

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Володимир. ПОПОВ

«__» _____ 2021р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: «Моделювання і аналіз режимів системи електропостачання міста
в умовах експлуатації»

Виконав:

студент (-ка) IV курсу, групи ОЕ-71

Леонід ХИРСА _____

Керівник:

к.т.н., доц. Микола ФЕДОСЕНКО _____

Консультанти:

Охорона праці та пожежна безпека д.т.н., проф. Лариса ТРЕТЯКОВА _____

_____ (назва розділу)

_____ (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Нормоконтроль ас.Ірина ПРОКОПЕНКО _____

_____ (назва розділу)

_____ (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____ (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) _____ (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проєкті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент (-ка) _____

Київ – 2021 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Володимир ПОПОВ

« ____ » _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Хирсі Леоніду Васильовичу

1. Тема проєкту «Моделювання і аналіз режимів системи електропостачання міста в умовах експлуатації»,

керівник проєкту к.т.н., доц. Микола ФЕДОСЕНКО затверджені наказом по університету від «27» травня 2021 р. №1353-с

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту “18” червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проєкту: Схема електропостачання міста, дані про навантаження житлових будинків, тип та довжини кабельних ліній

4. Перелік розділів, які мають бути розроблені

а) Загальна частина - Загальні відомості про конструкцію.

б) електрична частина: - Вибір елементів системи електропостачання з комунальним та промисловим навантаженням

в) спеціальна частина: - Моделювання і аналіз режимів системи електропостачання міста в умовах експлуатації

г) охорона праці та пожежна безпеки під час експлуатації трансформаторної підстанції

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Однолінійна схема електропостачання

2. План житлового району міста

3. Схема мережі 10 кВ

3. Модель мережі 10 кВ з використанням других адресних відображень

6. Консультанти розділів проєкту

Розрахунок струмів к.з.: доц. Лариса НЕСЕН.

Релейний захист та автоматика: к.т.н. доц. Василь КАЛІНЧИК

Охорона праці: д.т.н., проф. Лариса ТРЕТЯКОВА

Нормоконтроль: ас. Ірина ПРОКОПЕНКО

7. Дата видачі завдання “17” травня 2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проекту

студентом Леонід ХИРСА

(прізвище, ініціали)

| № з/п | Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи) | Строк виконання етапів проекту | Позначки керівника про виконання завдань |
|-------|--|--------------------------------|--|
| | Розрахунок електричної частини | 20.05.21-05.06.21 | |
| | Розрахунок релейної частини | 09.06.21-10.06.21 | |
| | Розрахунок токів короткого замикання | 06.06.21-08.06.21 | |
| | Розрахунок спеціальної частини «Моделювання і аналіз режимів систем електропостачання» | 08-06.21-14.06.21 | |
| | Розрахунок частини охорони праці та пожежна безпека | 09.06.21-12.06.21 | |
| | Підготовка графічного матеріалу | 10.06.-14.06.21 | |
| | Захист дипломного проекту | 22.06.21 | |

Студент
Керівник проекту

Л.В.Хирса
М.М.Федосенко

РЕФЕРАТ

Тема дипломного проекту: «Моделювання і аналіз режимів системи електропостачання міста в умовах експлуатації», складається з ілюстрацій – 19 , таблиць – 53 , робочих креслень – 4, список використаних джерел – 19 бібліографічних найменувань.

Мета проекту - провести необхідні розрахунки, проаналізувати результати та вирішити загальні проблеми побудови об'єктної системи електропостачання (ЕЕС). У роботі здійснено розрахунки електричних навантажень споживачів району міста, сформовано схему електропостачання з урахуванням споживачів району та існуючих прилеглих територій, розраховано струми короткого замикання та вибрано струмопровідні елементи мережі та комутаційну апаратуру.

У розділі "Охорона праці" проведено аналіз стану праці та аналіз факторів ризику, розглянуто заходи з охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації трансформаторної підстанції.

Спеціальна частина дипломного проекту присвячена питанням формування конфігураційної моделі схем розподільних електричних мереж та її використанню в задачах аналізу режимів системи забезпечення споживачів електричною енергією

Ключові слова: ЕНЕРГОСИСТЕМА, ДЖЕРЕЛО ЖИВЛЕННЯ, ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНА СИСТЕМА, СТРУМ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, РОЗПОДІЛЬНА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, КОНФІГУРАЦІЙНА МОДЕЛЬ, ДРУГІ АДРЕСНІ ВІДОБРАЖЕННЯ.

REPORT

Theme of the diploma project: "Modeling and analysis of modes of power supply systems", of basic material, has 19 figures, 53 tables, 19 bibliographic titles and 4 drawings.

The purpose of this project is to make the necessary calculations, analyze the results and solve GENERAL problems of building an object power supply system (UES). In this work, the LOAD of electricity in the urban area was calculated, referring to the power supply plan, the short-circuit current was calculated and the current-carrying components and electrical equipment were selected.

In the section "Labor protection" the analysis of a condition of work and the analysis of risk factors was carried out. Measures on labor protection and fire safety during OPERATION of transformer substations are considered.

Keywords: POWER SYSTEM, POWER SOURCE, ELECTRIC LOAD, ELECTRICITY SUPPLY SYSTEM, SHORT CIRCUIT CURRENT, DISTRIBUTION ELECTRIC CIRCUIT BREAKER.

ЗМІСТ

| | |
|--|-----------|
| ВСТУП..... | 10 |
| 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ’ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ | 12 |
| 1.1 Загальні вимоги до розподільних мережі..... | 12 |
| 1.2 Вимоги до моделювання в задачах оцінювання та керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією при експлуатації..... | 13 |
| Висновки до 1 розділу..... | 14 |
| 2 РОЗРОБЛЕННЯ ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА..... | 15 |
| 2.1 Умови проектування | 15 |
| 2.1.1 Характеристика проектного району міста | 15 |
| 2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів .. | 15 |
| 2.1.3 Класифікація приміщень об’єкта проектування | 16 |
| 2.1.4 Характеристика джерела живлення | 16 |
| 2.2 Визначення розрахункових навантажень об’єктів цивільного призначення | 16 |
| 2.2.3 Визначення навантажень в нормальному режимі роботи | 19 |
| 2.2.5 Вибір перерізу ліній низької напруги, що живлять житлові та громадські будівлі | 23 |
| 2.3 Вибір перерізів кабелів в мережах номінальною напругою понад 1 кВ | 29 |
| 2.4 Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії | 37 |
| 2.5 Розрахунок зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії..... | 39 |
| 2.5.2 Визначення розрахункових навантажень на шинах 10 кВ ЦЖ | 42 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 6 |

| | |
|---|----|
| 2.6 Комутаційна апаратура розподільної мережі..... | 51 |
| 2.6.1 Апаратура живлячої мережі | 51 |
| 2.6.2 Апаратура розподільної мережі | 52 |
| 2.7 Розрахунок струмів короткого замикання | 54 |
| 2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1кВ | 54 |
| 2.7.1.1 Побудова розрахункової схеми та розрахунок параметрів елементів схеми заміщення | 55 |
| 2.7.1.2 Розрахунок трифазного короткого замикання | 60 |
| 2.7.1.3 Розрахунок однофазного короткого замикання | 62 |
| 2.7.1.4 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників ... | 68 |
| 2.7.1.5 Аналіз розрахунків та висновки | 70 |
| 2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ | 70 |
| 2.7.2.1 Розрахунок трифазного короткого замикання | 70 |
| 2.7.2.2 Розрахунок струму однофазного КЗ | 74 |
| 2.7.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки..... | 77 |
| 2.8 Релейний захист та автоматика | 78 |
| 2.8.1 Загальні вимоги релейного захисту та автоматики..... | 78 |
| 2.8.2 Вибір автоматичних вимикачів 0,4 кВ..... | 79 |
| 2.8.3. Перевірка селективності елементів РЗА | 81 |
| 2.8.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту | 82 |
| 2.8.3.2 Пристрої АПВ | 83 |
| Висновки до розділу 2..... | 84 |

3 МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ СИСТЕМ

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ..... 85

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 7 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 3.1 | Задачі моделювання режимів систем електропостачання | 85 |
| 3.2 | Проблеми представлення інформації про конфігурацію розподільних електричних мереж..... | 86 |
| 3.3 | Вихідні дані про схему живлення та електричні навантаження існуючого житлового району міста..... | 88 |
| 3.3.1 | Перелік об'єктів та електричних навантажень | 88 |
| 3.3.1.1 | Розрахунок електричних навантажень житлових будинків.. | 90 |
| 3.3.1.2 | Розрахунок навантажень громадських будинків | 91 |
| 3.3.1.3 | Розрахунок навантажень, зведених до шин 0,4 кВ ТП існуючого району міста | 93 |
| 3.3.2 | Будова схеми розподільної мережі 10 кВ системи електропостачання існуючого району міста..... | 96 |
| 3.4 | Підготовка інформації про розподільну електричну мережу напругою 10кВ підстанції 110/35/10 кВ, формування конфігураційної моделі та здійснення розрахунків | 101 |
| 3.4.1 | Вихідна інформація..... | 101 |
| 3.4.2 | Формування других адресних відображень..... | 102 |
| 3.4.3 | Визначення поточкорозподілу в мережі 10 кВ..... | 108 |
| 3.4.4 | Оцінювання відхилень напруги на шинах 10 кВ ТП | 109 |
| 4. | ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ | 111 |
| 4.1 | Загальна характеристика трансформаторних підстанцій..... | 111 |
| 4.2 | Вимоги щодо експлуатації ТП..... | 112 |
| 4.3 | Безпека працівників під час експлуатації ТП..... | 112 |
| 4.4 | Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики обладнання..... | 114 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 8 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

| | |
|---|------------|
| 4.5 Визначення обсягу і послідовності виконання роботи під час експлуатації ТП | 115 |
| 4.6 Оцінка та визначення умов праці на робочому місці..... | 116 |
| 4.7 Визначення та оцінка небезпечних та шкідливих виробничих чинників | 117 |
| 4.8 Обрання технічних та організаційних заходів безпеки з праці . | 117 |
| 4.9 Вибір засобів індивідуального захисту для попередження впливу небезпечних та шкідливих виробничих чинників | 118 |
| 4.10 Заходи запобігання та ліквідації наслідків пожежі..... | 119 |
| 4.11 Розрахунок захисного заземлення | 120 |
| Висновки до розділу 4..... | 121 |
| ВИСНОВКИ | 123 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ | 124 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 9 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

ВСТУП

Серед задач, які доводиться вирішувати при проектуванні та експлуатації СЕП, до найважливіших відносять надійність, економічність, дотримання вимог стандартів до якості електричної енергії.

Найбільшого ефекту можливо досягти, застосовуючи комплексний підхід на стадії проектування. З урахуванням достатньої надійності електропостачання, вибирають раціональні схеми мереж, параметри елементів.

В дипломному проєкті вирішується задача побудови СЕП району міста. Вихідні дані наведені в розділі 1 пояснювальної записки.

В роботі визначені розрахункові навантаження, вибрані трансформатори в трансформаторних пунктах, вибрана конфігурація схем розподільних мереж напругою 10 і 0,38 кВ, визначені перерізи ліній, розраховані струми короткого замикання, розглянуто питання релейного захисту та автоматики, розглянуто заходи і засоби, пов'язані з забезпеченням безпеки при побудові, експлуатації та обслуговуванні електроустановок.

В спеціальній частині дипломного проєкту розглянуті питання вибору розрахункових моделей для реалізації задачі оцінювання параметрів режимів розподільних електричних мереж систем забезпечення споживачів електричною енергією. Основна увага приділяється питанню створення конфігураційної моделі мережі 10 кВ та її використанню при визначенні розрахункових навантажень ліній електропередач, відхилень напруги в різних точках розподільних мереж з можливістю урахування графіків електричних навантажень споживачів, одиничних вимірювань. Однією з вимог, які враховуються, є можливість

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 10 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

здійснювати швидке (у темпі часу) внесення поточних експлуатаційних змін в конфігурації схеми, викликаних формуванням післяаварійних схем, підготовкою до проведення планових випробувань, ремонтів, введенням в експлуатацію нових об'єктів.

Після вводу в експлуатацію задача оптимального керування системою може бути вирішена тільки з використанням обчислювальної техніки. При цьому головними є питання мінімізації втрат електричної енергії в лініях и трансформаторах, оцінки та збільшення надійності електропостачання за рахунок підтримання оптимальної конфігурації мережі, використання засобів регулювання напруги в розподільних мережах. Раціональне управління режимами забезпечується оптимальним вибором закону регулювання напруги в центрі живлення, регулювальних відгалужень трансформаторів трансформаторних пунктів з урахуванням реальних графіків навантажень споживачів та випадкового характеру навантажень в центрі живлення та в вузлах мережі.

В дипломному проекті на прикладі проектованої системи електропостачання розглянуті питання практичного застосування розглянутих конфігураційної та розрахункових моделей визначення параметрів режимів розподільних мереж

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 11 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Загальні вимоги до розподільних мереж

Метою дипломного проекту є створення економічно ефективної системи електропостачання міста, відповідно до діючих нормативних документів, надійне забезпечення споживачів якісною електроенергією. Ефективність функціонування численних міських і промислових об'єктів, розташованих на його території, залежить від якості проектування міської системи електропостачання \

До особливостей, які слід враховувати при проектуванні розподільних мереж, відносяться.

1) Часті зміни схем та режимів роботи розподільних мереж, безперервний їх розвиток та розширення.

2) В розподільних мережах 6 – 10 кВ використовуються розімкнуті магістральні, петлеві або радіальні схеми з ручним вводом резервного живлення, за відсутності на більшості об'єктів обслуговуючого персоналу.

3) Необхідність передачі незначних об'ємів інформації про режими споживання електричної енергії з великої кількості об'єктів. Відносно невелика кількість стаціонарних вимірювальних приладів, які встановлені, як правило, в ПС та РП.

4) Обмежена загальна кількість обслуговуючого та оперативного персоналу.

Споживачі електроенергії, розташовані в міських житлових районах, зазвичай поділяються на два основні типи: житлові будинки та адміністративно-комунальні установи.

| | | | | | | | | | | | |
|-----------|------|-----------------|--------|------|--|--|--|-----------|------|---------|--|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | | |
| Розроб. | | Хирса Л.В. | | | ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ | | | Літ. | Арк. | Акрушів | |
| Перевір. | | Федосенко М.М. | | | | | | | | 13 | |
| Перевір. | | | | | | | | ІЕЕ ОЕ-71 | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| Н. Контр. | | Прокопенко І. Д | | | | | | | | | |

Споживання електроенергії житловими будинками залежить від укладу життя міського населення. У сучасних будинках використовується значна кількість різноманітних електроприймачів, розділених на квартирні приймачі енергії та загальбудинкового призначення.

В кожному з районів міста присутні споживачі всіх трьох категорій за надійністю електропостачання, що має бути враховано при проектуванні.

Структура розподільної мережі визначається її призначенням та вимогами до надійності електропостачання. Мережа середньої напруги (СН) 10 кВ реалізується кабельними та повітряними лініями електропередач. Система розподілу електричної енергії міста формується сукупністю ліній 10 кВ та трансформаторних підстанцій 10 / 0,4 кВ (ТП), від яких електроенергія подається безпосередньо до житлових будинків та інших споживачів, розташованих у місті.

1.2 Вимоги до моделювання в задачах оцінювання та керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією при експлуатації

Важливим фактором, який слід враховувати, є необхідність забезпечення керування режимами електричних мереж в умовах експлуатації.

Проведення «ручних» розрахунків вже давно не використовується, але для ефективного оптимального керування режимами потрібно формувати інформаційно-обчислювальну систему, яка має функції постійного накопичення інформації режимного характеру, що надходить з мереж (електричні навантаження об'єктів споживання, параметри, що визначають якість електричної енергії, поточні виміри, аналіз пошкоджень та їх наслідків, тощо).

| | | | | | | |
|------|-----|----------|--------|------|---------------------|----|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Ар |
| | | | | | | 13 |
| Змн. | Арк | № докум. | Підпис | Дата | | |

Крім того, має місце фактично безперервна зміна поточної конфігурації мережі (планові переключення та вимушені, створення післяаварійних схем, тощо). Зазначений фактор потребує спеціальних конфігураційних моделей.

Висновки до 1 розділу

Розглянуто перелік основних факторів та вимог які потрібно враховувати в процесі проектування системи забезпечення груп споживачів розглянутих в проєкті районів.

Особливістю є той факт, що в роботі необхідно враховувати фактор реконструкції, наявність вже існуючих груп споживачів та районів.

Задачею спеціальної частини визначено сформування гнучкої конфігураційної моделі розподільних мереж.

Структуру розподільної мережі 6, ..., 20 кВ, характеристики її роботи та конструкції, а також переваги та недоліки сучасних функцій. Розглянуто метод оптимізації вибору місць розмикання мережі.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|--------|------|---------------------|----|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Ар |
| | | | | | | 14 |
| Змн. | Арк | № докум. | Підпис | Дата | | |

2 РОЗРОБЛЕННЯ ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА

2.1 Умови проектування

2.1.1 Характеристика проектного району міста

Територія району, який є частиною міста, яке з урахуванням рівнинного рельєфу рівномірно забудоване. Основними споживачами електроенергії є житлові будинки, громадські будівлі та установи. В районі розташовуються 9-поверхові будинки (квартири з газовими плитами), 16-поверхові будинки (квартири з електричними плитами). Більшість споживачів належить до категорії II надійності електропостачання - квартири, дитячі та навчальні заклади, магазини. Крім того, в районі адміністративні та торговельні будинки, будівлі та споруди.

Проект враховує існуючу систему електропостачання міста, частиною якого в районі є розглядуваний район.

2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів

Міські електричні мережі напругою 6-10 кВ характерні тим, що в мікрорайоні міста можуть бути споживачі 3 категорій за надійністю електропостачання. Відповідно, це вимагає правильної побудови мережевої схеми.

| | | | | | | | |
|-----------|------|-----------------|---------|------|---|-----------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | | |
| | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Хирса Л.В. | | | Розроблення загальної схеми електропостачання району міста | Лит. | Лист |
| Перевір. | | Федосенко М.М. | | | | | 15 |
| Реценз. | | | | | | IEE OE-71 | |
| Н. Контр. | | Прокопенко І.Д. | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | |

2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проектування

За ступенем пожежної небезпеки район міста має категорію А: горючий газ, легкозаймиста рідина температура спалаху у якої не є вище 28 °С в такій кількості, що може утворитись вибухонебезна парогазоповітряна суміш, при спалаху якої може розвинути розрахунковий вибуху в приміщенні, який буде більше ніж 5 кПа.

2.1.4 Характеристика джерела живлення

Електропостачання міських споживачів здійснюється за допомогою ПЛ які під'єднані до ТП яка в свою чергу під'єднана до петльової схеми яка живиться від РП 10 кВ

2.2 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення

2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку

При розрахунку навантажень важливого значення набуває правильне визначення електричного навантаження та правильне його розподілення, що знаходяться в районі.

В роботі враховані вимоги та рекомендації, визначені ДБН-2010 [4]

2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку

Характеристики об'єктів для розрахунків з визначення навантажень району міста наведені в таблиці 2.1. Схема живлення будівель наведена на рисунку 2.1

Таблиця 2.1 - навантаження в районі міста

| № | тип об'єкту | кількість | умовне позначення |
|---|-------------|-----------|-------------------|
|---|-------------|-----------|-------------------|

Продовження таблиці 2.1

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1 | Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань | 1 | Б |
| 2 | Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань | 2 | В |
| 3 | Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань | 2 | Ж |
| 4 | Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 108 помешкань | 1 | З |
| 5 | Кафе на 100 місць | 1 | Н |
| 6 | Ресторан на 200 місць | 1 | Р |
| 7 | Аптека з площею залу 100 м ² | 2 | Л |

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо наступним чином:

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9 \cdot P_{сил};$$

$$Q_{ж/б} = P_{кв} \operatorname{tg} \varphi_{кв} + 0,9 \cdot P_{сил} \operatorname{tg} \varphi_{сил}.$$

де $P_{кв}$ – розрахункове навантаження квартир:

$$P_{кв} = p_{пит} N_{кв},$$

де $p_{\text{пит}}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла.

$N_{\text{кв}}$ – кількість квартир;

$P_{\text{сил}}$ – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{\text{сил}} = K_{\text{сил}} \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{лі}i},$$

де $K_{\text{сил}}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок;

$P_{\text{л}}$ – потужність ліфтової установки;

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно:

$$P_p = P_{\text{пит}} N;$$

$$Q_p = P_{\text{пит}} \cdot N \cdot \text{tg}\varphi_{\text{пит}},$$

де $p_{\text{пит}}$ – питоме розрахункове електричне навантаження будівлі.

N – кількість місць;

На рисунку 2.1 зображена схема розміщення житлових, громадських та адміністративних будівель відносно трансформаторних підстанцій.

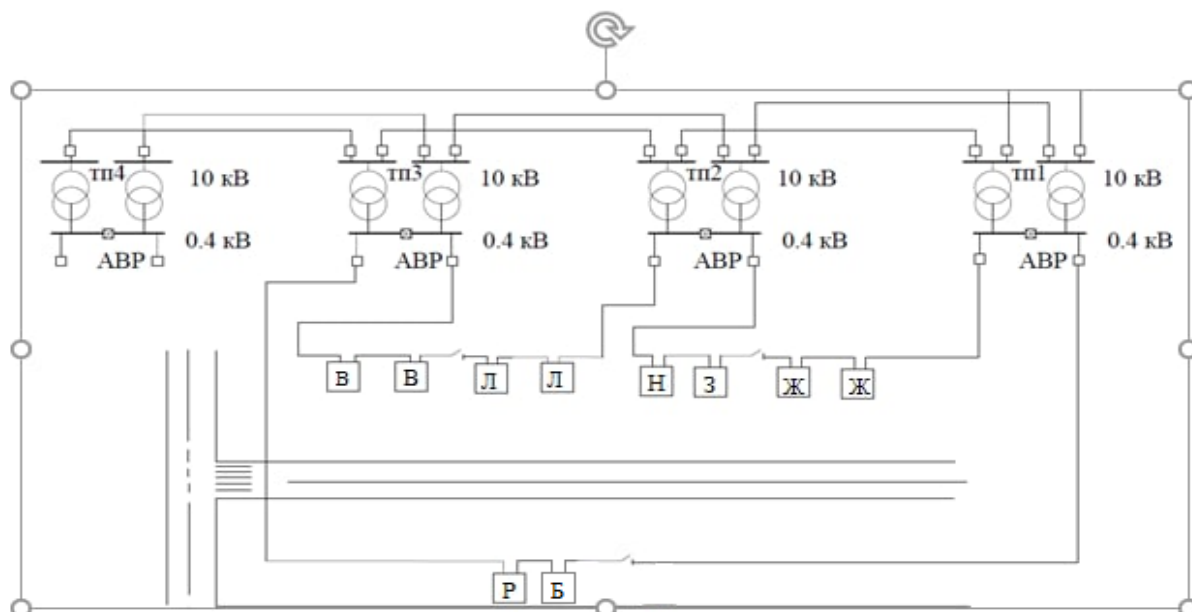


Рисунок 2.1 - Схема живлення будівель

2.2.3 Визначення навантажень в нормальному режимі роботи

Житловий будинок Б з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань:

Для 16 поверхів передбачається 2 пасажирський ліфти на одну секцію.

Питоме електричне навантаження квартири визначається методом інтерполяції:

$$P_{\text{нпБ}} = (P_{\text{нп2}} - P_{\text{нп1}}) \cdot (n_{\text{кв}} - n_{\text{кв1}}) / (n_{\text{кв2}} - n_{\text{кв1}}) + P_{\text{нп1}},$$

$$P_{\text{нпБ}} = (2,00 - 1,78) \cdot (60 - 48) / (60 - 40) + 1,78 = 1,912;$$

$$P_{\text{Б}} = 48 \cdot 1,912 + 0,9 \cdot (6,5 + 9) \cdot 2 = 119,676 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{Б}} = 48 \cdot 1,912 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 1,17 \cdot 1 \cdot 0,9 = 19,3 \text{ квар.}.$$

Таблиця 2.2 Розрахунок потужностей для житлових будинків, нормальний режим

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 19 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

| Ум. позн. | n | $P_{\text{пит.кв}},$ кВт/кв | $\text{tg}\varphi_{\text{кв}}$ | $P_{\text{ж/б}},$ кВт | $Q_{\text{ж/б}},$ квар | S, кВА |
|--------------|-----|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------|---------------------------|--------|
| Ж | 432 | 1,451 | 0,29 | 1 | 7,5 | 652,66 |
| З | 108 | 1,702 | 0,29 | 2 | 7,5 | 191,39 |
| Б | 48 | 1,912 | 0,2 | 1 | 3 | 93,59 |
| В | 256 | 1,632 | 0,29 | 4 | 3 | 435,01 |

Кафе Н на 100 робочих місць:

$$P_{\text{Н}} = 1,03 \cdot 100 = 103 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Н}} = 103 \cdot 0,2 = 20,6 \text{ квар.}$$

Розрахунок інших суспільних об'єктів зведемо у таблицю 2.3

Таблиця 2.3 Розрахунок потужностей суспільних споживачів для нормального режиму:

| Ум. позн. | n | $P_{\text{пит.кв}},$ кВт/кв | $\text{tg}\varphi_{\text{кв}}$ | $P_{\text{пит.сусп}},$ кВт | $Q_{\text{пит.сусп}},$ квар | S, кВА |
|-----------|-----|--------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------|
| Л(2) | 100 | 0,12 | 0,4 | 6,00 | 2,40 | 6,46 |
| Н | 100 | 1,45 | 0,25 | 14,50 | 3,63 | 14,95 |
| Р | 200 | 1,03 | 0,2 | 206 | 41,2 | 210,08 |

У випадку сумісного електропостачання різних об'єктів, розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах НН ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТП}} = P_{\text{макс}} + \sum_{i=1}^n P_i K_{\text{сум } i};$$

$$Q_{\text{ТП}} = Q_{\text{макс}} + \sum_{i=1}^n Q_i K_{\text{сум } i};$$

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{P_{\text{ТП}}^2 + Q_{\text{ТП}}^2},$$

де $P_{\text{макс}}$ – більша частина обчислювального навантаження між об'єктами, що подаються з точки мережі, що розглядається;

P_i – розрахункове навантаження решти будівель $i = 1, \dots, n$;

$K_{\text{сум } i}$ – максимальний коефіцієнт участі, що відображає частку навантаження i -го місця проживання або громадського об'єкта, що бере участь у максимальному проектному навантаженні;

При розрахунку для всіх житлових будинків з однаковими характером приготування їжі з сумарною кількістю квартир та сумарною кількістю ліфтів розглядаються як один житловий будинок.

Визначимо навантаження житлових будинків з однаковими характером приготування їжі.

