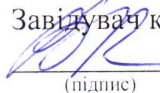


**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ**  
**«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**  
**ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ**  
**КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«На правах рукопису»  
УДК 621.311

«До захисту допущено»

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

“20” 12 2018 р.

## Магістерська дисертація

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

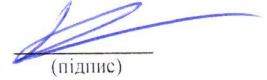
на тему: «Вибір оптимальної конфігурації та розрахунок режимів електричної мережі 110 кВ»

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

Коваленко Олексій Вікторович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

  
(підпис)

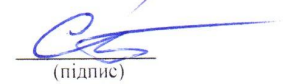
Науковий керівник доцент, к.т.н. Баженов В.А.  
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

  
(підпис)

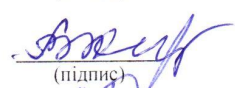
Консультант проект підстанції доцент, к.т.н., Казанський С.В.  
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

  
(підпис)

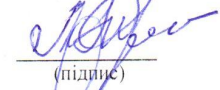
Консультант стартап-проект ст. викл., Бахмачук С.В.  
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

  
(підпис)

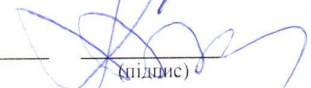
Консультант релейний захист ст. викл., Хлистов В.М.  
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

  
(підпис)

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

  
(підпис)

Рецензент доцент, к.т.н. Демисюк П.І.  
(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»**

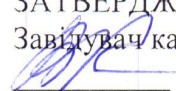
Факультет електроенерготехніки та автоматики  
Кафедра електричних мереж та систем

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)

  2018 р.

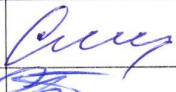
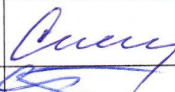
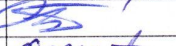
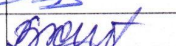
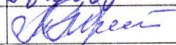
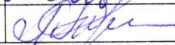
**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студенту**  
Коваленко Олексій Вікторович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Вибір оптимальної конфігурації та розрахунок режимів електричної мережі 110 кВ»,  
науковий керівник дисертації доцент, к.т.н. Баженов Володимир Андрійович  
(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 «13» грудня 2018 р.
3. Об'єкт дослідження: режими роботи районної електричної мережі
4. Предмет дослідження: методи вибору конфігурації районної електричної мережі
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Розрахувати районну електричну мережу. 2. Спроектувати електричну частину підстанції 110/35/10 кВ. 3. Розробити стартап-проект. 4. Розрахувати релейний захист трансформатора. 5. Апроксимувати функцію сумарних дисконтованих витрат. 6. Розробити заходи з охорони праці під час експлуатації повітряних лінії 110 кВ.
6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі. 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 ТДТН-40000/110. 7. Апроксимація функції оптимальних

дисконтованих витрат. 8. Побудова функцій оптимальних дисконтованих витрат.

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1. Коваленко О.В. Апроксимація функції оптимальних дисконтованих витрат на спорудження електричної мережі та вирішення задачі оптимізації розвитку енергосистеми// Науковий журнал «Актуальні наукові дослідження в сучасному світі». – 2018.

8. Консультанти розділів дисертації

| Розділ                  | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата                                                                       |                                                                                     |
|-------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
|                         |                                           | завдання видав                                                                     | завдання прийняв                                                                    |
| 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

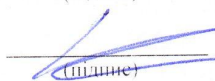
| № з/п | Назва етапів виконання магістерської дисертації                                                                                                        | Строк виконання етапів магістерської дисертації | Примітка                                                                              |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| 1     | Вибір оптимальної конфігурації мережі                                                                                                                  | 07.11.2018-9.11.2018                            |  |
| 2     | Розрахунок замкненої електричної мережі 110 кВ                                                                                                         | 09.11.2018-12.11.2018                           |  |
| 2     | Проект електричної частини підстанції 110/35/10 кВ у вузлі 2 районної електричної мережі                                                               | 12.11.2018-15.11.2018                           |  |
| 3     | Розроблення стартап-проекту                                                                                                                            | 15.11.2018-19.11.2018                           |  |
| 4     | Релейний захист трансформатора ТДТН-40000/110                                                                                                          | 19.11.2018-22.11.2018                           |  |
| 5     | Апроксимація функції дисконтованих витрат та побудова функції оптимальних витрат для лінії електропередавання напругою 110 кВ на залізобетонних опорах | 22.11.2018-26.11.2018                           |  |
| 6     | Охорона праці під час експлуатації повітряних ліній 110 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)

О.В. Коваленко  
(ініціали, прізвище)

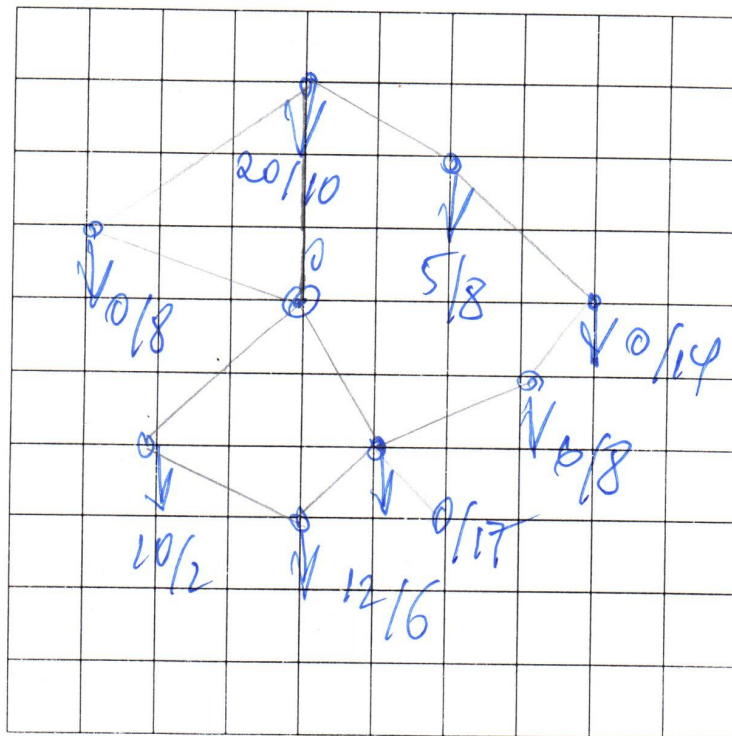
Науковий керівник дисертації

  
(підпис)

В.А. Баженов  
(ініціали, прізвище)

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

Ситуаційний план  
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі  $U_n = 110$  кВ.
- Балансуючий пункт у точці 0.
- Відстань між пунктами  $L$ (км) та активні потужності пунктів  $P$ (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,85}$ ,  $\cos \varphi_{нн} = \underline{0,81}$ ,  $T_{\max} = \underline{4500}$  [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі \_\_\_\_\_.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень  $\alpha = \underline{0,4}$  (%). р-и I – II.
- $M_{\text{гран}} = \underline{\hspace{2cm}}$  [МВт·км],  $\alpha_m = \underline{\hspace{2cm}}$

Примітки:

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

Завдання  
видане

Дата

07.11.2018

Підпис викладача

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 171 сторінках формату А4, яка включає в себе 81 таблиць, 32 рисунків та 13 джерела використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

В даній магістерській дисертації виконано вибір оптимальної конфігурації та розрахунок режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ, проектування електричної частини підстанції 110/35/10 кВ, вибір та розрахунок релейного захисту для трансформатора. Побудовано функції оптимальних витрат для лінії електропередавання.

Актуальність теми: Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі важливим фактором для забезпечення безперебійного живлення споживачів.

Мета магістерської дисертації: є вибір оптимальної конфігурації електричної мережі та дослідження режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ.

Об'єкт дослідження: районна електрична мережа напругою 110 кВ.

Предмет дослідження: режими роботи електричної мережі.

Методи дослідження: Методи теоретичних основ електротехніки та електричних мереж для визначення параметрів їх елементів, чисельні методи рішення систем лінійних рівнянь.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Коваленко О.В. Апроксимація функції оптимальних дисконтованих витрат на спорудження електричної мережі та вирішення задачі оптимізації розвитку енергосистеми // Науковий журнал «Актуальні наукові дослідження в сучасному світі». – 2018. – с. 36-41.

2. Сулейманов В.М., Янковська О.М., Коваленко О.В., Ковальчук В.В. Критерій маневреності генеруючих агрегатів і технічно-економічні моделі оптимізації режимів

роботи електричних систем // Статті та тези доповідей за матеріалами Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – Київ: ФЕА КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕЖИМ РОБОТИ, ПОКОНТУРНА ОПТИМІЗАЦІЯ,  
НАПРУГА, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, ПІДСТАНЦІЯ,  
ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ВИМИКАЧ, ДИСКОНТОАВНІ ВИТРАТИ,  
НАВАНТАЖЕННЯ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР

## ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 171 pages of A4 format, which includes 81 tables, 32 figures and 13 sources of used literature. The graphic part contains 8 sheets of A1 technical drawings.

In this master's dissertation the choice of optimal configuration and calculation of operating modes of the district electric network 110 kV, design of the electric part of the substation 110/35/10 kV, selection and calculation of relay protection for the transformer was made. The optimal cost functions for the transmission line are constructed.

Actuality of the topic: The calculation of the modes of operation of the district electrical network is an important factor for ensuring uninterrupted power supply of consumers.

The purpose of the master's thesis: there is a choice of optimal configuration of the electric network and the study of modes of operation of the district electric network with voltage of 110 kV.

Object of research: district electric network with voltage of 110 kV.

Subject of research: operating modes of the electrical network.

Methods of research: Methods of theoretical foundations of electrical engineering and electrical networks to determine the parameters of their elements, numerical methods for solving systems of linear equations.

Publications on research topics:

1. Kovalenko O.V. Approximation of the optimal discounted cost for the construction of an electric network and solving the problem of optimizing the development of the power system // Scientific journal "Actual research in the modern world". - 2018. - p. 36-41.

2. Suleymanov V.M., Yankovskaya O.M., Kovalenko O.V., Kovalchuk V.V. Criterion of maneuverability of generating units and technical and economic models of optimization of operating modes of electrical systems // Articles and theses of reports on the materials of the International scientific and technical conference of young scientists, postgraduates and students "Modern problems of electric power engineering and automation". - Kyiv: FEA KPI them. Igor Sikorsky, 2018.

ELECTRIC NETWORK, BUSINESS MODE, POSTER-OPTIMIZATION, VOLTAGE, STRUCTURE, POWER, LOSS OF POWER, SUBSTANCE, ELECTRICITY LINE, EMERGENCY, DISCOUNT COSTS, LOAD, POWER TRANSFORMER

## ЗМІСТ

|                                                                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ .....                                                                             | 11 |
| ВСТУП.....                                                                                                                       | 12 |
| 1 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....                                                                              | 13 |
| 1.1 Визначення оптимальної конфігурації проєктованої електричної мережі<br>методом поконтурної оптимізації.....                  | 13 |
| 1.2 Вибір трансформаторів на підстанції, їх типу та потужності .....                                                             | 18 |
| 1.3 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей у замкненій мережі<br>за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)..... | 21 |
| 1.4 Вибір перерізів проводів для повітряних ліній .....                                                                          | 25 |
| 1.5 Витрати на спорудження повітряних ліній .....                                                                                | 29 |
| 1.6 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі.Підготовка<br>вихідних даних до ітераційного розрахунку .....     | 37 |
| 1.6.1 Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередачі.....                                                            | 37 |
| 1.6.2 Розрахунок параметрів смех заміщення силових трансформаторів .....                                                         | 42 |
| 1.7 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи<br>електричної мережі .....                              | 45 |
| 1.8 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному<br>навантаженні .....                                          | 47 |
| 1.9 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при мінімальному<br>навантаженні.....                                            | 58 |
| 1.10 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі .....                                                           | 68 |
| 1.11 Вибір регулювальних відгалуджень РПН і ПБЗ на силових<br>трансформаторах .....                                              | 78 |
| 1.11.1 Режим максимальних навантажень .....                                                                                      | 78 |
| 1.11.2 Режим мінімальних навантажень .....                                                                                       | 80 |
| 1.11.3 Післяаварійний режим .....                                                                                                | 82 |
| Висновки до розділу 1.....                                                                                                       | 84 |

|       |                                                                                                              |     |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 2     | ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ....                                              | 85  |
| 2.1   | Загальні відомості підстанції 110/35/10 кВ .....                                                             | 85  |
| 2.2   | Схема та її опис .....                                                                                       | 85  |
| 2.3   | Розрахунок струмів кз на шинах ПС .....                                                                      | 85  |
| 2.4   | Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 110 кВ .....                                                 | 86  |
| 2.5   | Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 35 кВ .....                                                  | 96  |
| 2.6   | Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ .....                                                  | 100 |
| 2.7   | Перевірка основних електричних апаратів та елементів на ПС.....                                              | 103 |
| 2.7.1 | Вимикачі.....                                                                                                | 103 |
| 2.7.2 | Роз'єднувачі .....                                                                                           | 105 |
| 2.7.3 | Збірні шини .....                                                                                            | 107 |
| 2.8   | Виміри на ПС .....                                                                                           | 108 |
| 2.9   | Вибір джерел оперативного струму .....                                                                       | 110 |
| 2.10  | Освітлення на підстанції.....                                                                                | 112 |
| 2.11  | Розрахунок блискавкозахисту.....                                                                             | 113 |
|       | Висновки до розділу 2.....                                                                                   | 114 |
| 3     | РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ .....                                                                            | 115 |
| 3.1   | Загальні відомості.....                                                                                      | 115 |
| 3.2   | Опис ідеї проекту .....                                                                                      | 116 |
| 3.3   | Технологічний аудит ідеї проекту .....                                                                       | 118 |
| 3.4   | Фінансово економічний аналіз.....                                                                            | 121 |
| 3.5   | Визначення обсягу інвестицій .....                                                                           | 121 |
| 3.6   | Визначення основних фінансово економічних показників .....                                                   | 124 |
| 3.7   | Оцінка ризиків проекту.....                                                                                  | 126 |
| 3.8   | Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту .....                                                    | 127 |
|       | Висновки до розділу 3.....                                                                                   | 128 |
| 4     | РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА .....                                                                         | 129 |
| 4.1   | Теоретичні відомості.....                                                                                    | 129 |
| 4.2   | Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту<br>трансформатора (на терміналі RET 670)..... | 131 |

|     |                                                                                                                                                |     |
|-----|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.3 | Розрахунок та вибір уставок спрацювання максимального струмового захисту трансформатора з пуском за напругою (на терміналі REF615/REC650)..... | 136 |
| 4.4 | Захист від перевантажень .....                                                                                                                 | 142 |
| 4.5 | Захист від неповнофазного режиму в мережі живлення.....                                                                                        | 143 |
| 4.6 | Захист обладнання.....                                                                                                                         | 143 |
| 4.7 | Опис інших захистів трансформатора та пристроїв автоматики .....                                                                               | 144 |
|     | Висновки до розділу 4.....                                                                                                                     | 145 |
| 5   | ПОБУДУВАТИ ФУНКЦІЇ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ ДЛЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ .....                                                                       | 146 |
| 5.1 | Складання функції сумарних дисконтованих витрат .....                                                                                          | 146 |
| 5.2 | Апроксимація функції сумарних дисконтованих витрат методом найменших квадратів .....                                                           | 151 |
|     | Висновки до розділу 5.....                                                                                                                     | 154 |
| 6   | ОХОРОНА ПРАЦІ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 110 КВ....                                                                                 | 155 |
| 6.1 | Технічні характеристики повітряних ліній і вибір місць розміщення залізобетонних опор.....                                                     | 155 |
| 6.2 | Дослідження та аналіз умов праці .....                                                                                                         | 157 |
| 6.3 | Захисні заходи для забезпечення належних умов праці робітників під час експлуатації повітряних ліній 110 кВ .....                              | 159 |
| 6.4 | Організаційні заходи при роботі на опорах.....                                                                                                 | 162 |
| 6.5 | Заходи та засоби безпеки в надзвичайних ситуаціях .....                                                                                        | 164 |
| 6.5 | Розрахунок захисного заземлювача для лінії напругою 110 кВ .....                                                                               | 164 |
|     | Висновки до розділу 6.....                                                                                                                     | 167 |
|     | ВИСНОВКИ.....                                                                                                                                  | 168 |
|     | ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....                                                                                                                         | 169 |
|     | Додаток А. Результати перевірки роботи на плагіат .....                                                                                        | 171 |

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ПЛ – повітряна лінія;  
ЛЕП – лінія електропередавання;  
ВН – висока напруга;  
СН – середня  
НН – низька напруга;  
РПН – регулювання під напругою;  
ПБЗ – перемикання без збудження;  
ПС – підстанція;  
РП – розподільчий пункт;  
КЗ – коротке замикання;  
СВ – секційний вимикач;  
СШ – секція шин;  
ТС – трансформатор струму;  
ТН – трансформатор напруги;  
ВЧ – високочастотний;  
АБ – акумуляторна батарея;  
ШЗВ – шиноз'єднувальний вимикач;  
ЗПК – загальнопідстанційний пункт керування;  
РЗ – релейний захист;  
АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;  
АВР – автоматичне ввімкнення резерву;  
МСЗ – максимальний струмовий захист;  
ЗП – заземлюючий пристрій;  
ГЗ – горизонтальний заземлювач;  
ВЗ – вертикальний заземлювач;  
ЗІЗ – засоби індивідуального захисту;  
НС – надзвичайна ситуація.

## ВСТУП

У даній магістерській дисертації необхідно визначити структуру генеруючих потужностей та виконати вибір оптимальної конфігурації електричної мережі.

Метою проектування електричних мереж є розробка найбільш ефективної схеми електричних мереж з урахуванням прогнозу навантажень та забезпечення надійності, а також інших технічних та економічних обмежень.

Проведення техніко-економічних розрахунків, що направлені на зменшення сумарних приведених затрат на спорудження та експлуатацію районної електричної мережі вимагає врахування великої кількості різних, а іноді навіть різнорідних параметрів мереж, оскільки критерій оптимальності містить значну кількість складових. Тому вирішення задачі проектування вимагає проведення багатоваріантних розрахунків. Однією з важливих проблем при проектуванні електричної мережі є технічне та технікоекономічне порівняння можливих варіантів розвитку.

Виходячи з цього визначення оптимальної стратегії розвитку, потрібно використання системного підходу, який потребує розглядати електричну мережу, як об'єкт системотехніки, тобто, як технічну систему в якій технічні та економічні показники кожного елементу системи впливають на аналогічні показники інших елементів. Це означає, що на наступних етапах проектування необхідно враховувати технічні та економічні наслідки попередніх етапів проектування, оскільки їх вплив може знизити ефективність, або навіть зробити неможливим використання кінцевого результату проектування. Таке врахування можливо за рахунок корекції попередніх проектних рішень.

# 1 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 1.1 Визначення оптимальної конфігурації проєктованої електричної мережі методом поконтурної оптимізації

Метод поконтурної оптимізації використовується для визначення оптимальної конфігурації проєктованої мережі. Оптимізація полягає в знаходженні найкращого варіанту розвитку мережі. Метод відноситься до методів поординатної оптимізації.

Визначимо оптимальну конфігурацію мережі, надлишкова схема якої зображена на рис. 1.1.

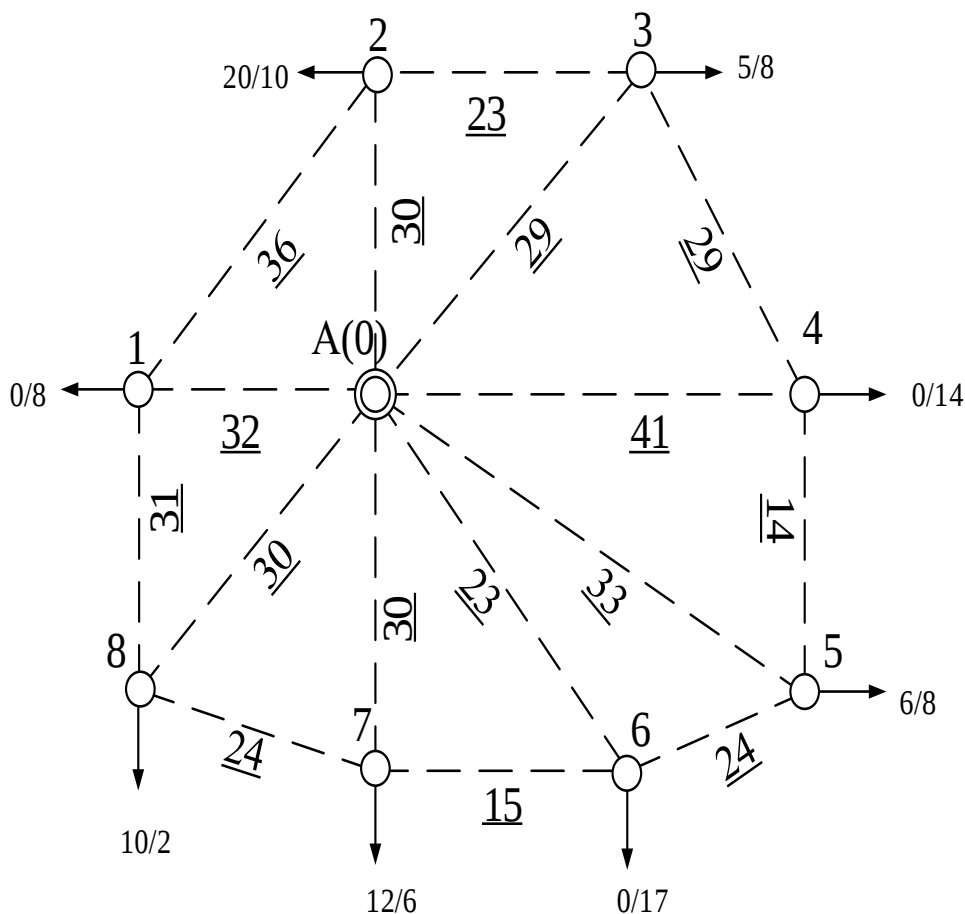


Рисунок 1.1– Надлишкова розрахункова схема

На (рис.1.1) показані навантаження вузлів та довжини ліній. Можливі траси нових електропередач – пунктиром. Питомі приведені витрати споруджуваних ліній визначаються у відповідності з виразом:  $Z(P) = 1,336 \cdot 10^6 + 20490 \cdot P$ , який було отримано в результаті апроксимації функції оптимальних витрат.

Організуємо процес оптимізації.

### Перший крок оптимізації

#### Оптимізація першого контуру

$$Z_{0-2} = (1,336 \cdot 10^6 + 20490 \cdot 35,854) \cdot 36 + (1,336 \cdot 10^6 + 20490 \cdot 45,731) \cdot 32 = 1,473 \cdot 10^8 \text{ грн}$$

$$Z_{1-2} = (1,336 \cdot 10^6 + 20490 \cdot 35,854) \cdot 30 + (1,336 \cdot 10^6 + 20490 \cdot 9,877) \cdot 32 = 1,131 \cdot 10^8 \text{ грн}$$

$$Z_{0-1} = (1,336 \cdot 10^6 + 20490 \cdot 45,731) \cdot 30 + (1,336 \cdot 10^6 + 20490 \cdot 9,977) \cdot 36 = 1,236 \cdot 10^8 \text{ грн}$$

Найменші витрати забезпечує відключення лінії 1-2. Результати оптимізації приведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1– Результати оптимізації 1-го контуру

| № лінії | Модуль потужності лінії, МВА |                                      |                    |
|---------|------------------------------|--------------------------------------|--------------------|
|         | Режим 1                      | Режим 2                              | Режим 3            |
| 0-2     | 0                            | 35,854                               | 45,731             |
| 1-2     | 35,854                       | 0                                    | 9,877              |
| 0-1     | 45,731                       | 9,977                                | 0                  |
| З, грн  | $1,473 \cdot 10^8$           | <b><math>1,113 \cdot 10^8</math></b> | $1,236 \cdot 10^8$ |

Оптимізація решти контурів розраховується аналогічно та представлена в табл. 1.2-1.8

Таблиця 1.2– Результати оптимізації 2-го контуру

| № лінії | Модуль потужності лінії, МВА       |                    |                   |
|---------|------------------------------------|--------------------|-------------------|
|         | Режим 1                            | Режим 2            | Режим 3           |
| 0-3     | 0                                  | 15,749             | 51,603            |
| 2-3     | 15,749                             | 0                  | 35,854            |
| 0-2     | 51,603                             | 35,854             | 0                 |
| З, грн  | <b><math>1,1 \cdot 10^8</math></b> | $1,102 \cdot 10^8$ | $1,17 \cdot 10^8$ |

Таблиця 1.3– Результати оптимізації 3-го контуру

| № лінії | Модуль потужності лінії, МВА         |                    |                    |
|---------|--------------------------------------|--------------------|--------------------|
|         | Режим 1                              | Режим 2            | Режим 3            |
| 0-4     | 0                                    | 17,284             | 33,033             |
| 3-4     | 17,284                               | 0                  | 15,749             |
| 0-3     | 33,033                               | 15,749             | 0                  |
| З, грн  | <b><math>1,074 \cdot 10^8</math></b> | $1,174 \cdot 10^8$ | $1,306 \cdot 10^8$ |

Таблиця 1.4– Результати оптимізації 4-го контуру

| № лінії | Модуль потужності лінії, МВА |                    |                                      |
|---------|------------------------------|--------------------|--------------------------------------|
|         | Режим 1                      | Режим 2            | Режим 3                              |
| 0-5     | 0                            | 16,925             | 34,209                               |
| 4-5     | 16,925                       | 0                  | 17,284                               |
| 0-4     | 34,209                       | 16,925             | 0                                    |
| З, грн  | $1,071 \cdot 10^8$           | $1,284 \cdot 10^8$ | <b><math>9,078 \cdot 10^7</math></b> |

Таблиця 1.5– Результати оптимізації 5-го контуру

| № лінії | Модуль потужності лінії, МВА |         |         |
|---------|------------------------------|---------|---------|
|         | Режим 1                      | Режим 2 | Режим 3 |
| 1       | 2                            | 3       | 4       |
| 0-6     | 0                            | 20,988  | 37,913  |

Закінчення таблиці 1.5

|        |                    |                    |                                      |
|--------|--------------------|--------------------|--------------------------------------|
| 5-6    | 20,988             | 0                  | 16,925                               |
| 0-5    | 37,913             | 16,925             | 0                                    |
| З, грн | $1,121 \cdot 10^8$ | $9,615 \cdot 10^7$ | <b><math>8,898 \cdot 10^7</math></b> |

Таблиця 1.6–Результати оптимізації 6-го контуру

| № лінії | Модуль потужності лінії, МВА         |                    |                   |
|---------|--------------------------------------|--------------------|-------------------|
|         | Режим 1                              | Режим 2            | Режим 3           |
| 0-7     | 0                                    | 21,513             | 42,501            |
| 6-7     | 21,513                               | 0                  | 20,988            |
| 0-6     | 42,501                               | 20,988             | 0                 |
| З, грн  | <b><math>7,741 \cdot 10^7</math></b> | $9,392 \cdot 10^7$ | $9,27 \cdot 10^7$ |

Таблиця 1.7– Результати оптимізації 7-го контуру

| № лінії | Модуль потужності лінії, МВА |                                      |                    |
|---------|------------------------------|--------------------------------------|--------------------|
|         | Режим 1                      | Режим 2                              | Режим 3            |
| 0-8     | 0                            | 14,229                               | 35,742             |
| 7-8     | 14,229                       | 0                                    | 21,513             |
| 0-7     | 35,742                       | 21,513                               | 0                  |
| З, грн  | $1,021 \cdot 10^8$           | <b><math>1,011 \cdot 10^8</math></b> | $1,047 \cdot 10^8$ |

Таблиця 1.8– Результати оптимізації 8-го контуру

| № лінії | Модуль потужності лінії, МВА |                                      |                   |
|---------|------------------------------|--------------------------------------|-------------------|
|         | Режим 1                      | Режим 2                              | Режим 3           |
| 0-1     | 0                            | 9,877                                | 24,106            |
| 1-8     | 9,877                        | 0                                    | 14,229            |
| 0-8     | 24,106                       | 14,229                               | 0                 |
| З, грн  | $1,026 \cdot 10^8$           | <b><math>9,805 \cdot 10^7</math></b> | $1,09 \cdot 10^8$ |

При оптимізації першого контуру положення контурів хорд змінилося потрібно переходити до другого кроку оптимізації.

Виконуємо оптимізацію четвертого контуру. Отримані результати заносимо в табл. 1.9.

Таблиця 1.9– Результати оптимізації 4-го контуру

| № лінії | Потужність лінії, МВА |                    |                                     |                    |
|---------|-----------------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------|
|         | Режим 1               | Режим 2            | Режим 3                             | Режим 4            |
| 0-5     | 0                     | 16,952             | 34,236                              | 49,985             |
| 4-5     | 16,952                | 0                  | 17,284                              | 33,033             |
| 3-4     | 34,236                | 17,284             | 0                                   | 15,749             |
| 0-4     | 49,985                | 33,033             | 15,749                              | 0                  |
| З, грн  | $1,511 \cdot 10^8$    | $1,629 \cdot 10^8$ | <b><math>1,39 \cdot 10^8</math></b> | $1,542 \cdot 10^8$ |

Відключення хорди 0-4 забезпечує найменші витрати. Тому зміна системи контурів не відбувається. Умови оптимізації другого контуру не змінилися.

На другому кроці оптимізації хорди контурів не змінили свого положення, отримано рішення задачі оптимізації розвитку мережі.

Оптимальна конфігурація мережі показана на рис. 1.2.

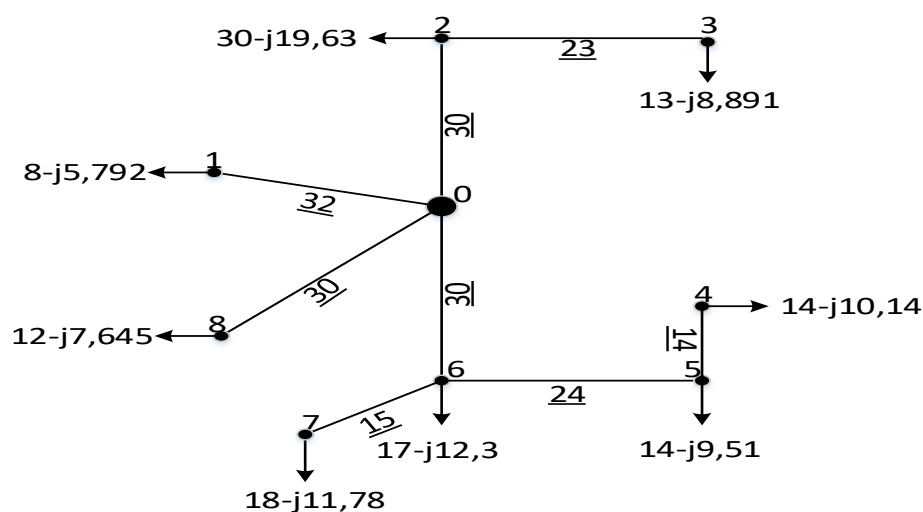


Рисунок 1.2 – Оптимальна конфігурація електричної мережі

## 1.2 Вибір кількості трансформаторів на підстанціях, їх типу та потужності

Розрахунок сумарних потужностей споживачів виконується за формулою:

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

При виборі потужності трансформаторів потрібно враховувати щоб при відключенні одного з трансформаторів, другий міг передавати необхідну потужність. Трансформатори можуть бути перевантажені до 40% в післяаварійному режимі.

Вибір потужності трансформатора виконується за формулою:

$$1,4 \cdot S_T = S_{\max} ; \quad S_T = 0,7 \cdot S_{\max}$$

Навантаження пунктів приведені до вищої напруги:

$$Q_{\text{CH}} = P_{\text{CH}} \cdot \text{tg} \cdot \varphi_{\text{CH}}; \quad Q_{\text{HH}} = P_{\text{HH}} \cdot \text{tg} \cdot \varphi_{\text{HH}}$$

Значення активних навантажень пунктів:

|                                          |                                          |                                          |
|------------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|
| $P_{\text{CH.1}} = 0 \quad \text{МВт};$  | $P_{\text{CH.2}} = 20 \quad \text{МВт};$ | $P_{\text{CH.3}} = 5 \quad \text{МВт};$  |
| $P_{\text{HH.1}} = 8 \quad \text{МВт};$  | $P_{\text{HH.2}} = 10 \quad \text{МВт};$ | $P_{\text{HH.3}} = 8 \quad \text{МВт};$  |
| $P_{\text{CH.4}} = 0 \quad \text{МВт};$  | $P_{\text{CH.5}} = 6 \quad \text{МВт};$  | $P_{\text{CH.6}} = 0 \quad \text{МВт};$  |
| $P_{\text{HH.4}} = 14 \quad \text{МВт};$ | $P_{\text{HH.5}} = 8 \quad \text{МВт};$  | $P_{\text{HH.6}} = 17 \quad \text{МВт};$ |
| $P_{\text{CH.7}} = 12 \quad \text{МВт};$ | $P_{\text{CH.8}} = 10 \quad \text{МВт};$ |                                          |
| $P_{\text{HH.7}} = 6 \quad \text{МВт};$  | $P_{\text{HH.8}} = 2 \quad \text{МВт};$  |                                          |

Значення кутів навантаження :

$$\varphi_{\text{HH}} = 35.904^\circ; \quad \varphi_{\text{CH}} = 31.788^\circ.$$

Розрахунок реактивних потужностей пунктів МВАр:

|                                                                                    |                                                                                     |
|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| $Q_{\text{HH.1}} = -P_{\text{HH.1}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{HH}}) = -5.792$ | $Q_{\text{HH.2}} = -P_{\text{HH.2}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{HH}}) = -7.24$   |
| $Q_{\text{CH.1}} = -P_{\text{CH.1}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{CH}}) = 0$      | $Q_{\text{CH.2}} = -P_{\text{CH.2}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{CH}}) = -12.395$ |
| $Q_{\text{HH.3}} = -P_{\text{HH.3}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{HH}}) = -5.792$ | $Q_{\text{HH.4}} = -P_{\text{HH.4}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{HH}}) = -10.136$ |

$$Q_{CH.3} = -P_{CH.3} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{CH}) = -3.099$$

$$Q_{CH.4} = -P_{CH.4} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{CH}) = 0$$

$$Q_{HH.5} = -P_{HH.5} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{HH}) = -5.792$$

$$Q_{HH.6} = -P_{HH.6} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{HH}) = -12.308$$

$$Q_{CH.5} = -P_{CH.5} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{CH}) = -3.718$$

$$Q_{CH.6} = -P_{CH.6} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{CH}) = 0$$

$$Q_{HH.7} = -P_{HH.7} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{HH}) = -4.344$$

$$Q_{HH.8} = -P_{HH.8} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{HH}) = -1.448$$

$$Q_{CH.7} = -P_{CH.7} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{CH}) = -7.437$$

$$Q_{CH.8} = -P_{CH.8} \cdot \operatorname{tg}(\phi_{CH}) = -6.197$$

Розрахунок сумарного навантаження пунктів в мак навантажень:

$$S_{\max.1} = P_{HH.1} + P_{CH.1} + j \cdot (Q_{HH.1} + Q_{CH.1}) = 8.0 - 5.792 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\max.2} = P_{HH.2} + P_{CH.2} + j \cdot (Q_{HH.2} + Q_{CH.2}) = 30.0 - 19.635 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\max.3} = P_{HH.3} + P_{CH.3} + j \cdot (Q_{HH.3} + Q_{CH.3}) = 13.0 - 8.891 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\max.4} = P_{HH.4} + P_{CH.4} + j \cdot (Q_{HH.4} + Q_{CH.4}) = 14.0 - 10.136 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\max.5} = P_{HH.5} + P_{CH.5} + j \cdot (Q_{HH.5} + Q_{CH.5}) = 14.0 - 9.51 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\max.6} = P_{HH.6} + P_{CH.6} + j \cdot (Q_{HH.6} + Q_{CH.6}) = 17.0 - 12.308 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\max.7} = P_{HH.7} + P_{CH.7} + j \cdot (Q_{HH.7} + Q_{CH.7}) = 18.0 - 11.781 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\max.8} = P_{HH.8} + P_{CH.8} + j \cdot (Q_{HH.8} + Q_{CH.8}) = 12.0 - 7.645 \cdot i \text{ МВА}.$$

Підстанція 1

Розрахунок реактивних потужностей пункту:

$$Q_{HH1} = P_{HH1} \cdot \operatorname{tg} \phi_{HH} = 5,792 \text{ МВар};$$

$$Q_{CH1} = P_{CH1} \cdot \operatorname{tg} \phi_{CH} = 0 \text{ МВар}.$$

Розрахунок сумарного навантаження підстанції:

$$S_1 = P_{HH1} + P_{CH1} + j \cdot (Q_{HH1} + Q_{CH1}) = 8,0 - j \cdot 5,792 \text{ МВА};$$

$$S_{\max 1} = \sqrt{(P_{CH1} + P_{HH1})^2 + (Q_{CH1} + Q_{HH1})^2} = 9,877 \text{ МВА}.$$

Розрахунок номінальної потужності трансформатора:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{\max 1} = 0,7 \cdot 9,877 = 6,914 \text{ МВА}.$$

Вибраний трансформатор ТДН-10000/110.

Підстанція 2

Розрахунок реактивних потужностей пунктів:

$$Q_{\text{HH2}} = P_{\text{HH2}} \cdot \text{tg} \cdot \varphi_{\text{HH}} = 7,24 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{CH2}} = P_{\text{CH2}} \cdot \text{tg} \cdot \varphi_{\text{CH}} = 12,395 \text{ МВар}.$$

Розрахунок сумарного навантаження підстанції:

$$S_2 = P_{\text{HH2}} + P_{\text{CH2}} + j \cdot (Q_{\text{HH2}} + Q_{\text{CH2}}) = 30,0 - j \cdot 19,635 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{max2}} = \sqrt{(P_{\text{CH2}} + P_{\text{HH2}})^2 + (Q_{\text{CH2}} + Q_{\text{HH2}})^2} = 35,854 \text{ МВА}.$$

Розрахунок номінальної потужності трансформатора:

$$S_{\text{T2}} = 0,7 \cdot S_{\text{max2}} = 0,7 \cdot 35,854 = 25,098 \text{ МВА}.$$

Вибраний трансформатор ТДТН-40000/110.

Розрахунок трансформаторів інших ПС зведено до табл. 1.10.

Таблиця 1.10– Вибір трансформаторів на підстанціях.

| № п/ст | Навантаження S,<br>МВА | Навантаження<br>S <sub>Tmax</sub> , МВА | Навантаження<br>S <sub>T</sub> , МВА | Трансфор<br>матори | Кількість |
|--------|------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|-----------|
| 1      | 2                      | 3                                       | 4                                    | 5                  | 6         |
| 1      | 8,0 – j · 5,792        | 9,877                                   | 6,914                                | ТДН-<br>10000/110  | 2         |
| 2      | 30,0 – j · 19,635      | 35,854                                  | 25,098                               | ТДТН-<br>40000/110 | 2         |
| 3      | 13,0 – j · 8,891       | 15,749                                  | 11,025                               | ТДТН-<br>16000/110 | 2         |
| 4      | 14,0 – j · 10,136      | 17,284                                  | 12,099                               | ТДН-<br>16000/110  | 2         |
| 5      | 14,0 – j · 9,51        | 16,925                                  | 11,847                               | ТДТН-<br>16000/110 | 2         |

Закінчення таблиці 1.10

| 1 | 2                       | 3      | 4      | 5                  | 6 |
|---|-------------------------|--------|--------|--------------------|---|
| 6 | $17,0 - j \cdot 12,308$ | 20,988 | 14,691 | ТДН-<br>16000/110  | 2 |
| 7 | $18,0 - j \cdot 11,781$ | 21,513 | 15,059 | ТДТН-<br>16000/110 | 2 |
| 8 | $12,0 - j \cdot 7,645$  | 14,229 | 9,96   | ТДТН-<br>10000/110 | 2 |

### 1.3 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

Припустимо що мережа, що проектується є однорідною та виконана повітряними лініями однакової конструкції з однаковими перетинами проводів на ділянках та однаковим розташуванням проводів на опорах. Врахувавши це припущення можна виконати розрахунок потокорозподілу з використанням довжин ділянок у замкненій мережі. Розрахуємо потокорозподіл потужності в L-схемі мережі. Розрахунок проведемо методом поконтурних рівнянь. Початкова схема електричної мережі представлена на рис. 1.3.

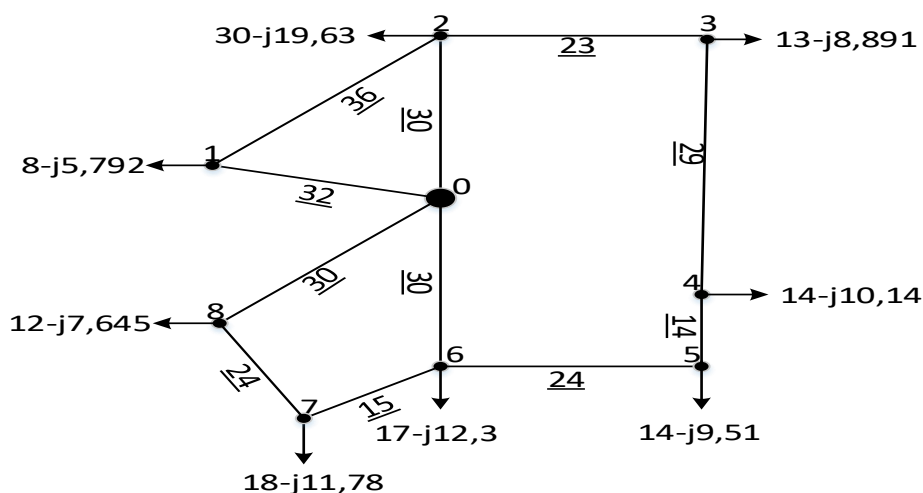


Рисунок 1.3– Початкова замкнута схема електричної мережі

Для отримання розімкнутої схеми мережі, умовно видалимо ділянки 1-2, 5-6 та 6-7. Розрахований напрямок обходу будемо вибирати проти годинникової стрілки. Потокорозподіл в розімкненій схемі мережі зображений на рис. 1.4.

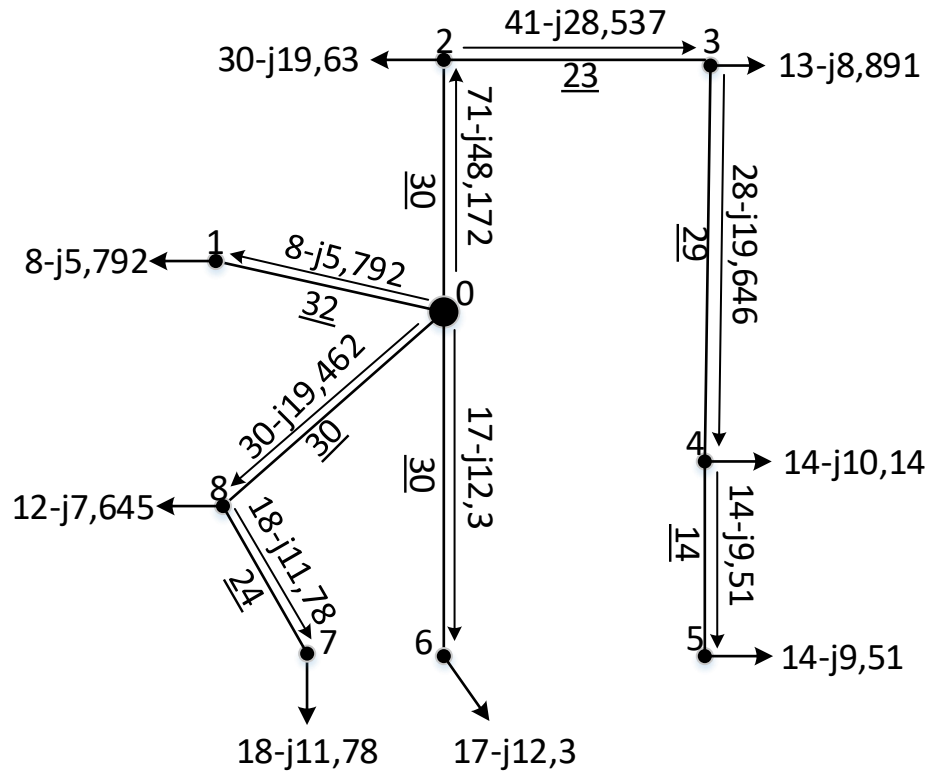


Рисунок 1.4 – Потокорозподіл в розімкненій схемі мережі

Використовуючи закон Кірхгофа отримуємо рівняння для кожного з контурів:

$$S_{01} = S_{\max.1} = 8.0 - 5.792 \cdot i \text{ MVA};$$

$$S_{45} = S_{\max.5} = 14.0 - 9.51 \cdot i \text{ MVA};$$

$$S_{34} = S_{\max.4} + S_{45} = 28.0 - 19.646 \cdot i \text{ MVA};$$

$$S_{23} = S_{\max.3} + S_{34} = 41.0 - 28.537 \cdot i \text{ MVA};$$

$$S_{02} = S_{\max.2} + S_{23} = 71.0 - 48.172 \cdot i \text{ MVA};$$

$$S_{06} = S_{\max.6} = 17 - 12.308 \cdot i \text{ MVA};$$

$$S_{87} = S_{\max.7} = 18 - 11.781 \cdot i \text{ MVA};$$

$$S_{08} = S_{\max.8} + S_{87} = 30 - 19.426 \cdot i \text{ MVA}.$$

Довжини контурів:

$$L_I = L_{01} + L_{02} + L_{12} = 32 + 30 + 36 = 98 \text{ км};$$

$$L_{II} = L_{02} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{06} = 30 + 23 + 29 + 14 + 24 + 23 = 143 \text{ км};$$

$$L_{III} = L_{06} + L_{67} + L_{78} + L_{08} = 23 + 15 + 24 + 30 = 92 \text{ км}.$$

Довжини спільних контурів:

$$L_{I-II} = L_{02} = 30 \text{ км};$$

$$L_{II-III} = L_{06} = 23 \text{ км}.$$

Складемо систему рівнянь для 3-х контурів:

$$-S_{01} \cdot L_{01} + S_{02} \cdot L_{02} = -S_I \cdot L_I + S_{II} \cdot L_{I-II}$$

$$-S_{02} \cdot L_{02} + S_{06} \cdot L_{06} - S_{34} \cdot L_{34} - S_{23} \cdot L_{23} - S_{45} \cdot L_{45} = -S_{II} \cdot L_{II} + S_I \cdot L_{I-II} + S_{III} \cdot L_{II-III}$$

$$-S_{06} \cdot L_{06} + S_{87} \cdot L_{87} + S_{08} \cdot L_{08} = -S_{III} \cdot L_{III} + S_{II} \cdot L_{II-III}$$

Розв'язок данної системи:

$$S_I = -11.913 + 7.887 \cdot i \text{ МВА}; \quad S_{II} = 23.551 - 16.229 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{III} = 1.529 - 1.568 \cdot i \text{ МВА}.$$

Потокорозподіл по ділянках схеми мережі:

$$S'_{01} = S_{01} - S_I = 8.0 - 5.792 \cdot i + 12.236 - 8.098 \cdot i = 20.236 - 13.89 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S'_{02} = S_{02} - S_{II} + S_I = 71.0 - 48.172 \cdot i - 22.497 - 15.539 \cdot i - 12.236 - 8.098 \cdot i = 36.268 - 24.534 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S'_{23} = S_{23} - S_{II} = 41.0 - 28.537 \cdot i - 22.497 - 15.539 \cdot i = 18.503 - 12.998 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S'_{34} = S_{34} - S_{II} = 28.0 - 19.646 \cdot i - 22.497 - 15.539 \cdot i = 5.503 - 4.107 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S'_{45} = S_{45} - S_{II} = 14.0 - 9.51 \cdot i - 22.497 - 15.539 \cdot i = -8.497 + 6.029 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S'_{06} = S_{06} + S_{II} - S_{III} = 17.0 - 12.308 \cdot i + 22.497 - 15.539 \cdot i + 4.604 - 2.446 \cdot i = 44.101 - 30.293 \cdot i \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} S'_{87} &= S_{87} + S_{III} = 18.0 - 11.781 \cdot i - 4.604 - 2.446 \cdot i = \\ &= 13.396 - 9.335 \cdot i \text{ MBA:} \end{aligned}$$

$$S'_{08} = S_{08} + S_{III} = 30 - 19.426 \cdot i - 4.604 - 2.446 \cdot i = \\ = 25.396 - 16.98 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S'_{12} = -S_I = 12.236 - 8.098 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S'_{56} = S_{II} = 22.497 - 15.539 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S'_{67} = -S_{III} = 4.604 - 2.446 \cdot i \text{ MBA.}$$

Виконаємо перевірку правильності розрахунку

$$-S'_{01} \cdot L_{01} + S'_{02} \cdot L_{02} - S'_{12} \cdot L_{12} = 0$$

$$-S'_{02} \cdot L_{02} - S'_{23} \cdot L_{23} - S'_{34} \cdot L_{34} - S'_{45} \cdot L_{45} + S'_{06} \cdot L_{06} + S'_{56} \cdot L_{56} = 0$$

$$-S'_{06} \cdot L_{06} + S'_{87} \cdot L_{78} + S'_{08} \cdot L_{08} - S'_{67} \cdot L_{67} = 0$$

Отже, розрахунок виконано вірно.

