протікають по лініям в післяаварійному режимі з метою перевірки вибраних проводів на нагрів.

Визначимо струм за ділянкою 0-1:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l} = \frac{\sqrt{63,057^2 + 41,529^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 198,145 \text{ A} < I_{\text{дон}-240/32} = 610 \text{ A}.$$

Для інших ліній розрахунок виконується аналогічно, усі отримані результати наведемо в табл. 1.23.

Таблиця 1.23 – Порівняння допустимих і розрахункових струмів

| Ділянка                     | 0-1 | 1-3 | 3-4 | 4-5 | 6-5 | 7-6 | 8-7 | 9-8 | 0-9 | 9-10 | 10-2 | 1-2 |
|-----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|-----|
| $I_{\text{роз}}, \text{ A}$ | 198 | 264 | 132 | 19  | 24  | 112 | 206 | 268 | 200 | 50   | 6    | 68  |
| $I_{\text{дон}}, \text{ A}$ | 610 | 610 | 265 | 390 | 265 | 265 | 265 | 390 | 610 | 265  | 265  | 265 |

Визначимо режим напруги, для перевірки допустимості відхилення напруги на вводах трансформаторів та на перевищення максимальної робочої напруги.

Значення активних та індуктивних опорів для даної схеми мережі приведемо в табл. 1.24.

Таблиця 1.24 – Активні і реактивні опіри ділянок

| Ділянка | $r, \text{ Ом}$ | $x, \text{ Ом}$ |
|---------|-----------------|-----------------|
| 1       | 2               | 3               |
| 0-1     | 1.669           | 5.657           |
| 0-4     | 2.639           | 8.944           |
| 3-4     | 9.436           | 8.944           |
| 1-3     | 3.731           | 12.649          |
| 4-5     | 3.451           | 5.657           |
| 5-6     | 8.44            | 8               |
| 6-7     | 5.968           | 5.657           |
| 7-8     | 9.436           | 8.944           |
| 8-9     | 5.456           | 8.944           |
| 0-9     | 1.319           | 4.472           |
| 9-10    | 24.607          | 23.324          |

Продовження таблиці 1.24

|      |        |        |
|------|--------|--------|
| 1    | 2      | 3      |
| 2-10 | 21.1   | 20     |
| 1-2  | 13.345 | 12.649 |

Маючи поточкорозподіл потужностей за L-схемою в післяаварійному режимі та значення опорів ПЛ, визначимо рівні наруги в пунктах, напругу БП приймаємо рівну  $U_0 = 119 \text{ кВ}$ , для першого пункту:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} = \sqrt{119^2 - 2 \cdot (63,057 \cdot 1,669 + 41,529 \cdot 5,657)} = 116,106 \text{ кВ}.$$

Отже, розрахований рівень напруги входить в регульовальну межу РПН, а саме  $U_{\min 1} = 98,306 < U_1 = 116,106 < U_{\max 1} = 133,477 \text{ кВ}$ . Оскільки розрахунки для інших пунктів аналогічні, тому отримані результати наведемо в табл. 1.25.

Таблиця 1.25 – Перевірка на відповідність технічним вимогам режиму напруги

| Пункт № | Діапазон регулювання трансформаторів |                 | $U_{\max \text{ роб}}$ , кВ | Розрахунковий рівень напруги, кВ |
|---------|--------------------------------------|-----------------|-----------------------------|----------------------------------|
|         | $U_{\min}$ , кВ                      | $U_{\max}$ , кВ |                             |                                  |
| 1       | 98.306                               | 133.477         | 126                         | 116.106                          |
| 2       | 101.408                              | 138.254         |                             | 114.038                          |
| 3       | 97.643                               | 132.814         |                             | 111.651                          |
| 4       | 103.277                              | 140.123         |                             | 108.723                          |
| 5       | 97.141                               | 132.313         |                             | 105.759                          |
| 6       | 101.91                               | 138.756         |                             | 106.272                          |
| 7       | 101.796                              | 138.642         |                             | 107.897                          |
| 8       | 97.123                               | 132.295         |                             | 112.468                          |
| 9       | 101.659                              | 138.505         |                             | 116.693                          |
| 10      | 97.141                               | 132.313         |                             | 113.882                          |

Як бачимо з розрахунків, усі рекомендовані перерізи проводів повітряних ліній електричної мережі повністю відповідають вимогам технічних обмежень післяаварійного режиму роботи мережі, а отже, вибрані перерізи проводів приймаємо до подальшого розрахунку, які наведемо у вигляді таблиці (табл. 1.26).

Таблиця 1.26 – Обрані типи проводів і перерізи ПЛ

| Ділянка | Тип проводу |
|---------|-------------|
| 0-1     | 2хАС–240/32 |
| 0-4     | АС–240/32   |
| 3-4     | АС–70/11    |
| 1-3     | АС–240/32   |
| 4-5     | АСК–120/19  |
| 5-6     | АС–70/11    |
| 6-7     | АС–70/11    |
| 7-8     | АС–70/11    |
| 8-9     | АСК–120/19  |
| 0-9     | 2хАС–240/32 |
| 9-10    | АС–70/11    |
| 2-10    | АС–70/11    |
| 1-2     | АС–70/11    |

## 1.9 Визначення параметрів $Z$ – схеми заміщення

### 1.9.1 Визначення параметрів схеми заміщення ЛЕП

Повітряні лінії електропередачі 110 кВ і вище та довжиною до 300-400 км зазвичай представляються П-подібною схемою заміщення з позірними параметрами рис. 1.10 [6].

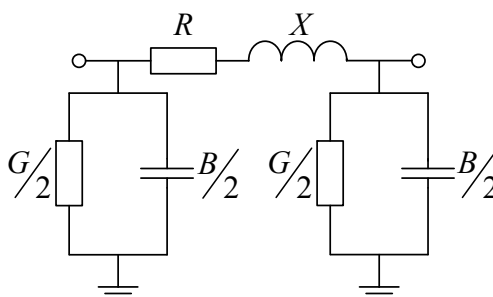


Рисунок 1.10 – Схема заміщення лінії 110 кВ

$R_{\text{л}}$  -активний опір, який враховує втрати активної потужності на нагрів проводу;  
 $X_{\text{л}}$  -індуктивний опір визначається магнітним полем, яке виникає навколо проводу;  
 $G_{\text{л}}$  -активна провідність враховує втрати активної потужності на іонізацію повітря

іншими словами втрати потужності на корону та на струми витоку через ізолятори;  $B_{\pi}$  -ємнісна провідність обумовлена ємністю між проводами різних фаз і землею.

Для різних перерізів і марок проводів, які будемо використовувати розрахуємо необхідні характеристики проводів.

Діаметри проводів для різних перерізів:

$$d_{70} = 11,4 \text{ мм};$$

$$d_{120} = 15,2 \text{ мм};$$

$$d_{240} = 21,6 \text{ мм}.$$

Площа поперечного перерізу проводів, тільки для алюмінієвих жил:

$$F_{70} = 6 \cdot \pi \cdot \frac{3,8^2}{4} = 68,047 \text{ мм}^2;$$

$$F_{120} = 26 \cdot \pi \cdot \frac{2,4^2}{4} = 117,621 \text{ мм}^2;$$

$$F_{240} = 24 \cdot \pi \cdot \frac{3,6^2}{4} = 244,29 \text{ мм}^2.$$

Розрахуємо погонні параметри схеми заміщення ЛЕП активний і реактивний опір та активна і ємнісна провідність [3]:

$$r_{070} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68,047} = 0,419 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{070} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,44 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\kappa}}{U_n^2} = \frac{0,08}{110^2} = 6,612 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{070} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}.$$

Для інших перерізів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.27.

Таблиця 1.27 – Марка і характеристика проводу

| Марка проводу               | АС-70/11              | АСК-120/19 | АС-240/32 |
|-----------------------------|-----------------------|------------|-----------|
| $r_0, \text{ Ом/км}$        | 0,419                 | 0,242      | 0,117     |
| $x_0, \text{ Ом/км}$        | 0,44                  | 0,422      | 0,4       |
| $g_0, \text{ См/км}$        | $6,612 \cdot 10^{-9}$ |            |           |
| $b_0, \text{ мкСм/км}$      | 2,576                 | 2,69       | 2,844     |
| $I_{\text{дон}}, \text{ А}$ | 265                   | 390        | 610       |

Визначимо параметри лінії 0-1:

$$r_{01} = r_{0_{240}} \cdot \frac{L_{01}}{2} = 0,117 \cdot \frac{28,284}{2} = 1,65 \text{ Ом};$$

$$x_{01} = x_{0_{240}} \cdot \frac{L_{01}}{2} = 0,4 \cdot \frac{28,284}{2} = 5,655 \text{ Ом};$$

$$g_{01} = 2 \cdot g_0 \cdot L_{01} = 2 \cdot 6,612 \cdot 10^{-9} \cdot 28,284 = 0,374 \text{ мкСм};$$

$$b_{01} = 2 \cdot b_{0_{240}} \cdot L_{01} = 2 \cdot 2,844 \cdot 28,284 = 160,864 \text{ мкСм}.$$

Аналогічно знаходять параметри ліній для інших ділянок, результати розрахунку наведемо в табл. 1.28.

Таблиця 1.28 – Параметри схеми заміщення лінії

| Ділянка | $r, \text{ Ом}$ | $x, \text{ Ом}$ | $g, \text{ мкСм}$ | $b, \text{ мкСм}$ |
|---------|-----------------|-----------------|-------------------|-------------------|
| 1       | 2               | 3               | 4                 | 5                 |
| 0-1     | 1.65            | 5.655           | 0.374             | 160.864           |
| 0-4     | 2.609           | 8.941           | 0.148             | 63.587            |
| 3-4     | 9.365           | 9.834           | 0.148             | 57.59             |
| 1-3     | 3.689           | 12.644          | 0.209             | 89.926            |
| 4-5     | 3.427           | 5.965           | 0.094             | 38.038            |
| 5-6     | 8.377           | 8.796           | 0.132             | 51.51             |
| 6-7     | 5.923           | 6.22            | 0.094             | 36.423            |
| 7-8     | 9.365           | 9.834           | 0.148             | 57.59             |
| 8-9     | 5.418           | 9.432           | 0.148             | 60.144            |
| 0-9     | 1.304           | 4.47            | 0.296             | 127.174           |

Продовження таблиці 1.28

| 1    | 2      | 3      | 4     | 5       |
|------|--------|--------|-------|---------|
| 9-10 | 24.422 | 25.645 | 0.386 | 150.177 |
| 2-10 | 20.941 | 21.99  | 0.331 | 128.776 |
| 1-2  | 13.245 | 13.908 | 0.209 | 81.445  |

Повний опір і провідність лінії 0-1:

$$\underline{Z}_{01} = r_{01} + jx_{01} = 1,65 + j5,665 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{01} = g_{01} + jb_{01} = 0,374 + j160,864 \text{ мкСм}.$$

Значення повного опору і провідності для інших ділянок наведемо в табл. 1.29.

Таблиця 1.29 – Повний опір і провідність ділянок мережі

| Ділянка | $\underline{Z}$ , Ом | $\underline{Y}$ , мкСм |
|---------|----------------------|------------------------|
| 0-1     | 1.65+5.655j          | 0.374+160.864j         |
| 0-4     | 2.609+8.941j         | 0.148+63.587j          |
| 3-4     | 9.365+9.834j         | 0.148+57.59j           |
| 1-3     | 3.689+12.644j        | 0.209+89.926j          |
| 4-5     | 3.427+5.965j         | 0.094+38.038j          |
| 5-6     | 8.377+8.796j         | 0.132+51.51j           |
| 6-7     | 5.923+6.22j          | 0.094+36.423j          |
| 7-8     | 9.365+9.834j         | 0.148+57.59j           |
| 8-9     | 5.418+9.432j         | 0.148+60.144j          |
| 0-9     | 1.304+4.47j          | 0.296+127.174j         |
| 9-10    | 24.422+25.645j       | 0.386+150.177j         |
| 2-10    | 20.941+21.99j        | 0.331+128.776j         |
| 1-2     | 13.245+13.908j       | 0.209+81.445j          |

## 1.9.2 Визначення параметрів вузлової моделі

Оскільки розрахунок мережі будемо проводити з використанням вузлової моделі то необхідно розрахувати взаємні і власні алгебраїчні провідності [4].

Взаємна алгебраїчна провідність для ділянки 0-1:

$$y_{01} = \frac{1}{Z_{01}} = \frac{1}{1,65 + j5,655} = 0,048 - j0,163 \text{ См.}$$

Для інших ділянок розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.30.

Таблиця 1.30 – Взаємна алгебраїчна провідність

| Ділянка | y, См        |
|---------|--------------|
| 0-1     | 0.048-0.163j |
| 0-4     | 0.03-0.103j  |
| 3-4     | 0.051-0.053j |
| 1-3     | 0.021-0.073j |
| 4-5     | 0.072-0.126j |
| 5-6     | 0.057-0.06j  |
| 6-7     | 0.08-0.084j  |
| 7-8     | 0.051-0.053j |
| 8-9     | 0.046-0.08j  |
| 0-9     | 0.06-0.206j  |
| 9-10    | 0.019-0.02j  |
| 2-10    | 0.023-0.024j |
| 1-2     | 0.036-0.038j |

Власна алгебраїчна провідність для вузла №1:

$$y_{11} = -(y_{10} + y_{12} + y_{13}) = -(0,048 - j0,163 + 0,036 - j0,038 + 0,021 - j0,073) = -0,105 + j0,274 \text{ См.}$$

Для решти вузлів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.31.

Таблиця 1.31 – Власна алгебраїчна провідність

| Вузол | y, См         |
|-------|---------------|
| 1     | 2             |
| 1     | -0.105+0.274j |
| 2     | -0.059+0.062j |
| 3     | -0.072+0.126j |

Продовження таблиці 1.31

| 1  | 2               |
|----|-----------------|
| 4  | $-0.153+0.282j$ |
| 5  | $-0.129+0.186j$ |
| 6  | $-0.137+0.144j$ |
| 7  | $-0.131+0.138j$ |
| 8  | $-0.097+0.133j$ |
| 9  | $-0.125+0.306j$ |
| 10 | $-0.042+0.044j$ |

### 1.9.3 Визначення параметрів схеми заміщення трансформаторів

Визначимо параметри схеми заміщення трансформаторів рис. 1.11, а саме активний та реактивний опір і активну та індуктивну провідність обмоток блоку трансформаторів для кожної з підстанцій.

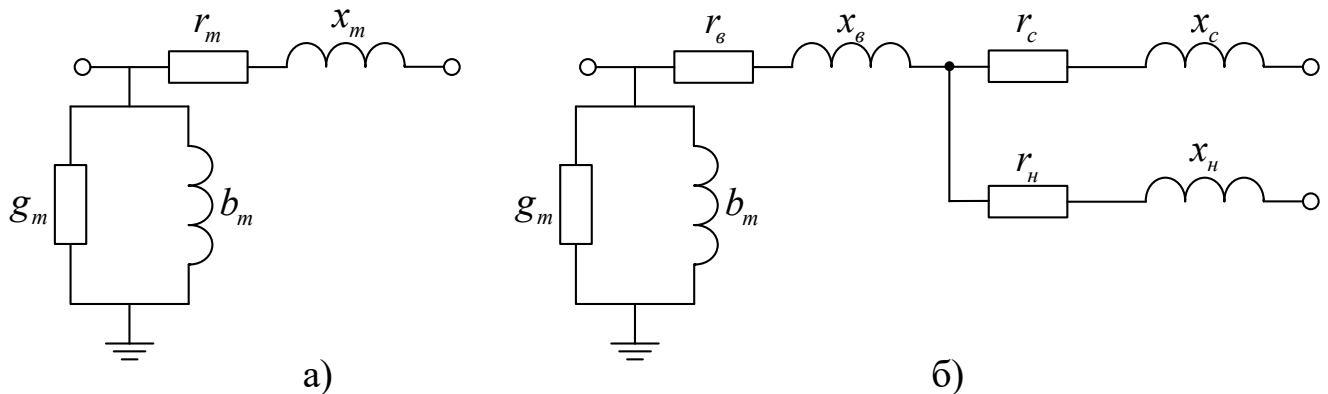


Рисунок 1.11 – Г-подібна схема заміщення трансформатора: а) двохобмоткового; б) триобмоткового.

Для триобмоткового трансформатора підстанції № 1:

$$r_{\epsilon 1} = r_{c1} = r_{н1} = \frac{\Delta P_{\kappa \epsilon 1} \cdot U_{\epsilon н1}^2}{2 \cdot n \cdot S_{ном1}^2} = \frac{76 \cdot 115^2}{2 \cdot 2 \cdot 10^2} = 2,513 \text{ Ом};$$

$$x_{m\epsilon 1} = \frac{U_{\kappa \epsilon 1} \cdot U_{\epsilon н1}^2}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{0,108 \cdot 115^2}{2 \cdot 10} = 71,084 \text{ Ом};$$

$$x_{mc1} = \frac{U_{\kappa c1} \cdot U_{\epsilon н1}^2}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{0 \cdot 115^2}{2 \cdot 10} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{mн1} = \frac{U_{\kappa н1} \cdot U_{\epsilon н1}^2}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{0,063 \cdot 115^2}{2 \cdot 10} = 41,328 \text{ Ом};$$

$$g_{m1} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx1}}{U_{вн1}^2} = \frac{2 \cdot 17}{115^2} = 2,571 \text{ мкСм};$$

$$b_{m1} = -\frac{n \cdot I_{xx1} \cdot S_{ном1}}{U_{вн1}^2} = -\frac{2 \cdot 0,011 \cdot 10}{115^2} = -16,635 \text{ мкСм}.$$

Для двохобмоткового трансформатора підстанції № 5:

$$r_{m5} = \frac{\Delta P_{кз5} \cdot U_{вн5}^2}{n \cdot S_{ном5}^2} = \frac{44 \cdot 115^2}{2 \cdot 6,3^2} = 7,331 \text{ Ом};$$

$$x_{m5} = \frac{U_{кз5} \cdot U_{вн5}^2}{n \cdot S_{ном5}} = \frac{0,105 \cdot 115^2}{2 \cdot 6,3} = 110,208 \text{ Ом};$$

$$g_{m5} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx5}}{U_{вн5}^2} = \frac{2 \cdot 11,5}{115^2} = 1,739 \text{ мкСм};$$

$$b_{m5} = -\frac{n \cdot I_{xx5} \cdot S_{ном5}}{U_{вн5}^2} = -\frac{2 \cdot 0,008 \cdot 6,3}{115^2} = -7,622 \text{ мкСм}.$$

Для інших підстанцій розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.32.

Таблиця 1.32 – Параметри схеми заміщення трансформаторів

| Підстанція № | Триобмотковий трансформатор      |                     |                |                  |               |               | Двохобмотковий трансформатор |             |               |               |
|--------------|----------------------------------|---------------------|----------------|------------------|---------------|---------------|------------------------------|-------------|---------------|---------------|
|              | $r_{\theta}, r_c, r_{\mu}$<br>Ом | $x_{m\theta}$<br>Ом | $x_{mc}$<br>Ом | $x_{m\mu}$<br>Ом | $g_m$<br>мкСм | $b_m$<br>мкСм | $r_m$<br>Ом                  | $x_m$<br>Ом | $g_m$<br>мкСм | $b_m$<br>мкСм |
| 1            | 2.513                            | 71.084              | 0              | 41.328           | 2.571         | -16.635       | -                            | -           | -             | -             |
| 2            | 1.292                            | 44.428              | 0              | 25.83            | 3.478         | -24.197       | -                            | -           | -             | -             |
| 3            | 0.741                            | 28.434              | 0              | 17.854           | 4.688         | -26.465       | -                            | -           | -             | -             |
| 4            | 1.292                            | 44.428              | 0              | 25.83            | 3.478         | -24.197       | -                            | -           | -             | -             |
| 5            | -                                | -                   | -              | -                | -             | -             | 7.331                        | 110.2       | 1.739         | -7.622        |
| 6            | 1.292                            | 44.428              | 0              | 25.83            | 3.478         | -24.197       | -                            | -           | -             | -             |
| 7            | 1.292                            | 44.428              | 0              | 25.83            | 3.478         | -24.197       | -                            | -           | -             | -             |
| 8            | 2.513                            | 71.084              | 0              | 41.328           | 2.571         | -16.635       | -                            | -           | -             | -             |
| 9            | 1.292                            | 44.428              | 0              | 25.83            | 3.478         | -24.197       | -                            | -           | -             | -             |
| 10           | -                                | -                   | -              | -                | -             | -             | 7.331                        | 110.2       | 1.739         | -7.622        |

Повну провідність трансформатора визначимо комплексними числами, для підстанції № 1:

$$\underline{Y}_{m1} = g_{m1} + jb_{m1} = 2,571 - j16,635 \text{ мкСм}.$$

Значення повної провідності для решти підстанцій наведемо в табл. 1.33.

Таблиця 1.33 – Повна провідність трансформаторів на підстанціях

| Підстанція № | $\underline{Y}_m$ , мкСм |
|--------------|--------------------------|
| 1            | 2.571-16.635j            |
| 2            | 3.478-24.197j            |
| 3            | 4.688-26.465j            |
| 4            | 3.478-24.197j            |
| 5            | 1.739-7.622j             |
| 6            | 3.478-24.197j            |
| 7            | 3.478-24.197j            |
| 8            | 2.571-16.635j            |
| 9            | 3.478-24.197j            |
| 10           | 1.739-7.622j             |

#### 1.9.4 Визначення приведених навантажень та розрахункових провідностей пунктів

Для спрощення розрахунків, а саме щоб у розрахункових схемах не враховувати параметри схем заміщення трансформаторів, можна перенести навантаження з шин середньої і низької напруги підстанцій до високої напруги з урахуванням втрат потужності в опорах і провідностях схем заміщення трансформаторів – це навантаження називається приведені [6].

Спершу визначимо коефіцієнти завантаження обмоток блоків трансформаторів. Для трьохобмоткового трансформатора підстанції № 1:

$$\beta_{en1} = \frac{\sqrt{P_{\max 1}^2 + Q_{\max 1}^2}}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{\sqrt{10^2 + 6,563^2}}{2 \cdot 10} = 0,598;$$

$$\beta_{ch1} = \frac{\sqrt{P_{ch1}^2 + Q_{ch1}^2}}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{\sqrt{3^2 + 1,859^2}}{2 \cdot 10} = 0,176;$$

$$\beta_{hh1} = \frac{\sqrt{P_{hh1}^2 + Q_{hh1}^2}}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{\sqrt{7^2 + 4,704^2}}{2 \cdot 10} = 0,422.$$

Для двохобмоткового трансформатора підстанції № 5:

$$\beta_5 = \frac{\sqrt{P_{max5}^2 + Q_{max5}^2}}{n \cdot S_{ном5}} = \frac{\sqrt{7^2 + 4,704^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,669.$$

Для інших підстанцій розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.34.

Таблиця 1.34 – Коефіцієнти завантаження блоків трансформаторів

| Підстанція<br>№ | $S_n$ ,<br>МВА | Потік потужності обмотками |    |    |            |        |        | Коефіцієнт<br>завантаження<br>обмоток $\beta$ |       |       |
|-----------------|----------------|----------------------------|----|----|------------|--------|--------|-----------------------------------------------|-------|-------|
|                 |                | $P$ , МВт                  |    |    | $Q$ , МВАр |        |        | ВН                                            | СН    | НН    |
|                 |                | ВН                         | СН | НН | ВН         | СН     | НН     |                                               |       |       |
| 1               | 10             | 10                         | 3  | 7  | -6.563     | -1.859 | -4.704 | 0.598                                         | 0.176 | 0.422 |
| 2               | 16             | 12                         | 2  | 10 | -7.96      | -1.239 | -6.72  | 0.45                                          | 0.074 | 0.377 |
| 3               | 25             | 21                         | 4  | 7  | -13.9      | -2.479 | -11.42 | 0.504                                         | 0.094 | 0.41  |
| 4               | 16             | 18                         | 6  | 12 | -11.78     | -3.718 | -8.064 | 0.672                                         | 0.221 | 0.452 |
| 5               | 6.3            | 7                          | -  | 7  | -4.704     | -      | -4.704 | 0.669                                         | -     | 0.669 |
| 6               | 16             | 14                         | 4  | 10 | -9.199     | -2.479 | -6.72  | 0.523                                         | 0.147 | 0.377 |
| 7               | 16             | 15                         | 7  | 8  | -9.714     | -4.338 | -5.376 | 0.558                                         | 0.257 | 0.301 |
| 8               | 10             | 10                         | 7  | 3  | -6.354     | -4.338 | -2.016 | 0.592                                         | 0.412 | 0.181 |
| 9               | 16             | 13                         | 3  | 10 | -8.579     | -1.859 | -6.72  | 0.487                                         | 0.11  | 0.377 |
| 10              | 6.3            | 7                          | -  | 7  | -4.704     | -      | -4.704 | 0.669                                         | -     | 0.669 |

Визначимо, втрати активної і реактивної потужності в опорах трансформаторів.

Для трьохобмоткового трансформатора підстанції № 1:

$$\Delta P_{mz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз1}}{2} \cdot (\beta_{вн1}^2 + \beta_{сн1}^2 + \beta_{нн1}^2) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot (0,598^2 + 0,176^2 + 0,422^2) =$$

$$= 43,066 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mz1} = -n \cdot S_{ном1} \cdot (\beta_{\theta n1}^2 \cdot U_{\kappa \theta 1} + \beta_{\chi n1}^2 \cdot U_{\kappa \chi 1} + \beta_{\eta n1}^2 \cdot U_{\kappa \eta 1}) =$$

$$= -2 \cdot 10 \cdot (0,598^2 \cdot 0,108 + 0,176^2 \cdot 0 + 0,422^2 \cdot 0,063) = -991,31 \text{ кВАр}.$$

Для двохобмоткового трансформатора підстанції № 5:

$$\Delta P_{mz5} = n \cdot \beta_5^2 \cdot \Delta P_{\kappa 35} = 2 \cdot 0,669^2 \cdot 44 = 39,426 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mz5} = -n \cdot S_{ном5} \cdot \beta_5^2 \cdot U_{\kappa 35} = -2 \cdot 6,3 \cdot 0,669^2 \cdot 0,105 = -592,732 \text{ кВАр}.$$

Визначимо приведені навантаження підстанцій 1 та 5:

$$S_1 = S_{\max 1} + (\Delta P_{mz1} + j\Delta Q_{mz1}) = 10 - j6,563 + (0,043 - j0,991) =$$

$$= 10,043 - j7,555 \text{ МВА};$$

$$S_5 = S_{\max 5} + (\Delta P_{mz5} + j\Delta Q_{mz5}) = 7 - j4,704 + (0,039 - j0,593) =$$

$$= 7,039 - j5,297 \text{ МВА}.$$

Для інших підстанцій розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.35.

Таблиця 1.35 – Приведені навантаження пунктів

| Пункт № | $S_{\max}$ , МВА | Втрати активної потужності в опорах трансформаторів |                        | Приведена потужність, $S$ , МВА |
|---------|------------------|-----------------------------------------------------|------------------------|---------------------------------|
|         |                  | $\Delta P_{mz}$ , кВт                               | $\Delta Q_{mz}$ , кВАр |                                 |
| 1       | 10-6.563j        | 43.066                                              | -991.31                | 10.043-7.555j                   |
| 2       | 12-7.96j         | 34.966                                              | -980.094               | 12.035-8.94j                    |
| 3       | 21-13.903j       | 60.253                                              | -1930.071              | 21.06-15.833j                   |
| 4       | 18-11.783j       | 70.477                                              | -1963.071              | 18.07-13.746j                   |
| 5       | 7-4.704j         | 39.426                                              | -592.732               | 7.039-5.297j                    |
| 6       | 14-9.199j        | 43.743                                              | -1226.228              | 14.044-10.425j                  |
| 7       | 15-9.714j        | 46.884                                              | -1254.321              | 15.047-10.969j                  |
| 8       | 10-6.354j        | 42.039                                              | -795.348               | 10.042-7.15j                    |
| 9       | 13-8.579j        | 39.084                                              | -1098.511              | 13.039-9.678j                   |
| 10      | 7-4.704j         | 39.426                                              | -592.732               | 7.039-5.297j                    |

Визначимо розрахункові провідності пунктів:

$$Y_{p0} = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{04} + Y_{09}) = 0,409 + j175,812 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p1} = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{12} + Y_{13}) + Y_{m1} = 2,967 + j149,482 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p2} = 0,5 \cdot (Y_{12} + Y_{2-10}) + Y_{m2} = 3,748 + j80,914 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p3} = 0,5 \cdot (Y_{13} + Y_{34}) + Y_{m3} = 4,867 + j47,293 \text{ мкСм};$$

$$\begin{aligned}
Y_{p4} &= 0,5 \cdot (Y_{04} + Y_{34} + Y_{45}) + Y_{m4} = 3,673 + j55,411 \text{ мкСм}; \\
Y_{p5} &= 0,5 \cdot (Y_{45} + Y_{56}) + Y_{m5} = 1,852 + j37,152 \text{ мкСм}; \\
Y_{p6} &= 0,5 \cdot (Y_{56} + Y_{67}) + Y_{m6} = 3,591 + j19,77 \text{ мкСм}; \\
Y_{p7} &= 0,5 \cdot (Y_{67} + Y_{78}) + Y_{m7} = 3,599 + j22,81 \text{ мкСм}; \\
Y_{p8} &= 0,5 \cdot (Y_{78} + Y_{89}) + Y_{m8} = 2,719 + j42,232 \text{ мкСм}; \\
Y_{p9} &= 0,5 \cdot (Y_{09} + Y_{89} + Y_{9-10}) + Y_{m9} = 3,893 + j144,551 \text{ мкСм}; \\
Y_{p10} &= 0,5 \cdot (Y_{9-10} + Y_{2-10}) + Y_{m10} = 2,097 + j131,855 \text{ мкСм}.
\end{aligned}$$

### 1.10 Електричний розрахунок максимального режиму навантаження

На рис. 1.12 зображена розрахункова схема електричної мережі номінальною напругою 110 кВ. Параметри ділянок схеми позначені на рисунку числовими значеннями повного повздовжнього опору схеми заміщення також наведені потужності електричних навантажень в незалежних вузлах схеми і рівень напруги в балансуєчому пункті.

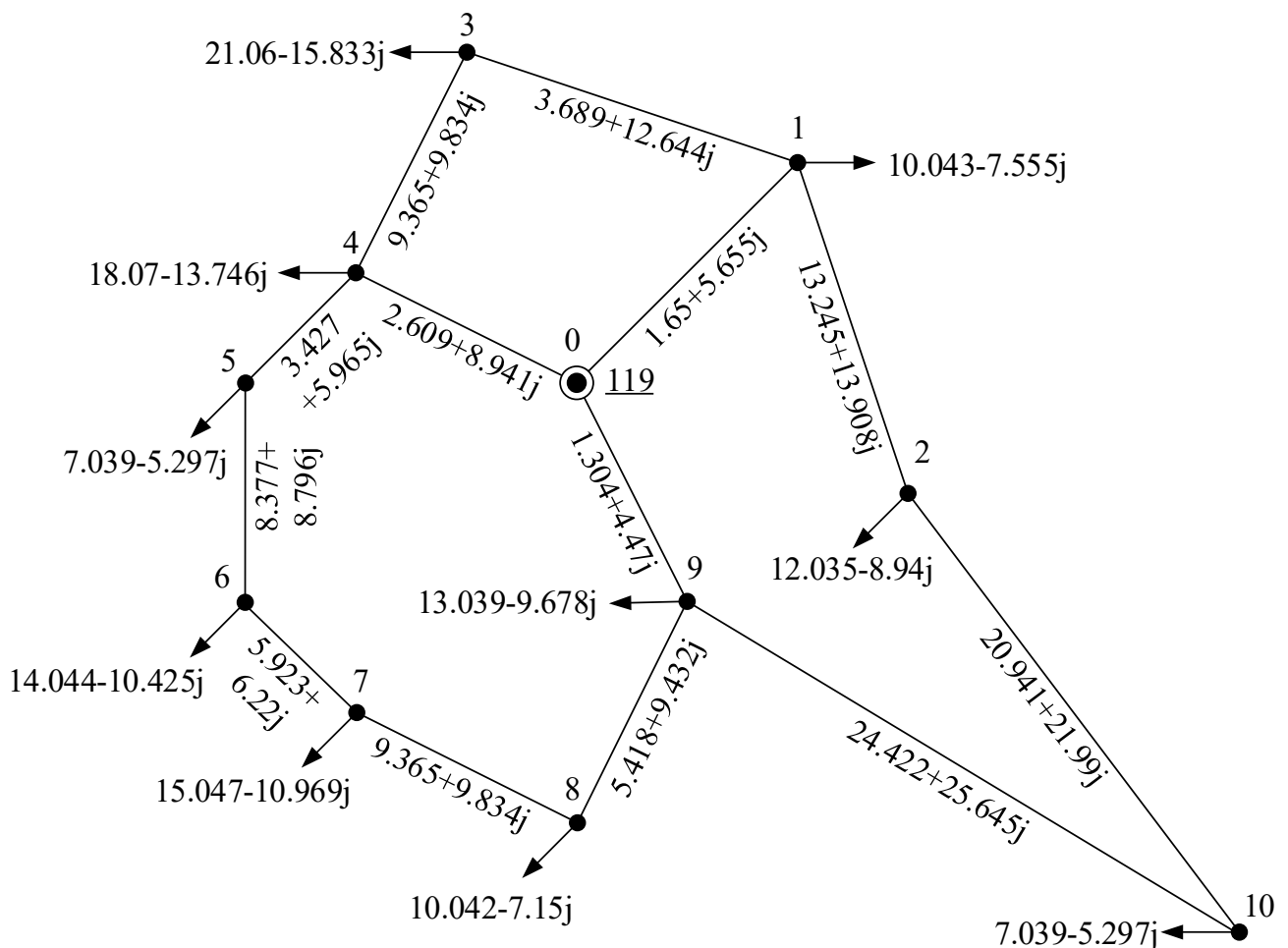


Рисунок 1.12 – Розрахункова схема мережі в режимі максимальних навантажень

Складемо систему рівнянь вузлової моделі усталеного режиму електричної мережі для схеми рис. 1.12:

$$\left\{ \begin{array}{l} y_{11} \cdot U_1 + y_{12} \cdot U_2 + y_{13} \cdot U_3 = \frac{S_{p1}}{\bar{U}_1} - y_{10} \cdot U_0; \\ y_{21} \cdot U_1 + y_{22} \cdot U_2 + y_{2-10} \cdot U_{10} = \frac{S_{p2}}{\bar{U}_2}; \\ y_{31} \cdot U_1 + y_{33} \cdot U_3 + y_{34} \cdot U_4 = \frac{S_{p3}}{\bar{U}_3}; \\ y_{43} \cdot U_3 + y_{44} \cdot U_4 + y_{45} \cdot U_5 = \frac{S_{p4}}{\bar{U}_4} - y_{40} \cdot U_0; \\ y_{54} \cdot U_4 + y_{55} \cdot U_5 + y_{56} \cdot U_6 = \frac{S_{p5}}{\bar{U}_5}; \\ y_{65} \cdot U_5 + y_{66} \cdot U_6 + y_{67} \cdot U_7 = \frac{S_{p6}}{\bar{U}_6}; \\ y_{76} \cdot U_6 + y_{77} \cdot U_7 + y_{78} \cdot U_8 = \frac{S_{p7}}{\bar{U}_7}; \\ y_{87} \cdot U_7 + y_{88} \cdot U_8 + y_{89} \cdot U_9 = \frac{S_{p8}}{\bar{U}_8}; \\ y_{98} \cdot U_8 + y_{99} \cdot U_9 + y_{9-10} \cdot U_{10} = \frac{S_{p9}}{\bar{U}_9} - y_{90} \cdot U_0; \\ y_{10-2} \cdot U_2 + y_{10-9} \cdot U_9 + y_{10-10} \cdot U_{10} = \frac{S_{p10}}{\bar{U}_{10}}. \end{array} \right.$$

Розв'язання отриманої системи нелінійних рівнянь усталеного режиму електричної мережі реалізується ітераційними методами. При розв'язуванні даної системи методом Зейделя отримаємо шукані значення напруги в пунктах з заданою точністю шляхом багатократного виконання однотипних кроків [4].

Приймаємо початкові наближення напруги у пунктах схеми:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = U_8^{(0)} = U_9^{(0)} = U_{10}^{(0)} = U_n = 110 \text{ кВ}.$$

Точність ітераційного розрахунку:  $\varepsilon = 0,001 \text{ МВА}$ .

Перша ітерація.

Визначення розрахункових потужностей пунктів:

$$\begin{aligned} S_{p1} &= S_1 + Y_{p1} \cdot \left( |U_1^{(0)}| \right)^2 = 10,043 - j7,555 + (2,967 + j149,482) \cdot 110^2 = \\ &= 10,08 - j5,75 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Для решти пунктів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.36.