Визначимо розрахункове навантаження ТП в нормальному режимі:
ТП1 (2Ж):

$$P_{\text{ТП1}} = 216 \cdot 2 \cdot 1,451 = 626,832 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП1}} = 626,832 \cdot 0,29 = 181,78 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{626,832^2 + 181,78^2} = 652,66 \text{ кВА}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 21 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

ТП2 (2Л,Н,З):

$$P_{\text{ТП2}} = 24 + 103 + 100,44 = 310,816 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП2}} = 9,6 + 20,6 + 53,31 = 83,51 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{310,816^2 + 83,51^2} = 321,84 \text{ кВА}.$$

ТП3 (Б,Р,2В):

$$P_{\text{ТП3}} = 91,776 + 206 + 417,792 = 715,568 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП3}} = 18,36 + 41,20 + 121,16 = 180,71 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{715,568^2 + 180,71^2} = 738,03 \text{ кВА}.$$

Розрахунки зведемо у таблицю 2.4

Таблиця 2.4 – Навантаження ТП в нормальному режимі

| Об'єкт | Кількість | Рпит | cosφ | tgφ | Ni | Рж/Б | Qж/Б | Ркв | Рскл(ліфт) | На одну будівлю Рр | Рр | На одну будівлю Qp | Qp | Sp |
|--------|-----------|-------|------|------|------|---------|--------|--------|------------|--------------------|---------|--------------------|--------|--------|
| Ліфт Ж | 8 | 0,65 | 0,65 | 1,17 | 52 | 80,6 | 10,49 | | 33,80 | | | | | |
| Ж | 2 | 1,451 | 0,96 | 0,29 | 432 | 673,632 | 182,47 | 626,83 | | 316,318 | 626,832 | 91,73 | 181,78 | 652,66 |
| ТП1 | | | | | | | | | | 0 | 626,832 | | 181,78 | 652,66 |
| Л | 2 | 0,12 | 0,93 | 0,4 | 200 | 24 | 9,60 | | | 12 | 24 | 4,80 | 9,60 | 25,85 |
| Н | 1 | 1,03 | 0,98 | 0,2 | 100 | 103 | 20,60 | | | 103 | 103 | 20,60 | 20,60 | 105,04 |
| Ліфт З | 3 | 0,8 | 0,65 | 1,17 | 19,5 | 33,15 | 5,37 | | 15,60 | | | | | |
| З | 1 | 1,702 | 0,96 | 0,29 | 108 | 201,366 | 54,15 | 183,82 | | 183,816 | 183,816 | 53,31 | 53,31 | 191,39 |
| ТП2 | | | | | | | | | | 0 | 270,316 | | 73,49 | 280,13 |
| Ліфт В | 2 | 0,9 | 0,65 | 1,17 | 31 | 55,8 | 6,53 | | 27,90 | | | | | |
| В | 1 | 1,912 | 0,98 | 0,2 | 48 | 119,676 | 19,30 | 91,78 | | 91,776 | 91,776 | 18,36 | 18,36 | 93,59 |
| Р | 1 | 1,03 | 0,98 | 0,2 | 200 | 206 | 41,20 | | | 206 | 206 | 41,20 | 41,20 | 210,08 |
| Ліфт В | 4 | 0,9 | 0,65 | 1,17 | 26 | 46,8 | 7,73 | | 23,40 | | | | | |
| В | 2 | 1,632 | 0,96 | 0,29 | 256 | 441,192 | 122,11 | 417,79 | | 208,896 | 417,792 | 60,58 | 121,16 | 435,01 |
| ТП3 | | | | | | | | | | | 611,989 | | 156,24 | 631,62 |

2.2.4 Визначення навантажень в післяаварійному режимі

роботи

Після аварійний режим (ТП1):

Після виходу ТП1 з ладу до ТП2 підключають будинки (2Л,2Ж,Н,З), що були підключені до ТП1, та до ТП3 підключають будинки (2В,Р,Б).

$$P_{\text{ТП2}} = 2 \cdot 316,318 + 0,7 \cdot 103 + 2 \cdot 12 + 183,816 = 912,55 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП2}} = 2 \cdot 91,73 + 0,7 \cdot 20,6 + 2 \cdot 4,8 + 53,31 = 260,79 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП2}} = \sqrt{912,55^2 + 260,79^2} = 949,09 \text{ кВА};$$

$$P_{\text{ТП3}} = 2 \cdot 208,896 + 0,7 \cdot 91,776 + 0,7 \cdot 206 = 653,77 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП3}} = 2 \cdot 60,58 + 0,9 \cdot 18,36 + 20,6 \cdot 0,6 + 41,2 = 162,4 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП3}} = \sqrt{653,77^2 + 162,4^2} = 673,64 \text{ кВА}.$$

Після виходу ТП2 з ладу до ТП1 підключають будинки 2Ж,Н,З, а до ТП3 підключають будинки 2В,2Л,Р,Б

Після виходу ТП3 з ладу до ТП2 підключають будинки 2В,2Л,Н,З та до ТП1 підключаються будинки 2Ж,Р,Б

Розрахункові навантаження ТП1, ТП2 та ТП3 для після аварійного режиму зведемо в таблицю 2.2.5

Таблиця 2.5 - Розрахункове навантаження ТП

| Вихід з ладу: | Підключають | Будівлі | P, кВт | Q, кВт | S, кВт |
|---------------|-------------|-----------|--------|--------|--------|
| ТП1 | ТП2 | 2Л,2Ж,Н,З | 912,55 | 260,79 | 949,09 |
| | ТП3 | 2В,Р,Б | 653,77 | 162,40 | 673,64 |
| ТП2 | ТП1 | 2В,2Л,Н,З | 728,61 | 214,27 | 759,46 |
| | ТП3 | 2Ж,Р,Б | 930,41 | 243,02 | 961,63 |
| ТП3 | ТП1 | 2Ж,Н,З | 919,45 | 257,37 | 954,79 |
| | ТП2 | 2В,2Л,Р,Б | 739,57 | 190,31 | 763,66 |

2.2.5 Вибір перерізу ліній низької напруги, що живлять житлові та громадські будівлі

Мінімально допустимий переріз мережі напругою до 1000 В, повинен відповідати наступним вимогам:

1. В нормальному режимі втрата напруги не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$.
2. В післяаварійному режимі втрата напруги не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину: $\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%$.

3. Поточне навантаження в нормальному режимі не повинно перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням умов прокладки кабельної лінії:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме довгострокове струмове навантаження визначається довідковими даними з урахуванням марки кабелю (дроту) та способу його прокладання (на землі, в повітрі, трубопроводі тощо);

K_1 – коеф, що враховують фактичні температурні умови кабелю або повітряної лінії;

K_2 – корекційний коефіцієнт з урахуванням кількості паралельно прокладених та робочих кабелів.

4. Поточне навантаження в аварійній ситуації не повинно перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного допустимого коефіцієнта перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}$ – допустимий коефіцієнт перевантаження, визначений з урахуванням умов укладання, тривалості перевантаження та попереднього навантаження КЛ.

Визначимо переріз КЛ напругою до 1000 В на прикладі ланки ТП1.

Спочатку розрахунок здійснимо для нормального режиму для житлового будинку з газовими плитами (Ж(1))

де S_n - номінальна потужність будинку.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 24 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$I_{p.l.} = \frac{316,318}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 480,595.$$

Переріз КЛ визначимо за формулою:

$$F_A = \frac{\rho \cdot 100}{\Delta U_{доп} \cdot U_H^2} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i,$$

де ρ - питомий опір кабелю;

$\Delta U_{доп}$ - допустиме значення втрати напруги;

P_i - навантаження на i -й ділянці;

l_i - довжина i -ї ділянки лінії.

$$F_K = \frac{28 \cdot 100}{6,529 \cdot 380^2} \cdot (316,318 \cdot 0,15) = 0,188 \text{ мм}^2.$$

За допустимим струмом обираємо кабель АВВГ -3х240+1х120.

Перевіримо втрату напруги в нормальному режимі:

$$\Delta U = \frac{(Pr_0 + Qx_0)}{10 \cdot U_H^2} l,$$

де x_0 , r_0 – питомі погонні активний і реактивний опори однієї фази кабелю, Ом/км,

$$\Delta U = \frac{(316,318 \cdot 0,132 + 91,732 \cdot 0,0587)}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,15 = 4,897\%,$$

$$\Delta U = 4,088 \leq 5 \text{ \%}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 25 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Отже, вибраний кабель підходить.

Розрахунки для інших будівель в нормальному режимі зводимо до таблиці 2.6

Таблиця 2.6 – Вибір перерізу ліній низької напруги в нормальному режимі

| Вибір перерізу (нормальний режим) | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|---------|----------|---------|-------|---------|--------|------------------|---------|---------------|-----------|-----------|-------|
| Об'єкт | Рр, кВт | Qр, квар | Sp, кВА | L, км | Ip, А | F, мм2 | Провід | Iдоп, А | K1*K2*Iдоп, А | r0, Ом/км | x0, Ом/км | ΔU≤5% |
| ТП1-Ж(1) | 316,318 | 91,732 | 329,351 | 0,15 | 500,397 | 0,188 | АВВГ-3х240+1х120 | 472 | 471 | 0,132 | 0,0587 | 4,897 |
| ТП1-Ж(2) | 316,318 | 91,732 | 329,351 | 0,15 | 500,397 | 0,188 | АВВГ-3х240+1х120 | 472 | 471 | 0,132 | 0,0587 | 4,897 |
| ТП2-Л(1) | 12 | 4,800 | 12,924 | 0,04 | 19,637 | 0,002 | АВВГ-4х2,5 | 26 | 25,22 | 12,6 | 0,116 | 4,204 |
| ТП2-Л(2) | 12 | 4,800 | 12,924 | 0,04 | 19,637 | 0,002 | АВВГ-4х2,5 | 26 | 25,22 | 12,6 | 0,116 | 4,204 |
| Н | 103,00 | 20,600 | 105,040 | 0,04 | 159,591 | 0,059 | АВВГ-4х70 | 165 | 160,05 | 0,46 | 0,0612 | 1,347 |
| З | 183,82 | 53,307 | 191,389 | 0,14 | 290,786 | 0,150 | АВВГ-4х185 | 290 | 281,3 | 0,17 | 0,0596 | 3,338 |
| ТП3-Б | 91,776 | 18,355 | 93,594 | 0,04 | 142,201 | 0,059 | АВВГ-4х70 | 165 | 160,05 | 0,46 | 0,0612 | 1,201 |
| Р | 206 | 41,200 | 210,080 | 0,1 | 319,183 | 0,085 | АВВГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,696 |
| В | 208,896 | 60,580 | 217,503 | 0,08 | 330,461 | 0,073 | АВВГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,431 |

Після виходу ТП1 з ладу , до ТП2 під'єднуються 2Л,2Ж,Н,З ТП2.

Розглянемо на прикладі аптеки (Л1)

$$I_{\text{ркп/а}} = \frac{12}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 19,637 \text{ А.}$$

Визначимо переріз КЛ:

$$F_{\text{кп/а}} = \frac{28 \cdot 100}{5 \cdot 380^2} \cdot (12 \cdot 0,04) = 0,001 \text{ мм}^2.$$

За допустимим струмом обираємо кабель АВВГ 4х2,5.[6]

$$I_{\text{ркп/а}} = 19,924 \leq I_{\text{доп}} = 29 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 37,7 \text{ А.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 26 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Втрати напруги в після аварійному режимі:

$$\Delta U = \frac{(12 \cdot 12,6 + 4,8 \cdot 0,116)}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,04 = 4,204\%;$$

$$\Delta U = 4,204 \leq 10\%.$$

Отже, вибраний кабель підходить.

Розрахунки для інших будівель в післяаварійному режимі зводимо до таблиці 2.7

Таблиця 2.7 -Вибір перерізу ліній низької напруги в після аварійному режимі

| Вибір перерізу після-аварійний режим | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---------|-----------|----------|---------|---------|--------|------------------|------------------------|---------|------------|-----------|-----------|--------|
| | Будівлі | Pr, кВт | Qp, квар | Sp, кВА | L, км | Ip, А | F, мм2 | Провід | Idоп, А | KЗ*Idоп, А | г0, Ом/км | x0, Ом/км | ΔU≤10% |
| Вихід з ТП1 | Підключ | Л(1) | 12 | 4,800 | 12,924 | 0,04 | 19,637 | 0,001 АBBГ-4х2,5 | 29 | 37,7 | 12,6 | 0,116 | 4,204 |
| | Л(2) | 12 | 4,800 | 12,924 | 0,04 | 19,637 | 0,001 АBBГ-4х2,5 | 29 | 37,7 | 12,6 | 0,116 | 4,204 | |
| | | Ж(1) | 316,318 | 91,732 | 329,351 | 0,15 | 500,397 | 0,188 АBBГ-3х240+1х120 | 472 | 471 | 0,132 | 0,0587 | 4,897 |
| | | Ж(2) | 316,318 | 91,732 | 329,351 | 0,15 | 500,397 | 0,188 АBBГ-3х240+1х121 | 472 | 471 | 0,132 | 0,0587 | 4,897 |
| | | Н | 103,00 | 20,600 | 105,040 | 0,04 | 159,591 | 0,059 АBBГ-4х70 | 165 | 160,05 | 0,46 | 0,0612 | 1,347 |
| | | З | 183,82 | 53,307 | 191,389 | 0,14 | 290,786 | 0,150 АBBГ-4х185 | 290 | 281,3 | 0,17 | 0,0596 | 3,338 |
| | | 2В,Р,Б | | | | | | | | 0 | | | |
| | | В(1) | 208,896 | 60,580 | 217,503 | 0,08 | 330,461 | 0,081 АBBГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,431 |
| | ТП3 | В(2) | 208,896 | 60,580 | 217,503 | 0,08 | 330,461 | 0,081 АBBГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,431 |
| | | Б | 91,776 | 18,355 | 93,594 | 0,04 | 142,201 | 0,059 АBBГ-4х70 | 165 | 160,05 | 0,46 | 0,0612 | 1,201 |
| | | Р | 206 | 41,200 | 210,080 | 0,1 | 319,183 | 0,085 АBBГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,696 |
| | | 2В,2Л,Н,З | | | | | | | | 0 | | | |
| | | В(1) | 208,896 | 60,580 | 217,503 | 0,08 | 330,461 | 0,081 АBBГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,431 |
| ТП2 | ТП1 | В(2) | 208,896 | 60,580 | 217,503 | 0,08 | 330,461 | 0,081 АBBГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,431 |
| | | Л(1) | 12 | 4,800 | 12,924 | 0,04 | 19,637 | 0,002 АBBГ-4х2,5 | 29 | 37,7 | 12,6 | 0,116 | 4,204 |
| | | Л(2) | 12 | 4,800 | 12,924 | 0,04 | 19,637 | 0,002 АBBГ-4х2,5 | 29 | 37,7 | 12,6 | 0,116 | 4,204 |
| | | Н | 103,00 | 20,600 | 105,040 | 0,04 | 159,591 | 0,059 АBBГ-4х70 | 165 | 160,05 | 0,46 | 0,0612 | 1,347 |
| | | З | 100,44 | 29,128 | 104,578 | 0,14 | 158,890 | 0,150 АBBГ-4х185 | 290 | 281,3 | 0,17 | 0,0596 | 1,824 |
| | | 2Ж,Р,Б | | | | | | | | 0 | | | |
| | | Ж(1) | 316,318 | 91,732 | 329,351 | 0,14 | 500,397 | 0,188 АBBГ-3х240+1х120 | 472 | 471 | 0,132 | 0,0587 | 4,570 |
| | ТП3 | Ж(2) | 316,318 | 91,732 | 329,351 | 0,15 | 500,397 | 0,188 АBBГ-3х240+1х120 | 472 | 471 | 0,132 | 0,0587 | 4,897 |
| | | Б | 105,6 | 21,210 | 107,709 | 0,04 | 163,647 | 0,059 АBBГ-4х70 | 165 | 160,05 | 0,46 | 0,0612 | 1,382 |
| | | Р | 206 | 41,200 | 210,080 | 0,1 | 319,183 | 0,085 АBBГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,696 |
| | | 2Ж,Н,З | | | | | | | | 0 | | | |
| | | Ж(1) | 282,96 | 82,058 | 294,618 | 0,15 | 447,626 | 0,188 АBBГ-3х240+1х120 | 472 | 471 | 0,132 | 0,0587 | 4,380 |
| ТП3 | ТП1 | Ж(2) | 282,96 | 82,058 | 294,618 | 0,15 | 447,626 | 0,188 АBBГ-3х240+1х120 | 472 | 471 | 0,132 | 0,0587 | 4,380 |
| | | Н | 103,00 | 20,600 | 105,040 | 0,04 | 159,591 | 0,059 АBBГ-4х70 | 165 | 160,05 | 0,46 | 0,0612 | 1,347 |
| | | З | 100,44 | 29,128 | 104,578 | 0,14 | 158,890 | 0,150 АBBГ-4х185 | 290 | 281,3 | 0,17 | 0,0596 | 1,824 |
| | | 2В,2Л,Р,Б | | | | | | | | | | | |
| | | В(1) | 208,896 | 60,580 | 217,503 | 0,08 | 330,461 | 0,081 АBBГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,431 |
| | | В(2) | 208,896 | 60,580 | 217,503 | 0,08 | 330,461 | 0,081 АBBГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,431 |
| | ТП2 | Л(1) | 12 | 4,800 | 12,924 | 0,04 | 19,637 | 0,002 АBBГ-4х2,5 | 29 | 37,7 | 12,6 | 0,116 | 4,204 |
| | | Л(2) | 12 | 4,800 | 12,924 | 0,04 | 19,637 | 0,002 АBBГ-4х2,5 | 29 | 37,7 | 12,6 | 0,116 | 4,204 |
| | | Б | 105,6 | 21,210 | 107,709 | 0,04 | 163,647 | 0,059 АBBГ-4х70 | 165 | 160,05 | 0,46 | 0,0612 | 1,382 |
| | | Р | 206 | 41,200 | 210,080 | 0,1 | 319,183 | 0,085 АBBГ-3х150+1х70 | 358 | 347,26 | 0,21 | 0,596 | 4,696 |

2.2.6 Вибір потужності трансформаторів ТП

Визначимо номінальні потужності розподільчих трансформаторів.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 27 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Для ТП1 та ТП3 приймаємо трансформатор типу ТМ-1000/10[7], з наступними паспортними даними:

$$S_{\text{HT}} = 1000 \text{ кВА},$$

$$\Delta P_{\text{HX}} = 1,55 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{\text{КЗ}} = 10,8 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{HX}} = 1,2\%,$$

$$U_{\text{КЗ}} = 5,5\%.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

$$S_{\text{ТП1п/а}} = 912,55 < 1,4 \cdot 1000 = 1400 \text{ кВА}.$$

$$S_{\text{ТП3п/а}} = 930,41 < 1,4 \cdot 1000 = 1400 \text{ кВА}.$$

Для ТП2 приймаємо трансформатор ТМЗ-630/10[8], з наступними паспортними даними:

$$S_{\text{HT}} = 630 \text{ кВА},$$

$$\Delta P_{\text{HX}} = 1,24 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{\text{КЗ}} = 7,9 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{HX}} = 1,7\%,$$

$$U_{\text{КЗ}} = 5,5\%.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

$$S_{\text{ТП2п/а}} = 739,57 < 1,4 \cdot 630 = 882 \text{ кВА}.$$

Аналогічні розрахунки для ТП2 і ТП3 зводимо до таблиці 2.8

Таблиця 2.8 – Розподіл навантаження на ТП1-ТП3

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 28 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

| №ТП | P , кВт | Q , квар | S , кВ·А | $S_{ит}$, кВА | $P_{на}$, кВА | $Q_{на}$, квар | $S_{на}$, кВА | $S_{ит}$, кВА |
|-----|--------------|------------|------------|----------------|----------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| 1 | 626,83 | 181,78 | 652,66 | 1000 | 912,55 | 260,79 | 260,79 | 1400 |
| 2 | 310,82 | 83,51 | 321,84 | 630 | 739,57 | 190,31 | 190,31 | 882 |
| 3 | 715,57 | 180,71 | 738,03 | 1000 | 930,41 | 243,02 | 243,02 | 1400 |

2.3 Вибір перерізів кабелів в мережах номінальною напругою понад 1 кВ

Вихідні дані для розрахунку представлені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Навантаження розподільчих трансформатора і РП

| | P , кВт | Q , квар |
|-----|-----------|------------|
| ТП4 | 940 | 320 |
| РП | 2100 | 500 |

Розподільна мережа 10 кВ виконана за магістральною схемою.

Технічні вимоги до вибору мінімально припустимого перерізу в мережах напругою понад 1000 В:

1. Струмове навантаження будь-якої ділянки в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з врахуванням умов прокладки лінії:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними з врахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і т.д.);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – поправочний коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів.

Для магістральних ліній, виконаних одним перерізом, вказаний контроль здійснюється для ділянки, що працює в найбільш важких умовах.

2. Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати фактичного допустимого значення, визначеного з врахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ. Для ПЛ коефіцієнт допустимого перевантаження приймається рівним 1,3.

3. Для КЛ вибраний перетин не може бути менше мінімально допустимого за умовами термічної стійкості струмам к.з.

$$F_{\text{кл}}^{\text{min}} = \frac{I_{\Sigma}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{C},$$

де, $I_{\Sigma}^{(3)}$ - сумарний струм к.з. від енергосистеми з врахуванням наявних в СЕП синхронних двигунів;

$t_{\text{п}}$ – приведений розрахунковий час (час відключення к.з.);

C – термічний коефіцієнт.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 30 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Зокрема, для кабелів 10 кВ з алюмінієвими жилами і полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією $C = 75 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$, для аналогічних кабелів з поліетиленовою ізоляцією $C = 62 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$.

$$F \geq F_{\text{мех}}^{\text{min}};$$

$$F \geq F_{\text{кор}}^{\text{min}};$$

Остання вимога стосується мереж з номінальною напругою 35 кВ і вище.

Розрахункове навантаження розпчої лінії ліній 6-10 кВ визначають добутком суми розрахункових навантажень окремих ТП і коефіцієнту $K_{\text{см}}$, який враховує сумісність їх максимального значення:

$$P_{\text{рс}} = k_{\text{см}} \sum_{i=1}^n P_{\text{рТП}i}.$$

При цьому необхідно враховувати втрати потужності в трансформаторах ТП.

Вибір трансформатора ТП4:

$$P_{\text{ТП4}} = 940 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП4}} = 320 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП4}} = \sqrt{920^2 + 320^2} = 974,063 \text{ кВт}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 31 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Приймаємо трансформатор ТМ-1000/10[7] з наступними паспортними даними:

$$S_{\text{HT}} = 1000 \text{ кВА},$$

$$\Delta P_{\text{HX}} = 1,55 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{\text{КЗ}} = 10,8 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{HX}} = 1,2\%,$$

$$U_{\text{КЗ}} = 5,5\%.$$

Перевірка трансформатора в п/а режимі:

$$S_{\text{ТП4}} = 974,063 \text{ кВА} < 1,4 \cdot 1000 = 1400 \text{ кВА}.$$

Розрахуємо втрати потужності в трансформаторах всіх ТП1-ТП4.

$$\Delta P_{\text{трТП1}} = P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{пл}}}{S_{\text{HT}}} \right)^2 + P_{\text{ХХ}},$$

$$\Delta P_{\text{трТП1}} = 5,5 \cdot \left(\frac{652,62}{1000} \right)^2 + 1,2 = 3,789 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{трТП1}} = \frac{U_{\text{КЗ}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{пл}}^2}{S_{\text{HT1}}} + \frac{I_{\text{ХХ}}}{100} S_{\text{HT1}},$$

$$\Delta Q_{\text{трТП1}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{652,62^2}{1000} + \frac{1,9}{100} \cdot 1000 = 35,425 \text{ квар};$$

$$\Delta S_{\text{трТП1}} = \sqrt{\Delta P_{\text{трТП1}}^2 + \Delta Q_{\text{трТП1}}^2},$$

$$\Delta S_{\text{трТП1}} = \sqrt{3,789^2 + 35,425^2} = 35,627 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{\text{трТПп/а}} = P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{п/а}}}{S_{\text{HT}}} \right)^2 + P_{\text{ХХ}},$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 32 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$\Delta P_{\text{трТПп/а}} = 5,5 \cdot \left(\frac{949,09}{1000} \right)^2 + 1,2 = 11,64 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{трТПп/а}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{п/а}}^2}{S_{\text{нт}}} + \frac{I_{\text{нх}}}{100} S_{\text{нт}},$$

$$\Delta Q_{\text{трТП}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{949,09^2}{1600} + \frac{1,2}{100} \cdot 1000 = 61,542 \text{ квар.}$$

Аналогічні розрахунки для всіх ТП приведені в таблиці 2.10

Таблиця 2.10 – Розрахунок втрат в трансформаторах ТП

| Номер ТП | $\Delta P_{\text{тр}}$, кВт | $\Delta Q_{\text{тр}}$, квар | $\Delta P_{\text{трп/а}}$, кВт | $\Delta Q_{\text{трп/а}}$, квар |
|----------|------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| ТП1 | 3,78941 | 35,4252 | 11,64 | 61,5425 |
| ТП2 | 4,50971 | 19,7528 | 7,31943 | 98,7797 |
| ТП3 | 5,32818 | 41,6813 | 9,31833 | 62,1393 |
| ТП4 | 23,1455 | 72,16 | 11,7027 | 66,23 |

Вибір перерізу лінії Л1.