Розраховані значення потужностей накладається на поточкорозподіл в розімкнутій схемі мережі. Результати поточкорозподілу потужностей по ділянках зображені на (рис. 1.5).

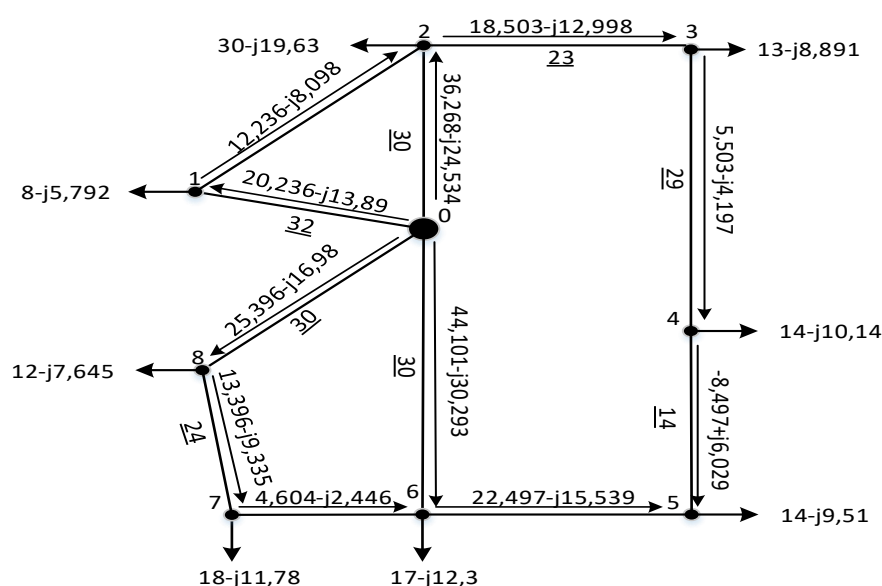


Рисунок 1.5 – Результируючий потіокорозподіл потужностей схеми

Розрахуємо струмові навантаження:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{20.236^2 + (-13.89)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 128.824 \text{ A};$$

$$I_{02} = \frac{\sqrt{P_{02}^2 + Q_{02}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{36.268^2 + (-24.534)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 229.82 \text{ A};$$

$$I_{12} = \frac{\sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{12.236^2 + (-8.098)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 77.013 \text{ A};$$

$$I_{23} = \frac{\sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{18.503^2 + (-12.998)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 118.683 \text{ A};$$

$$I_{34} = \frac{\sqrt{P_{34}^2 + Q_{34}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{5.503^2 + (-4.107)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 36.042 \text{ A};$$

$$I_{45} = \frac{\sqrt{P_{45}^2 + Q_{45}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{(-8.497)^2 + (6.029)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 54.682 \text{ A};$$

$$I_{56} = \frac{\sqrt{P_{56}^2 + Q_{56}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{22.497^2 + (-15.539)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 143.507 \text{ A};$$

$$I_{06} = \frac{\sqrt{P_{06}^2 + Q_{06}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{44.101^2 + (-30.293)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 280.817 \text{ A};$$

$$I_{67} = \frac{\sqrt{P_{67}^2 + Q_{67}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{(4.604)^2 + (-2.446)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 27.364 \text{ A};$$

$$I_{87} = \frac{\sqrt{P_{87}^2 + Q_{87}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{13.396^2 + (-9.335)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 85.697 \text{ A}$$

$$I_{08} = \frac{\sqrt{P_{08}^2 + Q_{08}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{25.396^2 + (-16.98)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 160.344 \text{ A}.$$

#### 1.4 Вибір перерізів проводів для повітряних ліній

Питомі капітальні витрати на спорудження повітряних ліній:

$$K_{70.жб1} = 1551 \text{ тис.} \frac{\text{грн}}{\text{км}};$$

$$K_{95.жб1} = 1607 \text{ тис.} \frac{\text{грн}}{\text{км}};$$

$$K_{120.жб1} = 1664 \text{ тис.} \frac{\text{грн}}{\text{км}};$$

$$K_{150.жб1} = 1777 \text{ тис.} \frac{\text{грн}}{\text{км}};$$

$$K_{185.жб1} = 1889 \text{ тис.} \frac{\text{грн}}{\text{км}};$$

$$K_{240.жб1} = 1974 \text{ тис.} \frac{\text{грн}}{\text{км}}.$$

Питомі опори ліній для різних перерізів:

$$r_{70} = 0,422 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{95} = 0,301 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{120} = 0,244 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{150} = 0,204 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{185} = 0,159 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{240} = 0,118 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Розрахуємо оптимальний переріз ПЛ:

$$F_{\text{опт0-1}} = \frac{1}{k_{\text{л}}} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \cdot J_{0-1}^2}{k_{\text{пит110}} \cdot H_{\text{пл}} + E}},$$

де  $k_{\text{л}} = 1$  – кількість паралельних кіл;  $\rho$  – опір алюмінію;  $C_{\text{вх}}$  – тариф на вході в мережу приймемо  $53,5 \frac{\text{коп}}{(\text{кВт} \cdot \text{год})}$ ;  $E=0,1$  – норма дисконту;  $H_{\text{пл}} = 1,2\%$  – показник витрат на експлуатацію ПЛ;  $\tau$  – час максимальних втрат .

Для дволанцюгової лінії:

$$k_{\text{пит110}} = 770 \frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}; \quad k_{\text{л2}} = 2.$$

Оптимальний переріз проводу для ділянки 0-1:

$$F_{\text{опт01}} = \frac{1}{k_{\text{л}}} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{01})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{уд}} \cdot (0.01 \cdot H_{\text{пл}} + E)}} = 208.5 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{опт02}} = \frac{1}{k_{\text{л.2}}} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{02})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{уд.2}} \cdot (0.01 \cdot H_{\text{пл}} + E)}} = 142.176 \text{ мм}^2.$$

Подальші розрахунки аналогічні і приведені в табл. 1.11.

Таблиця 1.11- Оптимальні перерізи повітряних ліній

| Ділянка | Активна<br>потужність,<br>Р, МВА | Реактивна<br>потужність,<br>Q, МВАр | Струмове<br>навантаження<br>I, А | Оптимальний<br>переріз проводу,<br>F <sub>опт</sub> мм <sup>2</sup> |
|---------|----------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| 0-1     | 19.913                           | -13.679                             | 126.8                            | 205.224                                                             |
| 0-2     | 35.536                           | -24.055                             | 225.232                          | 139.338                                                             |
| 1-2     | 11.913                           | -7.887                              | 74.989                           | 121.368                                                             |
| 2-3     | 17.449                           | -12.308                             | 112.075                          | 181.391                                                             |
| 3-4     | 4.449                            | -3.417                              | 29.445                           | 47.656                                                              |
| 4-5     | -9.551                           | 6.719                               | 61.29                            | 99.197                                                              |
| 5-6     | 23.551                           | -16.229                             | 150.117                          | 92.869                                                              |
| 0-6     | 39.022                           | -26.969                             | 248.966                          | 154.021                                                             |
| 6-7     | -1.529                           | 1.568                               | 11.495                           | 18.604                                                              |
| 8-7     | 19.529                           | -13.349                             | 124.158                          | 200.948                                                             |
| 0-8     | 13.529                           | -9.213                              | 85.911                           | 139.046                                                             |

Якщо  $F_{\text{опт}} > 240 \text{ мм}^2$ , для цієї ділянки буде доцільним спорудити дволанцюгову повітряну лінію.

Ділянка 0-1. Значення  $F_{\text{опт}} = 208.5$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{0-1} = 240 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

Ділянка 0-2.Значення  $F_{\text{опт}} = 142.176$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{0-2} = 2 \times 150 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

Ділянка 1-2.Значення  $F_{\text{опт}} = 124.644$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{1-2} = 150 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

Ділянка 2-3.Значення  $F_{\text{опт}} = 192.087$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{2-3} = 240 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

Ділянка 3-4.Значення  $F_{\text{опт}} = 58.333$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{3-4} = 70 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

Ділянка 4-5.Значення  $F_{\text{опт}} = 88.501$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{4-5} = 120 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

Ділянка 5-6.Значення  $F_{\text{опт}} = 232.263$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{5-6} = 240 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

Ділянка 0-6.Значення  $F_{\text{опт}} = 173.725$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{0-6} = 2 \times 185 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

Ділянка 6-7.Значення  $F_{\text{опт}} = 44.289$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{6-7} = 70 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

Ділянка 8-7.Значення  $F_{\text{опт}} = 138.699$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{8-7} = 150 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

Ділянка 0-8.Значення  $F_{\text{опт}} = 99.195$  менше мінімального з номінальних перерізів, приймаємо  $F_{0-8} = 120 \text{ мм}^2$  без проведення техніко-економічного порівняння.

### 1.5 Витрати на спорудження повітряних ліній

Розрахуємо сумарні втрати потужностей  $\Delta P$ , кВт

Для ділянки 0-1:

$$\Delta P_{01} = \frac{20,236^2 + (-13,89)^2}{110^2} \cdot 0,118 \cdot 32 \cdot 10^3 = 187,995 \text{ Вт.}$$

Капіталовкладення на спорудження ПЛ:

$$K_{01} = K_{240} \cdot L_{01} = 1974 \cdot 32 = 63168 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на експлуатацію та ремонт:

$$И_{01} = K_{01} \cdot \frac{H_{пл}}{100} = 63168 \cdot \frac{1,2}{100} = 758,016 \text{ тис. грн}$$

Для ділянки 0-2:

$$\Delta P_{02} = \frac{36,268^2 + (-24,534)^2}{110^2} \cdot 0,204 \cdot 30 \cdot 10^3 = 969,723 \text{ Вт.}$$

Капіталовкладення на спорудження ПЛ:

$$K_{02} = K_{150} \cdot L_{02} = 1974 \cdot 30 = 53310 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на експлуатацію та ремонт:

$$И_{02} = K_{02} \cdot \frac{H_{пл}}{100} = 53310 \cdot \frac{1,2}{100} = 639,72 \text{ тис. грн.}$$

Аналогічно розраховуємо сумарні втрати для решти ділянок мережі.

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{01} + \Delta P_{02} + \Delta P_{12} + \Delta P_{23} + \Delta P_{34} + \Delta P_{45} + \Delta P_{56} + \Delta P_{06} + \Delta P_{67} + \Delta P_{87} + + \Delta P_{08}$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 3208,212 \text{ Вт} - \text{сумарні втрати потужності;}$$

$$\begin{aligned} K_{\Sigma} &= K_{01} + K_{02} + K_{12} + K_{23} + K_{34} + K_{45} + K_{56} + K_{06} + K_{67} + K_{87} + K_{08} = \\ &= 491975 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Сумарні витрати на покриття:

$$I_{\text{втр}\Sigma} = (3'_e \cdot \Delta A'_{\text{пост}} + 3''_e \cdot (\Delta P_{\Sigma} \cdot \tau)) \cdot 10^{-5} = 4953,51 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на експлуатацію та ремонт повітряних ліній:

$$I_{e\Sigma} = K_{\Sigma} \cdot \frac{N_{\text{пл}}}{100} = 75995 \cdot \frac{1,2}{100} = 5903,7 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні щорічні витрати на повітряні лінії:

$$I_{\Sigma} = I_{e\Sigma} + I_{\text{втр}\Sigma} = 10857,212 \text{ тис. грн.};$$

$$3_{\Sigma^2} = K_{\Sigma} + \frac{I_{\Sigma}}{E} = 75995 + \frac{4153,849}{0,1} = 600547,115 \text{ тис. грн.}$$

Подальші розрахунки є аналогічними та зведені в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Сумарні втрати для ділянок мережі

| Ділянка | Переріз<br>проводу,<br>мм <sup>2</sup> | $\Delta P, \text{Вт}$ | $K \times 10^4,$<br>грн | $I_{\text{втр}} \times 10^3,$<br>грн | $I_{\text{втр}} \times 10^3,$<br>грн | $3 \times 10^3,$<br>грн |
|---------|----------------------------------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
| 0-1     | $1 \times 240$                         | 187.995               | 63168                   | 758.016                              | 1048                                 | 73,650                  |
| 0-2     | $2 \times 150$                         | 969.723               | 53310                   | 639.72                               | 2137                                 | 74,679                  |
| 1-2     | $1 \times 150$                         | 130.671               | 63972                   | 767.664                              | 969.422                              | 73,666                  |
| 2-3     | $1 \times 240$                         | 114.686               | 45402                   | 544.824                              | 721.9                                | 52,621                  |
| 3-4     | $1 \times 70$                          | 47.692                | 44979                   | 539.748                              | 613.385                              | 51,112                  |
| 4-5     | $1 \times 120$                         | 30.642                | 23296                   | 279.552                              | 326.864                              | 26,564                  |
| 5-6     | $2 \times 240$                         | 174.968               | 38568                   | 462.816                              | 732.968                              | 50,776                  |
| 0-6     | $2 \times 185$                         | 865.153               | 43447                   | 521.364                              | 1857                                 | 62,018                  |
| 6-7     | $1 \times 70$                          | 14.22                 | 23265                   | 279.18                               | 301.135                              | 26,276                  |
| 8-7     | $1 \times 150$                         | 107.868               | 42648                   | 511.776                              | 678.326                              | 49,431                  |
| 0-8     | $2 \times 120$                         | 564.593               | 49920                   | 599.04                               | 1471                                 | 64,627                  |

Визначаємо наближені значення опорів ліній

На цьому етапі розрахунку прийнято значення погонного індуктивного опору

$$\text{лінії } x_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Погонний активний опір ліній:

$$r_{01} = r_{240} \cdot L_{01} = 0,118 \cdot 32 = 3,776 \text{ Ом};$$

$$r_{02} = r_{150} \cdot L_{02} = 0,204 \cdot 30 = 6,12 \text{ Ом};$$

$$r_{12} = r_{150} \cdot L_{12} = 0,204 \cdot 36 = 7,344 \text{ Ом};$$

$$r_{23} = r_{240} \cdot L_{23} = 0,118 \cdot 23 = 2,714 \text{ Ом};$$

$$r_{34} = r_{70} \cdot L_{34} = 0,442 \cdot 29 = 12,238 \text{ Ом};$$

$$r_{45} = r_{120} \cdot L_{45} = 0,244 \cdot 14 = 3,416 \text{ Ом};$$

$$r_{56} = r_{240} \cdot L_{56} = 0,118 \cdot 24 = 2,832 \text{ Ом};$$

$$r_{06} = r_{185} \cdot L_{06} = 0,159 \cdot 23 = 3,657 \text{ Ом};$$

$$r_{67} = r_{70} \cdot L_{67} = 0,422 \cdot 15 = 6,33 \text{ Ом};$$

$$r_{87} = r_{150} \cdot L_{78} = 0,204 \cdot 24 = 4,896 \text{ Ом};$$

$$r_{08} = r_{120} \cdot L_{08} = 0,244 \cdot 30 = 7,32 \text{ Ом}.$$

Погонний реактивний опір ліній:

$$x_{01} = x_0 \cdot L_{01} = 0,4 \cdot 32 = 12,8 \text{ Ом};$$

$$x_{02} = x_0 \cdot L_{02} = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ Ом};$$

$$x_{12} = x_0 \cdot L_{12} = 0,4 \cdot 36 = 14,4 \text{ Ом};$$

$$x_{23} = x_0 \cdot L_{23} = 0,4 \cdot 23 = 9,2 \text{ Ом};$$

$$x_{34} = x_0 \cdot L_{34} = 0,4 \cdot 29 = 11,6 \text{ Ом};$$

$$x_{45} = x_0 \cdot L_{45} = 0,4 \cdot 14 = 5,6 \text{ Ом};$$

$$x_{56} = x_0 \cdot L_{56} = 0,4 \cdot 24 = 9,6 \text{ Ом};$$

$$x_{06} = x_0 \cdot L_{06} = 0,4 \cdot 23 = 9,2 \text{ Ом};$$

$$x_{67} = x_0 \cdot L_{67} = 0,4 \cdot 15 = 6 \text{ Ом};$$

$$x_{87} = x_0 \cdot L_{78} = 0,4 \cdot 24 = 9,6 \text{ Ом};$$

$$x_{08} = x_0 \cdot L_{08} = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ Ом}.$$

Опори ділянок:

$$Z_{01} = r_{01} + i \cdot x_{01} = 3.776 + 12.8 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{02} = r_{02} + i \cdot x_{02} = 6.12 + 12 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{12} = r_{12} + i \cdot x_{12} = 7.344 + 14.4 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{23} = r_{23} + i \cdot x_{23} = 2.714 + 9.2 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{34} = r_{34} + i \cdot x_{34} = 12.238 + 11.6 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{45} = r_{45} + i \cdot x_{45} = 3.416 + 5.6 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{56} = r_{56} + i \cdot x_{56} = 2.832 + 9.6 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{06} = r_{06} + i \cdot x_{06} = 3.657 + 9.2 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{67} = r_{67} + i \cdot x_{67} = 6.33 + 6 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{87} = r_{87} + i \cdot x_{87} = 4.896 + 9.6 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{08} = r_{08} + i \cdot x_{08} = 7.32 + 12 \cdot i \text{ Ом}.$$

Визначимо рівні напруги на шинах ВН на ПС:

Прийmemo  $U_0 = U_{6\pi} = 121 \text{ кВ}$ .

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot \text{Re}(S'_{01}) \cdot r_{01} - \text{Im}(S'_{01}) \cdot x_{01}} = 118,881 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot \text{Re}(S'_{02}) \cdot r_{02} - \text{Im}(S'_{02}) \cdot x_{02}} = 116,654 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot \text{Re}(S'_{23}) \cdot r_{23} - \text{Im}(S'_{23}) \cdot x_{23}} = 115,19 \text{ кВ};$$

$$U_4 = \sqrt{U_3^2 - 2 \cdot \text{Re}(S'_{34}) \cdot r_{34} - \text{Im}(S'_{34}) \cdot x_{34}} = 114,187 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot \text{Re}(S'_{45}) \cdot r_{45} - \text{Im}(S'_{45}) \cdot x_{45}} = 116,654 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot \text{Re}(S'_{06}) \cdot r_{06} - \text{Im}(S'_{06}) \cdot x_{06}} = 117,308 \text{ кВ};$$

$$U_7 = \sqrt{U_8^2 - 2 \cdot \text{Re}(S'_{87}) \cdot r_{87} - \text{Im}(S'_{87}) \cdot x_{87}} = 116,41 \text{ кВ};$$

$$U_8 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot \text{Re}(S'_{08}) \cdot r_{08} - \text{Im}(S'_{08}) \cdot x_{08}} = 117,736 \text{ кВ}.$$

Всі розрахункові напруги в пунктах схеми належать регульовальним діапазонам силових трансформаторів на ПС.

Визначимо регулювальний діапазон напруги для трансформаторів

$$U_s = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв}}}{U_{\text{тн}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{тв}} + \Delta U_{\text{тн}}$$

$\Delta U_{\text{тв}}$ ,  $\Delta U_{\text{тс}}$ ,  $\Delta U_{\text{тн}}$  - для триобмоткових трансформаторів знаходяться за виразами:

$$\Delta U_{\text{тв}} = \frac{P_{\text{вн}} \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot \Delta U_{\text{тв}}}{n \cdot 2 \cdot S_{\text{н}}^2} - \frac{U_{\text{тв}} \cdot U_{\text{кв}\%} \cdot Q_{\text{вн}}}{100 \cdot S_{\text{н}} \cdot n},$$

$$\Delta U_{\text{тс}} = \frac{P_{\text{сн}} \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot \Delta U_{\text{тв}}}{n \cdot 2 \cdot S_{\text{н}}^2} - \frac{U_{\text{тв}} \cdot U_{\text{кс}\%} \cdot Q_{\text{сн}}}{100 \cdot S_{\text{н}} \cdot n},$$

$$\Delta U_{\text{тн}} = \frac{P_{\text{нн}} \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot \Delta U_{\text{тв}}}{n \cdot 2 \cdot S_{\text{н}}^2} - \frac{U_{\text{тв}} \cdot U_{\text{кн}\%} \cdot Q_{\text{нн}}}{100 \cdot S_{\text{н}} \cdot n},$$

для блоку двообмоткових :

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{\Delta U_{\text{тв}}}{n \cdot S_{\text{н}}} \cdot \left( P_{\text{i}} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{н}}} - Q_{\text{i}} \cdot \frac{U_{\text{кз}\%}}{100} \right),$$

Фіктивні величини напруг короткого замикання для обмоток ВН, СН і НН, які розраховуються:

$$U_{\text{кв}\%} = 0,5 \cdot (U_{\text{к(в-с)\%}} + U_{\text{к(в-н)\%}} - U_{\text{к(с-н)\%}}),$$

$$U_{\text{кс}\%} = 0,5 \cdot (U_{\text{к(в-с)\%}} + U_{\text{к(с-н)\%}} - U_{\text{к(в-н)\%}}),$$

$$U_{\text{кн}\%} = 0,5 \cdot (U_{\text{к(в-н)\%}} + U_{\text{к(с-н)\%}} - U_{\text{к(в-с)\%}}),$$

Для перевірки умови, визначають приблизні значення рівнів напруги у пунктах мережі. Використовуються результати розрахунків поточкорозподілу потужностей, отримані для L - схеми мережі післяаварійного режиму роботи.

Розрахунок рівнів напруги у пунктах мережі здійснюють за виразом:

$$U_s = \sqrt{U_{\text{бп}}^2 - 2 \cdot \sum_{i=\text{бп}}^i \cdot (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)},$$

Проведемо розрахунок силових трансформаторів встановлених на ПС в пункті №2 та для двообмоткових трансформаторів, що знаходяться в пункті №1.

Розрахуємо фіктивні значення напруги КЗ для обмоток силових трансформаторів пункту №1:

$$U_{1KB\%} = 0,5 \cdot (U_{k(B-C)\%} + U_{k(B-H)\%} - U_{k(C-H)\%}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75;$$

$$U_{1KB\%} = 0,5 \cdot (U_{k(B-C)\%} + U_{k(B-H)\%} - U_{k(C-H)\%}) = 0;$$

$$U_{1KB\%} = 0,5 \cdot (U_{k(B-C)\%} + U_{k(B-H)\%} - U_{k(C-H)\%}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25.$$

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів встановлених на підстанції пункту №2:

$$\Delta U_{TB2} = \frac{P_{BH2} \cdot \Delta P_{k2} \cdot \Delta U_{TB2} \cdot 10^{-3}}{n \cdot 2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{U_{TB2} \cdot U_{2KB\%} \cdot Q_{BH2}}{100 \cdot S_{H2} \cdot n} = \frac{30 \cdot 200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 2 \cdot 40^2} -$$

$$- \frac{(-19,635) \cdot 10,75 \cdot 115}{100 \cdot 2 \cdot 40} = 3,142 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TH2} = \frac{P_{HH2} \cdot \Delta P_{k2} \cdot \Delta U_{TB2} \cdot 10^{-3}}{n \cdot 2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{U_{TB2} \cdot U_{2KH\%} \cdot Q_{BH2}}{100 \cdot S_{H2} \cdot n} = \frac{10 \cdot 200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 2 \cdot 40^2} -$$

$$- \frac{(-7,24) \cdot 6,25 \cdot 115}{100 \cdot 2 \cdot 40} = 0,686 \text{ кВ}.$$

А для двообмоткових трансформаторів пункту 1, будуть:

$$\Delta U_{T1} = \frac{\Delta U_{TB2}}{n \cdot S_{H1}} \cdot \left( P_1 \cdot \frac{\Delta P_{k1} \cdot 10^{-3}}{S_{H1}} - Q_1 \cdot \frac{U_{K3\%1}}{100} \right) = \frac{115}{2 \cdot 10} \cdot \left( 8 \cdot \frac{60 \cdot 10^{-3}}{10} - (-5,792) \cdot \right.$$

$$\left. \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 3,773 \text{ кВ}.$$

Регульовальний діапазон напруги для триобмоткових силових трансформаторів на підстанції пункту 2:

$$U_{max2} = \frac{U_{HДЖ2} \cdot U_{TB2}}{U_{TH2}} \cdot (1 + \omega_{B2}) + \Delta U_{TB2} + \Delta U_{TH2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) +$$

$$+ 3,142 + 0,686 = 131,187 \text{ кВ};$$

$$U_{min2} = \frac{U_{HДЖ2} \cdot U_{TB2}}{U_{TH2}} \cdot (1 - \omega_{B2}) + \Delta U_{TB2} + \Delta U_{TH2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) +$$

$$+3,142 + 0,686 = 96,016 \text{ кВ.}$$

А для двообмоткових трансформаторів пункту 1:

$$U_{max1} = \frac{U_{ндж1} \cdot U_{тв1}}{U_{тн1}} \cdot (1 + \omega_{в1}) + \Delta U_{т3} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 3,773 =$$

$$= 131,187 \text{ кВ;}$$

$$U_{min1} = \frac{U_{ндж1} \cdot U_{тв1}}{U_{тн1}} \cdot (1 - \omega_{в1}) + \Delta U_{т3} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 3,773 =$$

$$= 95,96 \text{ кВ.}$$

Регулювальні діапазони трансформаторів решти підстанцій розраховуються аналогічно, та зведені у табл. 1.13.

Розрахуємо напруги на шинах ВН понижуючих підстанцій пунктів схеми, використавши потокорозподіл потужностей у L-схемі мережі в післяаварійному режимі (див.рис.1.5).

Прийmemo рівень напруги на БП рівний 121 кВ та розрахуємо напругу у вузлах схеми:

$$U_1 = \sqrt{U_{6п}^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} =$$

$$= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (20,236 \cdot 3,776 - (-13,89) \cdot 12,8)} = 118,881 \text{ кВ;}$$

$$U_2 = \sqrt{U_{6п}^2 - 2 \cdot (P_{02} \cdot r_{02} - Q_{02} \cdot x_{01})} =$$

$$= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (36,268 \cdot 6,12 - (-24,534) \cdot 12)} = 116,654 \text{ кВ;}$$

Для решти вузлів результати зводимо до табл. 1.14.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку регулювальних діапазонів напруги силових трансформаторів підстанцій

| Номер<br>пункт<br>у | $S_H$ ,<br>МВА | $P_{кз}$ ,<br>кВт | Обмотк<br>а | $U_{Ti}$<br>кВ | $U_{ki}$<br>,% | Потік<br>потужності<br>по і-й<br>обмотці |                 | $\Delta U_{Ti}$ ,<br>кВ | $U_{min1}$ ,<br>кВ | $U_{max1}$ ,<br>кВ |
|---------------------|----------------|-------------------|-------------|----------------|----------------|------------------------------------------|-----------------|-------------------------|--------------------|--------------------|
|                     |                |                   |             |                |                | $P_i$ ,<br>МВт                           | $Q_i$ ,<br>МВар |                         |                    |                    |
| 1                   | 10             | 60                | ВН          | 115            | 10,5           | 8                                        | -5,79           | 3,773                   | 95,96              | 131,131            |
| 2                   | 40             | 200               | ВН          | 115            | 10,5           | 30                                       | -19,63          | 3,37                    | 96,016             | 131,187            |
|                     |                |                   | СН          | 38,5           | 17             | 20                                       | -12,39          | 0,072                   |                    |                    |
|                     |                |                   | НН          | 11             | 6              | 10                                       | -7,24           | 0,686                   |                    |                    |
| 3                   | 16             | 100               | ВН          | 115            | 10,5           | 13                                       | -8,89           | 3,581                   | 97,159             | 132,33             |
|                     |                |                   | СН          | 38,5           | 17             | 5                                        | -3,09           | 0,056                   |                    |                    |
|                     |                |                   | НН          | 11             | 6              | 78                                       | -5,79           | 1,739                   |                    |                    |
| 4                   | 16             | 85                | ВН          | 115            | 10,5           | 14                                       | -10,1           | 4,092                   | 96,279             | 131,45             |
| 5                   | 16             | 100               | ВН          | 115            | 10,5           | 14                                       | -9,51           | 3,831                   | 97,409             | 132,58             |
|                     |                |                   | СН          | 38,5           | 17             | 6                                        | -3,71           | 0,067                   |                    |                    |
|                     |                |                   | НН          | 11             | 6              | 8                                        | -5,79           | 1,391                   |                    |                    |
| 6                   | 16             | 85                | ВН          | 115            | 10,5           | 17                                       | -12,3           | 4,969                   | 97,156             | 132,327            |
| 7                   | 16             | 100               | ВН          | 115            | 10,5           | 16                                       | -11,7           | 4,753                   | 97,984             | 133,155            |
|                     |                |                   | СН          | 38,5           | 17             | 12                                       | -7,43           | 0,135                   |                    |                    |
|                     |                |                   | НН          | 11             | 6              | 6                                        | -4,34           | 1,403                   |                    |                    |
| 8                   | 10             | 76                | ВН          | 115            | 10,5           | 12                                       | -7,64           | 4,988                   | 97,739             | 132,91             |
|                     |                |                   | СН          | 38,5           | 17             | 10                                       | -6,19           | 0,219                   |                    |                    |
|                     |                |                   | НН          | 11             | 6              | 2                                        | -1,44           | 0,564                   |                    |                    |

Таблиця 1.14 – Результати перевірки перерізів проводів повітряних ліній на відповідність умовам

| № пункту | Діапазон регулювання трансформаторів |                       | Розрахунковий рівень напруги, кВ |
|----------|--------------------------------------|-----------------------|----------------------------------|
|          | U <sub>min</sub> , кВ                | U <sub>max</sub> , кВ |                                  |
| 1        | 95,96                                | 131,131               | 118, 881                         |
| 2        | 96,016                               | 131,187               | 116,654                          |
| 3        | 97,159                               | 132,33                | 115,19                           |
| 4        | 96,279                               | 131,45                | 114,187                          |
| 5        | 97,409                               | 132,58                | 114,736                          |
| 6        | 97,156                               | 132,327               | 117,308                          |
| 7        | 97,984                               | 133,155               | 116,41                           |
| 8        | 97,739                               | 132,91                | 117,736                          |

Усі рекомендовані перерізи проводів ПЛ електричної мережі відповідають вимогам технічних умов (табл. 1.14- 1.15).

## 1.6 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі.

### Підготовка вихідних даних до ітераційного розрахунку

#### 1.6.1 Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередачі

Будь-яка ЛЕП може бути представлена у вигляді симетричної або несиметричної П-подібної або Т-подібної схеми заміщення. До складу будь-якої схеми заміщення ЛЕП входять:

1. активний опір фази лінії  $r_{\text{л}} = r \cdot l_{\text{л}}$  Ом;
2. індуктивний опір фази лінії  $x_{\text{л}} = x \cdot l_{\text{л}}$  Ом;

3. активна провідність лінії  $g_{\text{л}} = g \cdot l_{\text{л}} \text{ См};$

4. ємнісна провідність лінії  $b_{\text{л}} = b \cdot l_{\text{л}} \text{ См}.$

Перераховані вище параметри розраховують за відповідними розрахунковими значеннями погонних величин. В електротехнічних розрахунках погонно активний опір лінії  $r_0$  умовно приймають рівним значенню погонного омичного опору.

Погонний індуктивний опір нерозщепленої фази ЛЕП визначають відповідно до залежності:

$$x_{0i} = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_i}\right) + 0,016 \cdot \mu,$$

де  $\mu$ - магнітна проникність матеріалу  $\mu=1$ .

Погонна активна провідність фази ЛЕП розраховується за виразом:

$$g_{0i} = \frac{\Delta P_{0\text{к}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2},$$

де  $\Delta P_{0\text{к}}$ -середньорічні питомі втрати потужності на корону приймається 0,08 кВт/км.

Погонна ємнісна провідність визначається :

$$b_{0i} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_i}\right)},$$

Значення активного опору для ділянки 0-1:

$$r_{\text{л}01} = r_{240} \cdot l_{01} = 0,118 \cdot 32 = 3,776 \text{ Ом}.$$

Подальші значення розраховуються аналогічно і приведені в табл. 1.15.

Знайдемо погонні параметри для обраних нами перерізів. Погонний індуктивний опір буде:

$$\begin{aligned} x_{0.70} &= 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_i}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = \\ &= 0,443 \text{ Ом/км}; \end{aligned}$$

$$x_{0.95} = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_i}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{13,5}\right) + 0,016 \cdot 1 =$$

$$= 0,432 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0.120} = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_i}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right) + 0,016 \cdot 1 =$$

$$= 0,425 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0.150} = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_i}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{17,1}\right) + 0,016 \cdot 1 =$$

$$= 0,417 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0.185} = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_i}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{18,8}\right) + 0,016 \cdot 1 =$$

$$= 0,411 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0.240} = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_i}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 =$$

$$= 0,403 \text{ Ом/км};$$

Таблиця 1.15 – Активний опір ділянок схеми РЕМ

| Ділянка | Тип проводу | $r_{0i}$ , Ом/км | d, мм | $l_i$ , км | $r_{ли}$ , Ом |
|---------|-------------|------------------|-------|------------|---------------|
| 0-1     | АС-240/32   | 0.118            | 21.6  | 32         | 3,776         |
| 0-2     | АС-150/24   | 0,204            | 17.1  | 30         | 6,12          |
| 1-2     | АС-150/24   | 0.204            | 17.1  | 36         | 7,344         |
| 2-3     | АС-240/32   | 0.118            | 21.6  | 23         | 2,714         |
| 3-4     | АС-70/11    | 0.422            | 11.4  | 29         | 12,238        |
| 4-5     | АС-120/19   | 0.244            | 15.2  | 14         | 3,416         |
| 5-6     | АС-240/32   | 0.118            | 21.6  | 24         | 2,832         |
| 0-6     | АС-185/29   | 0.159            | 18.8  | 23         | 3,657         |
| 6-7     | АС-70/11    | 0.422            | 11.4  | 15         | 6,33          |
| 7-8     | АС-150/24   | 0.204            | 17.1  | 24         | 4,896         |
| 0-8     | АС-120/19   | 0.244            | 15.2  | 30         | 7,32          |

Для напруги 110 кВ втрати потужності на коропу незначні, тому погонною провідністю можна нехтувати.

Погонна ємнісна провідність визначається як:

$$b_{0.70} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_i}\right)} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{0.95} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_i}\right)} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{13,5}\right)} = 2,641 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{0.120} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_i}\right)} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{0.150} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_i}\right)} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{17,1}\right)} = 2,739 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{0.185} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_i}\right)} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{18,8}\right)} = 2,781 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{0.240} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_i}\right)} = \frac{7,588 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}.$$

Розрахунок параметрів схем заміщення покажемо для ділянки 0-1.

Значення індуктивного опору:

$$x_{л01} = r_{240} \cdot l_{01} = 0,403 \cdot 32 = 3,776 \text{ Ом}.$$

Значення ємнісної реактивної провідності:

$$g_{л01} = g_0 \cdot l_{01} = 6,612 \cdot 10^{-9} \cdot 32 = 2,116 \cdot 10^{-7} \text{ См}.$$

Значення ємнісної реактивної провідності:

$$b_{л01} = b_{240} \cdot l_{01} = 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 32 = 84,526 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Значення комплексних опорів:

$$z_{л01} = r_{л01} + jx_{л01} = 3,776 \cdot j12,896 \text{ Ом}.$$

Значення комплексних провідностей:

$$Y_{л01} = g_{л01} + jb_{л01} = 2,116 \cdot 10^{-7} + j84,526 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}$$

Параметри схем заміщення інших ділянок схеми розраховують аналогічно.

Результати розрахунку наведені у табл. 1.16-1.17.

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі

| № діл. | Переріз, F, мм <sup>2</sup> | Довжина ЛЕП, км | Опір ЛЕП, Ом   |                |                |
|--------|-----------------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|
|        |                             |                 | Г <sub>л</sub> | Х <sub>л</sub> | Z <sub>л</sub> |
| 0-1    | 1 × 240                     | 32              | 3.776          | 12.8           | 3.776+j12.8    |
| 0-2    | 2 × 150                     | 30              | 6.12           | 12             | 6.12+j12       |
| 1-2    | 1 × 150                     | 36              | 7.344          | 14.4           | 7.344+j14.4    |
| 2-3    | 1 × 240                     | 23              | 2.714          | 9.2            | 2.714+j9.2     |
| 3-4    | 1 × 70                      | 32              | 12.238         | 11.6           | 12.238+j11.6   |
| 4-5    | 1 × 120                     | 29              | 3.416          | 5.6            | 3.416+j5.6     |
| 5-6    | 2 × 240                     | 14              | 2.832          | 9.6            | 2.832+j9.6     |
| 0-6    | 2 × 185                     | 24              | 3.657          | 9.2            | 3.657+j9.2     |
| 6-7    | 1 × 70                      | 23              | 6.33           | 6              | 6.33+j6        |
| 8-7    | 1 × 150                     | 15              | 4.896          | 9.6            | 4.896+j9.6     |
| 0-8    | 2 × 120                     | 24              | 7.32           | 12             | 7.32+j12       |

Таблиця 1.17 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі

| Переріз,<br>F, мм <sup>2</sup> | Довжина<br>ЛЕП, км | Провідність ЛЕП, См          |                              |                              |
|--------------------------------|--------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
|                                |                    | $g_{\text{л}} \cdot 10^{-6}$ | $b_{\text{л}} \cdot 10^{-6}$ | $Y_{\text{л}} \cdot 10^{-6}$ |
| 1 × 240                        | 32                 | 21,16                        | 84,526                       | 21,16 + j84,526              |
| 2 × 150                        | 30                 | 19,83                        | 83,424                       | 19,83+ j83,424               |
| 1 × 150                        | 36                 | 23,8                         | 92,719                       | 23,8+ j92,719                |
| 1 × 240                        | 23                 | 35,21                        | 60,753                       | 35,21+ j60,753               |
| 1 × 70                         | 32                 | 19,17                        | 74,69                        | 19,17+ j74,69                |
| 1 × 120                        | 29                 | 92,56                        | 36,057                       | 92,56+ j36,057               |
| 2 × 240                        | 14                 | 15,87                        | 64,553                       | 15,87 + j64,553              |
| 2 × 185                        | 24                 | 15,21                        | 65,405                       | 15,21+ j65,405               |
| 1 × 70                         | 23                 | 99,17                        | 38,663                       | 99,17+ j38,663               |
| 1 × 150                        | 15                 | 15,87                        | 61,812                       | 15,87+ j61,812               |
| 2 × 120                        | 24                 | 19,83                        | 80,691                       | 19,83+ j80,691               |

### 1.6.2 Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів

Активний опір двохобмоткового трансформатора визначається як:

$$r_{\text{Т}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{об}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{Н}}^2},$$

Активний опір триобмоткового трансформатора визначається як:

$$r_{\text{ТВ}} = r_{\text{ТС}} = r_{\text{ТН}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{об}}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{\text{Н}}^2},$$

Індуктивний опір двохобмоткового трансформатора визначається як:

$$x_{\text{Т}} = \frac{10 \cdot U_{\text{кi}\%}^2 \cdot U_{\text{об}}^2}{S_{\text{Н}}},$$

Активну провідність трансформаторів визначають як:

$$g_T = \frac{\Delta P_{xx} \cdot 10^{-3}}{U_{OB}^2},$$

Значення індуктивної реактивної провідності трансформаторів визначають як:

$$b_T = -\frac{I_{xx} \cdot S_H \cdot 10^{-3}}{U_{OB}^2},$$

На всіх підстанціях схеми було встановлено по два силових трансформатора. Розрахуємо параметри схем заміщення силових трансформаторів для пункту №2 електричної мережі.

Розраховуємо активний опір триобмоткового трансформатора:

$$r_{TB} = r_{TC} = r_{TH} = \frac{\Delta P_{K32} \cdot U_{OB}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H2}} = \frac{200 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 40^2} = 0,827 \text{ Ом.}$$

Розрахунок активного опору блоку силових трансформаторів:

$$r_{\delta TB} = r_{\delta TC} = r_{\delta TH} = \frac{r_{TB}}{2} = \frac{r_{TC}}{2} = \frac{r_{TH}}{2} = \frac{0,827}{2} = 0,413 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора:

$$x_{TB2} = \frac{10 \cdot U_{KB2\%}^2 \cdot U_{OB}^2}{S_{H2}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{40000} = 35,542 \text{ Ом;}$$

$$x_{TC2} = \frac{10 \cdot U_{KC2\%}^2 \cdot U_{OB}^2}{S_{H2}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{40000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{TH2} = \frac{10 \cdot U_{KH2\%}^2 \cdot U_{OB}^2}{S_{H2}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{40000} = 20,664 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів:

$$x_{\delta TB2} = \frac{x_{TB2}}{2} = \frac{35,542}{2} = 17,771 \text{ Ом;}$$

$$x_{\delta TC2} = \frac{x_{TC2}}{2} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{\delta TH2} = \frac{x_{TH2}}{2} = \frac{20,664}{2} = 10,332 \text{ Ом.}$$

Активну провідність блоків силових трансформаторів:

$$g_{T2} = \frac{\Delta P_{xx2} \cdot 10^{-3}}{U_{OB}^2} = \frac{43 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,251 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Значення індуктивної реактивної провідності силових трансформаторів:

$$b_{T2} = -\frac{\Delta I_{xx2} \cdot S_{H2} \cdot 10^{-3}}{U_{OB}^2} = -\frac{0,6 \cdot 40000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = 18,147 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Активні та реактивні провідності блоків силових трансформаторів

$$g_{6T2} = 2 \cdot g_{T2} = 2 \cdot (3,251 \cdot 10^{-6}) = 6,503 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{6T2} = 2 \cdot b_{T2} = 2 \cdot (18,147 \cdot 10^{-6}) = 36,295 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Повна провідність блоків силових трансформаторів  $Y_{бт}$  См:

$$Y_{6T2} = g_{6T2} + j b_{6T2} = 6,5 \cdot 10^{-6} + 36,3 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Параметри схем заміщення для решти підстанцій схеми електричної мережі розраховують аналогічно. Результати наведені в табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків трансформаторів електричної мережі

| № | Опір блоку трансформаторів, Ом |           |           |           |            |           |           |           | Провідність, См        |                        |                         |
|---|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|------------------------|------------------------|-------------------------|
|   | активний                       |           |           |           | реактивний |           |           |           | $g_{бт} \cdot 10^{-6}$ | $b_{бт} \cdot 10^{-6}$ | $Y_{бт}, \cdot 10^{-6}$ |
|   | $r_{бтС}$                      | $r_{бтВ}$ | $r_{бтС}$ | $r_{бтН}$ | $x_{бт}$   | $x_{бтВ}$ | $x_{бтС}$ | $x_{бтН}$ |                        |                        |                         |
| 1 | 2                              | 3         | 4         | 5         | 6          | 7         | 8         | 9         | 10                     | 11                     | 12                      |
| 1 | 3,96                           | -         | -         | -         | 69,43      | -         | -         | -         | 2,117                  | 10,586                 | (2,12+j10,6)            |
| 2 | 0,827                          | 35,542    | 0         | 20,66     | -          | 17,771    | 0         | 10,3      | 6,503                  | 36,29                  | (6,5+j36,3)             |
| 3 | 2,583                          | 88,85     | 0         | 51,66     | -          | 44,42     | 0         | 25,83     | 3,478                  | 24,19                  | (3,48+j24,2)            |

Закінчення таблиці 1.17

| 1 | 2     | 3      | 4 | 5      | 6      | 7     | 8 | 9      | 10    | 11     | 12           |
|---|-------|--------|---|--------|--------|-------|---|--------|-------|--------|--------------|
| 4 | 2,196 | -      | - | -      | 43,39  | -     | - | -      | 2,873 | 16,938 | (2,87+j16,9) |
| 5 | 2,583 | 88,85  | 0 | 51,66  | -      | 44,42 | 0 | 25,83  | 3,478 | 24,197 | (3.48+j24.2) |
| 6 | 2,196 | -      | - | -      | 43,395 | -     | - | -      | 2,873 | 16,938 | (2,87+j16,9) |
| 7 | 2,583 | 88,85  | 0 | 51,66  | -      | 44,42 | - | 25,83  | 3,478 | 24,197 | (3,48+j24,2) |
| 8 | 5,026 | 142,16 | 0 | 82,656 | -      | 71,08 | 0 | 41,328 | 2,571 | 16,635 | (2,57+j16,6) |

### 1.7 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі

Складемо Z-схему електричної мережі. Виключимо радіальні відгалудження зі складу електричної мережі, , що відбивають поздовжні елементи схем заміщення .