Таблиця 1.36 – Розрахункові потужності пунктів на першій ітерації

| Пункт № | $S_p$ , MBA  |
|---------|--------------|
| 1       | 10.08-5.75j  |
| 2       | 12.08-7.96j  |
| 3       | 21.12-15.26j |
| 4       | 18.11-13.08j |
| 5       | 7.06-4.85j   |
| 6       | 14.09-10.19j |
| 7       | 15.09-10.69j |
| 8       | 10.07-6.64j  |
| 9       | 13.09-7.93j  |
| 10      | 7.06-3.70j   |

Визначення рівнів напруги в пунктах:

$$\begin{aligned}
 U_1^{(1)} &= \frac{1}{y_{11}} \cdot \left[ \frac{S_{p1}}{\bar{U}_1^{(0)}} - \left( y_{10} \cdot U_0 + y_{12} \cdot U_2^{(0)} + y_{13} \cdot U_3^{(0)} \right) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,105 + j0,274} \cdot \left[ \frac{10,079 - j5,746}{110} - (0,048 - j0,163) \cdot 119 + \right. \\
 &\quad \left. - (0,036 - j0,038) \cdot 110 - (0,021 - j0,073) \cdot 110 \right] = 114,92 - j0,654 = 114,92 e^{-j0,33^\circ} \text{ кВ}; \\
 U_2^{(1)} &= \frac{1}{y_{22}} \cdot \left[ \frac{S_{p2}}{\bar{U}_2^{(0)}} - \left( y_{21} \cdot U_1^{(1)} + y_{2-10} \cdot U_{10}^{(0)} \right) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,059 + j0,062} \cdot \left[ \frac{12,082 - j7,961}{110} - (0,036 - j0,038) \cdot (114,92 - j0,654) + \right. \\
 &\quad \left. - (0,023 - j0,024) \cdot 110 \right] = \\
 &= 111,507 - j0,749 = 111,51 e^{-j0,38^\circ} \text{ кВ}; \\
 U_3^{(1)} &= \frac{1}{y_{33}} \cdot \left[ \frac{S_{p3}}{\bar{U}_3^{(0)}} - \left( y_{31} \cdot U_1^{(1)} + y_{34} \cdot U_4^{(0)} \right) \right] = \\
 &= \frac{1}{-0,072 + j0,126} \cdot \left[ \frac{21,119 - j15,261}{110} - (0,021 - j0,073) \cdot (114,92 - j0,654) + \right. \\
 &\quad \left. - (0,051 - j0,053) \cdot 110 \right] = 110,936 - j1,604 = 110,95 e^{-j0,83^\circ} \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

$$U_4^{(1)} = \frac{1}{y_{44}} \cdot \left[ \frac{S_{p4}}{\bar{U}_4^{(0)}} - \left( y_{40} \cdot U_0 + y_{43} \cdot U_3^{(1)} + y_{45} \cdot U_5^{(0)} \right) \right] = \frac{1}{-0,153 + j0,282} \cdot \left[ \frac{18,115 - j13,075}{110} + \right. \\ \left. - (0,03 - j0,103) \cdot 119 - (0,051 - j0,053) \cdot (110,936 - j1,604) - (0,072 - j0,126) \cdot 110 \right] = \\ = 112,673 - j1,209 = 112,68e^{-j0,62^\circ} \kappa B;$$

$$U_5^{(1)} = \frac{1}{y_{55}} \cdot \left[ \frac{S_{p5}}{\bar{U}_5^{(0)}} - \left( y_{54} \cdot U_4^{(1)} + y_{56} \cdot U_6^{(0)} \right) \right] = \frac{1}{-0,129 + j0,186} \cdot \left[ \frac{7,062 - j4,847}{110} + \right. \\ \left. - (0,072 - j0,126) \cdot (112,673 - j1,209) - (0,057 - j0,06) \cdot 110 \right] = 111,322 - j1,044 = \\ = 111,33e^{-j0,54^\circ} \kappa B;$$

$$U_6^{(1)} = \frac{1}{y_{66}} \cdot \left[ \frac{S_{p6}}{\bar{U}_6^{(0)}} - \left( y_{65} \cdot U_5^{(1)} + y_{67} \cdot U_7^{(0)} \right) \right] = \\ \frac{1}{-0,137 + j0,144} \cdot \left[ \frac{14,087 - j10,186}{110} - (0,057 - j0,06) \cdot (111,322 - j1,044) + \right. \\ \left. - (0,08 - j0,084) \cdot 110 \right] = 109,766 - j0,578 = 109,77e^{-j0,3^\circ} \kappa B;$$

$$U_7^{(1)} = \frac{1}{y_{77}} \cdot \left[ \frac{S_{p7}}{\bar{U}_7^{(0)}} - \left( y_{76} \cdot U_6^{(1)} + y_{78} \cdot U_8^{(0)} \right) \right] = \\ = \frac{1}{-0,131 + j0,138} \cdot \left[ \frac{15,09 - j10,693}{110} - (0,08 - j0,084) \cdot (109,766 - j0,578) + \right. \\ \left. - (0,051 - j0,053) \cdot 110 \right] = 108,988 - j0,524 = 108,99e^{-j0,28^\circ} \kappa B;$$

$$U_8^{(1)} = \frac{1}{y_{88}} \cdot \left[ \frac{S_{p8}}{\bar{U}_8^{(0)}} - \left( y_{87} \cdot U_7^{(1)} + y_{89} \cdot U_9^{(0)} \right) \right] = \\ = \frac{1}{-0,097 + j0,133} \cdot \left[ \frac{10,075 - j6,639}{110} - (0,051 - j0,053) \cdot (108,988 - j0,524) + \right. \\ \left. - (0,046 - j0,08) \cdot 110 \right] = 108,958 - j0,528 = 108,96e^{-j0,28^\circ} \kappa B;$$

$$U_9^{(1)} = \frac{1}{y_{99}} \cdot \left[ \frac{S_{p9}}{\bar{U}_9^{(0)}} - \left( y_{90} \cdot U_0 + y_{98} \cdot U_8^{(1)} + y_{9-10} \cdot U_{10}^{(0)} \right) \right] = \frac{1}{-0,125 + j0,306} \cdot \left[ \frac{13,086 - j7,929}{110} + \right. \\ \left. - (0,06 - j0,206) \cdot 119 - (0,046 - j0,08) \cdot (108,958 - j0,528) - (0,019 - j0,02) \cdot 110 \right] = \\ = 115,202 - j1,044 = 115,21e^{-j0,52^\circ} \kappa B;$$

$$\begin{aligned}
U_{10}^{(1)} &= \frac{1}{y_{10-10}} \cdot \left[ \frac{S_{p10}}{\bar{U}_{10}^{(0)}} - (y_{10-9} \cdot U_9^{(1)} + y_{10-2} \cdot U_2^{(1)}) \right] = \\
&= \frac{1}{-0,042 + j0,044} \cdot \left[ \frac{7,065 - j3,701}{110} - (0,019 - j0,02) \cdot (115,202 - j1,044) + \right. \\
&\quad \left. - (0,023 - j0,024) \cdot (111,507 - j0,749) \right] = \\
&= 112,09 - j1,266 = 112,1 e^{-j0,65^\circ} \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Модулі небалансів потужностей пунктів:

$$\begin{aligned}
\delta S_1^{(1)} &= \left| S_{p1} - (y_{10} \cdot U_0 + y_{12} \cdot U_2^{(1)} + y_{13} \cdot U_3^{(1)} + y_{11} \cdot U_1^{(1)}) \cdot \bar{U}_1^{(1)} \right| = \\
&= \left| 10,079 - j5,746 - [(0,048 - j0,163) \cdot 119 + (0,036 - j0,038) \cdot (111,507 - j0,749) + \right. \\
&\quad \left. + (0,021 - j1,604) \cdot (110,936 - j1,604) + (-0,105 + j0,274) \cdot (114,92 - j0,654)] \times \right. \\
&\quad \left. \times (114,92 + j0,654) \right| = 22,916 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Для решти пунктів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.37.

Таблиця 1.37 – Модулі небалансів потужностей пунктів на першій ітерації

| Пункт № | $\delta S$ , МВА |
|---------|------------------|
| 1       | 22.916           |
| 2       | 9.051            |
| 3       | 23.941           |
| 4       | 27.639           |
| 5       | 5.591            |
| 6       | 14.568           |
| 7       | 9.517            |
| 8       | 53.020           |
| 9       | 8.372            |
| 10      | 0.177            |

Критерій завершення ітераційного процесу:

$$\begin{aligned}
\varepsilon^{(1)} &= \max \left[ \delta S_1^{(1)}, \delta S_2^{(1)}, \delta S_3^{(1)}, \delta S_4^{(1)}, \delta S_5^{(1)}, \delta S_6^{(1)}, \delta S_7^{(1)}, \delta S_8^{(1)}, \delta S_9^{(1)}, \delta S_{10}^{(1)} \right] = \\
&= \max [22,916; 9,051; 23,941; 27,639; 5,591; 14,568; 9,517; 53,02; 8,372; 0,177] = \\
&= 53,02 \text{ МВА} > \varepsilon = 0,001 \text{ МВА}
\end{aligned}$$

Точність не досягнута, отже переходимо до наступної ітерації. Оскільки розрахунки на ітераціях аналогічні, зведемо їх в табл. 1.38.

Таблиця 1.38 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

| Ітерація<br>№ | Рівень напруги в пунктах, $U_s$ , кВ |                |    |                | $\varepsilon$ , МВА   |
|---------------|--------------------------------------|----------------|----|----------------|-----------------------|
|               |                                      |                |    |                |                       |
| 1             | 1                                    | 114.920-0.654j | 6  | 109.766-0.578j | 53.02                 |
|               | 2                                    | 111.507-0.749j | 7  | 108.988-0.524j |                       |
|               | 3                                    | 110.936-1.604j | 8  | 108.958-0.528j |                       |
|               | 4                                    | 112.673-1.209j | 9  | 115.202-1.044j |                       |
|               | 5                                    | 111.322-1.044j | 10 | 112.090-1.266j |                       |
| 2             | 1                                    | 115.442-1.099j | 6  | 109.411-1.117j | 23.544                |
|               | 2                                    | 112.656-1.500j | 7  | 108.358-1.056j |                       |
|               | 3                                    | 112.613-2.137j | 8  | 111.532-1.690j |                       |
|               | 4                                    | 113.696-1.673j | 9  | 116.176-1.293j |                       |
|               | 5                                    | 111.902-1.615j | 10 | 113.182-1.772j |                       |
| 3             | 1                                    | 116.104-1.314j | 6  | 109.122-1.592j | 13.875                |
|               | 2                                    | 113.499-1.816j | 7  | 109.173-1.794j |                       |
|               | 3                                    | 113.503-2.415j | 8  | 112.478-2.155j |                       |
|               | 4                                    | 114.183-1.928j | 9  | 116.559-1.390j |                       |
|               | 5                                    | 112.103-2.017j | 10 | 113.825-1.982j |                       |
| 41            | 1                                    | 117.124-1.480j | 6  | 112.349-3.312j | $1,422 \cdot 10^{-3}$ |
|               | 2                                    | 114.824-2.046j | 7  | 112.381-3.236j |                       |
|               | 3                                    | 115.077-2.815j | 8  | 114.635-2.747j |                       |
|               | 4                                    | 115.599-2.576j | 9  | 117.327-1.446j |                       |
|               | 5                                    | 114.159-3.131j | 10 | 114.913-2.128j |                       |
| 42            | 1                                    | 117.124-1.480j | 6  | 112.349-3.312j | $1,093 \cdot 10^{-3}$ |
|               | 2                                    | 114.824-2.046j | 7  | 112.381-3.236j |                       |
|               | 3                                    | 115.077-2.815j | 8  | 114.635-2.747j |                       |
|               | 4                                    | 115.599-2.576j | 9  | 117.327-1.446j |                       |
|               | 5                                    | 114.159-3.131j | 10 | 114.913-2.128j |                       |
| 43            | 1                                    | 117.124-1.480j | 6  | 112.349-3.312j | $8,388 \cdot 10^{-4}$ |
|               | 2                                    | 114.824-2.046j | 7  | 112.381-3.235j |                       |
|               | 3                                    | 115.077-2.815j | 8  | 114.635-2.747j |                       |
|               | 4                                    | 115.599-2.576j | 9  | 117.327-1.446j |                       |
|               | 5                                    | 114.159-3.131j | 10 | 114.913-2.128j |                       |

Після виконання 43-ї ітерації, інженерна точність була досягнута. Наведемо в табл. 1.39, значення розрахункових потужностей та модулів небалансів на 43-ї ітерації.

Таблиця 1.39 – Розрахункові потужності та модулі небалансів потужностей пунктів на 43-ї ітерації

| Пункт № | $S_p$ , МВА  | $\delta S$ , МВА      |
|---------|--------------|-----------------------|
| 1       | 10.08-5.50j  | $3,335 \cdot 10^{-4}$ |
| 2       | 12.08-7.87j  | $4,048 \cdot 10^{-5}$ |
| 3       | 21.12-15.21j | $2,947 \cdot 10^{-4}$ |
| 4       | 18.12-13.00j | $8,388 \cdot 10^{-4}$ |
| 5       | 7.06-4.81j   | $5,439 \cdot 10^{-4}$ |
| 6       | 14.09-10.18j | $6,416 \cdot 10^{-4}$ |
| 7       | 15.09-10.68j | $2,298 \cdot 10^{-4}$ |
| 8       | 10.08-6.59j  | $9,345 \cdot 10^{-5}$ |
| 9       | 13.09-7.69j  | $3,572 \cdot 10^{-5}$ |
| 10      | 7.07-3.56j   | $7,667 \cdot 10^{-7}$ |

Таким чином, рівні напруги у вузлах схеми, в режимі максимальних навантажень становитимуть:

$$U_{m1} = 117,124 - j1,48 = 117,13e^{-j0,72^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{m2} = 114,824 - j2,046 = 114,84e^{-j1,02^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{m3} = 115,077 - j2,815 = 115,11e^{-j1,4^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{m4} = 115,599 - j2,576 = 115,63e^{-j1,28^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{m5} = 114,159 - j3,131 = 114,2e^{-j1,57^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{m6} = 112,349 - j3,312 = 112,4e^{-j1,69^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{m7} = 112,381 - j3,235 = 112,43e^{-j1,65^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{m8} = 114,635 - j2,747 = 114,67e^{-j1,37^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{m9} = 117,327 - j1,446 = 117,34e^{-j0,71^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{m10} = 114,913 - j2,128 = 114,93e^{-j1,06^\circ} \text{ кВ}.$$

За законом Ома визначимо лінійні та модулі фазних струмів ділянок мережі, та перевіримо вибрані проводи на нагрів:

$$J_{01} = (U_0 - U_{м1}) \cdot y_{01} = (119 - 117,13e^{-j0,72^\circ}) \cdot (0,048 - j0,163) = 330,3 - j235,3 = 405,58e^{-j35,466^\circ} \text{ A};$$

$$\frac{|J_{01}|}{\sqrt{3}} = \frac{405,58}{\sqrt{3}} = 234,162 < 2 \times I_{\text{дон}240/39} = 1220 \text{ A}.$$

Розрахунок для решти ділянок аналогічний, тому наведемо їх в табл. 1.40.

Таблиця 1.40 – Лінійні та модулі фазних струмів ділянок мережі

| Ділянка | Лінійний струм, А | Модуль фазного струму, А | Допустимий струм, А |
|---------|-------------------|--------------------------|---------------------|
| 0-1     | 330.3-235.3j      | 234.162                  | 1220                |
| 0-4     | 367.8-273.1j      | 264.451                  | 610                 |
| 4-3     | 39.3-15.7j        | 24.451                   | 265                 |
| 1-3     | 140.9-120.8j      | 107.171                  | 610                 |
| 4-5     | 174.3-141.4j      | 129.57                   | 390                 |
| 5-6     | 113.6-97.6j       | 86.462                   | 265                 |
| 7-6     | 9.1+3.4j          | 5.587                    | 265                 |
| 8-7     | 140.5-95.4j       | 98.052                   | 265                 |
| 9-8     | 227.0-155.0j      | 158.69                   | 390                 |
| 0-9     | 398.7-257.9j      | 274.172                  | 1220                |
| 9-10    | 61.0-36.1j        | 40.892                   | 265                 |
| 2-10    | -0.1+4.0j         | 2.311                    | 265                 |
| 1-2     | 103.9-66.4j       | 71.212                   | 265                 |

Визначимо потокорозподіл потужностей за ділянками схеми мережі, для ділянки 0-1:

$$S_{01}^n = J_{01} \cdot \bar{U}_0 = (330,3 - j235,3) \cdot 119 = 39,31 - j28 \text{ МВА};$$

$$S_{01}^k = J_{01} \cdot \bar{U}_{м1} = (330,3 - j235,3) \cdot (117,124 + j1,48) = 39,04 - j27,07 \text{ МВА}.$$

Аналогічно, визначається потокорозподіл за іншими ділянками, приведемо його в табл. 1.41.

Таблиця 1.41 – Потокорозподіл потужностей в схемі мережі

| Ділянка | $S_{ij}^n$ , МВА | $S_{ij}^k$ , МВА |
|---------|------------------|------------------|
| 0-1     | 39.31-28.00j     | 39.04-27.07j     |
| 0-4     | 43.76-32.49j     | 43.22-30.62j     |
| 4-3     | 4.59-1.71j       | 4.57-1.70j       |
| 1-3     | 16.68-13.95j     | 16.55-13.51j     |
| 4-5     | 20.51-15.90j     | 20.34-15.60j     |
| 5-6     | 13.27-10.79j     | 13.08-10.59j     |
| 7-6     | 1.01+0.41j       | 1.01+0.41j       |
| 8-7     | 16.37-10.55j     | 16.10-10.27j     |
| 9-8     | 26.86-17.86j     | 26.45-17.14j     |
| 0-9     | 47.45-30.70j     | 47.15-29.69j     |
| 9-10    | 7.20-4.14j       | 7.08-4.01j       |
| 2-10    | -0.01+0.46j      | -0.01+0.46j      |
| 1-2     | 12.27-7.62j      | 12.07-7.41j      |

Перевірка виконання I-го закону Кірхгофа в пунктах схеми.

Пункт 1:

$$S_{01}^k - S_{12}^n - S_{13}^n - S_{p1} = 0 \text{ МВА.}$$

Пункт 2:

$$S_{12}^k - S_{2-10}^n - S_{p2} = 0 \text{ МВА.}$$

Пункт 3:

$$S_{43}^k + S_{13}^k - S_{p3} = 0 \text{ МВА.}$$

Пункт 4:

$$S_{04}^k - S_{43}^n - S_{45}^n - S_{p4} = 0 \text{ МВА.}$$

Пункт 5:

$$S_{45}^k - S_{56}^n - S_{p5} = 0 \text{ МВА.}$$

Пункт 6:

$$S_{56}^k + S_{76}^k - S_{p6} = 0 \text{ МВА.}$$

Пункт 7:

$$S_{87}^k - S_{76}^n - S_{p7} = 0 \text{ МВА.}$$

Пункт 8:

$$S_{98}^k - S_{87}^n - S_{p8} = 0 \text{ МВА.}$$

Пункт 9:

$$S_{09}^k - S_{98}^n - S_{9-10}^n - S_{p9} = 0 \text{ МВА.}$$

Пункт 10:

$$S_{9-10}^k + S_{2-10}^k - S_{p10} = 0 \text{ МВА.}$$

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа в контурах схеми.

Перший контур:

$$J_{09} \cdot Z_{09} + J_{98} \cdot Z_{89} + J_{87} \cdot Z_{78} + J_{76} \cdot Z_{67} - J_{56} \cdot Z_{56} - J_{45} \cdot Z_{45} - J_{04} \cdot Z_{04} = 0 \text{ кВ.}$$

Другий контур:

$$J_{04} \cdot Z_{04} + J_{43} \cdot Z_{34} - J_{13} \cdot Z_{13} - J_{01} \cdot Z_{01} = 0 \text{ кВ.}$$

Третій контур:

$$J_{01} \cdot Z_{01} + J_{12} \cdot Z_{12} + J_{2-10} \cdot Z_{2-10} - J_{9-10} \cdot Z_{9-10} - J_{09} \cdot Z_{09} = 0 \text{ кВ.}$$

Визначимо сумарні втрати потужності в мережі за компонентами втрат потужності. Спочатку визначимо втрати потужності в опорах ділянок ліній:

$$\begin{aligned} \Delta S_z &= (S_{01}^n - S_{01}^k) + (S_{04}^n - S_{04}^k) + (S_{43}^n - S_{43}^k) + (S_{13}^n - S_{13}^k) + (S_{45}^n - S_{45}^k) + \\ &+ (S_{56}^n - S_{56}^k) + (S_{76}^n - S_{76}^k) + (S_{87}^n - S_{87}^k) + (S_{98}^n - S_{98}^k) + (S_{09}^n - S_{09}^k) + \\ &+ (S_{9-10}^n - S_{9-10}^k) + (S_{2-10}^n - S_{2-10}^k) + (S_{12}^n - S_{12}^k) = \\ &= (39,31 - j28 - 39,04 + j27,07) + (43,76 - j32,49 - 43,22 + j30,62) + \\ &+ (4,59 - j1,71 - 4,57 + j1,7) + (16,68 - j13,95 - 16,55 + j13,51) + \\ &+ (20,51 - j15,9 - 20,34 + j15,6) + (13,27 - j10,79 - 13,08 + j10,59) + \\ &+ (1,01 + j0,41 - 1,01 - j0,41) + (16,37 - j10,55 - 16,1 + j10,27) + \\ &+ (26,86 - j17,86 - 26,45 + j17,14) + (47,45 - j30,7 - 47,15 + j29,69) + \\ &+ (7,2 - j4,14 - 7,08 + j4,01) + (-0,01 + j0,46 + 0,01 - j0,46) + \\ &+ (12,27 - j7,62 - 12,07 - j7,41) = 2,622 - j6,102 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Потім визначимо втрати потужності в розрахункових провідностях пунктів мережі:

$$\begin{aligned} \Delta S_y &= Y_{p0} \cdot (|U_0|)^2 + Y_{p1} \cdot (|U_{m1}|)^2 + Y_{p2} \cdot (|U_{m2}|)^2 + Y_{p3} \cdot (|U_{m3}|)^2 + Y_{p4} \cdot (|U_{m4}|)^2 + \\ &+ Y_{p5} \cdot (|U_{m5}|)^2 + Y_{p6} \cdot (|U_{m6}|)^2 + Y_{p7} \cdot (|U_{m7}|)^2 + Y_{p8} \cdot (|U_{m8}|)^2 + Y_{p9} \cdot (|U_{m9}|)^2 + \\ &+ Y_{p10} \cdot (|U_{m10}|)^2 = (0,409 + j175,812) \cdot 119^2 + (2,967 + j149,482) \cdot 117,134^2 + \\ &+ (3,748 + 80,914) \cdot 114,842^2 + (4,867 + j47,293) \cdot 115,111^2 + (3,673 + j55,411) \cdot 115,628^2 + \\ &+ (1,852 + j37,152) \cdot 114,202^2 + (3,591 + j19,77) \cdot 112,397^2 + (3,599 + j22,81) \cdot 112,428^2 + \\ &+ (2,719 + j42,232) \cdot 114,668^2 + (3,893 + j144,551) \cdot 117,336^2 + \\ &+ (2,097 + j131,855) \cdot 114,933^2 = 0,442 + j12,285 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_\Sigma = \Delta S_z + \Delta S_y = 2,622 - j6,102 + 0,442 + j12,285 = 3,063 + j6,183 \text{ МВА.}$$

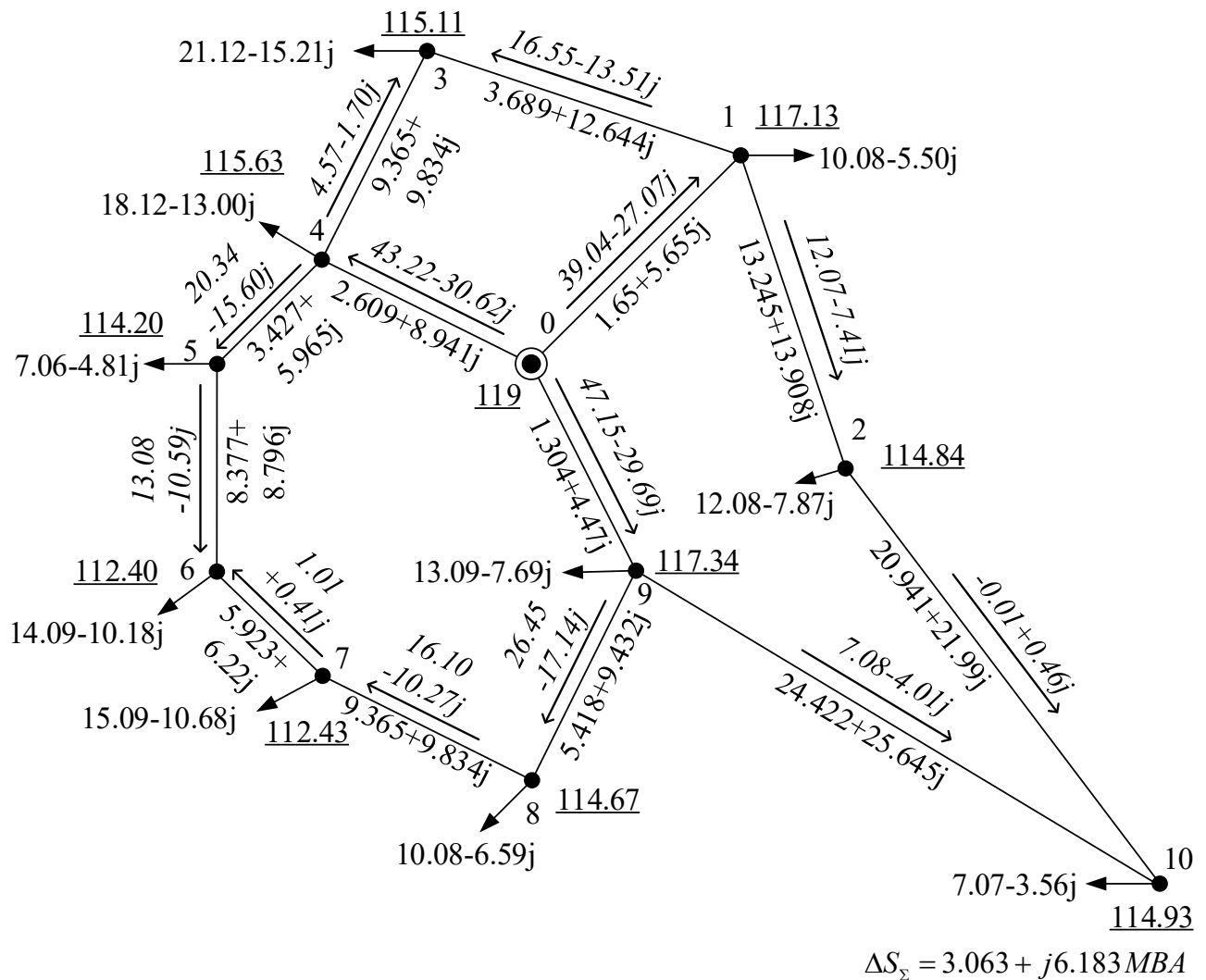


Рисунок 1.13 – Результуюча схема мережі в режимі максимальних навантажень

### 1.11 Електричний розрахунок мережі в режимі мінімальних навантажень

Визначимо навантаження підстанцій в режимі мінімальних навантажень:

$$\begin{aligned}
 S_{\min 1} &= S_{\max 1} \cdot \alpha = (10 - j6,563) \cdot 0,5 = 5 - j3,282 \text{ MBA}; \\
 S_{\min 2} &= S_{\max 2} \cdot \alpha = (12 - j7,96) \cdot 0,5 = 6 - j3,98 \text{ MBA}; \\
 S_{\min 3} &= S_{\max 3} \cdot \alpha = (21 - j13,903) \cdot 0,5 = 10,5 - j6,952 \text{ MBA}; \\
 S_{\min 4} &= S_{\max 4} \cdot \alpha = (18 - j11,783) \cdot 0,5 = 9 - j5,891 \text{ MBA}; \\
 S_{\min 5} &= S_{\max 5} \cdot \alpha = (7 - j4,704) \cdot 0,5 = 3,5 - j2,352 \text{ MBA}; \\
 S_{\min 6} &= S_{\max 6} \cdot \alpha = (14 - j9,199) \cdot 0,5 = 7 - j4,6 \text{ MBA}; \\
 S_{\min 7} &= S_{\max 7} \cdot \alpha = (15 - j9,714) \cdot 0,5 = 7,5 - j4,857 \text{ MBA}; \\
 S_{\min 8} &= S_{\max 8} \cdot \alpha = (10 - j6,354) \cdot 0,5 = 5 - j3,177 \text{ MBA}; \\
 S_{\min 9} &= S_{\max 9} \cdot \alpha = (13 - j8,579) \cdot 0,5 = 6,5 - j4,29 \text{ MBA}; \\
 S_{\min 10} &= S_{\max 10} \cdot \alpha = (7 - j4,704) \cdot 0,5 = 3,5 - j2,352 \text{ MBA}.
 \end{aligned}$$

Перерахуємо значення активних та реактивних втрат потужності, в опорах трансформаторів в режимі мінімальних навантажень :

$$\begin{aligned}\Delta S_{TZ1} &= \alpha^2 \cdot (\Delta P_{TZ1} + j\Delta Q_{TZ1}) = 0,5^2 \cdot (43,066 - j991,31) = 10,766 - j247,828 \text{ кВА}; \\ \Delta S_{TZ2} &= \alpha^2 \cdot (\Delta P_{TZ2} + j\Delta Q_{TZ2}) = 0,5^2 \cdot (34,966 - j980,094) = 8,741 - j245,023 \text{ кВА}; \\ \Delta S_{TZ3} &= \alpha^2 \cdot (\Delta P_{TZ3} + j\Delta Q_{TZ3}) = 0,5^2 \cdot (60,25 - j1930,07) = 15,063 - j482,518 \text{ кВА}; \\ \Delta S_{TZ4} &= \alpha^2 \cdot (\Delta P_{TZ4} + j\Delta Q_{TZ4}) = 0,5^2 \cdot (70,5 - j1963,071) = 17,619 - j490,768 \text{ кВА}; \\ \Delta S_{TZ5} &= \alpha^2 \cdot (\Delta P_{TZ5} + j\Delta Q_{TZ5}) = 0,5^2 \cdot (39,426 - j592,732) = 9,856 - j148,183 \text{ кВА}; \\ \Delta S_{TZ6} &= \alpha^2 \cdot (\Delta P_{TZ6} + j\Delta Q_{TZ6}) = 0,5^2 \cdot (43,74 - j1226,23) = 10,936 - j306,557 \text{ кВА}; \\ \Delta S_{TZ7} &= \alpha^2 \cdot (\Delta P_{TZ7} + j\Delta Q_{TZ7}) = 0,5^2 \cdot (46,88 - j1254,32) = 11,721 - j313,58 \text{ кВА}; \\ \Delta S_{TZ8} &= \alpha^2 \cdot (\Delta P_{TZ8} + j\Delta Q_{TZ8}) = 0,5^2 \cdot (42,039 - j795,348) = 10,51 - j198,837 \text{ кВА}; \\ \Delta S_{TZ9} &= \alpha^2 \cdot (\Delta P_{TZ9} + j\Delta Q_{TZ9}) = 0,5^2 \cdot (39,08 - j1098,51) = 9,771 - j274,628 \text{ кВА}; \\ \Delta S_{TZ10} &= \alpha^2 \cdot (\Delta P_{TZ10} + j\Delta Q_{TZ10}) = 0,5^2 \cdot (39,43 - j592,73) = 9,856 - j148,183 \text{ кВА}.\end{aligned}$$

Розрахуємо значення приведених навантажень пунктів, в режимі мінімальних навантажень:

$$S_{np1} = S_{min1} + \Delta S_{TZ1} = 5 - j3,282 + 0,011 - j0,248 = 5,011 - j3,529 \text{ МВА}.$$

Для решти вузлів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.42.

Таблиця 1.42 – Значення приведених навантажень пунктів

| Пункт | Приведене навантаження, МВА |
|-------|-----------------------------|
| 1     | 5.011-3.529j                |
| 2     | 6.009-4.225j                |
| 3     | 10.515-7.434j               |
| 4     | 9.018-6.382j                |
| 5     | 3.51-2.5j                   |
| 6     | 7.011-4.906j                |
| 7     | 7.512-5.171j                |
| 8     | 5.011-3.376j                |
| 9     | 6.51-4.564j                 |
| 10    | 3.51-2.5j                   |

Виконавши перерахунок навантажень пунктів наведемо нову розрахункову схему на рис. 1.14.

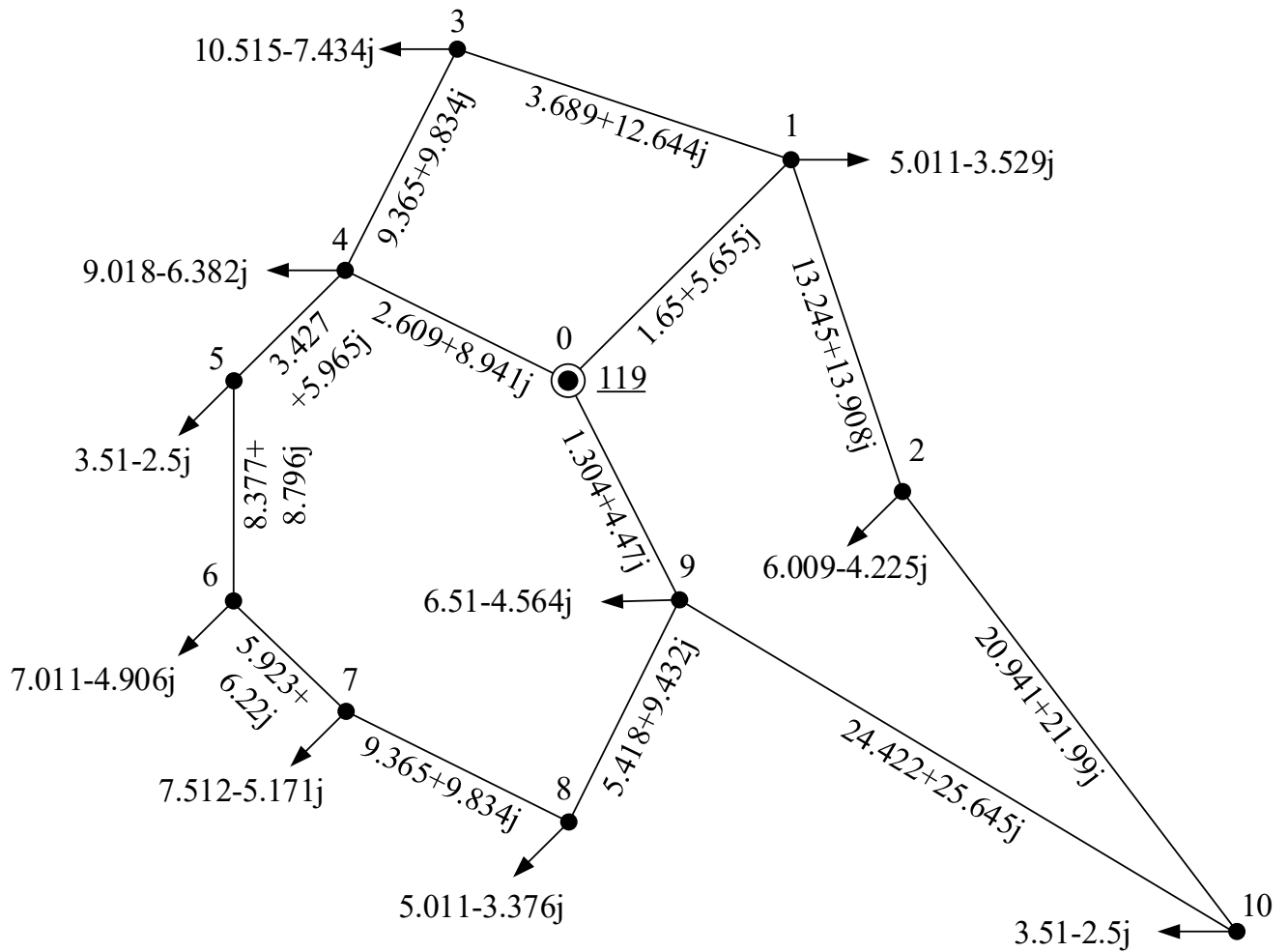


Рисунок 1.14 – Розрахункова схема мережі в режимі мінімальних навантажень

Далі електричний розрахунок для режиму мінімальних навантажень виконується аналогічно режиму максимальних навантажень. Отримані результати приводимо в табл. 1.43-1.46.

Таблиця 1.43 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

| Ітерація № | Рівень напруги в пунктах, $U_s$ , кВ |                |    |                | $\varepsilon$ , МВА |
|------------|--------------------------------------|----------------|----|----------------|---------------------|
| 1          | 2                                    |                |    |                | 3                   |
| 1          | 1                                    | 115.093-0.553j | 6  | 110.375-0.441j | 56.877              |
|            | 2                                    | 112.422-0.568j | 7  | 109.811-0.370j |                     |
|            | 3                                    | 111.820-1.262j | 8  | 109.646-0.308j |                     |
|            | 4                                    | 113.153-0.955j | 9  | 115.581-0.846j |                     |
|            | 5                                    | 111.817-0.856j | 10 | 113.421-0.984j |                     |

Продовження таблиці 1.43

| 1  | 2 |                |    |                | 3                     |
|----|---|----------------|----|----------------|-----------------------|
| 2  | 1 | 115.981-0.841j | 6  | 110.676-0.825j | 30.09                 |
|    | 2 | 114.308-1.121j | 7  | 109.857-0.724j |                       |
|    | 3 | 113.912-1.589j | 8  | 112.739-1.264j |                       |
|    | 4 | 114.473-1.264j | 9  | 116.780-0.961j |                       |
|    | 5 | 112.807-1.263j | 10 | 115.012-1.332j |                       |
| 3  | 1 | 116.863-0.930j | 6  | 110.944-1.132j | 19.02                 |
|    | 2 | 115.478-1.306j | 7  | 111.220-1.281j |                       |
|    | 3 | 115.049-1.726j | 8  | 114.045-1.561j |                       |
|    | 4 | 115.188-1.397j | 9  | 117.290-0.972j |                       |
|    | 5 | 113.388-1.509j | 10 | 115.887-1.437j |                       |
| 42 | 1 | 118.223-0.782j | 6  | 116.016-1.774j | $1,307 \cdot 10^{-3}$ |
|    | 2 | 117.221-1.192j | 7  | 116.031-1.738j |                       |
|    | 3 | 117.281-1.471j | 8  | 117.081-1.449j |                       |
|    | 4 | 117.510-1.329j | 9  | 118.306-0.753j |                       |
|    | 5 | 116.858-1.637j | 10 | 117.310-1.276j |                       |
| 43 | 1 | 118.223-0.782j | 6  | 116.016-1.774j | $1,011 \cdot 10^{-3}$ |
|    | 2 | 117.221-1.192j | 7  | 116.031-1.738j |                       |
|    | 3 | 117.281-1.471j | 8  | 117.081-1.449j |                       |
|    | 4 | 117.510-1.329j | 9  | 118.306-0.753j |                       |
|    | 5 | 116.858-1.637j | 10 | 117.310-1.276j |                       |
| 44 | 1 | 118.223-0.782j | 6  | 116.016-1.774j | $7,82 \cdot 10^{-4}$  |
|    | 2 | 117.221-1.192j | 7  | 116.031-1.738j |                       |
|    | 3 | 117.281-1.471j | 8  | 117.081-1.449j |                       |
|    | 4 | 117.510-1.329j | 9  | 118.306-0.753j |                       |
|    | 5 | 116.858-1.637j | 10 | 117.310-1.276j |                       |

Таблиця 1.44 – Розрахункові потужності та модулі небалансів пунктів на 44-ї ітерації

| Пункт № | $S_p$ , МВА | $\delta S$ , МВА      |
|---------|-------------|-----------------------|
| 1       | 5.05-1.44j  | $3,107 \cdot 10^{-4}$ |
| 2       | 6.06-3.11j  | $4,018 \cdot 10^{-5}$ |
| 3       | 10.58-6.78j | $2,782 \cdot 10^{-4}$ |
| 4       | 9.07-5.62j  | $7,82 \cdot 10^{-4}$  |
| 5       | 3.54-1.99j  | $5,14 \cdot 10^{-4}$  |
| 6       | 7.06-4.64j  | $6,176 \cdot 10^{-4}$ |
| 7       | 7.56-4.86j  | $2,255 \cdot 10^{-4}$ |
| 8       | 5.05-2.80j  | $9,089 \cdot 10^{-5}$ |
| 9       | 6.56-2.54j  | $3,485 \cdot 10^{-5}$ |
| 10      | 3.54-0.69j  | $3,232 \cdot 10^{-7}$ |

Таблиця 1.45 – Лінійні та модулі фазних струмів ділянок мережі

| Ділянка | Лінійний струм, А | Модуль фазного струму, А | Допустимий струм, А |
|---------|-------------------|--------------------------|---------------------|
| 0-1     | 164.4-89.5j       | 108.047                  | 1220                |
| 0-4     | 181.8-113.6j      | 123.775                  | 610                 |
| 4-3     | 19.2-5.0j         | 11.456                   | 265                 |
| 1-3     | 70.3-54.0j        | 51.161                   | 610                 |
| 4-5     | 86.0-59.9j        | 60.516                   | 390                 |
| 5-6     | 56.0-42.5j        | 40.568                   | 265                 |
| 7-6     | 4.2+1.5j          | 2.605                    | 265                 |
| 8-7     | 68.8-41.3j        | 46.314                   | 265                 |
| 9-8     | 111.6-65.7j       | 74.765                   | 390                 |
| 0-9     | 197.0-97.8j       | 126.979                  | 1220                |
| 9-10    | 30.1-10.2j        | 18.346                   | 265                 |
| 2-10    | 0.002+4.024j      | 2.323                    | 265                 |
| 1-2     | 51.4-23.1j        | 32.538                   | 265                 |

Таблиця 1.46 – Потокорозподіл потужностей в схемі мережі

| Ділянка | $S_{ij}^n$ , МВА | $S_{ij}^k$ , МВА |
|---------|------------------|------------------|
| 0-1     | 19.56-10.65j     | 19.50-10.45j     |
| 0-4     | 21.64-13.52j     | 21.52-13.11j     |
| 4-3     | 2.26-0.56j       | 2.26-0.56j       |
| 1-3     | 8.35-6.32j       | 8.32-6.23j       |
| 4-5     | 10.19-6.93j      | 10.15-6.86j      |
| 5-6     | 6.61-4.87j       | 6.57-4.83j       |
| 7-6     | 0.49+0.19j       | 0.49+0.19j       |
| 8-7     | 8.11-4.74j       | 8.05-4.68j       |
| 9-8     | 13.25-7.69j      | 13.16-7.54j      |
| 0-9     | 23.44-11.64j     | 23.38-11.42j     |
| 9-10    | 3.57-1.18j       | 3.54-1.16j       |
| 2-10    | 0.47j            | 0.47j            |
| 1-2     | 6.10-2.69j       | 6.06-2.64j       |

Виконавши розрахунок режимних параметрів наведемо результуючу схему мережі на рис. 1.15.