В нормальному режимі:

$$P_{\text{Л1}} = K_{\text{см}} \cdot (P_{\text{ТП1}} + P_{\text{ТП2}} + P_{\text{ТП3}} + P_{\text{ТП4}}),$$

$$P_{\text{Л1}} = 0,85 \cdot (626,83 + 3,789 + 310,82 + 4,509 + 715,57 + 41,681 + 940 + 72,16) = 2235,492 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{Л1}} = K_{\text{см}} \cdot (Q_{\text{ТП1}} + Q_{\text{ТП2}} + Q_{\text{ТП3}} + Q_{\text{ТП4}}),$$

$$Q_{\text{Л1}} = 0,85 \cdot (181,78 + 35,425 + 83,51 + 19,752 + 180,71 + 34,825 + 320 + 55,58) = 774,844 \text{ квар};$$

$$S_{\text{Л1}} = \sqrt{P_{\text{Л1}}^2 + Q_{\text{Л1}}^2},$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 33 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$S_{Л1} = \sqrt{2235,492^2 + 774,844^2} = 2365,968 \text{кВА};$$

$$I_{Л1} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{Л1} = \frac{2365,968}{\sqrt{3} \cdot 10} = 136,599 \text{А}.$$

Приймаємо кабель АПвП 3×50[6] $I_{\text{доп}} = 158 \text{ А}$ та $r_0=0,641 \text{ Ом/км}$,
 $x_0=0,095 \text{ Ом/км}$.

$$I_{Л1} = 136,599 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 158 \text{А}.$$

Розрахуємо після аварійне навантаження на лії Л1

$$P_{Л1\text{п/а}} = K_{\text{см}} \cdot (P_{\text{ТП1}} + P_{\text{ТП2}} + P_{\text{ТП3}} + P_{\text{ТП4}}),$$

$$P_{\text{п/а}} = 0,8 \cdot (912,55 + 11,64 + 728,61 + 7,319 + 930,41 + 9,318 + 940 + 11,702) = 2841,239 \text{кВт};$$

$$Q_{Л1\text{п/а}} = K_{\text{см}} \cdot (Q_{\text{ТП1}} + Q_{\text{ТП2}} + Q_{\text{ТП3}} + Q_{\text{ТП4}}),$$

$$Q_{Л1\text{п/а}} = 0,8 \cdot (260,8 + 61,542 + 190,3 + 98,779 + 243 + 62,139 + 320 + 66,23) = 1042,232 \text{квар};$$

$$S_{Л1\text{п/а}} = \sqrt{P_{Л1\text{п/а}}^2 + Q_{Л1\text{п/а}}^2},$$

$$S_{Л1\text{п/а}} = \sqrt{2841,239^2 + 1042,232^2} = 3026,365 \text{кВА};$$

$$I_{Л1\text{п/а}} = \frac{S_{\text{п/а}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{Л1\text{п/а}} = \frac{3026,365}{\sqrt{3} \cdot 10} = 174,727 \text{А}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 34 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Приймаємо кабель АПвП 3×50[6] $I_{\text{доп}} = 158 \text{ А}$ та $r_0=0,641 \text{ Ом/км}$,
 $x_0=0,095 \text{ Ом/км}$.

$$I_{\text{п/а}} = 174,727 \text{ А} < k_{\text{пер}} I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{п/а}} = 1,3 \cdot 158 = 205,4 \text{ А}.$$

Навантаження живлячої лінії Л3 в нормальному режимі

$$P_{\text{л3}} = P_1 + P_{\text{л2}},$$

$$P_{\text{л3}} = 2100 + 2235,492 = 4335,492 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{л3}} = Q_2 + Q_{\text{л2}},$$

$$Q_{\text{л3}} = 500 + 774,844 = 1274,844 \text{ квар};$$

$$S_{\text{л3}} = \sqrt{P_{\text{л3}}^2 + Q_{\text{л3}}^2},$$

$$S_{\text{л3}} = \sqrt{4335,492^2 + 1274,844^2} = 4519,039 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{л3}} = \frac{S_{\text{л3}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{л3}} = \frac{4519,039}{\sqrt{3} \cdot 10} = 260,906 \text{ А}.$$

Приймаємо кабельну лінію ААБл 3×185[6], $I_{\text{доп}} = 314 \text{ А}$, $r_0=0,167 \text{ Ом/км}$
 $x_0=0,059 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{л3}} = 260,906 \text{ А} < k_1 k_2 I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{л3}} = 1 \cdot 1 \cdot 314 = 314 \text{ А}.$$

Навантаження живлячої лінії Л4 в нормальному режимі

$$P_{\text{л4}} = P_1 + P_{\text{л2}},$$

$$P_{\text{л4}} = 2100 + 2235,492 = 4335,492 \text{ кВт};$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 35 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$Q_{л4} = Q_2 + Q_{л2},$$

$$Q_{л4} = 500 + 774,844 = 1274,844 \text{ кВар} ;$$

$$S_{л4} = \sqrt{P_{л4}^2 + Q_{л4}^2},$$

$$S_{л4} = \sqrt{4335,492^2 + 1274,844^2} = 4519,039 \text{ кВА} ;$$

$$I_{л4} = \frac{S_{л4}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{л4} = \frac{4519,039}{\sqrt{3} \cdot 10} = 260,906 \text{ А} .$$

Приймаємо кабельну лінію ААБл 3×185[6], $I_{доп} = 314 \text{ А}$, $r_0 = 0,167 \text{ Ом/км}$ $x_0 = 0,059 \text{ Ом/км}$

$$I_{л4} = 260,906 \text{ А} < k_1 k_2 I_{доп},$$

$$I_{л4} = 1 \cdot 1 \cdot 314 = 314 \text{ А} .$$

Навантаження розподільчої мережі ЛЗ та Л4 в післяаварійному режимі

$$P_{п/а} = P_{л3} + P_{л4},$$

$$P_{л3} = 4335,492 + 4335,492 = 8670,984 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{п/а} = Q_{л3} + Q_{л4},$$

$$Q_{п/а} = 1274,844 + 1274,844 = 2549,688 \text{ кВар} ;$$

$$S_{п/а} = \sqrt{P_{п/а}^2 + Q_{п/а}^2},$$

$$S_{п/а} = \sqrt{8670,984^2 + 2549,688^2} = 7038,079 \text{ кВА} ;$$

$$I_{п/а} = \frac{S_{п/а}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 36 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$I_{п/а} = \frac{7038,079}{\sqrt{3} \cdot 10} = 406,343 \text{ А} ;$$

$$I_{п/а} = 406,343 \text{ А} < k_{пер} I_{доп} ,$$

$$I_{п/а} = 1,3 \cdot 314 = 408,2 \text{ А}.$$

Результати розрахунку струмів ділень навчені в таблиці 2.11

Таблиця 2.11 - Розрахунок струмів ділень

| | I_n , А | $I_{п/а}$, А | Марка КЛ | r_0 , Ом/км | $K_2 \cdot I_{доп}$, А | $K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер} \cdot I_{доп}$, А |
|----|-----------|---------------|------------|------------------|-------------------------|--|
| Л1 | 136,59 | 174,727 | ААБЛ-3×50 | 0,167 | 158 | 205,4 |
| Л2 | 136,59 | 174,727 | ААБЛ-3×50 | 0,167 | 158 | 205,4 |
| Л3 | 260,9 | 406,343 | ААБЛ-3×240 | 0,129 | 314 | 408,2 |
| Л4 | 260,9 | 406,343 | ААБЛ-3×240 | 0,129 | 314 | 408,2 |

2.4 Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії

Вихідні дані навчені в таблиці 2.12

Таблиця 2.12 – Вихідні дані для оцінки очікуваної величини недоотриманої електроенергії

| Параметри | Варіанти | | | |
|-------------------------------|----------|---|--|---------------------------------|
| | 1-8 | Позначення активної потужності у вузлах | | $A_{\text{нед}}$ 19114,2 |
| ω_0 , пошк./ км·рік | 0,35 | | | |

Продовження таблиці 2.12

| | | | |
|---------------------|-----|------------------------|-----|
| <i>тр, год</i> | 6 | <i>P12</i> | 30 |
| <i>тп, год</i> | 2 | <i>P13</i> | 30 |
| <i>твр, год</i> | 3 | <i>P15</i> | 210 |
| <i>l0-12, км</i> | 1,2 | <i>P16</i> | 100 |
| <i>l12-13, км</i> | 1,5 | <i>P17</i> | 30 |
| <i>l13-14, км</i> | 0,7 | <i>P19</i> | 50 |
| <i>l14-15, км</i> | 1,1 | <i>P110</i> | 120 |
| <i>l15-16, км</i> | 0,7 | <i>P112</i> | 40 |
| <i>l14-17, км</i> | 2,1 | <i>P113</i> | 90 |
| <i>l17-18, км</i> | 0,7 | <i>P114</i> | 40 |
| <i>l14-17, км</i> | 2,1 | <i>P₁₁₃</i> | 90 |
| <i>l17-18, км</i> | 0,7 | <i>P₁₁₄</i> | 40 |
| <i>l18-19, км</i> | 0,9 | | |
| <i>l19-110, км</i> | 0,7 | | |
| <i>l18-111, км</i> | 0,7 | | |
| <i>l111-112, км</i> | 1,1 | | |
| <i>l112-113, км</i> | 0,4 | | |
| <i>l113-114, км</i> | 0,5 | | |

Для оцінки очікуваного значення недоотриманої електричної енергії можна використовувати, структуровану логічну матрицю. Принцип формування такий. Рядки матриці відповідають вузлам мережі, які представлені середнім значенням навантажень. Стовпці матриці відповідають часткам мережі, які характеризуються довжиною.

Матричний блок заповнюється значенням часу відновлення енергії, необхідним для відновлення живлення мережевого вузла (рядок матриці), коли пошкоджена відповідна частина лінії (стовпець матриці), враховуючи всі встановлені перемикачі, пристрої захисту та резервне живлення в мережі комутаційні, захисні апарати і резервні джерела живлення.

Визначаємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії (ПЛ) Л5.

$$A_{\text{нед}} = P_{\Sigma} \cdot \tau_{\text{рем}} \cdot \omega_0 \cdot \sum l_i,$$

$$A_{\text{нед}} = 0,35 \cdot 6 \cdot (1,2 + 1,5 + 0,7 + 1,1 + 0,7 + 2,1 + 0,7 + 0,9 + 0,7 + 0,7 + 1,1 + 0,4 + 0,5) \times \times (30 + 30 + 210 + 100 + 30 + 50 + 120 + 40 + 90 + 40) = 19114,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

2.5 Розрахунок зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії

Схема живлення після розміщення роз'єднувачів РЗ1 та РЗ2 на початку ланок l_{3-4} та l_{4-9} лінії зображена на рисунку 2.2.

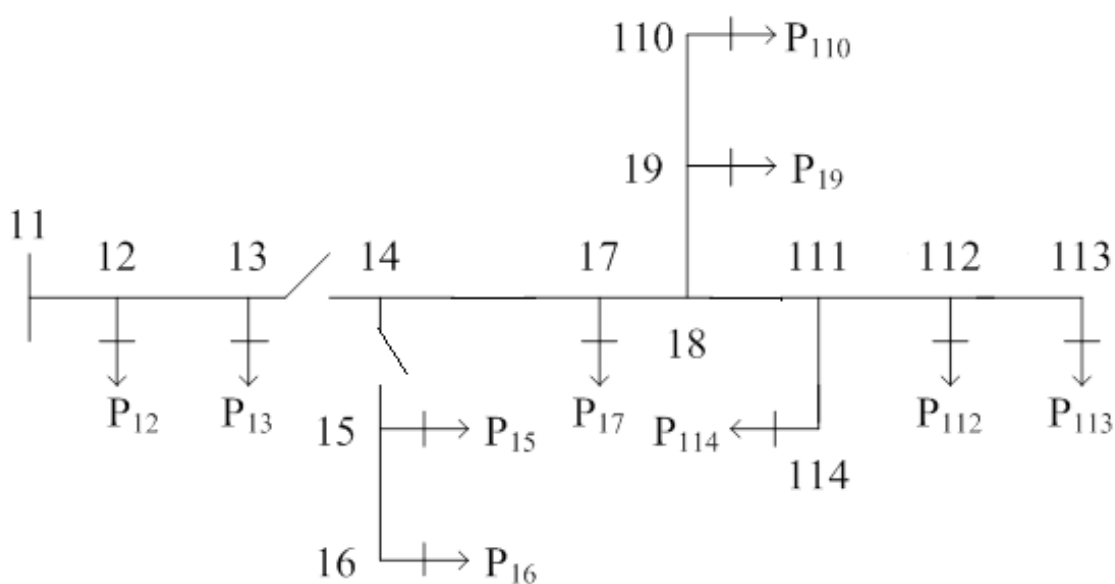


Рисунок 2.2 – Схема повітряної лінії

Розрахуємо потужність окремих груп ділянок:

$$P_I = P_{12} + P_{13} + P_{15} + P_{16},$$

$$P_I = 35 + 30 + 210 + 100 = 370 \text{ кВт};$$

$$P_{II} = P_{17} + P_{19} + P_{110},$$

$$P_{II} = 30 + 50 + 120 = 200 \text{ кВт};$$

$$P_{III} = P_{112} + P_{113} + P_{114},$$

$$P_{III} = 40 + 40 + 90 = 170 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо довжину окремих ділянок:

$$L_I = L_{0-12} + L_{12-13} + L_{13-14} + L_{14-15} + L_{15-16},$$

$$L_I = 1,2 + 1,5 + 0,7 + 1,1 + 0,7 = 5,2 \text{ км};$$

$$L_{II} = L_{14-17} + L_{17-18} + L_{18-19} + L_{19-110},$$

$$L_{II} = 2,1 + 0,7 + 0,9 + 0,7 = 4,4 \text{ км};$$

$$L_{III} = L_{18-111} + L_{111-112} + L_{112-113} + L_{113-114},$$

$$L_{III} = 0,7 + 1,1 + 0,4 + 0,5 = 2,7 \text{ км}.$$

Складаємо структурно-логічну матрицю, яка наведена в таблиці 2.13

Таблиця 2.13 - Структурно-логічна матриця

| | L_I | L_{II} | L_{III} |
|-----------|----------|-------------|-------------|
| P_I | τ_p | τ_{II} | τ_{II} |
| P_{II} | τ_p | τ_p | τ_{II} |
| P_{III} | τ_p | τ_p | τ_p |

$$A_n = \omega_0 \cdot (P_I \cdot (\tau_p L_I + \tau_n L_{II} + \tau_n L_{III}) + P_{II} \cdot (\tau_p L_I + \tau_p L_{II} + \tau_n L_{III}) +$$

$$+ P_{III} \cdot (\tau_p L_I + \tau_p L_{II} + \tau_p L_{III})),$$

$$A_n = 0,35 \cdot (370 \cdot (6 \cdot 5,2 + 2 \cdot 4,4 + 2 \cdot 2,7) +$$

$$200 \cdot (6 \cdot 5,2 + 6 \cdot 4,4 + 2 \cdot 2,7) + 170 \cdot (6 \cdot 5,2 + 6 \cdot 4,4 + 6 \cdot 2,7)) =$$

$$20678 \text{ кВт.}$$

Схема живлення після розміщення роз'єднувачів РЗ1 та РЗ2 на початку ланок l_{13-14} та l_{14-17} лінії та наявності можливості підключення до резервного джерела живлення у вузлі навантаження 13 зображена на рисунку 2.3

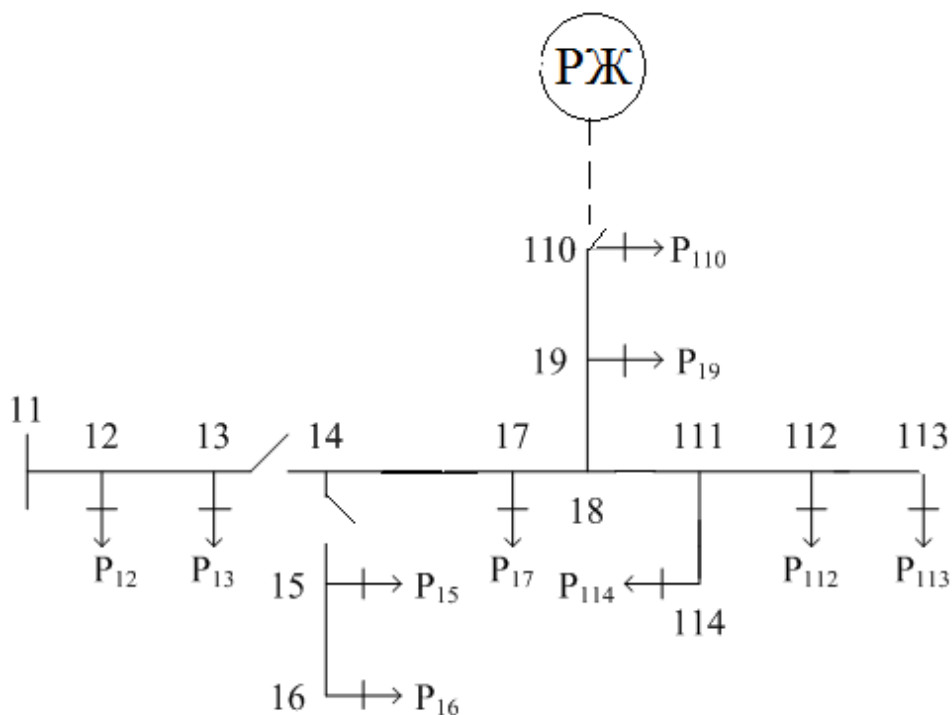


Рисунок 2.3 – Схема повітряної лінії

Складаємо структурно-логічну матрицю після розміщення роз'єднувачів лінії та наявності можливості підключення до резервного джерела, як показано в таблиці 2.14

Таблиця 2.14 - Структурно-логічна матриця

| | L_I | L_{II} | L_{III} |
|-----------|-------------|-------------|-------------|
| P_I | τ_p | τ_{II} | τ_{II} |
| P_{II} | $\tau_{вр}$ | τ_p | τ_{II} |
| P_{III} | $\tau_{вр}$ | $\tau_{вр}$ | τ_p |

$$A_n = \omega_0 \cdot (P_I \cdot (\tau_p L_I + \tau_{II} L_{II} + \tau_{II} L_{III}) + P_{II} \cdot (\tau_{вр} L_I + \tau_p L_{II} + \tau_{II} L_{III}) + P_{III} \cdot (\tau_{вр} L_I + \tau_{вр} L_{II} + \tau_p L_{III})),$$

$$A_n = 0,35 \cdot (370 \cdot (6 \cdot 5,2 + 2 \cdot 4,4 + 2 \cdot 2,7) + 200 \cdot (3 \cdot 5,2 + 6 \cdot 4,4 + 2 \cdot 2,7) + 170 \cdot (3 \cdot 5,2 + 3 \cdot 4,4 + 6 \cdot 2,7)) = 11232,2 \text{ кВт.}$$

На основі отриманих результатів можна зробити висновок, що установка роз'єднувачів, та резервних джерел живлення може значно зменшити величину недовідпущеної електроенергії. А оскільки величина недовідпущеної електроенергії зменшується, то розташування роз'єднувачів та резервного джерела струму в даних точках є раціональним

2.5.2 Визначення розрахункових навантажень на шинах 10 кВ ЦЖ

Розрахувати навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції прийнявши до уваги навантаження ліній Л3, Л4, Л5, а також зосереджене навантаження $S_3 (P_3, Q_3)$ та $S_4 (P_4, Q_4)$.

Вихідні дані наведені в таблиці 2.16

Таблиця 2.16 – Вихідні дані визначення розрахункових навантажень

| | |
|--------------|----|
| P_3 , МВт | 48 |
| Q_3 , Мвар | 10 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 42 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Продовження таблиці 2.16

| | |
|--------------|----|
| P_4 , МВт | 46 |
| Q_4 , Мвар | 12 |

Розрахуємо потужність на початку Л5:

$$P_{Л5} = P_I + P_{II} + P_{III} ;$$

$$P_{Л5} = 370 + 200 + 170 = 740 \text{ кВт.}$$

Розрахуємо навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції:

$$P = P_3 + P_4 + P_{Л3} + P_{Л4} + P_{Л5},$$

$$P = 32000 + 30000 + 2996,28 + 2996,28 + 740 = 68732,56 \text{ кВт};$$

$$Q = Q_{Л3} + Q_{Л4} + Q_3 + Q_4,$$

$$Q = 910,15 + 910,15 + 6000 + 5000 = 12820,3 \text{ квар};$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

$$S = \sqrt{68732,56^2 + 12820,3^2} = 69917,986 \text{ кВА.}$$

2.5.2.2 Перевірка можливості використання на підстанції трансформатора

Довжина ланок живлячих Л3, Л4 і розподільчих Л1, Л2 ліній (км) наведені в таблиці 2.17

Таблиця 2.17 - Довжина ланок живлячих Л3, Л4 і розподільчих Л1, Л2 ліній

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 43 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

| | | | | |
|---------|--------|---------|---------|---------|
| п/ст-РП | РП-ТП1 | ТП1-ТП2 | ТП2-ТП3 | ТП3-ТП4 |
| 1,5 | 0,8 | 0,6 | 0,5 | 0,8 |

Регулювальні відгалуження розподільчих трансформаторів повинні бути обрана, щоб компенсувати втрату напруги в розподільній мережі в режимі максимальних навантажень.

Втрати напруги на сегменті розподільної мережі розраховуються за такою формулою:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{10 \cdot U_n^2},$$

де r, x - відповідно активний і реактивний опір мережі, Ом;

P - активне навантаження елемента мережі, кВт;

Q – реактивне навантаження елемента мережі, квар;

U_n - номінальна напруга мережі, кВ, $U_n=10$ кВ.

Вибір відгалуження трансформатора здійснюється з умов, що дозволяє стаціонарне відхилення напруги користувача. Максимальна напруга навантаження на затискачі самого дистального ЕП не повинна бути нижче $0,95U_n$, тобто $\delta U_{y-} \geq -5\%$. У режимі мінімального навантаження напруга на низьковольтній шині РР не повинна перевищувати 5% від номінальної напруги, тобто $\delta U_{y+} \leq +5\%$. Максимальним беруть розрахункове навантаження, а мінімальним навантаження, яке становить 25...30% від розрахункового.

Забезпечення зазначених вище відхилень напруги на затискачах

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 44 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

електричних приймачів може бути здійснене в реалізоване результаті раціонального вибору робочих гілок розподільчих трансформаторів та закону регулювання напруги в ЦЖ.

$$\delta U = E_{\Pi} - E_{\tau} + \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{нн}}),$$

де E_{Π} – добавка напруги в ЦЖ, %;

E_{τ} – добавка напруги в трансформаторній підстанції, %;

β – коефіцієнт завантаження, в.о.;

ΔU_{τ} – втрата напруги в ТП у максимальному режимі (приймається середня для розглянутої мережі величина), %;

$\Delta U_{\text{н}}$ – втрата напруги в мережі низької напруги в максимальному режимі, %;

ΔU_c – втрата напруги в мережі 10 кВ у максимальному режимі, %;

Розрахуємо втрати потужності в лініях:

$$\Delta P_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}})^2 + (Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}})^2}{U_{\text{н}}^2} r_0 l_{\text{ТП4-ТП3}} \cdot 10^{-3},$$

де r_0 – опір лінії;

l – довжина лінії.

$$\Delta P_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{(940 + 12,196)^2 + (320 + 48,513)^2}{10^2} \cdot 0,325 \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} = 2,494 \text{ кВт}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 45 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Результати розрахунку втрат потужності на інших ділянках зведемо в таблицю 2.18

Таблиця 2.18 – Втрати потужності в лініях

| Ділянка мережі | P , кВт | Q , квар | ΔP , кВт |
|----------------|-----------|------------|------------------|
| ЦЖ-РП(Л3) | 1914,604 | 971,734 | 1,512 |
| РП2-ТП1(Л2) | 1573,546 | 464,083 | 39,715 |
| ТП1-ТП2 | 478,53 | 124,43 | 0,603 |
| ТП2-ТП3 | 507,74 | 130,91 | 0,904 |
| ТП3-ТП4 | 481,08 | 210,16 | 0,934 |
| ЦЖ-РП(Л4) | 2907,166 | 1949,033 | 73,909 |

Знайдемо втрати напруги в лініях:

$$\Delta U_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{P_{\text{ТП4-ТП3}} + \Delta P_{\text{ТП4-ТП3}}}{10 \cdot U_{\text{н}}^2} r_0 l_{\text{ТП4-ТП3}},$$

$$\Delta U_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{481,08 + 0,934}{10 \cdot 10^2} \cdot 0,325 \cdot 0,3 = 0,1\%.$$

Результати розрахунку втрат напруги на інших ділянках зведемо в таблицю 2.19

Таблиця 2.19 – Втрати напруги на ділянках мережі

| Ділянка мережі | ΔU , % |
|----------------|----------------|
| ЦЖ-РП(Л3) | 2,83 |

Продовження таблиці 2.19

| | |
|-------------|------|
| РП-ТП1(Л2) | 1,12 |
| ТП1-ТП2 | 0,25 |
| ТП3-ТП4 | 0,10 |
| ЦЖ-РП(Л4) | 1,65 |
| РП1-ТП1(Л1) | 0,89 |

Розрахуємо втрати напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_{\text{ТП}} = \frac{r_{\text{т}} \cdot (P_{\text{ТП}} + \Delta P_{\text{ТП}}) + x_{\text{т}} \cdot (Q_{\text{ТП}} + \Delta Q_{\text{ТП}})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

де $r_{\text{т}}$ - активний опір трансформатора;

$x_{\text{т}}$ - реактивний опір трансформатора;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга на трансформаторі.

$$\Delta U_{\text{ТП}} = \frac{5,92 \cdot (209,67 + 3,59) + 18 \cdot (85,05 + 13,96)}{10 \cdot 10^2} = 3,103 \, \%.$$

Розрахунки втрат напруги в трансформаторах зведемо в таблицю 2.20

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 47 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Таблиця 2.20 – Втрати напруги в трансформаторах

| Втрати напруги в трансформаторах | | | | | |
|----------------------------------|-----------|----------|---------------|-------------|---------------------|
| № ТП | P , кВт | r , Ом | Q , квар | x , Ом | ΔU_T , % |
| ТП1 | 478,53 | 1.915 | 124,43 | 8,52 | 2,127 |
| ТП2 | 507,74 | 1.915 | 130,91 | 8,52 | 2,221 |
| ТП3 | 481,08 | 1.915 | 210,16 | 8,52 | 2,874 |
| ТП4 | 383,88 | 1.915 | 80,48 | 8,52 | 1,858 |

Приймаємо середню величину втрат напруги для розглянутої мережі

$$\Delta U_{\text{мл}} = 2,27\%$$

Вибираємо відгалуження регуляторів напруги розподільчих трансформаторів, згідно з втратами напруги в мережі від підстанції до відповідного трансформатора, для того що б компенсувати втрату напруги. Результати заносимо в таблицю 2.21

Таблиця 2.21 - Відгалуження регуляторів напруги

| Втрати напруги | | Добавка напруги |
|----------------|------------------|-----------------|
| №ТП | $\Delta U_c, \%$ | $E_T, \%$ |
| Лінія 1 | | |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 48 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Продовження таблиці 2.21

| | | |
|-----|-------|---|
| ТП1 | 1,472 | 0 |
| ТП2 | 1,533 | 0 |
| ТП3 | 1,635 | 0 |
| ТП4 | 4,328 | 0 |

Кількість щаблів регулювання:

$$n = \frac{\Delta U_{\text{сmax}}}{\Delta E_{\text{т}}},$$

де $\Delta U_{\text{сmax}}$ – максимальна втрата напруги в мережі;

$\Delta E_{\text{т}}$ – добавка напруги на одному ступені регулювання.

$$n_{\text{л2}} = \frac{4,328}{2,5} = 1,73 ;$$

$$n_{\text{л1}} = \frac{1,473}{2,5} = 0,589 .$$

Приймаємо для Л1 $\Delta U_{\text{трср}} = 1.93$, а для Л2 $\Delta U_{\text{трср}} = 1.81$.