Розрахунок режиму мережі виконуємо за приведеними до сторони вищої напруги значенням навантажень пунктів схеми  $S_{пр}$ , МВА, які розраховуються за виразом:

$$S_{пр} = S_{зад} + \Delta S_{TZ} \cdot 10^{-3} = S_{зад} + (\Delta P_{TZ} + j\Delta Q_{TZ}) \cdot 10^{-3},$$

де  $\Delta S_{TZ}$  - втрати потужності у поздовжніх опорах блоку силових трансформаторів.

Втрати активної потужності  $\Delta P_T$  , і реактивної потужності  $\Delta Q_T$  , в обмотках силового трансформатора визначають :

- для двохобмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_{TZ} = n \cdot \beta_B^2 \cdot \Delta P_{кз},$$

$$\Delta Q_{TZ} = -n \cdot \beta_B^2 \cdot S_H \cdot U_{кз\%} \cdot 10^{-2},$$

- для триобмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_{TZ} = \frac{n \cdot \Delta P_{K3}}{2} \cdot (\beta_{BH}^2 + \beta_{CH}^2 + \beta_{HH}^2),$$

$$\Delta Q_{TZ} = -n \cdot S_H \cdot (\beta_{BH}^2 \cdot U_{KB\%} + \beta_{CH}^2 \cdot U_{KC\%} + \beta_{HH}^2 \cdot U_{KH\%}) \cdot 10^{-2},$$

де  $\beta$  - коефіцієнт завантаження відповідної обмотки трансформатора.

Далі визначаємо еквівалентні провідності всіх пунктів схеми з урахуванням напівсуми провідностей П-подібних схем заміщення:

$$Y_s = 0,5 \cdot \sum_i Y_i + g_{TS} - jb_{TS},$$

Для блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 2, коефіцієнти завантаження обмоток складуть:

$$\beta_{2HH} = \frac{\sqrt{P_{2HH}^2 + Q_{2HH}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{HT2}} = \frac{\sqrt{10^2 + (-7,24)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,154;$$

$$\beta_{2CH} = \frac{\sqrt{P_{2CH}^2 + Q_{2CH}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{HT2}} = \frac{\sqrt{20^2 + (-12,395)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,294;$$

$$\beta_{2BH} = \frac{\sqrt{(P_{2CH} + P_{2HH})^2 + (Q_{2CH} + Q_{2HH})^2}}{n \cdot S_{HT2}} = 0,448.$$

Коефіцієнти завантаження решти блоків силових трансформаторів визначаються аналогічно. Результати розрахунків зведено в табл. 1.18.

Втрати величини активних та реактивних потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів, в пункті 1:

$$\Delta P_{TZ2} = \frac{n \cdot \Delta P_{K32}}{2} \cdot (\beta_{2BH}^2 + \beta_{2CH}^2 + \beta_{2HH}^2) = \frac{2 \cdot 200}{2} \cdot (0,154^2 + 0,294^2 + 0,448^2) = 62,191 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ2} = -n \cdot S_{H2} \cdot (\beta_{2BH}^2 \cdot U_{KB\%} + \beta_{2CH}^2 \cdot U_{KC\%} + \beta_{2HH}^2 \cdot U_{KH\%}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 40000 \cdot (0,154^2 \cdot 6,25 + 0,294^2 \cdot 0 + 0,448^2 \cdot 10,75) = 1845,13 \text{ кВАр}.$$

Розрахуємо значення приведенного навантаження пункту 2:

$$S_{пр} = S_{зад2} + (\Delta P_{TZ2} + j\Delta Q_{TZ2}) \cdot 10^{-3} = 30 - j19,635 + (62,191 - j1845,13) \cdot 10^{-3} = 30,062 - j21,48 \text{ МВА}.$$

Розрахункове значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі становитиме:

$$Y_2 = 6,5 \cdot 10^{-6} + 154,748 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Аналогічно розраховуємо приведені навантаження та значення еквівалентних провідностей для решти пунктів, результати розрахунку зведені в табл. 1.19.

Таблиця 1.18 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трьохобмоткових трансформаторів

| № Пункту | $\beta_{\text{HH}}$ | $\beta_{\text{CH}}$ | $\beta_{\text{BH}}$ | $\Delta P_{\text{TZ}}$ , кВт | $\Delta Q_{\text{TZ}}$ , кВАр | $S_{\text{пр}}$ , МВА |
|----------|---------------------|---------------------|---------------------|------------------------------|-------------------------------|-----------------------|
| 2        | 0,154               | 0,294               | 0,448               | 62,191                       | -1845,13                      | 30,026-21,48 · $i$    |
| 3        | 0,309               | 0,184               | 0,492               | 37,181                       | -1023,22                      | 13,037-9,914 · $i$    |
| 5        | 0,309               | 0,221               | 0,529               | 42,394                       | -1153,17                      | 14,042-10,664 · $i$   |
| 7        | 0,231               | 0,441               | 0,672               | 69,965                       | -1660,62                      | 18,07-13,441 · $i$    |
| 8        | 0,123               | 0,588               | 0,711               | 65,855                       | -1105,92                      | 12,066-8,751 · $i$    |

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових двообмоткових трансформаторів

| № Пункту | $\beta$ | $\Delta P_{\text{TZ}}$ , кВт | $\Delta Q_{\text{TZ}}$ , кВАр | $S_{\text{пр}}$ , МВА |
|----------|---------|------------------------------|-------------------------------|-----------------------|
| 1        | 0,494   | 29,264                       | -512,117                      | 8,029-6,304 · $i$     |
| 4        | 0,54    | 49,595                       | -980,224                      | 14,05-11,11 · $i$     |
| 6        | 0,656   | 73,127                       | -1445,33                      | 17,073-13,75 · $i$    |

## 1.8 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у схемі електричної мережі. Для розрахунку використаємо значення приведених навантажень пунктів схеми мережі і повних опорів ділянок схеми мережі.

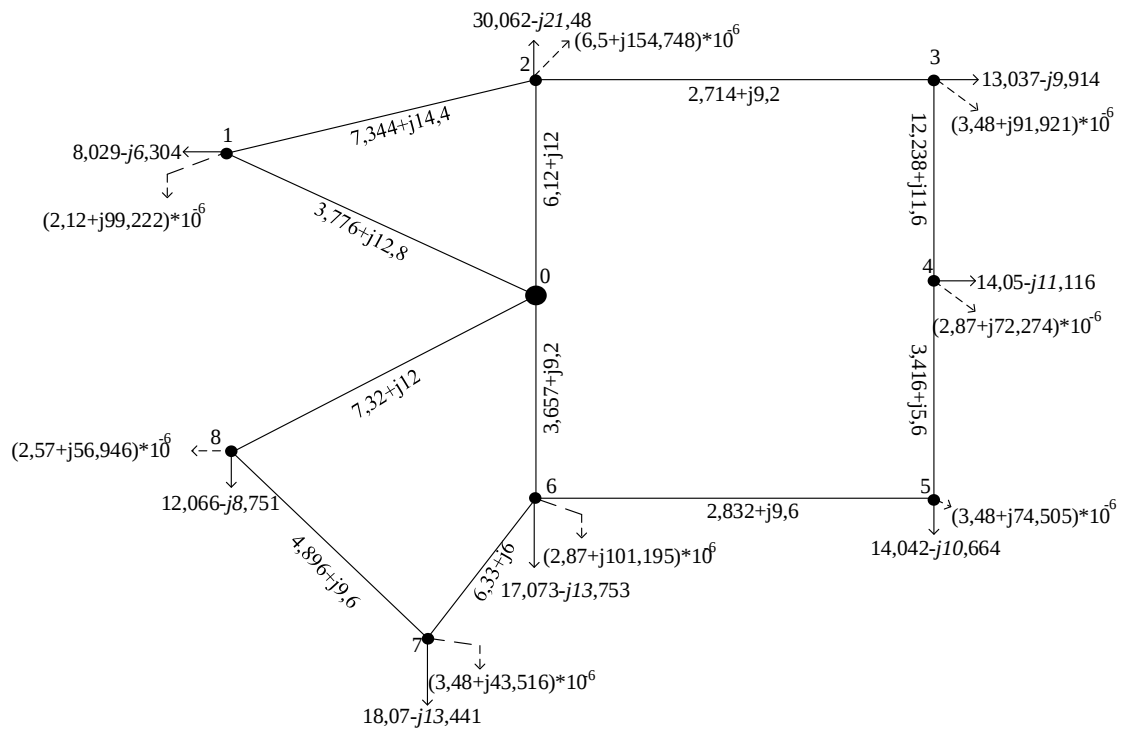


Рисунок 1.6 – Вихідні дані для розпаханку електричної мережі у максимальному режимі роботи

Розрахунок проводитимемо, використовуючи метод контурних рівнянь.

Для отримання розімкнутої схеми мережі, умовно видалимо ділянки 1-2, 5-6, та 6-7.

Потокорозподіл в умовно розімкненій схемі мережі:

$$S_{роз01} = S_{пр1} = 8,029 - 6,304 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{роз45} = S_{пр5} = 14,042 - 10,664 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{роз34} = S_{пр4} + S_{роз45} = 28,092 - 21,78 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{роз23} = S_{пр3} + S_{роз34} = 41,191 - 31,693 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{роз02} = S_{пр2} + S_{роз23} = 71,191 - 53,173 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{роз06} = S_{пр6} = 17,073 - 13,753 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{роз87} = S_{пр7} = 18,07 - 13,441 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{роз08} = S_{пр8} + S_{роз87} = 30,136 - 22,193 \cdot i \text{ МВА}.$$

Власні та взаємні опори контурів:

$$Z_I = Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{0-2} = 17,24 + 40,432 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{II} = Z_{0-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{4-5} + Z_{5-6} + Z_{0-6} = 30,977 + 59,695 \cdot i \text{ Ом};$$

$$Z_{III} = Z_{0-6} + Z_{6-7} + Z_{8-7} + Z_{0-8} = 26,001 + 42,831 \cdot i \text{ Ом}.$$

Складемо та розв'яжемо систему рівнянь для 3-х контурів

$$\begin{aligned} -S_{\text{роз}01} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} &= -S_I \cdot Z_I + S_{II} \cdot Z_{I-II} \\ -S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} + S_{\text{роз}06} \cdot Z_{0-6} - S_{\text{роз}23} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{роз}34} \cdot Z_{3-4} - S_{\text{роз}45} \cdot Z_{4-5} &= \\ = -S_{II} \cdot Z_{II} + S_I \cdot Z_{I-II} + S_{III} \cdot Z_{II-III} \\ -S_{\text{роз}06} \cdot Z_{0-6} + S_{\text{роз}37} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{роз}08} \cdot Z_{0-8} &= -S_{III} \cdot Z_{III} + S_{II} \cdot Z_{II-III} \end{aligned}$$

Розв'язок данної системи:

$$S_I = -12,171 + 10,189 \cdot i; \quad S_{II} = 22,52 - 18,373 \cdot i; \quad S_{III} = -4,239 + 3,914 \cdot i.$$

Обчислимо результуючий поточкорозподіл на ділянках схеми, МВА:

$$S_{\text{рез}01} = S_{\text{роз}01} = S_{\text{роз}01} - S_I = 20,201 - 16,493 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}02} = S_{\text{роз}02} + S_I - S_{II} = 36,499 - 24,61 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}12} = -S_I = 12,172 - 10,189 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}23} = S_{\text{роз}23} - S_{II} = 18,608 - 13,32 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}34} = S_{\text{роз}34} - S_{II} = 5,571 - 3,406 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}45} = S_{\text{роз}45} - S_{II} = -8,478 + 7,71 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}56} = S_{II} = 22,52 - 18,373 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}06} = S_{\text{роз}06} + S_{II} - S_{III} = 43,833 - 36,041 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}67} = -S_{III} = 4,239 - 3,914 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}37} = S_{\text{роз}37} + S_{III} = 13,831 - 9,527 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}08} = S_{\text{роз}08} + S_{III} = 25,897 - 18,278 \cdot i \text{ МВА}.$$

Виконаємо перевірку за II законом Кірхгофа:

$$-S_{\text{роз}01} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} - S_{\text{роз}12} \cdot Z_{1-2} = 2,842 \cdot 10^{-14} + 1,421 \cdot i \cdot 10^{-14}$$

$$\begin{aligned} -S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} + S_{\text{роз}06} \cdot Z_{0-6} - S_{\text{роз}23} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{роз}34} \cdot Z_{3-4} - S_{\text{роз}45} \cdot Z_{4-5} + \\ + S_{\text{роз}56} \cdot Z_{5-6} = -1,705 \cdot 10^{-13} - 2,558 \cdot i \cdot 10^{-13} \end{aligned}$$

$$-S_{\text{роз}06} \cdot Z_{0-6} + S_{\text{роз}37} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{роз}08} \cdot Z_{0-8} - S_{\text{роз}67} \cdot Z_{6-7} = 2,842 \cdot 10^{-14} +$$

$$+1,421 \cdot i \cdot 10^{-13}$$

Отже, розрахунок виконано вірно

Перша ітерація

Втрати потужності в опорах ділянки:

$$S_{01} = \frac{|S_{\text{рез01}}|}{0.5 \cdot (U_0^2 + U_1^2)} \cdot \overline{Z_{01}} = 0,192 - 0,656 \cdot i \text{ МВА.}$$

Втрати потужностей у провідностях пунктів:

$$\Delta S_{y_{m1}} = y_1 \cdot U_1^2 = 0,026 + 1,201 \cdot i \text{ МВА.}$$

Додаткові навантаження пунктів:

$$\Delta S_{1m} = \Delta S_{y_{m1}} + 0,5 \cdot (S_{\text{рез01}} + S_{\text{рез12}}) = 0,122 + 0,873 \cdot i \text{ МВА.}$$

Додатковий поточкорозподіл від втрат потужності:

$$\Delta S_{p_{01m}} = \Delta S_{1m} = 0,122 + 0,873 \cdot i \text{ МВА.}$$

Складемо та розв'яжемо систему рівнянь для 3-х контурів

$$\begin{aligned} -S_{\text{роз01}} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{роз02}} \cdot Z_{0-2} &= -S_I \cdot Z_I + S_{II} \cdot Z_{I-II} \\ -S_{\text{роз02}} \cdot Z_{0-2} + S_{\text{роз06}} \cdot Z_{0-6} - S_{\text{роз23}} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{роз34}} \cdot Z_{3-4} - S_{\text{роз45}} \cdot Z_{4-5} &= \\ = -S_{II} \cdot Z_{II} + S_I \cdot Z_{I-II} + S_{III} \cdot Z_{II-III} \\ -S_{\text{роз06}} \cdot Z_{0-6} + S_{\text{роз37}} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{роз08}} \cdot Z_{0-8} &= -S_{III} \cdot Z_{III} + S_{II} \cdot Z_{II-III} \end{aligned}$$

Розв'язок данної системи:

$$S_I = -12,171 + 10,189 \cdot i; \quad S_{II} = 22,52 - 18,373 \cdot i; \quad S_{III} = -4,239 + 3,914 \cdot i.$$

Обчислимо результуючий поточкорозподіл на ділянках схеми:

$$S_{\text{рез01}} = S_{\text{роз01}} - S_I = 0,365 + 1,182 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез02}} = S_{\text{роз02}} + S_I - S_{II} = 0,446 + 1,553 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез12}} = -S_I = 0,243 + 0,309 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез23}} = S_{\text{роз23}} - S_{II} = 0,091 + 1,053 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез34}} = S_{\text{роз34}} - S_{II} = -0,01 + 0,142 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез45}} = S_{\text{роз45}} - S_{II} = -0,067 - 0,71 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез56}} = S_{\text{II}} = 0,127 + 1,579 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{\text{рез06}} = S_{\text{роз06}} + S_{\text{II}} - S_{\text{III}} = 0,762 + 1,275 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{\text{рез67}} = -S_{\text{III}} = 0,061 - 0,053 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{\text{рез87}} = S_{\text{роз87}} + S_{\text{III}} = 0,052 + 0,488 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{\text{рез08}} = S_{\text{роз08}} + S_{\text{III}} = 0,416 + 0,542 \cdot i \text{ MBA}.$$

Виконаємо перевірку

$$-S_{\text{роз01}} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{роз02}} \cdot Z_{0-2} - S_{\text{роз12}} \cdot Z_{1-2} = -2,22 \cdot 10^{-15} + 1,776 \cdot i \cdot 10^{-15}$$

$$-S_{\text{роз02}} \cdot Z_{0-2} + S_{\text{роз06}} \cdot Z_{0-6} - S_{\text{роз23}} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{роз34}} \cdot Z_{3-4} - S_{\text{роз45}} \cdot Z_{4-5} + \\ + S_{\text{роз56}} \cdot Z_{5-6} = -1,421 \cdot 10^{-14} - 3,553 \cdot i \cdot 10^{-15}$$

$$-S_{\text{роз06}} \cdot Z_{0-6} + S_{\text{роз87}} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{роз08}} \cdot Z_{0-8} - S_{\text{роз67}} \cdot Z_{6-7} = -1,776 \cdot 10^{-15}$$

Результуючий потокорозподіл на першій ітерації, MBA:

$$S_{\text{рез01m}} = S_{\text{рез01m}} + S_{\text{рез01}} = 20,566 - 15,312 \cdot i \text{ MBA}.$$

Рівні напруг в пунктах схеми, кВ:

$$U_{m1} = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (20,566 \cdot 3,776) - (-15,312) \cdot i \cdot 12,896} = 118,705 \text{ кВ}.$$

Перевірка збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі ( $\varepsilon = 0,01$ ) :

$$U_{1m} = \frac{|U_1 - U_{1m}|}{U_1} \cdot 100 = 7,913 \text{ кВ} > \varepsilon.$$

Потрібно продовжити ітераційний розрахунок. Результати розрахунку наведені в (табл. 1.20- 1.22).

Таблиця 1.20 –Зведена таблиця значень потужностей

| Ділянка | $S$ , МВА             | $\Delta S_{01m}$ , МВА | $S_{рез01m}$ , МВА      |
|---------|-----------------------|------------------------|-------------------------|
| 0-1     | $0,192-0,656 \cdot i$ | $0,365+1,182 \cdot i$  | $20,556-15,312 \cdot i$ |
| 0-2     | $0,887-1,814 \cdot i$ | $0,446+1,553 \cdot i$  | $36,945-23,057 \cdot i$ |
| 1-2     | $0,153-0,313 \cdot i$ | $0,243+0,309 \cdot i$  | $12,415-9,88 \cdot i$   |
| 2-3     | $0,117-0,401 \cdot i$ | $0,091+1,053 \cdot i$  | $18,699-12,266 \cdot i$ |
| 3-4     | $0,043-0,045 \cdot i$ | $-0,01+0,142 \cdot i$  | $5,561-3,264 \cdot i$   |
| 4-5     | $0,037-0,065 \cdot i$ | $-0,067-0,71 \cdot i$  | $-8,545+7 \cdot i$      |
| 5-6     | $0,198-0,675 \cdot i$ | $0,127+1,579 \cdot i$  | $22,648-16,794 \cdot i$ |
| 0-6     | $0,881-2,277 \cdot i$ | $0,762+1,257 \cdot i$  | $44,595-34,766 \cdot i$ |
| 6-7     | $0,028-0,029 \cdot i$ | $0,061-0,053 \cdot i$  | $4,3-3,967 \cdot i$     |
| 8-7     | $0,114-0,233 \cdot i$ | $0,052+0,448 \cdot i$  | $13,883-9,079 \cdot i$  |
| 0-8     | $0,55-0,957 \cdot i$  | $0,416+0,542 \cdot i$  | $26,312-17,737 \cdot i$ |

Таблиця 1.21 –Зведена таблиця значень потужностей

| Пункт | $\Delta S_{ym}$ , МВА | $\Delta S_m$ , МВА    |
|-------|-----------------------|-----------------------|
| 1     | $0,026+1,201 \cdot i$ | $0,122+0,873 \cdot i$ |
| 2     | $0,079+1,872 \cdot i$ | $0,599+0,809 \cdot i$ |
| 3     | $0,042+1,112 \cdot i$ | $0,101+0,912 \cdot i$ |
| 4     | $0,035+0,875 \cdot i$ | $0,056+0,852 \cdot i$ |
| 5     | $0,042+0,902 \cdot i$ | $0,061+0,869 \cdot i$ |
| 6     | $0,035+1,224 \cdot i$ | $0,574+0,252 \cdot i$ |
| 7     | $0,042+0,527 \cdot i$ | $0,113+0,395 \cdot i$ |
| 8     | $0,031+0,689 \cdot i$ | $0,363+0,094 \cdot i$ |

Таблиця 1.22 – Значення модулів середньо лінійних напруг в пунктах схеми

| Ділянка | $ U $ , кВ | $\Delta U$ , кВ |
|---------|------------|-----------------|
| 1       | 118,705    | 7,913           |
| 2       | 116,669    | 6,063           |
| 3       | 115,251    | 4,773           |
| 4       | 114,293    | 3,902           |
| 5       | 114,91     | 4,464           |
| 6       | 116,865    | 6,241           |
| 7       | 116,13     | 5,573           |
| 8       | 117,49     | 6,809           |

Решта ітерацій розраховується аналогічно. Ітераційний процес збігається на 3-й ітерації, результати ітераційних розрахунків зведені в (табл. 1.23-1.28).

#### Ітерація 2

Таблиця 1.23 –Зведена таблиця значень потужностей

| Ділянка | $S$ , МВА             | $\Delta S_{01m}$ , МВА | $S_{рез01m}$ , МВА      |
|---------|-----------------------|------------------------|-------------------------|
| 0-1     | $0,179-0,611 \cdot i$ | $0,37+1,47 \cdot i$    | $20,571-15,022 \cdot i$ |
| 0-2     | $0,84-1,717 \cdot i$  | $0,413+1,913 \cdot i$  | $36,911-22,697 \cdot i$ |
| 1-2     | $0,134-0,273 \cdot i$ | $0,251+0,379 \cdot i$  | $12,423-9,81 \cdot i$   |
| 2-3     | $0,106-0,361 \cdot i$ | $0,088+1,18 \cdot i$   | $18,697-12,139 \cdot i$ |
| 3-4     | $0,044-0,042 \cdot i$ | $-0,011+0,14 \cdot i$  | $5,561-3,266 \cdot i$   |
| 4-5     | $0,034-0,059 \cdot i$ | $-0,068-0,783 \cdot i$ | $-8,546+6,927 \cdot i$  |
| 5-6     | $0,178-0,608 \cdot i$ | $0,131+1,737 \cdot i$  | $22,652-16,636 \cdot i$ |
| 0-6     | $0,832-2,151 \cdot i$ | $0,746+1,685 \cdot i$  | $44,579-34,357 \cdot i$ |
| 6-7     | $0,025-0,026 \cdot i$ | $0,07-0,055 \cdot i$   | $4,309-3,969 \cdot i$   |
| 8-7     | $0,101-0,207 \cdot i$ | $0,04+0,525 \cdot i$   | $13,87-9,002 \cdot i$   |
| 0-8     | $0,517-0,9 \cdot i$   | $0,384+0,758 \cdot i$  | $26,281-17,521 \cdot i$ |

Таблиця 1.24 –Зведена таблиця значень потужностей

| Пункт | $\Delta S_{ym}, \text{MBA}$ | $\Delta S_m, \text{MBA}$ |
|-------|-----------------------------|--------------------------|
| 1     | $0,03+1,398 \cdot i$        | $0,119+1,093 \cdot i$    |
| 2     | $0,088+2,106 \cdot i$       | $0,575+1,111 \cdot i$    |
| 3     | $0,046+1,221 \cdot i$       | $0,099+1,04 \cdot i$     |
| 4     | $0,037+0,944 \cdot i$       | $0,057+0,923 \cdot i$    |
| 5     | $0,046+0,984 \cdot i$       | $0,063+0,954 \cdot i$    |
| 6     | $0,039+1,382 \cdot i$       | $0,544+0,002 \cdot i$    |
| 7     | $0,047+0,587 \cdot i$       | $0,11+0,47 \cdot i$      |
| 8     | $0,035+0,786 \cdot i$       | $0,345+0,233 \cdot i$    |

Таблиця 1.25 – Значення модулів середньо лінійних напруг в пунктах схеми

| Ділянка | $ U , \text{кВ}$ | $\Delta U, \text{кВ}$ |
|---------|------------------|-----------------------|
| 1       | 118,736          | 0,026                 |
| 2       | 116,709          | 0,035                 |
| 3       | 115,302          | 0,044                 |
| 4       | 114,344          | 0,045                 |
| 5       | 114,958          | 0,041                 |
| 6       | 116,899          | 0,029                 |
| 7       | 116,163          | 0,028                 |
| 8       | 117,515          | 0,022                 |

## Ітерація 3

Таблиця 1.26–Зведена таблиця значень потужностей

| Ділянка | $S, \text{MBA}$       | $\Delta S_{01m}, \text{MBA}$ | $S_{рез01m}, \text{MBA}$ |
|---------|-----------------------|------------------------------|--------------------------|
| 1       | 2                     | 3                            | 4                        |
| 0-1     | $0,179-0,61 \cdot i$  | $0,37+1,473 \cdot i$         | $20,571-15,02 \cdot i$   |
| 0-2     | $0,839-1,716 \cdot i$ | $0,413+1,916 \cdot i$        | $36,911-22,695 \cdot i$  |

Закінчення таблиці 1.26

| 1   | 2                     | 3                      | 4                       |
|-----|-----------------------|------------------------|-------------------------|
| 1-2 | $0,134-0,273 \cdot i$ | $0,251+0,379 \cdot i$  | $12,423-9,81 \cdot i$   |
| 2-3 | $0,106-0,361 \cdot i$ | $0,088+1,182 \cdot i$  | $18,697-12,138 \cdot i$ |
| 3-4 | $0,04-0,042 \cdot i$  | $-0,011+0,14 \cdot i$  | $5,561-3,266 \cdot i$   |
| 4-5 | $0,034-0,059 \cdot i$ | $-0,068-0,784 \cdot i$ | $-8,546+6,926 \cdot i$  |
| 5-6 | $0,178-0,608 \cdot i$ | $0,131+1,739 \cdot i$  | $22,652-16,635 \cdot i$ |
| 0-6 | $0,832-2,151 \cdot i$ | $0,746+1,687 \cdot i$  | $44,579-34,354 \cdot i$ |
| 6-7 | $0,025-0,026 \cdot i$ | $0,071-0,055 \cdot i$  | $4,31-3,969 \cdot i$    |
| 8-7 | $0,101-0,207 \cdot i$ | $0,039+0,526 \cdot i$  | $13,87-9,001 \cdot i$   |
| 0-8 | $0,517-0,9 \cdot i$   | $0,384+0,759 \cdot i$  | $26,281-17,52 \cdot i$  |

Таблиця 1.27 –Зведена таблиця значень потужностей

| Пункт | $\Delta S_{ym}, \text{MBA}$ | $\Delta S_m, \text{MBA}$ |
|-------|-----------------------------|--------------------------|
| 1     | $0,03+1,399 \cdot i$        | $0,119+1,094 \cdot i$    |
| 2     | $0,0889+2,108 \cdot i$      | $0,575+1,113 \cdot i$    |
| 3     | $0,046+1,222 \cdot i$       | $0,099+1,042 \cdot i$    |
| 4     | $0,038+0,945 \cdot i$       | $0,057+0,924 \cdot i$    |
| 5     | $0,046+0,985 \cdot i$       | $0,063+0,955 \cdot i$    |
| 6     | $0,039+1,383 \cdot i$       | $0,544+0,003 \cdot i$    |
| 7     | $0,047+0,587 \cdot i$       | $0,11+0,471 \cdot i$     |
| 8     | $0,035+0,786 \cdot i$       | $0,345+0,233 \cdot i$    |

Таблиця 1.28 – Значення модулів середньо лінійних напруг в пунктах схеми

| Ділянка | $ U , \text{kV}$ | $\Delta U, \text{kV}$ |
|---------|------------------|-----------------------|
| 1       | 2                | 3                     |
| 1       | 118,736          | 0                     |
| 2       | 116,709          | 0                     |

Закінчення таблиці 1.28

| 1 | 2       | 3 |
|---|---------|---|
| 3 | 115,302 | 0 |
| 4 | 114,344 | 0 |
| 5 | 114,958 | 0 |
| 6 | 116,899 | 0 |
| 7 | 116,163 | 0 |
| 8 | 117,515 | 0 |

Потокорозподіл потужностей на ділянках схеми

$$S_{01} = \overline{U}_{01} \cdot I_{01} \cdot 10^{-3} = (119,05 + 1,22 \cdot i) \cdot (281,22 - 174,188 \cdot i) \cdot 10^{-3}$$

$$S_{01} = 33,693 - 20,392 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{12} = \overline{U}_{12} \cdot I_{12} \cdot 10^{-3} = (116,506 - 2,85 \cdot i) \cdot (111,068 - 64,338 \cdot i) \cdot 10^{-3}$$

$$S_{12} = 13,123 - 7,179 \cdot i \text{ МВА}.$$

Решта значень потокорозподілу потужності зведено в табл. 1.29.

Таблиця 1.29 – Значення потокорозподілу потужностей на ділянках схеми

| Ділянка | S, МВА                   | S , МВА | I, МВА  |
|---------|--------------------------|---------|---------|
| 1       | 2                        | 3       | 4       |
| 0-1     | 20,571-15,02 · <i>i</i>  | 25,471  | 133,689 |
| 0-2     | 36,911-22,695 · <i>i</i> | 43,33   | 227,424 |
| 1-2     | 12,423-9,81 · <i>i</i>   | 15,829  | 83,081  |
| 2-3     | 18,697-12,138 · <i>i</i> | 22,291  | 116,998 |
| 3-4     | 5,561-3,266 · <i>i</i>   | 6,449   | 33,846  |
| 4-5     | -8,546+6,926 · <i>i</i>  | 11,0001 | 57,738  |
| 5-6     | 22,652-16,635 · <i>i</i> | 28,104  | 147,506 |
| 0-6     | 44,579-34,354 · <i>i</i> | 56,28   | 295,394 |
| 6-7     | 4,31-3,969 · <i>i</i>    | 5,859   | 30,752  |

Закінчення таблиці 1.29

| 1   | 2                      | 3      | 4       |
|-----|------------------------|--------|---------|
| 7-8 | $13,87-9,001 \cdot i$  | 16,535 | 86,787  |
| 0-8 | $26,281-17,52 \cdot i$ | 31,585 | 165,778 |

Сумарні втрати потужності в мережі

$$\Delta S_{\Sigma 0} = 1,912 + 8,134 \cdot i \text{ МВА.}$$

Розрахований потокорозподіл нанесений на рис 1.7.

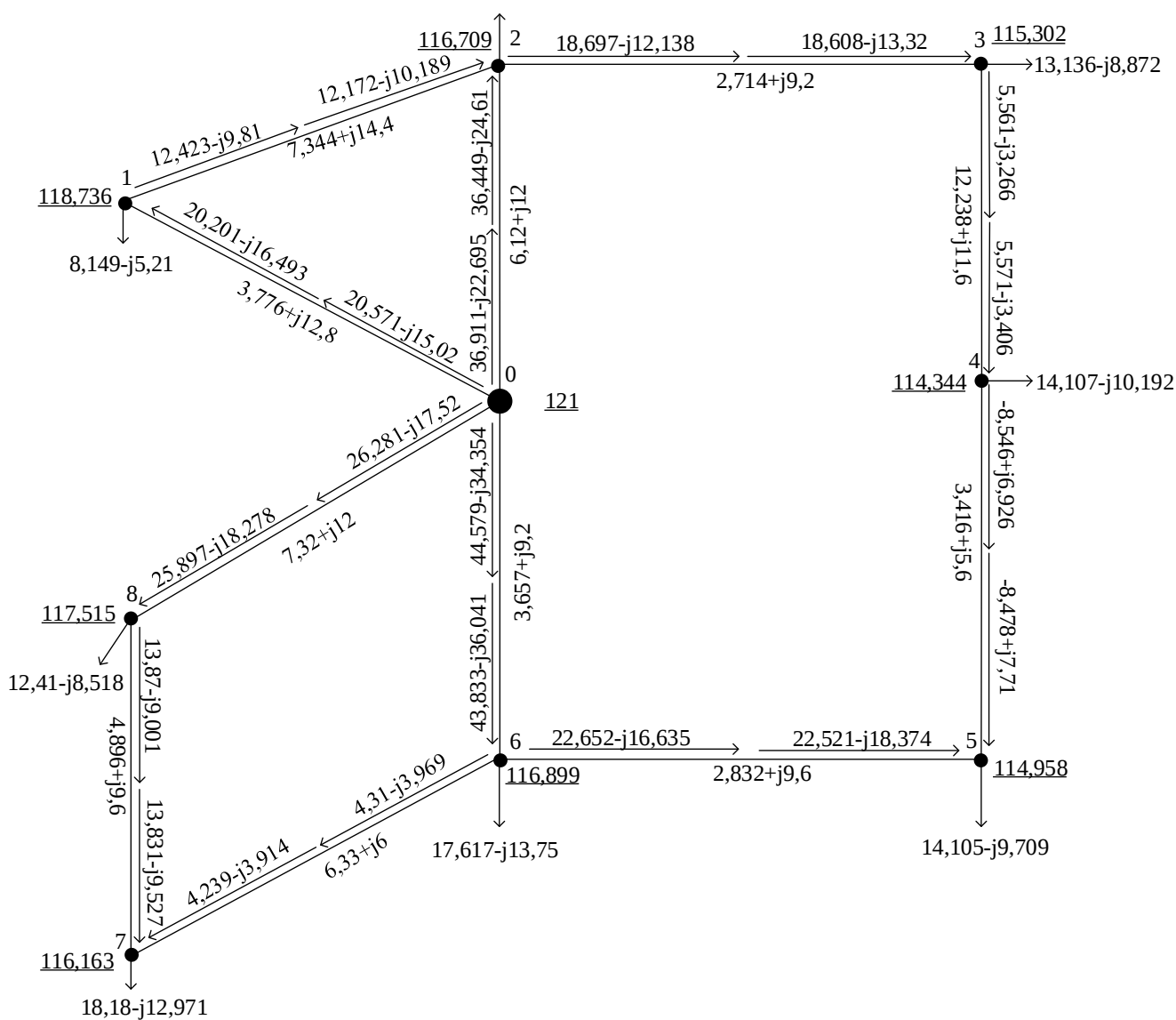


Рисунок 1.7 – Розрахунковий потокорозподіл потужності в режимі максимальних навантажень

## 1.9 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при мінімальному навантаженні

Коефіцієнт зниження активного навантаження в період мінімальних навантажень  $\alpha = 0,4$ .

Навантаження пунктів в режимі мінімальних навантажень:

$$\begin{aligned} S_{min1} &= S_{max1} \cdot \alpha = 8,0 - 5,792 \cdot i \cdot 0,4 = 3,2 - 2,317 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{min2} &= S_{max2} \cdot \alpha = 30,0 - 19,635 \cdot i \cdot 0,4 = 12 - 7,854 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{min3} &= S_{max3} \cdot \alpha = 13,0 - 8,891 \cdot i \cdot 0,4 = 5,2 - 3,556 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{min4} &= S_{max4} \cdot \alpha = 14,0 - 10,136 \cdot i \cdot 0,4 = 5,6 - 4,054 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{min5} &= S_{max5} \cdot \alpha = 14,0 - 9,51 \cdot i \cdot 0,4 = 5,6 - 3,804 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{min6} &= S_{max6} \cdot \alpha = 17,0 - 12,308 \cdot i \cdot 0,4 = 6,8 - 4,932 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{min7} &= S_{max7} \cdot \alpha = 18,0 - 11,781 \cdot i \cdot 0,4 = 7,2 - 4,712 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{min8} &= S_{max8} \cdot \alpha = 12,0 - 7,645 \cdot i \cdot 0,4 = 4,8 - 3,058 \cdot i \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Приведене навантаження пунктів:

$$\begin{aligned} S_{пр1} &= S_{min1} + (\Delta P_{TZ1} + j\Delta Q_{TZ1}) \cdot 10^{-3} = 3,205 - 2,399 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр2} &= S_{min2} + (\Delta P_{TZ2} + j\Delta Q_{TZ2}) \cdot 10^{-3} = 12,01 - 8,149 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр3} &= S_{min2} + (\Delta P_{TZ3} + j\Delta Q_{TZ3}) \cdot 10^{-3} = 5,206 - 3,72 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр4} &= S_{min2} + (\Delta P_{TZ4} + j\Delta Q_{TZ4}) \cdot 10^{-3} = 5,608 - 4,211 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр5} &= S_{min2} + (\Delta P_{TZ5} + j\Delta Q_{TZ5}) \cdot 10^{-3} = 5,607 - 3,989 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр6} &= S_{min2} + (\Delta P_{TZ6} + j\Delta Q_{TZ6}) \cdot 10^{-3} = 6,812 - 5,154 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр7} &= S_{min2} + (\Delta P_{TZ7} + j\Delta Q_{TZ7}) \cdot 10^{-3} = 7,211 - 4,978 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр8} &= S_{min2} + (\Delta P_{TZ8} + j\Delta Q_{TZ8}) \cdot 10^{-3} = 4,811 - 3,236 \cdot i \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Розімкнемо перемички 1-2, 2-3, 4-5 і розрахуємо потокорозподіл умовно розімкненої Z-схеми мережі, МВА

$$\begin{aligned} S_{пр01} &= S_{пр1} = 3,205 - 2,399 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр45} &= S_{пр5} = 5,607 - 3,989 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр34} &= S_{пр4} + S_{пр45} = 11,215 - 8,2 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр23} &= S_{пр3} + S_{пр34} = 16,421 - 11,921 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{пр02} &= S_{пр2} + S_{пр23} = 28,431 - 20,069 \cdot i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{\text{пр}06} = S_{\text{пр}6} = 6,812 - 5,154 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{пр}87} = S_{\text{пр}7} = 7,211 - 4,978 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{пр}08} = S_{\text{пр}8} + S_{\text{пр}87} = 12,022 - 8,214 \cdot i \text{ МВА}.$$

Складемо та розв'яжемо систему рівнянь для 3-х контурів

$$\begin{aligned} -S_{\text{пр}01} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{пр}02} \cdot Z_{0-2} &= -S_I \cdot Z_I + S_{II} \cdot Z_{I-II} \\ -S_{\text{пр}02} \cdot Z_{0-2} + S_{\text{пр}06} \cdot Z_{0-6} - S_{\text{пр}23} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{пр}34} \cdot Z_{3-4} - S_{\text{пр}45} \cdot Z_{4-5} &= \\ = -S_{II} \cdot Z_{II} + S_I \cdot Z_{I-II} + S_{III} \cdot Z_{II-III} \\ -S_{\text{пр}06} \cdot Z_{0-6} + S_{\text{пр}87} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{пр}08} \cdot Z_{0-8} &= -S_{III} \cdot Z_{III} + S_{II} \cdot Z_{II-III} \end{aligned}$$

Розв'язок данної системи

$$S_I = -4,873 + 3,858 \cdot i; \quad S_{II} = 9,01 - 6,953 \cdot i; \quad S_{III} = -1,699 + 1,431 \cdot i;$$

Обчислимо результуючий потікорозподіл на ділянках схеми:

$$S_{\text{рез}01} = S_{\text{пр}01} - S_I = 8,078 - 6,256 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}02} = S_{\text{пр}02} + S_I - S_{II} = 14,547 - 9,258 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}12} = -S_I = 4,873 - 3,858 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}23} = S_{\text{пр}23} - S_{II} = 7,411 - 4,968 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}34} = S_{\text{пр}34} - S_{II} = 2,205 - 1,247 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}45} = S_{\text{пр}45} - S_{II} = -3,403 + 2,964 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}56} = S_{II} = 9,01 - 6,953 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}06} = S_{\text{пр}06} + S_{II} - S_{III} = 17,521 - 13,539 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}67} = -S_{III} = 1,699 - 1,431 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}87} = S_{\text{пр}87} + S_{III} = 5,512 - 3,547 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}08} = S_{\text{пр}08} + S_{III} = 10,323 - 6,783 \cdot i \text{ МВА}.$$

Виконаємо перевірку

$$\begin{aligned} -S_{\text{пр}01} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{пр}02} \cdot Z_{0-2} &= 5,684 \cdot 10^{-14} \\ -S_{\text{пр}02} \cdot Z_{0-2} + S_{\text{пр}06} \cdot Z_{0-6} - S_{\text{пр}23} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{пр}34} \cdot Z_{3-4} - S_{\text{пр}45} \cdot Z_{4-5} &= \\ = -1,279 \cdot 10^{-13} - 9,948 \cdot i \cdot 10^{-14} \\ -S_{\text{пр}06} \cdot Z_{0-6} + S_{\text{пр}87} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{пр}08} \cdot Z_{0-8} &= 5,684 \cdot 10^{-14} + 5,329 \cdot i \cdot 10^{-14} \end{aligned}$$

Отже, розрахунок виконано вірно.