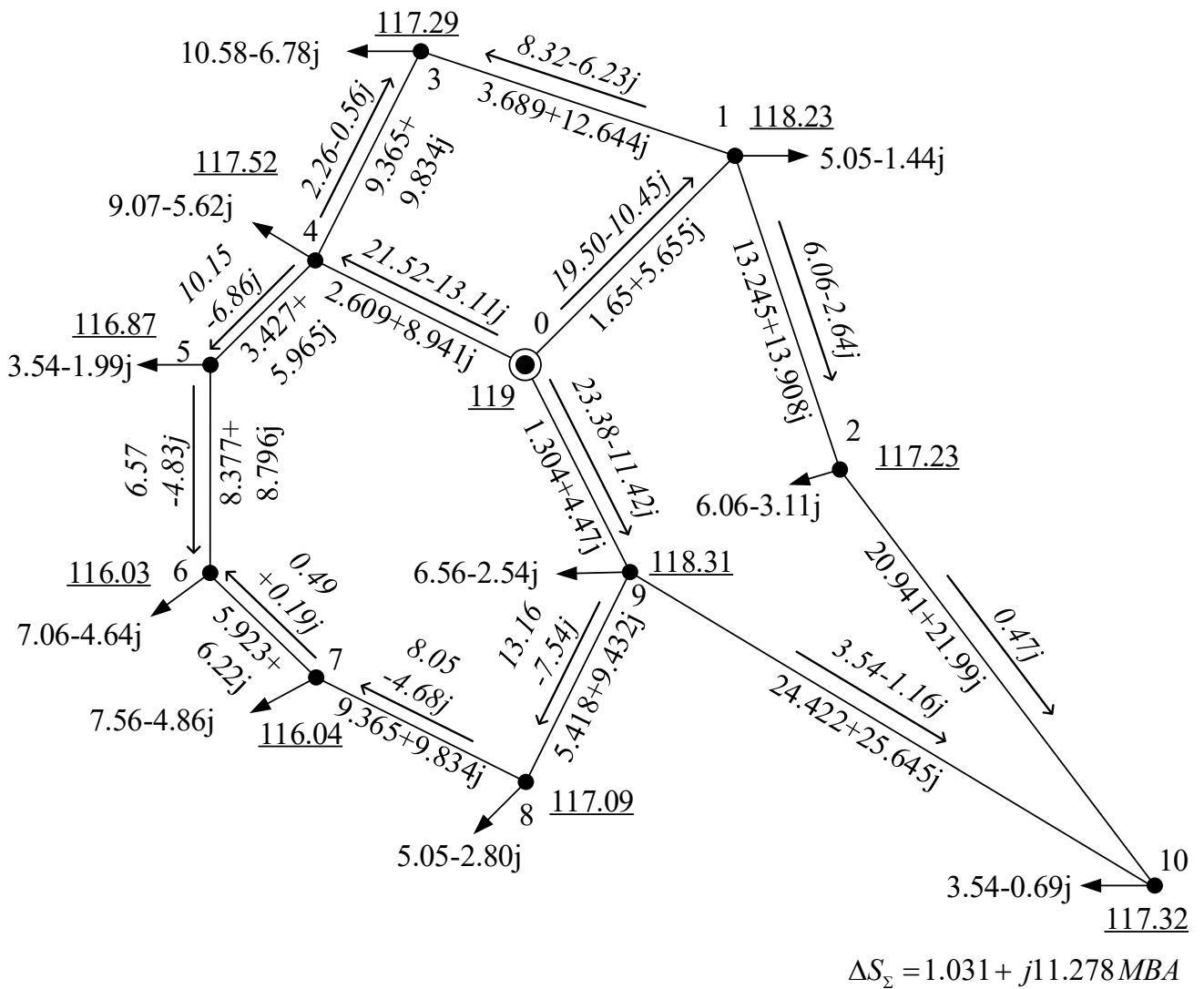


Рисунок 1.15 – Результуюча схема мережі в режимі мінімальних навантажень

## 1.12 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Розрахуємо режим аварійного відключення найбільш завантаженої лінії, який приводить до найбільшого зниження напруги в мережі. Таким режимом для проектованої мережі є відключення ділянки 0-4 в максимальному режимі навантаження, як показано на рис. 1.16.

Виконаємо перерахунок розрахункових та алгебраїчних провідностей з урахуванням відключеної ділянки:

$$Y'_{p0} = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{09}) = 0,5 \cdot (0,374 + j160,864 + 0,296 + j127,174) = 0,335 + j144,019 \text{ мкСм};$$

$$Y'_{p4} = 0,5 \cdot (Y_{34} + Y_{45}) + Y_{m4} = 0,5 \cdot (0,148 + j57,59 + 0,094 + j38,038) + 3,478 - j24,197 = 3,599 + j23,618 \text{ мкСм};$$



Продовження таблиці 1.47

| 1  | 2 |                |    |                | 3                     |
|----|---|----------------|----|----------------|-----------------------|
| 2  | 1 | 115.442-1.099j | 6  | 107.759-0.864j | 19.962                |
|    | 2 | 112.644-1.500j | 7  | 107.252-0.895j |                       |
|    | 3 | 111.005-2.316j | 8  | 110.994-1.683j |                       |
|    | 4 | 109.076-1.384j | 9  | 116.025-1.312j |                       |
|    | 5 | 108.646-1.156j | 10 | 113.105-1.781j |                       |
| 3  | 1 | 115.683-1.328j | 6  | 106.727-1.361j | 14.252                |
|    | 2 | 113.212-1.827j | 7  | 107.488-1.652j |                       |
|    | 3 | 110.957-2.796j | 8  | 111.633-2.194j |                       |
|    | 4 | 108.602-1.877j | 9  | 116.321-1.435j |                       |
|    | 5 | 107.915-1.679j | 10 | 113.559-2.009j |                       |
| 67 | 1 | 115.491-2.413j | 6  | 105.745-5.672j | $1,179 \cdot 10^{-3}$ |
|    | 2 | 113.357-2.887j | 7  | 107.282-5.240j |                       |
|    | 3 | 109.745-5.941j | 8  | 112.028-4.222j |                       |
|    | 4 | 106.005-6.034j | 9  | 116.591-2.040j |                       |
|    | 5 | 105.548-6.025j | 10 | 113.767-2.849j |                       |
| 68 | 1 | 115.491-2.413j | 6  | 105.745-5.672j | $1,043 \cdot 10^{-3}$ |
|    | 2 | 113.357-2.887j | 7  | 107.282-5.240j |                       |
|    | 3 | 109.745-5.941j | 8  | 112.028-4.222j |                       |
|    | 4 | 106.005-6.034j | 9  | 116.591-2.040j |                       |
|    | 5 | 105.548-6.025j | 10 | 113.767-2.849j |                       |
| 69 | 1 | 115.491-2.413j | 6  | 105.745-5.672j | $9,233 \cdot 10^{-4}$ |
|    | 2 | 113.357-2.887j | 7  | 107.282-5.240j |                       |
|    | 3 | 109.745-5.941j | 8  | 112.028-4.222j |                       |
|    | 4 | 106.005-6.034j | 9  | 116.591-2.040j |                       |
|    | 5 | 105.548-6.025j | 10 | 113.767-2.849j |                       |

Таблиця 1.48 – Розрахункові потужності та модулі небалансів пунктів на 69-ї ітерації

| Пункт № | $S_p$ , МВА  | $\delta S$ , МВА      |
|---------|--------------|-----------------------|
| 1       | 10.08-5.56j  | $4,386 \cdot 10^{-4}$ |
| 2       | 12.08-7.90j  | $4,432 \cdot 10^{-5}$ |
| 3       | 21.12-15.26j | $4,777 \cdot 10^{-4}$ |
| 4       | 18.11-13.48j | $9,233 \cdot 10^{-4}$ |
| 5       | 7.06-4.88j   | $4,768 \cdot 10^{-4}$ |
| 6       | 14.08-10.20j | $5,558 \cdot 10^{-4}$ |
| 7       | 15.09-10.71j | $2,057 \cdot 10^{-4}$ |
| 8       | 10.08-6.62j  | $8,587 \cdot 10^{-5}$ |
| 9       | 13.09-7.71j  | $3,872 \cdot 10^{-5}$ |
| 10      | 7.07-3.59j   | $7,987 \cdot 10^{-7}$ |

Таблиця 1.49 – Лінійні та модулі фазних струмів ділянок мережі

| Ділянка | Лінійний струм, А | Модуль фазного струму, А | Допустимий струм, А |
|---------|-------------------|--------------------------|---------------------|
| 0-1     | 560.1-457.1j      | 417.398                  | 1220                |
| 4-3     | -194.9+194.7j     | 159.068                  | 265                 |
| 1-3     | 379.3-343.7j      | 295.543                  | 610                 |
| 4-5     | 31.9-58.2j        | 38.329                   | 390                 |
| 5-6     | -32.2-8.3j        | 19.2                     | 265                 |
| 7-6     | 159.8-95.0j       | 107.354                  | 265                 |
| 8-7     | 295.3-201.4j      | 206.365                  | 265                 |
| 9-8     | 382.9-263.8j      | 268.442                  | 390                 |
| 0-9     | 565.5-373.9j      | 391.398                  | 1220                |
| 9-10    | 71.5-42.0j        | 47.885                   | 265                 |
| 2-10    | -10.2+8.9j        | 7.837                    | 265                 |
| 1-2     | 94.5-63.4j        | 65.721                   | 265                 |

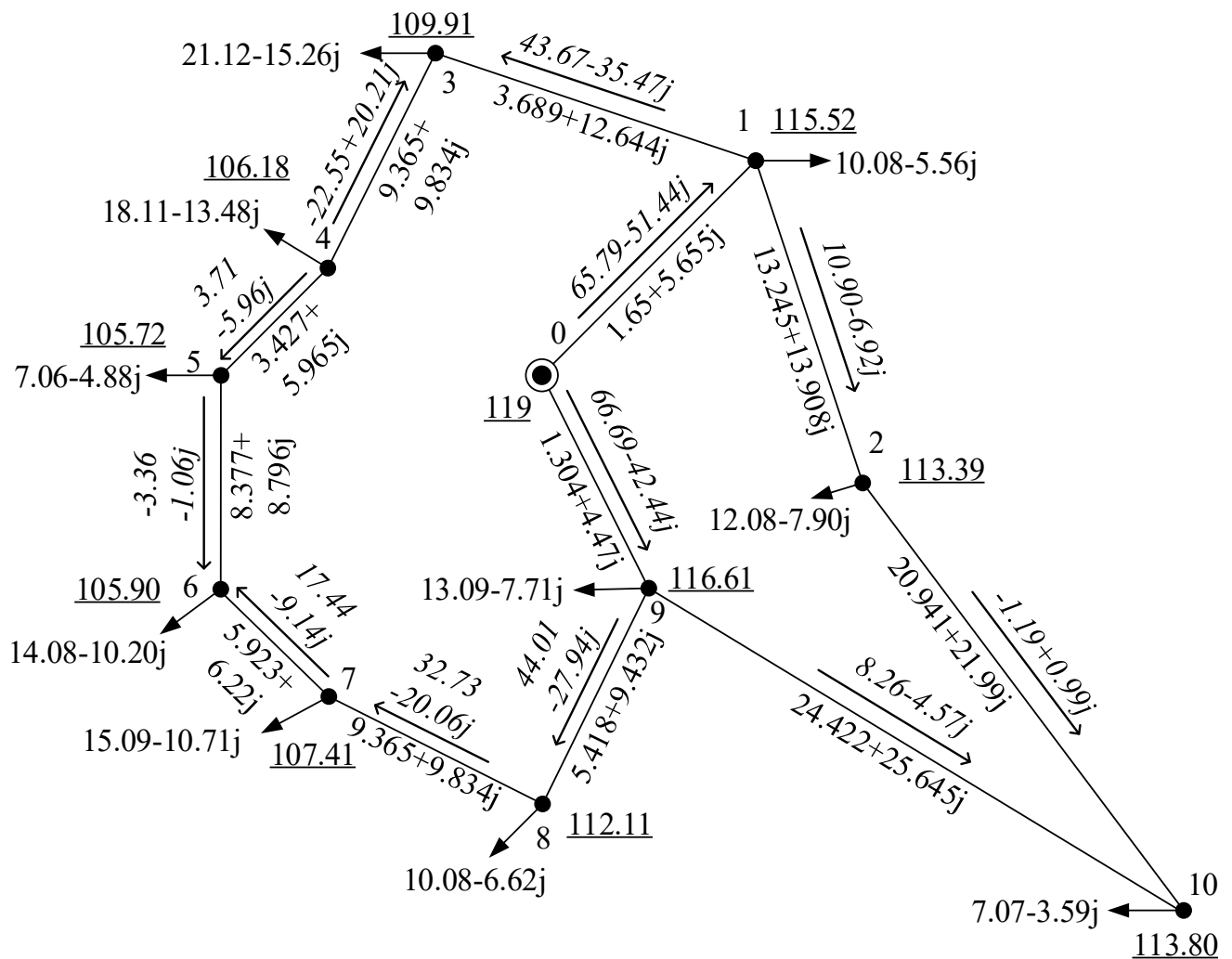
Таблиця 1.50 – Потокорозподіл потужностей в схемі мережі

| Ділянка | $S_{ij}^n$ , МВА | $S_{ij}^k$ , МВА |
|---------|------------------|------------------|
| 0-1     | 66.65-54.40j     | 65.79-51.44j     |
| 4-3     | -21.84+19.46j    | -22.55+20.21j    |
| 1-3     | 44.64-38.78j     | 43.67-35.47j     |
| 4-5     | 3.73-5.98j       | 3.71-5.96j       |
| 5-6     | -3.35-1.07j      | -3.36-1.06j      |
| 7-6     | 17.65-9.35j      | 17.44-9.14j      |
| 8-7     | 33.93-21.32j     | 32.73-20.06j     |
| 9-8     | 45.18-29.97j     | 44.01-27.94j     |
| 0-9     | 67.29-44.49j     | 66.69-42.44j     |
| 9-10    | 8.42-4.75j       | 8.26-4.57j       |
| 2-10    | -1.19+0.98j      | -1.19+0.99j      |
| 1-2     | 11.07-7.10j      | 10.90-6.92j      |

Виконаємо перевірку режиму напруги, на допустимість відхилення напруги на вводах трансформаторів та на перевищення максимально робочої напруги, отримані результати наведемо в табл. 1.51.

Таблиця 1.51 – Перевірка на відповідність технічним вимогам режиму напруги

| Пункт № | Діапазон регулювання трансформаторів |                | $U_{max\text{ роб}}$ , кВ | Розрахунковий рівень напруги $U_{ав}$ , кВ |
|---------|--------------------------------------|----------------|---------------------------|--------------------------------------------|
|         | $U_{min}$ , кВ                       | $U_{max}$ , кВ |                           |                                            |
| 1       | 98.306                               | 133.477        | 126                       | 115.52                                     |
| 2       | 101.408                              | 138.254        |                           | 113.39                                     |
| 3       | 97.643                               | 132.814        |                           | 109.91                                     |
| 4       | 103.277                              | 140.123        |                           | 106.18                                     |
| 5       | 97.141                               | 132.313        |                           | 105.72                                     |
| 6       | 101.91                               | 138.756        |                           | 105.90                                     |
| 7       | 101.796                              | 138.642        |                           | 107.41                                     |
| 8       | 97.123                               | 132.295        |                           | 112.11                                     |
| 9       | 101.659                              | 138.505        |                           | 116.61                                     |
| 10      | 97.141                               | 132.313        |                           | 113.80                                     |



$$\Delta S_{\Sigma} = 6.488 - j1.961 \text{ MVA}$$

Рисунок 1.17 – Результуюча схема мережі в післяаварійному режимі

### 1.13 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій

Виберемо номери регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ для трьохобмоткового трансформатора підстанції № 1 в режимі максимальних навантажень.

Визначимо втрати напруги в обмотках ВН, СН і НН трансформатора:

$$\Delta U_{m\epsilon 1} = \frac{(P_{cн1} + P_{нн1} + \Delta P_{m\epsilon 1} + g_{m1} \cdot U_{m1}^2) \cdot r_{\epsilon 1}}{U_{m1}} - \frac{(Q_{cн1} + Q_{нн1} + \Delta Q_{m\epsilon 1} + b_{m1} \cdot U_{m1}^2) \cdot x_{m\epsilon 1}}{U_{m1}} =$$

$$= \frac{(3 + 7 + 0,043 + 2,571 \cdot 10^{-6} \cdot 117,134^2) \cdot 2,513}{117,134} +$$

$$- \frac{(-1,859 - 4,704 - 0,991 - 16,635 \cdot 10^{-6} \cdot 117,134^2) \cdot 71,084}{117,134} = 4,939 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc1} = \frac{P_{cн1} \cdot r_{c1} - Q_{cн1} \cdot x_{mc1}}{U_{m1} - \Delta U_{m\epsilon 1}} = \frac{3 \cdot 2,513 + 1,859 \cdot 0}{117,134 - 4,939} = 0,067 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn1} = \frac{P_{нн1} \cdot r_{н1} - Q_{нн1} \cdot x_{mn1}}{U_{m1} - \Delta U_{m\epsilon 1}} = \frac{7 \cdot 2,513 + 4,704 \cdot 41,328}{117,134 - 4,939} = 1,89 \text{ кВ}.$$

Визначимо рівні напруги на шинах НН і СН, приведені до напруги вищої сторони:

$$U_{nn1} = U_{m1} - \Delta U_{m\epsilon 1} - \Delta U_{mn1} = 117,134 - 4,939 - 1,89 = 110,305 \text{ кВ};$$

$$U_{nc1} = U_{m1} - \Delta U_{m\epsilon 1} - \Delta U_{mc1} = 117,134 - 4,939 - 0,067 = 112,127 \text{ кВ}.$$

Визначимо бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів:

$$\omega_{\epsilon ж1} = \frac{U_{nn1} \cdot U_{nn1}}{U_{вн1} \cdot U_{бж}} - 1 = \frac{110,305 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,005.$$

Визначимо розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів:

$$N_{\epsilon 1} = \frac{\omega_{\epsilon ж1}}{\omega_{\epsilon 0}} = \frac{0,005}{0,018} = 0,272.$$

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання РПН до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь  $N_{\epsilon 1}^{cm} = 0$ .

Розрахуємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\epsilon 1}^{cm} = N_{\epsilon 1}^{cm} \cdot \omega_{\epsilon 0} = 0 \cdot 0,018 = 0.$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах НН:

$$U_{\text{нд}1} = \frac{U_{\text{нн}1} \cdot U_{\text{нн}1}}{U_{\epsilon \text{н}1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})} = \frac{110,305 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0)} = 10,551 \text{ кВ}.$$

Визначимо бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ трансформаторів:

$$\omega_{\text{сж}1} = \frac{U_{\text{сбж}1} \cdot U_{\epsilon \text{н}1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})}{U_{\text{н}1} \cdot U_{\text{сн}1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0)}{112,127 \cdot 38,5} - 1 = 0,026.$$

Визначимо розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів:

$$N_{\text{с}1} = \frac{\omega_{\text{сж}1}}{\omega_{\text{с}0}} = \frac{0,026}{0,025} = 1,025.$$

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь  $N_{\text{с}1}^{cm} = 1$ .

Розрахуємо стандартну відносну кількість регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{\text{с}1}^{cm} = N_{\text{с}1}^{cm} \cdot \omega_{\text{с}0} = 1 \cdot 0,025 = 0,025.$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах СН:

$$U_{\text{сд}1} = \frac{U_{\text{н}1} \cdot U_{\text{сн}1} \cdot (1 + \omega_{\text{с}1}^{cm})}{U_{\epsilon \text{н}1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})} = \frac{112,127 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 + 0)} = 38,477 \text{ кВ}.$$

Виберемо номери регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ для двохобмоткового трансформатора підстанції №5 в режимі максимальних навантажень.

Визначимо втрати напруги в обмотці ВН трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{м}5} &= \frac{(P_{\text{нн}5} + \Delta P_{\text{м}5} + g_{\text{м}5} \cdot U_{\text{м}5}^2) \cdot r_{\text{м}5}}{U_{\text{м}5}} - \frac{(Q_{\text{нн}5} + \Delta Q_{\text{м}5} + b_{\text{м}5} \cdot U_{\text{м}5}^2) \cdot x_{\text{м}5}}{U_{\text{м}5}} = \\ &= \frac{(7 + 0,039 + 1,739 \cdot 10^{-6} \cdot 114,202^2) \cdot 7,331}{114,202} + \\ &- \frac{(-4,704 - 0,593 - 7,622 \cdot 10^{-6} \cdot 114,202^2) \cdot 110,208}{114,202} = 5,661 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Визначимо рівень напруги на шинах НН, приведений до напруги вищої сторони:  $U_{нн5} = U_{м5} - \Delta U_{тг5} = 114,202 - 5,661 = 108,541 \text{ кВ}$ .

Визначимо бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів:

$$\omega_{вж5} = \frac{U_{нн5} \cdot U_{нн5}}{U_{вн5} \cdot U_{бж}} - 1 = \frac{108,541 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,011.$$

Визначимо розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів:

$$N_{г5} = \frac{\omega_{вж5}}{\omega_{г0}} = \frac{-0,011}{0,018} = -0,631.$$

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання РПН до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь  $N_{г5}^{cm} = -1$ .

Розрахуємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{г5}^{cm} = N_{г5}^{cm} \cdot \omega_{г0} = -1 \cdot 0,018 = -0,018.$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах НН:

$$U_{нд5} = \frac{U_{нн5} \cdot U_{нн5}}{U_{вн5} \cdot (1 + \omega_{г5}^{cm})} = \frac{108,541 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,018)} = 10,57 \text{ кВ}.$$

Вибір відгалуджень РПН та ПБЗ для трансформаторів інших підстанцій в режимі максимальних та мінімальних навантажень і після аварійному режимі роботи мережі виконують аналогічно. Результати вибору РПН та ПБЗ у режимі максимальних та мінімальних навантажень наведемо в табл. 1.52 та 1.53 відповідно, а у після аварійному режимі роботи – в табл. 1.54.

Виконаємо перевірку допустимості використання обраних відгалуджень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки трансформаторів. Для підстанції 1 у режимі максимальних навантажень мережі:

$$\begin{aligned} (N_{г1}^{cm} = 0) &\geq \left( \frac{U_{м1} - \Delta U_{тг1}}{1,05 \cdot U_{вн1}} - 1 \right) \cdot (\omega_{г0})^{-1} = \left( \frac{117,134 - 4,939}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot (0,018)^{-1} = \\ &= -3,981 \rightarrow -4. \end{aligned}$$

Аналогічним, чином виконують перевірку виконання умов для трансформаторів решти підстанцій в режимі максимальних та мінімальних навантажень та після аварійному режимі роботи мережі. Результати перевірки наведені в табл. 1.55.

Таблиця 1.52 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів у режимі максимальних навантажень

| ПС №                 | 1       | 2       | 3       | 4       | 5       | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| $U_m$ , кВ           | 117.134 | 114.842 | 115.111 | 115.628 | 114.202 | 112.397 | 112.428 | 114.668 | 117.336 | 114.933 |
| $\Delta U_{m6}$ , кВ | 4.939   | 3.718   | 4.133   | 5.608   | 5.661   | 4.404   | 4.629   | 4.789   | 3.935   | 5.626   |
| $\Delta U_{m5}$ , кВ | 0.067   | 0.023   | 0.027   | 0.07    | -       | 0.048   | 0.084   | 0.16    | 0.034   | -       |
| $\Delta U_{m4}$ , кВ | 1.89    | 1.678   | 1.951   | 2.034   | -       | 1.727   | 1.384   | 0.827   | 1.645   | -       |
| $U_{n5}$ , кВ        | 112.127 | 111.101 | 110.951 | 109.949 | -       | 107.946 | 107.715 | 109.719 | 113.367 | -       |
| $U_{n4}$ , кВ        | 110.305 | 109.446 | 109.026 | 107.986 | 108.541 | 106.267 | 106.415 | 109.053 | 111.757 | 109.307 |
| $\omega_{вж}$        | 0.005   | -0.048  | -0.007  | -0.061  | -0.011  | -0.076  | -0.075  | -0.007  | -0.028  | -0.004  |
| $\omega_{сж}$        | 0.026   | -0.02   | 0.036   | -0.01   | -       | -0.011  | -0.008  | 0.048   | -0.022  | -       |
| $N_g^{cm}$           | 0       | -3      | 0       | -3      | -1      | -4      | -4      | 0       | -2      | 0       |
| $N_c^{cm}$           | 1       | -1      | 1       | 0       | -       | 0       | 0       | 2       | -1      | -       |
| $U_{c0}$ , кВ        | 38.477  | 38.311  | 38.073  | 38.886  | -       | 38.909  | 38.826  | 38.569  | 38.37   | -       |
| $U_{н0}$ , кВ        | 10.551  | 10.557  | 10.429  | 10.416  | 10.57   | 10.446  | 10.461  | 10.431  | 10.581  | 10.455  |

Таблиця 1.53 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів у режимі мінімальних навантажень

| ПС №                 | 1       | 2       | 3       | 4       | 5       | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| $U_m$ , кВ           | 118.225 | 117.227 | 117.29  | 117.518 | 116.869 | 116.029 | 116.044 | 117.09  | 118.308 | 117.316 |
| $\Delta U_{m6}$ , кВ | 2.369   | 1.794   | 1.957   | 2.639   | 2.678   | 2.082   | 2.188   | 2.296   | 1.913   | 2.668   |
| $\Delta U_{m5}$ , кВ | 0.033   | 0.011   | 0.013   | 0.034   | -       | 0.023   | 0.04    | 0.077   | 0.017   | -       |
| $\Delta U_{m4}$ , кВ | 0.915   | 0.808   | 0.939   | 0.974   | -       | 0.818   | 0.655   | 0.396   | 0.801   | -       |
| $U_{n5}$ , кВ        | 115.824 | 115.422 | 115.32  | 114.845 | -       | 113.925 | 113.816 | 114.717 | 116.379 | -       |
| $U_{n4}$ , кВ        | 114.941 | 114.625 | 114.394 | 113.905 | 114.192 | 113.129 | 113.2   | 114.398 | 115.594 | 114.648 |
| $\omega_{вж}$        | 0.047   | -0.003  | 0.042   | -0.01   | 0.04    | -0.016  | -0.016  | 0.042   | 0.005   | 0.044   |
| $\omega_{сж}$        | 0.046   | -0.004  | 0.033   | -0.016  | -       | -0.009  | -0.008  | 0.038   | -0.012  | -       |
| $N_6^{cm}$           | 3       | 0       | 2       | -1      | 2       | -1      | -1      | 2       | 0       | 2       |
| $N_5^{cm}$           | 2       | 0       | 1       | -1      | -       | 0       | 0       | 2       | 0       | -       |
| $U_{c0}$ , кВ        | 38.651  | 38.641  | 38.212  | 38.166  | -       | 38.831  | 38.794  | 38.939  | 38.962  | -       |
| $U_{н0}$ , кВ        | 10.437  | 10.466  | 10.566  | 10.588  | 10.547  | 10.516  | 10.523  | 10.566  | 10.554  | 10.589  |

Таблиця 1.54 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів в післяаварійному режимі

| ПС №                 | 1       | 2       | 3       | 4       | 5      | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| $U_m$ , кВ           | 115.516 | 113.394 | 109.906 | 106.177 | 105.72 | 105.897 | 107.41  | 112.108 | 116.609 | 113.803 |
| $\Delta U_{m6}$ , кВ | 5.005   | 3.762   | 4.321   | 6.086   | 6.1    | 4.659   | 4.834   | 4.892   | 3.958   | 5.68    |
| $\Delta U_{m5}$ , кВ | 0.068   | 0.024   | 0.028   | 0.077   | -      | 0.051   | 0.088   | 0.164   | 0.034   | -       |
| $\Delta U_{m4}$ , кВ | 1.918   | 1.701   | 2.051   | 2.236   | -      | 1.842   | 1.454   | 0.847   | 1.655   | -       |
| $U_{n5}$ , кВ        | 110.443 | 109.608 | 105.557 | 100.013 | -      | 101.186 | 102.488 | 107.052 | 112.617 | -       |
| $U_{n4}$ , кВ        | 108.593 | 107.931 | 103.534 | 97.855  | 99.62  | 99.395  | 101.122 | 106.369 | 110.996 | 108.123 |
| $\omega_{вж}$        | -0.011  | -0.061  | -0.057  | -0.149  | -0.092 | -0.136  | -0.121  | -0.031  | -0.035  | -0.015  |
| $\omega_{сж}$        | 0.023   | -0.007  | 0.031   | -0.014  | -      | -0.025  | -0.018  | 0.036   | -0.015  | -       |
| $N_g^{cm}$           | -1      | -3      | -3      | -8      | -5     | -8      | -7      | -2      | -2      | -1      |
| $N_c^{cm}$           | 1       | 0       | 1       | -1      | -      | -1      | -1      | 1       | -1      | -       |
| $U_{c0}$ , кВ        | 38.586  | 38.765  | 38.265  | 38.066  | -      | 38.513  | 38.215  | 38.091  | 38.117  | -       |
| $U_{n0}$ , кВ        | 10.575  | 10.41   | 10.462  | 10.418  | 10.46  | 10.582  | 10.547  | 10.55   | 10.509  | 10.53   |

Таблиця 1.55 – Перевірка допустимості використання відгалуджень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки трансформаторів

| Пункт № | Режим максимальних навантажень |                       | Режим мінімальних навантажень |                       | Після аварійний режим |                       |
|---------|--------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
|         | $N_{\epsilon}^{ст}$            | $N_{\epsilon}^{гран}$ | $N_{\epsilon}^{ст}$           | $N_{\epsilon}^{гран}$ | $N_{\epsilon}^{ст}$   | $N_{\epsilon}^{гран}$ |
| 1       | 0                              | -4                    | 3                             | -2                    | -1                    | -5                    |
| 2       | -3                             | -4                    | 0                             | -2                    | -3                    | -5                    |
| 3       | 0                              | -5                    | 2                             | -3                    | -3                    | -7                    |
| 4       | -3                             | -5                    | -1                            | -3                    | -8                    | -9                    |
| 5       | -1                             | -6                    | 2                             | -3                    | -5                    | -9                    |
| 6       | -4                             | -6                    | -1                            | -3                    | -8                    | -9                    |
| 7       | -4                             | -6                    | -1                            | -3                    | -7                    | -8                    |
| 8       | 0                              | -5                    | 2                             | -3                    | -2                    | -6                    |
| 9       | -2                             | -3                    | 0                             | -2                    | -2                    | -4                    |
| 10      | 0                              | -5                    | -2                            | -3                    | -1                    | -6                    |

### Висновки до розділу 1

В даному розділі магістерської дисертації розроблено проект електричної мережі напругою 110 кВ.

Обґрунтовано, за техніко-економічними показниками, вибір оптимальної конфігурації мережі. Сумарні капіталовкладення для першого варіанту становлять 1,96 млрд. грн, для другого варіанту – 1,99 млрд. грн, для третього варіанту – 1,97 млрд. грн, для четвертого варіанту – 1,98 млрд. грн, та для п'ятого варіанту – 2 млрд. грн, де виявився найбільш економічно вигідним перший варіант розвитку мережі.

Досліджено опорні режими спроектованої електричної мережі, а саме режими максимальних і мінімальних навантажень та післяаварійний режим. Виявлено, що сумарні втрати у зазначених режимах склали  $3,063+j6,183$  МВА,  $1,031+j11,278$  та  $6,488-j1,961$  МВА відповідно.

Також було показано, що ЛЕП не перенавантажені, а рівні напруги в пунктах мережі за допомогою пристроїв РПН та ПБЗ дозволяють отримати бажане значення напруги на шинах НН – 10,5 кВ та СН – 38,5 кВ.

## 2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ У ВУЗЛІ 1 ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

### 2.1 Опис пункту електричної мережі, в якому розміщена проектована підстанція

За місцем в енергосистемі проектована підстанція (ПС №1) є вузловою, двотрансформаторною – на ній встановлені два, паралельно працюючих трансформатора типу ТДТН-10000/110. Вища напруга підстанції – 110 кВ, середня – 35 кВ, нижча – 10 кВ. До ПС №1 підходять три повітряні лінії електропередач: двоколова лінія 0-1 з проводом марки АС-240/32 довжиною 28 км, 1-2 з проводом марки АС-70/11 завдовжки 32 км та 1-3 з проводом марки АС-240/32 завдовжки 32 км.

### 2.2 Складання структурної схеми підстанції

Структурна схема підстанції представлена на рис. 2.1.

Принципові схеми РП прийняті відповідно до норм технологічного проектування підстанцій. Неповна принципова схема наведена на рис. 2.2.

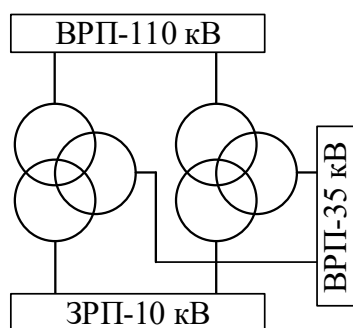


Рисунок 2.1 – Структурна схема підстанції

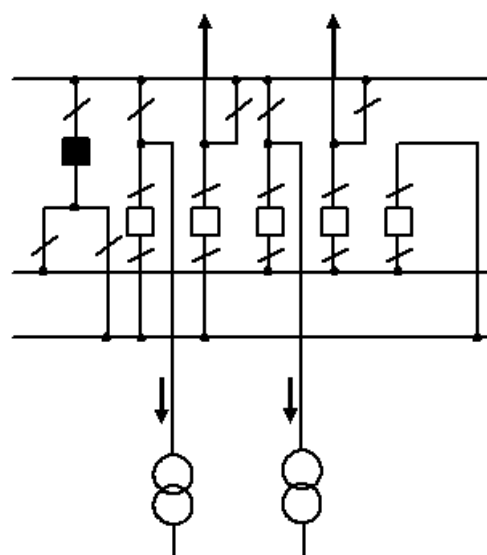


Рисунок 2.2 – Неповна принципова схема підстанції

## 2.3 Розрахунок кількості ліній

Кількість ліній РП, на якому є фіксоване навантаження, визначається за формулою:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{\text{л}}}, \quad (2.1)$$

де  $P_{\Sigma}$  – сумарне навантаження на відповідній стороні, МВт;

$P_{\text{л}}$  – пропускна здатність однієї лінії, МВт.

Залежно від навантаження РП, пропускна здатність однієї лінії приймається: 10(6) кВ – 2÷3 МВт, 35 кВ – 5÷15 МВт, 110кВ – 35÷40 МВт.

Розрахуємо кількість ліній, що відходять від РП – 10 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{нл}}}{P_{\text{л}}} = \frac{7}{2} = 3,5.$$

Приймаємо кількість ліній рівним 4.

Розрахуємо кількість ліній, що відходять від РП – 35 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{сл}}}{P_{\text{л}}} = \frac{3}{5} = 0,6.$$

Приймаємо кількість ліній рівним 1.

За схемними рішеннями, приймаємо кількість ліній, що відходять від РП – 35 кВ, рівним 4.

Кількість ліній, що відходять в енергосистему:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{макс}}}{P_{\text{л}}} = \frac{10}{35} = 0,286.$$

Приймаємо кількість ліній рівним 1.

Так як дана підстанція є вузловою (прямий зв'язок з трьома ПС) і одна з ПЛ є двоколовою, то приймаємо кількість ліній, що відходять в енергосистему, рівним 4.

## 2.4 Вибір схем розподільних пристроїв

РП – 110 кВ має шість приєднань (чотири лінії і два трансформатора). Відповідно, для даного РП виберемо схему з однією секціонованою і обхідною системою шин та з окремим секційним і обхідним вимикачем (схема 110-6).

Для РП – 35 кВ з числом ліній, що дорівнює чотирьом виберемо схему одну секціоновану вимикачем систему шин (схема 35-5). Застосовується на напругу 35-220 кВ для ПС з наявністю парних ПЛ, що резервуються від інших ПС, нерезервовані ПЛ, але не більше однієї на секцію, при відсутності вимог збереження в роботі всіх приєднань при ревізії секції шин.

Для РП – 10 кВ з числом ліній, що дорівнює чотирьом виберемо схему з однією секціонованою вимикачем систему шин (схема 10-1), застосовується при двох трансформаторах, приєднаних до однієї секції [7].

## **2.5 Розрахунок струмів короткого замикання**

Короткі замикання є однією з основних причин порушення нормального режиму роботи електроустановок та енергосистем в цілому. При проектуванні підстанції розрахунок струмів КЗ проводиться з метою перевірки вибраного електроустаткування. При розрахунку струмів КЗ приймають ряд припущень, що не вносять істотних похибок в розрахунки [8]. До них відносяться:

- а) відсутність коливань генераторів;
- б) лінійність всіх елементів схеми (до уваги береться насичення магнітних систем);
- в) наближений облік навантажень (все навантаження представляються у вигляді постійних за величиною індуктивних опорів);
- г) нехтування активними опорами елементів схеми при розрахунку струмів КЗ і облік активних опорів тільки при визначенні ступеня загасання аперіодичних складових струмів КЗ;
- д) зневага розподіленої ємності ліній, за винятком випадків довгих ліній і ліній в мережах з малим струмом замикання на землю;
- е) симетричність всіх елементів системи, за винятком місця короткого замикання;
- ж) зневага струмом намагнічування трансформаторів.

Виконаємо розрахунок схеми прямої послідовності. Заступна схема заміщення для заданої мережі представлена на рис. 2.3.

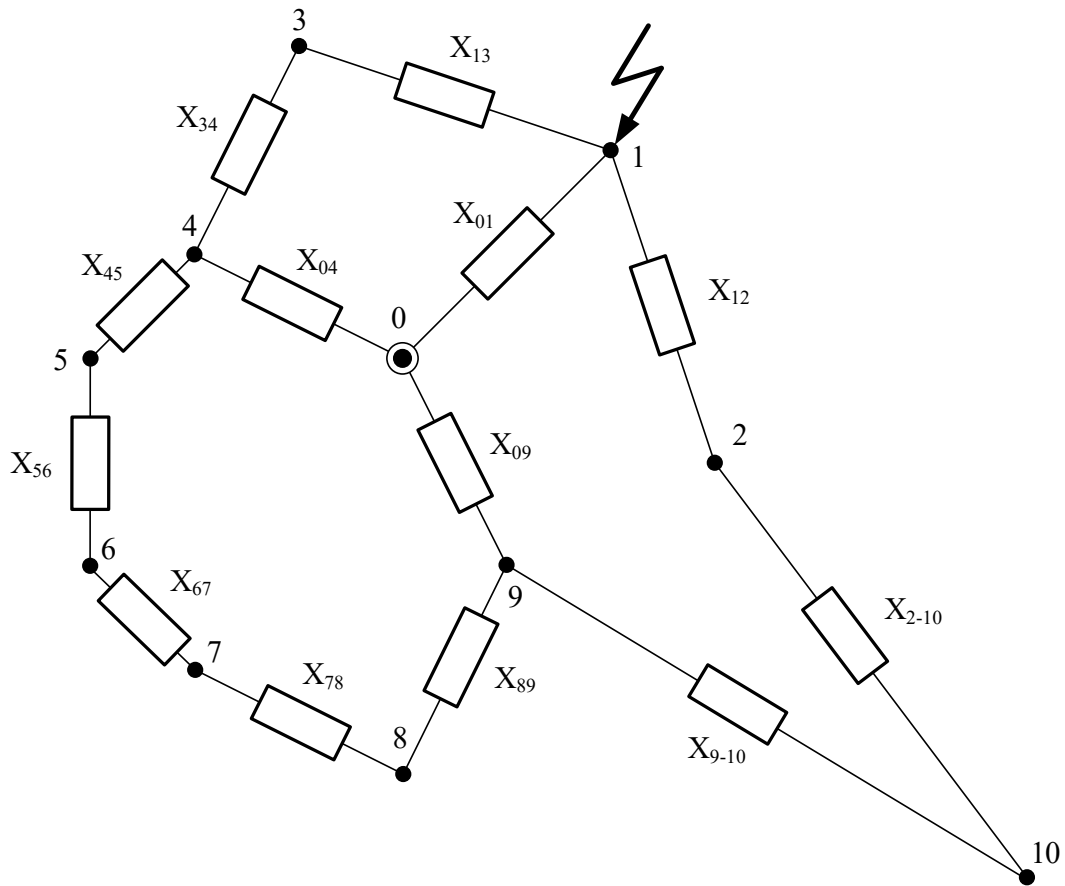


Рисунок 2.3 – Заступна схема заміщення прямої послідовності

Розрахуємо всі опори в відносних одиницях, тобто приведемо їх до базисних умов. Прийmemo:  $S_{\bar{o}} = 1000$  МВА;  $U_{\bar{o}} = 115$  кВ. Тоді базисний струм становитиме:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Опір системи приймаємо рівним нулю:  $X_{C*} = 0$ .