Надбавка напруги в режимі максимального навантаження вибирається таким чином, що б відхилення напруги на шинах 0,4 кВ найближчого ТП не перевищувало допустиму верхню межу:

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 49 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$E'_{\text{плі}} = \delta U_{\text{доп}}^{\text{в}} + E_{\text{т}} + \beta_{\text{max}} \cdot (\Delta U_{\text{м}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{н.м}}),$$

$$E'_{\text{пл1}} = 5 + 0 + 1 \cdot (0 + 1.93 + 0) = 6.93\%;$$

$$E'_{\text{пл2}} = 5 + 0 + 1 \cdot (0 + 1.81 + 0) = 6.81\%.$$

Для режиму мінімального навантаження потрібно, що б у першого ТП, який має максимальну надбавку напруги, напруга на шинах 0,4 кВ не перевищувала гранично допустимий рівень:

$$E''_{\text{п(в)лі}} = \delta U_{\text{доп}}^{\text{в}} + E_{\text{т}}^{\text{найб}} + \beta_{\text{min}} \cdot (\Delta U_{\text{м}}^{\text{найб}} + \Delta U_{\text{тр1}}),$$

$$E''_{\text{п(в)л2}} = 5 + 0 + 0,25 \cdot (0 + 1.93) = 5,48\%;$$

$$E''_{\text{п(в)л1}} = 5 + 0 + 0,25 \cdot (0 + 1.81) = 5,45\%.$$

Для найбільш найдальшого споживача останнього трансформатора з найменшою надбавкою напруги, відхилення напруги не повинне перевещувати допустимий нижній рівень:

$$E''_{\text{п(в)лі}} = -\delta U_{\text{доп}}^{\text{н}} - E_{\text{т}}^{\text{найм}} + \beta_{\text{min}} \cdot (\Delta U_{\text{с}}^{\text{найм}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{н.м}}),$$

$$E''_{\text{п(в)л1}} = -5 - 0 + 0,25 \cdot (1,39 + 1.93 + 7,5) = -2.295\%;$$

$$E''_{\text{п(в)л2}} = -5 - 0 + 0,25 \cdot (1,63 + 1.81 + 7,5) = -2.325 \ %.$$

Отримані значення зобразимо графічно на рисунку 2.4 та 2.5.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 50 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

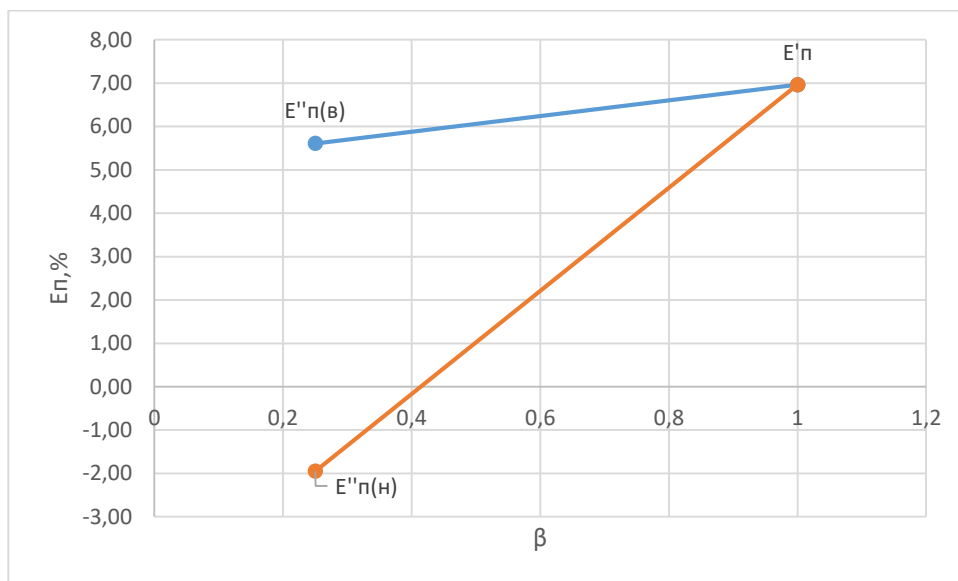


Рисунок 2.4 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л2

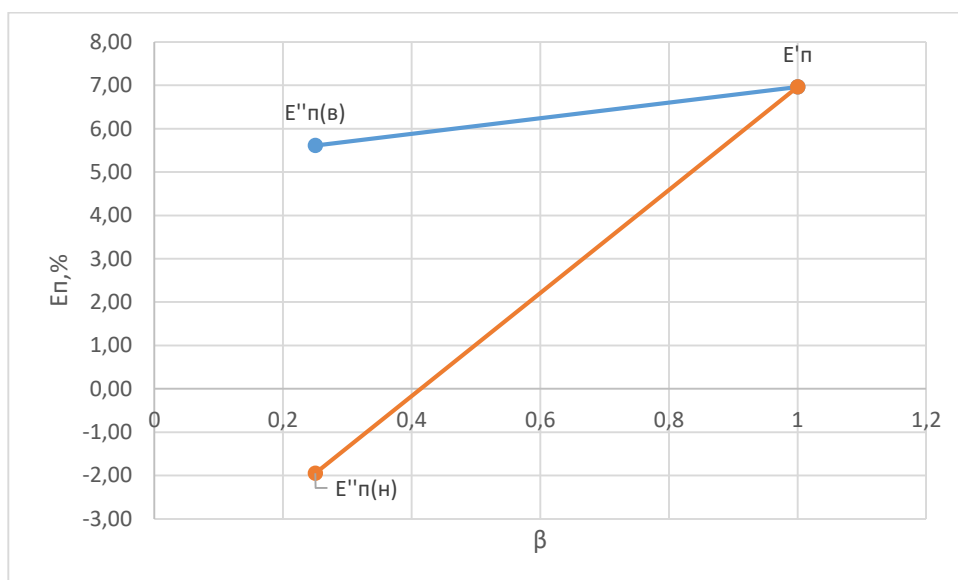


Рисунок 2.5– Діапазон регулювання напруги за умовами Л1

2.6 Комутаційна апаратура розподільної мережі

2.6.1 Апаратура живлячої мережі

Номінальні параметри (I , U) кожного вибраного пристрою повинні збігатися з розрахунковими значеннями для нормального та аварійного режимів, і, звичайно, є коротке замикання. При виборі обчислене значення слід порівнювати з даними в каталозі, тому для надійної та безперервної роботи розраховане значення має бути менше або дорівнює

допустимому значенню. Електроживлення від джерела живлення (ДЖ) до розподільної підстанції забезпечується двома проводами АС-240[17]. Відстань між ДЖ та РП становить 30 кілометрів. РП підключений до двох трансформаторів ТДН-80000/110[16]. Кожен з цих трансформаторів живиться від повітряних ліній.

Таблиця 2.22 – Характеристика трансформатора

| Тип трансформатора | Схема та група з'єднання | Втрати КЗ, кВт | Напруга КЗ, % | Втрати холостого ходу, кВт |
|--------------------|--------------------------|----------------|---------------|----------------------------|
| ТДН-80000/110-У1 | Y11/D-11 | 310 | 11 | 0,40 |

На стороні високої напруги (ВН) цих трансформаторів, розташовуються силовий трансформатор ТДН-80000/110-У1 в кількості двох штук.

На стороні низької напруги (НН) цих трансформаторів знаходиться один силовий вимикач ВРС-6.

2.6.2 Апаратура розподільної мережі

Таблиця 2.23 – Вибір вимикачів потужності

| U, кВ | Параметри елементу | Розрахункові дані (максимальні) | Каталожні дані | Умови вибору |
|-------|------------------------|---------------------------------|------------------|-----------------------|
| 110 | Номінальна напруга, кВ | $U_p = 110$ | $U_{ном} = 115$ | $U_p \leq U_{ном}$ |
| | Номінальний струм, А | $I_p = 424$ | $I_{ном} = 3100$ | $I_p < I_{ном}$ |
| 10 | Номінальна напруга, кВ | $U_p = 10$ | $U_{ном} = 10$ | $U_p \leq U_{ном}$ |
| | Номінальний струм, А | $I_{p.ном} = 400,49$ | $I_{ном} = 2000$ | $I_{p.ном} < I_{ном}$ |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 52 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Вибираємо автоматичний вимикач.

Таблиця 2.24 – Вибір автоматичних вимикачів житлового району

| ЕП | Розрахунковий струм, А | Номінальний струм, $I_{\text{ном}}$, А | Умова вибору | Тип вимикача |
|---------|---------------------------|--|------------------------|--------------|
| 1...39 | 7,5...122,44 | 16...125 | $I_p < I_{\text{ном}}$ | ВА-88 |
| СП1 | 188,13 | 315 | $I_p < I_{\text{ном}}$ | ВА-88 |
| СП2 | 43,47 | 200 | $I_p < I_{\text{ном}}$ | ВА-88 |
| СП3 | 178,51 | 315 | $I_p < I_{\text{ном}}$ | ВА-88 |
| ЩО | 10,02 | 16 | $I_p < I_{\text{ном}}$ | ВА-88 |
| Шини НН | 336,34 | 1250 | $I_p < I_{\text{ном}}$ | ВА-88 |

Вибиремо роз'єднувачів за розрахунковими даними.

Таблиця 2.25 – Вибір роз'єднувачів

| $U, \text{кВ}$ | Параметри елементу | Розрахункові дані (максимальні) | Каталожні дані | Умови вибору |
|----------------|---------------------------|---------------------------------------|------------------------|--------------------------------------|
| 10 | Номінальна напруга, кВ | $U_p = 10$ | $U_{\text{ном}} = 10$ | $U_p \leq U_{\text{ном}}$ |
| | Номінальний струм, А | $I_{\text{р.норм}} = 391,72$ | $I_{\text{ном}} = 630$ | $I_{\text{р.норм}} < I_{\text{ном}}$ |

Вибираємо комутацію апаратуру 110/10 кВ.

Таблиця 2.26 – Вибір роз'єднувачів

| Напруга, кВ | Комутаційний апарат | Параметри з каталогу | | |
|-------------|---------------------|----------------------|-----------|--|
| | | Івимик, кА | імакс, кА | $I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C},$ $кА^2 \cdot с$ |
| 110 | РЛК-110 | 46 | 102 | 40 · 3 |
| 10 | ВРС - 10 | 31,5 | 52 | 20 · 3 |
| | ВНВР - 10 | 20 | 51 | 20 · 1 |

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання

Коротке замикання - це ненормальне з'єднання між двома вузлами електричного кола, які повинні знаходитися під різними напругами. Воно призводить до того, що електричний струм обмежується тільки еквівалентним опором решти мережі, що може викликати пошкодження ланцюга, перегрів, пожежі або вибух. Хоча зазвичай це відбувається в результаті несправності, бувають випадки, коли коротке замикання викликається навмисно, наприклад, для захисту ланцюга від пилу з вимірюванням напруги. В аналізі ланцюга, коротке замикання визначається як з'єднання між двома вузлами. У металічному короткому замиканні відсутність опору і падіння напруги на з'єднанні. У реальних схемах результатом є поєднання майже без опору. В такому випадку струм обмежується тільки опором ланцюга.

В даному проекті струми КЗ розраховуються для перевірки вимикачів, а також для перевірки вимикачів на струмо елементів на термічну і електродинамічну стійкість

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1кВ

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 54 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

2.7.1.1 Побудова розрахункової схеми та розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

Для розрахунку струмів КЗ будуюмо РЗ схему в яку включаємо всі елементи які проводять струм КЗ від джерела живлення до кінцевого вузла (шини РП, шини ТП). Для побудови використовуємо принципову електричну схему об'єкту проектування. Розрахункова схема представлена на рисунку 2.6

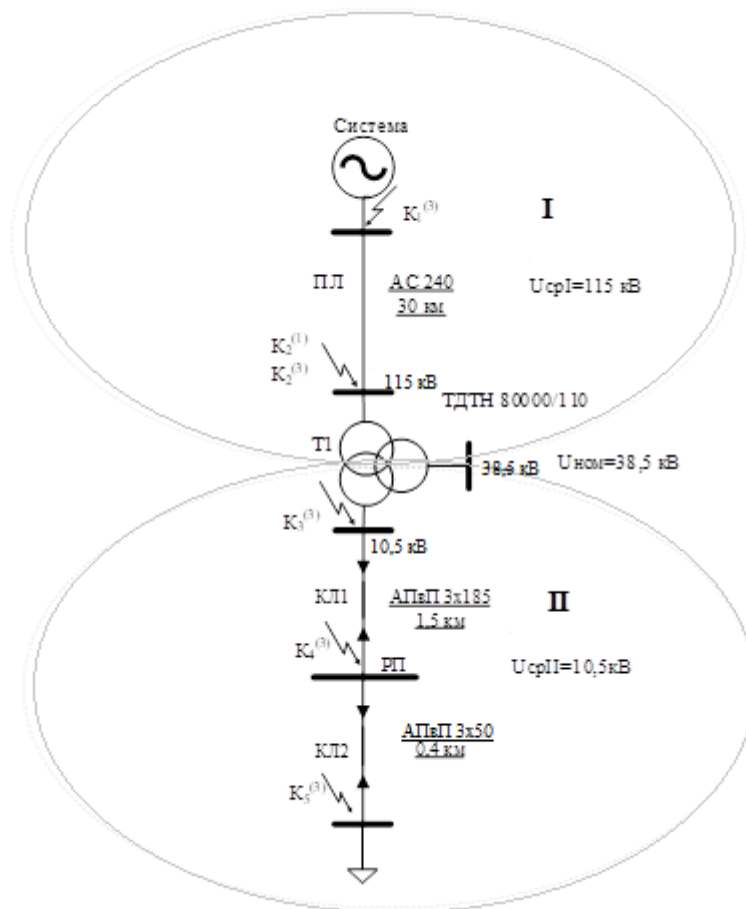


Рисунок 2.6 – Розрахункова схема електричної мережі напругою вище 1 кВ

Паспортні дані елементів схеми наведено в таблиці 2.27

На розрахунковій схемі позначені номінальні напруги трансформатора Т1: $U_1 = 115 \text{ кВ}$, $U_2 = 38,5 \text{ кВ}$, $U_3 = 10,5 \text{ кВ}$.

Середні номінальні напруги ступенів I та II відповідно становлять:

$$U_{срI} = 115 \text{ кВ}, \quad U_{срII} = 10,5 \text{ кВ}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 55 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Приймаємо за базисну потужність $S_{\phi} = 2000 \text{ МВА}$ та напругу $U_{\phi} = U_{CPI} = 115 \text{ кВ}$.

Параметри системи задані потужністю трифазного КЗ та опором системи в відносних номінальних одиницях $S_{KC}^{(3)} = 2000 \text{ МВА}$, $x_d'' = 0,18$ та струмом однофазного короткого замикання $I_{KC}^{(1)} = 8 \text{ кА}$.

Таблиця 2.27 – Вихідні дані елементів розрахункової схеми

| Позначення на РС | Кабельні та повітряна лінії марки АПвП та АС | | | | |
|---|--|-----------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|
| | Кількість та переріз жил, мм ² | l ₀ , км | r ₀ , Ом/км | x ₀ , Ом/км | |
| КЛ1 | 3x185 | 1,5 | 0,164 | 0,077 | |
| КЛ2 | 3x50 | 0,4 | 0,868 | 0,095 | |
| ПЛ | 240 | 30 | 0,118 | 0,405 | |
| Триобмотковий трансформатор ТДТН 80000/110 | | | | | |
| Т1 | S _Н , МВА | U _{ВН} , кВ | U _{СН} , кВ | U _{НН} , кВ | u _{кв-Н} , % |
| | 80 | 115 | 38,5 | 10,5 | 18 |
| | u _{кв-С} , % | u _{кв-Н} , % | ΔP _к , кВт | ΔP _{хх} , кВт | I _{кз} , % |
| | 10,5 | 7 | 290 | 53 | 0,5 |

Відповідно до таблиці 2.27 визначаємо параметри елементів схеми заміщення.

Енергосистеми:

$$r_{c*\bar{o}} = 0;$$

$$x_{c*\bar{o}} = x_d'' \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cpl}^2},$$

$$x_{c*\bar{o}} = 0,18 \cdot \frac{115^2}{2000 \cdot 0,18} \cdot \frac{2000}{115^2} = 1;$$

$$E_{c*\bar{o}}'' = U_{cpl} \cdot \frac{1}{U_{\bar{o}}},$$

$$E_{c*\bar{o}}'' = 115 \cdot \frac{1}{115} = 1.$$

Повітряна лінія ПЛ:

$$r_{ПЛ*\bar{o}} = r_{0ПЛ} \cdot l_{ПЛ} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2},$$

$$r_{ПЛ*\bar{o}} = 0,118 \cdot 30 \cdot \frac{2000}{115^2} = 0,535;$$

$$x_{ПЛ*\bar{o}} = x_{0ПЛ} \cdot l_{ПЛ} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2},$$

$$x_{ПЛ*\bar{o}} = 0,405 \cdot 30 \cdot \frac{2000}{115^2} = 1,887.$$

Кабельні лінії КЛ1 та КЛ2:

$$r_{КЛ1*\bar{o}} = r_{0КЛ1} \cdot l_{КЛ1} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2},$$

$$r_{КЛ1*\bar{o}} = 0,164 \cdot 1,5 \cdot \frac{2000}{10,5^2} = 4,463;$$

$$x_{КЛ1*\bar{o}} = x_{0КЛ1} \cdot l_{КЛ1} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2},$$

$$x_{КЛ1*\bar{o}} = 0,077 \cdot 1,5 \cdot \frac{2000}{10,5^2} = 2,095;$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 57 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$r_{KL2*6} = r_{0KL2} \cdot l_{KL2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2},$$

$$r_{KL2*6} = 0,868 \cdot 0,4 \cdot \frac{2000}{10,5^2} = 6,298;$$

$$x_{KL2*6} = x_{0KL2} \cdot l_{KL2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2},$$

$$x_{KL2*6} = 0,095 \cdot 0,4 \cdot \frac{2000}{10,5^2} = 0,689.$$

Для триобмоткових трансформаторів, в яких відносно-номінальні опори з'єднання трикутником, заміщуються з'єднанням зіркою:

$$u_{KB} = \frac{(u_{K.BC} + u_{K.BH} - u_{K.CH})}{2},$$

$$u_{KB} = \frac{(10,5 + 18 - 7)}{2} = 10,75\%;$$

$$u_{KC} = \frac{(u_{K.CH} + u_{K.BC} - u_{K.BH})}{2},$$

$$u_{KC} = \frac{(10,5 + 7 - 18)}{2} = -0,25\%;$$

$$u_{KH} = \frac{(u_{K.BH} + u_{K.CH} - u_{K.BC})}{2},$$

$$u_{KH} = \frac{(18 + 7 - 10,5)}{2} = 7,25\%;$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 58 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$r_{HT*\delta} = r_{CT*\delta} = r_{BT*\delta} = \frac{\Delta P_{\kappa} S_{\delta}}{S_{T.ном}^2},$$

$$r_{HT*\delta} = r_{CT*\delta} = r_{BT*\delta} = \frac{290 \cdot 2000 \cdot 10^3}{80000^2} = 0,091;$$

$$x_{BT*\delta} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}},$$

$$x_{BT*\delta} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{2000 \cdot 10^3}{80000} = 2,688;$$

$$x_{HT*\delta} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}},$$

$$x_{HT*\delta} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{2000 \cdot 10^3}{80000} = 1,813;$$

$$x_{CT*\delta} = \frac{U_{CH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}},$$

$$x_{CT*\delta} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{2000 \cdot 10^3}{80000} = -0,063.$$

Схема заміщення з розрахунковими параметрами у відносних базисних представлена на рисунку 2.7:

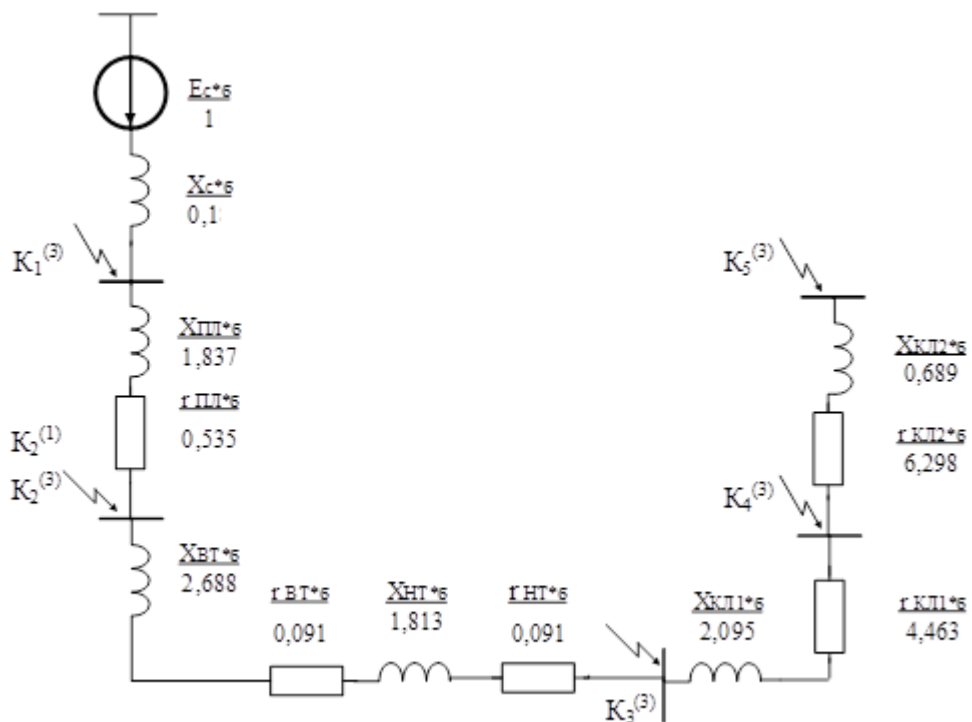


Рисунок 2.7 – Загальна схема заміщення

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 59 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

2.7.1.2 Розрахунок трифазного короткого замикання

На схему заміщення наносимо значення параметрів елементів та знаходимо розрахунковий евівалентний опір індукт та активний опір для точки К5:

$$r_{\Sigma K5*6} = r_{ПЛ*6} + r_{BT*6} + r_{HT*6} + r_{КЛ1*6} + r_{КЛ2*6},$$

$$r_{\Sigma K5*6} = 0,535 + 0,091 + 0,091 + 4,463 + 6,298 = 11,478;$$

$$x_{\Sigma K5*6} = x_{c*6} + x_{ПЛ*6} + x_{BT*6} + x_{HT*6} + x_{КЛ1*6} + x_{КЛ2*6},$$

$$x_{\Sigma K5*6} = 0,18 + 1,837 + 2,688 + 1,813 + 2,095 + 0,689 = 9,302.$$

Побудуємо еквівалентну схему заміщення для точки К6. Схема зображена на рисунку 2.8

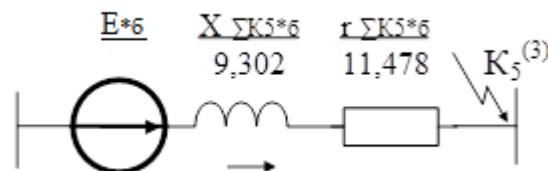


Рисунок 2.8 – Еквівалентна схема заміщення для точки К6

Аналогічно розраховуємо значення еквівалентних опорів для інших точок. Результати розрахунку КЗ зводимо в таблицю 2.28

При розрахунку ударного струму КЗ на виводах автономних джерел, а також синхронних і асинхронних електродвигунів допускається вважати, що:

- ударний струм настає через 0,01 с після початку КЗ;
- амплітуда періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = 0,01$ с дорівнює амплітуді цієї складової в початковий момент КЗ.

Таблиця 2.28 Значення еквівалентного опору та джерела ЕРС для різних точок КЗ

| Точка КЗ | E''_{i*6} | r_{i*6} | x_{i*6} | z_{i*6} |
|----------|-------------|-----------|-----------|-----------|
| К2 | 1 | 0,535 | 2,017 | 2,087252 |
| К3 | 1 | 0,717 | 6,517 | 6,556706 |
| К4 | 1 | 5,179 | 8,613 | 10,04997 |
| К5 | 1 | 11,478 | 9,302 | 14,77371 |

Продовжуємо розрахунок точки К5.

Враховуючи велику електричну віддаленість точок КЗ від системи, періодична складова струму КЗ приймається незатухаючою. Тому її можна визначити як:

$$I''_{K5} = I_{t(i)K5} = \frac{E''_{\Sigma K5*6}}{\sqrt{r_{\Sigma K5*6}^2 + x_{\Sigma K5*6}^2}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6},$$

$$I''_{K5} = \frac{1}{\sqrt{11,478^2 + 9,302^2}} \cdot \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 7,444 \text{ кА}.$$

Визначаємо сталу затухання аперіодичної складової:

$$T_{aK5} = \frac{x_{\Sigma K5*6}}{\omega \cdot r_{\Sigma K5*6}} = \frac{9,302}{2\pi \cdot 50 \cdot 11,478} = 0,003 \text{ с},$$

де $\omega = 2\pi \cdot f$ - кутова частота.

Визначаємо ударний коефіцієнт, враховуючи значення сталої часу затухання аперіодичної складової та час настання ударного струму:

$$\kappa_{yK5} = 1 + e^{\frac{t}{T_{aK5}}},$$

$$\kappa_{yK5} = 1 + e^{\frac{0.01}{0.003}} = 1,021.$$

Враховуючи значення над перехідного струму та ударного коефіцієнту, знаходимо ударне значення струму та максимальне діюче значення повного струму:

$$i_{yK5} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yK5} \cdot I_{II.0K5} = \sqrt{2} \cdot 1,021 \cdot 7,444 = 10,745 \text{ кА};$$

$$I_{DK5} = I_{II.0K5} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_{yK5} - 1)^2} = 7,444 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,021 - 1)^2} = 7,447 \text{ кА}.$$

де i_{yK5} - ударне значення струму;

I_{DK5} - найбільше діюче значення повного струму.

Розраховуємо значення теплового імпульсу, де враховуємо повний час проходження КЗ.

$$B_{K.K5} = I_{II.0K5}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{aK5}) = 7,444^2 \cdot (0,15 + 0,003) = 8,454 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{відкл} = t_z + t_{вимик}$ - час початку КЗ до його відключення, с, з врахуванням часу спрацювання захисту та повного часу вимикання вимикача з приводом, с.