Перша ітерація

Втрати потужності в опорах ділянки:

$$S_{01} = \frac{|S_{\text{пр}01}|}{0.5 \cdot (U_0^2 + U_1^2)} \cdot \overline{Z_{01}} = 0,029 - 0,101 \cdot i \text{ МВА.}$$

Втрати потужностей у провідностях пунктів:

$$\Delta S_{\text{ym}1} = y_1 \cdot U_1^2 = 0,026 + 1,201 \cdot i \text{ МВА.}$$

Додаткові навантаження пунктів:

$$\Delta S_{1\text{m}} = \Delta S_{\text{ym}1} + 0,5 \cdot (S_{\text{пр}01} + S_{\text{пр}12}) = 0,04 + 1,15 \cdot i \text{ МВА.}$$

Додатковий поточкорозподіл від втрат потужності, МВА:

$$\Delta S_{\text{p}01\text{m}} = \Delta S_{1\text{m}} = 0,04 + 1,15 \cdot i \text{ МВА.}$$

Складемо та розв'яжемо систему рівнянь для 3-х контурів

$$\begin{aligned} -S_{\text{пр}01} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{пр}02} \cdot Z_{0-2} &= -S_{\text{I}} \cdot Z_{\text{I}} + S_{\text{II}} \cdot Z_{\text{I-II}} \\ -S_{\text{пр}02} \cdot Z_{0-2} + S_{\text{пр}06} \cdot Z_{0-6} - S_{\text{пр}23} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{пр}34} \cdot Z_{3-4} - S_{\text{пр}45} \cdot Z_{4-5} &= \\ = -S_{\text{II}} \cdot Z_{\text{II}} + S_{\text{I}} \cdot Z_{\text{I-II}} + S_{\text{III}} \cdot Z_{\text{II-III}} \\ -S_{\text{пр}06} \cdot Z_{0-6} + S_{\text{пр}87} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{пр}08} \cdot Z_{0-8} &= -S_{\text{III}} \cdot Z_{\text{III}} + S_{\text{II}} \cdot Z_{\text{II-III}} \end{aligned}$$

Розв'язок данної системи:

$$S_{\text{I}} = -0,14 - 0,574 \cdot i; \quad S_{\text{II}} = 0,093 + 1,6229 \cdot i; \quad S_{\text{III}} = -0,099 + 0,121 \cdot i.$$

Обчислимо результуючий поточкорозподіл на ділянках схеми:

$$S_{\text{рез}01} = S_{\text{пр}01} - S_{\text{I}} = 0,181 + 1,724 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}02} = S_{\text{пр}02} + S_{\text{I}} - S_{\text{II}} = 0,059 + 2,356 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}12} = -S_{\text{I}} = 0,14 + 0,574 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}23} = S_{\text{пр}23} - S_{\text{II}} = 0,04 + 1,22 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}34} = S_{\text{пр}34} - S_{\text{II}} = -0,011 + 0,139 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}45} = S_{\text{пр}45} - S_{\text{II}} = -0,049 - 0,732 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}56} = S_{\text{II}} = 0,093 + 1,629 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{рез06} = S_{пр06} + S_{II} - S_{III} = 0,31 + 2,507 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез67} = -S_{III} = 0,099 - 0,121 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез87} = S_{пр87} + S_{III} = -0,047 + 0,628 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез08} = S_{пр08} + S_{III} = 0,083 + 1,128 \cdot i \text{ MBA}.$$

Виконаємо перевірку

$$-S_{пр01} \cdot Z_{0-1} + S_{пр02} \cdot Z_{0-2} = -4,441 \cdot 10^{-15}$$

$$\begin{aligned} & -S_{пр02} \cdot Z_{0-2} + S_{пр06} \cdot Z_{0-6} - S_{пр23} \cdot Z_{2-3} - S_{пр34} \cdot Z_{3-4} - S_{пр45} \cdot Z_{4-5} = \\ & = -1,599 \cdot 10^{-14} - 3,553 \cdot i \cdot 10^{-15} \end{aligned}$$

$$-S_{пр06} \cdot Z_{0-6} + S_{пр87} \cdot Z_{8-7} + S_{пр08} \cdot Z_{0-8} = 1,11 \cdot i \cdot 10^{-14}$$

Розв'язок данної системи:

$$S_{II} = 0,036 + 0,772 \cdot i; \quad S_{III} = 26,936 \cdot 10^{-3} + 0,205 \cdot i;$$

$$S_{IV} = 09,479 \cdot 10^{-3} - 0,166 \cdot i.$$

Обчислимо результуючий поточкорозподіл на ділянках схеми:

$$S_{рез01m} = S_{пр01} - S_{II} = 0,173 + 1,183 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез12m} = -S_{II} = 0,036 + 0,772 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез23m} = -S_{III} = 6,936 \cdot 10^{-3} + 0,205 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез24m} = S_{пр24} - S_{II} + -S_{III} = 0,048 + 0,325 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез34m} = S_{пр34} + S_{III} = 0,046 + 0,422 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез04m} = S_{пр04} - S_{IV} + S_{II} = 0,212 + 2,026 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез54m} = S_{IV} = 9,479 \cdot 10^{-3} - 0,166 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез65m} = S_{пр65} + S_{IV} = 0,041 + 0,525 \cdot i \text{ MBA};$$

$$S_{рез06m} = S_{пр06} + S_{IV} = 0,11 + 1,128 \cdot i \text{ MBA}.$$

Виконаємо перевірку

$$-S'_{02} \cdot L_{02} + S'_{03} \cdot L_{03} - S'_{23} \cdot L_{23} = 1,443 \cdot 10^{-15} - 1,066 \cdot i \cdot 10^{-15}$$

$$-S'_{03} \cdot L_{03} + S'_{04} \cdot L_{04} - S'_{34} \cdot L_{34} = 2,665 \cdot i \cdot 10^{-15}$$

$$-S'_{04} \cdot L_{04} + S'_{06} \cdot L_{06} + S'_{65} \cdot L_{56} + S'_{54} \cdot L_{45} = 5,773 \cdot i \cdot 10^{-15}$$

Результуючий поточкорозподіл на першій ітерації:

$$S_{\text{рез01м}} = S_{\text{рез01м}} + S_{\text{рез01}} = 8,259 - 4,532 \cdot i \text{ МВА.}$$

Рівні напруг в пунктах схеми:

$$U_{\text{м1}} = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (8,259 \cdot 3,776) - ((-4,532) \cdot i \cdot 12,896)} = 120,257 \text{ кВ.}$$

Перевірка збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі ( $\epsilon = 0,01$ ) :

$$U_{\text{1м}} = \frac{|U_1 - U_{\text{1м}}|}{U_1} \cdot 100 = 9,324 \text{ (кВ)} > \epsilon$$

Потрібно продовжити ітераційний розрахунок. Результати розрахунку наведені в (табл. 1.30- 1.33).

Таблиця 1.30 –Зведена таблиця значень потужностей

| Ділянка | S, МВА                   | $\Delta S_{01\text{м}}$ , МВА | $S_{\text{рез01м}}$ , МВА |
|---------|--------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| 0-1     | $0,029-0,101 \cdot i$    | $0,181+1,724 \cdot i$         | $8,259-4,532 \cdot i$     |
| 0-2     | $0,136-0,278 \cdot i$    | $0,059+2,356 \cdot i$         | $14,606-6,902 \cdot i$    |
| 1-2     | $0,023-0,048 \cdot i$    | $0,14+0,574 \cdot i$          | $5,014-3,284 \cdot i$     |
| 2-3     | $0,018-0,016 \cdot i$    | $0,04+1,22 \cdot i$           | $2,194-1,109 \cdot i$     |
| 3-4     | $0,00649-0,0068 \cdot i$ | $-0,011+0,139 \cdot i$        | $5,561-3,266 \cdot i$     |
| 4-5     | $0,006-0,01 \cdot i$     | $-0,049-0,732 \cdot i$        | $-3,452+2,231 \cdot i$    |
| 5-6     | $0,03-0,104 \cdot i$     | $0,0931+1,629 \cdot i$        | $9,103-5,324 \cdot i$     |
| 0-6     | $0,134-0,347 \cdot i$    | $0,31+2,507 \cdot i$          | $17,831-11,032 \cdot i$   |
| 6-7     | $0,004-0,004 \cdot i$    | $0,099-0,121 \cdot i$         | $1,799-1,553 \cdot i$     |
| 8-7     | $0,017-0,036 \cdot i$    | $-0,047+0,628 \cdot i$        | $5,465-2,919 \cdot i$     |
| 0-8     | $0,084-0,8145 \cdot i$   | $0,083+1,128 \cdot i$         | $10,406-5,655 \cdot i$    |

Таблиця 1.31 –Зведена таблиця значень потужностей

| Пункт | $\Delta S_{ym}, \text{MBA}$ | $\Delta S_m, \text{MBA}$ |
|-------|-----------------------------|--------------------------|
| 1     | $0,026+1,201 \cdot i$       | $0,04+1,15 \cdot i$      |
| 2     | $0,079+1,872 \cdot i$       | $0,158+1,709 \cdot i$    |
| 3     | $0,042+1,112 \cdot i$       | $0,051+1,082 \cdot i$    |
| 4     | $0,035+0,875 \cdot i$       | $0,038+0,871 \cdot i$    |
| 5     | $0,042+0,902 \cdot i$       | $0,045+0,897 \cdot i$    |
| 6     | $0,035+1,224 \cdot i$       | $0,117+0,999 \cdot i$    |
| 7     | $0,042+0,527 \cdot i$       | $0,053+0,507 \cdot i$    |
| 8     | $0,031+0,689 \cdot i$       | $0,13+0,5 \cdot i$       |

Таблиця 1.32 – Значення модулів середньо лінійних напруг в пунктах схеми

| Ділянка | $ U , \text{кВ}$ | $\Delta U, \text{кВ}$ |
|---------|------------------|-----------------------|
| 1       | 120,257          | 9,324                 |
| 2       | 119,538          | 8,671                 |
| 3       | 119,078          | 8,253                 |
| 4       | 118,732          | 7,938                 |
| 5       | 118,943          | 8,13                  |
| 6       | 119,591          | 8,719                 |
| 7       | 119,3            | 8,455                 |
| 8       | 119,769          | 8,881                 |

Значення напруги в пунктах схеми знаходиться в межах норми.

Решта ітерацій розраховується буде виконана аналогічно до попередньо розглянутого. Ітераційний процес збігається на 3-й ітерації, результати решти ітераційних розрахунків зведені в (табл. 1.32-1.38).

## Ітерація 2

Таблиця 1.33 –Зведена таблиця значень потужностей

| Ділянка | S, MBA                  | $\Delta S_{01m}$ , MBA | $S_{рез01m}$ , MBA     |
|---------|-------------------------|------------------------|------------------------|
| 0-1     | $0,027-0,093 \cdot i$   | $0,204+2,069 \cdot i$  | $8,283-4,187 \cdot i$  |
| 0-2     | $0,126-0,257 \cdot i$   | $0,049+2,818 \cdot i$  | $14,596-6,441 \cdot i$ |
| 1-2     | $0,02-0,04 \cdot i$     | $0,16+0,681 \cdot i$   | $5,043-3,177 \cdot i$  |
| 2-3     | $0,015-0,052 \cdot i$   | $0,044+1,436 \cdot i$  | $7,455-3,532 \cdot i$  |
| 3-4     | $0,0055-0,0058 \cdot i$ | $-0,013+0,158 \cdot i$ | $2,192-1,089 \cdot i$  |
| 4-5     | $0,005-0,009 \cdot i$   | $-0,056-0,858 \cdot i$ | $-3,459+2,106 \cdot i$ |
| 5-6     | $0,026-0,088 \cdot i$   | $0,108+1,907 \cdot i$  | $9,118-5,046 \cdot i$  |
| 0-6     | $0,124-0,32 \cdot i$    | $0,337+2,018 \cdot i$  | $17,858-10,52 \cdot i$ |
| 6-7     | $0,004-0,004 \cdot i$   | $0,113-0,113 \cdot i$  | $1,812-1,563 \cdot i$  |
| 8-7     | $0,077-0,134 \cdot i$   | $-0,054+0,734 \cdot i$ | $5,458-2,813 \cdot i$  |
| 0-8     | $0,015-0,03 \cdot i$    | $0,07+1,385 \cdot i$   | $10,392-5,398 \cdot i$ |

Таблиця 1.34 –Зведена таблиця значень потужностей

| Пункт | $\Delta S_{ym}$ , MBA | $\Delta S_m$ , MBA    |
|-------|-----------------------|-----------------------|
| 1     | $0,031+1,435 \cdot i$ | $0,044+1,389 \cdot i$ |
| 2     | $0,093+2,211 \cdot i$ | $0,166+2,062 \cdot i$ |
| 3     | $0,049+1,303 \cdot i$ | $0,057+1,277 \cdot i$ |
| 4     | $0,04+1,019 \cdot i$  | $0,043+1,016 \cdot i$ |
| 5     | $0,049+1,054 \cdot i$ | $0,052+1,05 \cdot i$  |
| 6     | $0,041+1,447 \cdot i$ | $0,116+1,243 \cdot i$ |
| 7     | $0,05+0,619 \cdot i$  | $0,059+0,602 \cdot i$ |
| 8     | $0,037+0,817 \cdot i$ | $0,124+0,651 \cdot i$ |

Таблиця 1.35 – Значення модулів середньо лінійних напруг в пунктах схеми

| Ділянка | $ U $ , кВ | $\Delta U$ , кВ |
|---------|------------|-----------------|
| 1       | 120,293    | 0,03            |
| 2       | 119,587    | 0,041           |
| 3       | 119,143    | 0,055           |
| 4       | 118,801    | 0,057           |
| 5       | 119,005    | 0,052           |
| 6       | 119,631    | 0,033           |
| 7       | 119,338    | 0,032           |
| 8       | 119,797    | 0,024           |

Значення напруги в пунктах схеми знаходиться в межах норми.

### Ітерація 3

Таблиця 1.36 –Зведена таблиця значень потужностей

| Ділянка | $S$ , МВА               | $\Delta S_{01m}$ , МВА | $S_{рез01m}$ , МВА      |
|---------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| 0-1     | $0,027-0,092 \cdot i$   | $0,205+2,071 \cdot i$  | $8,283-4,185 \cdot i$   |
| 0-2     | $0,126-0,257 \cdot i$   | $0,049+2,82 \cdot i$   | $14,596-6,438 \cdot i$  |
| 1-2     | $0,02-0,04 \cdot i$     | $0,16+0,682 \cdot i$   | $5,034-3,176 \cdot i$   |
| 2-3     | $0,015-0,052 \cdot i$   | $0,044+1,438 \cdot i$  | $7,455-3,53 \cdot i$    |
| 3-4     | $0,0054-0,0058 \cdot i$ | $-0,013+0,159 \cdot i$ | $2,192-1,089 \cdot i$   |
| 4-5     | $0,005-0,009 \cdot i$   | $-0,056-0,859 \cdot i$ | $-3,46+2,105 \cdot i$   |
| 5-6     | $0,026-0,088 \cdot i$   | $0,108+1,909 \cdot i$  | $9,118-5,044 \cdot i$   |
| 0-6     | $0,124-0,32 \cdot i$    | $0,337+3,021 \cdot i$  | $17,858-10,517 \cdot i$ |
| 6-7     | $0,004-0,004 \cdot i$   | $0,099-0,121 \cdot i$  | $1,812-1,564 \cdot i$   |
| 8-7     | $0,015-0,03 \cdot i$    | $-0,054+0,735 \cdot i$ | $5,458-2,812 \cdot i$   |
| 0-8     | $0,077-0,134 \cdot i$   | $0,07+1,387 \cdot i$   | $10,392-5,396 \cdot i$  |

Таблиця 1.37 –Зведена таблиця значень потужностей

| Пункт | $\Delta S_{ym}, \text{MBA}$ | $\Delta S_m, \text{MBA}$ |
|-------|-----------------------------|--------------------------|
| 1     | $0,031+1,436 \cdot i$       | $0,044+1,39 \cdot i$     |
| 2     | $0,093+2,213 \cdot i$       | $0,166+2,064 \cdot i$    |
| 3     | $0,049+1,305 \cdot i$       | $0,057+1,279 \cdot i$    |
| 4     | $0,041+1,02 \cdot i$        | $0,043+1,017 \cdot i$    |
| 5     | $0,049+1,055 \cdot i$       | $0,052+1,051 \cdot i$    |
| 6     | $0,041+1,448 \cdot i$       | $0,116+1,244 \cdot i$    |
| 7     | $0,05+0,62 \cdot i$         | $0,059+0,603 \cdot i$    |
| 8     | $0,037+0,817 \cdot i$       | $0,124+0,651 \cdot i$    |

Таблиця 1.38 – Значення модулів середньо лінійних напруг в пунктах схеми

| Ділянка | $ U , \text{kV}$ | $\Delta U, \text{kV}$ |
|---------|------------------|-----------------------|
| 1       | 120,293          | 0                     |
| 2       | 119,587          | 0                     |
| 3       | 119,144          | 0                     |
| 4       | 118,801          | 0                     |
| 5       | 119,006          | 0                     |
| 6       | 119,631          | 0                     |
| 7       | 119,338          | 0                     |
| 8       | 119,797          | 0                     |

Значення потокорозподілу потужності зведено до табл. 1.39.

Таблиця 1.39– Значення потокорозподілу потужностей на ділянках схеми

| Ділянка | $S, \text{MBA}$        | $ S , \text{MBA}$ | $I, \text{MBA}$ |
|---------|------------------------|-------------------|-----------------|
| 1       | 2                      | 3                 | 4               |
| 0-1     | $8,283-4,185 \cdot i$  | 9,28              | 48,707          |
| 0-2     | $14,596-6,438 \cdot i$ | 15,953            | 83,733          |

Закінчення таблиці 1.39

| 1   | 2                       | 3      | 4       |
|-----|-------------------------|--------|---------|
| 1-2 | $5,034-3,176 \cdot i$   | 5,952  | 31,239  |
| 2-3 | $7,455-3,53 \cdot i$    | 8,248  | 43,291  |
| 3-4 | $2,192-1,089 \cdot i$   | 2,447  | 12,844  |
| 4-5 | $-3,46+2,105 \cdot i$   | 4,05   | 21,256  |
| 5-6 | $9,118-5,044 \cdot i$   | 10,42  | 54,691  |
| 0-6 | $17,858-10,517 \cdot i$ | 20,725 | 108,777 |
| 6-7 | $1,812-1,564 \cdot i$   | 2,393  | 12,562  |
| 7-8 | $5,458-2,812 \cdot i$   | 6,14   | 32,225  |
| 0-8 | $10,392-5,396 \cdot i$  | 11,71  | 61,46   |

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma 0} = 0,66 + 11,598 \cdot i \text{ МВА.}$$

Розрахований потекорозподіл нанесений на рис. 1.8.

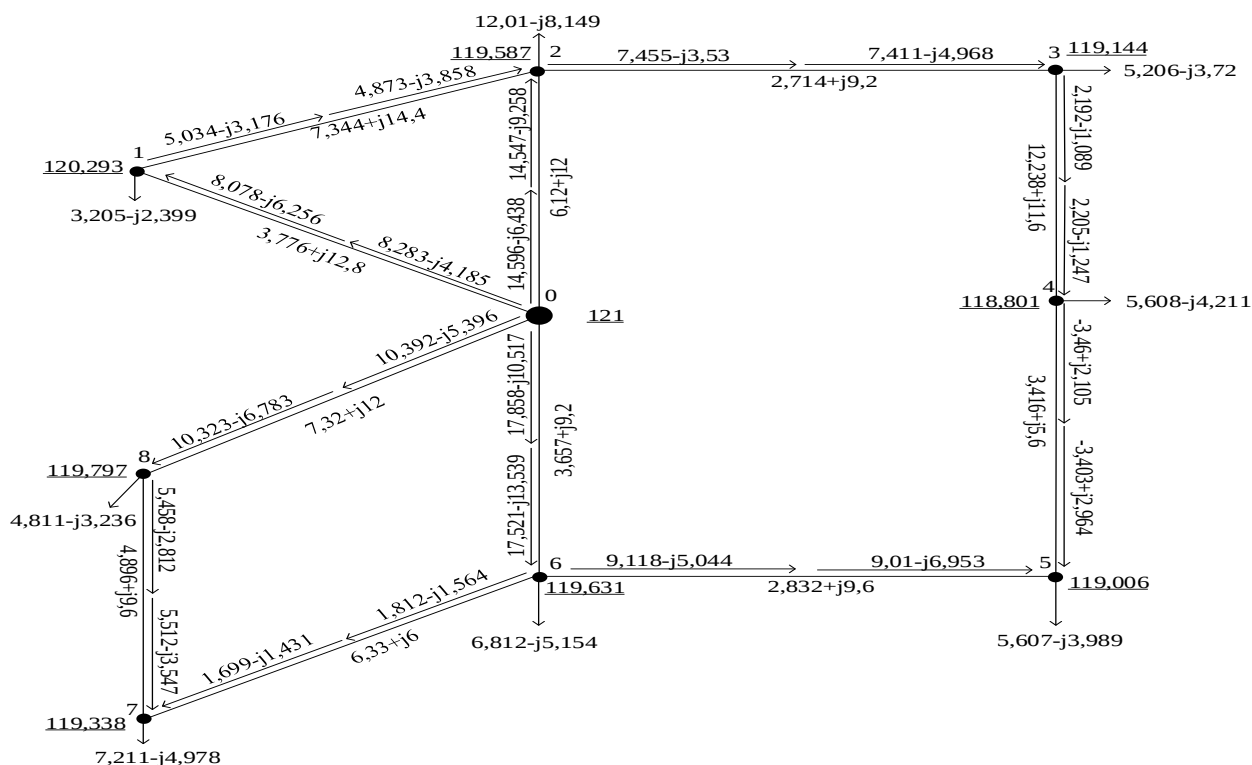


Рисунок 1.8 – Розрахунковий потекорозподіл потужності в режимі мінімальних навантажень

### 1.10 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Визначення провідностей пунктів

Видаляємо ділянку 0-6,  $y_{04} = 0$  См

Розрахуємо власні провідності:

$$y_0 = y_0 - \frac{y_{06}}{2} = 124,32 \cdot i \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$y_6 = y_6 - \frac{y_{06}}{2} = 2,87 \cdot 10^{-6} + 68,493 \cdot i \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Решта значень зведена в табл. 1.40.

Таблиця 1.40 – Значення потокорозподілу потужностей на ділянках схеми

| Пункт | $Y \cdot 10^{-6}, \text{См}$ |
|-------|------------------------------|
| 0     | 124,32                       |
| 1     | $2,87 + 68,493 \cdot i$      |
| 2     | $6.5 + 154.748 \cdot i$      |
| 3     | $3.48 + 91.921 \cdot i$      |
| 4     | $2.87 + 72.274 \cdot i$      |
| 5     | $3.48 + 74.505 \cdot i$      |
| 6     | $2.87 + 68.493i \cdot i$     |
| 7     | $3.48 + 43.516 \cdot i$      |
| 8     | $2.57 + 56.946 \cdot i$      |

Розрахунок проведемо методом контурних рівнянь. Для отримання розімкненої схеми мережі, умовно видалимо ділянки 1-2 та 5-6.

Потокорозподіл в умовно розімкненій схемі мережі:

$$S_{\text{роз01}} = S_{\text{пр1}} = 8,029 - 6,304 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{роз45}} = S_{\text{пр5}} = 14,042 - 10,664 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{роз34}} = S_{\text{пр4}} + S_{\text{роз45}} = 28,092 - 21,78 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{роз}23} = S_{\text{пр}3} + S_{\text{роз}34} = 41,129 - 31,693 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{роз}02} = S_{\text{пр}2} + S_{\text{роз}23} = 71,191 - 53,173 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{роз}76} = S_{\text{пр}6} = 17,073 - 13,753 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{роз}87} = S_{\text{пр}7} + S_{\text{роз}76} = 35,143 - 27,195 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{роз}08} = S_{\text{пр}8} + S_{\text{роз}87} = 47,209 - 35,946 \cdot i \text{ МВА}.$$

Власні та взаємні опори контурів:

$$Z_I = Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{0-2} = 17,24 + 40,432 \cdot i \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} Z_{II} &= Z_{0-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{4-5} + Z_{5-6} + Z_{6-7} + Z_{8-7} = \\ &= 49,664 + 83,62 \cdot i \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Складемо та розв'яжемо систему рівнянь для 3-х контурів

$$\begin{aligned} -S_{\text{роз}01} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} &= -S_I \cdot Z_I + S_{II} \cdot Z_{I-II} \\ S_{\text{роз}08} \cdot Z_{0-8} + S_{\text{роз}87} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{роз}76} \cdot Z_{6-7} - S_{\text{роз}45} \cdot Z_{4-5} - S_{\text{роз}34} \cdot Z_{3-4} - \\ -S_{\text{роз}23} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} &= -S_{II} \cdot Z_{II} + S_I \cdot Z_{I-II} \end{aligned}$$

Розв'язок данної системи

$$S_I = -17,636 + 15,731 \cdot i; \quad S_{II} = 4,402 - 1,806 \cdot i.$$

Обчислимо результуючий поточкорозподіл на ділянках схеми:

$$S_{\text{рез}01} = S_{\text{роз}01} - S_I = 25,665 - 22,035 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}02} = S_{\text{роз}02} + S_I - S_{II} = 49,153 - 35,636 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}12} = -S_I = 17,636 - 15,731 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}23} = S_{\text{роз}23} - S_{II} = 36,726 - 29,887 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}34} = S_{\text{роз}34} - S_{II} = 23,689 - 19,973 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}45} = S_{\text{роз}45} - S_{II} = 9,64 - 8,857 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}56} = S_{II} = 4,403 - 1,806 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}67} = S_{\text{роз}76} + S_{III} = 21,476 - 15,559 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}87} = S_{\text{роз}87} + S_{II} = 39,546 - 29,001 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}08} = S_{\text{роз}08} + S_{II} = 51,612 - 37,752 \cdot i \text{ МВА}.$$

Виконаємо перевірку за II законом Кірхгофа

$$\begin{aligned}
& -S_{\text{роз}01} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} - S_{\text{роз}12} \cdot Z_{1-2} = -1,137 \cdot 10^{-13} \\
& S_{\text{роз}08} \cdot Z_{0-8} + S_{\text{роз}87} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{роз}76} \cdot Z_{6-7} - S_{\text{роз}45} \cdot Z_{4-5} - S_{\text{роз}34} \cdot Z_{3-4} - \\
& -S_{\text{роз}23} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} + S_{\text{роз}56} \cdot Z_{5-6} = -3,944 \cdot 10^{-13} - 1,208 \cdot i \cdot 10^{-13}
\end{aligned}$$

Отже, розрахунок виконано вірно

Перша ітерація

Втрати потужності в опорах ділянки:

$$S_{01} = \frac{|S_{\text{рез}01}|}{0,5 \cdot (U_0^2 + U_1^2)} \cdot \overline{Z_{01}} = 0,297 - 1,014 \cdot i \text{ МВА.}$$

Втрати потужностей у провідностях пунктів:

$$\Delta S_{\text{ym}1} = y_1 \cdot U_1^2 = 0,031 + 1,436 \cdot i \text{ МВА.}$$

Додаткові навантаження пунктів:

$$\Delta S_{1\text{m}} = \Delta S_{\text{ym}1} + 0,5 \cdot (S_{\text{рез}01} + S_{\text{рез}12}) = 0,179 + 0,929 \cdot i \text{ МВА.}$$

Додатковий потокорозподіл від втрат потужності, МВА:

$$\Delta S_{\text{p}01\text{m}} = \Delta S_{1\text{m}} = 0,179 + 0,929 \cdot i \text{ МВА.}$$

Складемо та розв'яжемо систему рівнянь для 3-х контурів

$$\begin{aligned}
& -S_{\text{роз}01} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} = -S_{\text{I}} \cdot Z_{\text{I}} + S_{\text{II}} \cdot Z_{\text{I-II}} \\
& S_{\text{роз}08} \cdot Z_{0-8} + S_{\text{роз}87} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{роз}76} \cdot Z_{6-7} - S_{\text{роз}45} \cdot Z_{4-5} - S_{\text{роз}34} \cdot Z_{3-4} - \\
& -S_{\text{роз}23} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} = -S_{\text{II}} \cdot Z_{\text{II}} + S_{\text{I}} \cdot Z_{\text{I-II}}
\end{aligned}$$

Розв'язок данної системи

$$S_{\text{I}} = -0,602 - 0,225 \cdot i; \quad S_{\text{II}} = -0,075 + 0,786 \cdot i.$$

Обчислимо результуючий потокорозподіл на ділянках схеми:

$$S_{\text{рез}01} = S_{\text{роз}01} - S_{\text{I}} = 0,781 + 1,154 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}02} = S_{\text{роз}02} + S_{\text{I}} - S_{\text{II}} = 1,277 + 1,49 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}12} = -S_{\text{I}} = 0,602 + 0,225 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}23} = S_{\text{роз}23} - S_{\text{II}} = 0,864 + 1,393 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}34} = S_{\text{роз}34} - S_{\text{II}} = 0,601 + 0,817 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}45} = S_{\text{роз}45} - S_{\text{II}} = 0,145 + 0,233 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}56} = S_{\text{II}} = -0,075 + 0,786 \cdot i \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{рез}37} = S_{\text{рез}376} + S_{\text{III}} = -0,031 + 1,756 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}87} = S_{\text{роз}87} + S_{\text{II}} = 0,68 + 1,272 \cdot i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}08} = S_{\text{роз}08} + S_{\text{II}} = 1,797 + 0,193 \cdot i \text{ МВА}.$$

Виконаємо перевірку за II законом Кірхгофа

$$-S_{\text{роз}01} \cdot Z_{0-1} + S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} - S_{\text{роз}12} \cdot Z_{1-2} = -1,776 \cdot i \cdot 10^{-15}$$

$$S_{\text{роз}08} \cdot Z_{0-8} + S_{\text{роз}87} \cdot Z_{8-7} + S_{\text{роз}76} \cdot Z_{6-7} - S_{\text{роз}45} \cdot Z_{4-5} - S_{\text{роз}34} \cdot Z_{3-4} -$$

$$-S_{\text{роз}23} \cdot Z_{2-3} - S_{\text{роз}02} \cdot Z_{0-2} + S_{\text{роз}56} \cdot Z_{5-6} = -2,665 \cdot 10^{-15} + 3,553 \cdot i \cdot 10^{-15}$$

Результуючий поточкорозподіл на першій ітерації:

$$S_{\text{рез}01\text{м}} = S_{\text{рез}01\text{м}} + S_{\text{рез}01} = 26,446 - 20,88 \cdot i \text{ МВА}.$$

Рівні напруг в пунктах схеми:

$$U_{\text{м}1} = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (26,446 \cdot 3,776) - ((-20,88) \cdot i \cdot 12,896)} = 117,91 \text{ кВ}.$$

Перевірка збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі ( $\epsilon = 0,01$ ) :

$$U_{1\text{м}} = \frac{|U_1 - U_{1\text{м}}|}{U_1} \cdot 100 = 34,189 \text{ (кВ)} > \epsilon.$$

Потрібно продовжити ітераційний розрахунок. Решта значень зведена до (табл. 1.41-1.43).

Таблица 1.41 –Зведена таблиця значень потужностей

| Ділянка | S, МВА                | $\Delta S_{01\text{м}}$ , МВА | $S_{\text{рез}01\text{м}}$ , МВА |
|---------|-----------------------|-------------------------------|----------------------------------|
| 1       | 2                     | 3                             | 4                                |
| 0-1     | $0,297-1,014 \cdot i$ | $0,781+1,154 \cdot i$         | $26,446-20,88 \cdot i$           |
| 0-2     | $1,559-3,188 \cdot i$ | $0,602+0,225 \cdot i$         | $50,43-34,141 \cdot i$           |
| 1-2     | $0,285-0,583 \cdot i$ | $1,277+1,495 \cdot i$         | $18,238-15,505 \cdot i$          |
| 2-3     | $0,427-1,459 \cdot i$ | $0,864+1,393 \cdot i$         | $37,59-28,494 \cdot i$           |
| 3-4     | $0,83-0,871 \cdot i$  | $0,601+0,817 \cdot i$         | $24,29-19,156 \cdot i$           |

Закінчення таблиці 1.41

| 1   | 2                      | 3                      | 4                       |
|-----|------------------------|------------------------|-------------------------|
| 4-5 | $0,041-0,072 \cdot i$  | $0,145+0,232 \cdot i$  | $9,785-8,624 \cdot i$   |
| 5-6 | $0,0045-0,015 \cdot i$ | $-0,075+0,786 \cdot i$ | $4,327-1,02 \cdot i$    |
| 6-7 | $0,499-0,523 \cdot i$  | $-0,031+1,756 \cdot i$ | $21,445-13,804 \cdot i$ |
| 8-7 | $0,824-1,684 \cdot i$  | $0,068+1,272 \cdot i$  | $40,226-27,729 \cdot i$ |
| 0-8 | $2,065-3,593 \cdot i$  | $1,797+0,193 \cdot i$  | $53,409-37,559 \cdot i$ |

Таблиця 1.42 –Зведена таблиця значень потужностей

| Пункт | $\Delta S_{ym}, \text{MBA}$ | $\Delta S_m, \text{MBA}$ |
|-------|-----------------------------|--------------------------|
| 1     | $0,031+1,436 \cdot i$       | $0,179+0,929 \cdot i$    |
| 2     | $0,093+2,213 \cdot i$       | $1,015+0,327 \cdot i$    |
| 3     | $0,049+1,305 \cdot i$       | $0,263+0,576 \cdot i$    |
| 4     | $0,041+1,02 \cdot i$        | $0,456+0,585 \cdot i$    |
| 5     | $0,049+1,055 \cdot i$       | $0,07+1,019 \cdot i$     |
| 6     | $0,041+1,448 \cdot i$       | $0,044+0,97 \cdot i$     |
| 7     | $0,05+0,62 \cdot i$         | $0,711-0,484 \cdot i$    |
| 8     | $0,037+0,817 \cdot i$       | $1,118-1,078 \cdot i$    |

Решта значень середньо лінійних напруг та їх модулів зведено в табл. 1.43.

Таблиця 1.43 – Значення модулів середньо лінійних напруг в пунктах схеми

| Ділянка | $ U , \text{кВ}$ | $\Delta U, \text{кВ}$ |
|---------|------------------|-----------------------|
| 1       | 2                | 3                     |
| 1       | 117,91           | 1,981                 |
| 2       | 114,757          | 4,04                  |
| 3       | 111,52           | 6,398                 |
| 4       | 106,538          | 10,322                |
| 5       | 105,74           | 11,147                |

Закінчення таблиці 1.43

| 1 | 2       | 3     |
|---|---------|-------|
| 6 | 121,451 | 1,521 |
| 7 | 109,33  | 8,387 |
| 8 | 113,588 | 5,183 |

Ітераційний процес збігається на 3-й ітерації, результати ітераційних розрахунків зведені до таблиць наведених нижче.

## Ітерація 2

Таблиця 1.44 –Зведена таблиця значень потужностей

| Ділянка | S, MBA                  | $\Delta S_{01m}$ , MBA | $S_{рез01m}$ , MBA      |
|---------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| 0-1     | $0,303-1,034 \cdot i$   | $0,801+0,851 \cdot i$  | $26,446-21,184 \cdot i$ |
| 0-2     | $1,622-3,318 \cdot i$   | $0,62-0,011 \cdot i$   | $50,52-34,71 \cdot i$   |
| 1-2     | $0,303-0,62 \cdot i$    | $1,367+0,926 \cdot i$  | $18,256-15,742 \cdot i$ |
| 2-3     | $0,475-1,623 \cdot i$   | $0,939+0,846 \cdot i$  | $37,666-29,041 \cdot i$ |
| 3-4     | $0,988-1,036 \cdot i$   | $0,658+0,514 \cdot i$  | $24,348-19,459 \cdot i$ |
| 4-5     | $0,052-0,09 \cdot i$    | $0,132+0,212 \cdot i$  | $9,772-8,645 \cdot i$   |
| 5-6     | $0,00494-0,017 \cdot i$ | $-0,067+0,576 \cdot i$ | $4,336-1,23 \cdot i$    |
| 6-7     | $0,499-0,523 \cdot i$   | $-0,021+1,575 \cdot i$ | $21,445-13,985 \cdot i$ |
| 8-7     | $0,947-1,938 \cdot i$   | $0,761+0,846 \cdot i$  | $40,307-28,155 \cdot i$ |
| 0-8     | $2,173-3,782 \cdot i$   | $1,937-0,424 \cdot i$  | $53,548-38,176 \cdot i$ |

Таблиця 1.45 –Зведена таблиця значень потужностей

| Пункт | $\Delta S_{ym}$ , MBA | $\Delta S_m$ , MBA    |
|-------|-----------------------|-----------------------|
| 1     | 2                     | 3                     |
| 1     | $0,029+1,379 \cdot i$ | $0,181+0,863 \cdot i$ |
| 2     | $0,086+2,038 \cdot i$ | $1,048+0,069 \cdot i$ |

Закінчення таблиці 1.45

| 1 | 2                     | 3                     |
|---|-----------------------|-----------------------|
| 3 | $0,043+1,143 \cdot i$ | $0,281+0,332 \cdot i$ |
| 4 | $0,033+0,82 \cdot i$  | $0,527+0,302 \cdot i$ |
| 5 | $0,039+0,833 \cdot i$ | $0,065+0,788 \cdot i$ |
| 6 | $0,042+1,01 \cdot i$  | $0,046+0,999 \cdot i$ |
| 7 | $0,042+0,52 \cdot i$  | $0,782-0,729 \cdot i$ |
| 8 | $0,033+0,735 \cdot i$ | $1,175-1,27 \cdot i$  |

Таблиця 1.46 – Значення модулів середньо лінійних напруг в пунктах схеми

| Ділянка | $ U $ , кВ | $\Delta U$ , кВ |
|---------|------------|-----------------|
| 1       | 117,876    | 0,029           |
| 2       | 114,69     | 0,058           |
| 3       | 111,404    | 0,104           |
| 4       | 106,373    | 0,155           |
| 5       | 105,573    | 0,158           |
| 6       | 121,451    | 0               |
| 7       | 109,206    | 0,113           |
| 8       | 113,509    | 0,069           |

## Ітерація 3

Таблиця 1.47 –Зведена таблиця значень потужностей

| Ділянка | S, МВА                | $\Delta S_{01m}$ , МВА | $S_{рез01m}$ , МВА       |
|---------|-----------------------|------------------------|--------------------------|
| 1       | 2                     | 3                      | 4                        |
| 0-1     | $0,303-1,034 \cdot i$ | $0,802+0,847 \cdot i$  | $26,446-21,1848 \cdot i$ |
| 0-2     | $1,623-3,32 \cdot i$  | $0,621-0,015 \cdot i$  | $50,520-34,718 \cdot i$  |
| 1-2     | $0,303-0,62 \cdot i$  | $1,369+0,918 \cdot i$  | $18,256-15,745 \cdot i$  |
| 2-3     | $0,476-1,626 \cdot i$ | $0,94+0,838 \cdot i$   | $37,667-29,049 \cdot i$  |

Закінчення 1.47

| 1   | 2                       | 3                      | 4                       |
|-----|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| 3-4 | $0,99-1,039 \cdot i$    | $0,659+0,51 \cdot i$   | $24,349-19,463 \cdot i$ |
| 4-5 | $0,052-0,091 \cdot i$   | $0,132+0,212 \cdot i$  | $9,771-8,645 \cdot i$   |
| 5-6 | $0,00495-0,017 \cdot i$ | $-0,067+0,573 \cdot i$ | $4,336-1,233 \cdot i$   |
| 6-7 | $0,534-0,56 \cdot i$    | $-0,021+1,572 \cdot i$ | $21,445-13,987 \cdot i$ |
| 8-7 | $0,949-1,941 \cdot i$   | $0,762+0,84 \cdot i$   | $40,307-28,161 \cdot i$ |
| 0-8 | $2,175-3,785 \cdot i$   | $1,939-0,432 \cdot i$  | $53,55-38,185 \cdot i$  |

Таблиця 1.48 –Зведена таблиця значень потужностей

| Пункт | $\Delta S_{ym}, \text{MBA}$ | $\Delta S_m, \text{MBA}$ |
|-------|-----------------------------|--------------------------|
| 1     | $0,029+1,379 \cdot i$       | $0,181+0,862 \cdot i$    |
| 2     | $0,085+2,036 \cdot i$       | $1,049+0,066 \cdot i$    |
| 3     | $0,043+1,141 \cdot i$       | $0,281+0,328 \cdot i$    |
| 4     | $0,032+0,818 \cdot i$       | $0,528+0,298 \cdot i$    |
| 5     | $0,039+0,83 \cdot i$        | $0,065+0,999 \cdot i$    |
| 6     | $0,042+1,01 \cdot i$        | $0,046+0,999 \cdot i$    |
| 7     | $0,042+0,519 \cdot i$       | $0,783-0,732 \cdot i$    |
| 8     | $0,033+0,734 \cdot i$       | $1,176-1,273 \cdot i$    |

Таблиця 1.49 – Значення модулів середньо лінійних напруг в пунктах схеми

| Ділянка | $ U , \text{кВ}$ | $\Delta U, \text{кВ}$ |
|---------|------------------|-----------------------|
| 1       | 2                | 3                     |
| 1       | 117,876          | 0                     |
| 2       | 114,689          | 0                     |
| 3       | 111,403          | 0                     |
| 4       | 106,371          | 0                     |

Закінчення таблиці 1.49

| 1 | 2       | 3 |
|---|---------|---|
| 5 | 105,571 | 0 |
| 6 | 121,451 | 0 |
| 7 | 109,204 | 0 |
| 8 | 113,508 | 0 |

Значення потокорозподілу потужності зведено в табл. 1.50.

Таблиця 1.50 – Значення потокорозподілу потужностей на ділянках схеми

| Ділянка | $26,446-21,1848 \cdot i$ | $ S , \text{MVA}$ | $I, \text{MVA}$ |
|---------|--------------------------|-------------------|-----------------|
| 0-1     | $50,520-34,718 \cdot i$  | 33,903            | 177,943         |
| 0-2     | $18,256-15,745 \cdot i$  | 61,301            | 321,745         |
| 1-2     | $37,667-29,049 \cdot i$  | 24,108            | 126,535         |
| 2-3     | $26,446-21,1848 \cdot i$ | 47,567            | 249,663         |
| 3-4     | $24,349-19,463 \cdot i$  | 31,172            | 163,608         |
| 4-5     | $9,771-8,645 \cdot i$    | 13,047            | 68,478          |
| 5-6     | $4,336-1,233 \cdot i$    | 4,508             | 23,661          |
| 6-7     | $40,307-28,161 \cdot i$  | 25,612            | 134,427         |
| 7-8     | $53,55-38,185 \cdot i$   | 49,17             | 258,08          |
| 0-8     | $24,349-19,463 \cdot i$  | 65,77             | 345,202         |

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma 0} = 4,142 + 2,859 \cdot i \text{ (MVA)}.$$

Струмові навантаження в післяаварійному режимі мережі не перевищують допустимі значення струмів для вибраних перерізів проводів, що свідчить про правильний вибір перерізів. На рис. 1.9 представлені результуючі режимні параметри електричної мережі в післяаварійному режимі.

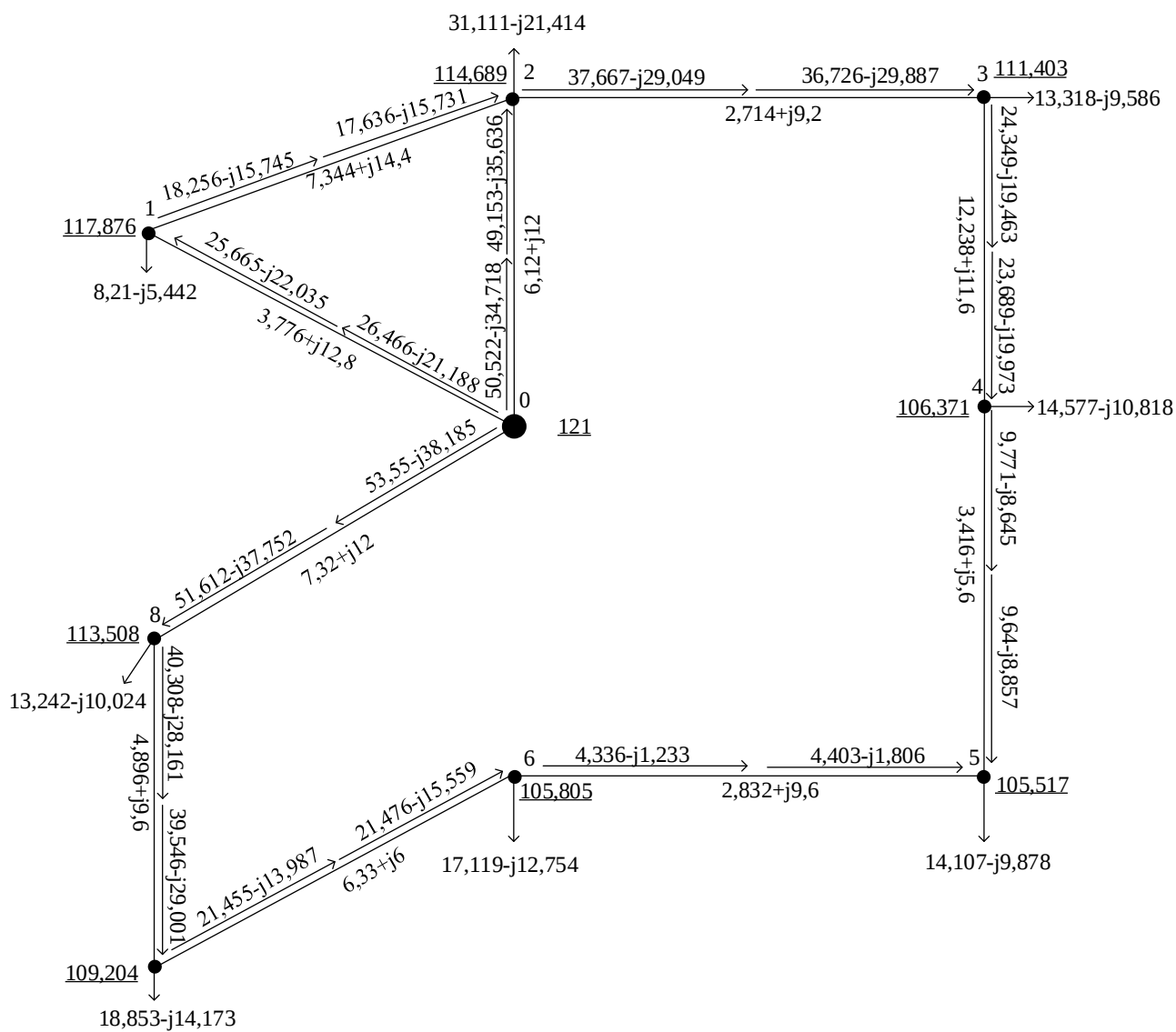


Рисунок 1.9 – Результуючі режимні параметри замкненої електричної мережі для післяаварійного режиму

## 1.11 Вибір регулювальних відгалуджень РПН і ПБЗ на силових трансформаторах

Бажані значення напруги на шинах НН та СН:

$$U_{\text{НЖ}} = 10,5 \text{ кВ}; \quad U_{\text{СЖ}} = 38,5 \text{ кВ.}$$

Крок зміни відгалуджень РПН:

$$\omega_{\text{В0}} = 0,0178.$$

Крок зміни відгалуджень РПН:

$$\omega_{\text{с0}} = 0,025.$$

Активні та реактивні провідності блоків трансформаторів:

|                                           |                                           |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------|
| $g_{61} = 2,12 \cdot 10^{-6} \text{ См};$ | $b_{61} = 1,06 \cdot 10^{-5} \text{ См};$ |
| $g_{62} = 6,5 \cdot 10^{-6} \text{ См};$  | $b_{62} = 3,63 \cdot 10^{-5} \text{ См};$ |
| $g_{63} = 3,48 \cdot 10^{-6} \text{ См};$ | $b_{63} = 2,42 \cdot 10^{-5} \text{ См};$ |
| $g_{64} = 2,87 \cdot 10^{-6} \text{ См};$ | $b_{64} = 1,69 \cdot 10^{-5} \text{ См};$ |
| $g_{65} = 3,48 \cdot 10^{-6} \text{ См};$ | $b_{65} = 2,42 \cdot 10^{-5} \text{ См};$ |
| $g_{66} = 2,87 \cdot 10^{-6} \text{ См};$ | $b_{66} = 1,69 \cdot 10^{-5} \text{ См};$ |
| $g_{67} = 3,48 \cdot 10^{-6} \text{ См};$ | $b_{67} = 2,42 \cdot 10^{-5} \text{ См};$ |
| $g_{68} = 2,57 \cdot 10^{-6} \text{ См};$ | $b_{68} = 1,66 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$ |

### 1.11.1 Режим максимальних навантажень

|                                               |                                               |
|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| $U_1 = U_{\text{max1}} = 118,736 \text{ кВ};$ | $U_4 = U_{\text{max4}} = 114,344 \text{ кВ};$ |
| $U_2 = U_{\text{max2}} = 116,709 \text{ кВ};$ | $U_5 = U_{\text{max5}} = 114,958 \text{ кВ};$ |
| $U_3 = U_{\text{max3}} = 115,302 \text{ кВ};$ | $U_6 = U_{\text{max6}} = 116,899 \text{ кВ};$ |
| $U_7 = U_{\text{max7}} = 116,163 \text{ кВ};$ | $U_8 = U_{\text{max8}} = 117,515 \text{ кВ.}$ |

Пункт №1

$$\Delta U_{TB1} = \frac{20,046 \cdot 0,741 - (-13,036) \cdot 28,434}{117,126} = 3,733 \text{ кВ.}$$

Напруга НН , приведені до умов ВН:

$$U_{пн1} = U_1 - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TH1} = 115,003 \text{ кВ.}$$

Бажане значення регулювальних витків РПН:

$$\omega_{вж1} = \frac{U_{пн1} \cdot U_{нн1}}{U_{вн1} \cdot U_{нж}} - 1 = \frac{115,003 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,048.$$

Розрахункова ступінь регулювання:

$$N_{в1} = \frac{\omega_{вж1}}{\omega_{в0}} = \frac{0,048}{0,0178} = 2,677.$$

Стандартна ступінь регулювання округлюється до більшого числа:

$$N_{ст.в1} = N_{в1} = 3;$$

$$\omega_{ст.в1} = N_{ст.в1} \cdot \omega_{в0} = 3 \cdot 0,0178 = 0,0534.$$

Фактичне значення рівня напруги НН:

$$U_{нд1} = \frac{U_{пн1} \cdot U_{нн1}}{U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{ст.в1})} = \frac{115,003 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,0356)} = 10,443 \text{ кВ.}$$

Бажане значення регулювальних витків ПБЗ

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сж1} \cdot U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{ст.в1})}{U_{пс1} \cdot U_{сн1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0,0356)}{113,756 \cdot 38,5} = 0,047.$$

Перевірка можливості використання обраних відгалуджень РПН:

Пункт №1

$$N_{в.пред.м1} = \left( \frac{U_1 - \Delta U_{TB1}}{1,05 \cdot U_{вн1}} - 1 \right) \cdot \omega_{в0}^{-1} = \left( \frac{118,736 - 3,733}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot 0,0178^{-1} =$$

$$= -2,674$$

$$N_{в.пред.м1} = -3$$

Решта пунктів зведена до табл. 1.51.

Таблиця 1.51 –Значення відгалуджень силових трансформаторів в пунктах

| № ПС | U <sub>звНН</sub> , кВ | U <sub>звСН</sub> , кВ | N <sub>РПНбаз</sub> | U <sub>нд</sub> , кВ | U <sub>сд</sub> , кВ |
|------|------------------------|------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|
| 1    | -                      | 115,003                | -3                  | 10,443               | -                    |
| 2    | 112,711                | 113,335                | -3                  | 10,41                | 38,47                |
| 3    | 110,025                | 111,402                | -4                  | 10,524               | 38,228               |
| 4    | -                      | 110,074                | -5                  | 10,529               | -                    |
| 5    | 109,359                | 110,733                | -4                  | 10,46                | 38,925               |
| 6    | -                      | 111,719                | -4                  | 10,499               | -                    |
| 7    | 109,865                | 110,806                | -5                  | 10,509               | 38,951               |
| 8    | 111,523                | 111,878                | -4                  | 10,481               | 38,64                |

### 1.11.2 Режим мінімальних навантажень

$$U_1 = U_{\max 1} = 120,293 \text{ кВ};$$

$$U_4 = U_{\max 4} = 118,801 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U_{\max 2} = 119,587 \text{ кВ};$$

$$U_5 = U_{\max 5} = 119,006 \text{ кВ};$$

$$U_3 = U_{\max 3} = 119,144 \text{ кВ};$$

$$U_6 = U_{\max 6} = 119,631 \text{ кВ};$$

$$U_7 = U_{\max 7} = 119,338 \text{ кВ};$$

$$U_8 = U_{\max 8} = 119,797 \text{ кВ}.$$

Пункт №1

$$\Delta U_{ТВ1} = \frac{20,046 \cdot 0,741 - (-13,036) \cdot 28,434}{119,813} = 1,349 \text{ кВ};$$

Напряга НН , приведені до умов ВН:

$$U_{\text{пн1}} = U_1 - \Delta U_{ТВ1} - \Delta U_{ТН1} = 118,944 \text{ кВ}.$$

Бажане значення регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\text{вж1}} = \frac{U_{\text{пн1}} \cdot U_{\text{нн1}}}{U_{\text{вн1}} \cdot U_{\text{нж}}} - 1 = \frac{118,944 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,084.$$

Розрахункова ступінь регулювання:

$$N_{B1} = \frac{\omega_{BЖ1}}{\omega_{B0}} = \frac{0,084}{0,0178} = 4,694.$$

Стандартна ступінь регулювання округлюється до більшого числа:

$$N_{CT.B1} = N_{B1} = 5;$$

$$\omega_{CT.B1} = N_{CT.B1} \cdot \omega_{B0} = 5 \cdot 0,0178 = 0,089.$$

Фактичне значення рівня напруги НН:

$$U_{нд1} = \frac{U_{пн1} \cdot U_{нн1}}{U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{CT.B1})} = \frac{118,944 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,0356)} = 10,447 \text{ кВ.}$$

Перевірка можливості використання обраних відгалуджень РПН:

Пункт №1

$$N_{в.пред.м1} = \left( \frac{U_1 - \Delta U_{ТВ1}}{1,05 \cdot U_{вн1}} - 1 \right) \cdot \omega_{B0}^{-1} = \left( \frac{120,293 - 1,349}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot 0,0178^{-1} =$$

$$= -0,84$$

$$N_{в.пред.м1} = -1$$

Решта пунктів зведена до табл. 1.52.

Таблица 1.52 –Значення відгалуджень силових трансформаторів в пунктах

| № ПС | U <sub>звНН</sub> , кВ | U <sub>звСН</sub> , кВ | N <sub>РПНбаж</sub> | U <sub>нд</sub> , кВ | U <sub>сд</sub> , кВ |
|------|------------------------|------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|
| 1    | -                      | 118,944                | -1                  | 10,447               | -                    |
| 2    | 117,745                | 118,342                | -1                  | 10,541               | 38,835               |
| 3    | 116,471                | 117,773                | -1                  | 10,576               | 38,365               |
| 4    | -                      | 117,298                | -2                  | 10,474               | -                    |
| 5    | 116,223                | 117,517                | -1                  | 10,553               | 38,282               |
| 6    | -                      | 117,786                | -1                  | 10,518               | -                    |
| 7    | 116,514                | 117,403                | -1                  | 10,58                | 38,245               |
| 8    | 117,367                | 117,704                | -1                  | 10,48                | 38,625               |

### 1.11.3 Післяаварійний режим

Напруги в пунктах:

$$\begin{aligned} U_1 &= 117,876 \text{ кВ}; & U_4 &= 106,371 \text{ кВ}; \\ U_2 &= 114,689 \text{ кВ}; & U_5 &= 105,571 \text{ кВ}; \\ U_3 &= 111,403 \text{ кВ}; & U_6 &= 105,8 \text{ кВ}; \\ U_7 &= 109,204 \text{ кВ}; & U_8 &= 113,508 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Приведене навантаження пунктів:

$$\begin{aligned} S_{\text{пр}1} &= 8,029 - 6,304 \cdot i \text{ МВА}; & S_{\text{пр}4} &= 14,05 - 11,116 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{\text{пр}2} &= 30,062 - 21,48 \cdot i \text{ МВА}; & S_{\text{пр}5} &= 14,042 - 10,664 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{\text{пр}3} &= 13,037 - 9,914 \cdot i \text{ МВА}; & S_{\text{пр}6} &= 17,073 - 13,753 \cdot i \text{ МВА}; \\ S_{\text{пр}7} &= 18,07 - 13,441 \cdot i \text{ МВА}; & S_{\text{пр}8} &= 12,066 - 8,751 \cdot i \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Пункт №1

$$\Delta U_{\text{ТВ}1} = \frac{20,046 \cdot 0,741 - (-13,036) \cdot 28,434}{114,224} = 3,762 \text{ кВ}.$$

Напруга НН , приведені до умов ВН:

$$U_{\text{НН}1} = U_1 - \Delta U_{\text{ТВ}1} - \Delta U_{\text{ТН}1} = 114,114 \text{ кВ}.$$

Бажане значення регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\text{ВЖ}1} = \frac{U_{\text{НН}1} \cdot U_{\text{НН}1}}{U_{\text{ВН}1} \cdot U_{\text{НЖ}}} - 1 = \frac{114,114 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,04.$$

Розрахункова ступінь регулювання:

$$N_{\text{В}1} = \frac{\omega_{\text{ВЖ}1}}{\omega_{\text{В}0}} = \frac{0,04}{0,0178} = 2,222.$$

Стандартна ступінь регулювання округлюється до більшого числа:

$$N_{\text{ст.В1}} = N_{\text{В1}} = 2;$$

$$\omega_{\text{ст.В1}} = N_{\text{ст.В1}} \cdot \omega_{\text{В0}} = 2 \cdot 0,0178 = 0,0356.$$

Фактичне значення рівня напруги НН:

$$U_{\text{нд1}} = \frac{U_{\text{пн1}} \cdot U_{\text{нн1}}}{U_{\text{вн1}} \cdot (1 + \omega_{\text{ст.В1}})} = \frac{114,114 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,0356)} = 10,54 \text{ кВ.}$$

Перевірка можливості використання обраних відгалуджень РПН

Пункт №1

$$N_{\text{в.пред.м1}} = \left( \frac{U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}}}{1,05 \cdot U_{\text{вн1}}} - 1 \right) \cdot \omega_{\text{В0}}^{-1} = \left( \frac{117,875 - 3,761}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot 0,0178^{-1} =$$

$$= -3,088$$

$$N_{\text{в.пред.м1}} = -3$$

Вибір решти РПН для підстанцій зведено до табл. 1.53.

Таблица 1.53 –Вибір РПН для підстанцій

| № ПС | U <sub>звНН</sub> , кВ | U <sub>звСН</sub> , кВ | N <sub>РПНбаз</sub> | U <sub>нд</sub> , кВ | U <sub>сд</sub> , кВ |
|------|------------------------|------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|
| 1    | -                      | 114,114                | -3                  | 10,54                | -                    |
| 2    | 110,617                | 111,252                | -4                  | 10,581               | 38.176               |
| 3    | 105,928                | 107,357                | -6                  | 10,506               | 38,2                 |
| 4    | -                      | 101,769                | -9                  | 10,481               | -                    |
| 5    | 99,442                 | 100,948                | -9                  | 10,441               | 38,952               |
| 6    | -                      | 110,059                | -9                  | 10,506               | -                    |
| 7    | 102,482                | 103,49                 | -8                  | 10,554               | 38,235               |
| 8    | 107,293                | 107,662                | -6                  | 10,449               | 38,531               |

## Висновки до розділу 1

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

На підставі функції оптимальних витрат визначено необхідність застосування проводів типів АС-70/11, АС-120/19, АС-150/24 та АС-240/39 для ПЛ мережі.

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

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

## **2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ**

### **2.1 Загальні відомості підстанції 110/35/10 кВ**

Проектована підстанція потужністю 40 МВА 110/35/10 кВ розміщена у вузлі 2 замкненої триконтурної електричної мережі 110 кВ. З цього вузла відходять три повітряні лінії електропередачі. До них відноється лінія 1-2 з проводом марки АС-150/24 довжиною 36 км, 2-3 з проводом марки АС-185/29 довжиною 23 км та дволанцюгова лінія 0-2 з проводом марки АС-150/24 довжиною 30 км.

На ПС встановлено два трансформатора типу ТДТН-40000/110. Враховуючи перевантаження трансформаторів, яке становить 40 % пропускна здатність підстанції буде складати 56 МВА.

### **2.2 Схема та її опис**

ВРУ-110 кВ виконується за схемою 110-6. Схема забезпечує безперервне електропостачання на момент коли проводяться ремонтні роботи та випробування вимикачів.

### **2.3 Розрахунок струмів кз на шинах ПС**

Розрахунок виконується для визначення максимального значення струму кз, який є головним фактором при виборі обладнання на підстанції. Розрахунковими вузлами є шини ВН, СН і НН ПС на №2.

## 2.4 Розрахунок струмі короткого замикання на шинах 110 кВ

Схема заміщення для заданої схеми мережі представлена на рис. 2.1.

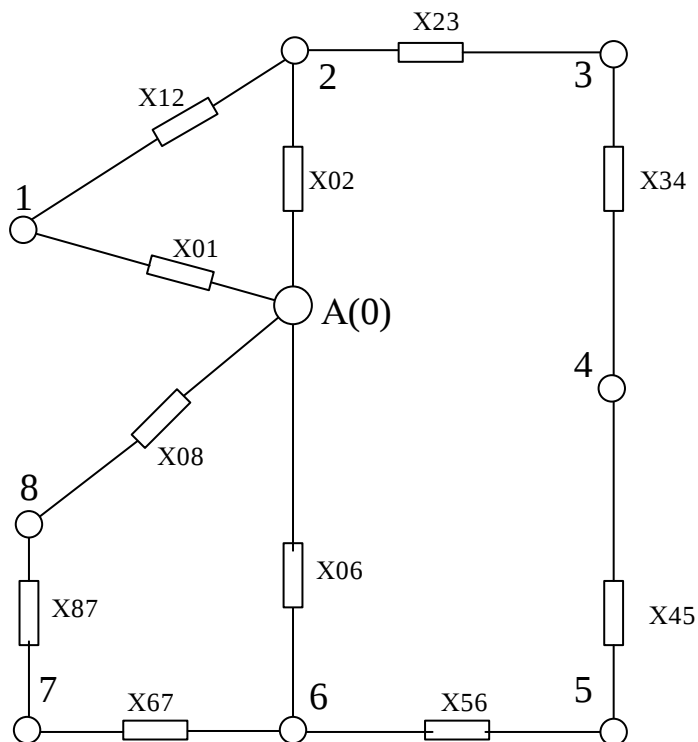


Рисунок 2.1 – Схема заміщення електричної мережі

Довжини ліній схеми наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1- Довжини ліній схеми

| Ділянка    | 0-1 | 0-2 | 1-2 | 2-3 | 3-4 | 4-5 | 5-6 | 0-6 | 6-7 | 7-8 | 0-8 |
|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| $l_i$ , км | 32  | 30  | 36  | 23  | 29  | 14  | 24  | 30  | 15  | 24  | 30  |

Перед початком розрахунку опори схеми заміщення приводять до базисних умов. Де потужність складає  $S_{\text{баз}} = 1000$  МВА а напруга -  $U_{\text{баз}} = 115$  кВ.

Розрахований струм складе:

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

Опір балансуєного пункту у подальшому розрахунку не враховуємо, а опори ліній розрахуємо за виразом:

$$x_i = x_i \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз}}^2}$$

За вищенаведеним виразом для ділянок були розраховані такі значення опорів які зведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Значення опорів прямої послідовності для ділянок схеми

| Ділянка                | 0-1   | 0-2   | 1-2   | 2-3   | 3-4   | 4-5   | 5-6   | 0-6   | 6-7   | 7-8   | 0-8   |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $x_{i-1}, \text{в.о.}$ | 0,968 | 0,907 | 1,089 | 0,696 | 0,877 | 0,726 | 0,423 | 0,726 | 0,696 | 0,454 | 0,907 |

Для знаходження еквівалентного опору прямої послідовності, приводимо опори до другої точки. Тобто до точки з коротким замиканням.

$$x_1 = x_{23} + x_{34} + x_{45} + x_{56} = 0,696 + 0,877 + 0,423 + 0,726 = 2,722 \text{ в. о.}$$

$$x_2 = x_{08} + x_{87} + x_{67} = 0,907 + 0,726 + 0,454 = 2,087 \text{ в. о.}$$

$$x_3 = x_{01} + x_{12} = 0,968 + 1,089 = 2,057 \text{ в. о.}$$

У результаті першого кроку була отримана схема що зображена на рис 2.2.

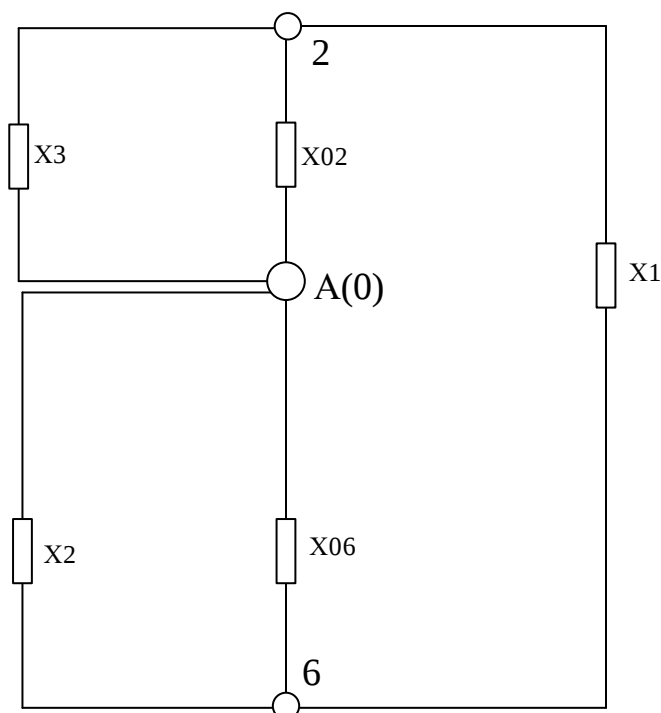


Рисунок 2.2 – Перший крок еквівалентування

$$x_4 = \frac{x_3 \cdot x_{02}}{x_3 + x_{02}} = \frac{2,057 \cdot 0,907}{2,057 + 0,907} = 0,63 \text{ в. о.}$$

$$x_5 = \frac{x_2 \cdot x_{06}}{x_2 + x_{06}} = \frac{2,087 \cdot 0,696}{2,087 + 0,696} = 0,522 \text{ в. о.}$$

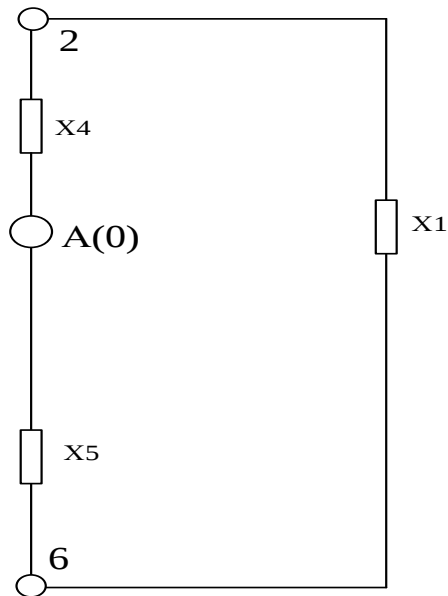


Рисунок 2.3 – Етап заміщення

$$x_6 = x_5 + x_1 = 0,522 + 2,722 = 3,244 \text{ в. о.}$$

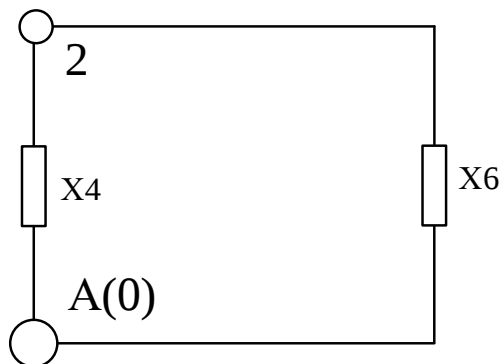


Рисунок 2.4 – Етап заміщення

$$x_{\text{екв}} = \frac{x_4 \cdot x_6}{x_4 + x_6} = \frac{0,63 \cdot 3,244}{0,63 + 3,244} = 0,527 \text{ в. о.}$$

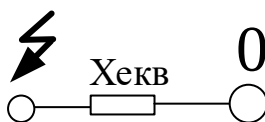


Рисунок 2.5 – Еквівалентний опір схеми заміщення мережі

Маючи розраховане значення еквівалентного опору, було розраховане значення трифазного струму короткого замикання.

Для періодичної складової струму замикання початкове значення становить :

$$I_{\text{пер}}^{3\phi} = \frac{U \cdot I_{\text{баз}}}{x_{\text{екв}}} = \frac{1 \cdot 5,02}{0,527} = 9,522 \text{ кА.}$$

Де відношення періодичної складової до базисного струму становить:

$$\frac{I_{\text{пер}}^{3\phi}}{I_{\text{баз}}} = \frac{9,522}{5,02} = 1,818 \text{ в. о.}$$

Ударний струм визначається:

$$i_{\text{уд}}^{3\phi} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пер}}^{3\phi} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,522 = 22,892 \text{ кА;}$$

де  $k_{\text{уд}} = 1,7$  – ударний коефіцієнт.

Найбільше значення повного діючого струму к.з складе:

$$I_{\text{п}}^{3\phi} = I_{\text{пер}}^{3\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд}} - 1)^2} = 9,522 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 13,398 \text{ кА.}$$

2-фазне коротке замикання на шинах напругою 110 кВ

Коефіцієнт пропорциональности при двухфазном КЗ  $m^{(2)} = \sqrt{3}$ .

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{\text{пер}}^{2\phi} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_{\text{баз}}}{x_{\text{екв}}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{0,527} = 8,25 \text{ кА;}$$

де  $x_e = 0,527 + 0,527 = 1,054$ .

Ударний струм визначається:

$$i_{уд}^{2\phi} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{пер}^{2\phi} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,25 = 19,835 \text{ кА};$$

де  $k_{уд} = 1,7$  – ударний коефіцієнт.

Найбільше значення повного діючого струму короткого замикання складе:

$$I_{п}^{2\phi} = I_{пер}^{2\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 8,25 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 11,609 \text{ кА}.$$

Схема нульової послідовності в проектуванні підстанції виконана з трансформаторами зі з'єднанням обмоток Y-Y-Δ, через цю особливість струм нульової послідовності не обтікає обмотку СН трансформатор, а отже опір трансформатора ураховує опір .

Використовуючи вищезазначене розрахунок приведених опорів нульової послідовності для трансформаторів мережі складе:

$$x_{т1} = \frac{U_k \% \cdot S_{баз}}{2 \cdot 100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 10} = 5,25 \text{ в. о};$$

$$x_{т2} = \frac{U_k \% \cdot S_{баз}}{2 \cdot 100 \cdot S_H} = \frac{17 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 40} = 2,125 \text{ в. о};$$

$$x_{т3} = \frac{U_k \% \cdot S_{баз}}{2 \cdot 100 \cdot S_H} = \frac{17 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 16} = 5,313 \text{ в. о};$$

$$x_{т4} = \frac{U_k \% \cdot S_{баз}}{2 \cdot 100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 16} = 3,281 \text{ в. о};$$

$$x_{т5} = \frac{U_k \% \cdot S_{баз}}{2 \cdot 100 \cdot S_H} = \frac{17 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 16} = 5,313 \text{ в. о};$$

$$x_{т6} = \frac{U_k \% \cdot S_{баз}}{2 \cdot 100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 16} = 3,281 \text{ в. о};$$

$$x_{т7} = \frac{U_k \% \cdot S_{баз}}{2 \cdot 100 \cdot S_H} = \frac{17 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 16} = 5,313 \text{ в. о};$$

$$x_{т8} = \frac{U_k \% \cdot S_{баз}}{2 \cdot 100 \cdot S_H} = \frac{17 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 10} = 8,5 \text{ в. о};$$

Схема заміщення буде мати вигляд що зображений на рисунку 2.6.

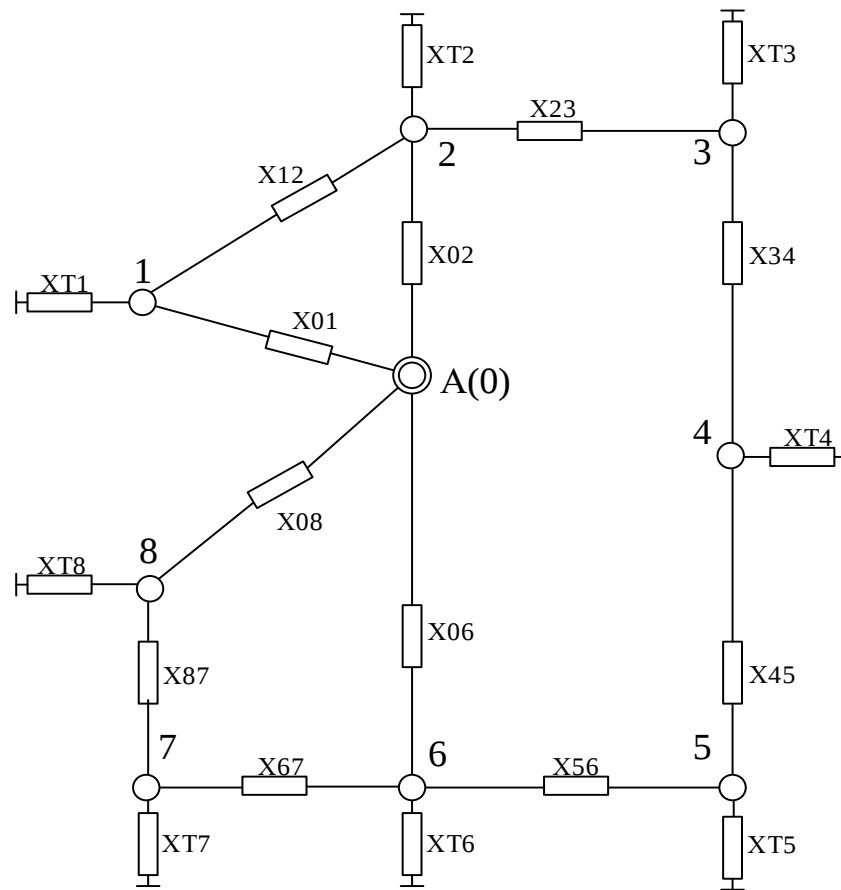


Рисунок 2.6 – Схема заміщення нульової послідовності

Для одноланцюгових повітряних ліній опір складе:

$$x_{0Л} = 2 \cdot x_{1Л}$$

Для дволанцюгових ліній опір складе:

$$x_{0Л} = 4,7 \cdot x_{1Л}$$

Опори ліній електропередачі:

$$x_{0\_01} = 3 \cdot x_{01} = 3 \cdot 0,968 = 2,904 \text{ в. о};$$

$$x_{0\_02} = 4,7 \cdot x_{02} = 4,7 \cdot 0,907 = 4,265 \text{ в. о};$$

$$x_{0\_12} = 3 \cdot x_{12} = 3 \cdot 1,089 = 3,267 \text{ в. о};$$

$$x_{0\_23} = 3 \cdot x_{23} = 3 \cdot 0,696 = 2,087 \text{ в. о};$$

$$x_{0\_34} = 3 \cdot x_{34} = 3 \cdot 0,877 = 2,631 \text{ в. о};$$

$$x_{0_{45}} = 3 \cdot x_{45} = 3 \cdot 0,423 = 1,27 \text{ в. о};$$

$$x_{0_{56}} = 3 \cdot x_{56} = 3 \cdot 0,726 = 2,178 \text{ в. о};$$

$$x_{0_{06}} = 4,7 \cdot x_{06} = 4,7 \cdot 0,696 = 3,27 \text{ в. о};$$

$$x_{0_{67}} = 3 \cdot x_{67} = 3 \cdot 0,454 = 1,361 \text{ в. о};$$

$$x_{0_{78}} = 3 \cdot x_{78} = 3 \cdot 0,726 = 2,178 \text{ в. о};$$

$$x_{0_{08}} = 4,7 \cdot x_{08} = 4,7 \cdot 0,907 = 4,265 \text{ в. о};$$

Проведемо еквівалентування схеми заміщення відносно точки 2:

$$x_1 = \frac{x_{0_{78}} \cdot x_{T7} + x_{0_{78}} \cdot x_{0_{67}} + x_{0_{67}} \cdot x_{T7}}{x_{0_{67}}} = 15,99 \text{ в. о};$$

$$x_2 = \frac{x_{0_{78}} \cdot x_{T7} + x_{0_{78}} \cdot x_{0_{67}} + x_{0_{67}} \cdot x_{T7}}{x_{0_{78}}} = 9,994 \text{ в. о};$$

$$x_3 = \frac{x_{0_{78}} \cdot x_{T7} + x_{0_{78}} \cdot x_{0_{67}} + x_{0_{67}} \cdot x_{T7}}{x_{T7}} = 4,097 \text{ в. о};$$

$$x_4 = x_1 + x_2 = 15,99 + 9,994 = 25,984 \text{ в. о};$$

$$x_5 = \frac{x_4 \cdot x_3}{x_4 + x_3} = \frac{25,984 \cdot 4,097}{25,984 + 4,097} = 3,539 \text{ в. о};$$

$$x_6 = \frac{x_{0_{45}} \cdot x_{T5} + x_{0_{45}} \cdot x_{0_{56}} + x_{0_{56}} \cdot x_{T5}}{x_{0_{45}}} = 16,597 \text{ в. о};$$

$$x_7 = \frac{x_{0_{45}} \cdot x_{T5} + x_{0_{45}} \cdot x_{0_{56}} + x_{0_{56}} \cdot x_{T5}}{x_{0_{56}}} = 9,682 \text{ в. о};$$

$$x_8 = \frac{x_{0_{45}} \cdot x_{T5} + x_{0_{45}} \cdot x_{0_{56}} + x_{0_{56}} \cdot x_{T5}}{x_{T5}} = 3,969 \text{ в. о};$$

$$x_9 = x_6 + x_7 = 16,597 + 9,682 = 26,279 \text{ в. о};$$

$$x_{10} = \frac{x_9 \cdot x_8}{x_9 + x_8} = \frac{26,279 \cdot 3,969}{26,279 + 3,969} = 3,448 \text{ в. о};$$

$$x_{11} = \frac{x_{0\_34} \cdot x_{T3} + x_{0\_23} \cdot x_{0\_34} + x_{0\_23} \cdot x_{T3}}{x_{0\_45}} = 11,613 \text{ В. о};$$

$$x_{12} = \frac{x_{0\_34} \cdot x_{T3} + x_{0\_23} \cdot x_{0\_34} + x_{0\_23} \cdot x_{T3}}{x_{0\_23}} = 14,642 \text{ В. о};$$

$$x_{13} = \frac{x_{0\_34} \cdot x_{T3} + x_{0\_23} \cdot x_{0\_34} + x_{0\_23} \cdot x_{T3}}{x_{T3}} = 5,752 \text{ В. о};$$

$$x_{14} = x_{11} + x_{12} = 11,613 + 14,642 = 26,255 \text{ В. о};$$

$$x_{15} = \frac{x_{14} \cdot x_{13}}{x_{14} + x_{13}} = \frac{26,255 \cdot 5,752}{26,255 + 5,752} = 4,718 \text{ В. о};$$

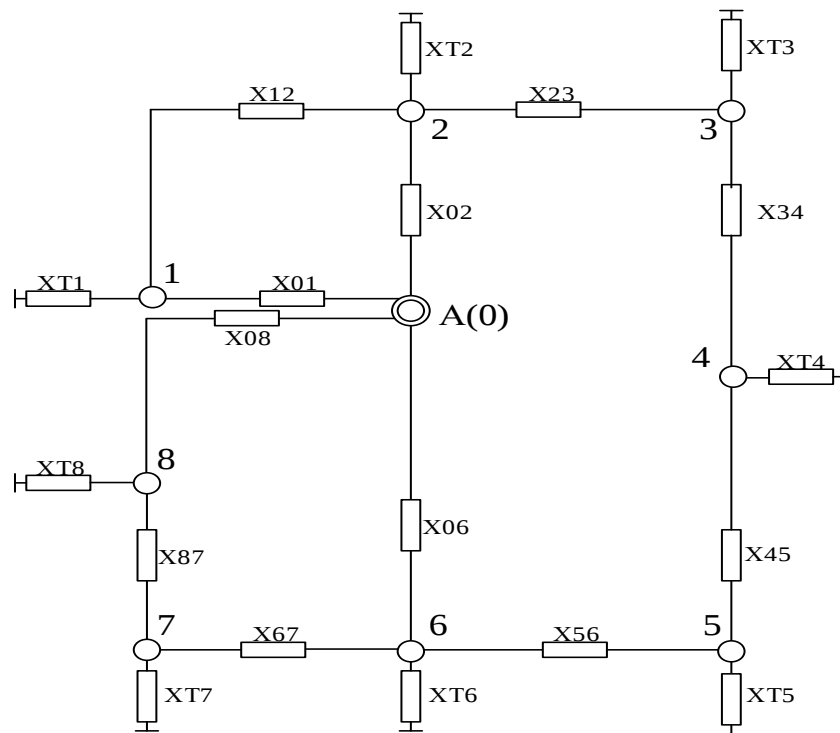


Рисунок 2.7 – Етап заміщення

$$x_{16} = \frac{x_{0\_08} \cdot x_{T8} + x_{0\_08} \cdot x_5 + x_5 \cdot x_{T8}}{x_5} = 23,008 \text{ В. о};$$

$$x_{17} = \frac{x_{0\_08} \cdot x_{T8} + x_{0\_08} \cdot x_5 + x_5 \cdot x_{T8}}{x_{0\_08}} = 19,092 \text{ В. о};$$

$$x_{18} = \frac{x_{0\_08} \cdot x_{T8} + x_{0\_08} \cdot x_5 + x_5 \cdot x_{T8}}{x_{T8}} = 9,579 \text{ В. о};$$

$$x_{19} = x_{16} + x_{17} = 23,008 + 19,092 = 42,1 \text{ Б. О};$$

$$x_{20} = \frac{x_{19} \cdot x_{18}}{x_{19} + x_{18}} = \frac{42,1 \cdot 9,579}{42,1 + 9,579} = 7,803 \text{ Б. О};$$

$$x_{21} = \frac{x_{15} \cdot x_{T4} + x_{10} \cdot x_{T4} + x_{15} \cdot x_{10}}{x_{15}} = 9,127 \text{ Б. О};$$

$$x_{22} = \frac{x_{15} \cdot x_{T4} + x_{10} \cdot x_{T4} + x_{15} \cdot x_{10}}{x_{10}} = 12,49 \text{ Б. О};$$

$$x_{23} = \frac{x_{15} \cdot x_{T4} + x_{10} \cdot x_{T4} + x_{15} \cdot x_{10}}{x_{T4}} = 13,124 \text{ Б. О};$$

$$x_{24} = x_{21} + x_{22} = 9,127 + 12,49 = 19,752 \text{ Б. О};$$

$$x_{25} = \frac{x_{24} \cdot x_{23}}{x_{24} + x_{23}} = \frac{19,752 \cdot 13,124}{19,752 + 13,124} = 6,623 \text{ Б. О.}$$

$$x_{26} = \frac{x_{0\_12} \cdot x_{T1} + x_{0\_12} \cdot x_{0\_01} + x_{0\_01} \cdot x_{T1}}{x_{0\_01}} = 14,423 \text{ Б. О};$$

$$x_{27} = \frac{x_{0\_12} \cdot x_{T1} + x_{0\_12} \cdot x_{0\_01} + x_{0\_01} \cdot x_{T1}}{x_{0\_12}} = 12,82 \text{ Б. О};$$

$$x_{28} = \frac{x_{0\_12} \cdot x_{T1} + x_{0\_12} \cdot x_{0\_01} + x_{0\_01} \cdot x_{T1}}{x_{T1}} = 7,977 \text{ Б. О};$$

$$x_{29} = x_{26} + x_{27} = 14,423 + 12,82 = 27,243 \text{ Б. О};$$

$$x_{30} = \frac{x_{29} \cdot x_{28}}{x_{29} + x_{28}} = \frac{27,243 \cdot 7,977}{27,243 + 7,977} = 6,17 \text{ Б. О};$$

$$x_{31} = \frac{x_{20} \cdot x_{0\_06}}{x_{20} + x_{0\_06}} = \frac{7,803 \cdot 3,27}{7,803 + 3,27} = 2,304 \text{ Б. О};$$

$$x_{32} = \frac{x_{31} \cdot x_{T6} + x_{31} \cdot x_{25} + x_{20} \cdot x_{T6}}{x_{25}} = 6,365 \text{ Б. О};$$

$$x_{33} = \frac{x_{31} \cdot x_{T6} + x_{31} \cdot x_{25} + x_{20} \cdot x_{T6}}{x_{31}} = 22,56 \text{ Б. О};$$

$$x_{34} = \frac{x_{31} \cdot x_{T6} + x_{31} \cdot x_{25} + x_{20} \cdot x_{T6}}{x_{T6}} = 15,842 \text{ В. о};$$

$$x_{35} = x_{32} + x_{33} = 6,365 + 22,56 = 28,926 \text{ В. о};$$

$$x_{36} = \frac{x_{34} \cdot x_{35}}{x_{34} + x_{35}} = \frac{15,842 \cdot 28,926}{15,842 + 28,926} = 10,236 \text{ В. о};$$

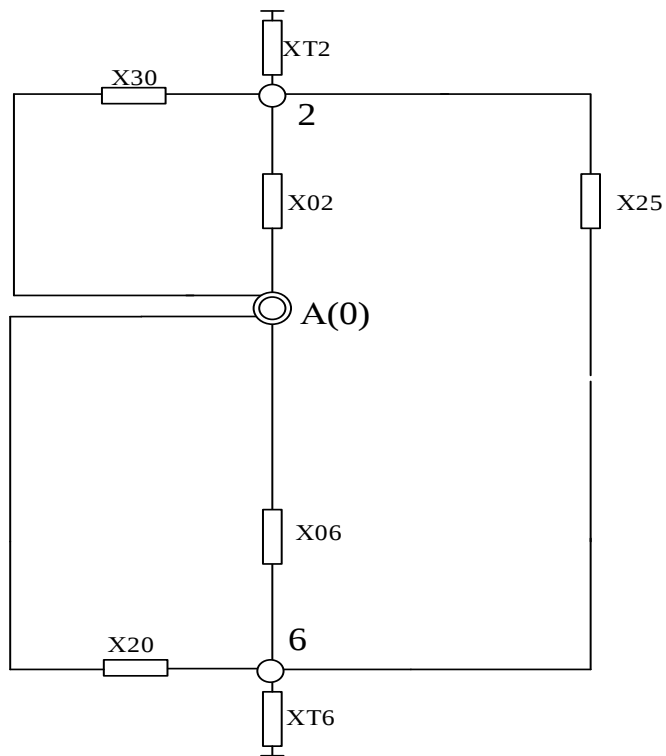


Рисунок 2.8 – Етап заміщення

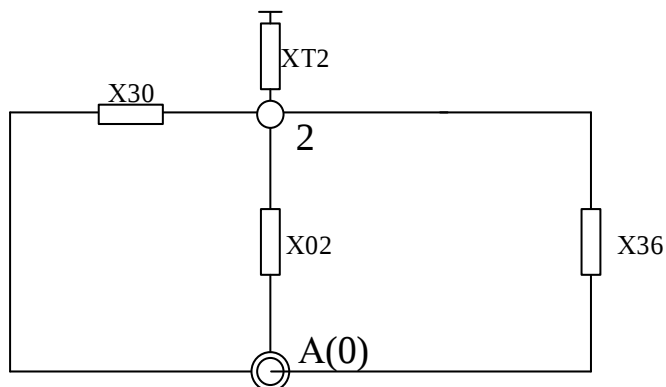


Рисунок 2.9 – Етап заміщення

$$x_{37} = \frac{x_{36} \cdot x_{0_{02}}}{x_{36} + x_{0_{02}}} = \frac{10,236 \cdot 4,265}{10,236 + 4,265} = 3,01 \text{ в. о.};$$

$$x_{38} = \frac{x_{30} \cdot x_{36}}{x_{30} + x_{36}} = \frac{6,17 \cdot 10,236}{6,17 + 10,236} = 3,85 \text{ в. о.};$$

$$x_{\text{екв}} = \frac{x_{38} \cdot x_{\text{Т2}}}{x_{38} + x_{\text{Т2}}} = \frac{3,85 \cdot 2,125}{3,85 + 2,125} = 1,369 \text{ в. о.}.$$

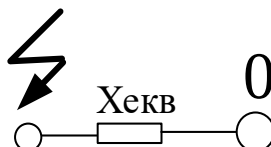


Рисунок 2.10 – Еквівалентний опір схеми заміщення мережі

1-фазне коротке замикання на шинах напругою 110 кВ

Коефіцієнт пропорційності при однофазному КЗ  $m^{(1)} = 3$ .

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{U \cdot l_6}{x_{0e}^{(1)}} = 3 \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{0,527 + 0,527 + 1,369} = 6,215 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_{\text{уд}} = 1,7$

$$i_{no}^{(1)} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(1)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,215 = 14,943 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_n^{(1)} = I_{no}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд}} - 1)^2} = 6,215 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 8,746 \text{ кА}$$

## 2.5 Розрахунок струмі короткого замикання на шинах 35 кВ

Вибір базисних умов:

$$U_6 = 38,5 \text{ кВ}; \quad S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 15 \text{ кА};$$

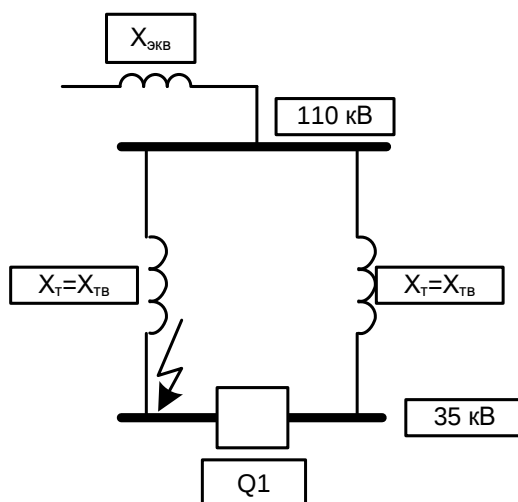


Рисунок 2.11 – 3-фазне КЗ на шинах 35 кВ

Вибір базисних умов:

$$U_{\delta} = 38,5 \text{ кВ}; \quad S_{\delta} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 15 \text{ кА}.$$

Визначимо приведені значення опорів обмоток триобмоточних трансформаторів, встановлених на ПС:

$$X_{ТВ} = \frac{1}{200} \cdot (U_{\text{кВ-С}\%} + U_{\text{кВ-Н}\%} - U_{\text{кС-Н}\%}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{Н}}} = \frac{1}{200} \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot \frac{1000}{40} = 2,688 \text{ в. о};$$

$$X_{\text{ТС}} = \frac{1}{200} \cdot (U_{\text{кВ-С}\%} + U_{\text{кС-Н}\%} - U_{\text{кВ-Н}\%}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{Н}}} = \frac{1}{200} \cdot (10,5 + 6 - 17) \cdot \frac{1000}{40} = 0 \text{ в. о};$$

$$X_{\text{ТН}} = \frac{1}{200} \cdot (U_{\text{кС-Н}\%} + U_{\text{кВ-Н}\%} - U_{\text{кВ-С}\%}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{Н}}} = \frac{1}{200} \cdot (6 + 17 - 10,5) \cdot \frac{1000}{40} = 1,563 \text{ в. о}.$$

Еквівалентний опір складе:

$$x_e = x_e(35) = x_e(110) \cdot \left(\frac{35,5}{115}\right)^2 = 0,527 \cdot \left(\frac{35,5}{115}\right)^2 = 0,059 \text{ в. о.}$$

3-фазне коротке замикання на шинах напругою 35 кВ

а) ШСВ Q1 включений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + \frac{X_{ТВ}}{2} = 0,059 + \frac{2,688}{2} = 1,403 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot l_6}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 15}{1,403} = 10,693 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_{уд} = 1,7$

$$i_{no}^{(3)} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,693 = 25,707 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 10,693 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 15,046 \text{ кА.}$$

б) ШСВ Q1 відключений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + X_{ТВ} = 0,059 + 2,688 = 2,747 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot l_6}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 15}{2,747} = 5,461 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_{уд} = 1,7$

$$i_{no}^{(3)} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,461 = 13,13 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 5,461 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 7,685 \text{ кА.}$$

2-фазне коротке замикання на шинах напругою 35 кВ

а) ШСВ Q1 включений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 1,403 + 1,403 = 2,806 \text{ в. о.}$$

Коефіцієнт пропорційності при двухфазному КЗ  $m^{(2)} = \sqrt{3}$ .

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_6}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 15}{2,806} = 9,259 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_{уд} = 1,7$

$$i_{no}^{(2)} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,259 = 22,26 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 9,259 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 13,029 \text{ кА.}$$

б) ШСВ Q1 відключений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 2,747 + 2,747 = 5,494 \text{ в. о.}$$

Коефіцієнт пропорційності при двухфазном КЗ  $m^{(2)} = \sqrt{3}$ .

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_6}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 15}{5,494} = 4,729 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_{уд} = 1,7$

$$i_{no}^{(2)} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,729 = 11,369 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 4,729 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 6,654 \text{ кА.}$$

## 2.6 Розрахунок струмі короткого замикання на шинах 10 кВ

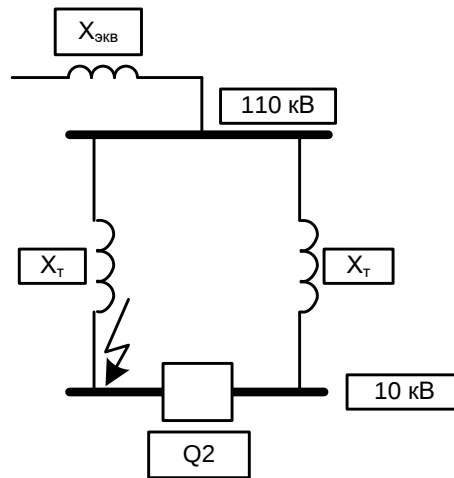


Рисунок 2.12 – 3-фазне КЗ на шинах 10 кВ

В якості базисних умов приймаємо:

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ}; \quad S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

$$X_T = X_{ТВ} + X_{ТН} = 2,688 + 1,563 = 4,25 \text{ в. о.}$$

Еквівалентний опір складе:

$$x_e = x_e(10) = x_e(110) \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,527 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,0043 \text{ в. о.}$$

3-фазне коротке замикання на шинах напругою 10 кВ

а) ШСВ Q1 включений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + \frac{X_T}{2} = 0,0043 + \frac{4,25}{2} = 2,129 \text{ в. о.}$$

Періодична складова СЗК:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_6}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 15}{2,129} = 25,822 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_{уд} = 1,7$

$$i_{no}^{(3)} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 25,822 = 62,081 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 25,822 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 36,335 \text{ кА.}$$

б) ШСВ Q1 відключений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + X_T = 0,0043 + 4,25 = 4,254 \text{ в. о.}$$

Періодична складова СЗК:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot l_6}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 15}{4,254} = 12,924 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_{уд} = 1,7$

$$i_{no}^{(3)} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,924 = 31,072 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 12,924 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 18,186 \text{ кА.}$$

2-фазне коротке замикання на шинах напругою 10 кВ

а) ШСВ Q1 включений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 2,129 + 2,129 = 4,258 \text{ в. о.}$$

Коефіцієнт пропорційності при двухфазному КЗ  $m^{(2)} = \sqrt{3}$ .

Періодична складова СКЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot l_6}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 15}{4,258} = 22,367 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_{уд} = 1,7$

$$i_{no}^{(2)} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 22,367 = 53,774 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 22,367 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 31,473 \text{ кА.}$$

б) ШСВ Q1 відключений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 4,254 + 4,254 = 8,508 \text{ в. о.}$$

Коефіцієнт пропорційності при двухфазному КЗ  $m^{(2)} = \sqrt{3}$ .

Періодична складова СКЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_6}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 15}{8,508} = 11,194 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_{уд} = 1,7$

$$i_{no}^{(2)} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,194 = 26,912 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 11,194 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 15,751 \text{ кА.}$$

Розрахункові значення струмів короткого замикання зведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахункові значення струмів короткого замикання

| Місце та умови короткого замикання |               | Вид короткого замикання | $I_{no}$ , кА | $i_y$ , кА | $I_n$ , кА |
|------------------------------------|---------------|-------------------------|---------------|------------|------------|
| 1                                  |               | 2                       | 3             | 4          | 5          |
| ВРП 110 кВ                         |               | Трифазне                | 9,522         | 22,892     | 13,398     |
|                                    |               | Двофазне                | 8,25          | 19,835     | 11,609     |
|                                    |               | Однофазне               | 6,215         | 14,943     | 8,746      |
| ВРП 35 кВ                          | ШСВ<br>вкл.   | Трифазне                | 10,693        | 25,707     | 15,046     |
|                                    |               | Двофазне                | 9,259         | 22,26      | 13,029     |
|                                    | ШСВ<br>відкл. | Трифазне                | 5,461         | 13,13      | 7,685      |
|                                    |               | Двофазне                | 4,729         | 11,369     | 6,654      |

Закінчення таблиці 2.3

| 1         |               | 2        | 3      | 4      | 5      |
|-----------|---------------|----------|--------|--------|--------|
| ЗРП 10 кВ | ШСВ<br>вкл.   | Трифазне | 25,822 | 62,081 | 36,335 |
|           |               | Двофазне | 22,367 | 53,774 | 31,473 |
|           | ШСВ<br>відкл. | Трифазне | 12,924 | 31,072 | 18,186 |
|           |               | Двофазне | 11,194 | 26,912 | 15,751 |

## 2.7 Перевірка основних електричних апаратів та елементів на ПС

### 2.7.1 Вимикачі

Вимикачі на стороні 110 кВ

а) Перевірка вимикачів приєднань ліній, що відходять.

Вимикачі вибираються по напрузі електроустановки  $U_{уст}$  та значенню довготривалого допустимого струму в максимальному режимі  $I_{max}$ . При цьому повинні виконуватися умови:  $U_{уст} \leq U_{ном.вык.}$ ;  $I_{max} \leq I_{ном.вык.}$ ,

де  $U_{ном.вык.}$  та  $I_{ном.вык.}$  – номінальна напруга та струм вимикача.

Встановлюємо елегазовий вимикач ВГТ-110-40/2500У1 із

$U_{ном.вык.} = 110$  кВ та  $I_{ном.вык.} = 2500$  А.

Перевірка вимикача здійснюється за умовами КЗ:

1) перевірка на електродинамічну стійкість

$$I_{по} \leq I_{пр.с.}, \quad i_y \leq i_{пр.с.}$$

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

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

$I_{по}, i_y$  – відповідні розрахункові значення з табл. 2.3.

2) перевірка на термічну стійкість виконується за тепловим імпульсом:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

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

$I_T$ ,  $t_T$  – граничний струм термічної стійкості та тривалість його протікання.

Вимикачі приєднань трансформаторів обрані по номінальному струму.

Результати перевірки вимикача розглянутого приєднання, зведені в табл. 2.4.

Перевірка вимикача ВГТ-110-40/2500У1 за умовами КЗ

Таблиця 2.4 – Перевірка вимикача 110 кВ

| Розрахункові данні                          | Параметри вимикача                                                  |
|---------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| $I_{no} = 9,52 \text{ кА}$                  | $I_{np.c} = 40 \text{ кА}$                                          |
| $i_y = 22,892 \text{ кА}$                   | $i_{np.c} = 102 \text{ кА}$                                         |
| $B_k = 271,892 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| $I_{nt} = 13,389 \text{ кА}$                | $I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$                                      |

б) Вибір вимикача приєднання трансформатора.

Значення довготривалого допустимого струму через вимикач:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,144 \text{ А}$$

Умови КЗ для цього вимикача відповідають приведеним в табл. 2.4. До встановлення приймаємо вимикач ВГТ-110-40/2500У1.

Вимикачі на стороні 35 кВ

Зробимо перевірку за умовам КЗ вимикачів приєднань трансформаторів і ШСВ, які знаходяться в комірках КУ-35. Вимикачі приєднань трансформаторів обрані по номінальному струмі:

$$I_{н.вик} = 630 \text{ А} \geq I_{max} = \frac{S_{сн}}{\cos \varphi_{сн} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{20 \cdot 10^3}{0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 388,135 \text{ А}$$

де  $I_{ном.вик.}$  – номінальний струм вимикача ВГБ-35-12,5/630.

Перевіримо вимикач ВГБ-35-12,5/630 за умовами КЗ:

Таблиця 2.5 – Перевірка вимикача 35 кВ

| Розрахункові данні                         | Параметри вимикача                                                   |
|--------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| $I_{no} = 5,461 \text{ кА}$                | $I_{np.c} = 12,5 \text{ кА}$                                         |
| $i_y = 13,13 \text{ кА}$                   | $i_{np.c} = 35 \text{ кА}$                                           |
| $B_k = 89,468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| $I_{nt} = 7,685 \text{ кА}$                | $I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$                                     |

До встановлення приймаємо вимикач ВГБ-35-12,5/630.

Вимикачі на стороні 10 кВ

Вимикачі в ланцюзі трансформаторів і ШСВ вибираються з умови протікання по ним струму рівному сумарному номінальному струму приєднань обох секцій, відповідають випадку, коли обидві секції живляться від одного трансформатора:

$$I_{н.вик} = 630 \text{ А} \geq I_{max} = \frac{S_{нн}}{\cos \varphi_{нн} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{10 \cdot 10^3}{0,81 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 712,778 \text{ А}$$

До установки передбачається ВР1-10-20/630У2.

Перевірка вимикача за умовами КЗ для випадку роздільної роботи секцій РП 10 кВ представлена в табл. 2.6. Перевірка вимикача ВР1-10-20/1250У2 за умовами КЗ

Таблиця 2.6 – Перевірка вимикача 10 кВ

| Розрахункові данні (ШСВ вимк.)             | Параметри вимикача                                                  |
|--------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| $I_{no} = 12,924 \text{ кА}$               | $I_{np.c} = 20 \text{ кА}$                                          |
| $i_y = 31,072 \text{ кА}$                  | $i_{np.c} = 52 \text{ кА}$                                          |
| $B_k = 501,09 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| $I_{nt} = 18,186 \text{ кА}$               | $I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$                                      |

До встановлення приймаємо вимикач ВР1-10-20/630У2.

## 2.7.2 Роз'єднувачі

Зробимо вибір і перевірку за умовам КЗ роз'єднувачів, установлених у ланцюгах обраних над вимикачами. Вибір роз'єднувачі відбувається за номінальним значенням напруги й тривалого струму, а перевіряються на термічну й

електродинамічну стійкість до струмів КЗ. Вибір і перевірка проведені в табличній формі (табл.2.7-2.9).

Вибір і перевірка роз'єднувачів типу РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 на стороні 110 кВ.

В табл. 2.7 наведена перевірка роз'єднувача 110 кВ.

Таблиця 2.7 – Перевірка роз'єднувача 110 кВ

| З розрахунку                                | Параметри роз'єднувача                                                |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$           | $U_{\text{ном.раз}} = 110 \text{ кВ}$                                 |
| $I_{\text{max}} = 281,144 \text{ А}$        | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$                                     |
| $i_y = 22,892 \text{ кА}$                   | $I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$                                      |
| $B_k = 271,891 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Вибір і перевірка роз'єднувачів типу РДЗ-2-35/1000 УХЛ1 на стороні 35 кВ.

Таблиця 2.8 – Перевірка роз'єднувача 35 кВ

| З розрахунку                               | По каталозі                                                           |
|--------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$           | $U_{\text{ном.раз}} = 35 \text{ кВ}$                                  |
| $I_{\text{max}} = 388,135 \text{ А}$       | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$                                     |
| $i_y = 13,13 \text{ кА}$                   | $I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$                                      |
| $B_k = 89,468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

ЗРП-10 кВ передбачається з установкою шаф КМ-1Ф.

Таблиця 2.9 – Перевірка роз'єднувача 10 кВ

| З розрахунку                                           | По каталозі                          |
|--------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$                       | $U_{\text{ном.раз}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 712,778 \text{ А}$                   | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$    |
| $i_y = 31,072 \text{ кА}$                              | $I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$     |
| Термічна стійкість забезпечується при виготовленні КРП |                                      |

### 2.7.3 Збірні шини

На стороні 35 кВ

Шини розташовуються у відповідному відсіку КРП серії КУ-35 в горизонтальному положенні та кріпляться на опорних ізоляторах.

Обираємо алюмінієві шини коробчатого перетину 75х35х5,5 мм із перетином 2х695 мм<sup>2</sup>.

$$I_{\text{доп}} = 2670 \text{ A} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{CH}}}{\cos \varphi_{\text{CH}} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{20 \cdot 10^3}{0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 388,135 \text{ A}.$$

б) перевіримо обрані шини на термічну стійкість.

При трифазному КЗ тепловий імпульс на шинах 35 кВ дорівнює  $B_{\text{к}} = 89,468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Визначення температури шин до КЗ:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{ном}}) \cdot \left( \frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{388,135}{2670} \right)^2 = 25,951^\circ \text{C}.$$

де  $\theta_0 = \theta_{\text{ном}} = 25^\circ \text{C}$  – температура навколишнього середовища (приймається як середньомісячна температура най жаркішого місяця);

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

Температура нагрівання провідників при КЗ для  $f = 30^\circ \text{C}$  :

$$f_{\text{к}} = f + k \cdot \frac{B_{\text{к}}}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{89,468 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 30,488^\circ \text{C};$$

де  $k = 1,054 \cdot 10^{-2}$ .

По кривій визначаємо  $\theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ , що є значно менше допустимої температури для алюмінієвих шин (200 °C).

Вибір збірних шин на стороні 10 кВ

Обираємо тверді, коробчатого перетину, алюмінієві шини 75х35х5,5 мм із перетином 2х695 мм<sup>2</sup>.

$$I_{\text{доп}} = 2670 \text{ A} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{HH}}}{\cos \varphi_{\text{HH}} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{10 \cdot 10^3}{0,81 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 712,778 \text{ A}.$$

б) перевірка шин на термічну стійкість.

Тепловий імпульс на шинах 10 кВ при трифазному КЗ дорівнює 501,09 кА<sup>2</sup>·с.

Температура шин до короткого замикання:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{оном}}) \cdot \left( \frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{712,778}{2670} \right)^2 = 28,207^\circ \text{C}.$$

Значення температури нагріву провідників при КЗ для  $f = 30^\circ \text{C}$  :

$$f_{\text{к}} = f + k \cdot \frac{B_{\text{к}}}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{501,09 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 32,734^\circ \text{C};$$

де  $k = 1,054 \cdot 10^{-2}$ .

По кривій визначаємо  $\theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ , що є значно менше допустимої температури для алюмінієвих шин (200 °C).

## 2.8 Виміри на ПС

Таблиця 2.10 – Розрахунок вторинного навантаження для ТН на шинах 110 кВ

| Прилад                             | Тип            | Потужність<br>споживана<br>однією<br>котушкою,<br>ВА | Кількість<br>котушок | $\cos j$ | $\sin j$ | Кількість<br>приборів | Загальна<br>споживана<br>потужність |              |
|------------------------------------|----------------|------------------------------------------------------|----------------------|----------|----------|-----------------------|-------------------------------------|--------------|
|                                    |                |                                                      |                      |          |          |                       | $P$ ,<br>Вт                         | $Q$ ,<br>ВАр |
| Вольтметр                          | Э-335          | 2                                                    | 1                    | 1        | 0        | 2                     | 4                                   | 0            |
| Лічильник<br>активної<br>енергії   | СА4У-<br>І672М | 8                                                    | 1                    | 0,25     | 0,97     | 3                     | 6                                   | 23,28        |
| Лічильник<br>реактивної<br>енергії | СА4У-<br>І676М | 12                                                   | 1                    | 0,25     | 0,97     | 1                     | 9                                   | 34,92        |
| Ваттметр                           | Д-335          | 1,5                                                  | 2                    | 1        | 0        | 1                     | 3                                   | 0            |
| Усього                             |                |                                                      |                      |          |          |                       | 22                                  | 58,2         |

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

Таблиця 2.11 – Розрахунок вторинного навантаження для ТН на шинах 10 кВ

| Прилад                             | Тип            | Потужність<br>споживана<br>однією<br>катушкою,<br>ВА | Кількість<br>катушок | $\cos j$ | $\sin j$ | Кількість<br>приборів | Загальна<br>споживана<br>потужність |              |
|------------------------------------|----------------|------------------------------------------------------|----------------------|----------|----------|-----------------------|-------------------------------------|--------------|
|                                    |                |                                                      |                      |          |          |                       | $P$ ,<br>Вт                         | $Q$ ,<br>ВАр |
| Вольтметр                          | Э-335          | 2                                                    | 1                    | 1        | 0        | 2                     | 4                                   | 0            |
| Лічильник<br>активної<br>енергії   | СА4У-<br>I672М | 8                                                    | 1                    | 0,25     | 0,97     | 11                    | 22                                  | 23,28        |
| Лічильник<br>реактивної<br>енергії | СА4У-<br>I676М | 12                                                   | 1                    | 0,25     | 0,97     | 11                    | 33                                  | 34,92        |
| Ваттметр                           | Д-335          | 1,5                                                  | 2                    | 1        | 0        | 1                     | 3                                   | 0            |
| Усього                             |                |                                                      |                      |          |          |                       | 62                                  | 213,4        |

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

До шин ВН приєднано три трансформатори струму ТФЗМ-110Б-1У1

$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$ ;  $I_{1\text{ном}} = 300 \text{ А}$ ;  $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$ ;  $K_{\text{дин}} = 62 \text{ А}$ ;  $T_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$ ;  $K_{\text{терм}} = 12$ ;  $T_{\text{а}} = 0,03 \text{ с}$ ;

Вибір трансформаторів струму виконється індивідуально для кожного ланцюга, у яких є передбачена їх установка. При цьому повинні дотримуватися такі умови:

– по напрузі установки:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}^{TT}$ ;  $110 \leq 110$ ;

– по струму:  $I_{\text{ндоп}} \leq I_{1\text{ном}}^{TT}$ ,  $175,71 \leq 300$ ;

– по конструкції та класу точності;

– по електродинамічній стійкості :

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

– по термічній стійкості:  $B_K \leq (k_T \cdot I_{1\text{ном}}^{TT})^2 \cdot t_T$ ;  $31,29 \leq 38,8$ ;

– по вторинному навантаженню:

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

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

Таблиця 2.12 – Розрахунок вторинного навантаження для ТС на шинах 110 кВ

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

Аналогічно вибираємо трансформатори струму для шин СН і НН.

Для шин 10 кВ ТПЛК-10-У3

Для шин 35 кВ ТЛК-35.

## 2.9 Вибір джерел оперативного струму

Джерела змінного оперативного струму

Джерела змінного оперативного струму - використовують енергію, що захищається. При виконанні змінного оперативного харчування в якості джерел служать трансформатори струму та трансформатори напруги .

Переваги джерел змінного оперативного струму :

– Більш низька вартість.

– Відсутність розгалуженої мережі оперативного струму.

Недоліки:

– Коливання вихідної напруги вище, ніж для джерел постійного оперативного струму, особливо в момент короткого замикання. Для електромеханічних реле це не має істотного значення, а для аналогових і мікроелектронних може призвести до неправильної роботи.

– Різке зниження напруги власних потреб при включенні вимикача на близьке коротке замикання.

Існують різні варіанти виконання пристроїв релейного захисту на змінному оперативному струмі. Найбільш прості схеми, в яких використовується струм установки.

Джерела та споживачі постійного оперативного струму

Незалежним джерелом оперативного струму є акумуляторні батареї.

Переваги джерел живлення постійного оперативного струму :

– Забезпечується харчування всіх ланцюгів підключених пристроїв у будь-який момент часу з необхідним рівнем напруги і струму незалежно від стану основної мережі.

– Простота і надійність схем релейного захисту.

Недоліки:

– Висока вартість (економічно виправдане використання джерел постійного оперативного струму на підстанціях 110 кВ і вище з декількома ПЛ);

– Необхідність наявності опалювального і вентильованого приміщення;

– Необхідність використання підзарядного пристрої;

– Складність в експлуатації.

Для підвищення надійності мережа оперативного харчування секціонувальними з тим, щоб знеструмлення однієї або декількох секцій не приводило до відмов найбільш відповідальних споживачів оперативного струму, до яких відносяться пристрої релейного захисту, автоматики та управління.

Акумуляторна батарея працює на шини постійного струму, від яких відходять лінії, що живлять секції оперативного струму для кожної групи споживачів. Шини

для живлення пристрою релейного захисту, автоматики та управління (зазвичай окрема шинка для кожної секції шин), ШС - шинки сигналізації та ШВ шинки харчування електромагнітів включення вимикачів.

Акумуляторна батарея є також джерелом аварійного освітлення підстанції.

Акумуляторна батарея виконується зазвичай з свинцево-кислотних акумуляторів, які володіють досить високими довговічністю, економічністю і витримують короточасні перевантаження, наприклад при харчуванні електромагнітів включення потужних вимикачів (струм електромагніту може досягати декількох сотень ампер).

Приміщення акумуляторної батареї повинно мати обігрів і вентиляцію для видалення парів сірчаної кислоти. Для забезпечення довговічності батареї повинен дотримуватися оптимальний режим її підзаряду, заряду і розряду. З цією метою використовуються автоматичні регульовані випрямні установки.

Захист мережі постійного оперативного струму здійснюється за допомогою запобіжників і автоматичних вимикачів із забезпеченням селективності та чутливості. Найбільш частим видом ушкоджень є замикання одного з полюсів на землю.

Воно не призводить до руйнувань, проте поява другого замикання може призвести до помилкового спрацьовування пристрою захисту або електромагнітів включення. Тому використовується контроль ізоляції, наприклад установкою двох вольтметрів. За відсутності замикань напруга шин щодо землі однаково, в іншому випадку показання вольтметрів відрізняються.

## **2.10 Освітлення на підстанції**

На електростанціях і підстанціях виконуються внутрішнє освітлення виробничих та допоміжних приміщень, зовнішнє освітлення території, відкритих розподільних пристроїв, складів палива і залізничних колій, охоронне освітлення вздовж огорожі території і світло огороження димових труб та інших висотних споруд. В основних виробничих приміщеннях передбачається, крім робочого, також

аварійне освітлення. Мережі робочого та аварійного освітлення виконуються роздільно.

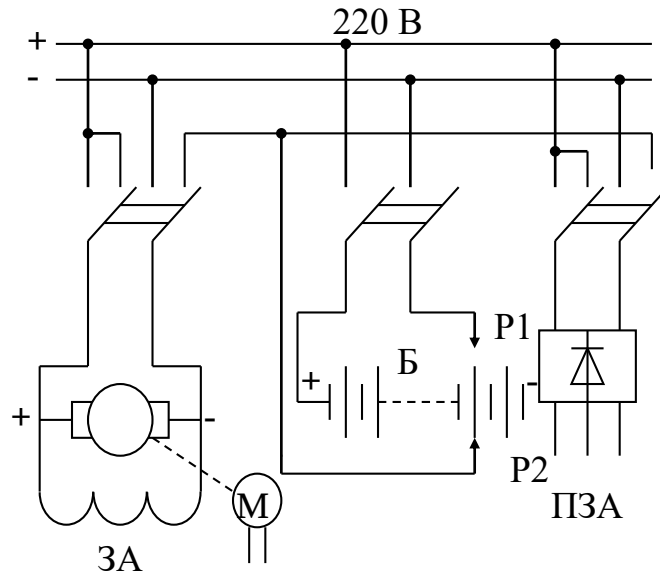


Рисунок 2.13 – Схема зарядно-підзарядного агрегату

## 2.11 Розрахунок блискавкозахисту

Пряме влучання блискавки в струмопровідну частину ВРП електростанцій та підстанцій викликає важкі аварії, пов'язані з виникненням К.З. при перекриттях ізоляції, а також з ушкодженням електроустаткування через велику величину виникаючих перенапруг. Захист від прямого влучання блискавки здійснюється за допомогою стрижневих блискавковідводів.

Підстанція із шириною  $d=95\text{ м}$  і довжиною  $l=148,3\text{ м}$  доцільно прийняти до встановлення 6 блискавковідводів із висотою  $h=23\text{ м}$ . Розрахуємо зону захисту блискавковідводу.

Знаходимо зону захисту одиночного блискавковідводу:

$$h_a = h - h_x = 23 - 11,35 = 11,65\text{ м};$$

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

Найменша висота зони захисту між блискавковідводами  $h_0$ ;

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

Як бачимо при висоті об'єктів, що захищаються рівній  $h_x$ , відстань між двома блискавковідводами  $a$  повинне задовольняти умові;

$$a = 5 \cdot (h - h_x) = 5 \cdot (23 - 11,35) = 60 \text{ м}$$

Найменша ширина зони захисту  $b_x/2$  визначається за графіком,

$$b_x/2 = 3,15 \text{ м}$$

Умова захисту всієї площі

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

Отримані розміри наносимо на план підстанції.

## Висновки до розділу 2

Складено головну схему електричних з'єднань на ПС110/35/10 кВ. Визначено типи розподільних пристроїв відповідних класів напруги. Визначено максимальні струми КЗ на шинах 110, 35, 10 кВ, які становлять 13,398 кА, 15,046 кА, 36,355 кА відповідно. Здійснено вибір типів електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачів, роз'єднувачів тощо.

Визначено тип системи оперативного струму на ПС. Виконано розрахунок системи блискавкозахисту із застосуванням 6 блискавковідводів висотою 23 м. Встановлено, що захист забезпечується на висоті, що захищає об'єкт – 11,65 м. Проаналізовано виконання систем вимірювання та освітлення на ПС.

### 3 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

#### 3.1 Загальні відомості

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:

- технологічний аудит ідеї проекту;
- аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту;
- фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту;
- аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.

Враховуючи особливості енергетичної галузі такі як:

- одночасність процесів виробництва, передачі і споживання електроенергії в результаті чого обсяги "товару" в кожную мить визначає споживач;
- монопольність в електроенергетичній галузі, особливо в царинах передачі та розподілу електричної енергії;
- тарифи на виробництво, передачу електроенергії, цінові надбавки за передачу встановлюються Державним Регулятором – НКРЕКП;
- величини й динаміка змін навантажень у перспективі, тощо задається замовником проекту;
- 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.

### 3.2 Опис ідеї проекту

Значенням енергетичних об'єктів має величезне значення 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.

Головне джерело підвищення ефективності використання суспільно-господарських коштів полягає в правильному виборі напрямів їхнього використання. 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.

Для отримання тендера на будівництво районної електричної мережі напругою 110 кВ для забезпечення живлення центрів навантаження (рис. 3.1) на який було відібрано три проекти .

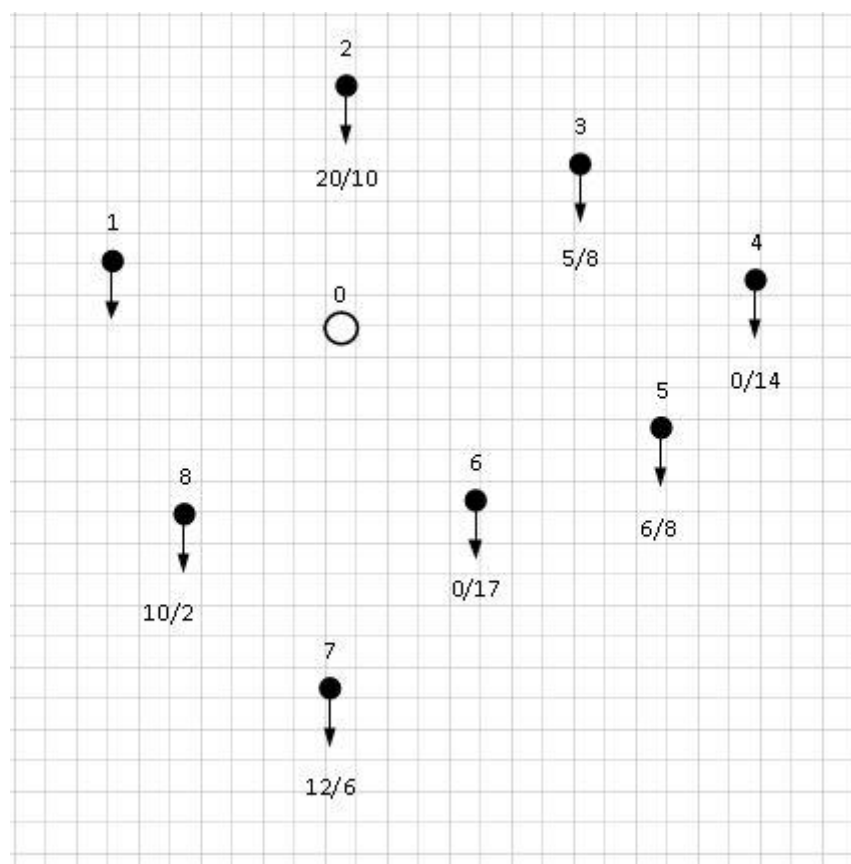


Рисунок 3.1 – План розташування пунктів навантаження

Зміст ідеї стартап-проекту, напрямки застосування та вигоди для користувачів наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Опис ідеї стартап-проекту

| Зміст ідеї                                                                                                                                         | Напрямки застосування                                                                                                                                    | Вигоди для замовника                  |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| Розробка проекту будівництва районної електричної мережі напругою 110 кВ.<br>Надання послуг з передічі та надійного розподілу електричної енергії. | 1. Передача електричної енергії електричною мережею, що проектується;<br>3. Можливість підключення у майбутньому нових споживачів до шин 35 кВ та 10 кВ. | Надійність і безпека експлуатації     |
|                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                          | Якість електричної енергії            |
|                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                          | Енергоефективність                    |
|                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                          | Безперебійність живлення              |
|                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                          | Можливість подальшого розвитку мережі |

Для того, щоб зрозуміти чим буде відрізнятися запропонована конфігурація схеми розвитку районної електричної мережі від інших варіантів схем розвитку, було проведено їх техніко-економічне порівняння та аналіз потенційних переваг.

В порівнянні з конкурентами запропонований варіант має забезпечувати:

- виконання нормативних технічних вимог Кодексу системи розподілу, ПУЕ, інших нормативних документів;
- однакову або кращу надійність електропостачання;
- кращі комплексні показники економічної ефективності.

Варіанти подані учасниками тендеру наведені на рис. 3.2. Техніко-економічні характеристики варіантів будівництва наведені в табл. 3.2. Переваги та недоліки порівнювальних варіантів наведено в табл. 3.3. Технологічна здійсненність ідей проекту наведена в табл. 3.4.

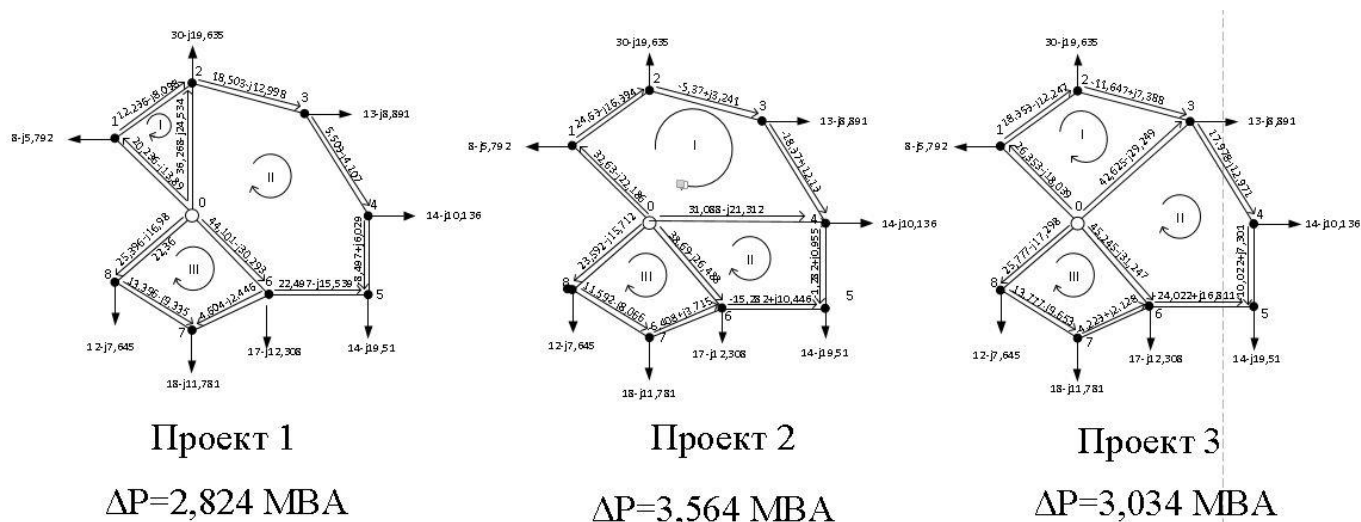


Рисунок 3.2 – Варіанти проектів

### 3.3 Технологічний аудит ідеї проекту

Схема представленого мною проекту має 3 замкнених контури. Основними недоліками проектів конкурентів є використання більших перерізів проводу.

Таблиця 3.2– Техніко-економічні характеристики проектів

| Техніко-економічні характеристики ідеї      | Проект 1 | Проект 2 | Проект 3 |
|---------------------------------------------|----------|----------|----------|
| Загальна довжина ЛЕП електричної мережі, км | 280      | 291      | 279      |
| Сумарне навантаження пунктів, МВт           | 126      | 126      | 126      |
| Сумарні втрати активної потужності, МВт     | 2,824    | 3,564    | 3,034    |

Таблиця 3.3 – Переваги та недоліки проектів

| Аналіз показників     | (потенційні) товари/концепції конкурентів                         |                                                                                |                                |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
|                       | Проект 1                                                          | Проект 2                                                                       | Проект 3                       |
| Слабка сторона(W)     | Наявність найбільшого замкнутого контуру                          | Відсутність перевірки окремих головних ділянок мережі в післяаварійному режимі | Найбільша загальна довжина ЛЕП |
| Нейтральна сторона(N) |                                                                   |                                                                                |                                |
| Сильна сторона(S)     | Перевірка роботи головних ділянок мережі в післяаварійному режимі |                                                                                |                                |

Таблиця 3.4 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

| Ідея проекту                                                 | Технології її реалізації                                                                       | Наявність технологій | Доступність технологій |
|--------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|------------------------|
| Розробки проекту районної електричної мережі напругою 110 кВ | Застосування математичних методів оптимізації розвитку електричної мережі                      | Наявна               | Доступна               |
|                                                              | Розрахунок математичних моделей за допомогою програм: MathCad; MathLab; Power Factory; КОСМОС. | Наявна               | Обмежена               |

Визначені наближені значення сумарних втрат активної потужності в ЛЕП для мого проекту і конкурентів з використанням поточкорозподілу потужності і характеристик прийнятих ділянок ЛЕП:

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_n^2} \cdot r_i,$$

де  $P_i, Q_i$  – середньолінійні потужності  $i$ -тої ділянки;  $r_i$  – еквівалентний активний опір ПЛ  $i$ -тої ділянки;  $U_n$  – номінальна напруга і рівна 110 кВ, для всіх порівнюваних варіантів.

Дані розрахунки краще привести в табличній формі, що видно далі в табл. 3.5-3-7.



Таблиця 3.7 – Наближені значення сумарних втрат активної потужності в ЛЕП для проекту 3

| Ділянка | Довжина ділянки, км | Переріз проводів ділянки $F$ , мм <sup>2</sup> | $r_{0i-j}$ , Ом/км | $r_{i-j}$ , Ом | $P_i$ , МВт | $Q_i$ , МВАр | $\Delta P$ , МВт |
|---------|---------------------|------------------------------------------------|--------------------|----------------|-------------|--------------|------------------|
| 0-1     | 32                  | 1×240                                          | 0,118              | 3,776          | 26,353      | 18,039       | 0,318            |
| 0-3     | 29                  | 2×240                                          | 0,118              | 3,422          | 42,625      | 29,249       | 0,756            |
| 1-2     | 36                  | 1×240                                          | 0,118              | 4,248          | 18,353      | 12,247       | 0,171            |
| 2-3     | 23                  | 1×120                                          | 0,244              | 5,612          | 11,647      | 7,388        | 0,088            |
| 3-4     | 29                  | 1×240                                          | 0,118              | 3,422          | 18,37       | 12,131       | 0,137            |
| 4-5     | 14                  | 1×120                                          | 0,244              | 3,416          | 10,022      | 7,301        | 0,043            |
| 5-6     | 24                  | 1×120                                          | 0,244              | 5,856          | 24,022      | 16,811       | 0,416            |
| 0-6     | 23                  | 2×240                                          | 0,118              | 2,714          | 45,245      | 31,247       | 0,678            |
| 6-7     | 15                  | 1×120                                          | 0,244              | 3,66           | 4,223       | 2,128        | 0,006            |
| 7-8     | 24                  | 1×120                                          | 0,244              | 5,856          | 13,777      | 9,653        | 0,137            |
| 0-8     | 30                  | 1×240                                          | 0,118              | 3,54           | 25,777      | 17,298       | 0,282            |
| РАЗОМ   |                     |                                                |                    |                |             |              | 3,034            |

### 3.4 Фінансово-економічний аналіз

Згідно завдання для всіх варіантів схем:

- 1) тривалість будівництва становить 1 рік і об'єкти електропостачання вводяться відразу на проектну потужність;
- 2) максимальні навантаження споживачів і число годин використання максимуму навантаження  $T_{\max} = 4500$  год.; приймаються незмінними протягом всього періоду експлуатації;
- 3) податок на прибуток  $p = 16\%$  ;
- 4) норма прибутку  $E = 0,1$  [1/рік];
- 5) тариф на вході в мережу (прийнятий як вартість втрат):

$$C_{\text{вх}} = 2 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 2000 \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}.$$

### 3.5 Визначення обсягу інвестицій

Проведено розрахунок повних капіталовкладень розбудову мережі в зіставних цінах (табл. 3.8 і 3.9).

Таблиця 3.8 – Розрахунок капіталовкладень в підстанцію

| № п/ст                                    | Стр     | Проект 1                                     |                                       | Проект 2                                     |                                       | Проект 3                                     |                                       |
|-------------------------------------------|---------|----------------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------|
|                                           |         | № схеми<br>по НТП<br>ПС на<br>стороні<br>110 | Вартість<br>будівництва,<br>млн. грн. | № схеми<br>по НТП<br>ПС на<br>стороні<br>110 | Вартість<br>будівництва,<br>млн. грн. | № схеми<br>по НТП<br>ПС на<br>стороні<br>110 | Вартість<br>будівництва,<br>млн. грн. |
| 1                                         | 2×10000 | 110-3                                        | 66,64                                 | 110-3                                        | 66,64                                 | 110-3                                        | 66,64                                 |
| 2                                         | 2×40000 | 110-6(3)                                     | 132,72                                | 110-3                                        | 99,12                                 | 110-3                                        | 99,12                                 |
| 3                                         | 2×16000 | 110-3                                        | 82,32                                 | 110-3                                        | 82,32                                 | 110-6(3)                                     | 115,920                               |
| 4                                         | 2×16000 | 110-3                                        | 72,24                                 | 110-6(3)                                     | 105,84                                | 110-3                                        | 105,84                                |
| 5                                         | 2×16000 | 110-3                                        | 82,32                                 | 110-3                                        | 82,32                                 | 110-3                                        | 82,32                                 |
| 6                                         | 2×16000 | 110-6(3)                                     | 100,24                                | 110-6(3)                                     | 100,24                                | 110-6(3)                                     | 100,24                                |
| 7                                         | 2×16000 | 110-3                                        | 82,32                                 | 110-3)                                       | 82,32                                 | 110-3)                                       | 82,32                                 |
| 8                                         | 2×10000 | 110-3                                        | 76,720                                | 110-3                                        | 76,720                                | 110-3)                                       | 76,720                                |
| Лінійні комірки<br>на ВРУ 110 кВ<br>ПС №0 |         | 3 комірок                                    | 18                                    | 3 комірки                                    | 18                                    | 3 комірки                                    | 18                                    |
| РАЗОМ                                     |         |                                              | 695,52                                |                                              | 695,52                                |                                              | 729,12                                |

Таблиця 3.9 – Розрахунок капіталовкладень в ЛЕП

| Ділянка | Довжина,<br>км | Проект 1           |       |          | Проект 2           |       |          | Проект 3           |       |          |
|---------|----------------|--------------------|-------|----------|--------------------|-------|----------|--------------------|-------|----------|
|         |                | Переріз<br>провода | 1 км  | Загальна | Переріз<br>провода | 1 км  | Загальна | Переріз<br>провода | 1 км  | Загальна |
| 1       | 2              | 3                  | 4     | 5        | 6                  | 7     | 8        | 9                  | 10    | 11       |
| 0-1     | 32             | 1×240              | 1,960 | 62,720   | 2×120              | 2,296 | 73,472   | 1×240              | 1,960 | 62,720   |
| 0-2     | 30             | 2×120              | 2,296 | 68,880   | -                  | -     | -        | -                  | -     | -        |
| 1-2     | 36             | 1×120              | 1,652 | 59,472   | 1×240              | 1,960 | 70,560   | 1×240              | 1,960 | 70,560   |
| 2-3     | 23             | 1×240              | 1,960 | 45,080   | 1×120              | 1,652 | 37,996   | 1×120              | 1,652 | 37,996   |
| 3-4     | 29             | 1×120              | 1,652 | 47,908   | 1×240              | 1,960 | 56,840   | 1×240              | 1,960 | 56,840   |
| 4-5     | 14             | 1×120              | 1,652 | 23,128   | 1×120              | 1,652 | 23,128   | 1×120              | 1,652 | 23,128   |

Закінчення таблиці 3.9

| 1     | 2  | 3     | 4     | 5       | 6     | 7     | 8      | 9     | 10    | 11     |
|-------|----|-------|-------|---------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|
| 5-6   | 24 | 1×240 | 1,960 | 47,040  | 1×240 | 1,960 | 47,040 | 1×120 | 1,652 | 39,648 |
| 0-6   | 23 | 2×240 | 2,800 | 64,400  | 2×240 | 2,800 | 64,400 | 2×240 | 2,800 | 64,400 |
| 6-7   | 15 | 1×120 | 1,652 | 24,780  | 1×120 | 1,652 | 24,780 | 1×120 | 1,652 | 24,780 |
| 7-8   | 24 | 1×120 | 1,652 | 39,648  | 1×120 | 1,652 | 39,648 | 1×120 | 1,652 | 39,648 |
| 0-8   | 30 | 1×240 | 1,960 | 58,600  | 1×240 | 1,960 | 58,800 | 1×240 | 1,960 | 58,800 |
| 0-3   | 29 | -     | -     | -       | -     | -     | -      | 2×240 | 2,800 | 81,200 |
| 0-4   | 41 | -     | -     | -       | 2×120 | 2,296 | 94,136 | -     | -     | -      |
| РАЗОМ |    |       |       | 541,656 |       |       | 590,8  |       |       | 559,72 |

Визначаємо сумарні капіталовкладення:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЕП}} + K_{\text{ПС}},$$

де  $K_{\text{ПС}}$  – капіталовкладення в підстанції (з табл. 3.8),

$K_{\text{ЛЕП}}$  – капіталовкладення в ЛЕП (з табл. 3.9),

Для варіанта 1:  $K_{\Sigma 1} = 541,656 + 695,52 = 1237,176$  млн. грн;

Для варіанта 2:  $K_{\Sigma 2} = 590,8 + 695,52 = 1286,32$  млн. грн;

Для варіанта 3:  $K_{\Sigma 3} = 559,72 + 729,12 = 1288,84$  млн. грн.

Сумарні капіталовкладення наведені в табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Розрахунок сумарних капіталовкладень

| Показник                    | Проект 1 | Проект 2 | Проект 3 |
|-----------------------------|----------|----------|----------|
| $K_{\text{ЛЕП}}$ , млн. грн | 541,656  | 590,8    | 559,72   |
| $K_{\text{ПС}}$ , млн. грн  | 695,52   | 695,52   | 729,12   |
| $\Sigma K$ , млн. грн       | 1237,176 | 1286,32  | 1288,84  |

### 3.6 Визначення основних фінансово-економічних показників

В межах цього розділу розраховані основні фінансово-економічні показники варіантів (прогнознi обсяги послуг, щорічних витрат, собівартість передачі електроенергії, тарифи на передачу, податкове навантаження та чистий прибуток) та показники інвестиційної привабливості проекту (Інтегральний ефект, рентабельність продаж послуг та інвестицій, період окупності проекту);

Втрати активної потужності в ЛЕП, отримані з розрахунку поточкорозподілу в L- схемі при максимальних навантаженнях пунктів

$$\Delta P_1 = 2,824 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_2 = 3,564 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_3 = 3,034 \text{ МВт};$$

Час максимальних втрат  $\tau$ :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2886,21 \text{ год/рік}.$$

Визначаємо втрати активної енергії в ЛЕП  $\Delta A_i = \tau \cdot \Delta P_i$  (табл. 3.11).

Таблиця 3.11 – Втрати активної енергії

| Показник                   | Проект 1 | Проект 2 | Проект 3 |
|----------------------------|----------|----------|----------|
| $\Delta P$ , МВт           | 2,824    | 3,564    | 3,034    |
| $\Delta A$ , МВт · год/рік | 8150,66  | 10286,45 | 8756,76  |

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах будуть однакові в усіх варіантах, оскільки ці трансформатори і навантаження на них у всіх варіантах однакові і складуть:

$$\Delta P_{кз} = 1,56 \text{ МВт}; \quad \Delta P_{хх} = 0,352 \text{ МВт};$$

$$\Delta A_{кз} = \tau \cdot \Delta P_{кз} = 2886,21 \cdot 1,56 = 4502,49 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{хх} = \tau \cdot \Delta P_{хх} = 2886,21 \cdot 0,35 = 1010,17 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Результати розрахунку річних витрат зведені в табл. 3.12.

Таблиця 3.12 – Розрахунок річних витрат

| Витрати, млн. грн                                                                                                                                         | Проект   |          |          |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|----------|
|                                                                                                                                                           | Проект 1 | Проект 2 | Проект 3 |
| Щорічні витрати на обслуговування та ремонт                                                                                                               |          |          |          |
| ПЛ – 1,2%·К                                                                                                                                               | 6,5      | 7,09     | 6,72     |
| ПС – 2,4%·К                                                                                                                                               | 16,7     | 16,7     | 17,5     |
| Всього експлуатаційні                                                                                                                                     | 23,2     | 23,79    | 23,92    |
| Амортизаційні відрахування                                                                                                                                |          |          |          |
| ПЛ – 2,0%·К                                                                                                                                               | 10,84    | 11,82    | 11,2     |
| ПС – 3,6%·К                                                                                                                                               | 25,04    | 25,04    | 26,25    |
| Всього амортизаційні                                                                                                                                      | 35,88    | 36,86    | 37,45    |
| Витрати на купівлю з Енергоринку електричної енергії, яка втрачається в мережі                                                                            |          |          |          |
| Навантажувальні в трансформаторах.<br>$C_{BX} \cdot \Delta A_{K3}$                                                                                        | 9,00     | 9,00     | 9,00     |
| Холостого ходу в трансформаторах<br>$C_{BX} \cdot \Delta A_{XX} \cdot 0,75$                                                                               | 1,52     | 1,52     | 1,52     |
| в навантажувальні в ЛЕП $C_{BX} \cdot \Delta A$                                                                                                           | 16,31    | 20,58    | 17,52    |
| Всього вартість втрат                                                                                                                                     | 26,83    | 31,1     | 28,04    |
| Всього витрат (В)                                                                                                                                         | 85,91    | 91,75    | 89,41    |
| Середньорічний обсяг електричної енергії, що передається мережею, $W_{ПЕР} = P_{\max} \cdot T_{\max}$<br>$\frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$ | 567000   | 567000   | 567000   |
| Собівартість передачі електричної енергії<br>$\frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$<br>мережею, що проектується                                 | 0,229    | 0,229    | 0,229    |

Сумарне максимальне навантаження становить  $P_{\max} = 126$  МВт.

Величина цінової надбавки (різниця тарифів на виході і вході в мережу) приймається рівною:  $C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}} = 0,54 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 540 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$

Дохід однаковий для всіх варіантів і розраховується як:

$$D = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 126 \cdot 4500 \cdot 540 = 306,18 \text{ млн. грн.}$$

Розрахунок інших економічних показників зведемо у табл. 3.13

Таблиця 3.13 – Розрахунок інших економічних показників

| Показники, млн. грн.                                                              | Проекти  |          |          |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|----------|
|                                                                                   | Проект 1 | Проект 2 | Проект 3 |
| Дохід $D = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{ВИХ}} - C_{\text{ВХ}})$        | 306,18   | 306,18   | 306,18   |
| Прибуток $\Pi_B = D - B$                                                          | 220,27   | 214,43   | 216,77   |
| Податок $H_{\Pi} = p \cdot \Pi_B$                                                 | 35,24    | 34,3     | 34,68    |
| Чистий прибуток $\Pi_P = \Pi_B - H_{\Pi}$                                         | 185,03   | 180,13   | 182,09   |
| Інтегральний ефект, NPV $\Pi_{\text{ДС}} = \frac{(\Pi_P + A_P)}{E} - K$           | 971,924  | 883,58   | 906,56   |
| Рентабельність інвестицій, IRR, в.о. $R_i = \frac{(\Pi_P + A_P)}{K}$              | 0,17     | 0,16     | 0,17     |
| Термін окупності, років $T_{\text{ОК}} = \frac{1}{R_i}$                           | 5,89     | 6,25     | 5,89     |
| Сумарні дисконтовані затрати $Z_{\text{ДС}} = \frac{B_E + B_{\text{ВТР}}}{E} + K$ | 1737,48  | 1835,22  | 1808,44  |

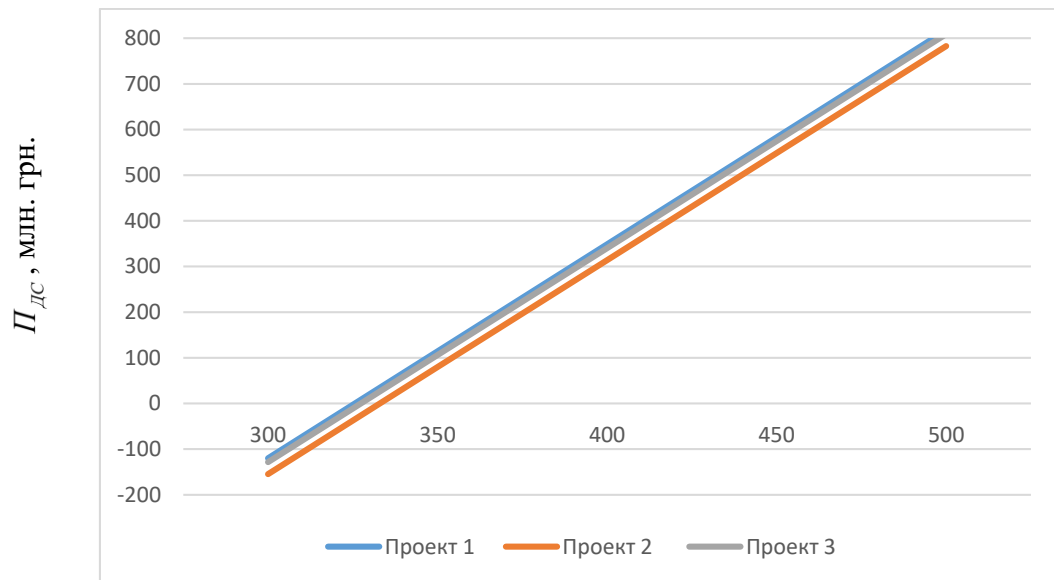
Можна зробити висновок, що для вибраний мною проект 1-й варіант є більш економічно вигідним. Проект розвитку мережі за цим варіантом є економічно вигіднішим за рахунок значно меншиг прогнозованих втрат електроенергії порівняно з конкурентними варіантами і може бути прийнятий до реалізації.

### 3.7 Оцінка ризиків проекту

З метою урахування ризиків, пов'язаних з можливими похибками в прогнозуванні вихідних даних, проводимо аналіз чутливості інтегрального ефекту  $\Pi_{\text{ДС}}$  шляхом варіювання цінової надбавки  $(C_{\text{ВИХ}} - C_{\text{ВХ}})$  в межах від 0,3 до  $0,5 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ , результати наведені на рис. 3.3.

Проаналізувавши графік можна сказати, що якщо  $\Pi_{\text{ДС}}$  додатній тож всі проекти є ефективними и можуть бути прийняті до реалізації. Також слід зазначити, що при незмінних капіталовкладеннях мінімальна величина надбавки, за якої проект є ефективним, складає: для мого проекту  $0,32 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ , для проектів конкурентів  $0,33$

$\frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ .



$$(\mathcal{U}_{ВНХ} - \mathcal{U}_{ВХ}), \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}$$

Рисунок 3.3 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни цінової надбавки

### 3.8 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Був зроблений SWOT-аналіз (матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities).

Сильні сторони:

- а) проведені перевірки в післяаварійному режимі;
- б) більша надійність схеми;
- с) менші втрати електроенергії у порівнянні з іншими варіантами.

Слабкі сторони:

- а) має великий замкнений контур, що збільшить інвестиції у разі відмов окремих вузлів навантаження від приєднання до мережі .

Можливості:

- а) мережею, що проектується, можна передіти значно більший обсяг електричної енергії, тобто в перспективі під'єднати нових споживачів на шинах 10 і 35 кВ підстанцій.

Загрози:

- а) популізм у встановленні тарифів для окремих груп споживачів;
- б) встановлення Державним регулятором тарифу на передачу (розподіл) електричної енергії меншого за розрахований.
- с) інфляція, що збільшить величину прийнятих у розрахунках капіталовкладень;
- д) обсяг електроенергії може виявитися меншим за розрахунковий.

### **Висновки до розділу 3**

В даному розділі розглянуто розроблення стартап-проекту, основною ідеєю якого є створення нової електричної мережі з метою надання послуги з надійного розподілу електричної енергії споживачам та порівняння її схеми розвитку з конкурентними варіантами, що мають схожі техніко-економічні показники. Виконано техніко-економічне порівняння схеми в мого проекту з схемами розвитку конкурентних. Його правильна реалізація створює передумови для успішного ринкового старту. Резюмуючи проведені вище техніко-економічні, фінансові, маркетингові розрахунки та порівняння можна зазначити:

- мій варіант розвитку мережі 110 кВ спирається на попит на електричну енергію району і динаміка їх змін;
- мій проект має менші втрати електроенергії у порівнянні з іншими варіантами;
- мій проект має більшу надійність схеми;
- для реалізації слід обрати розглянуті технології та запропонований оптимальний варіант розвитку мережі за проектом №1 .

## 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА

### 4.1 Теоретичні відомості

Основними видами пошкоджень трансформаторів є однофазні і багатofазні замикання в обмотках і на виводах трансформатора, а також «пожежа сталі». Однофазні пошкодження бувають: на землю і між витками обмотки. Найбільш вірогідні однофазні та багатofазні замикання на виводах трансформатора і однофазні замикання в обмотках. Значно рідше виникають багатofазні замикання в обмотках. Захист від коротких замикань виконується з дією на відключення пошкодженого трансформатора. Для обмеження розмірів руйнувань її виконують швидкодіючої.

Ненормальні режими роботи трансформаторів обумовлені зовнішніми короткими замиканнями і перевантаженнями. У цих випадках в обмотках трансформатора з'являються великі струми або надструми. Особливо небезпечні струми, що з'являються при зовнішніх коротких замикань; ці струми можуть значно перевищувати номінальний струм трансформатора. У разі тривалого проходження струму можливі інтенсивний нагрів ізоляції обмоток і її пошкодження. Разом з цим при короткому замиканні знижується напруга в мережі. Тому в трансформаторі повинен передбачатися захист від надструмів, обумовлених не відключилося зовнішнім коротким замиканням.

Перевантаження трансформаторів не впливає на систему електропостачання в цілому, так як вона не супроводжується зниженням напруги. Крім того, струми перевантаження зазвичай невеликі і їх проходження допустимо протягом деякого часу, достатнього для того, щоб персонал вжив необхідних заходів до розвантаження трансформатора. Згідно з нормами перевантаження струмом можна допускати протягом 45 хв.

Основними захистами трансформатора є:

- диференційний струмовий захист трансформатора;
- газовий захист трансформатора;
- газовий захист РПН, струмове відсічення, що встановлюється з боку живлення на трансформаторах малої потужності;
- диференційний струмовий захист ошиновки нижчої напруги;
- диференційний струмовий захист ошиновки вищого і середнього напруги.
- Для захисту від пошкоджень контакторів РПН застосовується газовий захист РПН. Захист виконується за допомогою струменевого реле, що встановлюється між баком РПН і розширювачем. Газовий захист РПН діє на відключення трансформатора з усіх боків із заборonoю АПВ трансформатора (сигнальний елемент у струменевих реле відсутнє).

– диференційний захист трансформатора реагує на всі види к.з. (За винятком однофазних замикань на землю в обмотці 6-10-35кВ) в зоні, обмеженій трансформаторами струму (ТТ). При заміні вимикача трансформатора обхідним вимикачем диференційний захист переключається з ТТ вимикача, що замінюється на ТТ обхідного вимикача. Захист діє на відключення трансформатора з усіх боків із заборonoю АПВ.

– диференційний захист ошиновки вищого (середнього) напруги.

– диференційний захист ланцюгів низької напруги. У зону дії цього захисту входять лінійний трансформатор, реактор і ошиновка ланцюгів низької напруги від вбудованих ТТ АТ до внесених ТТ в осередку введення нижчого напруги. Захист діє на відключення АТ з усіх боків із заборonoю АПВ.

В якості резервного захисту трансформаторів тупикових і підключених до цих відгалужень підстанцій використовується максимальний струмовий захист (МСЗ) з пуском по напрузі або без напруги. МСЗ встановлюється на кожній стороні трансформатора. З боку харчування (110кВ, 220кВ) МСЗ, як правило, діє з двома витримками часу.

З меншою витримкою часу на відключення вводу 10 кВ, а з більшою - на відключення трансформатора з усіх боків.

У разі, коли з високої сторони трансформатора встановлені короткозамикачі і роз'єднувачі, основний захисту без витримки часу, а резервні захист з найбільшою витримкою часу діють на включення короткозамикача, тим самим створюючи штучне однофазне коротке замикання, що відключається захистом ліній живлення. У безструмову паузу (при АПВ ліній живлення) проводиться автоматичне відключення роз'єднувача, після чого пошкоджена трансформатор (автотрансформатор) виявляється повністю відключеним.

Передача команди – імпульсу на відключення вимикача з живильної сторони лінії при пошкодженні в трансформаторі, який не має вимикача з високою боку, може виконуватися і без включення короткозамикача (для створення штучного короткого замикання). Така команда може подаватися за допомогою високочастотного каналу.

З метою ближнього резервування захистів трансформатора передбачається резервна незалежна МСЗ-110кВ. Цей захист є повністю автономним як по ланцюгах струму, оперативним ланцюгах, так і по вихідних ланцюгів.

Резервна МСЗ-110 з витримкою часу більшою часу спрацювання основної МСЗ-110 діє на окрему котушку включення короткозамикача або на окрему котушку відключення вимикача на стороні 110кВ.

На цих відгалужень трансформаторах і тупикових підстанціях 110кВ можуть застосовуватися і одноступінчасті струмові захисту нульової послідовності, що діють на відключення трансформатора.

#### **4.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора (на терміналі RET 670)**

Вихідні дані для розрахунку:

Дані трансформатора

- триобмотковий типу ТДТН-40000/110;
- схема і група з'єднань обмоток: Y/Y/ $\Delta$ -0-11;
- номінальна напруга обмоток:  $115 \pm 9 \times 1,78\% / 38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 11$  кВ.

Напруга короткого замикання:

- Сторона 110 кВ  $U_{кВС} = 10.5\%$  ;
- Сторона 35 кВ  $U_{кВН} = 17\%$  ;
- Сторона 10 кВ  $U_{кСН} = 6\%$  .

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму:

$$K_{ТТ\ ВН} = \frac{600}{5};$$

$$K_{ТТ\ СН} = \frac{600}{5};$$

$$K_{ТТ\ НН} = \frac{1000}{5};$$

Перше що ми повинні виконати, це перевірити чи забезпечується цифрове вирівнювання струмів плечей захищається трансформатора, для цього визначаємо первинні номінальні струми:

$$I_{номВН} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,817 \text{ A};$$

$$I_{номСН} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{номСН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,844 \text{ A};$$

$$I_{номНН} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2009 \text{ A};$$

Визначаємо вторинні номінальні струми на сторонах трансформатора з урахуванням установки групи ТТ «зірка» з усіх боків захищається трансформатора, тобто  $K_{сх} = 1$  на всіх сторонах трансформатора:

$$i_{номВН} = \frac{I_{номВН} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ\ ВН}} = \frac{200,817 \cdot 1}{300/5} = 3,347 \text{ A};$$

$$i_{номСН} = \frac{I_{номСН} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ\ СН}} = \frac{599,844 \cdot 1}{300/5} = 9,997 \text{ A};$$

$$i_{номНН} = \frac{I_{номНН} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ\ НН}} = \frac{2009 \cdot 1}{1000/5} = 10,497 \text{ A};$$

З табл. В.1.1 додатки В [15] вибираємо номінальний струм входу пристрою для кожного плеча захисту і відносну похибку вирівнювання при  $I_{ном.вт.п} = 5 \div 20$ , відповідно  $I_{ном.т.п} = 5A$ ,  $\Delta f_{вир*} = 0,03$ .

Перевірка забезпечення цифрового вирівнювання для всіх сторін, що захищається трансформатора, проводиться за виразом:

$$0,1 < \frac{i_{номВН}}{I_{ном.т.п}} = 0,335 < 4$$

$$0,1 < \frac{i_{номВН}}{I_{ном.т.п}} = 1 < 4$$

$$0,1 < \frac{i_{номВН}}{I_{ном.т.п}} = 2,099 < 4$$

Очевидно, для всіх сторін цифрове вирівнювання амплітуд струмів плечей забезпечується.

Розрахунковий коефіцієнт небалансу, за уточненим виразом:

$$K_{нб.розр} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \epsilon)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})) + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})^2}$$

де  $K'_{пер}$  – коефіцієнт, що враховує перехідний процес, вибирається по таблиці 1.6 [15], відповідно до таблиці  $K'_{пер} = 1$  для силового трансформатора потужністю не більше 40 МВА і при відсутності підключених струмообмежуючих реакторів на НН.

$$K_{нб.розр} = \sqrt{0,1^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,16 + 0,03)) + (0,16 + 0,03)^2} = 0,223$$

Початковий диференційний струм спрацювання:

$$I_{dmin} = K_{відлашт} \cdot K_{нб.розр} \cdot EndSectional = 1,2 \cdot 0,223 \cdot 1,15 = 0,308$$

де  $K_{відлашт} = 1,2$  - коефіцієнт відбудови.

EndSection1 - початковий гальмівний струм, приймається рівним 1,15 за рекомендаціями фірми «ABB».

Чутливість для горизонтальної ділянки гальмівної характеристики:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.розр}}}{I_{\text{диф.спр}}} = 27,886 > 2 \text{ (умова виконується),}$$

де  $I_{\text{диф.спр.}}$  – визначаємо уставку по початковому диференційного струму спрацювання  $I_{d \min} = 0,3$  по малюнку Д.2,[15] відповідно відносний диференційний струм буде дорівнює 0,3.

Відносний розрахунковий мінімальний диференційний струм при КЗ на виводах трансформатора, що захищається, в даному випадку розрахунковий мінімальний диференційний струм буде при КЗ на стороні НН:

$$I_{\text{диф.розр}} = \frac{I_{\text{мин}}^2}{I_{\text{номВН}}} = \frac{2800}{200,817} = 13,943 \text{ А;}$$

де  $I_{\text{мин}}^2 = 2800 \text{ А}$  – двофазне коротке замикання на НН.

Як ми бачимо чутливість при внутрішніх КЗ на горизонтальній ділянці гальмівної характеристики забезпечена.

Чутливість захисту на похилих ділянках гальмівної характеристики буде забезпечуватися завжди, так як виконується умова:

$$\frac{I_{d \min}}{I_{\text{EndSectional}}} = 0,268 \leq 0,5 \text{ (умова виконується).}$$

Струм спрацювання диференційної відсічки  $I_{\text{dunre}}$

За умовою налагодження від режиму кидка намагнічуючого струму параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки повинен прийматися не менше 500%:

$$I_{\text{dunre}} > 500\%. \quad (4.2)$$

За умови відбудови від максимального струму небалансу при зовнішніх пошкодженнях, параметр спрацювання можна знаходити за виразом:

$$I_{\text{dunre}} \geq K_{\text{відлашт}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.макс}} = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 27,164 \cdot 100 \% = 2199 \%$$

де  $K_{\text{відлашт.}} = 1,2$  - коефіцієнт відбудови;  $K_{\text{нб}(1)}$  – відношення амплітуди першої гармоніки струму небалансу до наведеної амплітуді періодичної складової

наскрізного струму. Згідно рекомендацій фірми «ABB» для трансформаторів з розщепленою обмоткою приймати 0,65, при використанні з усіх боків ТТ з вторинним номінальним струмом 5 А.

Відносний максимальний струм при зовнішньому КЗ:

$$I_{\text{кз.макс}} = \frac{I_{\text{кз.макс}}}{I_{\text{ном.опор}}} = \frac{5455}{200,817} = 27,164 \text{ А.}$$

$I_{\text{кзмакс}}$  – максимальний струм при зовнішньому КЗ, приведений до опорної стороні (боку ВН);

$I_{\text{ном.опор.}}$  – номінальний струм опорної сторони (сторони ВН) трансформатора, що захищається.

Параметр спрацювання приймається рівним найбільшим значенням з двох отриманих. Підсумкове значення параметра у відсотках рекомендується округляти до десятих.

Приймаємо параметр  $I_{\text{dunre}} = 710\%$  ( $I_{\text{dunre}} = 7,1$ ).

Наступні параметри і уставки для терміналу RET 670 приймаються відповідно до рекомендацій фірми «ABB»:

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

Результати розрахунків і вибраних параметрів зведені в табл. 4.1., область гальмівної характеристики, що відповідає внутрішнім КЗ показана на рис. 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахункові та параметральні дані

| Позначення параметра | Одиниці виміру         | Діапазон   | За замовчуванням | Прийняте значення |
|----------------------|------------------------|------------|------------------|-------------------|
| EndSection1          | У % від $I_{ном.опор}$ | 0,20-1,50  | 1,25             | 1,15              |
| IdMin                | У % від $I_{ном.опор}$ | 0,10-0,60  | 0,3              | 0,3               |
| EndSection2          | У % від $I_{ном.опор}$ | 1,00-10,00 | 3                | 2,0               |
| SlopeSection2        | %                      | 10,0-50,0  | 40               | 45                |
| SlopeSection3        | %                      | 30,0-100,0 | 80               | 50                |
| Idunre               | У % від $I_{ном.опор}$ | 1,00-50,00 | 10               | 7,1               |
| I2 / I1 ratio        | %                      | 5-100      | 15               | 14                |
| I5 / I1 ratio        | %                      | 5-100      | 25               | 25                |
| CrossBlockEn         | —                      | On;Off     | On               | Off               |
| SOTFMode             | —                      | On;Off     | On               | Off               |
| NegSegDiffEn         | —                      | On;Off     | On               | Off               |
| OpenCNEEnable        | —                      | On;Off     | On               | Off               |

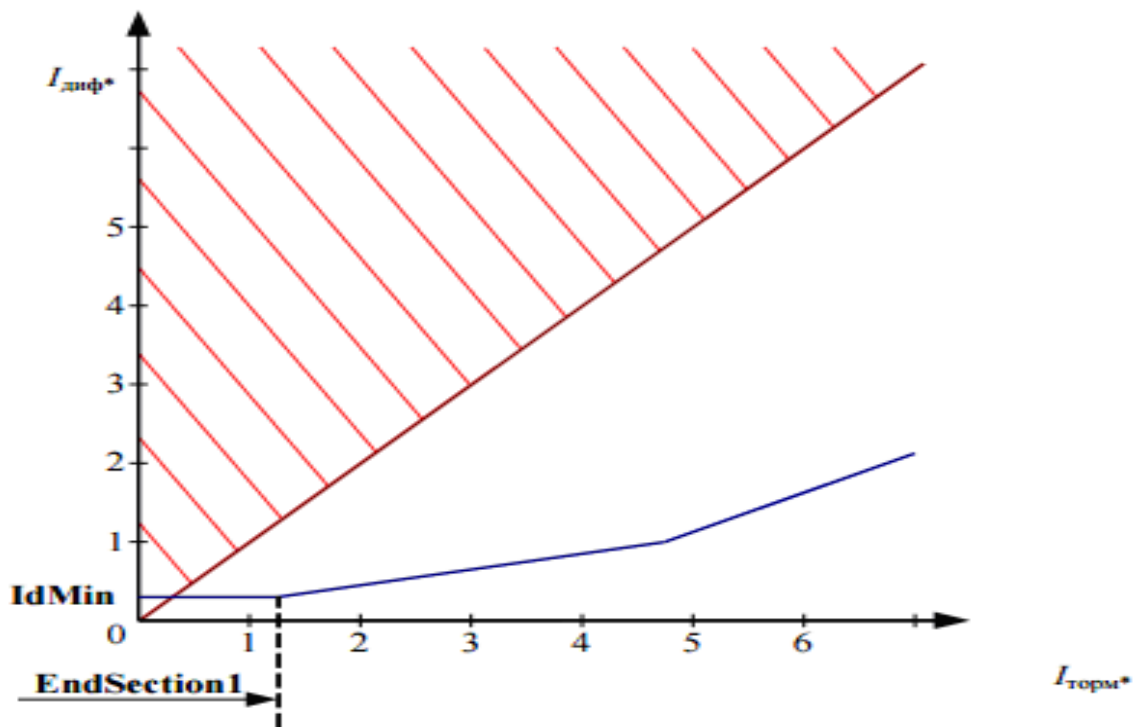


Рисунок 4.1 – Область гальмівної характеристики, що відповідає внутрішнім КЗ

#### 4.3 Розрахунок та вибір уставок спрацювання максимального струмового захисту трансформатора з пуском за напругою (на терміналі REF 615/ REC 650)

Виконаємо розрахунок уставок спрацювання релейного захисту.

## МСЗ-11 кВ

Для того щоб виконати максимально-струмовий захист з пуском по напрузі, потрібно підключити в нашому випадку термінал REF615 для трансформаторів струму класу точності 10P і завести ланцюга напруги з обмоток ТН-10 кВ з'єднаного в «зірку».

Струм спрацювання по умові відлаштування від струму навантаження (номінального струму трансформатора):

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_n} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 2099 = 3447 \text{ А},$$

де  $K_n = 1,1-1,25$ , приймаємо 1,2 (для терміналів фірми «ABB»);  $K_n = 0,95$  - коефіцієнт повернення реле, для мікропроцесорних терміналів приймається - 0,95;  $K_z = 1,3$  - коефіцієнт запасу.

$I_{ном} = 2099 \text{ А}$  – первинний номінальний струм трансформатора, котрий захищають.

Струм спрацювання за умовою забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 11 кВ трансформатора (основна зона). Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості ( $K_{\text{ч}}$ ) повинен бути не менше 1,5.

$$I_{сз} = \frac{I_{\text{кз}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3627}{2 \cdot 1,5} = 2094,049 \text{ А},$$

Струм спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ приєднань 11 кВ. Максимальна уставка МСЗ приєднань ( $I_{сз} = 300 \text{ А}$ ):

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{сз\text{МСЗ}} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ А},$$

де  $K_n = 1,2$  – коефіцієнт надійності.

Час спрацьовування, за умовою узгодження з часом спрацювання приєднань 11 кВ  $t_{сз} = 0,5 \text{ сек}$ :

$$t = t_{сз} + \Delta t = 0,5 + 0,4 = 0,9 \text{ с},$$

де  $\Delta t = 0,3-0,5 \text{ сек}$  – ступінь селективності, приймаємо 0,4 сек.

Струм і час спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ СВ-11кВ ( $I_{сз} = 800 \text{ А}$ ,  $t_{сз} = 1 \text{ сек}$ ):

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3MC3} = 1,2 \cdot 800 = 960 \text{ A};$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 1 + 0,4 = 1,4 \text{ с},$$

де  $\Delta t = 0,3-0,5$  сек – ступінь селективності, приймаємо 0,4 сек.

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cпр} = \frac{I_{c3} \cdot K_{сх}}{K_{ТСНН}} = \frac{3447 \cdot 1}{1000/5} = 17,235 \text{ A}.$$

де  $K_{TT} = 1000/5$  – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;  $K_{сх} = 1$  при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму - «повна зірка».

Визначимо напругу спрацювання реле мінімальної напруги

За умовою забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{c3} = \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_v} = \frac{0,9 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 6250 \text{ В},$$

де  $K_{отс}$  – коефіцієнт відлаштування, приймається 1,2;  $K_v$  – коефіцієнт повернення, приймається 1,2.

В орієнтовних розрахунках можна прийняти  $U_{мин} = (0,85-0,9) \cdot U_{ном}$ .

За умовою відлаштування від напруги самозапуску при включенні від АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{c3} = \frac{U_{зап}}{K_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{1,2} = 5833,3 \text{ В},$$

де  $K_{отс}$  – коефіцієнт відлаштування, приймається 1,2;  $K_v$  – коефіцієнт повернення, приймається 1,2.

В орієнтовних розрахунках можна прийняти  $U_{зап} = 0,7 \cdot U_{ном}$ .

Вторинне значення:

$$U_{ср} = \frac{U_{c3}}{K_{ТН}} = \frac{5833,3}{10000/100} = 62,5 \text{ В},$$

де  $K_{ТН} = 10000/100$  - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Приймаємо напруги спрацювання реле: первинна напруга  $U_{сз} = 5800$  В, вторинна напруга реле  $U_{ср} = 62,5$  В.

#### МСЗ-35 кВ

Розрахунок МСЗ-35 кВ з пуском по напрузі виконується за аналогією розрахунку МСЗ-11 з пуском по напрузі. МСЗ-35 кВ з пуском по напрузі реалізується за допомогою терміналу захисту REC 650 (фірми «ABB»). Для цього з потрібно завести в термінал струмові і ланцюги напруги з трансформаторів струму 35 кВ і трансформатора напруги 35 кВ.

Струм спрацювання по умові налагодження від струму навантаження (номінального струму трансформатора).

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_H} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 599,844 = 985,007 \text{ А},$$

Всі коефіцієнти по аналогії розрахунку МСЗ-11

Струм спрацювання за умовою забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ трансформатора (основна зона). Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості ( $K_{\text{ч}}$ ) повинен бути не менше 1,5.

$$I_{сз} = \frac{I_{\text{КЗ}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1372}{1,5} = 795,76 \text{ А},$$

Струм спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ приєднань 11 кВ. Максимальна уставка МСЗ приєднань ( $I_{сз} = 240$  А):

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{сз\text{МСЗ}} = 1,2 \cdot 240 = 288 \text{ А},$$

де  $K_H = 1,2$  – коефіцієнт надійності;

Час спрацювання, за умовою узгодження з часом спрацювання приєднань 35 кВ  $t_{сз} = 2,5$  сек:

$$t = t_{сз} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ с},$$

де  $\Delta t = 0,3-0,5$  сек – ступінь селективності, приймаємо 0,4 сек.

Струм і час спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ СВ-35 кВ ( $I_{сз} = 550$  А,  $t_{сз} = 2,9$  сек):

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{сз\text{МСЗ}} = 1,1 \cdot 550 = 605 \text{ А};$$

$$t=t_{c3}+\Delta t=2,9+0,4=3,3 \text{ с},$$

де  $\Delta t = 0,3-0,5$  сек – ступінь селективності, приймаємо 0,4 сек.

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{\text{спр}} = \frac{I_{c3} \cdot K_{cx}}{K_{TCHH}} = \frac{605 \cdot 1}{600/5} = 5,042 \text{ А}.$$

де  $K_{TT} = 600/5$  – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;  $K_{CX} = 1$  при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму - «повна зірка».

Визначимо напругу спрацювання реле мінімальної напруги

За умовою забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{c3} = \frac{U_{\text{мин}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_v} = \frac{0,9 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 21880 \text{ В},$$

де  $K_{\text{отс}}$  – коефіцієнт відлаштування, приймається 1,2;  $K_v$  – коефіцієнт повернення, приймається 1,2.

В орієнтовних розрахунках можна прийняти  $U_{\text{мин}} = (0,85-0,9) \cdot U_{\text{ном}}$ .

За умовою відлаштування від напруги самозапуску при включенні від АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{c3} = \frac{U_{\text{зап}}}{K_{\text{отс}}} = \frac{0,7 \cdot 35000}{1,2} = 20420 \text{ В},$$

де  $K_{\text{отс}}$  – коефіцієнт відлаштування, приймається 1,2;  $K_v$  – коефіцієнт повернення, приймається 1,2.

В орієнтовних розрахунках можна прийняти  $U_{\text{зап}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ .

Вторинне значення:

$$U_{\text{сп}} = \frac{U_{c3}}{K_{TH}} = \frac{20420}{35000/100} = 58,333 \text{ В},$$

де  $K_{TH} = 35000/100$  - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Приймаємо напруги спрацювання реле: первинна напруга  $U_{c3} = 20400 \text{ В}$ , вторинна напруга реле  $U_{\text{сп}} = 58 \text{ В}$ .

МСЗ-110 кВ

МСЗ-110 кВ з пуском по напрузі реалізується за допомогою терміналу захисту REC 650 (фірми «ABB»).

Струм спрацювання по умові відлаштування від струму навантаження (номінального струму трансформатора):

$$I_{c3} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_\Pi} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 200,817 = 302,282 \text{ А},$$

де  $K_H = 1,2$  (для терміналів фірми «ABB»);  $K_\Pi = 0,95$ ;  $K_3 = 1,3$ .

$I_{ном} = 80,33 \text{ А}$  - первинний номінальний струм трансформатора, що захищають.

Струм і час спрацювання приведені до сторони 110 кВ, за умовою узгодження по чутливості з МСЗ-35 кВ трансформатора  $I_{c3} = 618 \text{ А}$   $t = 3,3 \text{ сек}$ .

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3\text{МСЗ-35}} \cdot \frac{U_{CH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 618 \cdot \frac{37}{115} = 238,602 \text{ А};$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 3,3 + 0,4 = 3,7 \text{ с},$$

Струм і час спрацювання приведені до сторони 110 кВ, за умовою узгодження по чутливості з МСЗ-11 кВ трансформатора  $I_{c3} = 1400 \text{ А}$ ,  $t = 1,4 \text{ сек}$ .

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3\text{МСЗ-10}} \cdot \frac{U_{CH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 1400 \cdot \frac{10,5}{115} = 153,39 \text{ А};$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 1,4 + 0,4 = 1,8 \text{ с}.$$

Струм спрацювання за умовою забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ трансформатора (резервна зона).

$$I_{c3} = \frac{I_{K3}}{K_\Pi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{504}{1,2} = 363,73 \text{ А}.$$

Струм спрацювання за умовою забезпечення чутливості при КЗ на шинах 11 кВ трансформатора (КЗ за «трикутником») (резервна зона).

$$I_{c3} = \frac{I_{K3}}{K_\Pi} = \frac{342}{1,2} = 285 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3} \cdot K_{cx}}{K_{mm}} = \frac{285}{600/5} = 2,375 \text{ A},$$

де  $K_{TT} = 600/5$  - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;  $K_{cx} = 1$  при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму - «повна зірка».

Напруга спрацювання реле напруги приймаємо:  $U_{c3} = \frac{20400}{58}$  від ТН-35 кВ;

$U_{c3} = \frac{5800}{58}$  від ТН-11 кВ.

#### 4.4 Захист від перенавантаження

Захист від перенавантаження на стороні 11 кВ в даному випадку трансформатор завантажений в нормальному режимі роботи на 50%, тому перенавантаження трансформатора майже не буду:

$$I_{c3} = \frac{I_H}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2099 = 2320 \text{ A},$$

де  $K_H = 1,05$  – коефіцієнт надійності;  $K_B = 0,95$  коефіцієнт повернення реле.

$I_{ном} = 2099 \text{ A}$  – початковий номінальний струм захищеного трансформатора.

Визначаємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3}}{K_{TT}} \cdot K_{cx} = \frac{2320}{\frac{1000}{5}} \cdot 1 = 11,6 \text{ A}.$$

Захист від перевантаження на стороні 35 кВ:

$$I_{c3} = \frac{I_H}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 599,844 = 662,985 \text{ A},$$

де  $I_{ном} = 599,844 \text{ A}$  – початковий номінальний струм захищеного трансформатора.

Визначаємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3}}{K_{TT}} \cdot K_{cx} = \frac{662,985}{\frac{600}{5}} \cdot 1 = 5,525 \text{ A}.$$

Захист від перевантаження на стороні 110 кВ:

$$I_{сз} = \frac{I_H}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 200,817 = 221,956 \text{ A},$$

де  $I_{ном} = 200,817 \text{ A}$  – початковий номінальний струм захищеного трансформатора.

Визначаємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_{тт}} \cdot K_{сх} = \frac{221,956}{\frac{600}{5}} \cdot 1 = 1,85 \text{ A}.$$

#### 4.5 Захист від неповнофазного режиму в мережі живлення

Захист від неповнофазного режиму в мережі живлення (ненаправлена струмовий захист нульової послідовності з заборонаю АПВ). Захист встановлюється на вводі 110 кВ .

Визначаємо струм спрацювання захисту за формулою:

$$I_{сз} = 2 \cdot I_{ном} = 2 \cdot 200,817 = 401,634 \text{ A}.$$

де  $I_{ном} = 200,817 \text{ A}$  – початковий номінальний струм захищеного трансформатора.

Визначаємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_{тт}} \cdot K_{сх} = \frac{401,634}{\frac{600}{5}} \cdot 1 = 3,347 \text{ A}.$$

Приймаємо час спрацювання захисту  $t = 9 \text{ сек}$  з дією на відключення вимикача 110 кВ трансформатора.

#### 4.6 Захист обладнання

Захист обдування на стороні 10 кВ приймається виходячи із заводської інструкції з експлуатації трансформатора  $I_{сз} = (0,4 \div 1) \cdot I_{ном}$ .

$$I_{сз} = (0,4 \div 1) \cdot 2099 = 893,6 \div 2099 \text{ A}.$$

Визначаємо вторинний струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3}}{K_{TT}} \cdot K_{cx} = \frac{893,6 \div 2099}{\frac{1000}{5}} \cdot 1 = 4,468 \div 10,495 \text{ A.}$$

Захист обдування на стороні 35 кВ приймається, виходячи із заводської інструкції з експлуатації трансформатора  $I_{c3} = (0,4 \div 1) \cdot I_{ном}$ .

$$I_{c3} = (0,4 \div 1) \cdot 599,844 = 239,938 \div 599,844 \text{ A.}$$

Визначаємо вторинний струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3}}{K_{TT}} \cdot K_{cx} = \frac{239,938 \div 599,844}{\frac{600}{5}} \cdot 1 = 1,999 \div 4,999 \text{ A.}$$

Захист обдування на стороні 110 кВ приймається, виходячи із заводської інструкції з експлуатації трансформатора  $I_{c3} = (0,4 \div 1) \cdot I_{ном}$ .

$$I_{c3} = (0,4 \div 1) \cdot 200,817 = 80,327 \div 200,817 \text{ A.}$$

Визначаємо вторинний струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3}}{K_{TT}} \cdot K_{cx} = \frac{80,327 \div 200,817}{\frac{600}{5}} \cdot 1 = 0,669 \div 1,673 \text{ A.}$$

Захист обдування на сторонах працює з дією на включення обдування.

#### **4.7 Опис інших захистів трансформатора та пристроїв автоматики**

Газовий захист трансформатора містить два елементи:

– сигнальний – діє на сигнал при слабкому газоутворення і при зниженні рівня масла.

– відключаючий – діє на відключення трансформатора з усіх боків із заборною АПВ трансформатора при інтенсивному газоутворення і русі масла зі швидкістю 0,6-

1,5 м / сек по мастилопроводу між баком трансформатора та розширювачем, а також при подальшому (після спрацювання сигнального елемента) зниженні рівня масла.

АПВ трансформаторів і шин. Для трансформаторів, підключених до мереж напругою 10-35 і 110 кВ, які живлять мережі напругою 10 і 6,3 кВ, доцільно застосовувати АПВ. При цьому АПВ діє при відключенні вимикача нижчої напруги від максимального захисту трансформатора. Захист в цьому випадку містить два реле часу, у тому числі перше, з меншою витримкою часу, здійснює АПВ, а друге, з більшою витримкою часу, здійснює відключення трансформатора без подальшого АПВ.

Пуск схеми АВР здійснюється за фактом зникнення або глибокого зниження напруги на шинах. Так як напруга відпадання якорів реле приймається 0,25 від  $U_n$ , то при більш глибокому зниженні напруги якоря реле відпадають і нормально замкнуті контакти замикаються. Однак запуск реле станеться тільки при наявності напруги на шинах, так як при цьому якір реле буде підтягнутий і контакт замкнута. Реле часу, набравши потрібну витримку часу рівну, запускає реле, яке своїми контактами замикає ланцюги обох вимикачів робочого трансформатора і він відключається з обох сторін.

#### **Висновки до розділу 4**

В даному розділі було розраховано диференційний захист трансформатора на базі терміналу фірми ABB RET670. Були обрані трансформатори струму та початкові параметральні дані терміналу і побудована гальмівна характеристика.

Були визначені уставки максимального струмового захисту на базі терміналів REF615 та REC650 на кожен клас напруги та обрані напруги спрацювання реле мінімальної напруги.

Описані можливі ненормальні режими роботи трансформатора та пошкодження що ними викликані, а також основні та допоміжні засоби захисту для протидії у разі їх виникнення.

## 5 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ ДЛЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

### 5.1 Складання функції сумарних дисконтованих витрат

Функція сумарних дисконтованих витрат представлена в вигляді

$$Z_{V0} = \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E} + K_{V0} + \frac{P^2}{U_n^2 \cdot E} r_{V0} Z_\tau \tau$$

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

$E = 0,1$  – норма дисконту;

$U_n = 110$  кВ – номінальна напруга;

$Z_\tau = 50,3$  коп/(кВ·год) – питома вартість втрат електроенергії;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2886 \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

$\tau$  – число годин максимальних втрат електроенергії;

Погонні активні опори ліній для перерізів  $70 \text{ мм}^2, 95 \text{ мм}^2, 120 \text{ мм}^2, 150 \text{ мм}^2, 185 \text{ мм}^2, 240 \text{ мм}^2$  становлять:

$$r_{V0(70)} = 0,422 \text{ Ом/км};$$

$$r_{V0(95)} = 0,301 \text{ Ом/км};$$

$$r_{V0(120)} = 0,244 \text{ Ом/км};$$

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

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

$$r_{V0(240)} = 0,118 \text{ Ом/км}.$$

Показники вартості повітряних ліній 110 кВ на залізобетонних опорах для перерізів 70 мм<sup>2</sup>, 95 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 150 мм<sup>2</sup>, 185 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup>, виходячи з курсу валют 5 гривень за 1 долар США, становлять:

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

$$K_{v0(95)} = 285 \text{ тис грн./км};$$

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

$$K_{v0(150)} = 315 \text{ тис грн./км};$$

$$K_{v0(185)} = 335 \text{ тис грн./км};$$

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

Через подорожчання долара США потрібно визначити коефіцієнт підвищення вартості ПЛ 110 кВ та перерахувати капіталовкладення у будівництво лінії.

$$k_s = \frac{28.2}{5} = 5,64$$

Враховуючи коефіцієнт  $k_s$  базові показники вартості ПЛ – 110 кВ будуть становити:

$$K'_{v0(70)} = K_{v0(70)} \cdot k_s = 275 \cdot 5,64 = 1551 \text{ тис грн./км};$$

$$K'_{v0(95)} = K_{v0(95)} \cdot k_s = 285 \cdot 5,64 = 1607 \text{ тис грн./км};$$

$$K'_{v0(120)} = K_{v0(120)} \cdot k_s = 295 \cdot 5,64 = 1664 \text{ тис грн./км};$$

$$K'_{v0(150)} = K_{v0(150)} \cdot k_s = 315 \cdot 5,64 = 1777 \text{ тис грн./км};$$

$$K'_{v0(185)} = K_{v0(185)} \cdot k_s = 335 \cdot 5,64 = 1889 \text{ тис грн./км};$$

$$K'_{v0(240)} = K_{v0(240)} \cdot k_s = 350 \cdot 5,64 = 1974 \text{ тис грн./км}.$$

Функцію дисконтних витрат можна представити у вигляді  $Z_{v0} = a_{v0} + b_{v0} \cdot P^2$ , то визначимо коефіцієнти параболи для різних перерізів проводів.

Для марок проводу АС-70/11:

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

$$= \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 1551 \cdot 10^3}{0,1} + 1551 \cdot 10^3 = 1,553 \cdot 10^6$$

$$b_{v0(70)} = \frac{r_{v0(70)} \cdot 3_s \cdot \tau \cdot 10}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 50,3 \cdot 2886 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 506,318$$

Для марок проводу АС-95/16:

$$a_{v0(95)} = \frac{0,01 \cdot P_a \cdot K'_{v0(95)} \cdot 10^3}{E} + K'_{v0(95)} \cdot 10^3 =$$

$$= \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 1607 \cdot 10^3}{0,1} + 1607 \cdot 10^3 = 1,609 \cdot 10^6$$

$$b_{v0(95)} = \frac{r_{v0(95)} \cdot 3_s \cdot \tau \cdot 10}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,301 \cdot 50,3 \cdot 2886 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 361,141$$

Для марок проводу АС-120/19:

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

$$= \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 1664 \cdot 10^3}{0,1} + 1664 \cdot 10^3 = 1,666 \cdot 10^6$$

$$b_{v0(120)} = \frac{r_{v0(120)} \cdot 3_s \cdot \tau \cdot 10}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 50,3 \cdot 2886 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 292,752$$

Для марок проводу АС-150/24:

$$a_{v0(150)} = \frac{0,01 \cdot P_a \cdot K'_{v0(150)} \cdot 10^3}{E} + K'_{v0(150)} \cdot 10^3 =$$

$$= \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 1777 \cdot 10^3}{0,1} + 1777 \cdot 10^3 = 1,779 \cdot 10^6$$

$$b_{v0(150)} = \frac{r_{v0(150)} \cdot 3_s \cdot \tau \cdot 10}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,204 \cdot 50,3 \cdot 2886 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 244,76$$

Для марок проводу АС-185/29:

$$a_{v0(185)} = \frac{0,01 \cdot P_a \cdot K'_{v0(185)} \cdot 10^3}{E} + K'_{v0(185)} \cdot 10^3 =$$

$$= \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 1889 \cdot 10^3}{0,1} + 1889 \cdot 10^3 = 1,892 \cdot 10^6$$

$$b_{v0(185)} = \frac{r_{v0(185)} \cdot 3_s \cdot \tau \cdot 10}{U_n^2 \cdot E} = \frac{0,159 \cdot 50,3 \cdot 2886 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 190,769$$

Для марок проводу АС-240/39:

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

$$= \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 1974 \cdot 10^3}{0,1} + 1974 \cdot 10^3 = 1,976 \cdot 10^6$$

$$b_{v0(240)} = \frac{r_{v0(240)} \cdot 3_s \cdot \tau \cdot 10}{U_n^2 \cdot E} = \frac{0,118 \cdot 50,3 \cdot 2886 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 141,577$$

Врахувавши коефіцієнти параболи, запишемо функції дисконтованих витрат для кожного з перерізів проводів:

$$3_{v0(70)} = a_{v0(70)} \cdot b_{v0(70)} \cdot P^2 = 1,553 \cdot 10^6 + 506,318 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(95)} = a_{v0(95)} \cdot b_{v0(95)} \cdot P^2 = 1,609 \cdot 10^6 + 361,141 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(120)} = a_{v0(120)} \cdot b_{v0(120)} \cdot P^2 = 1,666 \cdot 10^6 + 292,752 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(150)} = a_{v0(150)} \cdot b_{v0(150)} \cdot P^2 = 1,779 \cdot 10^6 + 244,76 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(185)} = a_{v0(185)} \cdot b_{v0(185)} \cdot P^2 = 1,892 \cdot 10^6 + 190,769 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(240)} = a_{v0(240)} \cdot b_{v0(240)} \cdot P^2 = 1,976 \cdot 10^6 + 141,577 \cdot P^2.$$

Побудуємо сімейство сумарних дисконтованих витрат (рис. 5.1).

Н рис. 5.1 можна побачити, що функція оптимальних дисконтованих витрат представляє собою нижню огинаючу сімейства парабол, кожна із яких побудована для одного із допустимих перерізів.

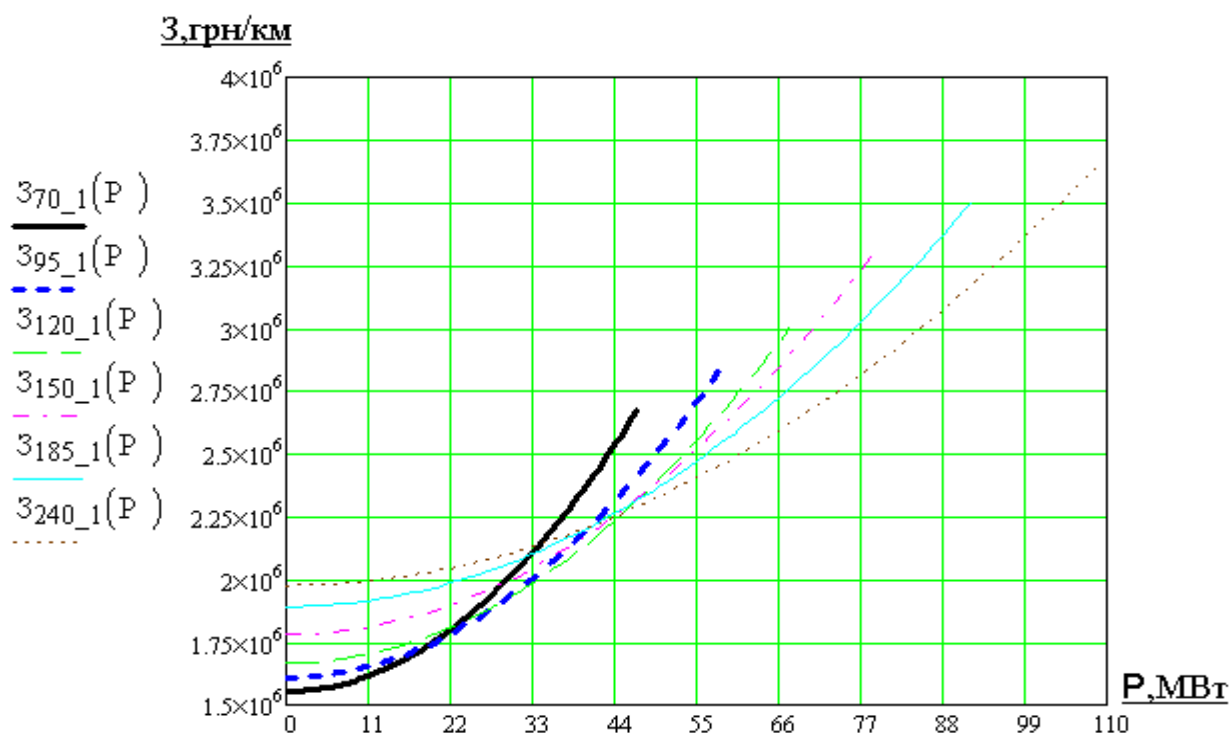
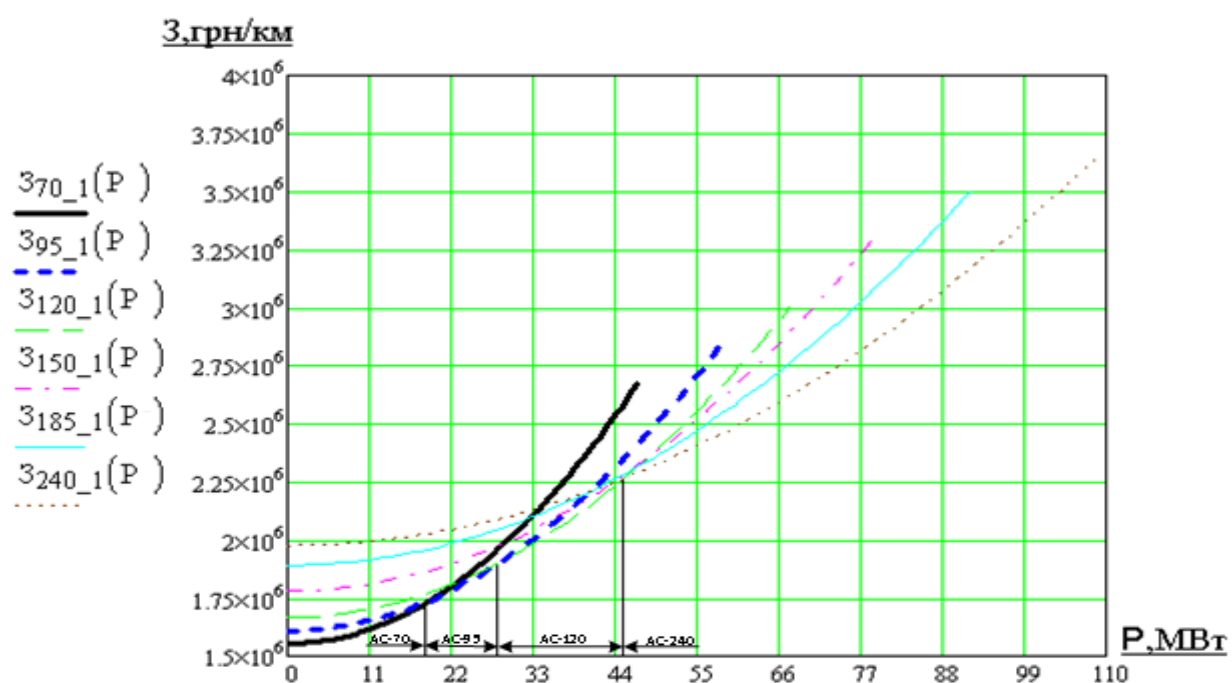


Рисунок 5.1 – Сімейство сумарних дисконтованих витрат

Рисунок 5.2 – Функції питомих сумарних дисконтованих витрат на спорудження  
і експлуатацію лінії 110 кВ

На рис. 5.2 зображена функція сумарних дисконтованих витрат для спорудження нової лінії напругою 110 кВ. Пунктиром показані точки перетину кривих котрі визначають значення потужності, при яких доцільний перехід від одного перерізу до іншого.

## 5.2 Апроксимація функції сумарних дисконтованих витрат методом найменших квадратів

Використання функції оптимальних приведених витрат виду  $Z_i = f(P_i)$  утруднене, так як на кордонах економічних інтервалів перші похідні розірвані. Для мінімізації похибки апроксимуємо функції методом найменших квадратів.

Метод найменших квадратів - один з методів статистики, що має різне практичне застосування, в основі якого лежить мінімізація суми квадратів відхилень функцій від підлягаючих знаходженню змінних.

Основним завдання методу полягає в знаходженні коефіцієнтів лінійної залежності, при яких функція двох змінних  $a_0$  і  $a_1$  приймає найменше значення. Тобто, при даних  $a_0$  й  $a_1$  сума квадратів відхилень експериментальних даних від знайденої прямої буде найменшою

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

Таким чином, рішення прикладу зводиться до знаходження екстремуму функції двох змінних. Складається і вирішується система з двох рівнянь з двома невідомими. Знаходимо похідні функції по змінним  $a_0$  і  $a_1$ , прирівнюємо ці похідні до нуля.

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

На рис. 5.3. зображені функції сумарних дисконтованих витрат для різних перерізів проводів, а також відповідні економічні інтервали потужності.

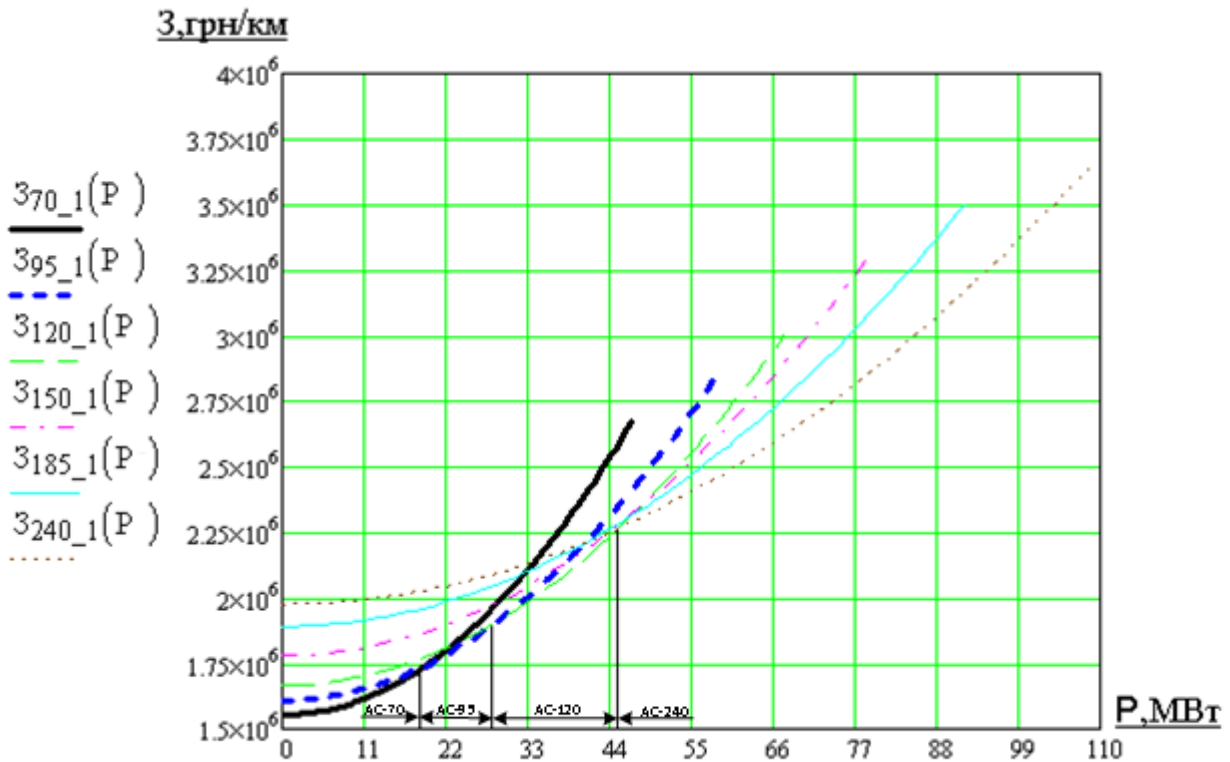


Рисунок 5.3 – Функції питомих сумарних дисконтованих витрат на спорудження і експлуатацію лінії 110 кВ

За допомогою програми MathCad визначаємо координати перетину кривих функцій табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Координати перетину кривих функцій

| № п/п | $X_i$ | $Y_i$              |
|-------|-------|--------------------|
| 1     | 18    | $1,717 \cdot 10^6$ |
| 2     | 28    | $1,892 \cdot 10^6$ |
| 3     | 46    | $2,285 \cdot 10^6$ |

Так як функція сумарних дисконтованих витрат апроксимується прямою лінією  $y = a_0 + a_1 \cdot x$ , то необхідно скласти систему рівнянь

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

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 = 18 + 28 + 46 = 92$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 = 18^2 + 28^2 + 46^2 = 3,224 \cdot 10^3$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = y_1 + y_2 + y_3 = 1,717 \cdot 10^6 + 1,892 \cdot 10^6 + 2,285 \cdot 10^6 = 5,894 \cdot 10^6$$

$$\begin{aligned} T_1 &= \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i = y_1 \cdot x_1 + y_2 \cdot x_2 + y_3 \cdot x_3 = \\ &= 1,717 \cdot 10^6 \cdot 18 + 1,892 \cdot 10^6 \cdot 28 + 2,285 \cdot 10^6 \cdot 46 = 1,89 \cdot 10^8 \end{aligned}$$

Тоді система рівнянь набуде вигляду

$$\begin{cases} a_0 \cdot 3 + a_1 \cdot 92 = 5,894 \cdot 10^6 \\ a_0 \cdot 92 + a_1 \cdot 3,224 \cdot 10^3 = 1,89 \cdot 10^8. \end{cases}$$

Після розв'язання цієї системи, отримуємо такі значення коефіцієнтів прямої:

$$a_0 = 1,336 \cdot 10^6; \quad a_1 = 2,049 \cdot 10^4$$

Отже, ця апроксимована функція набуває вигляду :

$$z(P) = 1,336 \cdot 10^6 + 20490 \cdot P$$

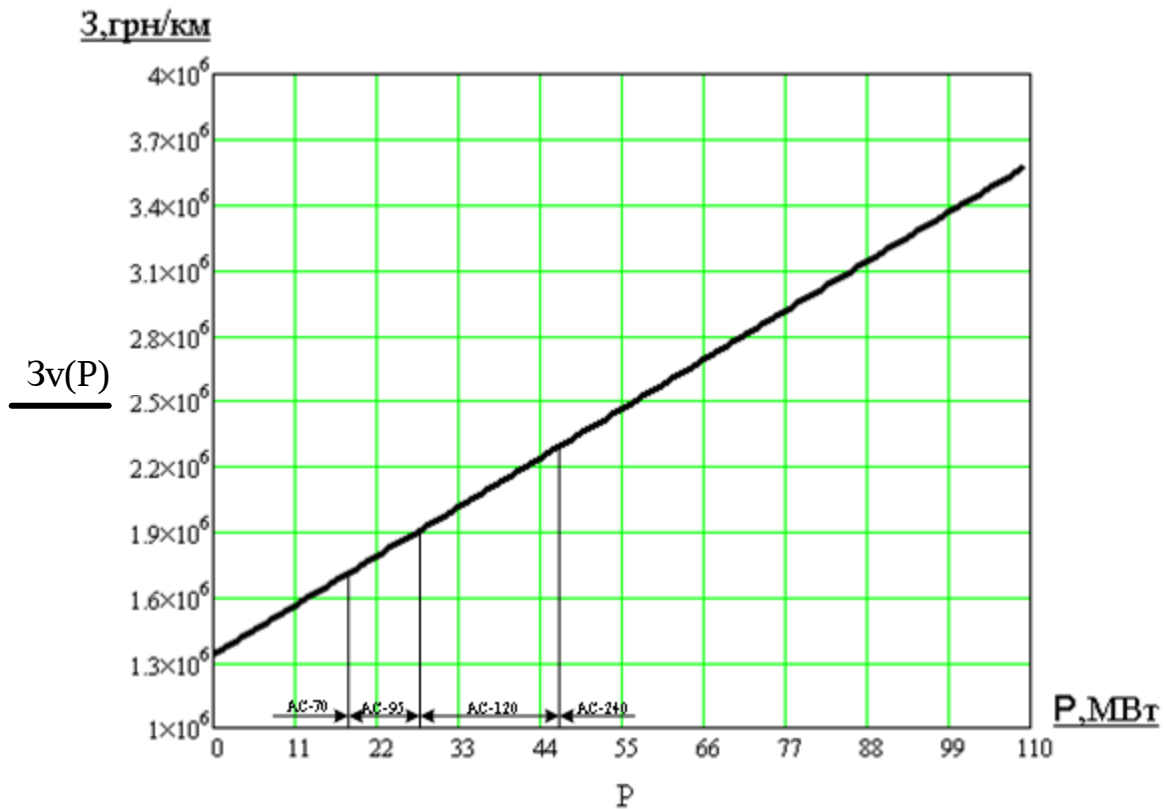


Рисунок 5.4 – Апроксимована функція сумарних дисконтованих витрат

### Висновки до розділу 5

За методом найменших квадратів розраховано параметри та побудовано функції сумарних дисконтованих витрат для повітряної лінії номінальною напругою 110 кВ на залізобетонних опорах із проводами АС-70/11, АС-95/16, АС-120/19, АС-150/24, АС-185/29, АС-240/39 встановлено, що застосування проводів типу АС-95/19 та АС-185/29 є недоцільним для проектованої мережі.

## **6 ОХОРОНА ПРАЦІ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 110 КВ**

Мета досліджень – розробка заходів щодо запобігання та зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації лінії електропередач.

Предмет досліджень – ознайомлення з сучасними засобами та заходами з охорони праці при експлуатації ЛЕП.

Об'єкт дослідження – виступає виробнича система, яка включає людину, виробниче устаткування та середовище, в якому здійснюється виробничий процес.

### **6.1 Технічні характеристики повітряних ліній і вибір місць розміщення залізобетонних опор**

Опори повітряних ліній підтримують дроти на необхідній відстані від поверхні землі, проводів інших ліній, дахів будівель і т.д. Опори повинні бути досить механічно міцними в різних метеорологічних умовах (вітер, ожеледь і ін.).

Залізобетонні опори ПБ 110-1 (рис.6.1) мають досить тривалий термін експлуатації (від 40 до 60 років) при якісному виробництві. Опори ПБ 110-1 встановлюють в різних кліматичних зонах, в тому числі, де температура навколишнього повітря опускається до  $-55^{\circ}\text{C}$  і сейсмічністю до 9 балів. В даних виробках основним елементом є залізобетонні вібровані стійки. Залізобетонні опори ПБ 110-1 закріплюються в ґрунт шляхом їх установки в циліндричні котловани з подальшим заповненням їх пазух піщано-гравійної сумішшю. Дана опора утримує провід АС перерізом 120 мм. Характеристики проводу наведено в табл. 6.2.

В нормальному режимі роботи проміжні опори сприймають вертикальні навантаження від проводів, ізоляторів, арматури, а також горизонтальні навантаження від тиску вітру на дроти і опору. Ці опори не сприймають навантаження від натягу проводів, спрямовані вздовж лінії, тому мають легку конструкцію. В

аварійному режимі (при обриві одного або декількох проводів) проміжні опори сприймають навантаження від натягу залишилися проводів і піддаються кручення і вигину. Тому проміжні опори розраховують з певним запасом міцності, що дозволяє їм витримувати без руйнування аварійні навантаження.

Пункти розміщення опор знаходяться в сільській місцевості в Київській області. Клімат є помірно континентальним з достатньою вологістю. Пересічна температура січня на Півночі –  $6,5^{\circ}$ , в центральній частині –  $5,8^{\circ}$ , на Півдні –  $6,1^{\circ}$ , липня – відповідно  $+19,2$ ,  $+19,5$ ,  $+20,1^{\circ}$ . Тривалість безморозного періоду 160–165 днів. Серед несприятливих кліматичних явищ – інтенсивні зливові дощі з грозами, град, бездошові періоди, суховії (до 5–10 днів), пилові бурі влітку, льодова кірка, ожеледь тощо. Північна частина Київської області лежить у вологій помірно теплій, південна – у недостатньо вологій, теплій агрокліматичній зонах. Встановлення опор відбувалось на садовій землі.

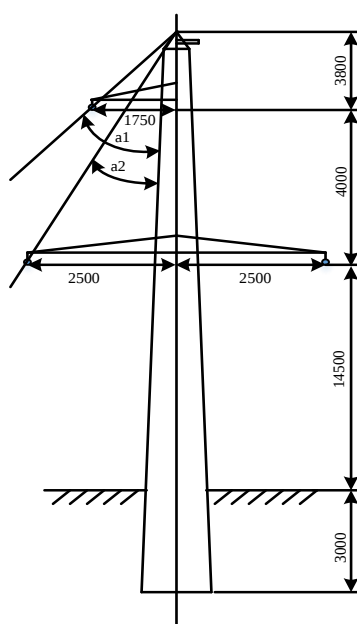


Рисунок 6.1 – Залізобетонна опора типу ПБ 110-1

Таблиця 6.1 – Технічні характеристики залізобетонної опори ПБ 110-1

|                       |            |
|-----------------------|------------|
| Шифр опори            | ПБ 110-1   |
| Число стійок на опорі | 1          |
| Шифр стійки           | СК22.4-1.1 |
| Висота стійки, м      | 19,5       |

## Закінчення таблиці 6.1

|                                     |      |
|-------------------------------------|------|
| Висота до нижньої траверси, м       | 14,5 |
| Обсяг залізо-бетону, м <sup>3</sup> | 1,67 |
| Маса метало-конструкцій, кг         | 0,21 |

Таблиця 6.2 – Характеристики проводу АС 120/19

|                                                 |              |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Діаметр зовнішній                               | 15,1мм       |
| 1 км проводу, має електричний опір при<br>+ 20С | 0.244 Ом     |
| Зовнішня температура при застосуванні           | -60С до +50С |
| Максимальна температура дроту при<br>роботі     | +90С         |
| Вага 1 км проводу приблизно:                    | 465,6 кг     |

**6.2 Дослідження та аналіз умов праці**

Бригада оперативно-ремонтних працівників у складі 6 чоловік, що мають IV групу безпеки. Роботи проводяться протягом року. Бригада працює на висоті 5-20 метрів. Працівники здійснюють експлуатацію обладнання і ведуть постійний нагляд за лінією.

Зорова робота персоналу потребує високої точності. Роботи можуть бути проведені в нічний час для виявлення ушкоджень на лінії персонал повинен бути забезпечений ліхтариками та прожекторами. Бригада забезпечується спец одягом(робочі рукавиці, взуття, верхній одяг в залежності від пори року), страхувальними тросами, лазами, кліщами та засобами зв'язку.

Майстри виконуючи роботи із застосуванням машин та механізмів, повинні вимагати від робітників суворого дотримання правил та інструкцій з техніки безпеки, постійно контролювати стан захисних засобів і пристроїв, кріплення тощо. Виконавці робіт мають впроваджувати засоби з охорони праці на об'єктах, здійснювати нагляд за правильною експлуатацією риштування, огорож, будівельних машин та

транспортних засобів. На опорах можуть працювати особи, які мають досатній досвід і придатні за станом здоров'я до робіт на висоті.

Основним способом освітлення є природне освітлення. Для роботи в нічний час бригада повинна бути забезпечена штучною системою освітлення.

Наприклад можна встановити світлодіодний прожектор Feron LL-503 на штативі IP65 2\*50W 6400K можуть встановлюватися на землі мають можливість регулювання світлового потоку та достатній кут нахилу. Та забезпечити бригаду переносними індивідуальними засобами освітлення такими як NPT-W04-ACCU що мають кріюк для зручного застосування. Технічні характеристики засобів наведені в табл. 6.3-6.4.

Таблиця 6.3 –Технічні характеристики світлодіодного прожектора

|                       |               |
|-----------------------|---------------|
| Найменування          | Feron LL-503  |
| Тип                   | Світлодіодний |
| Спосіб кріплення      | На штативі    |
| Світловий потік, лм   | 9000          |
| Потужність, Вт        | 2x5           |
| Кут розсіювання       | 120°          |
| Маса, кг              | 3,98          |
| Габаритні розміри, мм | 530x530x1840  |

Таблиця 6.4 –Технічні характеристики світлодіодного ліхтарика

|                       |                          |
|-----------------------|--------------------------|
| Найменування          | NPT-W04-ACCU             |
| Тип                   | Світлодіодний            |
| Спосіб кріплення      | з кріюком для підвішення |
| Світловий потік, лм   | 250/120/20               |
| Потужність, В         | 3,7                      |
| Дальність, м          | 20                       |
| Маса, кг              | 0.3953                   |
| Габаритні розміри, мм | 68x223x48                |

Приведені вище системи освітлення відповідають нормам для освітлення території та опор на яких буде проводитись монтаж.

Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників показано в табл. 6.5.

Таблиця 6.5– Аналіз шкідливих і небезпечних чинників [2]

| Шкідливі і небезпечні чинники | Джерела чинників                                       | Кількісні оцінки | Нормативні документи                        |
|-------------------------------|--------------------------------------------------------|------------------|---------------------------------------------|
| 1                             | 2                                                      | 3                | 4                                           |
| Нераціональне освітлення      | Роботи в вечірній та нічний час                        | 8                | ДБН В.2.5-28-2006                           |
| Мікрокліматичні умови         | Робота на опорах (вологість та швидкість руху повітря) | 6                | ДСН 3.3.6.042-99                            |
| Робота на висоті              | Робота на опорах на висоті 19.5 м                      | 6                | Гігієнічні нормативи ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. |

### **6.3 Захисні заходи для забезпечення належних умов праці робітників під час експлуатації повітряних ліній 110 кВ**

Перед роботою на висоті проводять інструктаж на робочому місці, роз'яснюють характер і безпечні умови виконання робіт, умовні команди та сигнали. При виконанні цих робіт повинні бути вжиті заходи, що запобігають падінню працюючих з висоти. До початку робіт, перевіряють справність вантажопідйомних механізмів, гальмівних пристроїв, тросів, страхувальних канатів, пасків безпеки тощо.

Для безпеки працівників використовуються переносні заземлення для захисту персоналу. У випадку подання напруги на заземлену ділянку виникає коротке замикання і напруга на місці короткого замикання майже дорівнює нулю.

Роботи на опорах виконують члени бригади, які пройшли спеціальне навчання і мають відповідну категорію.

Перед підніманням на опору перевіряють міцність її основи і закріплення, міцність та придатність до роботи запобіжних поясів, кігтів й інструменту.

Стан здоров'я осіб, що допускаються до верхолазних робіт, повинно відповідати медичним вимогам, встановленим для робітників, зайнятих на цих роботах. Про дозвіл на виконання верхолазних робіт робиться спеціальний запис у посвідченні про перевірку знань в таблиці «Свідоцтво на право проведення спеціальних робіт».

Роботи повинен проводитись за допомогою спец обладнання. Забороняється під час роботи знаходитись під опорою, а також скидати предмети з висоти. При підніманні на опору предметів користуються мотузкою та блоком, встановленим на вершині опори. Дрібні предмети слід підіймати в тарі. Один кінець мотузки тримає в руках працівник, який знаходиться на опорі, а другий - напарник, який знаходиться внизу (для зменшення розгойдування вантажу). Працювати дозволяється тільки в захисній касці та спецодязі. Перевірку ізоляторів та з'єднань проводів мають проводити спеціалісти з IV групи електробезпеки.

Бригада, яка виконує роботи на повітряних лініях з телескопічної вишки, повинна складатися не менш ніж з трьох осіб: одна працює в корзині, друга — спостерігає внизу і третя - водій-машиніст. Якщо в корзині треба піднятися двом електромонтерам, то повинен бути третій електромонтерспостерігач, який подає команду машиністу про піднімання та опускання корзини, стежить, щоб сторонні не підходили близько до телескопічної вишки. Корзина не повинна торкатися до проводів або металевих і залізобетонних опор.

Забороняється працювати на ПЛ, в туман, дощ, снігопад, а також під час вітру, який ускладнює роботи на опорах.

Забороняється порушувати цілісність проводів і знімати в'язки на проміжних опорах без попереднього укріплення опор; підіймання на проміжну опору, якщо на ній закріплено менше як два проводи; на кутових опорах зі штирьовими ізолятори підніматися і працювати з боку внутрішнього кута.

На ПЛ 110 кВ і вище, обслуговування яких має здійснюватися з використанням вертольотів, у верхній частині кожної п'ятої опори встановлюють номерні знаки, видимі з вертольоту.

Лінійні роз'єднувачі, перемикальні пункти, високочастотні загороджувачі, установлені на ПЛ, повинні мати відповідні порядкові номери і диспетчерські найменування.

Заходами захисту від непрямого дотику є захисне заземлення. Розрахунок захисного заземлення виконано в пункті 6.6.

Таблиця 6.6 – Засоби індивідуального захисту [3]

| Вид                                       | Марка                      | Технічні характеристики                                                       | Призначення                                                  | Нормативні документи     |
|-------------------------------------------|----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|--------------------------|
| 1                                         | 2                          | 3                                                                             | 4                                                            | 5                        |
| Захисні каски                             | Diamond V                  | Електроізоляція 110 кВ<br>Вага 368 гр                                         | Захист від ударів голови та дотику до струмопровідних частин | ДСТУ EN 397              |
| Захисний одяг (весняний, літній, зимовий) | ОПТИМА                     | Склад: 30% бавовна, 70% поліефір. Поверх нева щільність: 210 г/м <sup>2</sup> | Захист до зниження температури, механічних пошкоджень        | ДСТУ EN                  |
| Рукавиці бавовняні, шкіряні               | Osprey                     | Склад: 100% бавовна                                                           | Захист рук від знижених температур, порізів                  | ДСТУ EN 132:2004         |
| Робоче взуття                             | Bellota Shoe 72224N-42-S1P | Металевий подинок (витримувана вага до 200 Дж)                                | Захист від ударів, порізів і заземлення                      | ДСТУ EN ISO 20345:2016   |
| Лази для підйому на залізобетонні опори   | ЛМ-3М                      | Надійна перевірена конструкція виключає зісковзування з опори<br>Вага 3700 гр | Для безпечного підйому на опору                              | ТУ У 25266590.0 03-2001. |

## Закінчення таблиці 6.6

|                       |                        |                                                                               |                                                                        |                              |
|-----------------------|------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| Страховальні системи  | Petzl Navaho Bod 2     | Міцність 15 кН<br>Вага 2000 гр                                                | Для забезпечення безпеки на висоті                                     | EN 361,<br>EN 813,<br>EN 358 |
| Дефектоскоп           | Філін-6                | Надійна реєстрація оптичного випромінювання, м<br>4 - 50                      | Обслідування ізоляції та обладнання                                    | ІЕС 61010                    |
| Вимірювальні засоби   | UNI-T UTM 171A (UT71A) | Похибка вимірювання<br>$\pm(0.5\%+10)$<br>$\pm(0.8\%+10)$<br>Вага 340 гр      | Для вимірювання постійного чи змінного струму                          | ІЕС 61010,<br>ГОСТ 8.401-80  |
| Вимірювачі заземлення | М-416 та Ф-4103        | Основна похибка приладів не перевищує $\pm (5 + (N / R_x - 1))\%$             | Для вимірювання опору заземлюючих пристроїв                            | ІЕС 61010,<br>ГОСТ 8.401-80  |
| Переносні заземлення  | ЗПМЗ                   | Загальна вага заземлення, 3,9 кг, не більше.                                  | Забезпечують надійне і швидке заземлення фазних проводів ПЛ            | ІЕС 61010                    |
| Показчик напруги      | УВН-110                | Номінальна напруга від 35 до 110, кВ.                                         | Призначений для перевірки наявності напруги                            | ГОСТ 20493-90                |
| Ізольовальна штанга   | ШОУ-110                | Номінальна напруга від 35 до 110, кВ.<br>Умови використання від -40 до +45 °С | Застосовується для включення і відключення однополюсних роз'єднувачів. | ГОСТ 15150                   |

**6.4 Організаційні заходи при роботі на опорах**

Працівники виконують такі роботи:

- 1) періодичні огляди в денний час за складеним графіком;
- 2) огляд без підйому на опори;

- 3) огляд ЛЕП по всій довжині - не рідше 1 разу на рік;
- 4) обслуговування і капітальний ремонт;
- 5) реконструктивні, вантажно-розвантажувальні роботи;
- 6) оглядаються окремі ділянка ПЛ, включаючи ділянки підлягаючі ремонту;
- 7) перевірка протипожежного стану траси в зоні можливих пожеж;
- 8) перевірка стану опор;
- 9) перевірка натягу в відтягненнях опор;
- 10) перевірка ізоляторів;
- 11) перевірка з'єднань проводів;
- 12) перевірка заземлюючих пристроїв опор;
- 13) проводяться верхові огляди ( за необхідності огляди ПЛ проводяться в темний час доби для виявлення коронування і небезпеки перекриття ізоляції;
- 14) проводяться позачергові роботи при виникненні на проводах та тросах ожеледі, при плясці проводів, після стихійних лих (бурь, ураганів, пожегів) в зоні проходження ПЛ, а також при відключенні ЛЕП релейним захистом та невдалим АПВ.

В наряді встановлено порядок виконання робіт та ремонтно-профілактичних робіт.

Усі працівники мають засоби індивідуального захисту:

- Захисний одяг: літній, зимовий та весняний;
- Каска діелектрична;
- Рукавички шкіряні бавовняні;
- Робоче взуття.

Працівники, що працюють в люльці повинні мати комплект страхувальної системи.

Для перевірки захисного заземлення використовують додаткові діелектричні засоби: діелектричні рукавички та електровимірювальні кліщі.

## 6.5 Заходи та засоби безпеки в надзвичайних ситуаціях

Надзвичайні ситуації при виконанні робіт на опорах можуть бути викликані в зв'язку розгубленості, психологічна невідповідність до дій в екстремальній ситуації :

- неправильне застосування спорядження та обладнання;
- непередбачені події (руйнування конструкції опори, обрив проводу).

При сильному дощі, густому тумані, снігопаді роботу не починають, але почату операцію допускається завершити. Якщо швидкість вітру перевищує 10 м/с необхідно припинити роботу.

При виникненні несправності обладнання наявності проблем в систем страхування або електроінструментів працівники зобов'язані призупинити роботи та повідомити про несправності керівнику бригади.

## 6.6 Розрахунок захисного заземлювача для лінії напругою 110 кВ

Для захисту від уражень електричним струмом використовують захисне заземлення. Воно повинно захищати людей від уражень електричним струмом у випадку дотику до металевих неструмопровідних частин, які можуть опинитись під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, це досягається з'єднанням металевих частин електроустановок з землею, або її еквівалентом.

Вихідні дані: для металевих опор ПЛ напругою 110 кВ як природний заземлювач використовуються залізобетонні палі підстави;

- напруга електроустановки 110 кВ;
- ґрунт території розміщення електроустановки – садова земля.

Для ЕУ напругою 110 кВ можна прийняти до розрахунку опір 0.5 Ом.

В якості вертикальних заземлювачів будуть використовуватися металеві пруті довжиною 10 м та діаметром 30 мм. В якості горизонтального заземлювача будемо також використовувати металевий прут довжиною приблизно 10 м, та діаметром 30 мм.

Беремо до розрахунку чорнозем, що має питомий опір ґрунту – 30 Ом/м, та враховуючи середню вологість ґрунту в даній області, коефіцієнт сезонності  $\psi_i$  приймемо 1,3.

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi = 30 \cdot 1,3 = 39 \text{ Ом/м}$$

Заземлювачі можна розміщувати біля поверхні землі, або заглиблювати глибше зони промерзання ґрунту (цей показник становить 0,7..0,8 м). В нашому випадку будемо заглиблювати заземлювачі на глибину 0,8 м.

Перейдемо до розрахунку опору розтікання вертикального:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left( \ln \frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) = \frac{39}{2 \cdot 3,14 \cdot 10} \left( \ln \frac{2 \cdot 10}{0,03} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 10}{4 \cdot 2,3 - 10} \right) = 4,322 \text{ Ом.}$$

де  $\rho_{\text{розр}}$  – розрахунковий питомий опір ґрунту Ом·м;  $l_1$  – довжина ВЗ, м;  $d$  – діаметр, м;  $t$  – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ, м, яка визначається як:

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,8 + \frac{10}{2} = 5,8 \text{ м.}$$

де  $t_0$  – відстань від поверхні ґрунту, м.

Отже, оскільки  $R_B > R_{\text{шт}}$  ( $4,322 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом}$ ), то потрібно сполучити декілька вертикальних заземлювачів.

Розрахуємо необхідну кількість заземлювачів:

$$n' = \frac{R_{B1}}{R_{\text{шт}} \cdot \eta_e} = \frac{4,322}{0,5 \cdot 0,59} = 14,652.$$

Округливши, отримуємо  $n = 15$  вертикальних заземлювачів.

Знайдемо відстань між заземлювачами:

$$a = l_1 \cdot \eta_e = 10 \cdot 0,59 = 5,9 \text{ м.}$$

Розрахуємо довжину горизонтального заземлювача:

$$l_{\Gamma} = a \cdot n = 5,9 \cdot 15 = 88,5 \text{ м.}$$

Визначимо опір струму розтікання горизонтального заземлювача :

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр.г.}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \left( \ln \frac{l_{\Gamma}^2}{d_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right) = \frac{39}{2 \cdot 3,14 \cdot 88,5} \left( \ln \frac{88,5^2}{0,03 \cdot 0,805} \right) = 0,89 \text{ Ом.}$$

де  $\rho_{\text{розр.г.}}$  – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ, Ом·м;  $t_{\Gamma}$  – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м;  $d$  – діаметр ГЗ, м.

Перейдемо до визначення еквівалентного струму розтікання штучного заземлюючого пристрою:

$$R'_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{(R_{\text{В}} \cdot \eta_{\text{Геф}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\text{Веф}})} = \frac{4,322 \cdot 0,89}{(4,322 \cdot 0,27 + 0,89 \cdot 15 \cdot 0,59)} = 0,425 \text{ Ом.}$$

Оскільки отримане значення опору штучного заземлюючого пристрою не перевищує значення  $R_{\text{шт}}$ , що дорівнює 0.5 Ом, то розрахунки виконано правильно та беремо до встановлення 15 вертикальних заземлювачів, на відстані 0,8 м від поверхні землі [3]. Заземлення опори показано на рис.6.2.

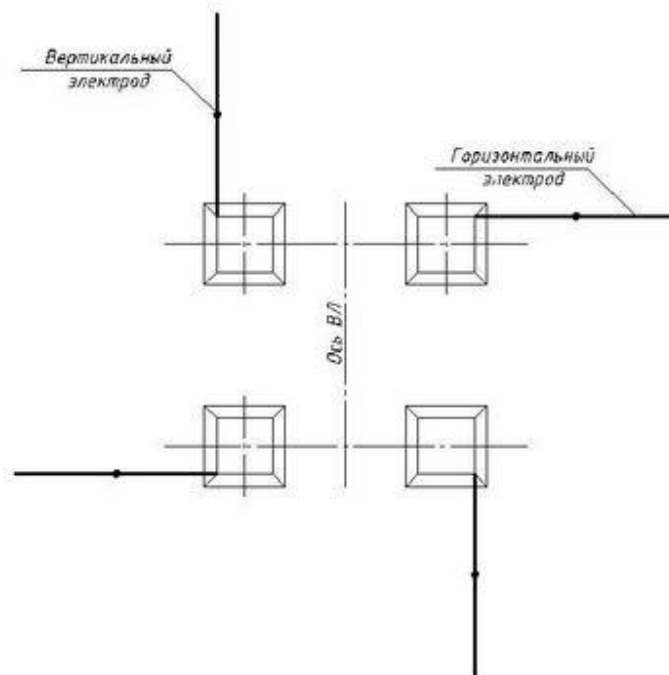


Рисунок 6.2 – Заземлення опори

## **Висновки до розділу 6**

У даному розділі було розглянуто основні заходи безпеки з охорони праці в надзвичайних ситуаціях під час роботи на опорах та експлуатації лінії 110 кВ.

Роботи проводяться на знеструмленні ПЛ. Для роботи на ПЛ 100 кВ усі працівники повинні мати IV з електробезпеки.

Було встановлено перелік надзвичайних і шкідливих виробничих чинників : напруга 110 кВ, робота на зовні, робота на висоті до 19,5 м.

Були розроблені заходи з електробезпеки працівників. Усі працівники забезпечені засобами індивідуального захисту такими як: захисними касками, шкіряними рукавицями, робочим взуттям. Також бригада забезпечена страхувальними системами, лазами для підйому на опору та переносним заземленням.

## ВИСНОВКИ

На підставі функцій оптимальних витрат визначено необхідність застосування проводів типів АС-70/11, АС-120/19, АС-150/24, АС-240/39 для ПЛ мережі.

Проведено розрахунок параметрів усталених режимів проекрованої електричної мережі у трьох експлуаційних режимах (максимальних навантажень, мінімальних навантажень, післяаварійний режим), встановлено, що напруга на шинах ПС не перевищує допустимих значень у розглянутих режимах.

Для підстанції 110/35/10 розглянуто головну схему електричних з'єднань, визначено типи розподільних пристроїв відповідних класів напруги. Визначено максимальні струми КЗ на шинах 110, 35, 10 кВ. Здійснено вибір типів електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачів, роз'єднувачів тощо.

Розроблено стартап-проект, основною ідеєю якого є створення нової електричної мережі з метою надання послуг з розподілу електричної енергії та порівняти її схеми розвитку з конкурентними варіантами, що мають схожі техніко-економічні показники.

Розраховано диференційний захист трансформатора на базі терміналу фірми ABB RET670. Були визначені уставки максимального струмового захисту на базі терміналів REF615 та REC650 на кожен клас напруги та обрані напруги спрацювання реле мінімальної напруги.

Описані можливі ненормальні режими роботи трансформатора та пошкодження що ними викликані, а також основні та допоміжні засоби захисту для протидії у разі їх виникнення.

Встановлено що використання проводів типу АС-95/16 та АС-185/29 є економічно недоцільним для проекрованої мережі з номінальною напругою 110 кВ.

Розглянуто основні заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації повітряної лінії 110 кВ. Розроблено заходи з електробезпеки працівників та розраховано захисне заземлення опори.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

- 1     Моделі оптимізації розвитку енергосистем/Баженов В.А. учебное пособие. – Киев: КПИ, 1984 – 100с.
- 2     Рожкова Л.С., Кузьмин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Москва, 1987. 648 с.
- 3     ГКД 341.004.001–94. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6–750 кВ. Київ, 1994. 139 с.
- 4     Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с. ил. – ISBN 5-93196-542-4.
- 5     Важов В. Ф., Лавринович В.А., Лопаткин С.А. Техника высоких напряжений-Томск: ТПУ, 2006. –119 с.
- 6     Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с. - ISBN 5-7763-0738-4.
- 7     Электрические системы и сети/Буслова Н. В., Винославский В. Н., Денисенко Г. И., Перхач В. С. –К.: «Вища школа», 1986. –584 с.
- 8     Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи –Л.: «Энергия», 1970. –392с.
- 9     Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Санкт-Петербург, 2003. 350 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. №1ПС та введені в дію з 01.03.95, -51 с.
- 10    Розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс]: Методичні до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ: НТУУ «КПІ», 2016.– 28 с..
- 11    ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками

шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. Київ, 2014. 37 с.

12 Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування. Київ, 2008. 317 с.

13 Третьякова Л. Д. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр професійний». Київ, 2018. 41 с.

## Додаток А

### Результати перевірки роботи на антиплагіат

Встановлений за перевірку даних  
на наявність за кордона електронів  
та систем




Коваленко О...

Зареєстровано: 12/18/2018

Використано: 02/18/2018

К.Т.Н. Чижовський В.В.  
19.12.2018

## База даних

81.5% Оригінальність

18.5% Схожість

836 Істочники

### Істочники с База даних : 836 істочників найдено

|                                                                                                |       |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| 1. Year: 2017 Name: Олександр Surname: Коваленко Speciality Code: EC                           | 5.63% |
| File path: /EC/2017/Бакалавр_Коваленко_Олександр_Вікторович/Диплом.pdf                         |       |
| 2. Year: 2015 Name: Петро Surname: Косарев Speciality Code: EC                                 | 3.44% |
| File path: /EC/2015/Спеціаліст_Косарев_Петро_Сергійович/Розділ 3 Підстанція п'ять.doc          |       |
| 3. Year: 2015 Name: Олександр Surname: Хилько Speciality Code: EC                              | 3.4%  |
| File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Хилько_Олександр_Ігорович    |       |
| 4. Year: 2015 Name: Олександр Surname: Хилько Speciality Code: EC                              | 3.4%  |
| File path: /EC/2015/Спеціаліст_Хилько_Олександр_Ігорович/Розділ 2 Підстанція.docx              |       |
| 5. Year: 2015 Name: Петро Surname: Косарев Speciality Code: EC                                 | 3.39% |
| File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Косарев_Петро_Сергійович     |       |
| 6. Year: 2015 Name: Володимир Surname: Косарев Speciality Code: EC                             | 3.32% |
| File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Косарев_Володимир_Сергій     |       |
| 7. Year: 2015 Name: Володимир Surname: Косарев Speciality Code: EC                             | 3.32% |
| File path: /EC/2015/Спеціаліст_Косарев_Володимир_Сергійович/Підстанція Воєв.docx               |       |
| 8. Year: 2015 Name: Світлана Surname: Костомаха Speciality Code: EC                            | 3.15% |
| File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Костомаха_Світлана_Вадим     |       |
| 9. Year: 2015 Name: Світлана Surname: Костомаха Speciality Code: EC                            | 3.15% |
| File path: /EC/2015/Спеціаліст_Костомаха_Світлана_Вадимівна/Розділ 4.doc                       |       |
| 10. Year: 2012 Name: Віталій Surname: Синиця Speciality Code: EC                               | 2.97% |
| File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Синиця_Віталій_Олександрович |       |
| 11. Year: 2012 Name: Віталій Surname: Синиця Speciality Code: EC                               | 2.97% |
| File path: /EC/2012/Спеціаліст_Синиця_Віталій_Олександрович/Пояснювальна записка.docx          |       |
| 12. Year: 2012 Name: Микола Surname: Якимчук Speciality Code: EC                               | 2.72% |
| File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Якимчук_Микола_Вячеслав      |       |
| 13. Year: 2012 Name: Микола Surname: Якимчук Speciality Code: EC                               | 2.72% |
| File path: /EC/2012/Спеціаліст_Якимчук_Микола_Вячеславович/Розділ 2 на друк.doc                |       |
| 14. Year: 2012 Name: Артем Surname: Охрименко Speciality Code: EC                              | 2.48% |
| File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Охрименко_Артем_Дмитров      |       |
| 15. Year: 2012 Name: Артем Surname: Охрименко Speciality Code: EC                              | 2.48% |
| File path: /EC/2012/Спеціаліст_Охрименко_Артем_Дмитрович/Частина 2.doc                         |       |
| 16. Year: 2013 Name: Сергій Surname: Бєлін Speciality Code: EC                                 | 2.38% |
| File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2013/Спеціаліст_Бєлін_Сергій_Миколайович     |       |
| 17. Year: 2013 Name: Сергій Surname: Бєлін Speciality Code: EC                                 | 2.38% |
| File path: /EC/2013/Спеціаліст_Бєлін_Сергій_Миколайович/Бєлін Розділ 3 Електрична частина I    |       |

Сторінка

Цитата

Сторінка 1 з 1

Сторінка

abc Записки з життя