Опір ліній електропередач визначають за формулою:

$$X_{i-j*} = x_{i-j} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (2.2)$$

де  $x_{i-j}$  – індуктивний опір ділянки і-і ЛЕП, Ом.

Відповідно до (2.2) визначимо опір ділянки 0-1:

$$X_{01*} = x_{01} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} = 5,655 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,428.$$

Для решти ділянок розрахунок аналогічний, тому наведемо його в табл. 2.1.

Таблиця – 2.1 – Значення опорів прямої послідовності для ділянок схеми

| Ділянка            | 0-1  | 0-4  | 3-4  | 1-3  | 4-5  | 5-6  | 6-7  | 7-8  | 8-9  | 0-9  | 9-10 | 2-10 | 1-2  |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $X_{i-j}^*$ , в.о. | 0.43 | 0.68 | 0.74 | 0.96 | 0.45 | 0.66 | 0.47 | 0.74 | 0.71 | 0.34 | 1.94 | 1.66 | 1.05 |

Спростимо схему заміщення (рис. 2.3) для визначення еквівалентного опору прямої послідовності.

Перший крок.

Послідовні елементи:

$$x_1 = X_{12}^* + X_{2-10}^* + X_{9-10}^* = 1,052 + 1,663 + 1,939 = 4,654;$$

$$x_2 = X_{13}^* + X_{34}^* = 0,956 + 0,744 = 1,7;$$

$$x_3 = X_{45}^* + X_{56}^* + X_{67}^* + X_{78}^* + X_{89}^* = 0,451 + 0,665 + 0,47 + 0,744 + 0,713 = 3,043.$$

Другий крок.

Перетворимо трикутник з опорами які мають індекси 04-09-3 в зірку:

$$x_4 = \frac{X_{04}^* \cdot X_{09}^*}{X_{04}^* + X_{09}^* + x_3} = \frac{0,676 \cdot 0,338}{0,676 + 0,338 + 3,043} = 0,056;$$

$$x_5 = \frac{x_3 \cdot X_{09}^*}{X_{04}^* + X_{09}^* + x_3} = \frac{3,043 \cdot 0,338}{0,676 + 0,338 + 3,043} = 0,254;$$

$$x_6 = \frac{x_3 \cdot X_{04}^*}{X_{04}^* + X_{09}^* + x_3} = \frac{3,043 \cdot 0,676}{0,676 + 0,338 + 3,043} = 0,507.$$

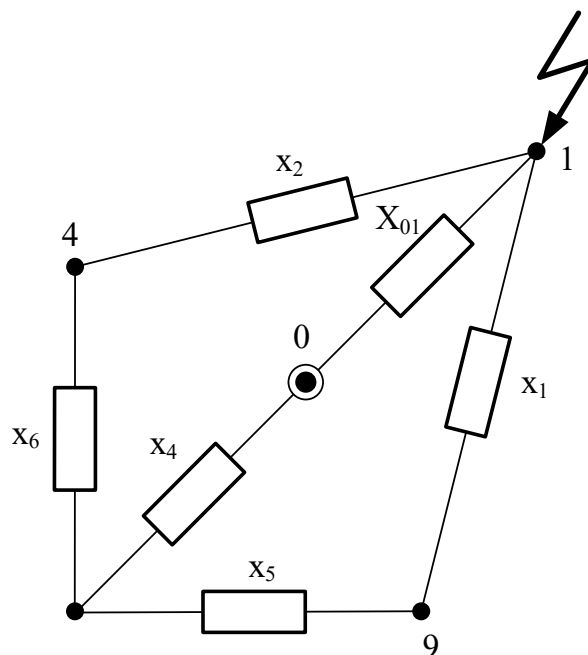


Рисунок 2.4 – Заступна схема після двох кроків перетворення

Третій крок.

Послідовні елементи:

$$x_7 = x_2 + x_6 = 1,7 + 0,507 = 2,207;$$

$$x_8 = x_1 + x_5 = 4,654 + 0,254 = 4,907.$$

Четвертий крок.

Паралельні елементи:

$$x_9 = x_7 \parallel x_8 = \frac{x_7 \cdot x_8}{x_7 + x_8} = \frac{2,207 \cdot 4,907}{2,207 + 4,907} = 1,522.$$

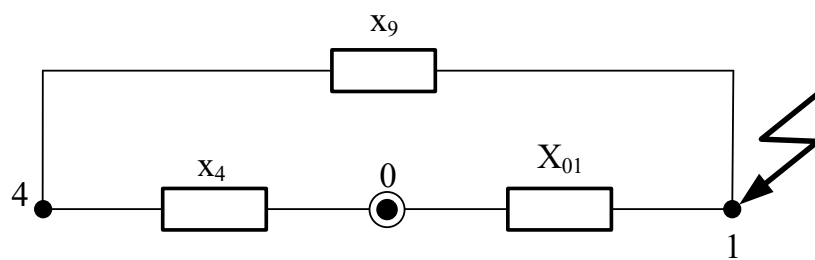


Рисунок 2.5 – Заступна схема після чотирьох кроків перетворення

П'ятий крок.

Послідовні елементи:

$$x_{10} = x_4 + x_9 = 0,056 + 1,522 = 1,579.$$

Паралельні елементи:

$$x_{11} = x_{10} \parallel X_{01*} = \frac{x_{10} \cdot X_{01*}}{x_{10} + X_{01*}} = \frac{1,579 \cdot 0,428}{1,579 + 0,428} = 0,336.$$

Отримана величина є еквівалентним опором заступної схеми прямої послідовності, тобто  $x_e = x_{11} = 0,336$ .

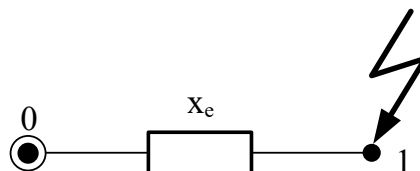


Рисунок 2.6 – Еквівалентна заступна схема прямої послідовності

Трифазне КЗ на шинах напругою 110 кВ.

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\delta}}{x_e} = \frac{1 \cdot 5,02}{0,336} = 14,922 \text{ кА}.$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 14,922 = 37,986 \text{ кА},$$

де  $k_y = 1,8$  – ударний коефіцієнт.

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 14,922 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 22,532 \text{ кА}.$$

Двофазне КЗ на шинах напругою 110 кВ.

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_{\delta}}{x_e + \Delta x^{(2)}} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_{\delta}}{2 \cdot x_e} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{2 \cdot 0,336} = 12,923 \text{ кА},$$

де  $m^{(2)} = \sqrt{3}$  – коефіцієнт пропорційності при двофазному КЗ.

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,923 = 32,897 \text{ кА},$$

де  $k_y = 1,8$  – ударний коефіцієнт.

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 12,923 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 19,513 \text{ кА}.$$

Розрахунок схеми нульової послідовності.

При з'єднанні обмоток ВН-СН-НН по схемі У<sub>Н</sub>/У<sub>Н</sub>/Д-11. В нульовій послідовності будуть лише обтікатися обмотки ВН та СН трансформатора, але оскільки фіктивне значення напруги КЗ для обмотки СН дорівнює нулю то і відповідне значення опору в нульовій послідовності також дорівнюватиме нулю і його не враховуватимемо в розрахунках. Тому, трьохобмоточний трансформатор для струмів нульової послідовності представляється двообмоточним і вноситься в схему заміщення опором  $X_{B-H}$ .

Деякі опори елементів заступної схеми нульової послідовності дорівнюють опорам елементів прямої послідовності, при введенні поправочного коефіцієнта.

Опори ПЛ нульової послідовності становлять:

- для одноколових ПЛ з тросом:  $X'_{i-j*} = 3 \cdot X_{i-j*}$ ;
- для двоколових ПЛ з тросом:  $X'_{i-j*} = 4,7 \cdot X_{i-j*}$ .

Виконаємо перерахунок опорів ПЛ, значення опорів прямої послідовності візьмемо з табл. 2.1:

$$X'_{01*} = 4,7 \cdot X_{01*} = 4,7 \cdot 0,428 = 2,01;$$

$$X'_{04*} = 3 \cdot X_{04*} = 3 \cdot 0,676 = 2,028;$$

$$X'_{34*} = 3 \cdot X_{34*} = 3 \cdot 0,744 = 2,231;$$

$$X'_{13*} = 3 \cdot X_{13*} = 3 \cdot 0,956 = 2,868;$$

$$X'_{45*} = 3 \cdot X_{45*} = 3 \cdot 0,451 = 1,353;$$

$$X'_{56*} = 3 \cdot X_{56*} = 3 \cdot 0,665 = 1,995;$$

$$X'_{67*} = 3 \cdot X_{67*} = 3 \cdot 0,47 = 1,411;$$

$$X'_{78*} = 3 \cdot X_{78*} = 3 \cdot 0,744 = 2,231;$$

$$X'_{89*} = 3 \cdot X_{89*} = 3 \cdot 0,713 = 2,14;$$

$$X'_{09*} = 4,7 \cdot X_{09*} = 3 \cdot 0,338 = 1,589;$$

$$X'_{9-10*} = 3 \cdot X_{9-10*} = 3 \cdot 1,939 = 5,817;$$

$$X'_{2-10*} = 3 \cdot X_{2-10*} = 3 \cdot 1,663 = 4,988;$$

$$X'_{12*} = 3 \cdot X_{12*} = 3 \cdot 1,052 = 3,155.$$

Виконаємо розрахунок опорів трансформаторів для всіх пунктів, номінальні параметри трансформаторів візьмемо з табл. 1.3:

$$X_{n1*} = X_{n8*} = \frac{1}{2} \cdot U_{\kappa\delta 1} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном1}} = \frac{1}{2} \cdot 0,108 \cdot \frac{1000}{10} = 5,375;$$

$$X_{n2*} = X_{n4*} = X_{n6*} = X_{n7*} = X_{n9*} = \frac{1}{2} \cdot U_{\kappa\delta 2} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном2}} = \frac{1}{2} \cdot 0,108 \cdot \frac{1000}{16} = 3,359;$$

$$X_{n3*} = \frac{1}{2} \cdot U_{\kappa\delta 3} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном3}} = \frac{1}{2} \cdot 0,108 \cdot \frac{1000}{25} = 2,15;$$

$$X_{n5*} = X_{n10*} = \frac{1}{2} \cdot U_{\kappa\delta 5} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном5}} = \frac{1}{2} \cdot 0,105 \cdot \frac{1000}{6,3} = 8,333.$$

Заступну схему нульової послідовності наведемо на рис. 2.7.

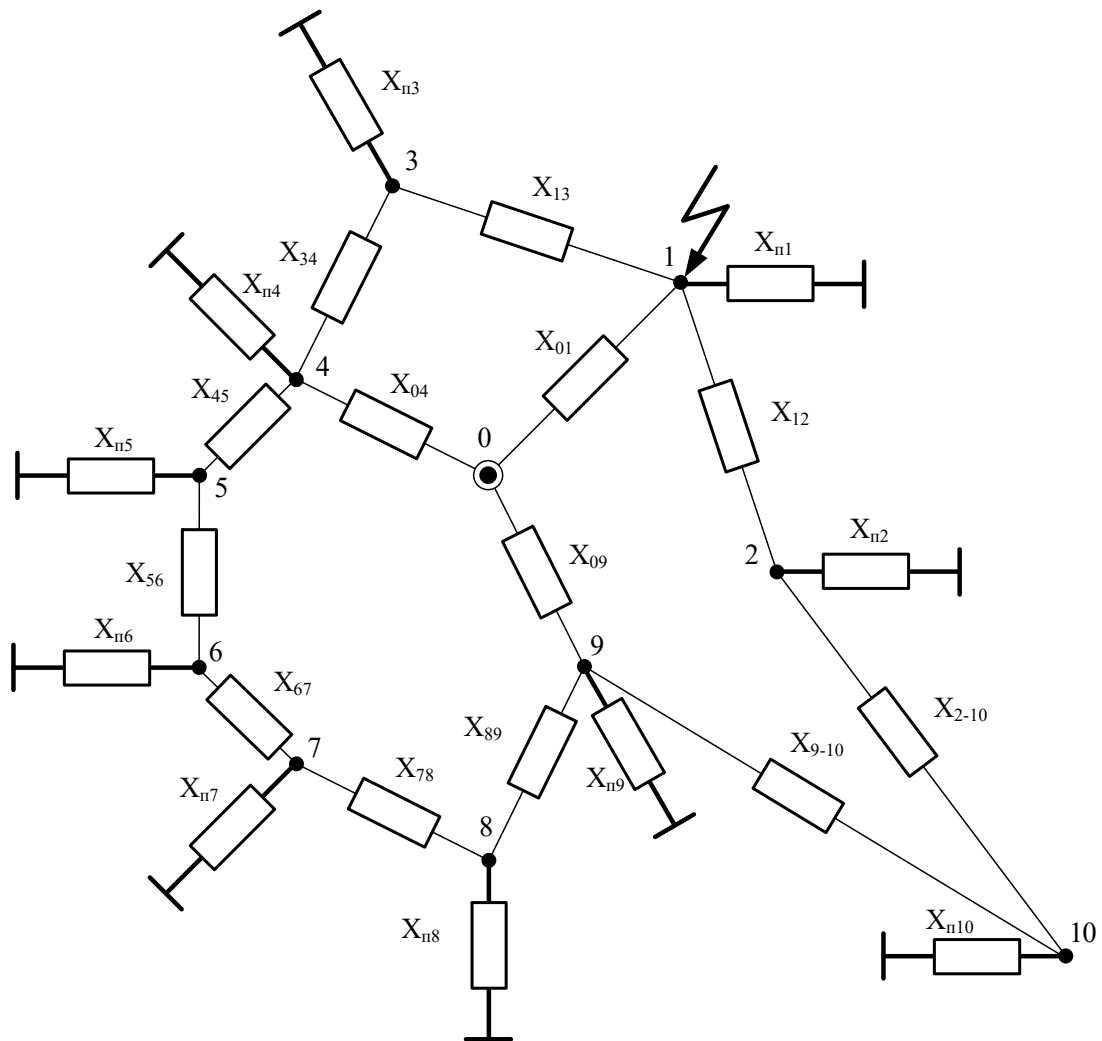


Рисунок 2.7 – Схема заміщення нульової послідовності

Спростимо схему заміщення (рис. 2.7) для визначення еквівалентного опору нульової послідовності.

Перший крок.

Перетворимо зірку з опорами які мають індекси 2-10 – 12 – п2 в трикутник:

$$x'_1 = X'_{2-10*} + X'_{12*} + \frac{X'_{2-10*} \cdot X'_{12*}}{X_{n2*}} = 4,988 + 3,155 + \frac{4,988 \cdot 3,155}{3,359} = 12,828;$$

$$x'_2 = X'_{12*} + X_{n2*} + \frac{X'_{12*} \cdot X_{n2*}}{X'_{2-10*}} = 3,155 + 3,359 + \frac{3,155 \cdot 3,359}{4,988} = 8,639;$$

$$x'_3 = X'_{2-10*} + X_{n2*} + \frac{X'_{2-10*} \cdot X_{n2*}}{X'_{12*}} = 4,988 + 3,359 + \frac{4,988 \cdot 3,359}{3,155} = 13,659.$$

Паралельні елементи:

$$x'_4 = X_{n1*} \parallel x'_2 = \frac{X_{n1*} \cdot x'_2}{X_{n1*} + x'_2} = \frac{5,375 \cdot 8,639}{5,375 + 8,639} = 3,313;$$

$$x'_5 = X_{n10*} \parallel x'_3 = \frac{X_{n10*} \cdot x'_3}{X_{n10*} + x'_3} = \frac{8,333 \cdot 13,659}{8,333 + 13,659} = 5,176.$$

Другий крок.

Перетворимо зірку з опорами які мають індекси 1 – 9-10 – 5 в трикутник:

$$x'_6 = x'_1 + X'_{9-10*} + \frac{x'_1 \cdot X'_{9-10*}}{x'_5} = 12,828 + 5,817 + \frac{12,828 \cdot 5,817}{5,176} = 33,064;$$

$$x'_7 = x'_1 + x'_5 + \frac{x'_1 \cdot x'_5}{X'_{9-10*}} = 12,828 + 5,176 + \frac{12,828 \cdot 5,176}{5,817} = 29,417;$$

$$x'_8 = X'_{9-10*} + x'_5 + \frac{X'_{9-10*} \cdot x'_5}{x'_1} = 5,817 + 5,176 + \frac{5,817 \cdot 5,176}{12,828} = 13,34.$$

Паралельні елементи:

$$x'_9 = x'_4 \parallel x'_7 = \frac{x'_4 \cdot x'_7}{x'_4 + x'_7} = \frac{3,313 \cdot 29,417}{3,313 + 29,417} = 2,978;$$

$$x'_{10} = X_{n9*} \parallel x'_8 = \frac{X_{n9*} \cdot x'_8}{X_{n9*} + x'_8} = \frac{3,359 \cdot 13,34}{3,359 + 13,34} = 2,684.$$

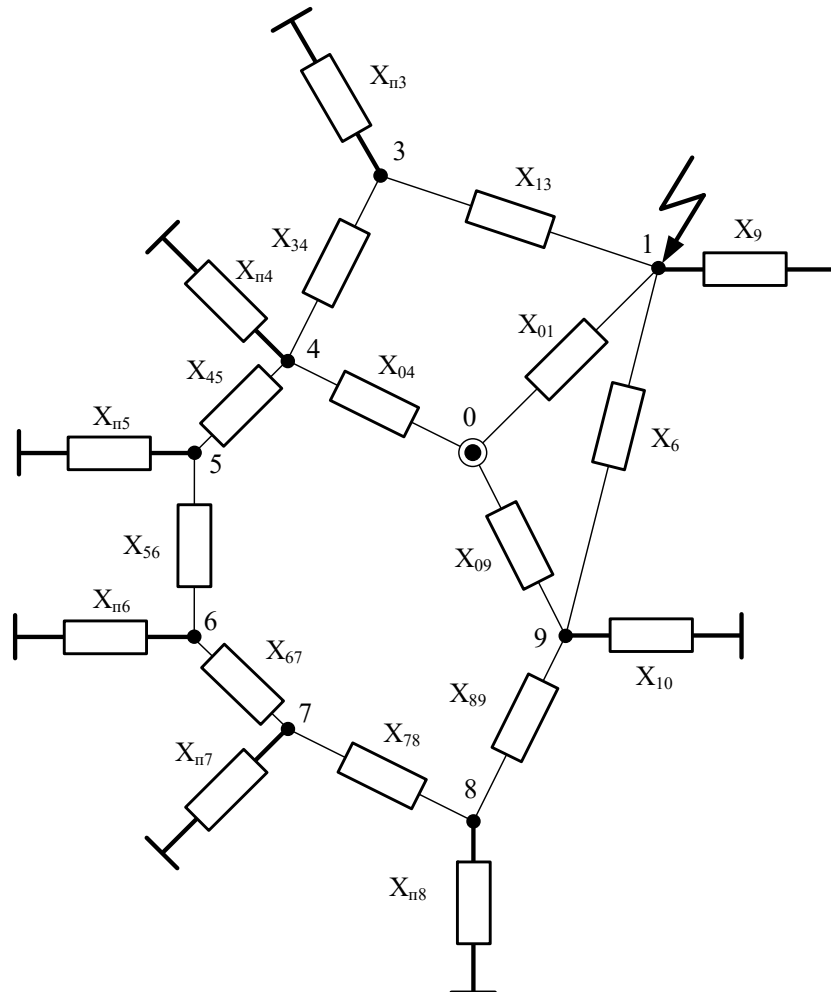


Рисунок 2.8 – Заступна схема після двох кроків перетворення

Третій крок.

Перетворимо зірку з опорами які мають індекси 78 – 89 – п8 в трикутник:

$$\begin{aligned}x'_{11} &= X'_{78*} + X'_{89*} + \frac{X'_{78*} \cdot X'_{89*}}{X_{n8*}} = 2,231 + 2,14 + \frac{2,231 \cdot 2,14}{5,375} = 5,258; \\x'_{12} &= X_{n8*} + X'_{89*} + \frac{X_{n8*} \cdot X'_{89*}}{X'_{78*}} = 5,375 + 2,14 + \frac{5,375 \cdot 2,14}{2,231} = 12,67; \\x'_{13} &= X'_{78*} + X_{n8*} + \frac{X'_{78*} \cdot X_{n8*}}{X'_{89*}} = 2,231 + 5,375 + \frac{2,231 \cdot 5,375}{2,14} = 13,21.\end{aligned}$$

Паралельні елементи:

$$\begin{aligned}x'_{14} &= x'_{10} \parallel x'_{12} = \frac{x'_{10} \cdot x'_{12}}{x'_{10} + x'_{12}} = \frac{2,215 \cdot 12,67}{2,215 + 12,67} = 2,215; \\x'_{15} &= X_{n7*} \parallel x'_{13} = \frac{X_{n7*} \cdot x'_{13}}{X_{n7*} + x'_{13}} = \frac{3,359 \cdot 13,21}{3,359 + 13,21} = 2,678.\end{aligned}$$

Четвертий крок.

Перетворимо зірку з опорами які мають індекси 67 – 11 – 15 в трикутник:

$$\begin{aligned}x'_{16} &= X'_{67*} + x'_{11} + \frac{X'_{67*} \cdot x'_{11}}{x'_{15}} = 1,411 + 5,258 + \frac{1,411 \cdot 5,258}{2,678} = 9,44; \\x'_{17} &= x'_{15} + x'_{11} + \frac{x'_{15} \cdot x'_{11}}{X'_{67*}} = 2,678 + 5,258 + \frac{2,678 \cdot 5,258}{1,411} = 17,919; \\x'_{18} &= x'_{15} + X'_{67*} + \frac{x'_{15} \cdot X'_{67*}}{x'_{11}} = 2,678 + 1,411 + \frac{2,678 \cdot 1,411}{5,258} = 4,808.\end{aligned}$$

Паралельні елементи:

$$\begin{aligned}x'_{19} &= x'_{14} \parallel x'_{17} = \frac{x'_{14} \cdot x'_{17}}{x'_{14} + x'_{17}} = \frac{2,215 \cdot 17,919}{2,215 + 17,919} = 1,971; \\x'_{20} &= X_{n6*} \parallel x'_{18} = \frac{X_{n6*} \cdot x'_{18}}{X_{n6*} + x'_{18}} = \frac{3,359 \cdot 4,808}{3,359 + 4,808} = 1,978.\end{aligned}$$

П'ятий крок.

Перетворимо зірку з опорами які мають індекси 56 – 16 – 20 в трикутник:

$$\begin{aligned}x'_{21} &= X'_{56*} + x'_{16} + \frac{X'_{56*} \cdot x'_{16}}{x'_{20}} = 1,995 + 9,44 + \frac{1,995 \cdot 9,44}{1,978} = 20,959; \\x'_{22} &= x'_{20} + x'_{16} + \frac{x'_{20} \cdot x'_{16}}{X'_{56*}} = 1,978 + 9,44 + \frac{1,978 \cdot 9,44}{1,995} = 20,773; \\x'_{23} &= x'_{20} + X'_{56*} + \frac{x'_{20} \cdot X'_{56*}}{x'_{16}} = 1,978 + 1,995 + \frac{1,978 \cdot 1,995}{9,44} = 4,391.\end{aligned}$$

Паралельні елементи:

$$x'_{24} = x'_{22} \parallel x'_{19} = \frac{x'_{22} \cdot x'_{19}}{x'_{22} + x'_{19}} = \frac{20,773 \cdot 1,971}{20,773 + 1,971} = 1,8;$$

$$x'_{25} = x'_{23} \parallel X_{n5*} = \frac{x'_{23} \cdot X_{n5*}}{x'_{23} + X_{n5*}} = \frac{4,391 \cdot 8,333}{4,391 + 8,333} = 2,876.$$

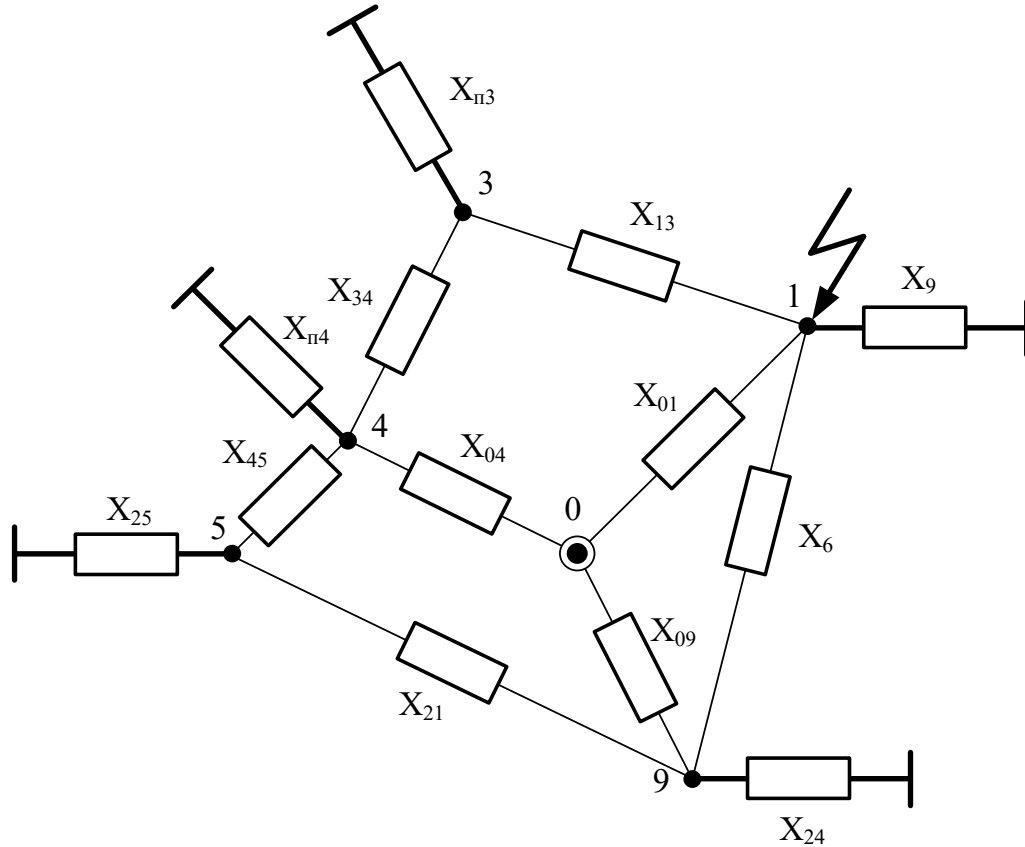


Рисунок 2.9 – Заступна схема після п'яти кроків перетворення

Шостий крок.

Перетворимо зірку з опорами які мають індекси 45 – 21 – 25 в трикутник:

$$x'_{26} = X'_{45*} + x'_{21} + \frac{X'_{45*} \cdot x'_{21}}{x'_{25}} = 1,353 + 20,959 + \frac{1,353 \cdot 20,959}{2,876} = 32,175;$$

$$x'_{27} = x'_{25} + x'_{21} + \frac{x'_{25} \cdot x'_{21}}{X'_{45*}} = 2,876 + 20,959 + \frac{2,876 \cdot 20,959}{1,353} = 68,376;$$

$$x'_{28} = x'_{25} + X'_{45*} + \frac{x'_{25} \cdot X'_{45*}}{x'_{21}} = 2,876 + 1,353 + \frac{2,876 \cdot 1,353}{20,959} = 4,415.$$

Паралельні елементи:

$$x'_{29} = x'_{27} \parallel x'_{24} = \frac{x'_{27} \cdot x'_{24}}{x'_{27} + x'_{24}} = \frac{68,376 \cdot 1,8}{68,376 + 1,8} = 1,754;$$

$$x'_{30} = x'_{28} \parallel X_{n4*} = \frac{x'_{28} \cdot X_{n4*}}{x'_{28} + X_{n4*}} = \frac{4,415 \cdot 3,359}{4,415 + 3,359} = 1,908.$$

Сьомий крок.

Перетворимо зірку з опорами які мають індекси 34 – 13 – п3 в трикутник:

$$x'_{31} = X'_{34*} + X'_{13*} + \frac{X'_{34*} \cdot X'_{13*}}{X_{n3*}} = 2,231 + 2,868 + \frac{2,231 \cdot 2,868}{2,15} = 8,075;$$

$$x'_{32} = X'_{34*} + X_{n3*} + \frac{X'_{34*} \cdot X_{n3*}}{X'_{13*}} = 2,231 + 2,15 + \frac{2,231 \cdot 2,15}{2,868} = 6,053;$$

$$x'_{33} = X'_{13*} + X_{n3*} + \frac{X'_{13*} \cdot X_{n3*}}{X'_{34*}} = 2,868 + 2,15 + \frac{2,868 \cdot 2,15}{2,231} = 7,782.$$

Паралельні елементи:

$$x'_{34} = x'_{30} \parallel x'_{32} = \frac{x'_{30} \cdot x'_{32}}{x'_{30} + x'_{32}} = \frac{1,908 \cdot 6,053}{1,908 + 6,053} = 1,451;$$

$$x'_{35} = x'_{33} \parallel x'_9 = \frac{x'_{33} \cdot x'_9}{x'_{33} + x'_9} = \frac{7,782 \cdot 2,978}{7,782 + 2,978} = 2,154.$$

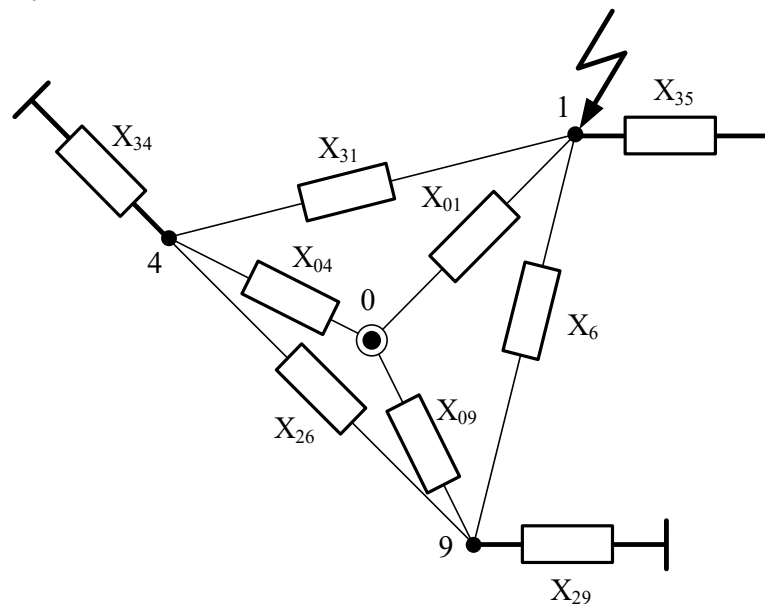


Рисунок 2.10 – Заступна схема після семи кроків перетворення

Восьмий крок.

Перетворимо трикутник з опорами які мають індекси 04 – 09 – 26 в зірку:

$$x'_{36} = \frac{X'_{04*} \cdot X'_{09*}}{X'_{04*} + X'_{09*} + x'_{26}} = \frac{2,028 \cdot 1,589}{2,028 + 1,589 + 32,175} = 0,09;$$

$$x'_{37} = \frac{x'_{26} \cdot X'_{09*}}{X'_{04*} + X'_{09*} + x'_{26}} = \frac{32,175 \cdot 1,589}{2,028 + 1,589 + 32,175} = 1,428;$$

$$x'_{38} = \frac{x'_{26} \cdot X'_{04*}}{X'_{04*} + X'_{09*} + x'_{26}} = \frac{32,175 \cdot 2,028}{2,028 + 1,589 + 32,175} = 1,823.$$

Дев'ятий крок.

Перетворимо трикутник з опорами які мають індекси 34 – 35 – 31 в зірку:

$$x'_{39} = \frac{x'_{34} \cdot x'_{35}}{x'_{34} + x'_{35} + x'_{31}} = \frac{1,451 \cdot 2,154}{1,451 + 2,154 + 8,075} = 0,267;$$

$$x'_{40} = \frac{x'_{34} \cdot x'_{31}}{x'_{34} + x'_{35} + x'_{31}} = \frac{1,451 \cdot 8,075}{1,451 + 2,154 + 8,075} = 1,003;$$

$$x'_{41} = \frac{x'_{35} \cdot x'_{31}}{x'_{34} + x'_{35} + x'_{31}} = \frac{2,154 \cdot 8,075}{1,451 + 2,154 + 8,075} = 1,489.$$

Послідовні елементи:

$$x'_{42} = x'_{40} + x'_{38} = 1,003 + 1,823 = 2,826.$$

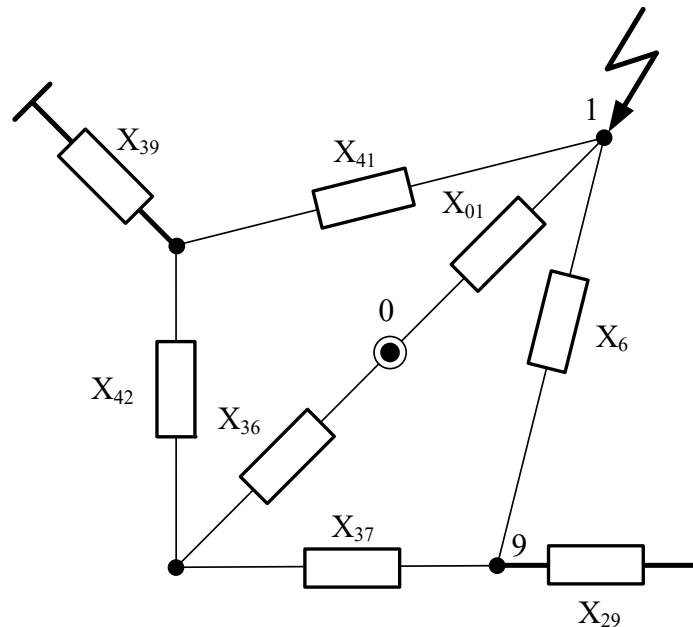


Рисунок 2.11 – Заступна схема після дев'яти кроків перетворення

Десятий крок.

Перетворимо зірку з опорами які мають індекси 36 – 37 – 42 в трикутник:

$$x'_{43} = x'_{36} + x'_{37} + \frac{x'_{36} \cdot x'_{37}}{x'_{42}} = 0,09 + 1,428 + \frac{0,09 \cdot 1,428}{2,826} = 1,564;$$

$$x'_{44} = x'_{36} + x'_{42} + \frac{x'_{36} \cdot x'_{42}}{x'_{37}} = 0,09 + 2,826 + \frac{0,09 \cdot 2,826}{1,428} = 3,094;$$

$$x'_{45} = x'_{42} + x'_{37} + \frac{x'_{42} \cdot x'_{37}}{x'_{36}} = 2,826 + 1,428 + \frac{2,826 \cdot 1,428}{0,09} = 49,088.$$

Одинадцятий крок.

Перетворимо трикутник з опорами які мають індекси 29 – 39 – 45 в зірку:

$$x'_{46} = \frac{x'_{29} \cdot x'_{39}}{x'_{29} + x'_{39} + x'_{45}} = \frac{1,754 \cdot 0,267}{1,754 + 0,267 + 49,088} = 0,009;$$

$$x'_{47} = \frac{x'_{45} \cdot x'_{39}}{x'_{29} + x'_{39} + x'_{45}} = \frac{49,088 \cdot 0,267}{1,754 + 0,267 + 49,088} = 0,257;$$

$$x'_{48} = \frac{x'_{45} \cdot x'_{29}}{x'_{29} + x'_{39} + x'_{45}} = \frac{49,088 \cdot 1,754}{1,754 + 0,267 + 49,088} = 1,685.$$

Послідовні елементи:

$$x'_{49} = x'_{47} + x'_{44} = 0,257 + 3,094 = 3,351.$$

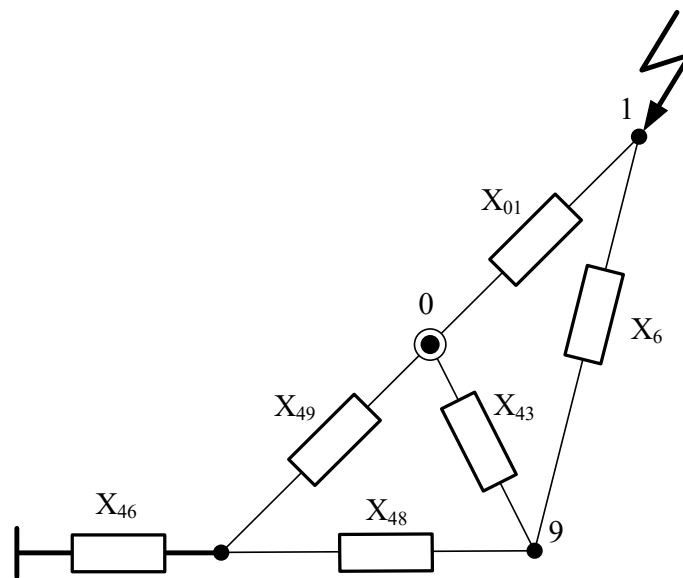


Рисунок 2.12 – Заступна схема після одинадцяти кроків перетворення

Дванадцятий крок.

Перетворимо трикутник з опорами які мають індекси 49 – 48 – 43 в зірку:

$$x'_{50} = \frac{x'_{49} \cdot x'_{48}}{x'_{49} + x'_{48} + x'_{43}} = \frac{3,351 \cdot 1,685}{3,351 + 1,685 + 1,564} = 0,855;$$

$$x'_{51} = \frac{x'_{49} \cdot x'_{43}}{x'_{49} + x'_{48} + x'_{43}} = \frac{3,351 \cdot 1,564}{3,351 + 1,685 + 1,564} = 0,794;$$

$$x'_{52} = \frac{x'_{48} \cdot x'_{43}}{x'_{49} + x'_{48} + x'_{43}} = \frac{1,685 \cdot 1,564}{3,351 + 1,685 + 1,564} = 0,399.$$

Послідовні елементи:

$$x'_{53} = x'_{46} + x'_{50} = 0,009 + 0,855 = 0,865;$$

$$x'_{54} = x'_{52} + x'_{6} = 0,399 + 33,064 = 33,463.$$

Тринадцятий крок.

Перетворимо зірку з опорами які мають індекси 51 – 54 – 53 в трикутник:

$$x'_{55} = x'_{51} + x'_{54} + \frac{x'_{51} \cdot x'_{54}}{x'_{53}} = 0,794 + 33,463 + \frac{0,794 \cdot 33,463}{0,865} = 64,988;$$

$$x'_{56} = x'_{51} + x'_{53} + \frac{x'_{51} \cdot x'_{53}}{x'_{54}} = 0,794 + 0,865 + \frac{0,794 \cdot 0,865}{33,463} = 1,679;$$

$$x'_{57} = x'_{53} + x'_{54} + \frac{x'_{53} \cdot x'_{54}}{x'_{51}} = 0,865 + 33,463 + \frac{0,865 \cdot 33,463}{0,794} = 70,765.$$

Паралельні елементи:

$$x'_{58} = x'_{55} \parallel X'_{01*} = \frac{x'_{55} \cdot X'_{01*}}{x'_{55} + X'_{01*}} = \frac{64,988 \cdot 2,01}{64,988 + 2,01} = 1,949.$$

Отримана величина є еквівалентним опором заступної схеми нульової послідовності, тобто:  $x_{0e} = x'_{58} = 1,949$ .

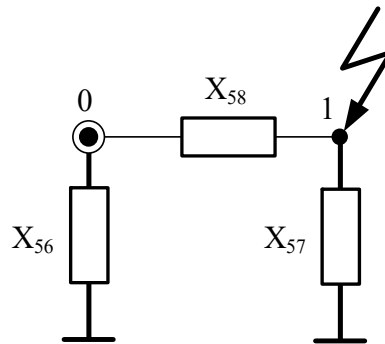


Рисунок 2.13 – Еквівалентна заступна схема

Однофазне КЗ на шинах напругою 110 кВ.

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{U \cdot I_{\bar{\sigma}}}{x_e + \Delta x^{(1)}} = m^{(1)} \cdot \frac{U \cdot I_{\bar{\sigma}}}{2 \cdot x_e + x_{0e}} = 3 \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{2 \cdot 0,336 + 1,949} = 5,744 \text{ кА},$$

де  $m^{(1)} = 3$  – коефіцієнт пропорційності при однофазному КЗ.

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(1)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,744 = 14,621 \text{ кА},$$

де  $k_y = 1,8$  – ударний коефіцієнт.

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(1)} = I_{no}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5,744 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 8,673 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів КЗ на шинах 35 кВ.

Приймемо:  $S_{\delta} = 1000$  МВА;  $U_{\delta} = 38,5$  кВ. Тоді базисний струм становитиме:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 14,996 \text{ кА}.$$

Визначимо опори кожної з обмоток трансформатора встановлених на ПС-1:

$$X_{m\delta} = U_{кв1} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном1}} = 0,108 \cdot \frac{1000}{10} = 10,75;$$

$$X_{mc} = U_{ксл} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном1}} = 0 \cdot \frac{1000}{10} = 0;$$

$$X_{mn} = U_{кн1} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном1}} = 0,063 \cdot \frac{1000}{10} = 6,25.$$

Перерахуємо приведенний еквівалентний опір прямої послідовності, змінивши базисну напругу:

$$x_{e35} = x_e \cdot \left( \frac{38,5}{115} \right)^2 = 0,336 \cdot \left( \frac{38,5}{115} \right)^2 = 0,038.$$

Трифазне КЗ на шинах напругою 35 кВ.

а) ШЗВ Q1 ввімкнений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_{e35} + \frac{X_{m\delta}}{2} = 0,038 + \frac{10,75}{2} = 5,413.$$

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\delta}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 14,996}{5,413} = 2,771 \text{ кА}.$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,771 = 7,053 \text{ кА},$$

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,771 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,183 \text{ кА}.$$

б) ШЗВ Q1 вимкнений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_{e35} + X_{m\delta} = 0,038 + 10,75 = 10,788.$$

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\delta}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 14,996}{10,788} = 1,39 \text{ кА}.$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,39 = 3,539 \text{ кА},$$

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,39 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 2,099 \text{ кА}.$$

Двофазне КЗ на шинах напругою 35 кВ.

а) ШЗВ Q1 ввімкнений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = 2 \cdot \left( x_{e35} + \frac{X_{me}}{2} \right) = 2 \cdot \left( 0,038 + \frac{10,75}{2} \right) = 10,825.$$

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_{\bar{\phi}}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 14,996}{10,825} = 2,399 \text{ кА},$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,399 = 6,108 \text{ кА},$$

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,399 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 3,623 \text{ кА}.$$

б) ШЗВ Q1 вимкнений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = 2 \cdot (x_{e35} + X_{me}) = 2 \cdot (0,038 + 10,75) = 21,575.$$

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_{\bar{\phi}}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 14,996}{21,575} = 1,204 \text{ кА},$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,204 = 3,065 \text{ кА},$$

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,204 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 1,818 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів КЗ на шинах 10 кВ.

Прийmemo:  $S_{\bar{\phi}} = 1000$  МВА;  $U_{\bar{\phi}} = 10,5$  кВ. Тоді базисний струм становитиме:

$$I_{\bar{\phi}} = \frac{S_{\bar{\phi}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\phi}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}.$$

Визначимо приведений опір трансформатора встановлений на ПС-1:

$$X_m = X_{me} + X_{mi} = 10,75 + 6,25 = 17.$$

Перерахуємо приведений еквівалентний опір прямої послідовності, змінивши базисну напругу:

$$x_{e10} = x_e \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,336 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,003.$$

Трифазне КЗ на шинах напругою 10 кВ.

а) ШЗВ Q1 ввімкнений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_{e10} + \frac{X_m}{2} = 0,003 + \frac{17}{2} = 8,503.$$

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\phi}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 54,986}{8,503} = 6,467 \text{ кА}.$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,467 = 16,462 \text{ кА},$$

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,467 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 9,765 \text{ кА}.$$

б) ШЗВ Q1 вимкнений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_{e10} + X_m = 0,003 + 17 = 17,003.$$

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\phi}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 54,986}{17,003} = 3,234 \text{ кА}.$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,234 = 8,232 \text{ кА},$$

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,234 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,883 \text{ кА}.$$

Двофазне КЗ на шинах напругою 10 кВ.

а) ШЗВ Q1 ввімкнений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = 2 \cdot \left( x_{e10} + \frac{X_m}{2} \right) = 2 \cdot \left( 0,003 + \frac{17}{2} \right) = 17,006.$$

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_{\delta}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 54,986}{17,006} = 5,6 \text{ кА},$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,6 = 14,256 \text{ кА},$$

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 8,456 \text{ кА}.$$

б) ШЗВ Q1 вимкнений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = 2 \cdot (x_{e10} + X_m) = 2 \cdot (0,003 + 17) = 34,006.$$

Періодична складова струму короткого замикання в момент КЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_{\delta}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 54,986}{34,006} = 2,801 \text{ кА},$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,801 = 7,129 \text{ кА},$$

Максимальне значення повного струму КЗ:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,801 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,229 \text{ кА}.$$

Обчислені дані складових струму КЗ для всіх видів приведемо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Складові струму КЗ

| Місце та умови КЗ |            | Вид КЗ    | $I_{no}$ , кА | $i_y$ , кА | $I_n$ , кА |
|-------------------|------------|-----------|---------------|------------|------------|
| ВРП 110 кВ        |            | Трифазне  | 14.922        | 37.986     | 22.532     |
|                   |            | Двофазне  | 12.923        | 32.897     | 19.513     |
|                   |            | Однофазне | 5.744         | 14.621     | 8.673      |
| ВРП 35 кВ         | ШЗВ вкл.   | Трифазне  | 2.771         | 7.053      | 4.183      |
|                   |            | Двофазне  | 2.399         | 6.108      | 3.623      |
|                   | ШЗВ відкл. | Трифазне  | 1.39          | 3.539      | 2.099      |
|                   |            | Двофазне  | 1.204         | 3.065      | 1.818      |
| ЗРП 10 кВ         | ШЗВ вкл.   | Трифазне  | 6.467         | 16.462     | 9.765      |
|                   |            | Двофазне  | 5.6           | 14.256     | 8.456      |
|                   | ШЗВ відкл. | Трифазне  | 3.234         | 8.232      | 4.883      |
|                   |            | Двофазне  | 2.801         | 7.129      | 4.229      |

## 2.6 Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Вимикач є основним комутаційним апаратом в електричних установках, він служить для відключення і включення ланцюга мережі в будь-яких режимах [9].

До вимикачів високої напруги ставляться такі вимоги:

- а) надійне відключення струмів будь-якої величини від десятків ампер до номінального струму відключення;
- б) швидкодія, тобто найкоротший термін відключення;
- в) придатність для автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача відразу ж після відключення;
- г) можливість пофазного (пополюсного) управління для вимикачів 110кВ і вище;
- д) зручність ревізії та огляду контактів і механічної частини;
- е) вибухо- і пожежна безпека;
- ж) зручність транспортування і обслуговування.

У навчальному проектуванні вимикачі вибирається по ланцюгу найпотужнішого приєднання. Потужність ЛЕП приймається рівною пропускної здатності лінії. Потужність в ланцюгах обмоток трансформаторів дорівнює перетокам потужності через трансформатор.

Вимикачі вибираються за наступними умовами:

а) за напругою електроустановки:  $U_{\text{ном.вим}} \geq U_{\text{уст}}$ ;

б) по тривалому струму в нормальному і форсованому режимах роботи:

$$I_{\text{ном.вим.}} \geq I_{\text{норм}}; I_{\text{ном.вим.}} \geq I_{\text{мах}}.$$

в) за вимикаючою здатністю:

1) перевірка на симетричний струм відключення за умовою:  $I_{\text{ном.відкл.}} \geq I_{\text{по}}$ ;

2) перевірка вимикача на можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ за умовою:  $i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{ном.відкл.}} \geq i_{a \tau}$ ;

3) по повному струму КЗ:  $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.відкл.}} \cdot (1 + \beta_n) \geq I_n$ ,

де  $\beta_n$  – нормований процентний вміст аперіодичної складової в повному струмі КЗ.

г) перевірка на електродинамічну стійкість:  $I_{дин} \geq I_{но}; i_{дин} \geq i_y$ ,

де  $I_{дин}$  – діюче значення граничного наскрізного струму КЗ;  $i_{дин}$  – амплітудне значення гранично наскрізного струму (приймається з паспортних даних).

д) перевірка на термічну стійкість по тепловому імпульсу:

$$B_{кдан} = I_m^2 \cdot t_m \geq B_{к розрах} = I_{но}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a),$$

де  $I_m$  – струм термічної стійкості;  $t_m$  – час протікання струму термічної стійкості;  $t_{відкл}$  – повний час відключення вимикача (приймається з паспортних даних вимикача).

Роз'єднувачі вибираються в тих же колах і за тими самими умовами, що і вимикачі.

### 2.6.1 Вибір вимикачів і роз'єднувачів на стороні 110 кВ

В колах РП – 110 кВ найпотужнішим приєднанням є ЛЕП – 110 кВ. Розрахункові струми для вибору комутаційних апаратів визначаємо за наступними формулами:

$$I_{норм} = \frac{S_{нав}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; I_{max} = \frac{n}{n-1} \cdot \frac{S_{нав}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

де  $S_{нав}$  – номінальна потужність навантаження, МВА;  $U_{ном}$  – напруга РП, в колі якого вибирається вимикач, кВ.

Обчислимо струми для вибору вимикачів і роз'єднувачів на стороні 110 кВ:

$$I_{норм110} = \frac{|S_{max1}|}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{11,961}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 15,695 \text{ А};$$

$$I_{max110} = \frac{n}{n-1} \cdot \frac{|S_{max1}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4}{4-1} \cdot \frac{11,961}{\sqrt{3} \cdot 110} = 83,708 \text{ А}.$$

Згідно вище наведеними умовами і з огляду на те, що РП знаходиться на відкритому повітрі, виберемо з каталогу для приєднань ВРП – 110 кВ елегазовий вимикач ВГТ-110 II – 40/2500 У1 і роз'єднувач РДЗ-2-110/1000 УХЛ1.

Виконаємо перевірку вибраного обладнання в табл. 2.3-2.4.

Таблиця 2.3 – Вибір вимикача 110 кВ

| Розрахункові дані                                                                                                                           | Паспортні дані                                                                                                        |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$                                                                                                                  | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$                                                                                            |
| $I_{ном} = 15,695 \text{ А}; I_{max} = 83,708 \text{ А}$                                                                                    | $I_{ном} = 2500 \text{ А}$                                                                                            |
| $I_{по} = 14,922 \text{ кА}$                                                                                                                | $I_{ном.відкл.} = 40 \text{ кА}$                                                                                      |
| —                                                                                                                                           | Власний час відключення – 0,035 с                                                                                     |
| —                                                                                                                                           | Повний час відключення – 0,055 с                                                                                      |
| $i_{ат} = 0,142 \text{ кА}$                                                                                                                 | $i_{а ном} = \sqrt{2} \cdot 0,18 \cdot 40 = 10,18 \text{ кА}$                                                         |
| $I_n = 22,532 \text{ кА}$                                                                                                                   | $\sqrt{2} \cdot I_{ном.відкл.} \cdot (1 + \beta_n) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,18) = 66,75 \text{ кА}$           |
| $i_y = 37,986 \text{ кА}$                                                                                                                   | $i_{дин} = 102 \text{ кА}$                                                                                            |
| $I_{по} = 14,922 \text{ кА}$                                                                                                                | $I_{дин} = 40 \text{ кА}$                                                                                             |
| $B_{к розрах} = I_{по}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a) =$<br>$= 14,922^2 \cdot (0,055 + 0,01 + 0,02) =$<br>$= 18,927 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | <p>Термічна стійкість – 40/3 кА/с</p> $B_{к дан} = I_m^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Таблиця 2.4 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

| Розрахункові дані                                   | Паспортні дані                                                                                                        |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$                          | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$                                                                                            |
| $I_{max} = 83,708 \text{ А}$                        | $I_{ном} = 1000 \text{ А}$                                                                                            |
| $i_y = 37,986 \text{ кА}$                           | $i_{дин} = 63 \text{ кА}$                                                                                             |
| $B_{к розрах} = 18,927 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | <p>Термічна стійкість – 25/3 кА/с</p> $B_{к дан} = I_m^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Обране обладнання на стороні 110 кВ проходить по всім заданим умовам.

## 2.6.2 Вибір вимикачів і роз'єднувачів на стороні 35 кВ

Розрахункові струми для вибору обладнання на стороні середньої напруги визначаються за формулою:

$$I_{ном35} = \frac{|S_{chl}|}{n_1 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3,529}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 29,11 \text{ А}.$$

Тут  $n_1 = 2$ , тому що для РП – 35 кВ прийнята схема з однією секціонованою системою шин.

$$I_{\max 35} = \frac{n_1}{n_1 - 1} \cdot \frac{|S_{\text{сн1}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2}{2 - 1} \cdot \frac{3,529}{\sqrt{3} \cdot 35} = 116,44 \text{ А}.$$

На стороні середньої напруги трансформатора зв'язку вибираємо вимикач ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1 і роз'єднувач РДЗ-2-35/1000 УХЛ1.

Виконаємо перевірку вибраного обладнання в табл. 2.5-2.6.

Таблиця 2.5 – Вибір вимикача 35 кВ

| Розрахункові дані                                                                                                                                             | Паспортні дані                                                                                                                 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$                                                                                                                              | $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$                                                                                               |
| $I_{\text{ном}} = 29,11 \text{ А}; I_{\text{max}} = 116,44 \text{ А}$                                                                                         | $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$                                                                                               |
| $I_{\text{но}} = 2,771 \text{ кА}$                                                                                                                            | $I_{\text{ном.відкл.}} = 12,5 \text{ кА}$                                                                                      |
| —                                                                                                                                                             | Власний час відключення – 0,04 с                                                                                               |
| —                                                                                                                                                             | Повний час відключення – 0,065 с                                                                                               |
| $i_{a\tau} = 2,376 \text{ кА}$                                                                                                                                | $i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,15 \cdot 12,5 = 2,652 \text{ кА}$                                                        |
| $I_n = 4,183 \text{ кА}$                                                                                                                                      | $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.відкл.}} \cdot (1 + \beta_n) = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot (1 + 0,15) = 20,329 \text{ кА}$          |
| $i_y = 7,053 \text{ кА}$                                                                                                                                      | $i_{\text{дин}} = 35 \text{ кА}$                                                                                               |
| $I_{\text{но}} = 2,771 \text{ кА}$                                                                                                                            | $I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$                                                                                             |
| $B_{\text{к розрах}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) =$<br>$= 2,771^2 \cdot (0,065 + 0,01 + 0,2) =$<br>$= 2,111 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | Термічна стійкість – 12,5/3 кА/с<br>$B_{\text{к дан}} = I_m^2 \cdot t_m = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Таблиця 2.6 – Вибір роз'єднувача 35 кВ

| Розрахункові дані                                         | Паспортні дані                                                                                                                  |
|-----------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$                          | $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$                                                                                                |
| $I_{\text{max}} = 116,44 \text{ А}$                       | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$                                                                                               |
| $i_y = 7,053 \text{ кА}$                                  | $i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$                                                                                                |
| $B_{\text{к розрах}} = 2,111 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | Термічна стійкість – 31,5/3 кА/с<br>$B_{\text{к дан}} = I_m^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Обране обладнання на стороні 35 кВ проходить по всім заданим умовам.

### 2.6.3 Вибір вимикачів і роз'єднувачів на стороні 10 кВ

Розрахункові струми для вибору обладнання на стороні низької напруги визначаються за формулою:

$$I_{\text{ном}10} = \frac{|S_{\text{нн}1}|}{n_1 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{8,434}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 243,461 \text{ А.}$$

Тут  $n_1 = 2$ , тому що для РП – 10 кВ прийнята схема з однією секціонованою системою шин.

$$I_{\text{max}10} = \frac{n_1}{n_1 - 1} \cdot \frac{|S_{\text{нн}1}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2}{2 - 1} \cdot \frac{8,434}{\sqrt{3} \cdot 10} = 973,844 \text{ А.}$$

На стороні низької напруги трансформатора зв'язку вибираємо вимикач ВР1-10-20/1000У2 і роз'єднувач РВР-10/1000, який вмонтований в КРП типу КМ-1Ф.

Виконаємо перевірку вибраного обладнання в табл. 2.7-2.8.

Таблиця 2.7 – Вибір вимикача 10 кВ

| Розрахункові дані                                                                                                                                              | Паспортні дані                                                                                                           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$                                                                                                                               | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$                                                                                         |
| $I_{\text{ном}} = 243,461 \text{ А}; I_{\text{max}} = 973,84 \text{ А}$                                                                                        | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$                                                                                        |
| $I_{\text{но}} = 6,467 \text{ кА}$                                                                                                                             | $I_{\text{ном.відкл.}} = 20 \text{ кА}$                                                                                  |
| –                                                                                                                                                              | Власний час відключення – 0,042 с                                                                                        |
| –                                                                                                                                                              | Повний час відключення – 0,057 с                                                                                         |
| $i_{a\tau} = 2,192 \text{ кА}$                                                                                                                                 | $i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,17 \cdot 20 = 4,808 \text{ кА}$                                                    |
| $I_n = 9,765 \text{ кА}$                                                                                                                                       | $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.відкл.}} \cdot (1 + \beta_n) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,17) = 33,093 \text{ кА}$      |
| $i_y = 16,462 \text{ кА}$                                                                                                                                      | $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$                                                                                         |
| $I_{\text{но}} = 6,467 \text{ кА}$                                                                                                                             | $I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$                                                                                         |
| $B_{\text{к розрах}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) =$<br>$= 6,467^2 \cdot (0,057 + 0,01 + 0,07) =$<br>$= 5,729 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | Термічна стійкість – 20/3 кА/с<br>$B_{\text{к дан}} = I_m^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Таблиця 2.8 – Вибір роз'єднувача 10 кВ

| Розрахункові дані                                      | Паспортні дані                    |
|--------------------------------------------------------|-----------------------------------|
| $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$                       | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$  |
| $I_{\text{max}} = 973,844 \text{ А}$                   | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ |
| $i_y = 16,462 \text{ кА}$                              | $i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$  |
| Термічна стійкість забезпечується при виготовленні КРП |                                   |

Обране обладнання на стороні 10 кВ проходить по всім заданим умовам.

## 2.7 Вибір струмоведучих частин

Основне електричне обладнання підстанцій та апарати в цих ланцюгах (вимикачі, роз'єднувачі і ін.) З'єднуються між собою провідниками різного типу, які утворюють струмопровідні частини електричної установки [7].

В даному дипломному проекті нашим завданням в цьому розділі є вибрати шини і ошиновки РП-110 кВ, а також підібрати провід для з'єднання обмотки середньої та низької напруги трансформатора зв'язку з КРП-35 кВ та КРП-10 кВ, відповідно.

### 2.7.1 Вибір гнучких шин на стороні 110 кВ

Для РП-110 кВ в якості шин і ошиновки застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС.

Переріз гнучких шин вибирається по допустимому струму:  $I_{\max 110} \leq I_{\text{доп}}$ ,

де  $I_{\max 110}$  – струм найпотужнішого приєднання РП – 110 кВ при максимальному навантаженні на шинах.

Приймаємо до розрахунків проводи марки АС 70/11 з  $I_{\text{доп}}=265$  А.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\max 110} = 83,708 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну дію струму КЗ:

Шини, виконані голими проводами на відкритому повітрі, на термічну дію не перевіряються.

Перевірка на електродинамічну дію струму КЗ:

$$I_{\text{но}} = 14,922 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Розрахунок на електродинамічну дію не виконується.

Перевірка на коронування:

Згідно ПУЕ мінімальний переріз для ПЛ 110 кВ – 70 мм<sup>2</sup>. Таким чином, перевірка проводу на коронування не проводиться.

### 2.7.2 Вибір збірних шин 35 кВ

Шини розташовуються у відсіку комплектного розподільного пристрою серії КУ-35 у горизонтальному положенні й закріплюються на опорних ізоляторах.

Оберемо збірні шини на стороні 35 кВ.

Прийmemo міжфазну відстань:  $a = 0,43$  м;

Довжина прогону становить:  $l = 1,5$  м.

Обираємо тверді алюмінієві шини коробчатого перерізу 75х35х5,5 мм перерізом 2х695 мм<sup>2</sup>.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{max35} = 116,44 \text{ А} < I_{дон} = 2670 \text{ А}.$$

Як бачимо, даний переріз задовольняє вимогі допустимого нагрівання шин за нормального режиму роботи.

Тепловий імпульс:  $B_{к розрах} = 2,111 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Визначимо температуру шин за нормального режиму:

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{дон} - \Theta_{ном}) \cdot \left( \frac{I_{max}}{I_{дон}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{116,44}{2670} \right)^2 = 25,086 \text{ } ^\circ\text{C},$$

де  $\Theta_0 = \Theta_{ном} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$  – температура навколишнього середовища;

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

Визначимо температуру шин при КЗ для  $f = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$ :

$$f_k = f + k \cdot \frac{B_{к розрах}}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{2,111}{(2 \cdot 695)^2} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Дане значення є значно меншим, ніж допустима температура для алюмінієвих шин, що становить  $200 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Отже шини обрано вірно.

### 2.7.3 Вибір збірних шин 10 кВ

На стороні низької напруги шини розташовуються у відсіку комплектного розподільного пристрою серії КМ-1Ф у вершинах рівностороннього трикутника та кріпляться на опорних ізоляторах.

Оберемо збірні шини на стороні 10 кВ.

Прийmemo міжфазну відстань:  $a = 0,34$  м;

Довжина прогону становить:  $l = 0,8$  м.

Обираємо тверді алюмінієві шини коробчатого перерізу 75х35х5,5 мм перерізом 2х695 мм<sup>2</sup>.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{max10} = 973,844 \text{ А} < I_{доп} = 2670 \text{ А}.$$

Як бачимо, даний переріз задовольняє вимогі допустимого нагрівання шин за нормального режиму роботи.

$$\text{Тепловий імпульс: } B_{к \text{ розрах}} = 5,729 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Визначимо температуру шин за нормального режиму:

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{доп} - \Theta_{0ном}) \cdot \left( \frac{I_{max}}{I_{доп}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{973,844}{2670} \right)^2 = 30,986 \text{ } ^\circ\text{C},$$

де  $\Theta_0 = \Theta_{0ном} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$  – температура навколишнього середовища;

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

Визначимо температуру шин при КЗ для  $f = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$ :

$$f_k = f + k \cdot \frac{B_{к \text{ розрах}}}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{5,729}{(2 \cdot 695)^2} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Дане значення є значно меншим, ніж допустима температура для алюмінієвих шин, що становить  $200 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Отже шини обрано вірно.

## 2.8 Вибір вимірювального обладнання на підстанції

За допомогою контрольно-вимірювальних приладів виконується контроль режиму роботи основного та допоміжного обладнання на підстанції.

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

Вимірювальні трансформатори напруги (TV) – це апарати для перетворення напруги первинних ланцюгів в стандартні для вимірювальних приладів, пристроїв релейного захисту та автоматики напруги ( $100$  або  $100 / \sqrt{3}$  В). TV вибирають на кожен систему шин, а якщо вона секціонірована, то на кожен секцію [9].

До шин високої напруги приєднано трансформатори напруги НКФ-110-83У1, а до шин низької напруги – трансформатори НТМИ-10-66.

Виконаємо розрахунок вторинного навантаження для даних ТН, результати розрахунків наведемо у табл. 2.9 – 2.10.

Таблиця 2.9 – Вторинне навантаження ТН на шинах 110 кВ

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

Сумарна споживана потужність вимірювального обладнання на шинах 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{22^2 + 58,2^2} = 62,219 \text{ ВА}.$$

Таблиця 2.10 – Вторинне навантаження ТН на шинах 10 кВ

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

Сумарна споживана потужність вимірювального обладнання на шинах 10 кВ:

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

Вибір вимірювальних трансформаторів струму.

Вимірювальні трансформатори струму (ТА) – апарати для перетворення струмів первинних ланцюгів в стандартні струми (5 або 1А) для вимірювальних приладів, пристроїв релейного захисту та автоматики [9].

Приймаємо, що до шин високої напруги приєднано 6 трансформаторів струму ТФЗМ-110Б-1У1. Його паспортні дані:

$$U_n = 110 \text{ кВ}; \quad I_{1н} = 300 \text{ А}; \quad I_{2н} = 5 \text{ А}; \quad K_{дин} = 95; \quad T_{терм} = 3 \text{ с}; \quad K_{терм} = 12; \\ T_a = 0,03 \text{ с}.$$

Вибір ТС здійснюється окремо для кожного з ланцюгів ланцюга, у яких передбачається їхня установка. При цьому необхідно, щоб вони відповідали:

а) за напругою установки:

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} \leq U_{ном}^{TT} = 110 \text{ кВ}.$$

б) за струмом:

$$I_{max110} = 83,708 \text{ А} \leq I_{1ном}^{TT} = 300 \text{ А}.$$

в) за конструкцією й класом точності;

г) за електродинамічною стійкістю (не стосується шинних трансформаторів):

$$i_y = 37,986 \text{ кА} \leq K_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}^{TT} = 95 \cdot \sqrt{2} \cdot 300 = 40,3 \text{ кА}.$$

д) за термічною стійкістю:

$$B_{к розрах} = 18,927 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq (K_{терм} \cdot I_{1ном}^{TT})^2 \cdot T_{терм} = (12 \cdot 300)^2 \cdot 3 = 38,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

е) за вторинним навантаженням:

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

$$R_{пров} = 0,4 \text{ Ом}; \quad R_{кон} = 0,15 \text{ Ом}; \quad R_{сум} = 0,978 \leq R_{дон} = 1,2.$$

Таблиця 2.11 – Вторинне навантаження ТС на шинах 110 кВ

| Назва приладу                | Тип приладу | Навантаження у фазах, ВА |     |     |
|------------------------------|-------------|--------------------------|-----|-----|
|                              |             | А                        | В   | С   |
| Амперметр                    | Э-337       | 0,2                      | 0,2 | 0,2 |
| Ватметр                      | Д-355       | 0,5                      | -   | 0,5 |
| Лічильник активної енергії   | И-670       | 5                        | -   | 5   |
| Лічильник реактивної енергії | И-684       | 5                        | -   | 5   |

Аналогічно здійснюємо вибір трансформаторів струму на шинах середньої та низької напруги:

- а) на шинах 10 кВ встановлюємо ТС типу ТПЛК-10-УЗ.
- б) на шинах 35 кВ встановлюємо ТС типу ТЛК-35.

## **2.9 Вибір джерел оперативного струму на підстанції**

Джерела змінного оперативного струму.

В якості джерел змінного оперативного струму підстанцій в основному приймаються ТС, ТН та трансформатори власних потреб (ТВП).

ТС вважаються найнадійнішими джерелами оперативного струму.

За умови живлення оперативних ліній ланцюгів від ТС оперативним струмом є струм КЗ, що проходить через його вторинній обмотці. Його значення забезпечує надійність роботи РЗ. ТН використовуються як джерела оперативного струму для захисту від 1-фазних замикань на землю в мережі з ізольованою нейтраллю [9].

На даній підстанції у якості джерела оперативного струму приймемо систему оперативного живлення на змінному струмі та напрузі.

Для забезпечення живлення складних дистанційних і диференційно-фазних захистів вимикачів 110 кВ та апаратури високочастотного зв'язку та телемеханіки буде застосовуватися акумуляторна батарея типу АК-12 напругою 110.

Джерела постійного оперативного струму.

На підстанції з розподільним пристроєм РП-110 кВ є необхідність використання постійного оперативного струму.

У якості джерела постійного оперативного струму виступає стаціонарна кислотна акумуляторна батарея, для якої допускається короткочасний режим розряду.

На ПС акумуляторна батарея працює в режимі постійного підзаряду. При цьому режимі живлення навантаження здійснюється від випрямних підзарядних пристроїв, які підключено до мережі змінного струму. Акумуляторна батарея за даного режиму навантаження не несе, а схема споживає певний струм для компенсації саморозряду.

У випадку, коли з'являється незначне короткочасне навантаження акумуляторна батарея приймає його на себе.

При зникненні змінного струму акумуляторна батарея приймає на себе навантаження електроприймачів постійного струму для того, щоб забезпечити роботу РЗ, пристроїв телемеханіки та зв'язку, а також роботу вимикачів.

Для засобів зв'язку та телемеханіки тривалість аварійного режиму – 1-2 секунди, а для всіх інших приймачів – до 30 хвилин.

## 2. 10 Розрахунок акумуляторної батареї і зарядного пристрою

Виконаємо розрахунок навантаження на акумуляторну батарею та представимо їх результати в табл 2.12.

Таблиця 2.12 – Навантаження на акумуляторну батарею

| Приймачі постійного оперативного струму      | Кількість | $P_n$ , кВт | $I_n$ , А | $P_{\text{розрах}}$ | Пуск $I, A$ | Розрахункові навантаження |                       |                |
|----------------------------------------------|-----------|-------------|-----------|---------------------|-------------|---------------------------|-----------------------|----------------|
|                                              |           |             |           |                     |             | Ав. реж. 30хв.            | Штовх. I в авар. реж. | Макс. Штовх. I |
| Постійне навантаження                        | —         | —           | —         | 25                  | —           | 25                        | 25                    | 25             |
| Аварійне освітлення                          | —         | —           | —         | 200                 | —           | 200                       | 200                   | 200            |
| Приводи вимикачів                            | 1         | —           | 450       | —                   | —           | —                         | 450                   | —              |
| Встроєний електромагнітний привод для ВМП-10 | 1         | —           | 58        | —                   | —           | —                         | 58                    | —              |
| ШПЕ-10 для ВМК-35                            | —         | —           | 720       | —                   | —           | —                         | —                     | 720            |
| Перетворювальні агрегати зв'язку             | 1         | 1,72        | 38        | 30                  | 100         | 30                        | 100                   | 30             |
| Всього                                       | —         | —           | —         | —                   | —           | 255                       | 575                   | 975            |

Розрахуємо кількість елементів, що будуть приєднані до шин у режимі постійного підзаряду:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{nn}} = \frac{230}{2,15} = 108.$$

Визначимо типовий номер батареї  $N$ :

$$N > 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1,05 \cdot \frac{255}{25} = 10,71,$$

де  $I_{ав}$  – приймаємо за таблицею,  $j$  – допустиме навантаження припустимого розряду, приведене до першого номера акумуляторів залежно від температури електроліту  $j = 25$ .

Виконаємо перевірку за максимальним штовхальним струмом:

$$46 \cdot N > I_{\max}; 46 \cdot 12 = 552 < I_{t\max} = 975.$$

Отже, необхідно обрати акумулятори з типовим номером:

$$N > \frac{975}{46} = 21,2.$$

Остаточно приймаємо СК 24.

Розрахуємо підзарядний пристрій:

$$I_{nn} > 0,15 \cdot N + I_n = 0,15 \cdot 24 + 25 = 28,6 \text{ А};$$

$$U_{nz} = 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}.$$

Тому обираємо підзарядний пристрій типу ВАЗП-380/260-40/80 розрахований на напругу 380-260 В та струм 40-80 А.

Потужність у режимі підзарядки і живлення установок становить: 23 кВА ( $\cos\varphi=0,87$ ).

Розрахуємо зарядний пристрій:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_n = 5 \cdot 24 + 25 = 145 \text{ А};$$

$$U_3 = 2,75 \cdot N = 2,75 \cdot 130 = 357 \text{ В}.$$

## 2.11 Освітлення на підстанції

На ПС 110/35/10 кВ в пункті №1 схеми буде застосовуватись природне та штучне освітлення.

Для освітлення території підстанції приймемо прожектори ПЗС-45 потужністю 1000 Вт напругою 220 В, які будуть встановлені на окремих стійках висотою 22 м у кутках підстанції. Живлення прожекторів буде здійснюватись від трансформаторів власних потреб.

Освітлення приміщень буде здійснюватися світильниками з люмінесцентними лампами та LED лампами.

Робоче освітлення буде живитися напругою 220 В змінного струму, ремонтне освітлення – напругою 12 В змінного струму, а аварійне буде живитися від блоку аварійного освітлення напругою 220 В.

Увімкнення освітлення здійснюватиметься обслуговуючим персоналом за допомогою вимикачів. Аварійне освітлення вмикатиметься автоматично при зникненні робочого освітлення.

Живлення аварійного освітлення буде здійснюється від акумуляторних батарей. Освітлення закритого розподільного пристрою ЗРП-10 буде вмикатися вимикачем, що розміщений у самій споруді ЗРП.

## **2.12 Схема акумуляторної установки**

На даній підстанції буде застосовано схему постійного підзаряду, яка наведена на рис. 2.14, що має в наявності спеціальний підзарядний пристрій. Він працюватиме в постійному режимі, акумуляторна батарея прийматиме лише поштовхове навантаження, яке виникатиме при включенні вимикачів.

На рис. 2.14 зображено комутатор Р1-Р2, який призначенням якого є підтримання постійної напруги на клеммах акумуляторної батареї. При відхиленні напруги від нормального елементарний комутатор підключає або відключає частину акумуляторів, підтримуючи постійну напругу.

У якості комутаторів застосовуються тиристорні зарядно-підзарядні пристрої. При цьому в нормальному режимі навантаження живиться від випрямного пристрою VS1, який одночасно служить для підзаряду всієї батареї, а при підвищеному навантаженні тиристорний пристрій миттєво підключає до шин додаткові елементи.

Для нормального режиму напруга рівна. При розряді до 1,8 В на елементі, напруга знижується до. При зарядці, напруга на кожному елементі досягає 2,35 В.

До паралельно додаткових елементів підключено балансуєчий опір, який регулюється таким чином, щоб струм постійного навантаження проходив по цьому опорі, а струм підзаряду – по додаткових елементах.

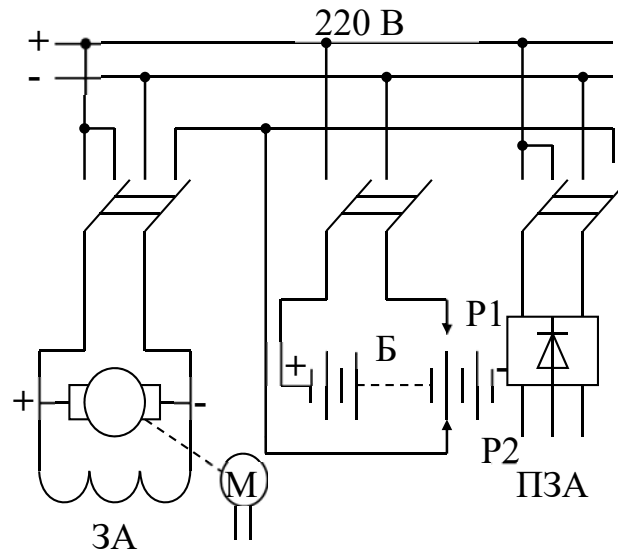


Рисунок 2.14 – Принципова схема зарядно-підзарядного пристрою

### 2.13 Розрахунок блискавкозахисту підстанції 110/35/10

Прямі удари блискавки в струмоведучі частини відкритого розподільного пристрою на ПС призводять до важких аварій, що пов'язані з виникненням коротких замикань при перекриттях ізоляції, а також зі значними пошкодженнями обладнання, що спричиняються виникаючими перенапругами.

Захист від прямих попадань блискавки на підстанції здійснюється за допомогою стрижневих блискавковідводів.

ПС має ширину  $d = 89$  м і довжину  $l = 154,1$  м, на ній є доцільним встановлення шести блискавковідводів з повною висотою  $h = 20$  м, тоді висота, що захищає об'єкт –  $h_x = 11,35$  м.

Визначимо зону захисту одиночного блискавковідводу:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 8,650}{1 + \frac{11,35}{20}} = 8,83 \text{ м};$$

$$h_a = h - h_x = 20 - 11,35 = 8,65 \text{ м.}$$

Тоді мінімальна висота зони захисту між блискавковідводами  $h_0$ :

$$h_0 = h - \frac{a}{5}.$$

А це означає, що при висоті об'єктів, що захищаються рівній  $h_x$ , відстань між двома блискавковідводами а повинна відповідати умові:

$$a \leq K \cdot M \cdot (h - h_x) = 5 \cdot (20 - 11,35) = 43,25 \text{ м.}$$

Мінімальна ширина зони захисту  $b_x/2$  визначається за графіком:

$$b_x/2 = 3,15 \text{ м.}$$

Перевіримо виконання умови захисту всієї площі підстанції:

$$8 \cdot h_a = 8 \cdot 8,65 = 69,2 \geq D \geq D_{розр};$$

$$D_{розр} = \sqrt{(58,8 - r_x)^2 + (74,3 - 2 \cdot r_x)^2} = \sqrt{(58,8 - 8,83)^2 + (74,3 - 2 \cdot 8,83)^2} = 75,532 \text{ м.}$$

## Висновки до розділу 2

Спроектовано електричну частину районної підстанції 110/35/10 з групою трансформаторів ТДТН-10000/110 у вузлі № 1 схеми електричної мережі. Визначено типи розподільних пристроїв відповідних класів напруги.

Визначено максимальні струми КЗ на шинах 110, 35, 10 кВ, які становлять 22,532 кА, 4,183 кА, 9,765 кА відповідно. Здійснено вибір типів електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачів, роз'єднувачів тощо.

Обрано контрольно-вимірювальні прилади, джерело оперативного струму. Після цього було розраховано акумуляторну батарею та зарядно-підзарядний пристрій.

Виконано розрахунок системи блискавкозахисту із застосуванням 6 блискавковідводів висотою 20 м. Встановлено, що захист забезпечується на висоті, що захищає об'єкт – 11,35 м.

Проаналізовано виконання систем вимірювання та освітлення на ПС.

### 3 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

#### Вступ

В цьому розділі розглядається ідея розроблення стартап-проекту створення нової електричної мережі з метою надання послуг з надійного розподілу електричної енергії споживачам та порівняння її конфігурації з конкурентними варіантами, які мають схожі техніко-економічні показники. Для їх порівняння розділ розділено на такі основні етапи:

- а) технологічний аудит ідеї проекту;
- б) аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту;
- в) фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту;
- г) аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.

Враховуючи особливості енергетичної галузі такі як:

- а) одночасність процесів виробництва, передачі і споживання електроенергії в результаті чого обсяги "товару" в кожному мить визначає споживач;
- б) монопольність в електроенергетичній галузі, особливо в царинах передачі та розподілу електричної енергії;
- в) тарифи на виробництво, передачу електроенергії, цінові надбавки за передачу встановлюються Державним Регулятором – НКРЕКП;
- г) величини й динаміка змін навантажень у перспективі, тощо задається замовником проекту;
- д) неможливість конкуренції серед надавачів послуг передачі, розподілу, варіантів технічних рішень, маркетингових, організаційних економічних заходів за обсягами отриманих доходів, а збільшення прибутку можливо тільки за зменшенням витрат, проведено порівняння впливу цих показників на економічний ефект.

### 3.1 Опис ідеї проекту

У зв'язку з величезним значенням енергетичних об'єктів для економічного розвитку, екологічних і соціальних умов життя людей обґрунтування будівництва або розширення таких об'єктів виконується з урахуванням державних і регіональних інтересів, базуючись на законодавстві України щодо інвестиційної діяльності.

Нагальна потреба в новому будівництві та заміні фізично та морально застарілого обладнання в енергетиці вимагає чималих обсягів інвестицій, для залучення яких необхідно обґрунтувати як їхню ефективність, так і можливості своєчасного повернення вкладених коштів.

Головне джерело підвищення ефективності використання суспільно-господарських коштів полягає в правильному виборі напрямів їхнього використання. Сучасний науково-технічний прогрес припускає різні інженерні способи, варіанти вирішення однакових народногосподарських задач. Необхідно правильно оцінити всі технологічні, економічні, соціальні, екологічні й інші наслідки здійснення кожного варіанту, через те що вони можуть бути пов'язані з виникненням додаткових витрат на інших об'єктах і в інших галузях [10].

Опис ідеї стартап-проекту зведений в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Опис ідеї стартап-проекту

| Зміст ідеї                                                                                           | Напрямки застосування                                                                                                                           | Вигоди для користувача           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| Надання послуг з передачі, розподілу електричної енергії електричною мережею 110 кВ, що проектується | 1. Передача електричної енергії електричною мережею, що проектується<br>2. Можливості підключення до цієї мережі у майбутньому нових споживачів | Надійність                       |
|                                                                                                      |                                                                                                                                                 | Якість електроенергії            |
|                                                                                                      |                                                                                                                                                 | Енергоефективність               |
|                                                                                                      |                                                                                                                                                 | Безпека і зручність експлуатації |
|                                                                                                      |                                                                                                                                                 | Можливість подальшого розвитку   |

Порівняно з конкурентними варіантами конфігурації електричної мережі запропонований варіант має забезпечувати [11]:

а) виконання нормативних технічних вимог Кодексу системи розподілу, ПУЕ, Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж (ЛЕП, підстанцій), інших нормативних документів;

б) нормативну або зіставну надійність електропостачання;

в) кращі комплексні показники економічної ефективності (зведені затрати; NPV, рентабельність інвестицій, строк окупності тощо).

### 3.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу був проведений аудит технології, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту.

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз таких складових (табл. 3.2):

Таблиця 3.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

| Ідея проекту                                                                                                     | Технології її реалізації                                                              | Наявність технологій      | Доступність технологій |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|------------------------|
| Надання послуги з надійного розподілу електричної енергії споживачам району електричною мережею, що проектується | 1. Розрахунок режимів                                                                 | MathCAD                   | Доступні               |
|                                                                                                                  | 2. Розрахунок фінансово-економічних показників                                        | MathCAD, Excel            | Доступні               |
|                                                                                                                  | 3. На ПС в ланцюгах ПЛ, трансформаторів, застосовані комірки з елегазовими вимикачами | Наявна                    | Доступні               |
|                                                                                                                  | Трансформатори потужністю, МВА<br>- 6,3<br>- 10<br>- 16<br>- 25                       | ТМН<br>ТДТН               | Доступні               |
|                                                                                                                  | Провода ЛЕП<br>- 1×70<br>- 1×120<br>- 1×240                                           | АС<br>АСК                 | Доступні               |
|                                                                                                                  | Опори ЛЕП<br>- Сталеві одностійкові                                                   | Наявна                    | Доступні               |
|                                                                                                                  | Релейний захист<br>- МСЗ<br>- струмова відсічка<br>- диф. захист трансформатора       | Цифрофе реле<br>Seram T87 | Доступні               |
|                                                                                                                  | Автоматика<br>- АВР<br>- АПВ                                                          | Наявна                    | Доступні               |
| Обрана технологія реалізації ідеї проекту: розрахунок фінансово-економічних показників                           |                                                                                       |                           |                        |

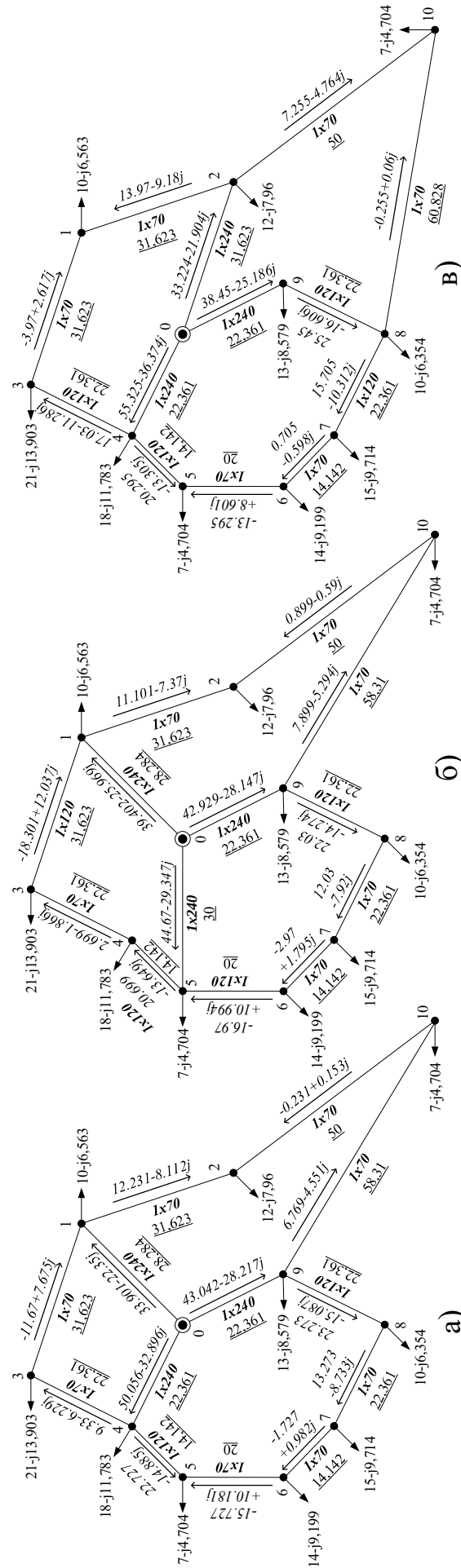


Рисунок 3.1 – Порівнювані схеми розвитку районної електричної мережі для першого (а), другого (б) і третього (в) варіантів

Проведений аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї варіантів, що передбачає:

- а) визначення переліку техніко-економічних властивостей та характеристик;
- б) визначення техніко-економічних показників ;проведено порівняльний аналіз показників: для власної ідеї визначаються показники, що мають 1) гірші значення (W, слабкі); 2) аналогічні (N, нейтральні) значення; 3) кращі значення (S, сильні) (табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик конкурентних варіантів розвитку схеми мережі

| № п/п | Техніко-економічні характеристики                                                                         | Конкурентні варіанти     |                          |                          | W<br>(слабка сторона) | N<br>(нейтральна сторона) | S<br>(сильна сторона) |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------------|
|       |                                                                                                           | Конкурент<br>(варіант) 1 | Конкурент<br>(варіант) 2 | Конкурент<br>(варіант) 3 |                       |                           |                       |
| 1     | 2                                                                                                         | 3                        | 4                        | 5                        | 6                     | 7                         | 8                     |
| 1.1   | Довжина 1-ланцюгових ПЛ 110 кВ, км                                                                        | 359.927                  | 367.566                  | 365.784                  | B2                    | B3                        | B1                    |
| 1.2   | Довжина дволанцюгових ПЛ 110 кВ, км                                                                       | —                        | —                        | —                        | —                     | —                         | —                     |
| 2.1   | Встановлена потужність трансформаторів 110 кВ на ПС,МВА                                                   | 151.974                  | 151.974                  | 151.974                  | —                     | B1,B2,B3                  | —                     |
| 2.1   | Встановлена потужність трансформаторів 35 кВ на ПС,МВА                                                    | —                        | —                        | —                        | —                     | —                         | —                     |
| 3     | Завантаженість трансформаторів на ПС в режимі максимальних навантажень, %                                 | 50-65                    | 50-65                    | 50-65                    | —                     | B1,B2,B3                  | —                     |
| 4.1   | Кількість вузлових підстанцій 110 кВ (110-6 за НТП ПС, ПУЕ)/ комірок 110 кВ з елегазовими вимикачами, шт. | 3/21                     | 3/21                     | 3/21                     | —                     | B1,B2,B3                  | —                     |
| 4.2   | Кількість прохідних ("місткових" 110-3 або 110-4 за НТП ПС, ПУЕ) підстанцій 110 кВ, шт.                   | 7/21                     | 7/21                     | 7/21                     | —                     | B1,B2,B3                  | —                     |

Продовження таблиці 3.3

| 1   | 2                                                                          | 3     | 4      | 5      | 6  | 7        | 8  |
|-----|----------------------------------------------------------------------------|-------|--------|--------|----|----------|----|
| 4.3 | Кількість "тупикових" (110-2) підстанцій, шт.                              | 0     | 0      | 0      | –  | –        | –  |
| 4.1 | Кількість лінійних комірок 110 кВ з елегазовими вимикачами на ПС №0 330 кВ | 3     | 3      | 3      | –  | B1,B2,B3 | –  |
| 5   | Кількість комірок 110кВ з елегазовими вимикачами РАЗОМ, шт.                | 42    | 42     | 42     | –  | B1,B2,B3 | –  |
| 6   | Кількість комірок 35кВ на ПС з ВН 110 і 35 кВ з вакуумними вимикачами, шт. | 0     | 0      | 0      | –  | –        | –  |
| 7   | Кількість комірок 10кВ на ПС з ВН 110 і 35 кВ з повітряними вимикачами, шт | 0     | 0      | 0      | –  | –        | –  |
| 8   | Втрати активної потужності в ЛЕП в режимі максимальних навантажень, МВт    | 3.502 | 3.539  | 3.499  | B2 | B1       | B3 |
| 9   | Щорічні експлуатаційні витрати, млн. грн.                                  | 28.91 | 29.669 | 29.371 | B2 | B3       | B1 |
| 10  | Довжина найдовшої ділянки ЛЕП, км                                          | 58    | 58     | 61     | B3 | B1,B2    | –  |

Визначений перелік слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційної послуги з передачі є підґрунтям для фінансово-економічного аналізу і формування її конкурентоспроможності.

### 3.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Особливості проектів у електроенергетичної галузі полягають у тому, що в більшості випадків немає потреби у прогнозуванні попиту, обсягів, динаміки розвитку ринку – ці дані надає замовник проекту, і, згідно з нормативними документами, вони мають бути однаковим в усіх можливих конкурентних варіантах. Джерелом повернення вкладених інвестицій є платежі споживачів за приєднання до



Таблиця 3.5 – Наближені значення сумарних втрат активної потужності режимі максимальних навантажень ЛЕП за варіантом 2 розвитку схеми мережі

| Ділянка | Довжина ділянки, км | Переріз проводів ділянки $F$ , мм <sup>2</sup> | $r'_{0\ i-j}$ Ом/км | $r_{i-j}$ Ом | $P_i$ МВт | $Q_i$ МВАр | $\Delta P$ МВт |
|---------|---------------------|------------------------------------------------|---------------------|--------------|-----------|------------|----------------|
| 0-1     | 28                  | 1×240                                          | 0.118               | 3.33         | 39.402    | 25.969     | 0.614          |
| 0-5     | 30                  | 1×240                                          | 0.118               | 3.54         | 44.67     | 29.347     | 0.836          |
| 4-5     | 14                  | 1×120                                          | 0.244               | 3.45         | 20.699    | 13.649     | 0.175          |
| 3-4     | 22                  | 1×70                                           | 0.422               | 9.43         | 2.699     | 1.866      | 0.008          |
| 1-3     | 32                  | 1×120                                          | 0.244               | 7.71         | 18.301    | 12.037     | 0.306          |
| 0-9     | 22                  | 1×240                                          | 0.118               | 2.63         | 42.929    | 28.147     | 0.575          |
| 8-9     | 22                  | 1×120                                          | 0.244               | 5.45         | 22.03     | 14.274     | 0.311          |
| 7-8     | 22                  | 1×70                                           | 0.422               | 9.436        | 12.03     | 7.92       | 0.162          |
| 6-7     | 14                  | 1×70                                           | 0.422               | 5.968        | 2.97      | 1.795      | 0.006          |
| 5-6     | 20                  | 1×120                                          | 0.244               | 4.88         | 16.97     | 10.994     | 0.165          |
| 9-10    | 47                  | 1×70                                           | 0.422               | 24.6         | 7.899     | 5.294      | 0.184          |
| 2-10    | 50                  | 1×70                                           | 0.422               | 21.1         | 0.899     | 0.59       | 0.002          |
| 1-2     | 32                  | 1×70                                           | 0.422               | 13.34        | 11.101    | 7.37       | 0.196          |
| РАЗОМ   |                     |                                                |                     |              |           |            | 3.539          |

Таблиця 3.6 – Наближені значення сумарних втрат активної потужності режимі максимальних навантажень ЛЕП за варіантом 3 розвитку схеми мережі

| Ділянка | Довжина ділянки, км | Переріз проводів ділянки $F$ , мм <sup>2</sup> | $r'_{0\ i-j}$ Ом/км | $r_{i-j}$ Ом | $P_i$ МВт | $Q_i$ МВАр | $\Delta P$ МВт |
|---------|---------------------|------------------------------------------------|---------------------|--------------|-----------|------------|----------------|
| 0-4     | 22                  | 1×240                                          | 0.118               | 2.639        | 55.325    | 36.374     | 0.956          |
| 3-4     | 22                  | 1×120                                          | 0.244               | 5.456        | 17.03     | 11.286     | 0.188          |
| 1-3     | 32                  | 1×70                                           | 0.422               | 13.34        | 3.97      | 2.617      | 0.025          |
| 1-2     | 32                  | 1×70                                           | 0.422               | 13.34        | 13.97     | 9.18       | 0.308          |
| 0-2     | 32                  | 1×240                                          | 0.118               | 3.731        | 33.224    | 21.904     | 0.488          |
| 4-5     | 14                  | 1×120                                          | 0.244               | 3.451        | 20.295    | 13.305     | 0.168          |
| 0-9     | 22                  | 1×240                                          | 0.118               | 2.639        | 38.45     | 25.186     | 0.461          |
| 8-9     | 22                  | 1×120                                          | 0.244               | 5.456        | 25.45     | 16.606     | 0.416          |
| 7-8     | 22                  | 1×120                                          | 0.244               | 5.456        | 15.705    | 10.312     | 0.159          |
| 6-7     | 14                  | 1×70                                           | 0.422               | 5.968        | 0.705     | 0.598      | 0              |
| 5-6     | 20                  | 1×70                                           | 0.422               | 8.44         | 13.295    | 8.601      | 0.175          |
| 2-10    | 50                  | 1×70                                           | 0.422               | 21.1         | 7.255     | 4.764      | 0.153          |
| 8-10    | 61                  | 1×70                                           | 0.422               | 25.66        | 0.255     | 0.06       | 0              |
| РАЗОМ   |                     |                                                |                     |              |           |            | 3.499          |

Проведений розрахунок і визначений обсяг інвестиційних витрат в розвиток мережі (табл. 3.7 і 3.8) в цінах 2018 року.

Таблиця 3.7 – Розрахунок поваріантних капіталовкладень в підстанції

| № п/ст                              | Стр     | Варіант                          |                                 |                                  |                                 |                                  |                                 |
|-------------------------------------|---------|----------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
|                                     |         | 1                                |                                 | 2                                |                                 | 3                                |                                 |
|                                     |         | № схеми по НТП ПС на стороні 110 | Вартість будівництва, млн. грн. | № схеми по НТП ПС на стороні 110 | Вартість будівництва, млн. грн. | № схеми по НТП ПС на стороні 110 | Вартість будівництва, млн. грн. |
| 1                                   | 2×10000 | 110-6(3)                         | 104.192                         | 110-6(3)                         | 104.192                         | 110-3                            | 67.021                          |
| 2                                   | 2×16000 | 110-3                            | 82.79                           | 110-3                            | 82.79                           | 110-6(3)                         | 109.824                         |
| 3                                   | 2×25000 | 110-3                            | 89.549                          | 110-3                            | 89.549                          | 110-3                            | 89.549                          |
| 4                                   | 2×16000 | 110-6(3)                         | 109.824                         | 110-3                            | 82.79                           | 110-6(3)                         | 109.824                         |
| 5                                   | 2×6300  | 110-3                            | 62.515                          | 110-6(3)                         | 89.549                          | 110-3                            | 62.515                          |
| 6                                   | 2×16000 | 110-3                            | 82.79                           | 110-3                            | 82.79                           | 110-3                            | 82.79                           |
| 7                                   | 2×16000 | 110-3                            | 82.79                           | 110-3                            | 82.79                           | 110-3                            | 82.79                           |
| 8                                   | 2×10000 | 110-3                            | 77.158                          | 110-3                            | 77.158                          | 110-6(3)                         | 104.192                         |
| 9                                   | 2×16000 | 110-6(3)                         | 109.824                         | 110-6(3)                         | 109.824                         | 110-3                            | 82.79                           |
| 10                                  | 2×6300  | 110-3                            | 62.515                          | 110-3                            | 62.515                          | 110-3                            | 62.515                          |
| Лінійні комірки на ВРУ 110 кВ ПС №0 |         | 3 комірки                        | 47,3                            | 3 комірки                        | 47,3                            | 3 комірки                        | 47,3                            |
| РАЗОМ                               |         |                                  | 911.249                         |                                  | 911.249                         |                                  | 901.111                         |

Таблиця 3.8 – Розрахунок поваріантних капіталовкладень в ЛЕП

| Ділянка | Довжина,<br>км | Вартість, млн. грн. |       |          |                    |       |          |                    |       |          |
|---------|----------------|---------------------|-------|----------|--------------------|-------|----------|--------------------|-------|----------|
|         |                | Варіант 1           |       |          | Варіант 2          |       |          | Варіант 3          |       |          |
|         |                | Переріз<br>провода  | 1 км  | Загальна | Переріз<br>провода | 1 км  | Загальна | Переріз<br>провода | 1 км  | Загальна |
| 0-1     | 28             | 1×240               | 2.253 | 63.719   | 1×240              | 2.253 | 63.719   | —                  | —     | —        |
| 0-4     | 22             | 1×240               | 2.253 | 50.374   | —                  | —     | —        | 1×240              | 2.253 | 50.374   |
| 3-4     | 22             | 1×70                | 1.774 | 39.67    | 1×70               | 1.774 | 39.67    | 1×120              | 1.943 | 43.448   |
| 1-3     | 32             | 1×70                | 1.774 | 56.101   | 1×120              | 1.943 | 61.444   | 1×70               | 1.774 | 56.101   |
| 4-5     | 14             | 1×120               | 1.943 | 27.479   | 1×120              | 1.943 | 27.479   | 1×120              | 1.943 | 27.479   |
| 5-6     | 20             | 1×70                | 1.774 | 35.482   | 1×120              | 1.943 | 38.861   | 1×70               | 1.774 | 35.482   |
| 6-7     | 14             | 1×70                | 1.774 | 25.089   | 1×70               | 1.774 | 25.089   | 1×70               | 1.774 | 25.089   |
| 7-8     | 22             | 1×70                | 1.774 | 39.67    | 1×70               | 1.774 | 39.67    | 1×120              | 1.943 | 43.448   |
| 8-9     | 22             | 1×120               | 1.943 | 43.448   | 1×120              | 1.943 | 43.448   | 1×120              | 1.943 | 43.448   |
| 0-9     | 22             | 1×240               | 2.253 | 50.374   | 1×240              | 2.253 | 50.374   | 1×240              | 2.253 | 50.374   |
| 9-10    | 58             | 1×70                | 1.774 | 103.446  | 1×70               | 1.774 | 103.446  | —                  | —     | —        |
| 2-10    | 50             | 1×70                | 1.774 | 88.704   | 1×70               | 1.774 | 88.704   | 1×70               | 1.774 | 88.704   |
| 1-2     | 32             | 1×70                | 1.774 | 56.101   | 1×70               | 1.774 | 56.101   | 1×70               | 1.774 | 56.101   |
| 0-5     | 30             | —                   | —     | —        | 1×240              | 2.253 | 67.584   | —                  | —     | —        |
| 8-10    | 61             | —                   | —     | —        | —                  | —     | —        | 1×70               | 1.774 | 107.913  |
| 0-2     | 32             | —                   | —     | —        | —                  | —     | —        | 1×240              | 2.253 | 71.24    |
| РАЗОМ   |                |                     |       | 679.656  |                    |       | 705.588  |                    |       | 699.201  |

Сумарні інвестиційні в підстанції і ЛЕП складуть (3.2) [12,13]:

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЕП} + K_{ПС} \quad (3.2)$$

де  $K_{ПС}$  – капіталовкладення (інвестиції) в підстанції (з табл. 3.7),

$K_{ЛЕП}$  – капіталовкладення (інвестиції) в ЛЕП (з табл. 3.8),

Для варіанта 1:  $K_{\Sigma 1} = 679,656 + 911,249 = 1590,905 \text{ млн.грн}$  ;

Для варіанта 2:  $K_{\Sigma 2} = 705,588 + 911,249 = 1616.837 \text{ млн.грн}$  ;

Для варіанта 3:  $K_{\Sigma 3} = 699,201 + 901,111 = 1600,312 \text{ млн.грн}$  .

Втрати активної потужності в ЛЕП, отримані з розрахунку поточкорозподілу при максимальних навантаженнях пунктів

$$\Delta P_1 = 3,502 \text{ МВт} ;$$

$$\Delta P_2 = 3,539 \text{ МВт} ;$$

$$\Delta P_3 = 3,499 \text{ МВт} .$$

Величина часу використання максимуму навантаження з завдання:

$$T_{max} = 4500 \text{ год/рік}.$$

Час максимальних втрат  $\tau$ :

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,21 \frac{\text{год}}{\text{рік}}.$$

Втрати активної енергії в ЛЕП:

$$\text{Для варіанта 1: } \Delta A_1 = \tau \cdot \Delta P_1 = 2886,21 \cdot 3,502 = 10108 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік} ;$$

$$\text{Для варіанта 2: } \Delta A_2 = \tau \cdot \Delta P_2 = 2886,21 \cdot 3,539 = 10215 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік} ;$$

$$\text{Для варіанта 3: } \Delta A_3 = \tau \cdot \Delta P_3 = 2886,21 \cdot 3,499 = 10098 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік} .$$

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах будуть однакові в усіх варіантах, оскільки ці трансформатори і навантаження на них у всіх варіантах однакові і складуть:

$$\Delta P_{кз} = 0,88 \text{ МВт} ;$$

$$\Delta P_{xx} = 0,203 \text{ МВт} ;$$

$$\Delta A_{\kappa\text{з}} = \tau \cdot \Delta P_{\kappa\text{з}} = 2886,21 \cdot 0,88 = 2539,8 \text{ MBт} \cdot \text{год} / \text{рік};$$

$$\Delta A_{\text{xx}} = \tau \cdot \Delta P_{\text{xx}} = 2886,21 \cdot 0,203 = 585,9 \text{ MBт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Очевидно, що другий варіант поступається за втратами і капіталовкладеннями двом іншим. Таким чином його можна виключити з подальшого порівняння і розрахунку фінансово-економічних показників.

Сумарне максимальне навантаження становить:

$$P_{\text{max}} = 127 \text{ MBт}.$$

Згідно з завданням на проектування для всіх варіантів розвитку схем прийняті припущення [14]:

а) тривалість будівництва становить 1-2 роки;

б) максимальні навантаження споживачів і число годин використання максимуму навантаження  $T_{\text{max}}$  приймаються незмінними протягом всього періоду експлуатації;

в) податок на прибуток  $p = 16\%$ ;

г) норма прибутку  $E = 0,1$  [1/рік];

д) тариф на вході в мережу (прийнятий як вартість втрат):

$$C_{\text{ex}} = 2 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 2000 \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}.$$

е) величина тарифу на передачу і розподіл електричної енергії визначається як різниця тарифів на виході і вході в мережу і приймається рівною:

$$C_{\text{вих}} - C_{\text{ex}} = 0,42 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 420 \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}.$$

Дохід однаковий для всіх варіантів і розраховується як:

$$D = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{ex}}) = 127 \cdot 4500 \cdot 420 = 240,030 \text{ млн.грн}.$$

Результати розрахунку річних витрат зведені в табл. 3.9

Таблиця 3.9 – Розрахунок річних витрат

| Витрати, млн. грн                                                              | Варіант |         |
|--------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|
|                                                                                | 1       | 3       |
| Щорічні витрати на обслуговування та ремонт                                    |         |         |
| ПЛ – $1,2\% \cdot K$                                                           | 8.156   | 8.39    |
| ПС – $2,4\% \cdot K$                                                           | 21.87   | 21.627  |
| Всього експлуатаційні витрати                                                  | 30.026  | 30.017  |
| Амортизаційні відрахування                                                     |         |         |
| ПЛ – $2,0\% \cdot K$                                                           | 13.593  | 13.984  |
| ПС – $3,6\% \cdot K$                                                           | 32.805  | 32.44   |
| Всього амортизаційні відрахування                                              | 46.398  | 46.424  |
| Витрати на купівлю з Енергоринку електричної енергії, яка втрачається в мережі |         |         |
| навантажувальні в трансформаторах $C_{BX} \cdot \Delta A_{K3}$                 | 5.079   | 5.079   |
| холостого ходу в трансформаторах $C_{BX} \cdot \Delta A_{XX} \cdot 0,75$       | 1.171   | 1.171   |
| навантажувальні в в ЛЕП $C_{BX} \cdot \Delta A$                                | 20.215  | 20.195  |
| Всього вартість втрат                                                          | 26.465  | 26.445  |
| Всього витрат (В)                                                              | 102.889 | 102.886 |

Розрахунок основних фінансово-економічних показників зведено у табл. 3.10

Таблиця 3.10 – Розрахунок фінансово-економічних показників

| Показники                                                                                                                                                                    | Варіанти |          |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|
|                                                                                                                                                                              | 1        | 3        |
| Середньорічний обсяг електричної енергії, що передається мережею, $\frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$<br>$W_{\text{ПЕР}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}$ | 571 500  |          |
| Дохід, млн. грн. $D = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot (C_{\text{ВИХ}} - C_{\text{ВХ}})$                                                                            | 240.030  |          |
| Прибуток, млн. грн. $\Pi_B = D - B$                                                                                                                                          | 137.141  | 137.144  |
| Податок, млн. грн. $H_{\Pi} = p \cdot \Pi_B$                                                                                                                                 | 21.943   | 21.943   |
| Чистий прибуток, млн. грн. $\Pi_P = \Pi_B - H_{\Pi}$                                                                                                                         | 115.198  | 115.201  |
| Інтегральний ефект, млн. грн. $\Pi_{\text{ДС}} = \frac{(\Pi_P + A_P)}{E} - K$                                                                                                | 25.059   | 15.938   |
| Рентабельність інвестицій, в.о. $R_i = \frac{(\Pi_P + A_P)}{K}$                                                                                                              | 0.102    | 0.101    |
| Строк окупності інвестицій, років $T_{\text{ОК}} = \frac{1}{R_i}$                                                                                                            | 9.845    | 9.901    |
| Сумарні дисконтовані затрати $3_{\text{ДС}} = \frac{B_E + B_{\text{ВТР}}}{E} + K$                                                                                            | 2155.815 | 2164.932 |

Можна зробити висновок, що для базових вихідних даних 1-й варіант є більш економічно вигідним. Проект розвитку мережі за цим варіантом є ефективним і може бути прийнятий до реалізації.

### 3.5 Оцінка ризиків проекту

З метою урахування ризиків, пов'язаних з можливими похибками в вхідних даних замовника та прогнозуванні даних виконавцем, проведений аналіз чутливості інтегрального ефекту  $\Pi_{ДС}$  до зміни вихідних даних, що впливають на показники проекту (результати наведені на рис. 3.2-3.3):

а) варіювання цінової надбавки  $(C_{вих} - C_{вх})$  у межах від 0,4 до 0,44 результати наведені на рис. 3.2;

б) збільшення прийнятої у базовому розрахунку вартості втрат електричної енергії  $C_{вх}$  від 2 до 3;

в) зменшення прийнятих у базовому розрахунку податку на прибуток.

Аналізуючи графік (рис. 3.3) слід відзначити, що при незмінних капіталовкладеннях мінімальна величина тарифу на передачу (надбавки), за якої проект є ефективним, складає: для 1-го варіанту  $0,42 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ , а для 2-го

$$0,42 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$$

Як видно графіків (рис. 3.3 та 3.4) навіть при невеликому збільшенні вартості втрат (тарифу на купівлю з Енергоринку електричної енергії, яка втрачається в мережі) і незмінності інших даних, обидва варіанти стають не ефективними. Це стосується і збільшення прийнятого базового податку на прибуток. В такому випадку як один із варіантів вирішення проблеми є збільшення цінової надбавки більше ніж

$$0,42 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

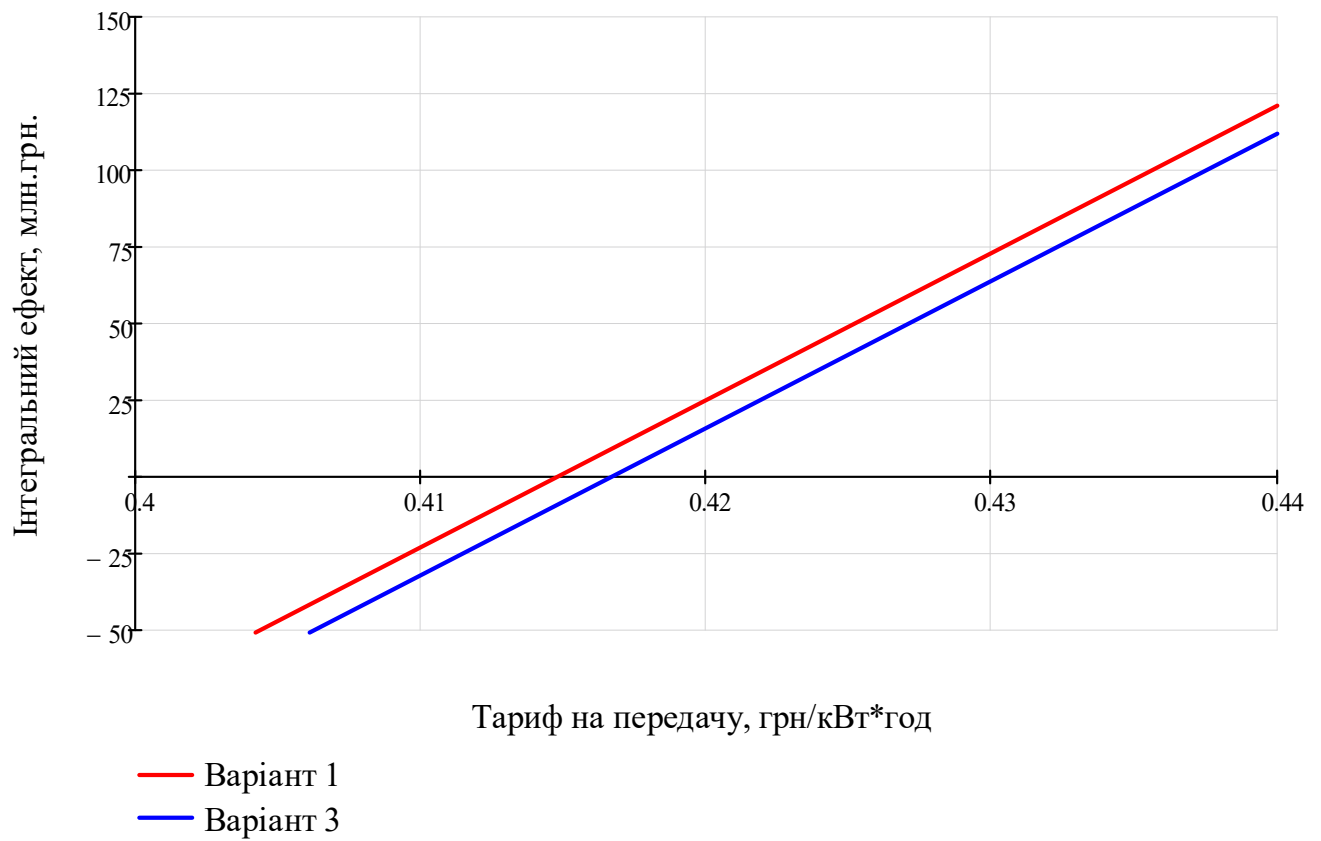


Рисунок 3.2 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни тарифу на передачу

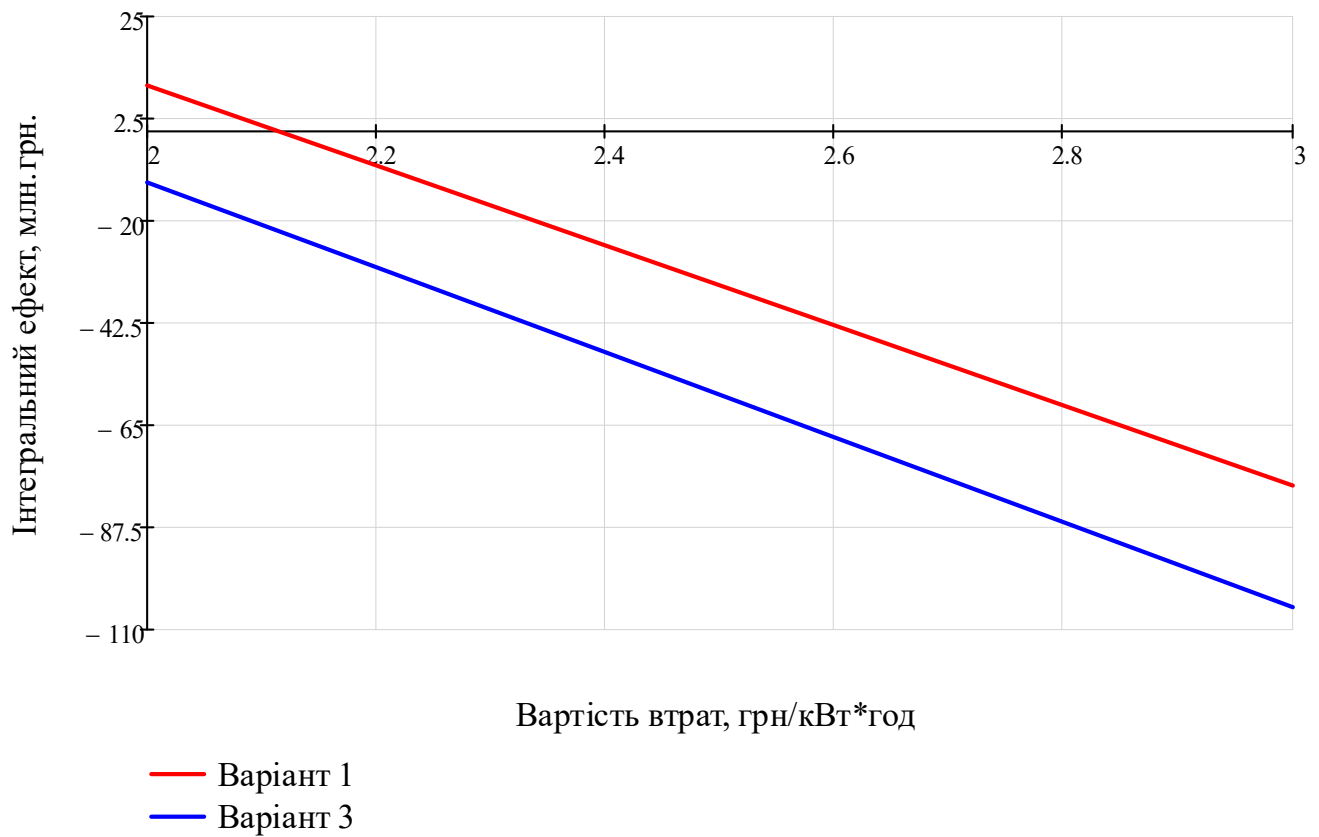


Рисунок 3.3 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни вартості втрат

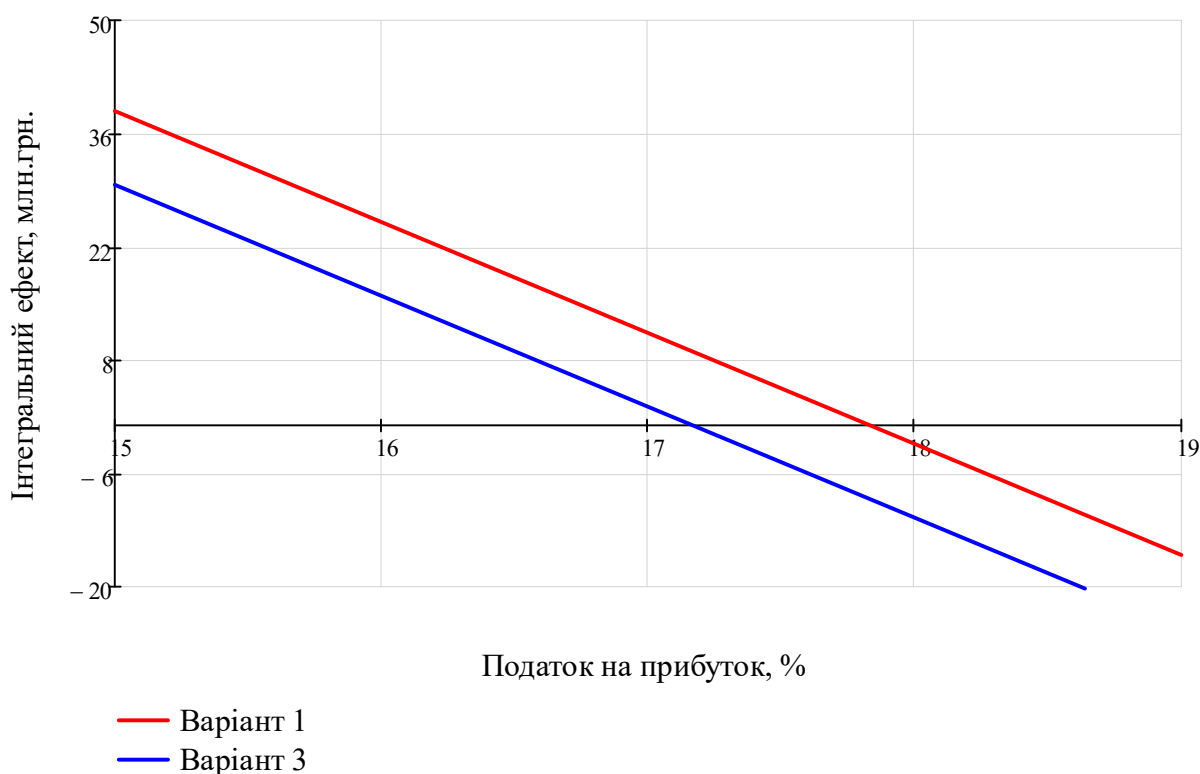


Рисунок 3.4 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни податку на прибуток

### 3.6 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Був складаний SWOT-аналіз (матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) (табл. 3.9.) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін (табл. 3.11).

Таблиця 3.11 – SWOT- аналіз стартап-проекту

| Сильні сторони                                                                                                                                                                             | Слабкі сторони                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- надійність;</li> <li>- низькі втрати електричної енергії у порівнянні з іншими варіантами.</li> </ul>                                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>- високі капіталовкладення.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Можливості                                                                                                                                                                                 | Загрози                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| <p>Мережею, що запропонована схемою розвитку, можна передати значно більший обсяг електричної енергії, тобто в перспективі під'єднати нових споживачів на шинах 10 і 35 кВ підстанцій.</p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- встановлення Державним регулятором тарифу на передачу (розподіл) електроенергії меншого за розрахований;</li> <li>- популізм у встановленні тарифів для окремих груп споживачів;</li> <li>- інфляція, що збільшить величину прийнятих у розрахунках капіталовкладень,</li> <li>- зростання тарифів на виробіток електричної енергії, що позначиться на вартості її втрат;</li> <li>- обсяг електроенергії може виявитись меншим за розрахунковий.</li> </ul> |

### Висновки до розділу 3

В даному розділі приведений план розроблення стартап-проекту, основною ідеєю якого є створення нової електричної мережі. Основною метою є надання послуг надійного розподілу електричної енергії споживачам та порівняння схеми розвитку електричної мережі з конкурентними варіантами, що мають схожі техніко-економічні показники. Правильна реалізація стартап-проекту створює передумови для успішного ринкового старту.

Резюмуючи проведені вище техніко-економічні, фінансові, маркетингові розрахунки та порівняння можна зазначити:

а) пропоновані для реалізації варіанти розвитку електричної мережі залежать від попиту на електричну енергію району та динаміку їх змін;

б) для реалізації слід обрати розглянуті технології, а саме запропонований оптимальний варіант розвитку електричної мережі № 1, який забезпечує прибуток у розмірі 161,596 млн. грн. за розрахунковий період; ефект за витратами складає 1,59 млрд.грн., термін окупності проекту становить 10 років;

в) з огляду на рентабельність, що складає 0,102 в.о., ринкова комерціалізація проекту є актуальною.

#### 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТМН-6300/110

##### Вступ

Під час експлуатації можливі пошкодження в трансформаторах та на їх з'єднаннях з комутаційними апаратами. Також можуть мати місце небезпечні ненормальні режими роботи, які не пов'язані з пошкодженням трансформатора.

Основними пошкодженнями силових трансформаторів являються:

- а) міжфазні короткі замикання в обмотках і на виводах;
- б) однофазні короткі замикання.

До ненормальних режимів роботи трансформаторів належать:

а) перевантаження, що виникають внаслідок виходу з ладу одного з трансформаторів групи;

- б) поява струмів, причиною яких є зовнішні короткі замикання;
- в) недопустиме зниження рівня трансформаторного масла.

Прилади РЗ повинні захищати силові трансформатори від:

- а) струмів в обмотках, що зумовлені перевантаженнями;
- б) струмів в обмотках, які зумовлені через зовнішні короткі замикання;
- в) зниження рівня масла;
- г) однофазних замикань на землю;
- д) багатofазних замикань в обмотках і на виводах трансформатора;
- е) міжвиткових замикань в обмотках;
- ж) часткового пробоя ізоляції вводів 500 кВ.

В якості апаратів захисту мають використовуватися автоматичні вимикачі або запобіжники.

Номінальні струми уставок автоматичних вимикачів та струми плавких вставок запобіжників, які слугують для захисту окремої ділянки мережі, у всіх випадках потрібно вибирати за можливістю найменшими із розрахункових струмів даної ділянки або за номінальним струмом електроприймачів, але і такий спосіб, щоб

пристрої захисту не вимикали електроустановки при короткотривалих перевантаженнях [15].

Пристрої релейного захисту мають задовольняти наступні вимоги:

а) селективність (це дія захисту, при якій РЗ вимикає тільки пошкоджений елемент завдяки своїм автоматичним вимикачам);

б) швидкодія (швидке вимкнення пошкоджень значно збільшує стійкість паралельної роботи машин у системі, зменшує масштаби руйнувань пошкоджених елементів, збільшує ефективність роботи автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) пошкодженої ПЛ);

в) чутливість;

г) надійність (пристрої РЗ завжди повинні бути готовими до дії та надійно працювати у випадках будь-яких пошкоджень і ненормальних режимів роботи та забезпечувати 100 % правильність своєї дії).

Згідно з [1] на силових трансформаторах мають бути встановлені наступні захисти:

а) захист від КЗ, який працює на вимкнення ушкодженого трансформатора та виконується без витримки часу.

б) для захисту силових трансформаторів використовуються повздовжні диференціальні струмові захисти, а для малопотужних трансформаторів – струмові захисти з ступінчатою характеристикою витримки часу;

в) газовий захист трансформаторів, який спрацьовує у випадках будь-якого пошкодження в середині бака і пониження рівня масла;

г) захист від струмів зовнішніх коротких замикань, основним призначенням якого є запобігання тривалому проходженню струмів КЗ у випадку поломки вимикачів або захистів суміжного обладнання за рахунок вимкнення трансформатора.;

д) захист від перевантажень, який виконується на основі одного максимального реле струму, так як перевантаження майже завжди є симетричним режимом.

#### 4.1 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора

Диференційний захист застосовується як основний, завданням якого є захист трансформаторів і автотрансформаторів. Недоліком даного захисту є складність у його виконанні: зокрема, необхідна наявність надійної, завадозахищеної лінії зв'язку між двома частинами, на яких встановлені трансформатори струму. В зв'язку з цим, диференційний захист використовують для захисту трансформаторів, що працюють одинично, і автотрансформаторів, потужність яких складає 6300 кВА і більше, трансформаторів, що працюють паралельно, і автотрансформаторів, потужність яких становить 4000 кВА і більше і на трансформаторах, потужність яких дорівнює 1000 кВА і більше, якщо струм відсічення не дозволяє досягнути потрібної чутливості при КЗ на виводах вищої напруги, а максимальний струмовий захист має витримку часу більшу за 0,5 с [15].

Принцип дії поздовжнього диференційного захисту заснований на порівнянні струмів, на кінцях обладнання або ділянки, які захищаються. Для вимірювання величини сили струму на кінцях ділянки, що захищається використовуються трансформатори струму.

Вторинні ланцюги даних трансформаторів підключені до струмового реле так, щоб на обмотку реле подавалась різниця струмів від двох трансформаторів струму. За умови нормального режиму або при зовнішньому КЗ значення величини сили струму віднімаються один від одного, та в ідеальних випадках струм у ланцюзі обмотки струмового реле дорівнює нулю.

При виникненні КЗ на захищаємій ділянці на обмотку струмового реле надходить уже не різниця струмів, а їх сума, яка змушує реле замкнути свої контакти, видаючи команду на відімкнення пошкодженої ділянки.

В якості диференційного захисту оберемо реле виробництва Schneider Electric серії Sepam 80, а саме Sepam T87.

Виконаємо розрахунок диференційного захисту трансформатора.

Для того, щоб обрати уставки спрацювання даного диференційного захисту попередньо слід розрахувати наступні параметри [16]:

- а) мінімальну уставку  $I_{ds}$  ( $30\%I_{n1} - 100\%I_{n1}$ );
- б) крутизну гальмівної характеристики 1-ї похилої ділянки  $I_d/I_t$  ( $15\% - 50\%$ );
- в) крутизну гальмівної характеристики 2-ї похилої ділянки  $I_d/I_{t2}$  ( $50\% - 100\%$ );
- г) точку зміни крутизни SLP (немає,  $I_{n1}-18I_{n1}$ );
- д) струм спрацювання диференційної відсічки  $I_{d\max}$  ( $3-18I_{n1}$ );
- е) уставку по 2-й гармоніці ( $5\%-40\%$ );
- ж) уставку по 5-й гармоніці ( $5\%-40\%$ ).

Струм спрацювання диференційного захисту гальмівної характеристики вибирається за умовою відбудування від розрахункового струму небалансу:

$$I_{cz} = k_{відс} I_{нб\ розр},$$

де  $k_{відс} = 1,1$  – коефіцієнт відбудування, для врахування похибок реле і розрахунків.

$$I_{нб\ розр} = I_{нб\ \varepsilon} + I_{нб\ рег} + I_{нб\ f},$$

де  $I_{нб\ \varepsilon}$  – складова, яка виникає внаслідок похибки трансформаторів струму,

$I_{нб\ рег}$  – складова, яка виникає внаслідок регулювання напруги трансформатора,

$I_{нб\ f}$  – складова, яка виникає внаслідок похибки вирівнювання плеч, похибки перетворення АЦП тощо.

$$I_{нб\ \varepsilon} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{кз},$$

де  $k_{пер} = 1.0$  – коефіцієнт, для врахування перехідного режиму;  $k_{одн} = 1.0$  – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму. Для трансформаторів струму диференційного захисту  $k_{одн} = 1,0$ , так як можливий режим, при якому з однієї сторони силового трансформатора ТС мають похибку, що дорівнює допустимій, а з другої сторони ТС працюють без наявності похибки;  $\varepsilon = 0,1$  – повна похибка трансформаторів струму.

$$I_{нб\,рег} = \frac{\Delta U_{рег}}{(1 - \Delta U_{рег})} \cdot I_{кз},$$

де  $\Delta U_{рег} = 0.09$  – максимальна відносна зміна напруги зі сторони регулювання по відношенню до напруги, при якій вирівнюються вторинні струми.

$I_{нб\,f} = 0.02$  – за даними фірми Schneider Electric.

Загальна формула для визначення струму спрацювання диференційного захисту термінала Seram T87 за умовою відбудування від струму небалансу виглядає наступним чином [16]:

$$I_{сз} = 1.1 \cdot \left( \frac{k_{нep} \varepsilon + \Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0.02 \right) \cdot I_{кз}.$$

За умовою максимального діапазону регулювання напруги трансформатора мінімальний струм спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{дс} = 1.1 \cdot \left( \frac{1 \cdot 0.1 + 0.09}{1 - 0.09} + 0.02 \right) = 0.24.$$

Прийmemo до установки  $I_{дс} = 30\%$ , що являється найменшою уставкою межі регулювання  $I_{дс}$ .

Крутизна гальмівної характеристики визначається як відношення бажаного струму спрацювання до гальмівного струму. Струм спрацювання – це добуток відносного струму небалансу та гальмівного струму.

$$\begin{aligned} Id / It &= k_{відс} I_{нб\,розр} / I_{гальм} = 1.1(k_{нep} \varepsilon + \Delta U_{рег} / (1 - \Delta U_{рег}) + 0.02) I_{гальм} / I_{гальм} = \\ &= 1.1(k_{нep} \varepsilon + \Delta U_{рег} / (1 - \Delta U_{рег}) + 0.02), \end{aligned}$$

де  $k_{нep} = 2$ , так як навантаження двигунами складає менше 50% від номінальної потужності силового трансформатора.

Отже, крутизна 1-ї похилої ділянки гальмівної характеристики визначається як:  
 $Id/It = 1.1(2 \cdot 0.1 + 0.09 / (1 - 0.09) + 0.02) = 0.351.$

Прийmemo до установки  $Id/It = 35\%$ .

Крутизну гальмівної характеристики 2-ї похилої ділянки приймемо на основі рекомендації фірми Schneider Electric, тобто [16]:

$$I_d/I_{t2} = 65\%.$$

Знайдемо точку зміни крутизни гальмівної характеристики:

Візьмемо значення кидка струму намагнічування рівним:

$$I_{n1} = \frac{6,3MVA}{\sqrt{3} \cdot 115kV} = 31.629 \text{ A};$$

$$I_{n2} = \frac{6,3MVA}{\sqrt{3} \cdot 11kV} = 330.664 \text{ A};$$

$$I_{к.нам1.} = 3I_{n1} = 3 \cdot 31.629 = 94.886 \text{ A};$$

$$I_{к.нам2.} = 3I_{n2} = 3 \cdot 330.664 = 991.993 \text{ A};$$

$$3I_n = 3 \cdot 31.629 = 94.886 \text{ A};$$

$$5I_n = 5 \cdot 31.629 = 158.144 \text{ A}.$$

Тоді:

$$SLP = 2 + 3/4 \cdot (I_{к.нам.}/\sqrt{2} I_n)^{4/3} \times I_d/I_t = 2 + 3/4 \cdot (2.121)^{4/3} \cdot 0.351 = 2.717.$$

Приймемо до встановлення  $SLP = 2.7$ .

Струм спрацювання диференційної відсічки вибираємо за умовою відбудування від струму небалансу:

$$I_{d \text{ макс}} = k_{відс} k_{нб} I_{кз \text{ макс}},$$

де  $k_{відс} = 1.2$  – коефіцієнт відбудування;  $k_{нб} = 0.7$  – коефіцієнт, який дорівнює відношенню амплітуди 1-ї гармоніки струму небалансу до амплітуди періодичної складової струму зовнішнього КЗ;

$I_{кз \text{ макс}} = 0.688 \text{ кА} = 8.565 I_{n1}$  – максимальне значення періодичної складової струму зовнішнього КЗ.  $I_{d \text{ макс}} = 1.2 \cdot 0.7 \cdot 8.565 I_{n1} = 7.195 I_{n1}$

Приймаємо до установки  $I_{d \text{ макс}} = 7I_{n1} = 7 \cdot 31.629 = 221.401 \text{ A}.$

Уставки блокування по 2-й та 5-й гармоніках приймемо у відповідності із рекомендаціями фірми Schneider Electric:

$I_{2f}/I_{1f} = 15\%$  – уставка блокування по 2-й гармоніці;

$I_{5f}/I_{1f} = 35\%$  – уставка блокування по 5-й гармоніці.

## 4.2 Максимальний струмовий захист з пуском за напругою

Максимальний струмовий захист з пуском за напругою використовується в якості резервного захисту для резервування основного захисту трансформатора та захистів приєднань, які відходять.

Прилади цього захисту виконують функцію контролю величини сили струму на ділянці, яка захищається. У випадках збільшення сили струму в мережі, яка захищається МСЗ спрацьовує. Максимальний струмовий захист подає сигнал на відімкнення лише через певний проміжок часу, який отримав назву витримка часу [15]. Вона залежить від місця знаходження ділянки, що захищається.

Найменша витримка часу встановлюється на ділянці яка найвіддаленіша від джерела електроенергії. МСЗ ділянки, яка розташована ближче до джерела електроенергії, має більшу витримку часу, яка відрізняється на величину, яка отримала назву ступінь селективності.

Ступінь селективності залежить від часу дії даного захисту. При КЗ на захищаємій ділянці спрацьовує захист цієї ж ділянки. У випадку неспрацювання основного захисту при короткому замиканні спрацьовує максимальний струмовий захист, який розташований ближче до джерела ділянки, через деякий проміжок часу, який дорівнює ступеню селективності, і відключає пошкоджену та власну ділянки. Через це необхідно, щоб ступінь селективності був більшим за час спрацювання основного захисту, в іншому випадку захист сусідньої ділянки відімкне пошкоджену та робочу ділянки швидше ніж основний захист пошкодженої ділянки спрацює.

Однак потрібно щоб ступінь селективності не був дуже великим, тобто таким, щоб МСЗ встиг спрацювати до того, як струм КЗ нанесе великих пошкоджень електричній мережі.

Максимальний струмовий захист з пуском за напругою виконується на основі наступних пристроїв:

- а) струмове реле;
- б) фільтр-реле напруги зворотної послідовності;
- в) реле мінімальної напруги.

Струм спрацювання МСЗ вибирається за наступними умовами:

а) за умовою відбудування від номінального струму силового трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{k_{відс}}{k_B} I_{ном} ,$$

де  $k_{відс} = 1.2$  – коефіцієнт відбудування;  $k_B = 0.95$  – коефіцієнт повернення;

$$I_{сз} = \frac{k_{відс}}{k_B} I_{ном} = \frac{1.2}{0.95} \cdot 31.629 = 39.952 \text{ А}.$$

б) за умовою узгодження із захистами сусідніх з'єднань:

$$I_{сз} \geq k_n I_{сз.см.пр} ,$$

де  $k_n = 1.1$  – коефіцієнт надійності узгодження;  $I_{сз.см.пр}$  – струм спрацювання захисту сусіднього з'єднання; узгодження виконуємо з МСЗ приєднаних кабельних ліній.

$$I_{сз.см.пр} = 30 \text{ А} ;$$

$$I_{сз.см.пр} = 30 \cdot 1.1 = 33 \text{ А} ;$$

$$I_{сз} = 39.952 \text{ А} \geq 33 \text{ А} .$$

Напруга спрацювання приладу фільтр-реле напруги зворотної послідовності вибирається за формулою:

$$U_{2сз} = 0.06 \cdot U_{ном} = 0.06 \cdot 10 = 0.6 \text{ кВ} .$$

Первинна напруга спрацювання мінімального реле напруги вибирається за наступними умовами:

а) повернення реле після локалізації зовнішнього короткого замикання

$$U_{сз} \leq \frac{U_{\min}}{k_{відс} k_B} ,$$

де  $U_{\min} = 0.9 \cdot U_{ном} = 0.9 \cdot 10 = 9 \text{ кВ}$  – мінімальна допустима робоча напруга;

$k_{відс} = 1.2$  – коефіцієнт відбудування;

$k_B = 1.2$  – коефіцієнт повернення;

$$U_{cз} \leq \frac{9}{1.2 \cdot 1.2} = 6.25 \text{ кВ} .$$

б) відбудування від напруги самозапуску під час увімкнення пригальмованих двигунів після дії АПВ чи АВР

$$U_{cз} \leq \frac{U_{cзан}}{k_{відс}} ,$$

де  $U_{cзан}$  – напруга у місцях встановлення захистів при самозапуску двигуна; в орієнтовних розрахунках.

$$U_{cзан} = 0.7 \cdot U_{ном} = 0.7 \cdot 10 = 7 \text{ кВ} .$$

Маємо:

$$U_{cз} \leq \frac{7}{1.2} = 5.83 \text{ кВ} .$$

Чутливість захисту для струмового реле:

$$I_{кз}^2 = 12.58 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 10.895 \text{ кА} ;$$

$$k_q = \frac{I_{кз}^2}{I_{cз}} = \frac{10.895}{0.101} = 103.86 > 1.5 .$$

Із розрахунків видно, що даний захист забезпечує потрібну чутливість, і тому його можна використовувати для захисту трансформатора.

### 4.3 Газовий захист

Газовий захист використовується у силових трансформаторах, автотрансформаторах, реакторах та інших електричних апаратах, що знаходяться у заповненому маслом бакові із розширювачем; цей захист спрацьовує на усі пошкодження, які виникають усередині бака трансформаторів, під час яких

виділяється газ, пришвидшене переміщення масла чи суміші масла із газом від бака до розширювача, а також на зменшення масла нижче усталеного рівня [17].

Під час виникнення окремих небезпечних пошкодженнях силового трансформатору спрацьовує лише даний захист, в момент коли «електричні» захисти силового трансформатора не спрацьовують. Такими пошкодженнями трансформатора є замикання між витками в обмотки, виникнення пожежі в сталі магнітопровода, деякі неполадки перемикачів відгалуження та інші пошкодження, які супроводжуються виникненням значних місцевих підвищень температури частин трансформатора.

Вагомою перевагою газового захисту є те, що він спрацьовує відразу при виникненні ушкодження, при цьому струми замикань між витками обмотки чи замикань обмотки на корпус незначні, це дозволяє уникнути подальший розвиток ушкодження трансформатора та в переважній кількості випадків дає можливість значно зменшити масштаб його ремонту. Дане реле складається із двох елементів, які працюють незалежно один від одного: вищий елемент - сигнальний та нижчий – відключаючий.

Під час деякого зниження рівня масла верхній сигнальний елемент реле буде знаходитися уже не в маслі та за рахунок сили тяжіння опуститься, замкнувши при цьому сигнальний контакт.

По аналогії до цього сигнальний елемент діє і при зниженні рівня масла в реле, причиною якого можуть бути витік масла з баку чи сильне зниження температури масла. При сильному зниженні температури масла сигнальний елемент діє, тільки у випадках коли рівень масла буде нижчим за допустимий так як масло вчасно не долили. У таких ситуаціях відключаючий елемент залишатиметься у маслі та не буде діяти. При виникненні великих пошкоджень трансформатору, причиною яких є інтенсивне виділення газу, спостерігається явище кидка масла до розширювача, при цьому за рахунок впливу потоків масла повертається відключаючий елемент реле, замикаючи власний контакт.

На даній понижувальній підстанції приймемо до встановлення газові захисти типу РЗТ-50 потужністю 120 ВА, з номінальною напругою 1500 В, максимальний струм – 3 А.

#### **4.4 Захист від перевантаження**

Захист від перевантаження для усіх трансформаторів (резервних і робочих) побудований на основі одного реле струму, що вмикається на струм однієї із фаз. Даний захист спрацьовує при симетричних перевантаженнях, він працює на сигнал із деякою витримкою часу, це дозволяє черговому персоналу вжити необхідних заходів щодо усунення перевантаження [17].

#### **4.5 Захист від замикання на землю**

Виникнення однофазних замикань на землю у мережах із заземленою чи ізольованою нейтраллю через дугогасні реактори не супроводжується появою значних струмів КЗ. Напруги між фазами при такому КЗ не змінюються, робота системи електропостачання не порушується [17].

Однак, даний режим роботи не вважається нормальним, бо напруги фаз, які непошкоджені відносно землі збільшується, через коротке замикання. При цьому, не виникає необхідність у швидкій локалізації ділянки, що пошкоджена, бо допускається тривала робота із заземленою фазою. Через це релейний захист від замикання на землю у більшості випадків спрацьовує на сигнал, чим привертає увагу чергового персоналу.

Даний вид замикання є найпоширенішим в мережах із незначним струмом замикання на землю. Процеси, які виникають в цих мережах достатньо складні та значно залежні від параметрів та схеми мережі, опору контуру протікання струму замикання.

Опір нульової послідовності у мережах, напруга яких становить 6-35 кВ, залежить зазвичай від ємності елементів мережі відносно землі. Тому при виникненні

замикань на землю у мережах напругою 6-35 кВ виникають незначні струми пошкодження, які є меншими за струми навантаження.

Задля покращення гасінню дуги та уникнення переходу замикань на землю у міжфазні короткі замикання в мережах, які розглядаються, установлюють дугогасні котушки, які виконують функцію компенсації основної гармоніки ємнісного струму замикання на землю. Наслідком цього є зменшення результуючого струму пошкодження в цих мережах при встановленому режимі роботи.

#### **4.6 Дуговий захист**

Дуговий захист (ДГЗ) застосовується у комірках вимикачів 6 – 10 кВ і з метою захисту силового трансформатора від внутрішніх міжвиткових або міжфазних КЗ обмоток силових трансформаторів [17]. Встановлюються елементи, які реагують на світлову енергію дуги (фотосимістори, фототиристори) або елементи, які реагують на ударну хвилю дуги (спеціальні клапани або кришки – впливають на кінцеві вимикачі). Часто використовують комбінацію фото і кінцевих вимикачів, які в комірці збираються паралельно і включаються послідовно з реле ДГЗ (зазвичай знаходиться в секції трансформатора напруги секції).

Пробій фотоелемента або випадкове натискання кінцевого вимикача може призвести до помилкового спрацьовування ДГЗ. Застосовується струмове блокування ДГЗ. Контакт реле максимального струмового захисту без витримки часу введення (відсічки) включається послідовно з реле ДГЗ. Для відключення вводу від ДГЗ повинен бути пуск МСЗ введення і спрацьовування елемента ДГЗ в комірці.

#### **4.7 Пристрої АВР та АПВ**

Автоматичний ввід резерву (АВР) – пристрій призначений для забезпечення резервним електропостачанням навантажень, підключених до системи електропостачання, при відключенні основного джерела живлення [17].

Відповідно до Правил улаштування електроустановок, пристрої АВР мають передбачатися для відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного приєднання резервного джерела живлення за вимкнення робочого джерела живлення, що призводить до знеструмлення електроустановок споживача.

Має не менше двох живлячих вводів, один ввід основний (від якого постійно працює навантаження) та інше ввід – резервний. АВР спрямований на підвищення надійності системи електропостачання.

АВР повинен виконувати переключення на резервний ввід за мінімально можливий час після відключення робочого джерела енергії.

Пристрій АВР має забезпечувати можливість його дії в разі зникнення напруги на шині живленого елемента, викликаного будь-якою причиною, у тому числі КЗ на цих шині.

В залежності від виробника, можлива реалізація різних схем дугового захисту АВР для зменшення пошкодження від короткого замикання. Можливі реалізації функції затримки перемикавання АВР і функції налаштування порогів перемикавання на резерв.

Реалізацію схем АВР здійснюють на різній компонентній базі, зокрема розповсюджені такі конструкції АВР: на контакторах, на рубильниках з моторприводом, на автоматичних вимикачах, на автоматичних перемикачах перекидного типу з соленоїдним приводом, що включають в себе механічну комутаційну частину, мікропроцесорний блок управління, а також панель індикації і управління.

Конструктивне виконання АВР має передбачати механізм блокування, щоб запобігти можливості одночасного підключення до нормального і альтернативного джерел електроживлення за всіх умов.

Автоматичне повторне ввімкнення (АПВ) – пристрій, що застосовується для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньосистемних зв'язків шляхом автоматичного включення вимикачів, вимкнених пристроями релейного захисту.

Пристрої АПВ повинні бути виконані таким чином, щоб вони діяли при:

а) відключенні вимикача персоналом дистанційно або за допомогою телекерування;

б) автоматичному відключенні від релейного захисту безпосередньо після включення персоналом дистанційно або за допомогою телекерування;

в) відключенні вимикача захистом від внутрішніх пошкоджень трансформаторів і машин, що мають органи обертання, пристроями протиаварійної автоматики, а також у випадках відключення вимикача, коли дія АПВ недопустима.

Пристроями АПВ оснащуються усі поодинокі працюючі трансформатори потужністю 1000 кВА і більше, а також трансформатори меншої потужності, що живлять відповідальне навантаження. Автоматичне повторне увімкнення трансформаторів виконується у випадку вимкнення трансформатора резервним захистом. Повторне увімкнення при ушкодженні самого трансформатора, коли він вимикається основними захистами від внутрішніх ушкоджень, як правило, не виконується.

## **Висновки до розділу 5**

Для захисту силових трансформаторів на даній підстанції в пункті №5 було встановлено наступні захисти:

а) диференційний захист Schneider Electric серії Sepam 80 (T87) з крутизною першої похилої ділянки гальмівної характеристики 35%, крутизною другої похилої ділянки гальмівної характеристики 65% і струмом спрацювання диференційної відсічки 221.401 А;

б) МСЗ з пуском по напрузі, струм спрацювання якого дорівнює 39.952 А;

в) захист від перевантаження;

г) захист від замикань на землю;

д) дуговий захист;

е) газовий захист.

Також підстанцію обладнано пристроями автоматичного вводу резерву (АВР) та автоматичного повторного увімкнення (АПВ).

## **5 РОЗРОБКА МОДЕЛІ З НЕЧІТКИМ МЕТОДОМ ВИБОРУ МІСЦЯ РОЗМИКАННЯ ЗАМКНЕНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ**

### **Вступ**

Розподільні електричні мережі, як у світових енергосистемах, так і в Україні, організовано за радіальними схемами: від центра живлення до споживачів відходять протяжні фідери з відгалуженнями. З цієї причини пошкодження на будь-якій ділянці такої мережі призводить до відключення споживачів по всій довжині лінії і, що часто спостерігається, на тривалий термін. Для забезпечення безперебійності електропостачання в разі аварійного відключення фідера, живлення здійснюється через резервні перемички від сусідніх фідерів. Тобто на випадок пошкоджень між фідерами існують резервні перемички, комутуючі елементи яких автоматично або вручну дають можливість забезпечувати живлення навантаження пошкодженого фідера в післяаварійному режимі.

При проектуванні розподільних мереж в основі прийняття рішення щодо розміщення комутуючих елементів резервних перемичок у схемі мережі для забезпечення електропостачання в післяаварійних режимах, а також у процесі експлуатації для покращення ефективності функціонування мереж, необхідно вирішувати складну задачу багатоцільової оптимізації. При тому, що зміна конфігурації схеми (реконфігурація) мережі виконується за умови обмежень на втрати потужності, рівень напруги, надійності і неоднорідності мережі з урахуванням нелінійності потокорозподілу та допустимості режиму [18].

Реконфігурацію мережі можна представити як процес зміни топології розподільної електричної мережі шляхом зміни стану розімкнених та замкнених її комутаційних елементів. Тобто реконфігурація представляє собою нелінійну багатокомбінаторну задачу з певними обмеженнями (кількості комутуючих елементів, втрат потужності, падіння напруги і таке інш.). Для її вирішення використовують різні математичні методи.

## 5.1 Розрахунок мережі з двостороннім живленням та вибір місця розмикання для оптимізації витрат активної потужності

Визначимо місця розмикання мережі рис. 5.1 для мінімізації втрат активної потужності, при зміні напруги БП-1 по повздовжній та поперечній осі, напруга БП-2 приймається ріною номінальній – 20 кВ. Напруга БП-1 по повздовжній осі змінюється в межах  $\pm 4$  кВ –  $U'_{\phi n1} \in [16; 24]$  кВ, а по поперечній також  $\pm 4$  кВ  $U''_{\phi n1} \in [-4; 4]$  кВ, з кроком 2 кВ.

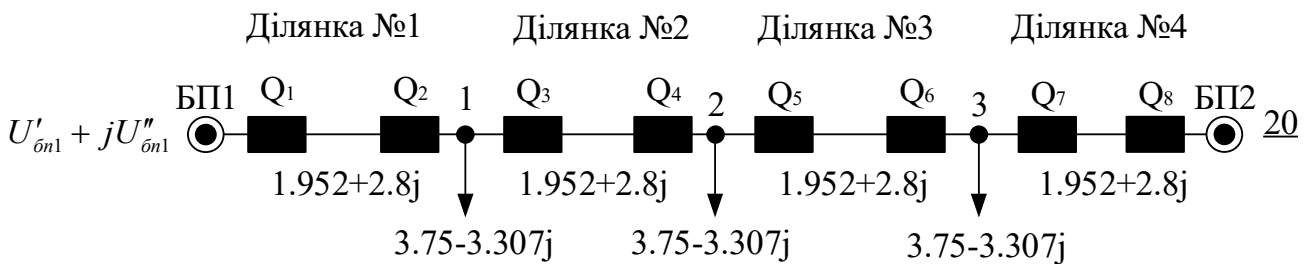


Рисунок 5.1 – Схема мережі з двостороннім живленням

Визначимо оптимальне місце розмикання (реконфігурація) мережі при  $U'_{\phi n1} = 20$  кВ та  $U''_{\phi n1} = 0$  кВ. Мінімальність втрат досягається за рахунок розмикання ділянки №3.

Решту місць розмикання ділянок для мінімізації втрат активної потужності при зміні напруги БП-1 ( $U'_{\phi n1}$  та  $U''_{\phi n1}$ ) по осям наведемо в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Вибір місця розмикання для мінімізації втрат активної потужності при зміні активної та реактивної складової напруги на БП-1

| $U'_{\phi n1}, \text{кВ}$<br>$U''_{\phi n1}, \text{кВ}$ | 16 | 18 | 20  | 22 | 24 |
|---------------------------------------------------------|----|----|-----|----|----|
| -4                                                      | №2 | №2 | №3  | №3 | №3 |
| -2                                                      | №2 | №2 | №3* | №3 | №3 |
| 0                                                       | №2 | №2 | №3* | №3 | №3 |
| 2                                                       | №2 | №2 | №3* | №3 | №3 |
| 4                                                       | №2 | №2 | №3  | №3 | №3 |

\* – позначенні ділянки розмикання яких приводить до збільшення втрат активної потужності

## 5.2 Створення матриці прийняття рішень стосовно оптимальної ділянки для розмикання

В якості терм-множини вхідної змінної “Дійсна складова напруги БП-1” –  $U'_{\text{bn1}}$  будемо використовувати множини які, наведені в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Терм-множини вхідної змінної  $U'_{\text{bn1}}$

| $U'_{\text{bn1}}$ , кВ | Терм-множина              |
|------------------------|---------------------------|
| 16                     | VS – дуже мале значення   |
| 18                     | S – мале значення         |
| 20                     | A – середнє значення      |
| 22                     | H – велике значення       |
| 24                     | VH – дуже велике значення |

В якості терм-множини вхідної змінної “Уявна складова напруги БП-1” –  $U''_{\text{bn1}}$  будемо використовувати множини які, наведені в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Терм-множини вхідної змінної  $U''_{\text{bn1}}$

| $U''_{\text{bn1}}$ , кВ | Терм-множина                  |
|-------------------------|-------------------------------|
| -4                      | NB – від’ємне велике значення |
| -2                      | NS – від’ємне мале значення   |
| 0                       | Z – нуль                      |
| 2                       | PS – додатне мале значення    |
| 4                       | PB – додатне велике значення  |

В якості терм-множини вихідної лінгвістичної змінної “Місце розмикання” – Div будемо використовувати множини які, наведені в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Терм-множини вихідної змінної Div

| Div | Терм-множина      |
|-----|-------------------|
| №2  | Div2 – ділянка №2 |
| №3  | Div3 – ділянка №3 |

Відповідно до заданих терм-множин матриця прийняття рішень стосовно місця розмикання мережі наведена в табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – Матриця прийняття рішень стосовно місця розмикання мережі

| $U'_{\delta n1} \backslash U''_{\delta n1}$ | VS        | S         | A         | H         | VH        |
|---------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| NB                                          | 1 – Div2  | 2 – Div2  | 3 – Div3  | 4 – Div3  | 5 – Div3  |
| NS                                          | 6 – Div2  | 7 – Div2  | 8 – Div3  | 9 – Div3  | 10 – Div3 |
| Z                                           | 11 – Div2 | 12 – Div2 | 13 – Div3 | 14 – Div3 | 15 – Div3 |
| PS                                          | 16 – Div2 | 17 – Div2 | 18 – Div3 | 19 – Div3 | 20 – Div3 |
| PB                                          | 21 – Div2 | 22 – Div2 | 23 – Div3 | 24 – Div3 | 25 – Div3 |

### 5.3 Формування графічного матеріалу

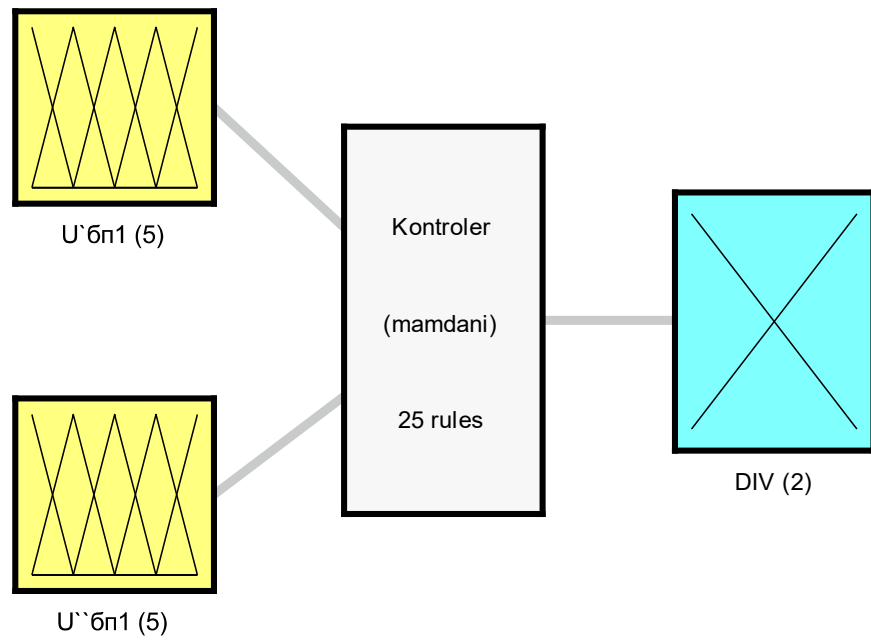
Опис вхідних і вихідних змінних.

Змістовна інтерпретація нечіткої моделі передбачає вибір і специфікацію вхідних і вихідних змінних відповідної системи нечіткого виводу. При цьому для нечіткої моделі передбачається використовувати дві вхідні і одну вихідну змінних.

В якості вхідної змінної використовується дійсна складова напруги БП-1 ( $U'_{\delta n1}$ ) та уявна складова напруги БП-1 ( $U''_{\delta n1}$ ), яка призначення для відображення зміни значення напруги БП-1 на які повинен реагувати контролер і відповідно до своєї бази знань приймати ті чи інші рішення для досягнення мінімальних втрат активної потужності в мережі за рахунок розмикання ділянок [19].

В якості вихідної змінної використовується необхідна ділянка до розмикання (Div), яка змінюється залежно від зміни напруги БП-1 мережі з двохстороннім живленням.

В якості схеми нечіткого висновку будемо використовувати метод Мамдані. Для імплікації, що являє собою процес формування степеня виконання вихідної частини правила по степені правдивості умови, тобто процес активації правила, будемо використовувати метод min-активізації. Для агрегації, тобто методу, що визначає процес об'єднання нечітких висновків активних правил кожної лінгвістичної змінної, будемо використовувати метод max-диз'юнкції. І нарешті, для дефаззифікації, тобто методу, що визначає процес переходу від нечіткого логічного рішення до значення фізичного вихідного параметра моделі контролера, використаємо метод центру тяжіння [20].



System Kontroler: 2 inputs, 1 outputs, 25 rules

Рисунок 5.2 – Вхідні і вихідні змінні відповідної системи нечіткого виводу

Фазифікація вхідних і вихідних змінних.

Функції належності термів-множини вхідної змінної  $U'_{бп1}$  зображені на рис. 5.3.

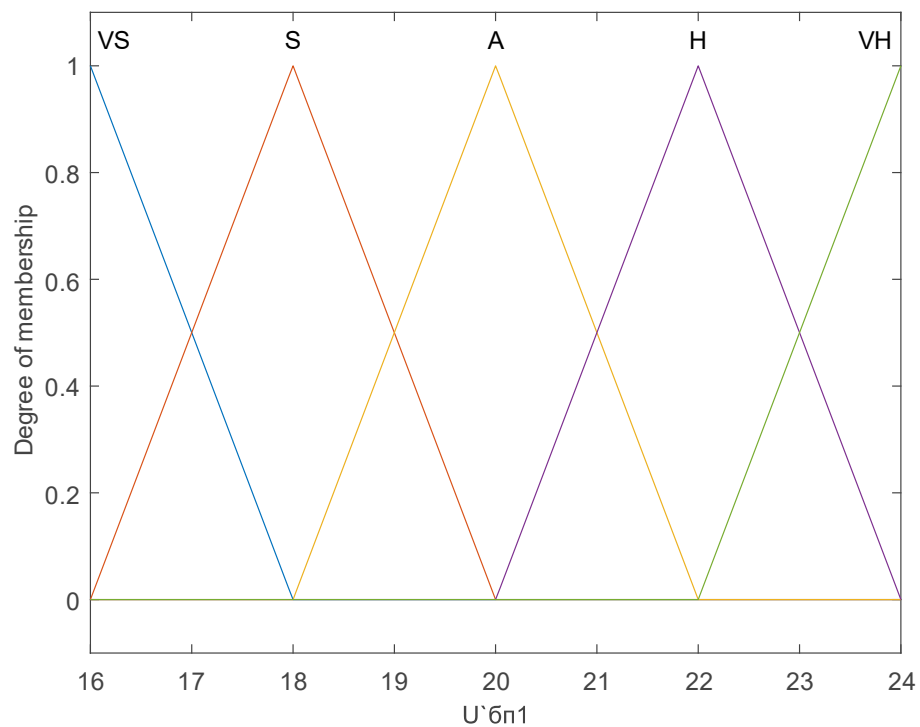


Рисунок 5.3–Функції належності термів вхідної множини  
«Дійсна складова напруги БП-1»

Функції належності термів-множини вхідної змінної  $U''_{\text{вн1}}$  зображені на рис. 5.4.

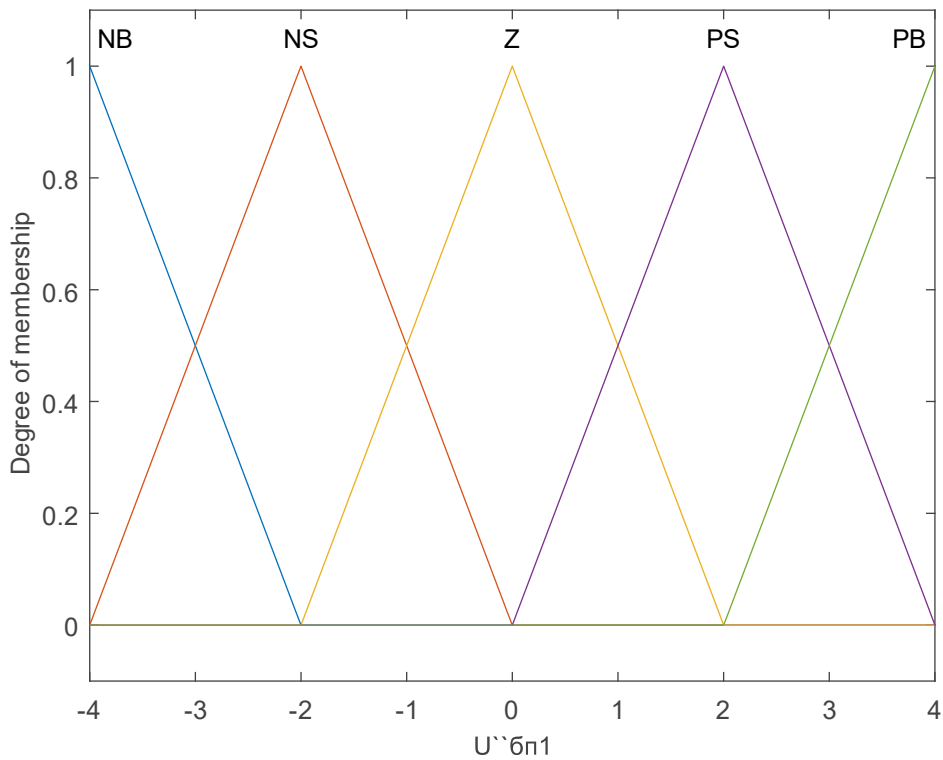


Рисунок 5.4 – Функції належності термів вхідної множини  
«Уявна складова напруги БП-1»

Функції належності термів-множини вихідної змінної Div зображені на рис. 5.5.

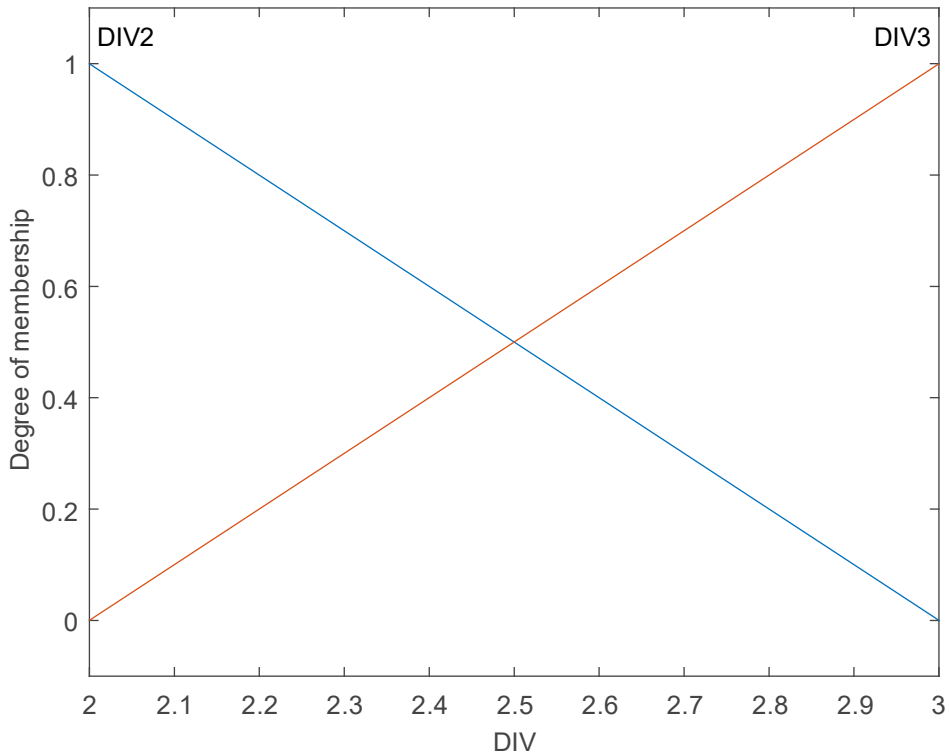


Рисунок 5.5 – Функції належності термів вихідної лінгвістичної змінної  
«Місце розмикання»

Формування бази знань контролера.

На наступному етапі створення моделі нами була побудована база знань, під якою розуміють сукупність правил “ЯКЩО – ТО”, які визначають взаємозв’язок між вхідними та вихідною лінгвістичними змінними контролера. Для цієї цілі будемо використовувати 25 правил нечітких продукцій, які наведено нижче:

1. If ( $U_{\text{бп1}}$  is VS) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is NB) then (DIV is DIV2) (1);
2. If ( $U_{\text{бп1}}$  is S) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is NB) then (DIV is DIV2) (1);
3. If ( $U_{\text{бп1}}$  is A) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is NB) then (DIV is DIV3) (1);
4. If ( $U_{\text{бп1}}$  is H) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is NB) then (DIV is DIV3) (1);
5. If ( $U_{\text{бп1}}$  is VH) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is NB) then (DIV is DIV3) (1);
6. If ( $U_{\text{бп1}}$  is VS) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is NS) then (DIV is DIV2) (1);
7. If ( $U_{\text{бп1}}$  is S) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is NS) then (DIV is DIV2) (1);
8. If ( $U_{\text{бп1}}$  is A) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is NS) then (DIV is DIV3) (1);
9. If ( $U_{\text{бп1}}$  is H) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is NS) then (DIV is DIV3) (1);
10. If ( $U_{\text{бп1}}$  is VH) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is NS) then (DIV is DIV3) (1);
11. If ( $U_{\text{бп1}}$  is VS) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is Z) then (DIV is DIV2) (1);
12. If ( $U_{\text{бп1}}$  is S) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is Z) then (DIV is DIV2) (1);
13. If ( $U_{\text{бп1}}$  is A) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is Z) then (DIV is DIV3) (1);
14. If ( $U_{\text{бп1}}$  is H) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is Z) then (DIV is DIV3) (1);
15. If ( $U_{\text{бп1}}$  is VH) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is Z) then (DIV is DIV3) (1);
16. If ( $U_{\text{бп1}}$  is VS) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is PS) then (DIV is DIV2) (1);
17. If ( $U_{\text{бп1}}$  is S) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is PS) then (DIV is DIV2) (1);
18. If ( $U_{\text{бп1}}$  is A) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is PS) then (DIV is DIV3) (1);
19. If ( $U_{\text{бп1}}$  is H) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is PS) then (DIV is DIV3) (1);
20. If ( $U_{\text{бп1}}$  is VH) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is PS) then (DIV is DIV3) (1);
21. If ( $U_{\text{бп1}}$  is VS) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is PB) then (DIV is DIV2) (1);
22. If ( $U_{\text{бп1}}$  is S) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is PB) then (DIV is DIV2) (1);
23. If ( $U_{\text{бп1}}$  is A) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is PB) then (DIV is DIV3) (1);
24. If ( $U_{\text{бп1}}$  is H) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is PB) then (DIV is DIV3) (1);
25. If ( $U_{\text{бп1}}$  is VH) and ( $U''_{\text{бп1}}$  is PB) then (DIV is DIV3) (1).

Процес активації правил зображений на рис. 5.6.

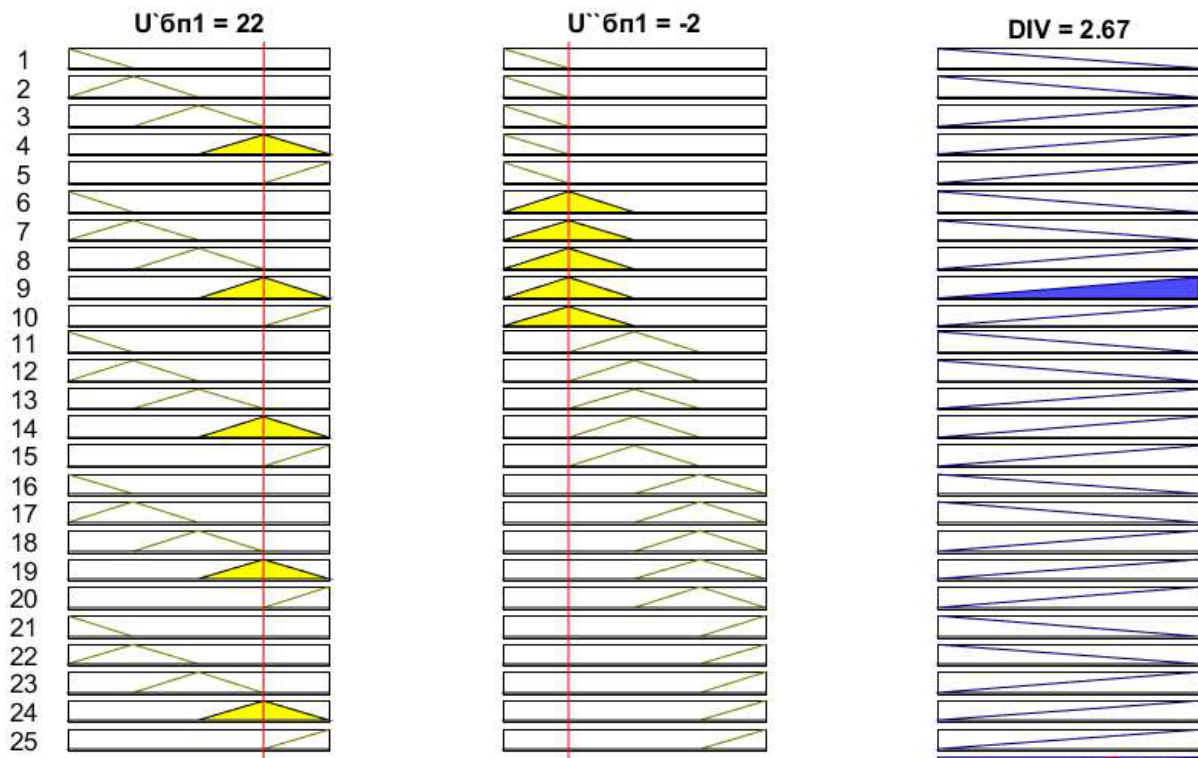


Рисунок 5.6 – Процес активації 25 правил моделі

Побудова нечіткої моделі засобами FUZZY LOGIC TOOLBOX.

Розробка нечіткої моделі Kontroler виконується з використанням графічного середовища системи MATLAB. З цією цілю в редакторі FIS було визначено дві вхідні змінні –  $U'_{on1}$  і  $U''_{on1}$ , та одну вихідну змінну – Div.

Для розв'язання поставленої задачі нечіткого моделювання будемо використовувати систему нечіткого висновку Мамдані. Потім для вхідних та вихідної змінної були визначенні функції належності термів. Для цієї мети використовується редактор функцій належності системи MATLAB.

Для вхідної змінної  $U'_{on1}$  використаємо наступні типи функцій належності:

- а) для терма VS – трикутна функція належності;
- б) для терма S – трикутна функція належності;
- в) для терма A – трикутна функція належності;
- г) для терма H – трикутна функція належності;
- д) для терма VH – трикутна функція належності.

Для вхідної змінної  $U''_{on1}$  використаємо наступні типи функцій належності:

- а) для терма NB – трикутна функція належності;
- б) для терма NS – трикутна функція належності;
- в) для терма Z – трикутна функція належності;
- г) для терма PS – трикутна функція належності;
- д) для терма PB – трикутна функція належності.

Для заданих термів вхідної та вихідної змінної складаються правила, кількість яких для даної системи становить 25. Для цієї цілі використовується редактором правил системи MATLAB.

Після виконання описаних вище процедур, була отримана, за допомогою графічного редактора, передатна характеристика нечіткої моделі, по графіку якої можна оцінити вплив зміни значень вхідного параметра на значення вихідного. Отриману передатну функцію моделі Kontroler представлено на рис. 5.7.

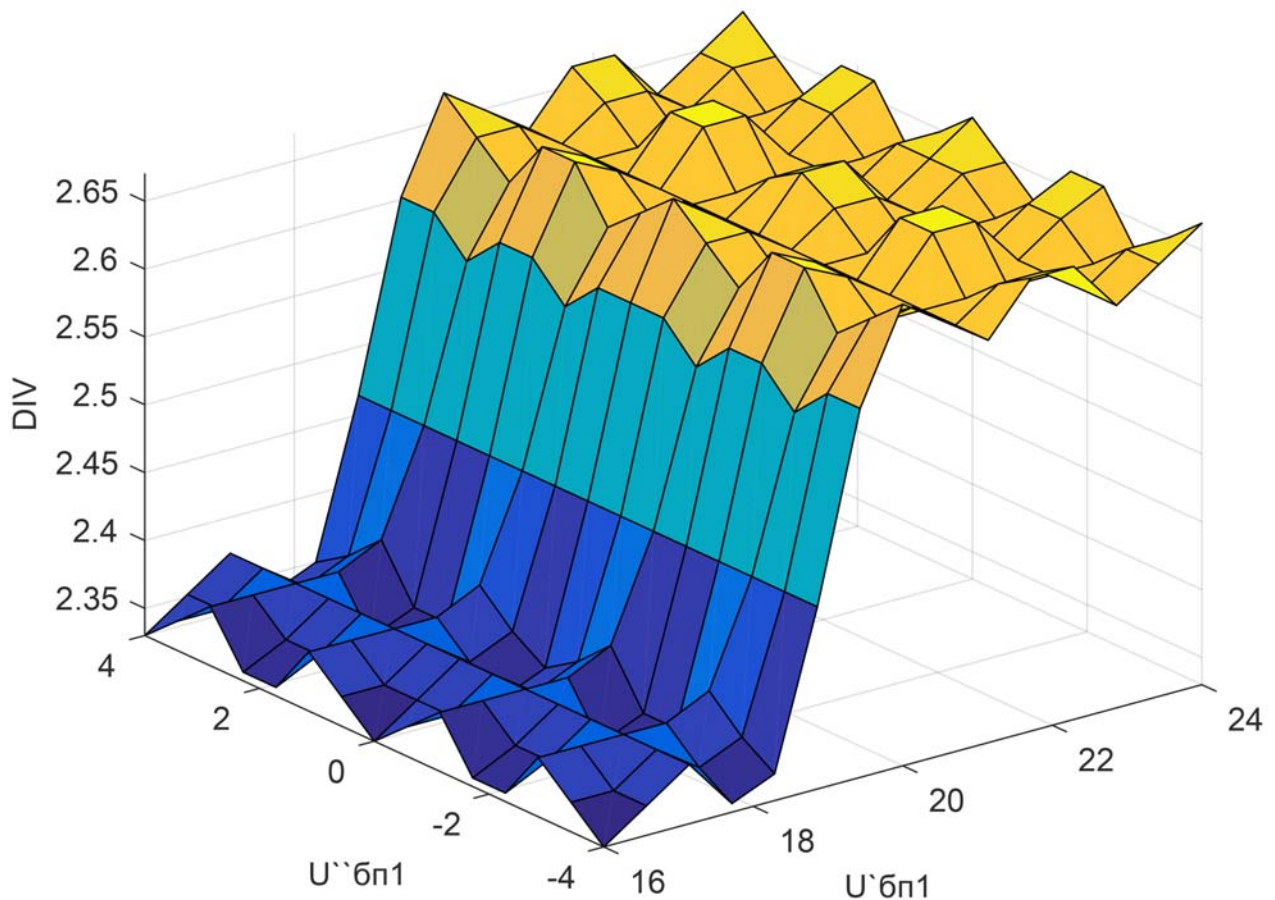


Рисунок 5.7 – Вікно MATLAB з передатною характеристикою нечіткої моделі

## Висновки до розділу 6

Для розв’язання даної задачі нечіткого моделювання було використано систему нечіткого висновку Мамдані.

В ході розрахунків була побудована база знань, під якою розуміють сукупність правил “ЯКЩО – ТО”. Правила визначають взаємозв’язок між вхідною та вихідною лінгвістичними змінними контролера. Побудовано 25 правил нечітких продукцій.

В результаті даної роботи отримано в якості передатної характеристики функцію зміни оптимальної ділянки для вихідної мережі до розмикання відносно зміни напруги БП-1 за активною та реактивною складовою, в якій при зміні активної складової в діапазоні  $[19; 24]$  кВ та реактивної в діапазоні  $[-4; 4]$  кВ оптимальною ділянкою є №3, а при  $U'_{\phi n1} \in [16; 19]$  кВ та  $U''_{\phi n1} \in [-4; 4]$  кВ оптимальною ділянкою є №2.

## **6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ РЕКЛОУЗЕРІВ НАПРУГОЮ 20 кВ**

### **Вступ**

Метою даного розділу є розробка заходів та засобів для зменшення і запобігання впливу шкідливих та виробничих факторів на персонал, який обслуговує та експлуатує обладнання, насамперед реклоузери, оскільки вони являються предметом дослідження в даній дипломній дисертації.

Вакуумний реклоузер працює на напрузі 20 кВ, тому категорія умов з небезпеки електротравматизму – з підвищеною небезпекою. Факторами підвищеної небезпеки при експлуатації даного обладнання: підвищена температура повітря (більша за 35°C), вологість (більша 75%), можливість одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та металоконструкцій, що мають зв'язок із землею.

Об'єктом дослідження являється власне сам процес експлуатації вакуумних реклоузерів, а також шкідливі і небезпечні виробничі чинники, які виникають при експлуатації даного обладнання.

### **6.1 Опис і технічні характеристики об'єкта**

Реклоузер призначений для оперативних перемикачів в розподільній мережі, відключення пошкоджених ділянок ліній електропередавання, автоматичного повторного включення лінії, введення мережевого резервного живлення.

Реклоузер дозволяє здійснювати як автоматичне, так і дистанційне, а також ручне включення і відключення вакуумного вимикача.

Реклоузер випускається серійно за технічними умовами і відповідає вимогам [1,21,22].

В даній роботі розглядається вакуумний реклоузер марки ПСС-20-20/630-50/5-ВВР-БЗП.

Реклоузер призначений для роботи в наступних умовах:

- а) висота установки над рівнем моря – не більше 1000 м;
- б) навколишнє середовище не вибухонебезпечне та не містить пилу в концентраціях, що можуть знижувати параметри виробу;
- в) верхнє допустиме значення відносної вологості повітря – 100% при температурі + 25° С;
- г) температура навколишнього повітря від -60° до +40° С (відповідає кліматичному виконанню ПХК категорії розміщення 1 по [23]);
- д) швидкість вітру не більше 40 м/с при відсутності ожеледі, швидкість вітру до 15 м/с при допустимій стінці ожеледиці не більше 25 мм;
- е) інтенсивність грозової діяльності – до 40 годин.

Залежно від кількості опор застосовуються 2 види монтажу реклоузерів (рис. 6.1-6.2).

## **6.2 Аналіз умов праці при монтажі реклоузерів напругою 20 кВ**

Роботи відбуваються в літній період в червні місяці, впродовж 5 днів.

Монтаж реклоузера повинен проводитися персоналом, які мають необхідну кваліфікацію, кваліфіковану групу з техніки безпеки не нижче III, з дотриманням вимог [1] та [24]. Після монтажу пристрою до нього підводять кабелі зовнішніх підключень.

Підключення ланцюгів живлення і заземлення, а також ланцюгів інтерфейсів повинні проводитися при відключеному живленні.

Монтаж реклоузерів на опори повітряних ліній електропередачі здійснюється в наступному порядку:

- а) зняття транспортного впакування й огляд виробу на предмет зовнішніх пошкоджень;
- б) вибір висоти установки комутаційного модуля і низьковольтової шафи згідно проекту;

в) монтаж рами під комутаційний модуль. Рама під комутаційний модуль встановлюється на заданій висоті і фіксується на опорі за допомогою знімного куточка;

г) установка комутаційного модуля;

д) установка шафи управління. Шафа управління встановлюється на заданій висоті і фіксується на опорі за допомогою знімного куточка і шпильки;

е) прокладка з'єднувального кабелю;

ж) заземлення комутаційного модуля, низьковольтної шафи, рами під комутаційний модуль;

и) монтаж проводів ліній електропередач до прохідних ізоляторів комутаційного модуля;

к) налаштування низьковольтної апаратури.

Виділимо основні фактори та чинники, необхідні для виконання умов праці при монтажі реклоузерів.

Перед складанням і установкою несучих будівельних конструкцій (залізобетонних або дерев'яних стійок) слід підготувати майданчик для проведення складальних робіт і установки будівельних машин.

Буріння котлованів під стійки слід виконувати бурильно-крановою машиною марки БКМ-317 (на шасі автомобіля ГАЗ 3308) або БМ-305а (на тракторі ДТ-75). Діаметри бурів – 0.80 м, глибина буріння до 3.0 м.

Перед складанням стійки слід викласти на інвентарні підкладки і закріпити на стійках монтажні комплекти, прокласти і закріпити заземлюючі спуски. Для установки зібраної несучої конструкції слід застосовувати кранові механізми вантажопідйомністю 10 т.

Розрахунок міцності і вибір типу закріплення опорних конструкцій виконувати відповідно до вимог [25] і рекомендаціями типових проектів «Залізобетонні опори ПЛ 20 кВ» і «Дерев'яні опори ПЛ 20 кВ ». Для закріплення стійок в котлованах застосовується піщано-гравійна (піщано-щебенева) суміш. Засипку котлованів виробляють шарами по 20 ... 25 см з ретельним трамбуванням.

Для монтажу електротехнічного обладнання на висоті слід застосовувати телескопічні або важелі монтажні вишки підвищеної прохідності з висотою підйому кошика над поверхнею землі не менше 12 м.

### **6.3 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників на об'єкті**

Реклоузер марки ПСС-20-630 виконаний на напрузі 20 кВ, працює на змінній частоті 50 Гц. Одним з найнебезпечніших чинників при роботі з обладнанням є напруга. На напругу 20 кВ приходить 21,7% від усіх електротравм.

Доля електротравм при монтажі електроустановок складає 9,3%, тому важливо дотримуватися усіх умов монтажу реклоузера, описаних у розділі вище.

Аналіз травматизму показав, що велика частина нещасних випадків доводиться на роботи, на яких використовуються вантажопідйомні машини. Монтаж реклоузера виконується саме за допомогою підйомно-транспортних робіт.

Під час експлуатації вантажопідйомних кранів і машин виникає механічна небезпека, пов'язана з використанням кранів та машин.

Трансформатор власних потреб, встановлений для забезпечення роботи шафи управління реклоузером, є одночасно джерелом електричної, електромагнітної, пожежної небезпеки, а також вибухонебезпечним джерелом.

Ручний електроінструмент та дуговий зварювальний апарат, що застосовуються при монтажних роботах також є джерелами електричної небезпеки.

Шафа управління реклоузером та акумулятор резервного живлення, встановлений в ній, є джерелами електричної та пожежної небезпеки.

Шкідливі виробничі чинники пов'язані з кліматичними умовами роботи працівників, оскільки монтаж буде проводитися в літній період.

До шкідливих факторів також відноситься шум при роботі з електричним ручним інструментом та шум від роботи двигунів трактора або автомобіля, робота на висоті.

## 6.4 Вибір технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок

Важливо дотримуватися [1] та [24] при підготовчих роботах та безпосередньому монтажі реклоузера марки ПСС-20-630.

Підготовка робочих місць і допуск можуть провадитись тільки з дозволу оперативних працівників. Без проведення інструктажу допуск бригади забороняється. Працівник, який видав наряд, і оперативні працівники повинні періодично перевіряти дотримання членами бригади правил безпеки.

В разі роботи на струмовідних частинах, що потребують зняття напруги, повинні бути вимкнені:

а) струмовідні частини, на яких буде виконуватися робота;

б) необгороджені струмовідні частини, до яких можливе наближення людей, або ремонтного оснащення та інструменту, механізмів і вантажопідіймальних машин на відстань, меншу від 1 м.

Машини, механізми і інструмент, що застосовуються при монтажі, повинні бути справні і випробувані відповідно до чинних нормативних документів і строків.

Роботи з монтажних пристосувань або безпосередньо з елементів конструкцій, обладнання, машин і механізмів, що виконуються працівником на висоті 5 м і вище від поверхні ґрунту, перекриття або робочого настилу, повинні виконуватися при застосуванні запобіжного паску. Це є основним засобом запобігання падінню працівника з висоти.

Після повного закінчення робіт робочому місцю слід надати належного стану.

Визначення потреби у спеціальному одязі, спеціальному взутті та інших засобах індивідуального захисту виконано за чинним «Положенням про порядок та забезпечення робітників спеціальним взуттям, спеціальним одягом та іншими засобами для обслуговуючого персоналу». Електроізолювальні, вимірювальні засоби та засоби індивідуального захисту, наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Засоби захисту

| Вид                                         | Марка         |
|---------------------------------------------|---------------|
| Захисний одяг                               | ЕП-4          |
| Рукавиці для захисту від механічного впливу | ТР169         |
| Захисне взуття                              | —             |
| Каски                                       | 81-1001       |
| Протишумові навушники                       | СПАЗ          |
| Метр складальний або рулетка                | R-53          |
| Ізолююча штанга                             | ШЮУ-20        |
| Діелектричні рукавички                      | K80Щ50        |
| Переносні заземлення                        | ЗПЛ-20-3/3-25 |
| Діелектричні боти                           | N322          |
| Тимчасові огороження                        | —             |
| Драбина                                     | ЛСПО-2-1      |

### 6.5 Розрахунок технічних заходів з охорони праці

Розрахунок захисного заземлення реклоузера ПСС-20-630.

Заземленню підлягають комутаційний модуль (КМ) і шафа управління (ШУ). Заземлення КМ повинно проводитися провідником перерізом не менше 20 мм<sup>2</sup>. Заземлення ШУ проводиться провідником перерізом не менше 3,5 мм<sup>2</sup>. Заземлювальні провідники комутаційного модуля і низьковольтної шафи приєднуються до загального спуску заземлення, як показано на рис. 6.1, 6.2, які, в свою чергу, приєднуються до арматури залізобетонної стійки плашечними зажимами марки ПС, а до електродів контуру заземлення зварюванням. Довжина зварного шва – не менше шести діаметрів заземлюючих провідників.

Додаткове обладнання (крім ОПН) заземлюється шляхом приєднання до спільного спуску заземлення, ОПН заземляється окремим спуском.

Установка додаткового обладнання на корпус комутаційного модуля неприпустима.

Опір заземлюючого контуру відповідно до вимог [1] має перебувати в межах від 4 до 10 Ом в залежності від опору ґрунту на пікеті.

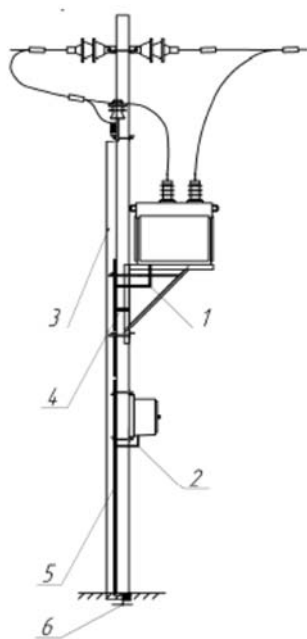


Рисунок 6.1 – Схема установки і заземлення реклоузера на одній опорі

- 1 – заземлення КМ;
- 2 – заземлення ШУ;
- 3 – заземлення ОПН;
- 4 – заземлення рами КМ;
- 5 – загальний спуск заземлення;
- 6 – заземлення опори.

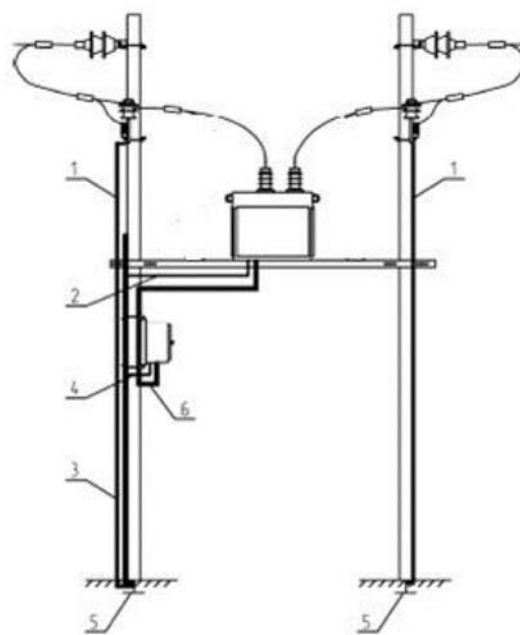


Рисунок 6.2 – Схема установки і заземлення реклоузера на двох опорах

- 1 – заземлення ОПН;
- 2 – заземлення КМ;
- 3 – загальний спуск заземлення;
- 4 – заземлення ШУ;
- 5 – заземлення опори;
- 6 – з'єднувальний кабель.

Розрахунок заземлювального пристрою виконуватиметься для напруги 20 кВ.

Оскільки в межах встановлення реклоузера відсутні природні заземлювачі, то потрібне встановлення штучного.

Для розрахунку заземлювачів буде застосовано метод коефіцієнта використання електродів, який використовують для розрахунку простих заземлювачів для електроустановок усіх класів напруги, при цьому приймається одношарова структура ґрунту.

В місці будівництва ґрунти – глина, а отже їх питомий опір  $\rho = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Заземлювач буде виконано у вигляді вертикального електроду довжиною 5 метрів, діаметром 16 мм та горизонтального заземлювача діаметром 16 мм.

Заземлювальний пристрій заглибимо на глибину 0,7 м, що є нижче зони промерзання ґрунту для даної місцевості.

Визначимо опір розтікання струму одного вертикального електрода:

$$R_{B1} = \frac{\rho \cdot \psi_1}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left( \ln\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + 0.5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l}\right) \right), \quad (6.1)$$

де  $t$  – відстань до середини стержня від поверхні ґрунту,  $\psi$  – коефіцієнт сезонності (для великої вологості ґрунту  $\psi_1 = 1.6$ ).

Величина  $t$  визначається за виразом:

$$t = t_0 + l_1 / 2 \quad (6.2)$$

Для даного випадку:

$$t = 0.7 + 5/2 = 3,2 \text{ м.}$$

Тоді опір розтікання струму становитиме:

$$\begin{aligned} R_{B1} &= \frac{\rho \cdot \psi_1}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left[ \ln\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + 0.5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l}\right) \right] = \\ &= \frac{70 \cdot 1.6}{2 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \left[ \ln\left(\frac{2 \cdot 5}{0.016}\right) + 0.5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5}\right) \right] = 24,422 \text{ Ом} \cdot \text{м} . \end{aligned}$$

Потрібну кількість ВЗ визначаємо за формулою:

$$n' = R_{B1} / (R_{шт} \eta_e), \quad (6.3)$$

де  $\eta_e$  – коефіцієнт екранування (використання) заземлювачів, який враховує взаємний вплив ВЗ залежно від їх кількості, способу їх розміщення і густини розміщення яка визначається співвідношенням  $(a/l_1)$ , де  $a$  – відстань між ВЗ, м.

Для попереднього розрахунку  $a$  приймалося рівним 1, а потім для отриманого значення  $n'$  за табл. А4 [4] обираємо фактичне значення  $\eta_e$ .

Визначимо необхідну кількість вертикальних заземлювачів:

$$n' = \frac{R_{B1}}{R_{ум} \cdot \eta_e} = \frac{24,372}{4 \cdot 1} = 6,105 .$$

Отриману кількість вертикальних заземлювачів округлимо до більшого цілого числа  $n$  і визначаємо фактичний коефіцієнт екранування. Для нашого випадку  $n = 10$ , відстань між заземлювачами приймаємо  $a = 10$  м, тоді  $a/l_1 = 10/5 = 2$ .

Вертикальні заземлювачі будуть розміщуватися у низку, тоді  $\eta_{ef} = 0,74$ .

Визначимо довжину горизонтального заземлювача (розміщення у низку) за виразом:

$$l_r = a \cdot (n - 1) \quad (6.4)$$

$$l_r = 10 \cdot (10 - 1) = 90 \text{ м} .$$

Визначимо опір струму розтікання горизонтального заземлювача за виразом :

$$R_r = \frac{\rho_r}{2 \cdot \pi \cdot l_r} \cdot \ln \left( \frac{l_r^2}{d_r \cdot t_r} \right) \quad (6.5)$$

$$R_r = \frac{112}{2 \cdot \pi \cdot 90} \cdot \ln \left( \frac{90^2}{0.016 \cdot 0.7} \right) = 2,672 \text{ Ом} .$$

Визначимо еквівалентний опір струму розтікання штучного заземлювального пристрою за виразом:

$$R'_{um} = \frac{R_{B1} \cdot R_r}{(R_{B1} \cdot \eta_B^{ef} + R_r \cdot n \cdot \eta_r^{ef})} \quad (6.6)$$

$$R'_{um} = \frac{24,422 \cdot 2,672}{(24,422 \cdot 0.74 + 2,672 \cdot 10 \cdot 0.75)} = 1,712 \text{ Ом} .$$

Як бачимо, отримане значення штучного опору не перевищує допустимого:

$$\begin{aligned} R'_{um} &\leq R'_{доп} \\ 1,712 &< 4 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Отже необхідна умова виконується. Проте загальний опір заземлювального пристрою уточнюється на стадії здачі об'єкта в експлуатацію.

## 6.6 Аналіз надзвичайних ситуацій при монтажі реклоузерів напругою 20 кВ

При монтажі реклоузерів марки ПСС-20-630 можуть виникати такі надзвичайні ситуації:

- а) падіння вантажу, зіткнення чи перекидання крану;
- б) контакт працівників з частинами, які знаходяться під напругою;
- в) різка зміна погодних умов, що може викликати аварійні ситуації (дощ, гроза, сильний вітер);
- г) коротке замикання, що може бути викликане при недотриманні інструкцій безпеки щодо монтажу та запуску електроустановки.

Також слід забезпечити наявність набору первинних засобів пожежогасіння, які слід розмістити в службовому автомобілі ГАЗ 3308 (матеріали наведено в табл. 6.2).

Таблиця 6.2 – Перелік первинних засобів пожежогасіння

| Характеристика засобу пожежогасіння |                          | Кількість | Розташування           |
|-------------------------------------|--------------------------|-----------|------------------------|
| Назва засобу                        | Тип, марка засобу        |           |                        |
| Вогнегасники                        | Порошкові:<br>– ОПУ-5    | 1         | Автомобіль<br>ГАЗ 3308 |
|                                     | Вуглекислотні:<br>– ОУ-5 | 1         | Автомобіль<br>ГАЗ 3308 |
| Відро                               | 0,008 м <sup>3</sup>     | 2         | Автомобіль<br>ГАЗ 3308 |
| Лопати                              | –                        | 4         | Автомобіль<br>ГАЗ 3308 |

## 6.7 Пожежна безпека реклоузерів

Виникненню пожежі сприяє наявність на об'єкті горючої речовини, окисника і джерела займання. В якості горючого компонента можуть служити будівельні, ізоляція силових і сигнальних кабелів, радіотехнічні деталі і з'єднувальні дроти електронної схеми. Окисником служить кисень повітря.

Джерелами займання можуть бути електричні іскри, дуги і перегріті опорні поверхні, радіо вироби і елементи.

Джерела полум'я в електронній схемі можуть виникати в результаті сильного нагрівання і випромінювання тепла деталями, виготовленими з легкозаймистих матеріалів, які можуть запалити навколишні деталі, загоряння трансформаторів, дроселів і резисторів, коли через них проходить струм, що перевищує величину, допустиму для цього виробу.

Існує небезпека короткого замикання, внаслідок чого відбувається пробій деталей і виникає електрична дуга.

Наявність оголених кінців монтажних дротів при їх випадковому зближенні призводить до короткого замикання. Особливо це небезпечно при монтажі реклоузерів марки ПСС-20-630: вживані роз'єми з плаваючими контактами при перекосі можуть зблизити провідники, що підводять струм і також викликати коротке замикання.

Таким чином, при монтажі та експлуатації реклоузера марки ПСС-20-630 можуть бути присутніми усі вищевказані фактори, сприяючі виникненню пожежі.

Для сповіщення про виникнення пожежі на обладнанні, в шафі управління знаходиться прилад охоронно-пожежної сигналізації ППКОП 051-1-3 «УОТС-1-1А», до якого підключені димові датчики і сповіщувач МАЯК-24-КПМ2. Порядок настройки і роботи з ППКОП 051-1-3 «УОТС-1-1А» – згідно інструкцій по експлуатації на ці прилади. Прилад ППКОП 051-1-3 «УОТС-1-1А» забезпечений акумуляторами автономного живлення, які демонтуються на час транспортування.

## **Висновки до розділу 6**

Було розглянуто питання, що стосуються шкідливих та небезпечних факторів при експлуатації вакуумних реклоузерів типу ПСС-20-630. Після виконання аналізу цих факторів було запропоновано способи та засоби уникнення надзвичайних ситуацій та ситуацій, що можуть загрожувати життю, здоров'ю обслуговуючого персоналу та обладнання.

При експлуатації вакуумних реклоузерів основними небезпечними факторами являються ураження персоналу струмом, безпосереднього потрапляння блискавки в

обладнання та пожежі на території встановлення вимикача, особливо у спекотний період року.

Було розраховано захисне заземлення для розглянутого типу реклоузера. Для заземлення слід застосувати 10 вертикальних стержневих заземлювачів круглого перерізу довжиною 5 метрів і діаметром 16 мм та 90 метрів горизонтального заземлювача такого ж діаметру, які слід заглибити в ґрунт на 70 см. Еквівалентний опір струму розтікання штучного заземлювального пристрою складає 1,712 Ом, що не перевищує допустиму норму опору контуру заземлення 4 Ом для установки напругою 20 кВ.

## ВИСНОВКИ

Визначено оптимальну конфігурацію замкненої електричної мережі напругою 110 кВ. Розраховано параметри електричної мережі в режимі мінімальних, максимальних навантажень та в післяаварійному режимі. Встановлено, що в усіх режимах параметри електричної мережі знаходяться в межах норми. Значення напруг не перевищують допустимі 126 кВ.

Спроектована знижувальна підстанція 110/35/10 кВ в 1-му вузлі електричної мережі та розраховані струми КЗ на її шинах за результатами яких обране обладнання підстанції.

В межах стартап-проекту проведений аналіз техніко-економічних показників електричної мережі, визначено, що для того щоб обрана конфігурація мережі була прибутковою тариф на передачу електроенергії має становити не менше  $42 \frac{\text{кОп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ .

Розрахований диференційний захист трансформатора на основі цифрового реле фірми «Schneider Electric» типу Sepam T87.

Розглянуто питання охорони праці при монтажу реклоузерів 20 кВ, де було визначено небезпечні фактори, що впливають на здоров'я працюючих та обрані відповідні засоби індивідуального захисту. Розрахований контур заземлення реклоузера, де обрана кількість ГЗ, довжина ВЗ та глибина їх закладання.

Був розроблений метод визначення місця оптимального розмикання в розподільній електричній мережі з використанням апарата нечіткої логіки, що дає змогу секціонувати розподільну електричну мережу таким чином, щоб втрати на транспортування електричної енергії мережею споживачам були найменшими за умови забезпечення нормативної якості електричної енергії та збереження мінімальної зв'язності схеми електричної мережі.

Виконана розробка нечіткого логічного котролера за допомогою програми MATLAB та проаналізовано отримані результати. Визначений вплив зміни напруги БП-1 на значення оптимальної ділянки для розмикання.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. Харків, 2017. 800 с.
2. Сулейманов В. М., Чижевський В. В., Янковська Е. М. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Частина 1). Київ, 2009. 96 с.
3. Сулейманов В. М., Чижевський В. В., Янковська Е. М. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Частина 2). Київ, 2009. 91 с.
4. Сулейманов В. М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. Київ, 1992. 216 с.
5. Буслова Н. В., Винославський В. Н., Денисенко Г. И., Перхач В. С. Электрические системы и сети. Киев, 1986. 584 с.
6. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи. Київ, 2008. 457 с.
7. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П., Электрическая часть станций и подстанций. Москва, 1989. 608 с.
8. Костерев М. В., Бардик Є. І., Яновський В. П., Безбереж'єв Ю. В. Методичні вказівки до курсової роботи з дисципліни «Електромагнітні перехідні процеси» для студентів електроенергетичних спеціальностей усіх форм навчання та іноземних студентів. Київ, 2004. 32 с.
9. Рожкова Л. С., Кузьмин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. Москва, 1987. 648 с.
10. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення. Затверджені наказом Міненерго України від 23.02.95. №1. Київ, 1995. 51 с.
11. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми й електричні мережі. Затверджені наказом Міненерго України від 20.01.97 №1. Київ, 1997.

12. ГKD 341.004.003-94. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 1994.
13. ГKD 341.004.001-94. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. Київ, 1994.
14. ГKD 341.004. 002-94. Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередач 0,38-750 кВ. Провода ліній електропередач 35-750 кВ. Київ, 1994.
15. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Москва, 2013. 296 с.
16. Методика розрахунку уставок диференційного захисту трансформаторів. URL: <http://www.pro-schneider.ru/content/files/126.pdf> (дата звернення: 06.12.2018).
17. Розрахунок уставок резервних захистів триобмоткового трансформатора. URL: [https://raschet.info/view\\_post.php?id=115#4](https://raschet.info/view_post.php?id=115#4) (дата звернення: 06.12.2018).
18. Тарнавський Я. В. Основні принципи визначення оптимальних місць розмикання розподільчих електричних мереж. *Науковий журнал «International scientific review»*. Бостон. США, 2018 № 11. С. 47 – 49.
19. Тарнавський Я. В., Брайко В. С. Розробка нечіткої моделі керування режимом напруги. *Науковий журнал «Актуальні наукові дослідження в сучасному світі»*. Переяслав-Хмельницький, 2018 № 10. С. 131 – 133.
20. Штовба С. Д. Введение в теорию нечетких множеств и нечеткую логику. URL: <http://matlab.exponenta.ru/fuzzylogic/book1/> (дата звернення: 06.12.2018).
21. ДСТУ 52565-2006. Вимикачі змінного струму на напруги від 3 до 750 кВ. Київ, 2006.
22. ДСТУ 51321-2007. Пристрої комплектні низьковольтні. Київ, 2007.
23. ДСТУ 15150-99. Машини, прилади та інші технічні вироби. Виконання для різних кліматичних районів. Категорії, умови експлуатації, зберігання і транспортування в частині впливу кліматичних факторів зовнішнього середовища. Київ, 1999. 90 с.
24. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Київ, 1998. 149 с.
25. ДБН В.2.5-28-2006. Державні будівельні норми. Київ, 2006. 96 с.

**ДОДАТОК А**  
**Результати перевірки на плагіат**