2.7.1.3 Розрахунок однофазного короткого замикання

При розрахунку однофазного КЗ необхідно скласти схеми заміщення для: прямої, зворотної і нульової послідовності. У схемах заміщення вказується ЕРС прямої послідовності джерел живлення, параметри елементів і симетричні складові напруги в місці КЗ. Схема

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 62 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

заміщення прямої послідовності вказана на рисунку 2.9 схема заміщення зворотної послідовності вказана на рисунку 2.10

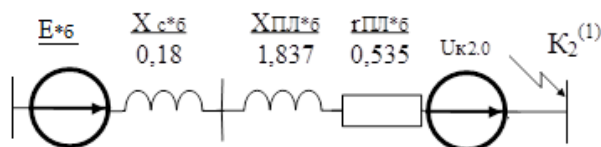


Рисунок рисунок 2.9 – Схема заміщення прямої послідовності

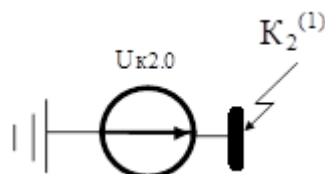


Рисунок рисунок 2.10 – Схема заміщення зворотної послідовності

Оскільки схема з'єднання обмоток трансформатора ГПП зірка, трикутник, то струм нульової послідовності обтікає кожну з обмоток, а значить триобмотковий трансформатор представлений на схемі зіркою зі значеннями параметрів трансформатора зі схеми прямої послідовності.

Знаходимо результуючі індуктивний і активний опори прямої та зворотної послідовності відповідно, в.о.:

$$x_{рез1*\bar{6}} = x_{рез2*\bar{6}} = x_{c*\bar{6}} + x_{ПЛ*\bar{6}},$$

$$x_{рез1*\bar{6}} = 1 + 1,837 = 2,837;$$

$$r_{рез1*\bar{6}} = r_{рез2*\bar{6}} = r_{c*\bar{6}} + r_{ПЛ*\bar{6}},$$

$$r_{рез1*\bar{6}} = 0 + 0,535 = 535.$$

Розраховуємо активний та індуктивний опори ПЛ нульової послідовності, во.

$$r_{ПЛ.0*\bar{6}} = n \cdot r_{ПЛ*\bar{6}},$$

$$r_{ПЛ.0*\bar{6}} = 3,5 \cdot 0,535 = 1,874;$$

$$x_{ПЛ.0*\bar{6}} = n \cdot x_{ПЛ*\bar{6}},$$

$$x_{ПЛ.0*\bar{6}} = 3,5 \cdot 1,837 = 6,431,$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 63 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

де $n = 3,5$.

Знаходимо реактивний опір нульової послідовності системи виходячи з заданого значення розділ(умови проект) струму однофазного КЗ на шинах системи:

$$I_{\kappa\epsilon}^{(1)} = m \cdot I_{\kappa A1};$$

$$m = 3;$$

$$I_{\kappa A1} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot x_{\text{рез}}^{(1)}} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (x_{C1} + x_{C2} + x_{C0})};$$

$$x_{c0*6} = \frac{m \cdot E_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa\epsilon}^{(1)}} \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{U_{\bar{\theta}}^2} - (x_{C1} + x_{C2});$$

$$x_{c0*6} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 8} \cdot \frac{2000}{115^2} - (0,18 + 0,18) = 3,405.$$

Схема заміщення нульової послідовності представлена на рисунку 2.11

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 64 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

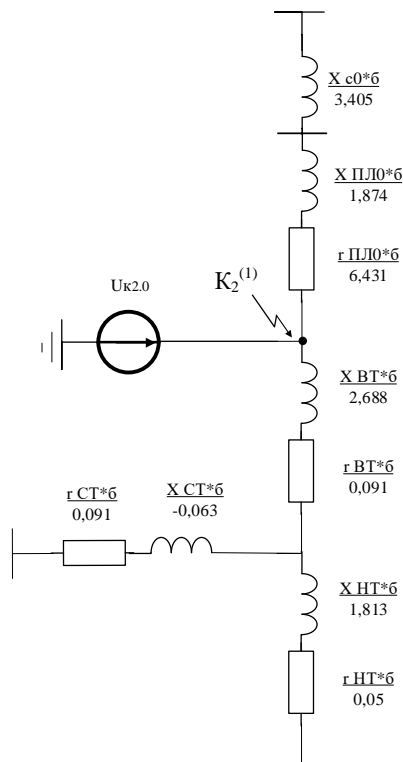


Рисунок 2.11 – Схема заміщення нульової послідовності

Для визначення опору нульової послідовності необхідно еквівалентувати схему заміщення нульової послідовності до простого вигляду.

$$x_{1*6} = \frac{x_{CT*6} \cdot x_{HT*6}}{x_{CT*6} + x_{HT*6}} + x_{BT*6},$$

$$x_{1*6} = \frac{(-0,063) \cdot 1,813}{(-0,063) + 1,813} + 2,688 = 2,623;$$

$$r_{1*6} = \frac{r_{CT*6} \cdot r_{HT*6}}{r_{CT*6} + r_{HT*6}} + r_{BT*6},$$

$$r_{1*6} = \frac{0,091 \cdot 0,091}{0,091 + 0,091} + 0,091 = 0,136;$$

$$x_{рез0*\delta} = \frac{(x_{c0*\delta} + x_{ЛЛ0*\delta}) \cdot x_{1*\delta}}{x_{c0*\delta} + x_{ЛЛ0*\delta} + x_{1*\delta}},$$

$$x_{рез0*\delta} = \frac{(3,405 + 1,874) \cdot 2,623}{3,405 + 1,874 + 2,623} = 2,071;$$

$$r_{рез0*\delta} = \frac{(r_{c*\delta} + r_{ЛЛ0*\delta}) \cdot r_{1*\delta}}{r_{c*\delta} + r_{ЛЛ0*\delta} + r_{1*\delta}},$$

$$r_{рез0*\delta} = \frac{(0 + 6,431) \cdot 0,136}{0 + 6,431 + 0,136} = 0,127.$$

Розраховані результуючі опори наносимо на еквівалентну схему на рисунку 2.12

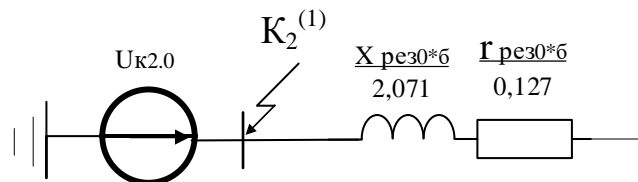


Рисунок 2.12 – Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності

Розраховуємо повний результуючий опір однофазного КЗ, Ом:

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(x_{рез1*\delta} + x_{рез2*\delta} + x_{рез0*\delta})^2 + (r_{рез1*\delta} + r_{рез2*\delta} + r_{рез0*\delta})^2} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{\delta}},$$

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(2 \cdot 2,837 + 2,071)^2 + (2 \cdot 0,535 + 0,127)^2} \cdot \frac{115^2}{2000} = 41,142.$$

Визначаємо струм однофазного КЗ у точці К2:

$$I_{\kappa}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{рез}}{z_{\Sigma}^{(1)}} = 3 \cdot \frac{66,395}{41,142} = 4,841 \text{ кА},$$

де $E_{рез}$ - результуюча ЕРС, кВ:

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 66 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$E_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{сп1}}}{\sqrt{3}},$$

$$E_{\text{рез}} = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,395 \text{ кВ};$$

$$m^{(1)} = 3.$$

Інші параметри режиму однофазного КЗ і щоб полегшувати їх перерахування $I_{\text{ДК}}$ та $B_{\text{К.К}}$, розрахувати по методиці розрахунку трьохфазного фазного КЗ як це продементровано в розділі 2.7.1.3.

$$T_{aK2} = \frac{x_{\Sigma K2*6}}{\omega \cdot r_{\Sigma K2*6}},$$

$$T_{aK2} = \frac{6,106}{2\pi \cdot 50 \cdot 1,197} = 0,016;$$

$$\kappa_{yK2} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{aK2}}},$$

$$\kappa_{yK2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,016}} = 1,54;$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yK2} \cdot I_{\text{П.0К2}},$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot 1,54 \cdot 4,841 = 10,544 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ДК2}} = I_{\text{П.0К2}} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_{yK2} - 1)^2},$$

$$I_{\text{ДК2}} = 4,841 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,54 - 1)^2} = 6,092 \text{ кА};$$

$$B_{\text{К.К2}} = I_{\text{П.0К2}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{aK2}),$$

$$B_{\text{К.К2}} = 4,841^2 \cdot (0,15 + 0,016) = 3,897 \text{ кА}^2 \times \text{с},$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 67 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

де $t_{відкл} = t_z + t_{вимик}$ - час початку КЗ до його відключення, с, з врахуванням часу спрацювання захисту та повного часу вимикання вимикача з приводом, с.

Розраховані дані заносимо до таблиці 2.29

Таблиця 2.29 – Струми короткого замикання та значення теплового імпульсу напругою вище 1 кВ

| Точка КЗ | E''_{i*6} | r_{i*6} | x_{i*6} | I''_i | i_{yi} | B_{KKi} |
|-------------|-------------|-----------|-----------|---------|----------|-----------|
| $K_2^{(3)}$ | 1 | 0,535 | 2,017 | 4,811 | 9,759 | 3,749 |
| $K_3^{(3)}$ | 1 | 0,717 | 6,517 | 16,772 | 40,511 | 50,345 |
| $K_4^{(3)}$ | 1 | 5,179 | 8,613 | 10,942 | 17,814 | 18,595 |
| $K_5^{(3)}$ | 1 | 11,478 | 9,302 | 7,444 | 10,745 | 8,454 |
| $K_2^{(1)}$ | 1 | 1,197 | 6,106 | 4,84143 | 10,544 | 3,897 |

За розрахованими значеннями струмів короткого замикання виконується перевірка провідників та комутаційної апаратури на термічну та електродинамічну стійкість.

2.7.1.4 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників

Зводимо параметри комутаційних апаратів вибраних в пункті 2.6 у таблицю 2.30

Таблиця 2.30 – Зведені параметри фактичних та розрахункових значень

| Напруга, кВ | Комутаційний апарат | Параметри з каталогу | | | Розрахункові параметри | | |
|-------------|---------------------|----------------------|-----------|--|------------------------|--------------|------------------------------|
| | | Івимик, кА | імакс, кА | $I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C},$ $кА^2 \cdot с$ | $I_i'',$ кА | $i_{yi},$ кА | $B_{K.i},$ $кА^2 \cdot с$ |
| 110 | РЛК-110 | 46 | 102 | $40 \cdot 3$ | 4,811 | 9,759 | 3,749 |
| 10 | ВРС - 10 | 31,5 | 52 | $20 \cdot 3$ | 16,772 | 40,511 | 50,345 |
| | ВНВР - 10 | 20 | 51 | $20 \cdot 1$ | 7,444 | 10,745 | 8,454 |

Виконаємо перевірку для роз'єднувача РЛК-110 на рівні напруги 110 кВ. Роз'єднувач розташований в місці точки К2, тому використаємо розрахункові дані саме для цієї точки.

Для перевірки комутаційних апаратів повинні виконуватися такі умови:

- за струмом електродинамічної стійкості:

-

$$i_{yi} \leq i_{\text{макс}};$$

$$9,759 \leq 102 \text{ кА};$$

$$I_i'' \leq I_{\text{вимик}};$$

$$4,811 \leq 46 \text{ кА}.$$

- за тепловим імпульсом:

-

$$B_{K.i} \leq I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C};$$

$$3,749 \leq 120.$$

Отже, вимикач ВРС-10 відповідає всім вимогам.

Перевірка обраних провідників

Для ПЛ та КЛ необхідно перевірити вимоги для забезпечення механічної стійкості:

$$F_i \geq F_i^{\text{min}}.$$

Для КЛ обраний переріз не може бути меншим мінімально допустимого за умовами термічної стійкості:

$$F_i^{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{K.i}}}{C_T},$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 69 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

де B_K - значення теплового імпульсу, де враховано повний час проходження КЗ, $\text{кА}^2\text{с}$.

C_T - термічний коефіцієнт, що обирається в залежності від сплаву жил кабелю та їх ізоляції.

Розрахунки для перерізів ПЛ та КЛ відповідно до формул зведемо до таблиці 2.31

Таблиця 2.31 – Розрахункові перерізи живильних мереж

| Ділянка | $F_i, \text{мм}^2$ | $C_T, A \cdot \frac{\text{с}^{0,5}}{\text{мм}^2}$ | $B_{K.i}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | $F_i^{\min}, \text{мм}^2$ |
|---------|--------------------|---|---------------------------------------|---------------------------|
| КЛ1 | 185 | 75 | 18,595 | 0,057 |
| КЛ2 | 35 | 75 | 8,454 | 0,039 |

2.7.1.5 Аналіз розрахунків та висновки

У цьому розділі ми розраховували показники трьохфазного та однофазного КЗ для перевірки комутаційних апаратів, а саме: діюче значення повного струму КЗ і надперехідний струм КЗ, для перевірки на термічну стійкість кабелів і комутаційної апаратури.

У результаті перевірки, обраних комутаційних апаратів та провідникової продукції, було виявлено, що уся комутаційна апаратура відповідає вимогам.

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

2.7.2.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Опори збірних шин та їх з'єднання мають істотний вплив на струми КЗ в мережі до 1 кВ, а також трансформатори струму, розмикаючі котушки автоматичних вимикачів. Помітний вплив мають опори контактних з'єднань – болтових з'єднань шин, перехідний опір контакту в місці КЗ, також зажимних контактів апаратів.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 70 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Всі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, будемо враховувати при розрахунках. Розрахунок проведемо в іменованих одиницях.

РС зображена на рисунку 2.13

Вихідні дані:

Система: струм КЗ $I_5^{(3)} = 7,444 \text{ кА}$.

Трансформатор: тип ТМ-1000/10, $S_n = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $U_{нв} = 10 \text{ кВ}$, $U_{нн} = 0,4 \text{ кВ}$, $\Delta P_{кз} = 13,6 \text{ кВт}$, $U_k = 6\%$; $\Delta I_{нх} = 1,25\%$; $\Delta P_{нх} = 1,55 \text{ кВт}$.

Шини присіднання трансформатора до щита 0,4 кВ: $l_{ш} = 5 \text{ м}$, метал – АІ, $r_{ш.о} = 0,1 \text{ Ом} / \text{км}$, $x_{ш.о} = 0,13 \text{ Ом} / \text{км}$, $S = 80 \times 8 \text{ мм}^2$.

Автоматичні вимикачі:

QF; тип АВМ 12П, $I_{ном} = 1200 \text{ А}$, QF_1 ; тип ВА-51-35М2, $I_{ном} = 250 \text{ А}$

Трансформатор струму ТС: $r_{ТС} = 0,2 \text{ мОм}$, $x_{ТС} = 0,05 \text{ мОм}$.

Опори котушок включення автоматичних вимикачів:
 $X_{KB.SF} = 0,07 \text{ мОм}$, $R_{KB.SF} = 0,13 \text{ мОм}$.

Опори контактів автоматичних вимикачів: $r_{K_{SF}} = 0,14 \text{ мОм}$,
 $R_{\sigma.k} = 0,003 \text{ мОм}$.

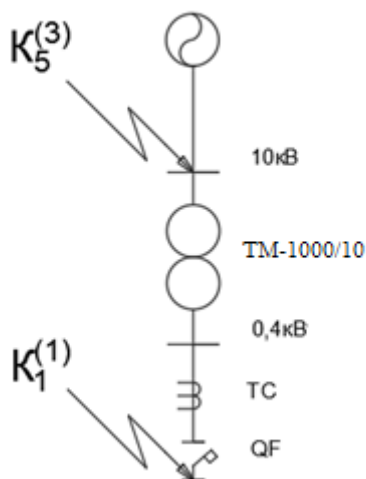


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема

Розрахунок параметрів схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 71 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$X_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_5^{(3)} \cdot U_{BH}},$$

$$X_c = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7,44 \cdot 10,5} = 1,182 \text{ МОм}.$$

Опори трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{K3} \cdot (U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H^2},$$

$$R_m = \frac{13,6 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{1000^2} = 1,392 \text{ МОм};$$

$$X_m = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{(U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H},$$

$$X_m = \sqrt{\left(\frac{6}{100}\right)^2 - \left(\frac{13,6}{1000}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{1000} = 7,552 \text{ МОм}.$$

Опори шин:

$$R_m = R_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3,$$

$$R_m = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ МОм};$$

$$X_{ш} = R_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3,$$

$$X_{ш} = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ МОм}.$$

Активний опір болтового з'єднання:

$$R_{б.к} = 0,003 \text{ МОм}.$$

Побудуємо СЗ для визначення струмів КЗ в точках К1-К2

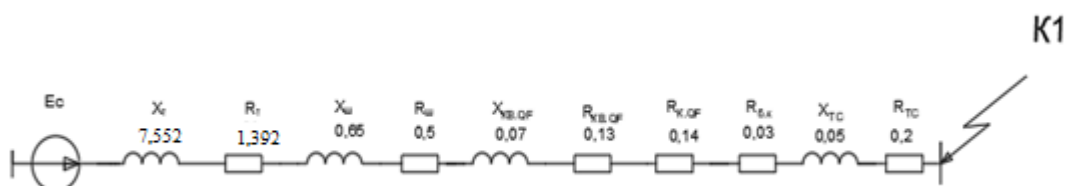


Рисунок 2.14 – Схема заміщення

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 72 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Еквалентуємо СЗ:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_m + X_{кв.SF} + X_{ш} + X_{мс},$$

$$X_{\Sigma 1} = 1,182 + 7,552 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 9,504 \text{ мОм}.$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{ш} + 4 \cdot R_{\sigma.к} + R_{кв.SF} + R_m + R_{кSF} + R_{мс},$$

$$R_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 1,392 + 0,14 + 0,2 = 2,374 \text{ мОм}.$$

Виконаємо розрахунок надперехідного значення струму трифазного КЗ:

$$I_1'' = \frac{1,05 \cdot U_{нн} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2}},$$

$$I_1'' = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{9,504^2 + 2,374^2}} = 24,753 \text{ кА}.$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму трифазного КЗ:

$$T_{ак1}^{(3)} = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot R_{\Sigma 1}},$$

$$T_{ак1}^{(3)} = \frac{9,504}{314 \cdot 2,374} = 0,012 \text{ с}.$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(3)} = I_1''^{(3)^2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(3)}),$$

Де $t_{відімк}$ - час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}.$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{вимик} = 0,08$ - час вимкнення вимикача, с;

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 73 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$B_{\kappa 1}^{(3)} = 24,753^2 \cdot (0,18 + 0,005) = 113,351 \kappa A^2 \cdot c.$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{y\partial 1}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak1}^{(3)}}}, \quad ;$$

$$k_{y\partial 1}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,005}} = 1,155c;$$

$$i_{y\partial 1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1}^{(3)} \cdot I_1''^{(3)},$$

$$i_{y\partial 1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,155 \cdot 24,753 = 40,431 \kappa A.$$

Розрахунок найбільшого діючого значення струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(3)} = I_1''^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial 1}^{(3)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(3)} = 24,753 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,155 - 1)^2} = 25,34 \kappa A.$$

2.7.2.2 Розрахунок струму однофазного КЗ

Проведемо розрахунок струму однофазного КЗ в К1.

Схема заміщення прямої послідовності

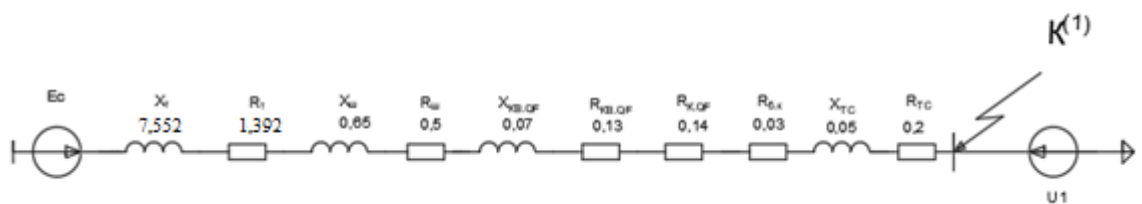


Рисунок 2.15 – СЗ прямої послідовності

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_m + X_{кв.оф} + X_{m} + X_{мс},$$

$$X_{\Sigma 1} = 1,182 + 7,552 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 9,504 мОм;$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{m} + 4 \cdot R_{0,к} + R_{кв.оф} + R_m + R_{к.оф} + R_{мс},$$

$$R_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 1,392 + 0,14 + 0,2 = 2,374 мОм.$$

СЗ нульової послідовності

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 74 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

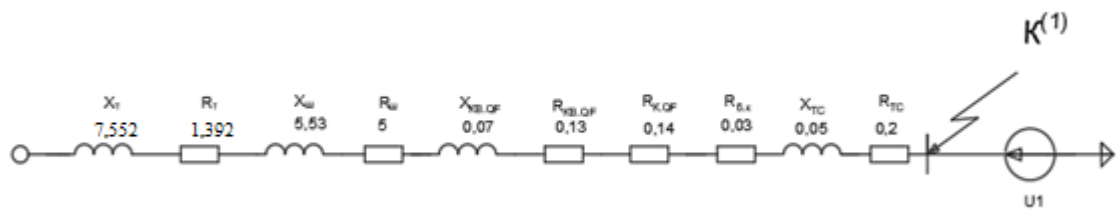


Рисунок 2.16 – СЗ нульової послідовності
Опори нульової послідовності шин:

$$X_{ш.0} = 8,5 \cdot X_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ мОм};$$

$$R_{ш.0} = 10 \cdot R_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ мОм}.$$

Розрахунок евівалентних активних та індуктивних опорів нульової послідовності для К1:

$$X_{\Sigma 0} = (X_{m0} + X_{кв.ОФ0} + X_{ш0} + X_{мс0}),$$

$$X_{\Sigma 0} = 7,552 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 13,202 \text{ мОм};$$

$$R_{\Sigma 0} = R_{m0} + 4 \cdot R_{б.к0} + R_{к.ОФ0} + R_{кв.ОФ0} + R_{ш.0} + R_{мс0},$$

$$R_{\Sigma 0} = 1,132 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 = 6,614 \text{ мОм}.$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{нн}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma 1} + R_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 0})^2}}.$$

Де $x_{\Sigma 0}$ та $r_{\Sigma 0}$ - індуктивний та активний опір СЗ нульової послідовності:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 2,374 + 6,614)^2 + (2 \cdot 9,504 + 13,202)^2}} = 69,104 \text{ кА}.$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму КЗ:

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 75 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$T_{ак1}^{(1)} = \frac{2 \cdot X_1 + X_{10}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot R_1 + R_{10})},$$

$$T_{ак1}^{(1)} = \frac{2 \cdot 9,504 + 13,202}{314 \cdot (2 \cdot 2,374 + 6,614)} = 0,009с.$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{y\partial 1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ак1}^{(1)}}},$$

$$k_{y\partial 1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,009}} = 1,329с.$$

Розрахунок ударного струму для К1:

$$i_{y\partial 1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1}^{(1)} \cdot I_1^{''(1)},$$

$$i_{y\partial 1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,329 \cdot 69,104 = 129,88кА.$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ

$$I_{y1}^{(1)} = I_1^{''(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial 1}^{(1)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(1)} = 69,104 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,329 - 1)^2} = 76,217кА.$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(3)} = I_1^{''(3)^2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(3)}),$$

де $t_{відімк}$ - час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик},$$

$$t_{відімк} = 0,1 + 0,08 = 0,18с.$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{вимик} = 0,08$ - час вимкнення вимикача, с;

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 76 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$B_{\kappa 1}^{(1)} = 69,104^2 \cdot (0,18 + 0,009) = 902,543 \kappa A^2 \cdot c.$$

Таблиця 2.32– Результати розрахунків для мережі нижче 1 кВ

| Точка КЗ | U_i , кВ | $X_{\Sigma i}$, МОм | $R_{\Sigma i}$, МОм | I_i'' , кА | T_{aki} , с | k_{ydi} | i_{ydi} , кА | I_{yi} , кА | $B_{\kappa i}$, $\kappa A^2 \cdot c$ |
|------------|------------|----------------------|----------------------|--------------|---------------|-----------|----------------|---------------|---------------------------------------|
| $K1^{(3)}$ | 0,4 | 7.552 | 1,132 | 24,75 | 0.0012 | 1,155 | 40,43 | 25,34 | 113,35 |
| $K1^{(1)}$ | 0,4 | 7.552 | 1,132 | 69,1 | 0.009 | 1,329 | 129,8 | 76,217 | 902,543 |

2.7.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки

Таблиця 2.33 –Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

| Напруга | Вибраний елемент | Параметри | Умови перевірки | Розрахункові дані | Каталожні дані |
|---------|------------------|----------------------------|---|-------------------|---------------------------|
| 0,4 кВ | ВА51-35М1 | Струм динамічної стійкості | $i_{yd} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$ | 40,43 24,75 | 10 кА 8 кА |
| | | Тепловий імпульс | $B_{\kappa} \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$ | 113,35 | $1200 \kappa A^2 \cdot c$ |

З таблиці 2.33 можна побачити що обраний апарат не відповідає вимогам та не підходить для даного випадку.

Серед каталогів комутаційних апаратів оберемо той що буде підходити по струму динамічної стійкості та тепловому імпульсу

Таблиця 2.34–Перевибір та перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

| Напруга | Вибраний елемент | Параметри | Умови перевірки | Розрахункові дані | Каталожні дані |
|---------|-------------------|----------------------------|---|-------------------|---------------------------|
| 0,4 кВ | ВА88-43 ЗР[18] | Струм динамічної стійкості | $i_{yd} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$ | 40,43 24,75 | 50 кА 48 кА |
| | | Тепловий імпульс | $B_{\kappa} \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$ | 113,35 | $1200 \kappa A^2 \cdot c$ |

Отже новий обраний апарат задовольняє вимоги.

Таким чином, в проєкті проведено розрахунок однофазного та трифазного струмів КЗ. Також проведено перевірку комутаційних апаратів, вибраних в розділах електричної частини 2.6.2 частин обладнання.

2.8 Релейний захист та автоматика

2.8.1 Загальні вимоги релейного захисту та автоматики

Коли протікає струм короткого замикання (КЗ), на компоненти енергосистеми впливатимуть теплові та динамічні ефекти. З метою зменшення масштабу пошкодження та запобігання нещасних випадків встановлюється набір автоматичних пристроїв, який називається релейним захистом. Якщо пошкодження представляє безпосередню небезпеку для ланцюга, він може швидко від'єднати пошкоджений компонент або мережеву частину до заданого ступеня.

Релейний захист повинен відповідати наступним вимогам:

- 1) селективність;
- 2) чутливість;
- 3) швидкодія;
- 4) надійність

У широкому розумінні селективність відноситься до властивістю релейного захисту: вона діє на відключення, лише виділяючи пошкоджену ділянку та відключаючи її. Для релейного захисту, що діє на сигнали, під вибірковістю розуміють здатність чітко вказати, який елемент системи вимагає втручання людини.

Відповідно до чутливості релейного захисту потрібно розуміти його здатність реагувати на можливі пошкодження системи

Основні релейні вимоги на трансформаторних підстанціях. На ТП необхідна наявність наступних видів захисту:

1. Струмова відсічка без витримки часу захист від внутрішніх ушкоджень, а також захист ушкоджень на виводах;

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 78 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

2. Газовий захист від видів пошкоджень всередині баку, кожуха;
3. Максимальний струмовий - це захист від перевантаження з дією на сигнал;
4. Захист від однофазного КЗ на землю
5. Максимальний струмовий захист в одній фазі – від надструмів, обумовлених перенавантаженням.

2.8.2 Вибір автоматичних вимикачів 0,4 кВ

Одним з елементів релейного захисту та автоматики є автоматичний вимикач. Автоматичний - це перемикач, який призначений для включення, проведення струму та відключення струму в ланцюзі в звичайних умовах, а також для включення, зайняття певного часу та автоматичного вимкнення струму в ненормальних умовах

Для забезпечення надійного захисту електрообладнання автоматичними вимикачами його параметри повинні відповідати таким параметрам (табл 2.35)

Таблиця 2.35 Умови вибору автоматичних вимикачів

| № | Найменування параметра | Умова вибору |
|---|--|--|
| 1 | Номінальна напруга | $U_{a\text{ ном}} \geq U_{\text{роб max}}$ |
| 2 | Номінальний струм автомата | $I_{a.\text{ном}} \geq I_{y.\text{ном}}$ |
| 3 | Номінальний струм теплового розчіплювача | $I_{p.\text{ном}} \geq k_{n.p} \cdot I_{\text{роб.max}}$ |
| 4 | Граничний відключаємий автоматом струм | $I_{\text{гр.відкл.}} \geq I_{\text{кз.max}}$ |

Продовження таблиці 2.25

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 79 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

| | | |
|---|----------------------------|----------------------------|
| 5 | Електродинамічна стійкість | $i_{дин} \geq i_{уд.розр}$ |
|---|----------------------------|----------------------------|

У таблиці прийняті такі позначення:

$U_{а ном}$ – номінальна напруга автоматичного вимикача, В;

$U_{роб м}$ – робоча напруга мережі, В;

$I_{а.ном}$ – номінальний струм автоматичного вимикача, А;

$I_{у.ном}$ – номінальний струм електричної установки, А;

$I_{р.ном}$ – номінальний струм розчіплювача з відповідною характеристикою, А;

$k_{н.р}$ – коефіцієнт надійності, що враховує розкид по струму спрацьовування розчіплювача з відповідною характеристикою;

$I_{роб.мах}$ – максимальний робочий струм захищеного електричного пристрою, А;

$I_{кз.мах}$ – максимальний струм короткого замикання в місці уставновки автоматичного вимикача, кА;

$i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості автоматичного вимикача, кА;

$i_{уд.розр}$ – розрахункове ударне значення струму короткого замикання в місці уставновки автоматичного вимикача, кА.

Вибір автоматичного вимикача що працює базується за номінальним струмом теплового розчіплювача.

$$I_{р.ном} \geq k_{н.р} I_{роб.мах},$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 80 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$I_{роб.мах} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,33 \text{ А},$$

$k_{н.р}$ приймаємо за 1,2;

$$I_{р.ном} \geq 1,2 \cdot 909,33,$$

$$I_{р.ном} \geq 1091,20 \text{ А}.$$

Обираємо автоматичний вимикач ВА88-35Р 3Р 140-200А (1,0-2,0кА) 35кА ІЕК (SVAR30-3-0200), який призначений для захисту електричних мереж від довготривалих перевантажень і струмів КЗ.

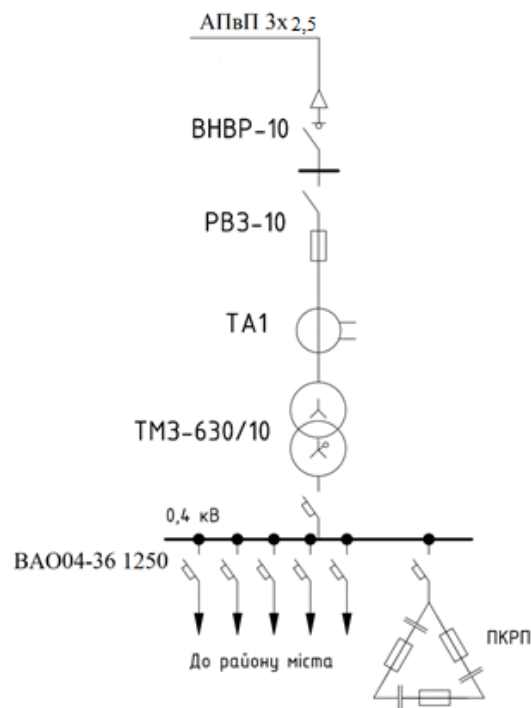


Рисунок 2.17 – Ділянка мережі для розрахунку релейного захисту та автоматики

Автоматичний вимикач задовольняє умовам вибору

2.8.3. Перевірка селективності елементів РЗА

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 81 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

2.8.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту

Реле захисту розподільного трансформатора 10/0,4 кВ з'єднаний у неповну зірку.

Група з'єднання обмоток Δ/Y -.

Схему неповної зірки реалізована трьома реле типу РТ-80.

Струм спрацьовування струмової відсічки лінії, що живить трансформатори, повинний бути відбудований від кидка струму намагнічування трансформаторів по вираженню

$$I_{с.о} \geq K_{від} \cdot I_{\sum_{тр}}$$

і від КЗ на шинах низької напруги трансформаторів по вираженню

$$I_{с.о} \geq K_H \cdot I^{(3)}_{к.мах}$$

де $K_{від}$ - коефіцієнт реконструкції, прийнятий рівним 4-5 коли захист є миттєвий;

$I_{\sum_{тр}}$ - сумарний номінальний струм трансформаторів, що подається захищеною лінією;

K_H - коефіцієнт, прийнятий рівним 1,5-1,6 для захисту з реле РТ-40.

$I^{(3)}_{к.мах}$ - максимальний струм, що протікає у місці установки захисту при трифазних коротких замикань за трансформаторами у максимальній режимі системи.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 82 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

2.8.3.2 Пристрої АПВ

Пристрої автоматичного повторного включення передбачаються на вимикачах всіх повітряних і кабельних ліній, збірних шин підстанції, якщо шини не є елементом КРУ. Всі трансформатори потужністю понад 1 мВА оснащені пристроями АПВ.

Час спрацьовування АПВ:

$$t_{АПВ} = t_{зар} + t_{зан},$$

де $t_{зар}$ - час, необхідний для зарядки конденсатора;

$t_{зан}$ – дод. запас часу.

Ефективно поєднання ліній електропередач АПВ з неселективними швидкодійними захистами ліній для напрямку їх неселективної дії при пошкодженнях зовні лінії і з пристроями автоматичного частотного розвантаження.

Автоматичне повторне відключення автоматичного вимикача повинне проводитись після неоперативного відключення вимикача, якщо відключено релейний захист з'єднання, з встановленим пристроєм АПВ, безпосередньо після включення вимикача персоналом або засобами дистанційного керування, після дії захистів від внутрішніх пошкоджень трансформаторів.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 83 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Висновки до розділу 2

У цьому розділі спроектовано систему електропостачання міста. Перевірено та обрано перерізи кабелів в аварійному режимі до і вище 1 кВ, обрано з урахуванням перенавантаження трансформатори. Також розглянуто захист збірних шин напругою 110/10 кВ, кабельних ліній напругою 10 кВ. Обрано елементи РЗА та розраховано електричне навантаження на різних ієрархічних рівнях схеми.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 84 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

3 МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

3.1 Задачі моделювання режимів систем електропостачання

В процесі експлуатації розподільних електричних мереж існує необхідність постійного проведення розрахунків та оптимізації поточних режимів. Розподільні мережі відносяться до систем з багатотисячною кількістю споживачів електричної енергії, постійною зміною електричних навантажень, а також плановими або вимушеними змінами конфігурації, з причин введення нових ліній, ТП та РП, нової забудови територій міста, фомування післяаврійних схем живлення, тощо.

Вирішення задачі ефективного управління режимами мережі забезпечується наявністю комплексів інформаційного та програмного забезпечення, сучасних математичних моделей, у тому числі моделей конфігураційних (схемних), режимних, спрощених (для прискорення розрахунків), універсальних, оціночних і високоточних.

Особливістю вирішуваних задач є велика розмірність розподільних мереж міст, відносно невелика спостережуваність за режимами споживання електричної енергії більшістю об'єктів, постійні переключення з метою оптимізації режимів і обов'язковим розрахунком потокорозподілу (значень електричних струмів або потужностей), втрат потужності або електричної енергії, якості електричної енергії та надійності забезпечення споживачів електричною енергією.

| | | | | | | | | | |
|-----------|------|-----------------|---------|------|--|-----------|------|--------|--|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | | | | |
| | | | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |
| Разраб. | | Хирса Л.В. | | | Моделювання і аналіз режимів системи електропостачання в умовах експлуатації | Лит. | Лист | Листов | |
| Перевір. | | Федосенко М.М. | | | | | 85 | | |
| Реценз. | | | | | | IEE OE-71 | | | |
| Н. Контр. | | Прокопенко І.Д. | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | | |

В даному розділі представлено формування конфігураційної моделі схеми розподільної електричної мережі району міста за допомогою других адресних відображень (ДАВ), а також продемонстровано її простоту і ефективність на прикладі формування адресних відображень, визначення поточкорозподілу, оцінювання розрахункових відхилень напруги в будь-яких точках електричної мережі.

3.2 Проблеми представлення інформації про конфігурацію розподільних електричних мереж

Здійснення розрахунків режимів систем електропостачання за допомогою інформаційно-обчислювальних систем потребує наявності вихідної інформації для розрахунків та представлення конфігурації електричних схем відповідними моделями.

Для замкнених електричних мереж з відносно невеликою кількістю елементів (вузлів та віток) широко використовуються матриці інцидентів – зв'язків. За допомогою двох матриць можна задати зв'язки віток (повздовжніх елементів електричних мереж – ліній, трансформаторів, реакторів, тощо) та вузлів (пунктів), а також зв'язки віток і замкнених контурів.

Для розподільних мереж використання зазначених матриць недоцільне, оскільки кількість елементів мережі (ліній, трансформаторних підстанцій сягає сотень і навіть тисяч). При цьому слід зазначити, що мережі напругою 35 кВ і нижче експлуатуються лише за розімкненою схемою. Тому в розрахунках режимів розподільних мереж немає жодного замкненого контуру.

Ще однією з важливих особливостей є наявність постійної зміни конфігурації електричних схем внаслідок здійснення переключень планових та вимушених (післяаварійні режими), введення нових об'єктів,

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 86 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

тощо. Це потребує здійснення доволі частих розрахунків - при кожному випадку здійснених перемикань та створеннях післяаварійних схем.

Використання других адресних відображень (ДАВ) для забезпечення представлення зв'язності елементів схем розподільних мереж в конфігураційній моделі дозволяє фактично без додаткових витрат часу переформатувати модель до умов сземи, що склалась на період здійснення необхідних розрахунків.

В основу моделі закладено доволі простий принцип – зв'язати елементи - лінії, трансформаторні підстанції (пункти – ТП), виходячи з загальноприйнятих «диспетчерських їх найменувань (ТП1, ТП3, РП7, ПС-1...).

Вихідними даними для формування конфігураційної моделі в роботі прийнято наступні:

- представлена на листі 1 графічної частини проєкту схема мережі 10 кВ, об'єктами якої є шини 10 кВ трансформатора 110/35/10 кВ, шини 10 кВ першої секції ПС-1 підстанції, повітряної мережа 10 кВ, живлячі лінії напругою 10кВ ПС1 – РП1, кабельна магістральна лінія, що живить від РП1 трансформаторні пункти (підстанції) ТП1 – ТП4, лінії що живлять від РП навантаження споживачів S1, S2. Параметри ліній, ТП та значення електричних навантажень наведені в розділі 2 проєкту;

- схема 10 кВ існуючого житлового району міста, що живиться від шин 10 кВ ПС, представлена на листі 2 графічної частини проєкту. Оскільки розрахунки навантажень та параметрів елементів цієї мережі до основного завдання не входили, а отримані під час переддипломної практики, основні результати розрахунків наведені в п.2.3 даного розділу.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 87 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

3.3 Вихідні дані про схему живлення та електричні навантаження існуючого житлового району міста

3.3.1 Перелік об'єктів та електричних навантажень

Основні споживачі електричної енергії – житлові будинки, громадські будівлі, установи. Район забудований 18-ти, 16-ти поверховими будинками з квартирами, обладнаними електричними плитами, та 12-ти поверховими будинками з квартирами, обладнаними газовими плитами. Більшість споживачів відноситься до II категорії – житлові будинки, дитячі та учбові заклади, магазини. Всі 18-ти поверхові будинки відносяться до споживачів I категорії. На території району розташовані комунально-побутові та громадські будівлі, серед них медичні заклади, дитячі дошкільні заклади, освітні заклади, підприємства громадського харчування, пункти побутового обслуговування населення, продовольчі та промтоварні магазини.

План району з зазначенням порядкових номерів об'єктів, розташованих на території об'єктів, розподільних мереж 10 та 0,38 кВ наведений на листі 2 у масштабі 1:2000.

Згідно генплану району (лист №2) проведено ідентифікацію будинків на ньому і позначення їх вводів. В таблиці 3.1. наведені номери вводів по секціям, відповідно до типів будинків.

Таблиця 3.1 - Нумерація вводів в будинки

| Будинок | | | Номера будівель та вводів, у відповідності з генпланом району |
|-----------------|---------|-----|--|
| 1 | | | 2 |
| Житлові будинки | 18 пов. | 1с. | 6,7,16,54,55,77 |
| | 16 пов. | 1с. | 13,22,29,63,88,89,90,93,101,102 |
| | | 2с. | 25,26, 44,45,46,68,69,70,71,72,73,74,79,64,68 |
| | 12 пов. | 2с. | 10,11,27,28,31,32,34,49,50,51,52,53, 58,59,67,94,95 |
| | | 3с. | 2,3,9,12,14,17,18,19,35,38,39,40,42,43,48,56, 57,61,62,79,80,81,82,83,84,88,91,96,97,98,99,100 |

Продовження таблиці 3.1

| | |
|---|-------|
| Школа | 15,60 |
| Торгівельний центр | 86 |
| Дитячий садок | 24 |
| Кінотеатр | 23 |
| Перукарня | 20,49 |
| Поліклініка | 54 |
| Готель | 78 |
| Комбінат побутового обслуговування | 92 |
| Промтоварний магазин | 5 |
| Хімчистка, пральня з самообслуговуванням | 66 |
| Будинок культури | 1 |
| Продовольчий магазин | 8,67 |
| Корпус середнього учбового закладу | 85 |
| Гуртожиток | 87 |
| Бібліотека | 33 |
| 1 | 2 |
| Магазин побутової техніки | 21 |

Продовження таблиці 3.1

| | |
|----------------|------|
| Аптека | 4,47 |
| Клуб | 76 |
| Яслі | 65 |
| Театр | 37 |
| Лікарня | 30 |
| Школа-інтернат | 41 |
| Ресторан | 75 |

3.3.1.1 Розрахунок електричних навантажень житлових будинків

Розрахунок здійснено за методикою, визначеною в розділі 2 роботи. Результати наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Навантаження житлових будинків

| Номера введів у будинки | Кількість пов | $n_{\text{кв}}$ | $n_{\text{с}}$ | $P_{\text{кв.пит}}$ · кВт/кварт | $P_{\text{кв}}$, кВт | $K_{\text{п}}$ | $P_{\text{с}}$, кВт | $P_{\text{жб}}$, кВт | $Q_{\text{ж.б}}$ кВА р | $S_{\text{жб}}$, кВт | $tg \varphi_{\text{жб}}$ |
|--|---------------|-----------------|----------------|---------------------------------------|--------------------------|----------------|-------------------------|--------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 6,7,16,55,77 | 18 | 108 | 1 | 1,7 | 183,6 | 0,9 | 14,4 | 196,56 | 53,08 | 203,60 | 0,27 |
| 13,22,29,63,89,90,93,101,102 | 16 | 64 | 1 | 2,27 | 145,28 | 0,9 | 14,4 | 158,24 | 45,89 | 164,76 | 0,29 |
| 25,26,44,45,46,64,69,70,71,72,73,74,79 | 16 | 128 | 2 | 1,63 | 208,64 | 0,8 | 25,6 | 229,12 | 71,03 | 239,88 | 0,31 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 90 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Продовження таблиці 3.2

| | | | | | | | | | | | |
|--|----|-----|---|------|--------|------|------|--------|-------|--------|------|
| 10,11,27,28,31,32,34,50,51,52,53,58,59,94,95 | 12 | 144 | 2 | 0,94 | 135,36 | 0,8 | 25,6 | 145,44 | 62,54 | 158,32 | 0,43 |
| 2,3,9,12,14,17,18,19,35,38,39,40,42,43,48,56,57,61,62,80,81,82,83,84,88,91,96,97,98,99,100 | 12 | 216 | 3 | 0,86 | 185,76 | 0,75 | 36 | 199,2 | 85,66 | 216,84 | 0,43 |

3.3.1.2 Розрахунок навантажень громадських будинків

Розрахункове навантаження будинків виконано за прикладом, наведеним в розділі 2.

Результати розрахунків зведені в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахункова потужність будинків

| Тип будівлі | № вводу на плані | Кіл-ть розрах. од. | Р _{гр.пит} кВт/розрах. пит. | tgφ | Р _{гр} , кВт | Q _{гр} , кВар | S _{гр} , кВА |
|--------------------|------------------|--------------------|---|------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Школа | 15, 60 | 2500 | 0,25 | 0,33 | 625 | 206,25 | 658,15 |
| Дитячий садок | 24 | 350 | 0,45 | 0,20 | 157,5 | 31,5 | 160,62 |
| Торгівельний центр | 86 | 2500 | 0.20 | 0,62 | 500 | 310 | 588,3 |

Продовження таблиці 3.3

| | | | | | | | |
|---|-----------|------|-------|-------|------|--------|--------|
| Кінотеатр | 23 | 1000 | 0,15 | 0,43 | 150 | 64,5 | 163,28 |
| Перукарня | 20, 49 | 20 | 1,45 | 0,25 | 29 | 7,25 | 29,89 |
| Поліклініка | 54 | 450 | 0,15 | 0,43 | 67,5 | 29,03 | 73,48 |
| Лікарня | 30 | 650 | 2,20 | 0,40 | 1430 | 572 | 1540,2 |
| Готель | 78 | 600 | 0,50 | 0,62 | 300 | 186 | 352,98 |
| Комбінат побутового обслуговування | 92 | 90 | 0,5 | 0,484 | 45 | 21,78 | 49,99 |
| Промисловий магазин | 5 | 300 | 0,15 | 0,75 | 45 | 33,75 | 56,25 |
| Хімчистка, пральня з самообслуговуванням | 66 | 525 | 0,60 | 0,62 | 315 | 195,3 | 370,6 |
| Будинок культури | 1 | 620 | 0,45 | 0,43 | 279 | 119,97 | 303,7 |
| Продовольчий магазин | 8,67 | 100 | 0,25 | 0,75 | 25 | 18,75 | 31,25 |
| Корпус середнього учбового закладу | 85 | 2700 | 0,035 | 0,43 | 94,5 | 40,64 | 102,87 |
| Гуртожиток | 87 | 1500 | 0,20 | 0,40 | 300 | 120 | 323,25 |
| Магазин побутової техніки | 21 | 700 | 0,20 | 0,62 | 140 | 86,8 | 164,72 |
| Аптека | 4;47 | 65 | 0,12 | 0,40 | 7,8 | 3,12 | 8,4 |

Продовження таблиці 3.3

| | | | | | | | |
|----------------|----|-----|-------|-------|-------|--------|--------|
| Ресторан | 75 | 250 | 1,03 | 0,20 | 257,5 | 51,5 | 262,6 |
| Клуб | 76 | 450 | 0,45 | 0,43 | 202,5 | 87,08 | 220,43 |
| Яслі | 65 | 150 | 0,45 | 0,20 | 67,5 | 13,5 | 68,84 |
| Театр | 37 | 800 | 0,35 | 0,484 | 280 | 135,52 | 311,07 |
| Бібліотека | 33 | 500 | 0,055 | 0,75 | 27,5 | 20,63 | 34,38 |
| Школа-інтернат | 41 | 450 | 1,10 | 0,33 | 495 | 163,35 | 521,26 |

3.3.1.3 Розрахунок навантажень, зведених до шин 0,4 кВ ТП існуючого району міста

При визначенні сумарного розрахункового навантаження приймають до уваги сполучення максимумів навантаження, враховуючи не тільки величину розрахункового навантаження кожного окремого споживача, а також її характер за допомогою коефіцієнтів суміщення максимумів.

Результати розрахунків навантажень ТП зведено в таблицю 3.4

Таблиця 3.4 – Навантаження трансформаторних підстанцій

| № вводу | Кіл-ть квартир | P _{р.б.} кВт | P _{ТП} , кВт | Q _{ТП} , кВАр | S _{ТП} , кВА | № ТП | Потужність ТП, кВА |
|---------|----------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|-------|--------------------|
| 2;6;7 | 216 | 345,28 | 840,833 | 267,28 | 882,29 | ТП 21 | 2x630 |
| | 216 | 202,77 | | | | | |
| 1;4;5;8 | | 279; 7,8, 45; 25 | | | | | |

Продовження таблиці 3.4

| | | | | | | | |
|-----------------------------|------------|-------------------------|---------|---------|--------------|-------|-------|
| 3;14;16 | 432 | 346,86 | 974,744 | 335,73 | 1030,94 | ТП 22 | 2x630 |
| | 108 | 198 | | | | | |
| 21;15 | | 625; 140 | | | | | |
| 9;10;11;1 2; 13;19;22 | 936 128 | 616,46 234,24 | 982,576 | 284,062 | 1022,81 3 | ТП 23 | 2x630 |
| 20;23 | | 29 | | | | | |
| 17;18;25; 26; 24 | 288 336 | 256,544 485 157,5 | 778,89 | 176,56 | 798,65 | ТП 24 | 2x630 |
| | | | | | | | |
| 27;28;29; 31;32 | 576 64 | 442,52 159,68 | 838,23 | 279,04 | 883,46 | ТП 5 | 2x630 |
| 37 | | 280 | | | | | |
| 30 | | 1100 | 1100 | 440 | 1184,74 | ТП 6 | 2x630 |
| 38;39;40; 42 | 864 | 577,68 | 726,18 | 216,53 | 757,775 | ТП 7 | 2x630 |
| 41 | | 495 | | | | | |
| 34;35;43; 44 | 576 128 | 419,52 223,04 | 645 | 180,371 | 669,75 | ТП 8 | 2x400 |
| 33 | | 27,5 | | | | | |

Продовження таблиці 3.4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---------------------|------------|------------------|---------|---------|---------|-------|-------|
| 45;46;55; 56;57 | 364 432 | 544,48 346,86 | 862,89 | 201,92 | 886,2 | ТП 9 | 2x630 |
| 47 | | 7,8 | | | | | |
| 48;50;51; 52;53; | 792 | 537,46 | 782,76 | 257,688 | 824,085 | ТП 10 | 2x630 |
| 49;54 | | 29; 375 | | | | | |
| 58;59;64; 68; | 576 | 419,52 | 846,808 | 265,714 | 887,518 | ТП 11 | 2x630 |
| 60;65 | | 625 67,5 | | | | | |
| 61;62;63; 73;74 | 432 320 | 342,54 140,8 | 801,16 | 262,466 | 843,057 | ТП 12 | 2x630 |
| 66;67;75 | | | | | | | |
| 80;81;82; 83 | 864 | 577,68 | 969,93 | 376,09 | 1040,3 | ТП 13 | 2x630 |
| 76;78 | | 300 202,5 | | | | | |
| 69;70;71; 72;79; | 640 | 851,84 | 851,84 | 170,368 | 868,71 | ТП 14 | 2x630 |
| 77;84;89 | 216 172 | 204,66 289,36 | 873,554 | 359,288 | 944,56 | ТП 15 | 2x630 |

Продовження таблиці 3.4

| | | | | | | | |
|-----------------------|------------|---------------|---------|--------|--------|-------|-------|
| 86 | | 500 | | | | | |
| 90;91;94; | 504 | 581,07 | 809,832 | 233,82 | 842,91 | ТП 16 | 2x630 |
| 95 | 64 | 159,68 | | | | | |
| 85 | | | | | | | |
| 88;93;96; | 648 | 459 | 895,212 | 280,74 | 938,2 | ТП 17 | 2x630 |
| 97 | 64 | 159,68 | | | | | |
| 87;92 | | 300 45 | | | | | |
| 98;99;100 ;101;102 | 648 128 | 459 237,44 | 672,696 | 153,77 | 690,05 | ТП 18 | 2x400 |

В районі міста знаходяться в експлуатації двохтрансформаторні підстанції (ТП) потужністю трансформаторів 400 і 630 кВА.

3.3.2 Будова схеми розподільної мережі 10 кВ системи електропостачання існуючого району міста

Схема мережі 10 кВ району з визначенням перерізів та довжин ліній представлена на листі 2, а спрощена схема для здійснення формування моделі конфігурації у складі системи забезпечення всіх споживачів проекту – на листі 3 графічної частини.

Активна потужність $P_{мд.i}$ кожної і-ї ділянки мережі формується активними навантаженнями трансформаторів декількох ТП (включаючи втрати потужності в трансформаторах), що протікають по цій ділянці і визначаються за формулою:

$$P_{мд.i} = K_{н.м.} \sum_{i=1}^n (P_{М.мп.i} + \Delta P_{ТП.i}), \text{кВт},$$

де $P_{м.трі}$ – максимальна активна потужність і-го трансформатора
 $\Delta P_{трі}$ – втрати активної потужності в і-му трансформаторі.

$K_{н.м.}$ - коефіцієнт нерівномірності максимумів навантажень, що залежить від числа водночас працюючих трансформаторів і що визначається по [2].

Визначення максимальної реактивної потужності кожної і-ї ділянки мережі $Q_{м.д.і}$ розраховується за формулою

$$Q_{м.д.і} = K_{н.м.} \sum_{i=1}^n (Q_{м.тр.і} + \Delta Q_{тр.і}) \text{ кВАр.}$$

По величинам $P_{м.д.і}$ і $Q_{м.д.і}$ знаходяться $S_{м.д.і}$ і $I_{м.д.і}$. Зробимо розрахунок електричної мережі району напругою 10кВ. Схематичне розташування ділянок мережі наведене на рис.3.1, де вказані відстані l (м), активні P_m (кВт) і реактивні Q_m (квар) максимальні потужності в нормальному режимі роботи.

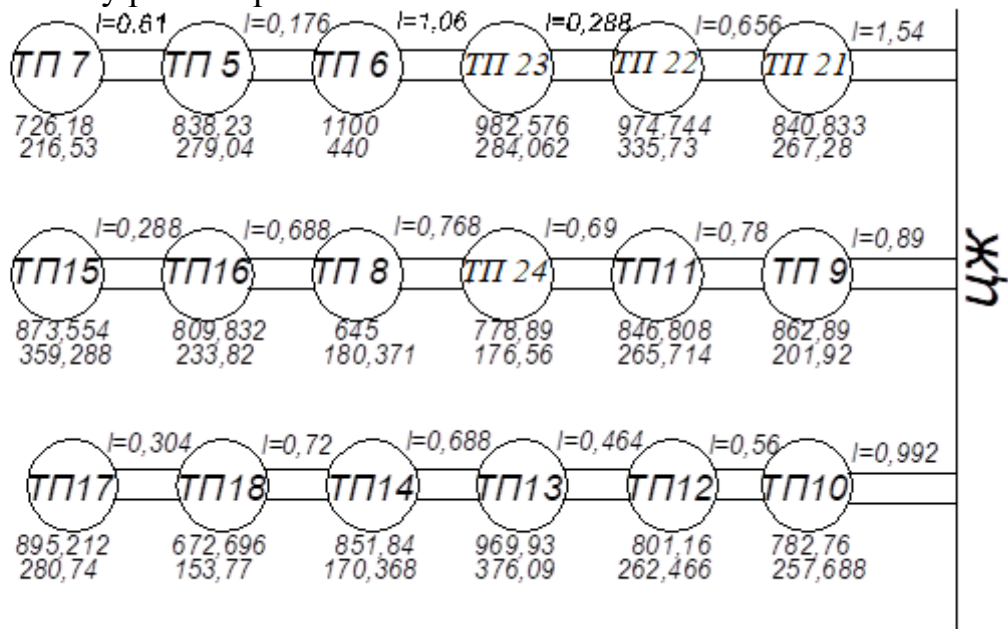


Рисунок 3.1 – Схема для розрахунку навантажень ліній

Розрахунок втрат потужності в одному трансформаторі кожної ТП здійснено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5

| № ТП | S_m кВт | K_3 в.о | K_3^2 (в.о) ² | Втрати активної потужності, кВт | | | Втрати реактивної потужності, кВАр | | |
|------|--------------|--------------|-------------------------------|------------------------------------|-----------------------------|--------------|---------------------------------------|-----------------------------|--------------|
| | | | | ΔP_{xx} | $K_3^2 \cdot \Delta P_{K3}$ | ΔP_m | ΔQ_{xx} | $K_3^2 \cdot \Delta Q_{K3}$ | ΔQ_m |
| 21 | 441,15 | 0,7 | 0,49 | 1,05 | 3,724 | 4,77 | 10,08 | 16,73 | 26,81 |

Продовження таблиці 3.5

| | | | | | | | | | |
|----|--------|------|------|------|-------|------|-------|-------|-------|
| 22 | 515,47 | 0,82 | 0,67 | 1,05 | 5,092 | 6,14 | 10,08 | 22,88 | 32,96 |
| 23 | 511,42 | 0,81 | 0,66 | 1,05 | 5,016 | 6,07 | 10,08 | 22,54 | 32,62 |
| 24 | 399,33 | 0,63 | 0,4 | 1,05 | 3,04 | 4,09 | 10,08 | 13,66 | 23,74 |
| 5 | 441,73 | 0,7 | 0,49 | 1,05 | 3,724 | 4,77 | 10,08 | 16,73 | 26,81 |
| 6 | 592,37 | 0,94 | 0,88 | 1,05 | 6,688 | 7,74 | 10,08 | 30,05 | 40,13 |
| 7 | 378,89 | 0,6 | 0,36 | 1,05 | 2,736 | 3,79 | 10,08 | 12,29 | 22,37 |
| 8 | 334,88 | 0,53 | 0,28 | 1,05 | 2,128 | 3,18 | 10,08 | 9,56 | 19,64 |
| 9 | 443,1 | 0,7 | 0,79 | 1,05 | 6,004 | 7,05 | 10,08 | 26,98 | 37,06 |
| 10 | 412,04 | 0,65 | 0,42 | 1,05 | 3,192 | 4,24 | 10,08 | 14,34 | 24,42 |
| 11 | 443,76 | 0,7 | 0,79 | 1,05 | 6,004 | 7,05 | 10,08 | 26,98 | 37,06 |
| 12 | 421,53 | 0,67 | 0,45 | 1,05 | 3,42 | 4,47 | 10,08 | 15,37 | 25,45 |
| 13 | 520,15 | 0,83 | 0,69 | 1,05 | 5,244 | 6,29 | 10,08 | 23,56 | 33,64 |
| 14 | 434,36 | 0,69 | 0,48 | 1,05 | 3,648 | 4,70 | 10,08 | 16,39 | 26,47 |
| 15 | 472,28 | 0,75 | 0,56 | 1,05 | 4,256 | 5,31 | 10,08 | 19,12 | 29,20 |
| 16 | 421,46 | 0,67 | 0,45 | 1,05 | 3,42 | 4,47 | 10,08 | 15,37 | 25,45 |
| 17 | 469,1 | 0,74 | 0,55 | 1,05 | 4,18 | 5,23 | 10,08 | 18,78 | 28,86 |
| 18 | 345,03 | 0,86 | 0,74 | 0,83 | 4,07 | 4,90 | 7,2 | 12,68 | 19,88 |

Здійснено розрахунок максимальних навантажень на ділянках мережі (рис.3.1) робимо аналогічно. Дані зведені в таблицю 3.6.

Таблиця 3.6 Навантаження ділянок ліній 10 кВ

| № п/п | Дільниця мережі | Номери живлячих ТП | Максимальні навантаження | | | |
|----------|--------------------|-----------------------|--------------------------|---------------------|--------------------|------------------|
| | | | $P_{m.i.},$ кВт | $Q_{m.i.},$ кВАр | $S_{m.i.},$ кВА | $I_{m.i.},$ А |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 98 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Продовження таблиці 3.6

| | | | | | | |
|----|-----------|-------------------|---------|--------|---------|--------|
| 1 | ТП5-ТП7 | 7 | 367,46 | 133,71 | 391,03 | 22,58 |
| 2 | ТП6-ТП5 | 7,5 | 712,85 | 272,98 | 763,33 | 44,07 |
| 3 | ТП23-ТП6 | 7,5,6 | 1351,7 | 482,21 | 1435,14 | 82,86 |
| 4 | ТП22-ТП23 | 7,5,6,3 | 1479,24 | 596,39 | 1594,97 | 92,09 |
| 5 | ТП21-ТП22 | 7,5,6,3,2 | 1804,45 | 731,4 | 1947,05 | 112,41 |
| 6 | ЦЖ-ТП21 | 7,5,6,3,2,1 | 1787,34 | 848,55 | 1978,54 | 114,23 |
| 7 | ТП16-ТП15 | 15 | 442,85 | 212,22 | 491,07 | 28,35 |
| 8 | ТП8-ТП16 | 15,16 | 765,26 | 322,01 | 830,25 | 47,93 |
| 9 | ТП24-ТП8 | 15,16,8 | 1002,22 | 399,98 | 1079,09 | 62,3 |
| 10 | ТП11-ТП24 | 15,16,8,4 | 1258,59 | 466,98 | 1342,43 | 77,51 |
| 11 | ТП9-ТП11 | 15,16,8,4,11 | 1543,6 | 583,17 | 1650,09 | 95,27 |
| 12 | ЦЖ-ТП9 | 15,16,8,4,11,9 | 1833,12 | 1060,1 | 2117,58 | 122,26 |
| 13 | ТП18-ТП17 | 17 | 453,6 | 172,59 | 485,32 | 28,02 |
| 14 | ТП14-ТП18 | 17,18 | 715,56 | 243,5 | 755,86 | 43,64 |
| 15 | ТП13-ТП14 | 17,18,14 | 1029,78 | 396,66 | 1103,53 | 63,71 |
| 16 | ТП12-ТП13 | 17,18,14,13 | 1323,25 | 470,27 | 1404,33 | 81,08 |
| 17 | ТП10-ТП12 | 17,18,14,13,12 | 1635,67 | 593,41 | 1756,92 | 101,44 |
| 18 | ЦЖ-10 | 17,18,14,13,12,10 | 1890,38 | 695,31 | 2014,2 | 116,29 |

Інформацію про перерізи кабелів 10 кВ існуючої мережі житлового району наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Перерізи кабелів типу ААБ напругою 10кВ

| № п/п | Дільниця мережі | Максимальне навантаження | | Вибраний переріз кабеля | Тривало-допустимі струми, А | | |
|----------|--------------------|-----------------------------|---------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------|------------------|
| | | I _м ,А | I _{м.а} ,А | | I _д | I _{д1} | I _{д.а} |
| 1 | ТП5-ТП7 | 22,58 | 45,16 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 2 | ТП6-ТП5 | 44,07 | 88,14 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 3 | ТП23-ТП6 | 82,86 | 165,72 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 4 | ТП22-ТП23 | 92,09 | 184,18 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 5 | ТП21-ТП22 | 112,41 | 224,82 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 6 | ЦЖ-ТП21 | 114,23 | 228,46 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 7 | ТП16-ТП15 | 28,35 | 56,7 | 3х150 | 275 | 272,3 | 353,9 |
| 8 | ТП8-ТП16 | 47,93 | 95,86 | 3х150 | 275 | 272,3 | 353,9 |
| 9 | ТП24-ТП8 | 62,3 | 124,6 | 3х150 | 275 | 272,3 | 353,9 |
| 10 | ТП11-ТП24 | 77,51 | 155,02 | 3х150 | 275 | 272,3 | 353,9 |
| 11 | ТП9-ТП11 | 95,27 | 190,54 | 3х150 | 275 | 272,3 | 353,9 |
| 12 | ЦЖ-ТП9 | 122,26 | 244,52 | 3х150 | 275 | 272,3 | 353,9 |
| 13 | ТП18-ТП17 | 28,02 | 56,04 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 14 | ТП14-ТП18 | 43,64 | 87,28 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 15 | ТП13-ТП14 | 63,71 | 127,42 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 16 | ТП12-ТП13 | 81,08 | 162,16 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 17 | ТП10-ТП12 | 101,44 | 202,88 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |
| 18 | ЦЖ-ТП10 | 116,29 | 232,58 | 3х120 | 240 | 237,6 | 308,9 |

3.4 Підготовка інформації про розподільну електричну мережу напругою 10кВ підстанції 110/35/10 кВ, формування конфігураційної моделі та здійснення розрахунків

3.4.1 Вихідна інформація

Для формування конфігураційної моделі електричної мережі з використанням других адресних відображень, необхідно і достатньо скористатись паспортно-статистичною інформацією, котра завжди має бути в підприємствах електричних мереж, а саме:

- диспетчерська схема розподільних мереж, на якій нанесені всі основні елементи (лінії, трансформаторні підстанції, розподільні пункти, комутаційні апарати, тощо), їх найменування, відтворено ситуацію на момент звернення (робочий-неробочий стан, ввімкнено-відключено...);

- в службах повітряних та кабельних ліній – все необхідне про лінії (диспетчерське найменування початку-кінця кожної лінії, довжина, переріз проводів повітряних ліній та жил кабелів, їх марки, дані вимірювань, випробувань, обстежень, ремонтів та інше;

- в службах підстанцій в наявності дані про паспортні характеристики електроустановок (потужності номінальні трансформаторів, та навантаження.

Вся розглядувана спрощена схема мережі 10 кВ представлена на листі 3 графічної частини проєкту.

Вся необхідна інформація зводиться у дві таблиці:

1. Вітки – (таблиця 3.8) повздовжні елементи схеми, що мають найменування пунктів початку та кінця. Найменування довільні (слова, цифри) , зазвичай, що дуже зручно, це диспетчерські назви ПС, РП, ТП, тощо. В цій таблиці: ***n_в*** - порядковий номер вітки в таблиці (початкове розташування довільне; ***a_в*** - адреса (ДАВ) вітки, що є живлячою для розглядуваної. Всі інші стовпчики таблиці технічні характеристики, параметри (довжини, перерізи,...), розрахункові величини (електричні

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 101 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

навантаження, втрати напруги,...). Кожен рядок таблиці відноситься до пункту відповідного порядкового номеру.

2. Пункти – (таблиця 3.9) шини ПС, РП, трансформаторні підстанції ТП, вузли без відбору потужності, точки приєднання засобів генерації. Найменування їх обов’язково мають співпадати з відповідними найменування початків або кінців віток (саме на принципі співпадиння автоматично формується система других адресних відображень). В цій таблиці: n - порядковий номер пункта в таблиці (початкове розташування довільне; a - адреса (ДАВ) вітки, що є живлячою для розглядуваного пункта (вузла). Всі інші стовпчики – необхідні паспортні дані (номінальні потужності, параметри,...), режимні (навантаження розрахункові або дані вимірювань, розрахункові відхилення напруги). Кожен рядок таблиці відноситься до пункту відповідного порядкового номеру.

Інформація готується для кожного елемента мережі. Зазвичай це паспорти об’єктів, їх електроустановок. Вони завжди наявні у паперовому та електронному вигляді. Так, для ліній вносяться їх довжина та марка, а опори, провідності, ємнісні струми витoku розраховуються системою. Так само для трансформаторів вносяться марка, номінальна потужність та необхідні параметри з таблички-паспорта, на підставі чого розраховуються параметри схем заміщення.

3.4.2 Формування других адресних відображень

Метою спеціальної частини проекту було продемонструвати реалізацію формування ДАВ та елементарних практичних режимних задач :

- формування потокорозподілу - струмів в елементах мережі (вітках) - за відомими електричними навантаженнями пунктів споживання, (можливо, і генерації електричної енергії;

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 102 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

- визначення відхилень напруги в пунктах мережі – на шинах 10 кВ РП, ТП, за умови, що відомі відхилення напруги на шинах ПС E_p , а системою розраховані втрати напруги $\Delta U_{лі}$ в вітках.

Кожен розрахунок після зміни конфігурації починається з визначення ДАВ віток a_v та пунктів a_p та заповнення відповідних стовпчиків таблиць.

Таблиця 3.8 – Другі адресні відображення. Вітки, визначення навантажень

| n_v | a_v | Найм.п | Найм.к | $r_{лі}$ | $x_{лі}$ | $\Delta U_{лі}$ | Електричні навантаження віток (струми) |
|-------|-------|--------|--------|----------|----------|----------------------|--|
| 1 | * | Т1 | СШ-1 | | | | $0 + I_{12} I_{13} I_{15} I_{16} I_{17} I_{19} I_{110} I_{112} +$ $+ I_{113} I_{114} I_{ТП1-1} I_{ТП2-1} I_{ТП3-1} I_{ТП4-1} +$ $+ I_{S1} I_{ТП10-1} I_{ТП12-1} I_{ТП13-1} I_{ТП14-1} +$ $+ I_{ТП18-1} I_{ТП17-1} I_{ТП9-1} I_{ТП11-1} +$ $+ I_{ТП24-1} I_{ТП8-1} I_{ТП16-1} I_{ТП15-1} I_{ТП21-1} +$ $+ I_{ТП22-1} I_{ТП23-1} I_{ТП6-1} I_{ТП5-1} I_{ТП7-1}$ |
| 2 | 1 | СШ-1 | 12 | | | $\Delta U_{сш1-12}$ | $0 + I_{12} I_{13} I_{15} I_{16} I_{17} I_{19} I_{110} I_{112} I_{113} I_{114}$ |
| 3 | 1 | СШ-1 | ТП10-1 | | | | $0 + I_{ТП10-1} I_{ТП12-1} I_{ТП13-1} I_{ТП14-1} I_{ТП18-1} I_{ТП17-1}$ |
| 4 | 1 | СШ-1 | ТП9-1 | | | | $0 + I_{ТП9-1} I_{ТП11-1} I_{ТП24-1} I_{ТП8-1} I_{ТП16-1} I_{ТП15-1}$ |
| 5 | 1 | СШ-1 | ТП21-1 | | | | $0 + I_{ТП21-1} I_{ТП22-1} I_{ТП23-1} I_{ТП6-1} I_{ТП5-1} I_{ТП7-1}$ |
| 6 | 1 | СШ-1 | РП1-1 | | | $\Delta U_{сш1-рп1}$ | $0 + I_{ТП1-1} I_{ТП2-1} I_{ТП3-1} I_{ТП4-1} I_{S1}$ |
| 7 | 2 | 12 | 13 | | | $\Delta U_{сш12-13}$ | $0 + I_{13} I_{15} I_{16} I_{17} I_{19} I_{110} I_{112} I_{113} I_{114}$ |
| 8 | 7 | 13 | 14 | | | $\Delta U_{сш13-14}$ | $0 + I_{15} I_{16} I_{17} I_{19} I_{110} I_{112} I_{113} I_{114}$ |

Продовження таблиці 3.8

| | | | | | | | |
|----|----|--------|--------|--|--|----------------------|---|
| 9 | 8 | 14 | 15 | | | $\Delta U_{cu14-15}$ | 0+ $I_{15} I_{16}$ |
| 10 | 9 | 15 | 16 | | | | 0+ I_{16} |
| 11 | 8 | 14 | 17 | | | | 0+ $I_{17} I_{19} I_{110} I_{112} I_{113} I_{114}$ |
| 12 | 11 | 17 | 18 | | | | 0+ $I_{19} I_{110} I_{112} I_{113} I_{114}$ |
| 13 | 12 | 18 | 19 | | | | 0+ $I_{19} I_{110}$ |
| 14 | 13 | 19 | 110 | | | | 0+ I_{110} |
| 15 | 12 | 18 | 111 | | | | 0+ $I_{112} I_{113} I_{114}$ |
| 16 | 15 | 111 | 112 | | | | 0+ $I_{112} I_{113}$ |
| 17 | 16 | 112 | 113 | | | | 0+ I_{113} |
| 18 | 15 | 111 | 114 | | | | 0+ I_{114} |
| 19 | 3 | ТП10-1 | ТП12-1 | | | | 0+ $I_{ТП12-1} I_{ТП13-1} I_{ТП14-1} I_{ТП18-1} I_{ТП17-1}$ |
| 20 | 19 | ТП12-1 | ТП13-1 | | | | 0+ $I_{ТП13-1} I_{ТП14-1} I_{ТП18-1} I_{ТП17-1}$ |
| 21 | 20 | ТП13-1 | ТП14-1 | | | | 0+ $I_{ТП14-1} I_{ТП18-1} I_{ТП17-1}$ |
| 22 | 21 | ТП14-1 | ТП18-1 | | | | 0+ $I_{ТП18-1} I_{ТП17-1}$ |
| 23 | 22 | ТП18-1 | ТП17-1 | | | | 0+ $I_{ТП17-1}$ |
| 24 | 4 | ТП9-1 | ТП11-1 | | | | 0+ $I_{ТП11-1} I_{ТП24-1} I_{ТП8-1} I_{ТП16-1} I_{ТП15-1}$ |
| 25 | 24 | ТП11-1 | ТП24-1 | | | | 0+ $I_{ТП24-1} I_{ТП8-1} I_{ТП16-1} I_{ТП15-1}$ |
| 26 | 25 | ТП24-1 | ТП8-1 | | | | 0+ $I_{ТП8-1} I_{ТП16-1} I_{ТП15-1}$ |
| 27 | 26 | ТП8-1 | ТП16-1 | | | | 0+ $I_{ТП16-1} I_{ТП15-1}$ |

Продовження таблиці 3.8

| | | | | | | | |
|----|----|--------|--------|--|--|----------------------|--|
| 28 | 27 | ТП16-1 | ТП15-1 | | | | 0+ I ТП15-1 |
| 29 | 5 | ТП21-1 | ТП22-1 | | | | 0+ I ТП22-1 I ТП23-1 I ТП6-1 I ТП5-1 I ТП7-1 |
| 30 | 29 | ТП22-1 | ТП23-1 | | | | 0+ I ТП23-1 I ТП6-1 I ТП5-1 I ТП7-1 |
| 31 | 30 | ТП23-1 | ТП6-1 | | | | 0+ I ТП6-1 I ТП5-1 I ТП7-1 |
| 32 | 31 | ТП6-1 | ТП5-1 | | | | 0+ I ТП5-1 I ТП7-1 |
| 33 | 32 | ТП5-1 | ТП7-1 | | | | 0+ I ТП7-1 |
| 34 | 6 | РП1-1 | ТП1-1 | | | $\Delta U_{РП1-ТП1}$ | 0+ I ТП1-1 I ТП2-1 I ТП3-1 I ТП4-1 |
| 35 | 34 | ТП1-1 | ТП2-1 | | | $\Delta U_{ТП1-ТП2}$ | 0+ I ТП2-1 I ТП3-1 I ТП4-1 |
| 36 | 35 | ТП2-1 | ТП3-1 | | | $\Delta U_{ТП2-ТП3}$ | 0+ I ТП3-1 I ТП4-1 |
| 37 | 36 | ТП3-1 | ТП4-1 | | | $\Delta U_{ТП3-ТП4}$ | 0+ I ТП4-1 |
| 38 | 6 | РП1-1 | S1 | | | | 0+ I S1 |

Таблиця 3.9 – Другі адресні відображення. Пункти, визначення відхилень напруги

| n_p | a_p | Найм. | $S_{н.тj}$ | I_j | $r_{тi}$ | $x_{тi}$ | Відхилення напруги $\delta U_j = E_{п-}$ (сумарні втрати напруги ΔU) |
|-------|-------|-------|------------|----------|----------|----------|--|
| 1 | 1 | СШ-1 | | - | | | $E_{п-}$ |
| 2 | 6 | РП1-1 | | - | | | $E_{п-}$ |
| 3 | 2 | 12 | | I_{12} | | | $E_{п-}$ |
| 4 | 7 | 13 | | I_{13} | | | $E_{п-}$ |

| | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|--|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | | Арк. |
| | | | | | | | 105 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | |

Продовження таблиці 3.9

| | | | | | | |
|----|----|--------|--|--------------|--|--|
| 5 | 8 | 14 | | - | | $E_{\Pi} -$ |
| 6 | 9 | 15 | | I_{15} | | $E_{\Pi} - \Delta U_{14-15} - \Delta U_{13-14} - \Delta U_{12-13} - \Delta U_{сш1-12}$ |
| 7 | 10 | 16 | | I_{16} | | $E_{\Pi} -$ |
| 8 | 11 | 17 | | I_{17} | | $E_{\Pi} -$ |
| 9 | 12 | 18 | | - | | $E_{\Pi} -$ |
| 10 | 13 | 19 | | I_{19} | | $E_{\Pi} -$ |
| 11 | 14 | 110 | | I_{110} | | $E_{\Pi} -$ |
| 12 | 15 | 111 | | - | | $E_{\Pi} -$ |
| 13 | 16 | 112 | | I_{112} | | $E_{\Pi} -$ |
| 14 | 17 | 113 | | I_{113} | | $E_{\Pi} -$ |
| 15 | 18 | 114 | | I_{114} | | $E_{\Pi} -$ |
| 16 | 34 | ТП1-1 | | $I_{ТП1-1}$ | | $E_{\Pi} -$ |
| 17 | 35 | ТП2-1 | | $I_{ТП2-1}$ | | $E_{\Pi} -$ |
| 18 | 36 | ТП3-1 | | $I_{ТП3-1}$ | | $E_{\Pi} -$ |
| 19 | 37 | ТП4-1 | | $I_{ТП4-1}$ | | $E_{\Pi} - \Delta U_{ТП3-ТП4} - \Delta U_{ТП2-ТП3} - \Delta U_{ТП1-ТП2} - \Delta U_{рп1-ТП1} - \Delta U_{сш1-рп1}$ |
| 20 | 38 | S1 | | I_{S1} | | $E_{\Pi} -$ |
| 21 | 3 | ТП10-1 | | $I_{ТП10-1}$ | | $E_{\Pi} -$ |
| 22 | 19 | ТП12-1 | | $I_{ТП12-1}$ | | $E_{\Pi} -$ |
| 23 | 20 | ТП13-1 | | $I_{ТП13-1}$ | | $E_{\Pi} -$ |

Продовження таблиці 3.9

| | | | | | | |
|----|----|--------|--|---------------------|--|-----------------|
| 24 | 21 | ТП14-1 | | $I_{\text{ТП14-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 25 | 22 | ТП18-1 | | $I_{\text{ТП18-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 26 | 23 | ТП17-1 | | $I_{\text{ТП17-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 27 | 4 | ТП9-1 | | $I_{\text{ТП9-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 28 | 24 | ТП11-1 | | $I_{\text{ТП11-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 29 | 25 | ТП24-1 | | $I_{\text{ТП24-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 30 | 26 | ТП8-1 | | $I_{\text{ТП8-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 31 | 27 | ТП16-1 | | $I_{\text{ТП16-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 32 | 28 | ТП15-1 | | $I_{\text{ТП15-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 33 | 5 | ТП21-1 | | $I_{\text{ТП21-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 34 | 29 | ТП22-1 | | $I_{\text{ТП22-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 35 | 30 | ТП23-1 | | $I_{\text{ТП23-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 36 | 31 | ТП6-1 | | $I_{\text{ТП6-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 37 | 32 | ТП5-1 | | $I_{\text{ТП5-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |
| 38 | 33 | ТП7-1 | | $I_{\text{ТП7-1}}$ | | $E_{\text{П-}}$ |

Розпочинається процес визначення ДАВ для віток з першого рядка таблиці «вітки».

Береться найменування початку вітки і відшукується вітка, що є живлячою для розглядуваної, найменування кінцевого її пункта співпадає з початковим вітки розглядуваної. Її порядковий номер розташування в таблиці записується у стовпчику ***a_в*** (ДАВ віток). Тобто ми визначаємо адресу лінії, що є живлячою для розглядуваної. Такими є: для другої – перша, для сьомої – друга, для восьмої – сьома, ..., для тридцять восьмої – шоста. Для ідентифікації початку схеми (точка підключення джерела

живлення для всієї мережі - ДЖ, в нашому випадку – трансформатор Т1) для початкової вітки схеми ДАВ a_6 позначається міткою *.

Аналогічно здійснюється процес визначення ДАВ для пунктів, розпочинається він з першого рядка таблиці «пункти».

Визначаємо адресу лінії, що є живлячою для розглядуваного пункту (вузла).

Береться найменування наступного пункта, і відшукується лінія, найменування кінцевого пункта якої співпадає з найменуванням розглядуваного пункта. Її порядковий номер розташування в таблиці віток записується у стовпчику a_n таблиці пунктів (ДАВ пунктів). Такими є: для першого пункта (СШ-1) – перша лінія, для другого пункта РП1-1 – шоста лінія, для пункта п'ятого – восьма, ..., для тридцять восьмого – тридцять третя.

Процес встановлення ДАВ віток і пунктів реалізується для мережі підстанції практично миттєво. При цьому водночас здійснюється контроль правильності підготовки вихідної інформації. У випадках помилкового запису найменувань не буде знайдено необхідного зв'язку (адреси) з віткою, що живить розглядуваний елемент (вітку або пункт). Після реалізації зазначеного алгоритму формування конфігураційної моделі завершено.

3.4.3 Визначення поточкорозподілу в мережі 10 кВ

Наступною обов'язковою обчислювальною операцією є визначення струмів або електричних навантажень (активних і реактивних потужностей) віток мережі.

Алгоритм реалізації доволі простий.

1. Заноситься нульове значення у всі комірки таблиці віток, де буде формуватись протягом реалізації алгоритму сумарне електричне навантаження віток.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 108 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

2. Послідовно, починаючи з першого пункта в таблиці пунктів, береться значення потужності (або, у наших розрахунках, струму I_j) споживання пункта. Цією потужністю (струмов) навантажуються послідовно всі вітки, відповідно до ДАВ, на шляху від лінії, що живить даний пункт, до джерела живлення. Ознакою завершення розподілу навантаження даного пункта є завантаження ділянки, у якій в адресі ДАВ позначка *, тобто, завантажена ділянка Т1 – СШ-1. Всім ділянкам на шляху від пункта до ДЖ додається відповідне значення електричного навантаження. Далі береться електричне навантаження наступного пункту. Реалізація алгоритму завершується після розподілу навантаження останнього пункту таблиці «пункти».

В нашому прикладі розпочинається визначення навантажень віток струмом I_{12} вузла з найменуванням 12 (в послідовності віток, відповідно до значень ДАВ, 2 – 1 - *). Наступний пункт – 13 12 (в послідовності віток, відповідно до значень ДАВ, 7 - 2 – 1 - *). Останній пункт ТП7-1 (в послідовності віток, відповідно до значень ДАВ, 33 – 32 – 31 – 30 - 5 – 1 - *).

3. Розподіл завершено. Тепер в усіх комірках таблиці «вітки» записані сумарні значення струмів пунктів, що живляться за даною схемою. Отримані значення струмів або потужностей електричних навантажень віток можуть використовуватись окремими алгоритмами для вирішення різних задач з оцінювання та оптимізації режимів (завантаженість ліній, втрати напруги, втрати потужності та електричної енергії, тощо).

3.4.4 Оцінювання відхилень напруги на шинах 10 кВ ТП

Наведемо приклад реалізації однієї з можливих задач. Необхідно визначити відхилення напруги на шинах 10 кВ пунктів **15** та **ТП4-1**.

Вважається, що на шинах 10 кВ СШ-1 центра живлення підтримується значення відхилення напруги E_n . Тоді у будь-якій точці j

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 109 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

мережі відхилення напруги δU_j становитиме величину $E_{\text{п}}$ мінус сума втрат напруги в елементах мережі на шляху від ДЖ до заданого пункту.

Алгоритм реалізації задачі наступний.

До проведення його реалізації має бути підраховано значення втрат напруги в вітках. Це здійснюється просто за відомими струмами або потужностями електричних навантажень віток та даних про опори активні та реактивні віток. Необхідні значення втрат напруги $\Delta U_{\text{лі}}$ заносяться у відповідні комірки таблиці віток

У визначені комірки таблиці «пункти» заносяться значення відхилень напруги $E_{\text{п}}$. А потім від цих значень послідовно відраховуються величини втрат напруги на ділянках (вітках) на шляху від пункту до ДЖ відповідно до ДАВ.

Таким чином, для вузла **15** цей шлях проходить через вітки з ДАВ 9 – 8 – 7 – 2 – 1 і відхилення напруги в зазначеному пункті становитиме

$$\delta U_{15} = E_{\text{п}} - \Delta U_{14-15} - \Delta U_{13-14} - \Delta U_{12-13} - \Delta U_{\text{СШ1-12}}$$

Для **ТП4-1** шлях до ДЖ проходить через вітки з ДАВ 36 – 35 – 34 – 6 – 1 і відхилення напруги на шинах 10 кВ ТП становитиме

$$\delta U_{\text{ТП4-1}} = E_{\text{п}} - \Delta U_{\text{ТП3-ТП4}} - \Delta U_{\text{ТП2-ТП3}} - \Delta U_{\text{ТП1-ТП2}} - \Delta U_{\text{РП1-ТП1}} - \Delta U_{\text{СШ1-РП1}}$$

Висновки до 3 розділу

В даному розділі продемонстровано можливості використання методу других адресних відображень в задачах оцінювання режимів розподільних електричних мереж.

Для схеми 10 кВ системи електропостачання дипломного проекту здійснено формування конфігураційної моделі схеми з використанням ДАВ.

Реалізовано алгоритм визначення струмів електричних навантажень ліній розподільної мережі та сумарного навантаження секції шин 10 кВ.

Наведено приклад реалізації алгоритму визначення оцінки відхилень напруги в вузлах мережі з урахуванням відхилень напруги на шинах ДЖ та втрат напруги в лініях 10 кВ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 110 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

4.1 Загальна характеристика трансформаторних підстанцій

Трансформаторна підстанція (ТП) - це установка яка відповідає за зміну змінного струму в мережі і за розподіл електричної енергії споживачам. З тією метою, щоб зменшити втрати електричної енергії при її передачі на великі відстані, потрібно збільшувати напругу змінного струму з наступним його зниженням при отриманні електричної енергії та її розподіл кінцевими споживачами.

Розглядається трансформаторна підстанція знижувального типу котра приймає електроенергію безпосередньо від високовольтних ЛЕП і передають її на головні знижувальні ТП.

Електроустановки, які включаються до складу ТП, представлені в таблиці 4.1:

Таблиця. 4.1 Обладнання ТП

| Найменування приладу | Призначення |
|-----------------------|---|
| Трансформатор | Перетворення параметрів напруг і струмів |
| Розподільча установка | Прийом електроенергії і розподіл між окремими споживачами |
| Апаратура керування | Керування обладнанням |
| Плавкі запобіжники | Захист обладнання від перевантажень й коротких замикань |

| | | | | | | | |
|-----------|------|-----------------|---------|------|---------------------|------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | | |
| | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Хирса Л.В. | | | Охорона праці | Лит. | Лист |
| Перевір. | | Третьякова Л.Д. | | | | | 112 |
| Реценз. | | | | | | IEE, OE-71 | |
| Н. Контр. | | Прокопенко І.Д. | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | |

4.2 Вимоги щодо експлуатації ТП

Для того щоб прийняти ТП в експлуатацію повинні бути:

- розроблені інструкції що до експлуатації, оперативні схеми, тех. документація;
- робітники, які пройшли відповідне навчання та перевірку знань з керівниками з якими укладено договір про послуги, щодо обслуговування електроустановок або спец. організацією;
- підготовлені запасні частини й матеріали, випробувані захисні засоби й інструмент;
- обслуговування засобів зв'язку, установок пожежної сигналізації та пожежогасіння (при участі Державного інспектора техногенної безпеки України), аварійного освітлення та вентиляції;
- безпечні умови роботи для виробничих працівників та людей відповідно до вимог НД з охорони праці, промислової безпеки, пожежної та технологічної безпеки, екологічних та санітарних норм.

При експлуатації ТП повинна бути забезпечена:

- надійна, безпечна робота устаткування;
- максимально ефективне перетворення струму та напруги;
- оперативно-диспетчерська дисципліна.

4.3 Безпека працівників під час експлуатації ТП

Для забезпечення надійної, безпечної, технічно обгрунтованої та розумної роботи необхідно дотримуватися наступних основних вимог.

Місця з обладнанням, що працює під напругою, або пристроями розподілу електроенергії споживачів, які можуть подавати напругу, та місця сторонніх організацій, що примикають до цих місць, повинні бути ізольовані від останніх та мати окрему закриту розетку.

Рівень масла в масляному вимикачі, вимірювальному трансформаторі та каналі витоку повинен підтримуватися в межах

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 112 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

шкали індикатора рівня масла при максимальній і мінімальній температурі навколишнього середовища. У герметичному вхідному отворі контроль значення тиску масла здійснюється на основі показань манометра.

Струмопровідні частини пристрою управління та пристрою захисту повинні бути захищені від випадкового контакту. У спеціальних приміщеннях (двигуни, розподільні щити тощо) дозволяється відкрита установка обладнання без захисних кожухів.

Розподільні пристрої напругою 1 кВ і вище повинні бути обладнані блокувальним пристроєм, щоб запобігти неправильній роботі роз'єднувальних вимикачів, відокремлювачів, короткозамикачів

Поверхні тертя петель і підшипників, а також поверхні вимикачів, ізолюючих вимикачів, ізолювальних вимикачів, коротких замикачів та їх приводів повинні бути змащені низькотемпературним мастилом. температура замерзання, якого має бути не менше ніж на 20. нижче мінімальної зимової температури навколишнього середовища.

Перевірка камер дугогасіння вимикача відключення навантаження, ступеня зносу газогенерувальних вкладишів та обгоряння нерухомих дугогасильних контактів здійснюють періодично в срок, встановлений, відповідальним за електрогосподарство, залежно від частоти оперування вимикачами навантаження, згідно з вимогами підприємства-виробника.

Усі виявлені несправності повинні бути зафіксовані в журналі несправностей та помилок обладнання. Крім того, про несправність слід повідомляти відповідальному за електричну систему. Виявлену несправність потрібно виправити якомога швидше.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 113 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

4.4 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики обладнання

Загальна характеристика об'єкту представлена в таблиці 4.2:

Таблиця 4.2 Характеристика об'єкту

| Найменування ЕУ | Вид розміщення | Розміщення робочого місця | Категорія електроприміщення | Категорія з пожежної безпеки |
|-----------------|-------------------|---------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| КТПН | Відкрите подвір'я | В приміщенні | Приміщення з підвищеної небезпеки | Категорія Д |

Показники технічних характеристик КТПН 4.3: [9]

Таблиця 4.3 Характеристики ТП

| Найменування лічильника і марка | Основні характеристики | Числове значення показника |
|--|--|----------------------------|
| Комплексна трансформаторна підстанція зовнішньої установки | Кількість трансформаторів в станції | 1 |
| | Потужність трансформатора | 1000 кВА |
| | Номінальна напруга на стороні вищої напруги | 10 кВ |
| | Номінальна напруга на стороні нижчої напруги | 4 кВ |
| | Спосіб приєднання станції до мережі | Тупикова |
| | Тип монтажу | Опорна |
| | Строк служби | 25 лет |
| | Кількість фаз | 3 |
| | Частота напруги | 60 Гц |

Габарити представлені на рисунку 4.1

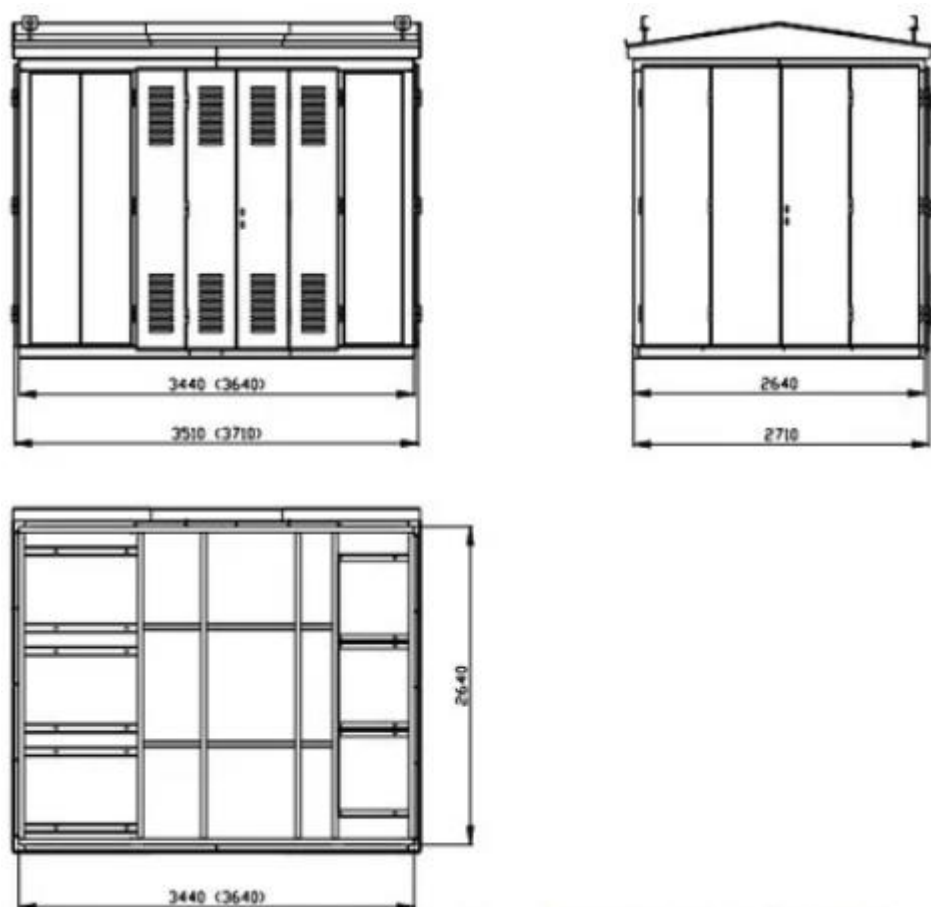


Рисунок 4.1 - Габаритні розміри і опорний пояс

4.5 Визначення обсягу і послідовності виконання роботи під час експлуатації ТП

На місці немає постійного персоналу. Територія охороняється державними організаціями. У разі надзвичайної ситуації або відключення електроенергії громадяни повинні негайно повідомити енергетичну компанію або місцевий адміністративний відділ. В результаті запланованих заходів утворюються тверді відходи: використані рукавички, залишки та відходи упаковки, побутові відходи, які утворюються на місці та відправляються на звалища у вигляді твердих побутових або промислових відходів.

4.6 Оцінка та визначення умов праці на робочому місці

Найважливіші показники умов праці [19] наведені в таблиці 4.4

Таблиця 4.4 Чинники умов праці та їх показники

| Назва чинника | Основні характеристики | Значення показника |
|---------------------------------------|--|-------------------------|
| Параметри мікроклімату приміщення КТП | Температура повітря, °С | 8-18 |
| | Вологість, % | 20-60% |
| Важкість праці | Переміщення електроінструментів | До 3 кг |
| | Робоче положення | Стоячи, зігнувшись |
| | Статичні та динамічні навантаження | 55 Вт,(250-300)(Вт·год) |
| | Категорія робіт | Іа категорія |
| Напруженість праці | Тривалість зосередженого спостереження | 60% робочого часу |
| | Тривалість активних дій | 65% робочого часу |
| | Напруженість органів чуття: зір | 45% робочого часу |
| | Змінність | 1 зміна 8 годин |
| | Категорія | ІІ категорія |
| Електричного походження | Напруга | 10 кВ |
| Неелектричного походження | Шум | 120 дБА |

Показники умов праці включають особливості внутрішнього приміщення ТП, такі як: мікроклімат, тяжкість, та інтенсивність робіт під час монтажу обладнання, освітлення, шум.

Освітлення трансформаторного відсіку КТП здійснюється світильником з напругою 36 В через понижуючий трансформатор ЯТП 220/36, встановлений в низьковольтному відсіку підстанції.

4.7 Визначення та оцінка небезпечних та шкідливих виробничих чинників

До табл. 4.5 повинні бути внесені чинники та фактичні значення які перевищують допустимі рамки[11].

Таблиця 4.5 Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

| Небезпечні і шкідливі чинники | Фактичне значення | Допустиме значення |
|-------------------------------|----------------------|--------------------|
| Напруга | 10 кВ | 6 В |
| Струм | 347 А | 0,6 А |
| Шум | 95 дБА | 85 дБа |
| Оцінка умов праці | Шкідливі І категорії | |

4.8 Обрання технічних та організаційних заходів безпеки з праці

Доступ дозволено людям, що мають ключ від огорожі, дверей ТП.

Крім того, сформовані технічні та організаційні заходи безпеки, що наведені в таблиці 4.6

Таблиця 4.6 - Технічні та організаційні заходи

| Тип заходу | Назва заходу | Опис, показники та характеристики |
|----------------------------------|--------------|-----------------------------------|
| Технічні заходи з електробезпеки | | |

Продовження таблиці 4.6

| | | |
|--|-------------------------------------|--|
| Замок | Запирання шафи з обладнанням | Електромагнітний замок |
| Захисне заземлення | Встановлення заземлення | Заземлення |
| Організаційні заходи з електробезпеки | | |
| Розміщення попереджувальних плакатів безпеки | Встановлені попереджувальні плакати | Плакати на вході та біля місця проведення роботи, які вказують на високу напругу |

4.9 Вибір засобів індивідуального захисту для попередження впливу небезпечних та шкідливих виробничих чинників

Під час експлуатації обладнання працівники повинні носити засоби індивідуального захисту. Перелік ЗІЗ представлений в таблиці 4.7

Таблиця 4.7 - Перелік засобів індивідуального захисту

| Вид ЗІЗ | Призначення | Назва | Гарантований термін використання | Технічні характеристики |
|----------------|-------------------------------|------------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| Захисний одяг | Захист від уражень електрикою | Комбінезон робочий зелений | До зносу | Під час виконання робіт |
| Захисне взуття | Захист від уражень електрикою | Черевики МЗ «Електра» | До зносу | Під час виконання робіт |
| Захист очей | Захист від уражень електрикою | Захисні окуляри Полікарбонат | До зносу | Під час виконання робіт |

Результати вибору потрібних ЕЗЗ надають у табл. 4.8

Таблиця 4.8 Перелік електрозахисних засобів

| Вид ЕЗЗ | Найменування | Технічні характеристики | Призначення і норми випробувань |
|-------------------------|-------------------------|--|---|
| Захисні пристосування | Діелектричні рукавички. | Виконання робіт з напругою до 10 кВ | Робота за обладнанням Раз у 6 місяці |
| Індикатор напруги 10 кВ | УВН-10АМ | Показчик високої напруги зі світловою і звуковою індикацією 6-10 кВ. | Перевірка на наявність напруги |

4.10 Заходи запобігання та ліквідації наслідків пожежі

Керуючись нормами пожежної безпеки на енергетичному об'єкті мають бути обрані первинні засоби для тушіння пожежі (вогнегасники, пожежний інвентар), також ряд технічних та організаційних заходів – в разі пожежі[19].

Таблиця 4.9 Засоби та заходи пожежної безпеки

| Група заходів | Характеристика | Критерій вибору |
|--|--|---|
| Технічні | | |
| Вогнегасник | Пересувний | У приміщенні на стінах |
| Автоматична система пожежогасіння | Встановлення датчиків диму і температури, системи пожежогасіння | Категорія Д за вибухопожежною і пожежною безпекою |
| Організаційні | | |
| Перевірка обладнання і системи пожежогасіння | Перевірка обладнання, ізоляції та системи пожежогасіння кваліфікованою людиною | У приміщенні ТП раз у тиждень |

Продовження таблиці 4.9

| ЗІЗ | | |
|--------------------------------|------------|--|
| Одяг захисний, водонепроникний | комбінезон | Багаторазового використання. Термін зберігання – 6 років. |

4.11 Розрахунок захисного заземлення

Вихідні дані:

- 1 Об'єкт, що захищається — трансформаторна підстанція.
- 2 Напруга мережі — 1000 В.
- 3 Тип мережі — Глухо заземлена нейтраль.
- 4 Тип пристрою заземлення — вертикальний (труби).
- 5 Розмір вертикальних заземлювачів: довжина l — 5м; діаметр труб d — 12 мм;
- 6 Відношення відстані між трубами до їхньої довжини $LB/l = 0,5$.
- 7 Глибина на яку закладено вертикальні заземлювачі. $h_v = 1$ м
горизонтальні $h_z = 1$ м.
- 8 Розташування заземлювачів попередньо приймають за чотирикутним контуром при кількості стержнів від 4 до 100 та в один ряд при числі стержнів від 2 до 20
- 9 Ґрунт — суглинок; склад — однорідний; вологість — не велика; агресивність — нормальна.
- 10 Зона клімату — II.
- 11 Нормативне допустиме значення опору розтікання струму в пристрої заземлення $R_{\text{д}} \leq 40$ Ом.

При розрахунку заземлення підстанції напругою 6-10 / 0,4 кВ необхідно визначити кількість заземлюючих електродів, приварених на сталевій заземлювальній планці. Слід зазначити, що на високовольтній стороні нульовий провід ізольований, а на низьковольтній нульовий провід заземлений.

Розрахунок починаємо з визначення струму однофазного замикання на землю в мережі 6-10 кВ:

$$I_3 = U_{\text{ном}} \cdot (35 \cdot L_{\text{каб}} + L_{\text{п}})$$

де $U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга високої сторони, кВ;

$L_{\text{каб}}$ - довжина кабельної лінії, км;

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 120 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$L_{\text{п}}$ - довжина повітряної лінії, км.

$$10 \cdot (35 \cdot 0,2 + 0) = 70 \text{ А.}$$

Визначаємо опір заземлюючого пристрою для високовольтної мережі при загальному заземленні:

$$R_3 = U_{\text{ном}} / I_3$$

де $U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга високої сторони, кВ;

I_3 - струму однофазного замикання на землю в мережі 6-10 кВ, А.

$$10/70=0,14 \text{ Ом.}$$

В електроустановках з напругою до 1000 В з ізолюваною і глухо заземленою нейтраллю опір заземлюючого устрою не повинен бути більш ні $R_3=4$ Ом. Приймаємо менший опір заземлюючого пристрою при загальному заземленні.

Визначаємо величину питомого опору ґрунту, на якому стоїть трансформаторна підстанція:

$$R_{\text{опр}} = R_{\text{зад}} \cdot 1,4$$

де $R_{\text{зад}}$ - питомий опір ґрунту, Ом·см;

1,4 - коефіцієнт підвищення опору.

$$100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом.}$$

Для заземлювачів вибирається прутковий електрод $d = 12$ мм і довжиною 5м, опір одного заземлювача, його опір:

$$R_{\text{опр}} = 0,00227 \cdot R_{\text{опр}}$$

де z - коефіцієнт екранування (при відстані між електродами 10 м $z = 0,8$)

R_3 опір заземлюючого пристрою, Ом;

$R_{\text{опр}}$ - опір одного заземлювача, Ом.

$$0,00227 \cdot 140 = 0.31 \text{ Ом.}$$

Кількість вертикальних електродів заземлення визначається за формулою:

$$n = R_{\text{опр}} / z \cdot R_3,$$

де z - коефіцієнт екранування (при відстані між електродами 10 м $z = 0,8$)

R_3 - опір заземлюючого пристрою, Ом;

$R_{\text{опр}}$ - опір одного заземлювача, Ом.

$$0,31 / 0,8 \cdot 0,14 = 2,76 = 3 \text{ шт.}$$

Мінімальна кількість електродів заземлення три штуки.

Висновки до розділу 4

У даному розділі під назвою «Охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації трансформаторної підстанції» здійснено наступне.

Представлені вимоги щодо експлуатації та безпеки під час експлуатації трансформаторної підстанції.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 121 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Визначено, що місце проведення робіт є небезпечним для працівника, а саме: висока напруга 10 кВ, значний струм 347 А, а також шум з фактичним значенням більше 95 дБА

Також надані вимоги та перелік ЗІЗ для працівників, щодо індивідуального захисту під час виконання робіт, також з організаційних заходів. На ТП повинні бути встановлені попереджувальні плакати, та на об'єкті мають налічуватись первинні засоби для тушіння пожежі (пожежний інвентар).

Розрахунки захисного заземлення вказують на те, що мінімальна кількість електродів заземлення повинна бути в кількості три штуки .

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 122 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

ВИСНОВКИ

В дипломному проєкті було виконано завдання:

1. Розраховано електричні навантаження споживачів району міста.
2. Визначено схеми живлення та перерізи ліній живлячої та розподільної мережі.
3. Розраховано струми короткого замикання. Здійснено вибір потужностей трансформаторів ТП, електричних апаратів та обрано засоби релейного захисту та автоматизації.
4. Здійснено моделювання та аналіз режимів системи електропостачання району міста в умовах експлуатації.
5. Доведено ефективність розглянутої конфігураційної моделі схеми мережі з використанням других адресних відображень, що забезпечує надійне та швидке відображення поточної конфігурації мережі при простих способах підготовки вихідної інформації для розрахунків. Достатньо використовувати документацію – паспорти ліній та ТП та дані поточних вимірювань електричних навантажень в мережах.
6. Визначені заходи безпеки, яких потрібно дотримуватись під час експлуатації ТП.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 123 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок: вид. 3-є, перероб. і доп.— Офіц. вид. — К.:Мінпаливенерго України, 2017. — 736 с.

2. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою». Затверджено наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства від 15.06.2016 р. № 158.

3. ДСТУ-Н В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання підприємств — К.:Мінрегіон, Київ — 2015

4. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення: 4 В.2.5-23:2010. — Офіц. вид. — К.: Мінрегіонбуд України, 2010. — 104 с. — Державні будівельні норми України.

5. В.А. Попов, В.В. Ткаченко „Практичні методи визначення розрахункових навантажень“, Київ 2009. Таб. 1.2 Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження для живлячих мереж та розподільчих шинопроводів напругою до 1 кВ.

6. [Каталог. Кабели силовые \(k-ps.ru\)](http://k-ps.ru)

7. [ТМ-1000 Трансформатор силовой масляный трехфазный мощностью 1000 кВА | Чебоксарские трансформаторы | Маркетплейс \(cheb-transformator.com\)](http://tm-1000.com)

8. [Трансформатор ТМЗ 630 10 0,4 масляный 564 857 руб. | PaironEnergy ПАИРОН, Энергетическая компания](http://paironenergy.com)

9. [КТП\(Г\) 1000 кВА- Комплектная трансформаторная подстанция КТП\(Г\)-1000/10\(6\)/0,4, цена 125000 грн., купить в Запорожье — Prom.ua \(ID#1030221409\)](http://prom.ua)

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 124 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

10. [Pro-zatverdzhennya-Pravil-tehnichnoyi-ekspluatatsiyi.pdf](#)
([powti.com.ua](#))
11. [Про затвердження Гігієнічної кла... | від 31.12.1997 № 382](#)
([rada.gov.ua](#))
12. «Релейний захист та автоматика». веб-сайт. URL:
<https://works.doklad.ru/view/Fmb2XEdmH3Q/2.html> (дата звернення:
1.06.2019).
13. ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты,
обеспечиваемые оболочками.
- 14 ДСТУ 3582:2013. Бібліографічний опис. Скорочення слів і
словосполучень українською мовою. Загальні вимоги та правила. Вид.
офіц. Київ: Мінекономрозвитку України, 2014. 15 с.
- 15 Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної
енергії URL <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text>.
16. [ТДН-80000/110-У1 – Тольяттинский Трансформатор](#)
([silovoytransformator.ru](#))
17. [АС 240/32: все технические характеристики провода](#)
([linijaopory.ru](#))
18. [Электроавтомат IEK ВА88-43 3Р 1250А \(SVA61-3-1250\) в](#)
[интернет магазине || АxiomPlus](#)
19. [Лекції-Охорона-праці-в-галузі-.pdf](#) ([kpi.ua](#))

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
| | | | | | НТУУ.001.7122.055ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 125 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |