

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

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«___» червня 2024 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією
на тему: **Визначення оптимальних місць розмикання міських
електричних мереж напругою 6-10 кВ**

Виконав:

студент III курсу, групи ОЕ-п11

Жигульський Микита Сергійович _____

Керівник:

к.т.н., доц. Ткаченко Вадим Владиславович _____

Консультанти:

Охорона праці та пожежна безпека д.т.н., проф.Третьякова Л.Д. _____
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Нормоконтроль к.т.н., доц. Ярмолюк О.С. _____
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

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

Студент _____

Київ – 2024 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Навчально-науковий 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

В.о. завідувача кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«___» червня 2024 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проєкт студенту
Жигульському Микиті Сергійовичу

1. Тема проєкту «Визначення оптимальних місць розмикання міських електричних мереж напругою 6-10 кВ», керівник проєкту *к.т.н., доц. Ткаченко Вадим Владиславович*, затверджені наказом по університету від «29» травня 2024 р. №2183-с
2. Термін здачі студентом закінченого проєкту «12» червня 2024 р.
3. Вихідні дані до проєкту Схема електропостачання району міста, та навантаження лінії.
4. Перелік розділів, які мають бути розроблені
 - а) електрична частина: Розробка загальної схема електропостачання району міста.
 - б) охорона праці та пожежна безпека: Охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації міської кабельної лінії 10 кВ.
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу
 1. Схема електропостачання району міста.
 2. Схема електропостачання поліклініки.
 3. Схема міських електричних мереж.
 4. Приклад кодування схеми, графіки навантаження.

6. Консультанти розділів проєкту

Розділ (частина)	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист та автоматика	к.т.н., доц. Калінчик В.П.		
Розрахунки струмів короткого замикання	к.т.н., доц. Бєлоха Г.С.		
Охорона праці та пожежна безпека	д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.		

7. Дата видачі завдання “20” травня 2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання дипломного проєкту
студентом Жигульським Микитою Сергійовичем

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розрахунок електричної частини	20.05.-05.06.24	
2	Розрахунок релейної частини	26.05.-04.06.24	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	26.05.-04.06.24	
4	Розрахунок частини охорони праці та пожежної безпеки	25.05.-05.06.24	
5	Розрахунок індивідуального завдання дипломного проєкту	30.05.-03.06.24	
6	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-13.06.23	
7	Захист дипломного проєкту	18.06.2024	

Студент
Керівник проєкту

Микита ЖИГУЛЬСЬКИЙ
Вадим Ткаченко

РЕФЕРАТ

Тема дипломного проекту: Визначення оптимальних місць розмикання міських електричних мереж напругою 6-10 кВ.

Дипломний проєкт представлений на 104 аркушах машинописного тексту, кількість ілюстрацій – 50, таблиць – 21, робочих креслень – 4, список використаних джерел – 15.

Мета проєкту: Визначити оптимальне місце розмикання в реальній схемі міста України, перевірити необхідність подібного заходу.

В 3 розділі проведено всі розрахунки міської кабельної мережі за допомогою комплексу РАОТВ, доведено ефективність реконфігурації

В розділі «Охорона праці» виконано аналіз умов праці, аналіз небезпечних факторів, пожежної безпеки, розглянуто засоби та заходи з охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації кабельної лінії.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, РЕКОНФІГУРАЦІЯ МЕРЕЖІ, ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕННЯ.

ABSTRACT

Topic of the project: Determining the optimal places for disconnecting urban electrical networks with a voltage of 6-10 kV.

Diploma project presented at 104 sheets of typewritten text, number of illustrations – 50, tables – 21, working drawings – 4, list of used sources – 15.

The goal of the project: to determine the optimal location of the opening in the real scheme of the city of Ukraine, to check the necessity of such an event.

In chapter 3, all calculations of the city cable network were carried out using the RAOTV complex, and the effectiveness of reconfiguration was proven

In the "Occupational safety" section, an analysis of working conditions, analysis of dangerous factors, fire safety was carried out, tools and measures for occupational safety and fire safety during the operation of the cable line were considered.

KEY WORDS: ELECTRICAL SUPPLY SYSTEMS, ELECTRICITY LOSSES, NETWORK RECONFIGURATION, LOAD CHARTS.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 ПРОБЛЕМА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МІСЬКИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ТА ШЛЯХИ ЇЇ ВИРІШЕННЯ.....	9
1.1 Особливості функціонування та стан міських розподільних електричних мереж	9
1.2 Втрати електроенергії в та шляхи їх подолання	14
1.2.1 Структура втрат електроенергії	15
1.2.2 Заходи щодо зниження втрат електроенергії	20
1.3 Реконфігурація міських розподільних електричних мереж	22
1.3.1 Зміна комутаційного стану мережі зі збереженням цілісності енергосистеми	24
1.4 Графіки навантажень, типові навантаження	28
Висновок до розділу	31
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА	32
2.1 Розрахунок навантаження об'єктів цивільного призначення	32
2.2 Вибір перерізу ліній низької напруги, що живлять житлові та громадські будівлі	37
2.3 Вибір номінальної потужності трансформаторів	40
2.5 Визначення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії	43
2.5.1 Визначення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії при встановленні додаткових роз'єднувачів та резервного джерела живлення.....	45
2.6 Стислий опис комутаційних апаратів, які використовуються	48
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання:	49
2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1кВ	50
2.7.1.1 Розрахунок трифазного короткого замикання.....	52
2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ	61

2.7.2.1 Розрахунок струму однофазного короткого замикання	65
2.7.2.2 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки.....	68
2.8 Релейний захист та автоматика	68
2.8.1 Розрахунок струмового захисту лінії 10 кВ з використанням запобіжників. Вибір автоматичних вимикачів на стороні 0,4 кВ.....	68
2.8.2 Елементи струмового захисту	69
2.8.3 Вибір комутаційних апаратів на стороні 0,4 кВ	70
Висновок до розділу	75
3 ВИРІШЕННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОЇ РЕКОНФІГУРАЦІЇ МЕРЕЖІ ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ «РАОТВ»	76
3.1 Опис комплексу РАОТВ.....	76
3.2 Визначення оптимального місця розмикання електричної мережі ...	85
Висновок до розділу	90
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ МІСЬКОЇ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ 10 кВ	91
4.1 Загальна характеристика об'єкта.....	91
4.2 Обсяги та послідовність робіт.....	94
4.3 Вибір засобів безпеки	96
4.4 Виконання робіт в діючих електроустановках	100
4.5 Система захисту від пожеж та вибухів	101
Висновок до розділу	102
ВИСНОВКИ.....	103
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	104

ВСТУП

Електричні мережі міського електропостачання є складними системами, які постійно потребують оптимізації та удосконалення для забезпечення надійного і ефективного постачання електроенергії. В умовах зростаючого навантаження та підвищених вимог до якості енергопостачання питання реконфігурації електричних мереж, зокрема визначення оптимальних місць розмикання, стає все більш актуальним.

Розмикання електричних мереж напругою 6-10 кВ дозволяє здійснювати гнучке управління потоками енергії, мінімізувати втрати та підвищити стійкість системи до аварійних ситуацій. Визначення оптимальних місць для встановлення розмикачів є важливим завданням, яке вимагає врахування численних технічних і економічних факторів.

Таким чином, метою даного дипломного проєкту є дослідження та обґрунтування методів визначення оптимальних місць розмикання міських електричних мереж напругою 6-10 кВ, що дозволить підвищити їх ефективність та надійність.

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		8

1 ПРОБЛЕМА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МІСЬКИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ТА ШЛЯХИ ЇЇ ВИРІШЕННЯ

1.1 Особливості функціонування та стан міських розподільних електричних мереж

Система електропостачання міст складається з мереж різних рівнів напруги: 220–35, 6–10 та до 1 кВ. Міські розподільні мережі зазвичай мають напругу 6–10 кВ і призначені для розподілу електроенергії між групами споживачів або живлення окремих споживачів, зокрема комунально-побутових, що знаходяться в межах міста. Типова міська розподільна мережа складається з живлючої та розподільної мережі напругою 6–10 кВ.

Міська розподільна мережа включає розподільні лінії та трансформаторні підстанції (ТП) напругою 6–10 кВ. За допомогою цих ліній здійснюється живлення ТП, які можуть використовуватися для живлення мереж напругою до 1 кВ. Конструктивні характеристики мереж 6–10 кВ залежать від кількості та потужності ТП (не більше 0.5–1 МВт на кожне ТП) і довжини ЛЕП (не більше 5 км). У містах мережі всіх напруг зазвичай виконані кабельними лініями, а РП і ТП розміщені в окремих будівлях. Переважно використовуються двотрансформаторні ТП.

Основна схема в міських розподільних мережах – це петльова схема напругою 6–10 кВ з двостороннім живленням, розімкнутою перемичкою та автоматичним резервним вимикачем.

					ОЕ-п11-03.002 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ПРОБЛЕМА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МІСЬКИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ТА ШЛЯХИ ЇЇ ВИРІШЕННЯ	Літер	Сторінка	Сторінок
Розробив	Жигульський						9	104
Перевірив	Ткаченко					НН ІЕЕ ОЕ-п11		
Т. Контр.								
Н. Контр.	Ярмолюк О.С.							
Затвердив	Ткаченко							

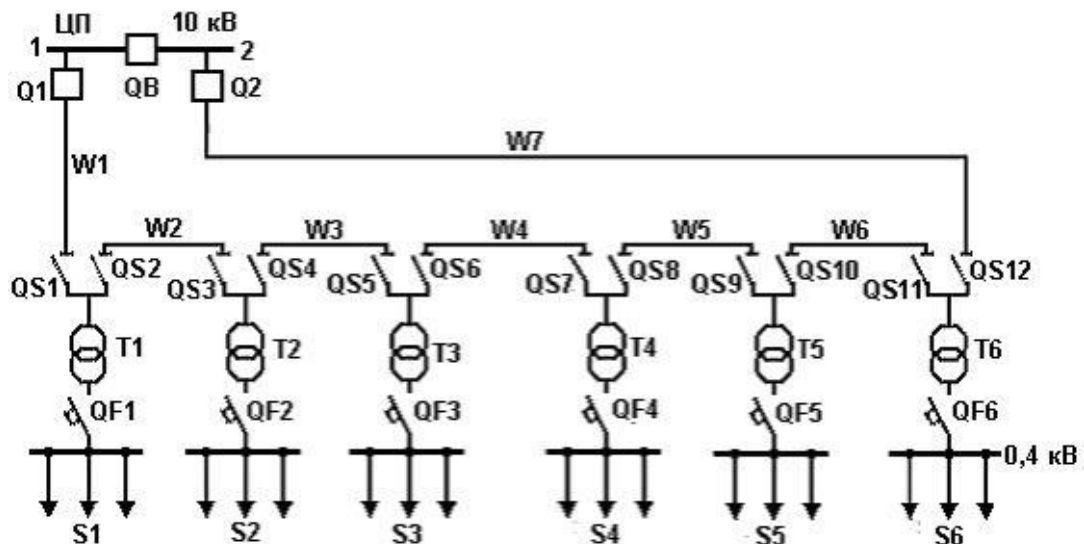


Рисунок 1.1 – Розподільні мережі напругою 6–10 кВ

На рисунку 1.1 представлена петльова схема з двостороннім живленням кожної ТП. Лінії заведені на шини кожної з підстанцій. Встановлення роз'єднувачів на вводах дозволяє від'єднувати будь-яку ділянку для ремонту. У разі аварії споживачі не залишаються без живлення, оскільки пошкоджена ділянка відключається з обох сторін вимикачами для проведення ремонту.

Міська забудова переважно формується з урахуванням вигідного розташування земельних ділянок. Житлові масиви доповнюються великою кількістю універсальних магазинів, підприємств малого та середнього бізнесу, великими торговими центрами та розважальними закладами. Проєктування і будівництво нових трансформаторних підстанцій (ТП), повітряних ліній (ПЛ) і кабельних ліній (КЛ) не встигає за темпами введення нових будівель в експлуатацію. Крім того, щорічний приріст електроспоживання міста становить 7%. Через це міські електричні розподільні мережі мають наступні характеристики:

1. Високе завантаження по струму повітряних і кабельних ліній.
2. Високе завантаження по струму трансформаторів.

3. Несиметричне завантаження фаз трансформаторів, кабельних та повітряних ліній.

4. Різну віддаленість споживачів від ТП і розподільних пунктів (РП).

Останнім часом структура електроспоживання міських навантажень значно змінилася. Наразі споживана реактивна потужність у місті складає близько 60–70% від максимальної активної потужності навантаження і має тенденцію до подальшого зростання. Таким чином, побутове навантаження міст наближається до рівня промислових підприємств. Це збільшення індуктивного навантаження пов'язане з появою нових побутових і технологічних електроприймачів, які мають велике питоме споживання реактивної потужності, таких як:

- кондиціонери;
- пральні машини нового покоління;
- комп'ютери;
- мікрохвильові печі;
- посудомийні машини;
- морозильні камери;
- люмінесцентні лампи;
- зовнішня реклама;
- двигуни ліфтів;
- пожежні насоси;
- насоси водопостачання;
- вентилятори.

У структурі міських електричних мереж напругою 0,4–110 кВ основну частину ЛЕП становлять протяжні розподільні лінії 6–10 кВ, які складають понад 80%. Через їх значну довжину основна частка втрат електроенергії припадає саме на мережі цього класу напруги.

На сьогоднішній день більша частина виробленої електроенергії спрямовується на задоволення потреб міст. Міста охоплюють не тільки до 70% населення країни, але й значну частку промислових об'єктів. Процеси урбанізації продовжують активно зростати завдяки стрімкому розвитку торгівлі та різних видів бізнесу. Це призвело до того, що міста стали складними комплексами з розгалуженими електричними мережами.

Зростання кількості нових приєднань і рівня споживання електроенергії в розподільних мережах безперервно збільшується. Це велике навантаження на елементи мережі погіршило їх технічний стан і знизило рівень надійності електропостачання в розподільних мережах. Виникає необхідність аналізу режимів і параметрів мереж у більшості великих міст. Проте, досвід провідних країн світу показує, що прийняті рішення в рамках чинної концепції є незадовільними, оскільки вони базуються на застарілих показниках і методах оцінки режимів роботи розподільних мереж.

Розподільні мережі живлять всі сектори міського господарства, що значно підвищує вимоги до якості електроенергії. Головна функція розподільної мережі полягає у передачі, перетворенні та розподілі електроенергії з належною якістю між усіма споживачами. Соціальні та економічні зміни спричинили зміни у складі та режимах роботи споживачів, підключених до розподільних мереж. Це проявляється у збільшенні кількості та асортименту електроприладів у побуті, ускладненні технологічних процесів на промислових об'єктах, а також зростанні кількості громадських та комунально-побутових установ, які використовують сучасні технології.

Електронні та мікропроцесорні пристрої стали потужнішими та більш поширеними.

Збільшення кількості міських мешканців, розвиток промисловості, створення нових виробництв, будівництво нових та реконструкція існуючих виробничих об'єктів, впровадження потужних установок електрообладнання ведуть до стабільного зростання електроспоживання в містах. Це потребує систематичного розвитку міських електричних мереж.

Зростання споживання електроенергії підвищує вимоги до роботи систем електропостачання міст. Відключення в періоди пікових навантажень може стати катастрофою для міських споживачів, тому важливо забезпечити високу якість розвитку міських електричних мереж.

Особливості електропостачання міст визначаються масовістю мережевих споруд, ліній та електрообладнання, великою кількістю малопотужних електроприймачів, розташованих по всій території міста, впливом умов міського господарства, обладнанням різного типу, переважно електроприймачами другої категорії надійності в житлових районах, а також відсутністю постійно чергового персоналу на розподільних пунктах і трансформаторних підстанціях.

Характерною особливістю міських розподільних мереж є живлення споживачів кабельними лініями, часто подвоєними або потроєними, які вмикаються одним вимикачем. Повітряні лінії переважно використовуються на околицях міста та в районах з невисокою забудовою (до п'яти поверхів).

Рациональна побудова та розвиток системи електропостачання міст повинні забезпечувати економічну доцільність, обґрунтовану надійність, якість напруги, сприйнятливість до розвитку споживачів і мереж. Розвиток міських електричних мереж базується на специфічних особливостях: висока щільність електричних навантажень, рівномірний розподіл цих навантажень на обмеженій території, обмежені можливості для вибору шляхів прокладання

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		13

ліній та високі вимоги до надійності електропостачання. Рівень надійності роботи міських електричних мереж визначається такими показниками, як ймовірність відмови, середній коефіцієнт вимушеного простою, параметр потоку відмов, середня кількість відмов, середній час відновлення елементів мережі та відносне значення недовідпуску електроенергії споживачам.

1.2 Втрати електроенергії в та шляхи їх подолання

Фактичні втрати електроенергії визначають, як різницю електроенергії, що надійшла в мережу, і електроенергії, відпущеної з мережі споживачам. Ці втрати включають в себе складові різної природи: втрати в елементах мережі, що мають чисто фізичний характер, витрата електроенергії на роботу обладнання, встановленого на підстанціях, що забезпечує передачу електроенергії, похибки фіксації електроенергії приладами її обліку і розкрадання електроенергії шляхом впливу на лічильники, несплату або неповну оплату показань лічильників.

З позицій логіки до технологічних втрат електроенергії можна безперечно віднести технічні втрати в елементах мережі і втрати електроенергії на власні потреби підстанцій. Ці процеси супроводжуються фізичними втратами енергії. Фізичними втратами енергії є і її розкрадання, проте цю складову втрат не можна віднести до технологічних втрат, так як розкрадання електроенергії не є особливостями технологічного процесу передачі електроенергії.

Система обліку електроенергії складається з вимірювальних трансформаторів струму, напруги і власне приладів обліку. Ці пристрої не можуть бути ідеальними, тому негативні похибки вимірювальних пристроїв, що призводять до недообліку електроенергії, є об'єктивною, фізично обґрунтованою їх властивістю. І хоча похибки приладів фізично не змінюють кількість енергії, а лише неточно відображають його, вони є елементами

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		14

технологічного процесу. Тому недооблік електроенергії, обумовлений похибками пристроїв системи обліку, також відноситься до технологічних втрат.

1.2.1 Структура втрат електроенергії

Фактичні втрати можуть бути розділені на чотири складові:

1. Технічні втрати електроенергії, зумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах мереж. Теоретично технічні втрати можуть бути виміряні при установці відповідних приладів, які фіксують надходження і відпуск електроенергії на даному об'єкті. Практично ж оцінити дійсне їх значення з прийнятною точністю за допомогою засобів вимірювання не можна. Для окремого елемента це пояснюється порівняно малим значенням втрат, в порівнянні з похибкою приладів обліку. Наприклад, вимірювання втрат в лінії, фактичні втрати енергії в якій складають 2%, за допомогою приладів, що мають похибку $\pm 0,5\%$, може привести до результату від 1,5 до 2,5%. Для об'єктів, що мають велику кількість точок надходження і відпуску електроенергії (електрична мережа), установка спеціальних приладів у всіх точках і забезпечення синхронного зняття їх показань практично нереальна (особливо для визначення втрат потужності). У всіх цих точках лічильники електроенергії і так встановлені, однак ми не можемо сказати, що різниця їх свідчень і є дійсне значення технічних втрат. Це пов'язано з територіальною розкиданістю численних приладів і неможливістю забезпечення повного контролю правильності їх показань і відсутності випадків впливу на них інших осіб. Різниця показань цих приладів є фактичні втрати, з яких слід виділити потрібну складову. Тому можна стверджувати, що виміряти технічні втрати на

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		15

реальному мережевому об'єкті не можна. Їх значення можна отримати тільки розрахунковим шляхом на основі відомих законів електротехніки;

2. Витрати електроенергії на власні потреби підстанцій, необхідні для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу. Ці витрати реєструється лічильниками, встановленими на трансформаторах власних потреб підстанцій;

3. Втрати електроенергії, зумовлені похибками її вимірювання (недооблік електроенергії, метрологічні втрати). Ці втрати отримують розрахунковим шляхом на основі даних про метрологічні характеристики і режимах роботи приладів, що використовуються для вимірювання енергії (трансформаторів струму, трансформаторів напруги та самих електrolічильників). У розрахунок метрологічних втрат включають всі прилади обліку відпуску електроенергії з мережі, в тому числі й прилади обліку витрати електроенергії на власні потреби підстанцій;

4. Комерційні втрати, зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників і оплати електроенергії побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису і, як наслідок, не можуть бути розраховані автономно. Їх значення визначають як різницю між фактичними втратами і сумою перших трьох складових.

Три перші складові структури втрат обумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії по мережах і інструментального обліку її надходження та відпуску. Сума цих складових добре описується терміном технологічні втрати. Четверта складова – комерційні втрати – являє собою вплив «людського фактора» і включає в себе всі прояви такого впливу: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, споживання енергії в обхід лічильників, несплату або

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		16

неповну оплату показань лічильників, визначення надходження і відпуску електроенергії за деякими точкам обліку розрахунковим шляхом (при розбіжності кордонів балансової належності мереж і місць установки приладів обліку).

Структура втрат, де укрупнені складові згруповані за різними критеріями, наведена на рисунку 1.2. Кожна складова втрат має свою більш детальну структуру.

Навантажувальні втрати включають:

- втрати в кабельних лініях;
- втрати в силових трансформаторах і автотрансформаторах;
- втрати в струмообмежуючих реакторах;
- втрати в загороджувачах високочастотного зв'язку;
- втрати в трансформаторах струму;
- втрати в сполучних кабелях і шинах розподільчих пристроїв підстанцій.

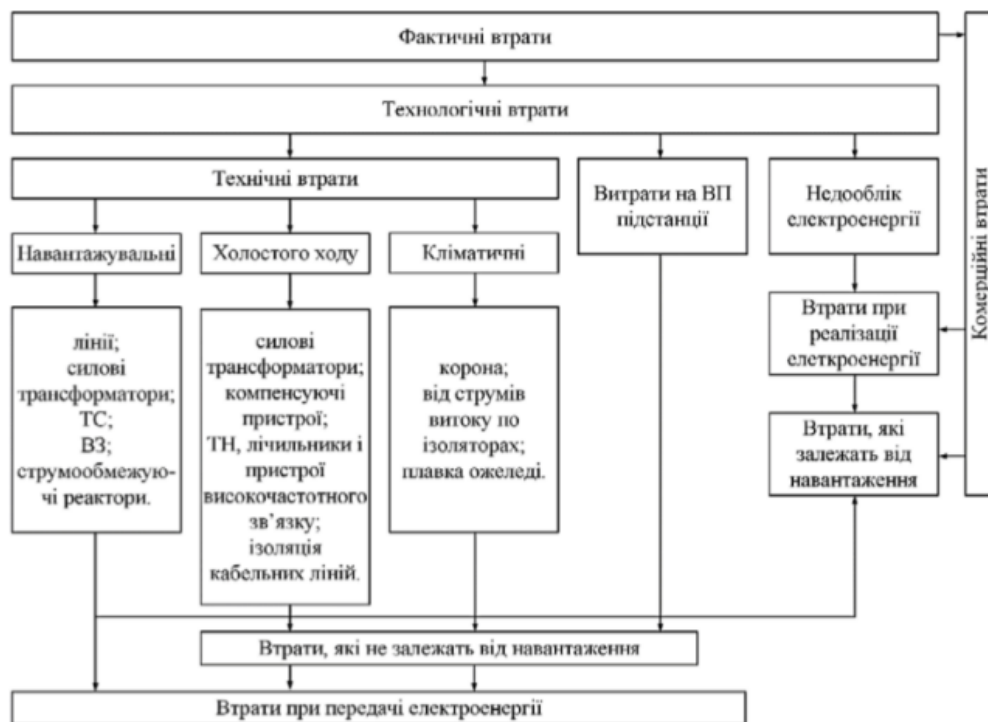


Рисунок 1.2 – Структура фактичних втрат електроенергії

Втрати холостого ходу включають постійні (незалежні від навантаження) втрати:

- у силових трансформаторах (автотрансформаторах);
 - у компенсуючих пристроях (синхронних і тиристорних компенсаторах, батареях конденсаторів та шунтуючих реакторах);
 - в обладнанні системи обліку електроенергії (трансформаторах струму, трансформаторах напруги, лічильниках та сполучних кабелях);
 - у вентильних розрядниках та обмежувачах перенапруги, пристроях підключення високочастотного зв'язку;
 - в ізоляції кабелів.
- Втрати, зумовлені погодними умовами (кліматичні втрати), включають три складові:
- втрати на корону в повітряних лініях електропередачі 110 кВ і вище;
 - втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній;
 - витрати електроенергії на плавку ожеледі.

Витрати електроенергії на власні потреби підстанцій зумовлені режимами роботи різних типів електроприймачів. Ці витрати можна розділити на шість складових:

- обігрів приміщень;
- вентиляція і освітлення приміщень;
- система управління підстанцією і допоміжні пристрої синхронних компенсаторів;
- охолодження і обігрів обладнання;

- робота компресорів повітряних вимикачів та пневматичних приводів масляних вимикачів;
- поточний ремонт обладнання, пристрої регулювання напруги під навантаженням, дистилятори, вентиляція закритого розподільчого пристрою, обігрів та освітлення перепускного пункту.

Похибки обліку електроенергії включають складові, зумовлені похибками вимірювальних трансформаторів струму, трансформаторів напруги та електролічильників. Комерційні втрати також можуть бути поділені на численні складові залежно від причин їх виникнення.

В таблиці 1.1 показана структура втрат електроенергії в міських розподільних електричних мережах 6–10 кВ у відсотковому співвідношенні.

Таке співвідношення втрат в міських мережах зумовлене:

- по-перше, тим, що активна складова опору в лініях електропередач більша, ніж у трансформаторах;
- по-друге, високим завантаженням електромережевого обладнання повним струмом навантаження.

Таблиця 1.1 – Структура втрат електроенергії в міських розподільних мережах

Втрати на навантаження в лініях	55%
Втрати на навантаження в трансформаторах	15%
Втрати неробочого ходу в трансформаторах	30%
Всього	100%

Повний струм поділяється на активний і реактивний, які створюють відповідно активні та реактивні втрати в мережі. Реактивна потужність, як непродуктивна частина миттєвої потужності, завантажує мережу додатковим струмом, що призводить до додаткових активних втрат, зменшує пропускну спроможність ліній електропередач і негативно впливає на режими роботи та рівні напруги. Рівень втрат від перетоків реактивної потужності в елементах мережі може досягати 30–40% від втрат активної потужності, які складають приблизно 9–10%. Споживана реактивна потужність у режимах найбільших навантажень при нормальних умовах роботи мережі приблизно вдвічі перевищує сумарну встановлену активну потужність генераторів електростанцій.

1.2.2 Заходи щодо зниження втрат електроенергії

Заходи щодо зниження втрат – це практичні дії, що спрямовані на реальне зменшення втрат. Заходи щодо зниження втрат можна поділити на наступні чотири групи:

- поліпшення режимів роботи електричних мереж;
- реконструкція електричних мереж з метою зниження втрат;
- вдосконалення системи обліку електроенергії;
- зниження розкрадань електроенергії.

До заходів щодо поліпшення режимів роботи електричних мереж належать:

- реалізація оптимальних режимів замкнутих електричних мереж 110 кВ і вище за напругою та реактивною потужністю;
- установка і введення в експлуатацію автоматичних регуляторів напруги на трансформаторах з РПН і автоматичних регуляторів реактивної потужності на її джерелах;

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	20
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		

- установка на підстанціях засобів телевимірювання параметрів режиму мережі та засобів АСКОЕ;
- переведення невикористовуваних генераторів електростанцій у режим синхронних компенсаторів при дефіциті реактивної потужності у вузлах мережі;
- проведення перемикань у схемі мережі для зниження втрат електроенергії за рахунок перерозподілу її потоків по лініях, включаючи оптимізацію місць розмикання контурів різних номінальних напруг;
- регулювання напруги в центрах живлення радіальних мереж 6–110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії у мережі при допустимих відхиленнях напруги у споживачів електроенергії;
- розмикання ліній 6–35 кВ з двостороннім живленням у точках, що забезпечують електропостачання споживачів при мінімальних сумарних втратах електроенергії у мережах 6–35 кВ і вище з збереженням необхідної надійності електропостачання.

До заходів з реконструкції електричних мереж належать:

- розукрупнення підстанцій, введення додаткових кабельних і трансформаторів для розвантаження перевантажених ділянок мереж, заміна малоавантажених трансформаторів на підстанціях (включаючи їх переміщення на інші підстанції), введення додаткових комутаційних апаратів для можливості перемикання ділянок мереж на живлення від інших підстанцій;
- введення компенсуючих пристроїв на підстанціях мережевої організації;
- введення технічних засобів регулювання потоків потужності по лініях (трансформаторів з поздовжньо-поперечним регулюванням і вольтододаткових трансформаторів).

До заходів щодо вдосконалення системи обліку електроенергії належать:

- заміна вимірювальних трансформаторів на трансформатори з підвищеними класами точності і номінальними параметрами, що відповідають фактичним навантаженням;
- заміна існуючих приладів обліку електроенергії на нові прилади з покращеними характеристиками;
- установка приладів технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій.

До заходів щодо зниження розкрань електроенергії належать періодичні перевірки умов роботи електролічильників розрахункового обліку у споживачів і виявлення розкрань електроенергії.

1.3 Реконфігурація міських розподільних електричних мереж

В даний час зміна схеми електричної мережі (реконфігурація) в аварійних режимах використовується для зняття перевантажень елементів мережі, збереження функціональності електростанцій, електропостачання окремих районів при системних аваріях, забезпечення швидкого відновлення системи. Реконфігурація мережі може здійснюватися, як при збереженні її цілісності, так і з поділом на незалежні підсистеми. Обмежуючими факторами при виборі схем мережі є стійкість паралельної роботи генераторів, навантаження і допустимість завантаження елементів мережі по струму, відхилень напруги в вузлах мережі від номінального значення.

Розглянемо окремо завдання керованого розподілу і відновлення схеми електричної мережі, а також зміни комутаційного стану мережі зі збереженням цілісності енергосистеми, що являються одними зі складових процесу реконфігурації.

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	22
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		

Поділ енергосистеми як засіб протиаварійного управління (ПАУ) для запобігання або ліквідації порушення стійкості, як правило, здійснюється під час перехідного процесу шляхом відключення ЛЕП, що зв'язують окремі частини енергосистеми, або відключенням міжсекційних вимикачів на електростанціях і підстанціях.

Найбільш істотно ефективність поділу проявляється при аварійних збуреннях, пов'язаних з виникненням аварійних дефіцитів потужності в приймальні частини системи(в живильних лініях мережі). Він запобігає виникненню асинхронного ходу і підвищує ефективність використання таких засобів збереження стійкості, як відключення генераторів і відключення навантаження. Превентивний поділ може використовуватися також для запобігання «перекидання» навантаження при виникненні асинхронного ходу по мережах більш низької напруги при аварійному відключенні ЛЕП високої напруги, що шунтують їх[1].

Для запобігання втрати на власні потреби електростанцій (забезпечення їх живучості) при неприпустимому зниженні частоти в енергосистемі, при каскадних аваріях застосовується відділення електростанції на ізольовану роботу з приблизно збалансованим навантаженням в заздалегідь визначеному перетині або відділення енергоблоків на живлення власних потреб, так званий частотний поділ. Каскадний розвиток аварії відбувається в результаті послідовного відключення дією релейного захисту або протиаварійної автоматики ЛЕП і енергетичного обладнання, яке викликане виникненням неприпустимого режиму. У більшості випадків причиною каскадної аварії є порушення стійкості.

Поділ використовується для припинення асинхронного режиму в перерізі, що зв'язує несинхронні частини. У традиційній електроенергетичній системі (ЕЕС) розподіл на несинхронні підсистеми виконується тільки в перетинах між великими об'єднаними енергетичними системами (ОЕС), або між енергосистемами, що мають слабкі зв'язки. В результаті поділу системи

утворюються не збалансовані за потужністю частини, і в них відбувається балансування шляхом відключення споживачів чи генераторів.

В розподільній мережі, при втраті електропостачання від живильної підстанції основної мережі також є можливість виділити установку малої генерації на близьку за потужністю навантаження, що збереже електропостачання всіх або частини споживачів. Ця проблема в англійській літературі отримала назву «Islanding», вона досить активно вивчається і має ряд складових, зокрема: визначення складу споживачів, що підключаються до генератора при виділенні; розробка принципів і конкретних пристроїв відповідної автоматики; врахування конкретних умов роботи генераторів та інші.

Останнім часом з'явився ряд розробок, в яких виконуються спроби вирішення проблеми високої невизначеності режимів роботи розподіленої генерації на основі розподіленої системи диспетчерського управління з використанням Інтернет-технологій. У зв'язку з цим з'явилося поняття «віртуальна електростанція», яка умовно об'єднує розподілену генерацію за допомогою розподіленої Інтернет-системи управління.

1.3.1 Зміна комутаційного стану мережі зі збереженням цілісності енергосистеми

В даний час реконфігурація електричної мережі без утворення несинхронних частин використовується наступним чином:

1. Як автоматика, яка відключає перевантажений елемент, щоб запобігти його пошкодженню.
2. При планових перемиканнях щодо зміни структури мережі, для примусової зміни поточного розподілу потужності. Наприклад, для зняття перевантаження одних КЛ або підвищення напруги в районі, шляхом переведення частини живиться цими КЛ навантаження на електропостачання від інших ЛЕП.

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		24

3. Планові односторонні включення КЛ на холостий хід, для підвищення напруги при відсутності інших засобів регулювання.

Таким чином, складна реконфігурація (з операціями з двома і більше ЛЕП, СШ) в автоматичному режимі не використовується, тобто автоматика, що дозволяє повноцінно адаптувати структуру електричної мережі до поточних режимам відсутня.

У розподільних мережах напругою 6 – 10 кВ вирішення проблеми інтелектуалізації управління ускладнюється великою розмірністю системи, низькою спостережуваністю режиму і обмеженим поки набором типів технічних засобів адаптивного управління, що включає РПН трансформаторів центрів живлення, комутаційні апарати з дистанційним керуванням, інтелектуальні вакуумні вимикачі і пристрої компенсації реактивної потужності. Додаткові можливості з'являються і в зв'язку з стійкими тенденціями розвитку систем розподіленої малої генерації. З іншого боку, тут для оцінки стану системи і її режиму без комп'ютерного аналізу якого неможливо прийняття оптимального управління, можуть використовуватися прості методи розрахунку режиму, що враховують розімкнутий характер експлуатаційних схем розподільної мережі [1]. Особливістю конфігурації вихідної мережі є високий коефіцієнт зв'язності, який визначається відношенням числа гілок і вузлів графа мережі, що забезпечує багатоваріантність побудови можливих дерев на вихідному графі.

Задачу оптимізації режимів енергосистем слід визначити як пошук найбільш вигідного розподілу активної і реактивної потужності в системі, що відповідають мінімуму приведених витрат на виробництво електроенергії і задовольняє обмеженням, які обумовлюються вимогами нормальної роботи енергосистеми. Таким чином, оптимізація – це процес відшукування і підтримки найкращого значення обраного критерію оцінки. В даному випадку в якості основних критеріїв оптимізації виступають значення активної і реактивної потужності в системі [2].

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		25

Оптимізацією в загальному математичному сенсі прийнято називати отримання значення аргументів деякої складної функції, що відповідають максимуму або мінімуму цієї функції.

З точки зору економічності режиму, важливо забезпечити не будь – який довільний рівень надійності і безперебійності електропостачання і, звичайно, не максимально можливий, а оптимальний по комплексній економічності для всього народного господарства.

Одним з найважливіших показників режиму енергетичної системи є якість електричної енергії. Вона характеризує не тільки прийнятність енергії, що підводиться для споживачів, але і економічну ефективність використання цієї енергії в пристроях споживачів. В якості основних критеріїв оптимізації пропонується використовувати основні показники якості електроенергії.

Для оптимізації параметрів системи повинні бути обрані критерії. При найбільш загальному підході зазвичай в якості показників виступає не один критерій, а кілька критеріїв, тобто доводиться вирішувати багатоцільову задачу. У найпростішому випадку, все зводиться до одного критерію, прийнятого за головний, а інші критерії враховують у вигляді обмежень[7].

В умовах експлуатації задачі оптимізації відрізняються від проектних завдань, тим, що найкращий режим визначається без капітальних витрат. Відомо, що при оптимізації поточних режимів систем розподілу електроенергії критерієм зазвичай служить мінімум втрат активної потужності або енергії. Оптимізація проводиться з урахуванням дотримання вимог надійності електропостачання, якості електроенергії, забезпечення необхідної пропускної спроможності. Актуальним при експлуатації систем розподілу електроенергії є завдання оптимізації нормальної робочої схеми розподільної мережі. Для забезпечення необхідної надійності електропостачання міські розподільні мережі напругою 6 – 10 кВ виконують складнозамкненими.

У складнозамкненій системі електропостачання необхідно враховувати обмеження пропускної здатності ліній нижчої напруги, неможливість

використання комутаційної апаратури (з – за значного подорожчання мережі), складність забезпечення селективності пристроїв релейного захисту та автоматики. Під нормальним режимом в даному випадку розуміється такий режим роботи обладнання, при якому забезпечується робота з номінальними параметрами.

При оптимізації поточних режимів системи розподілу електроенергії критерієм зазвичай служить мінімум втрат активної потужності або енергії. Оптимізація проводиться з урахуванням вимог надійності електропостачання, якості напруги, обмеження струмів короткого замикання, зручності експлуатації підстанцій і т.д.

Вимоги надійності електропостачання та якості електроенергії розглядаються як накладені на режим обмеження. В умовах експлуатації, коли система вже сформована як критерій оптимізації замість наведених витрат можна застосовувати щорічні витрати на виробництво і передачу електроенергії.

Таким чином, при поліпшенні режиму роботи мережі більшість авторів в якості основного параметра, за яким ведеться поліпшення, рекомендують використовувати значення втрат потужності. Даний підхід пояснюється прагненням забезпечити якомога більш економічний режим роботи електроенергетичної системи. При цьому, в якості додаткових обмежень виділяються наступні вимоги: забезпечення надійності електропостачання, а також забезпечення якісного електропостачання.

Завдання оптимізації режиму роботи мережі зводиться до вирішення складної математичної задачі, в рамках якої може бути вирішена більш проста: пошук точки розмикання складнозамкнутої мережі 6 – 10 кВ, що забезпечує мінімальні втрати потужності, при допустимому відхиленні рівня напруги і забезпечення вимоги надійності і безперебійності електропостачання населення.

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		27

Перемикання в схемі міста здебільшого відбувається за допомогою дистанційного керування засобами телемеханіки, диспетчер надає команду, за допомогою привода перемикаються ВН (рисунок 1.3) та змінюються встановленні розриви.

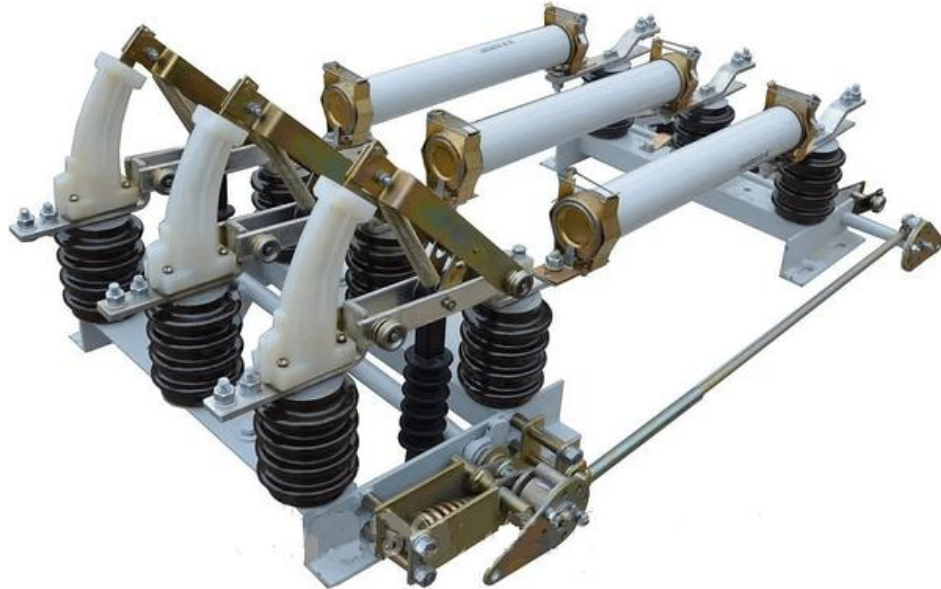


Рисунок 1.3 – Вимикач навантаження

1.4 Графіки навантажень, типові навантаження

Графіки навантажень відображають зміну споживання електроенергії протягом певного періоду часу. Вони надають візуальне представлення про те, як змінюється навантаження на електричну мережу протягом доби, тижня, місяця або року. На графіку навантажень зазвичай показують часовий інтервал на горизонтальній осі (вісь X) та величину споживаного струму або потужності на вертикальній осі (вісь Y). Такі графіки є важливим інструментом для планування та оптимізації роботи енергосистем, оскільки вони дозволяють аналізувати пікові навантаження, виявляти періоди зниженої активності та оцінювати ефективність розподілу електроенергії.

Для подальших розрахунків будемо використовувати добові графіки навантажень реальної схеми міста

Добовий графік навантажень: Відображає зміну навантаження протягом доби. Зазвичай містить два піки: ранковий та вечірній, коли споживання електроенергії найбільше через активність побутових та комерційних споживачів. Вночі та вдень споживання знижується. На рисунку 1.4 зображено типовий графік навантаження, побутових споживачів.

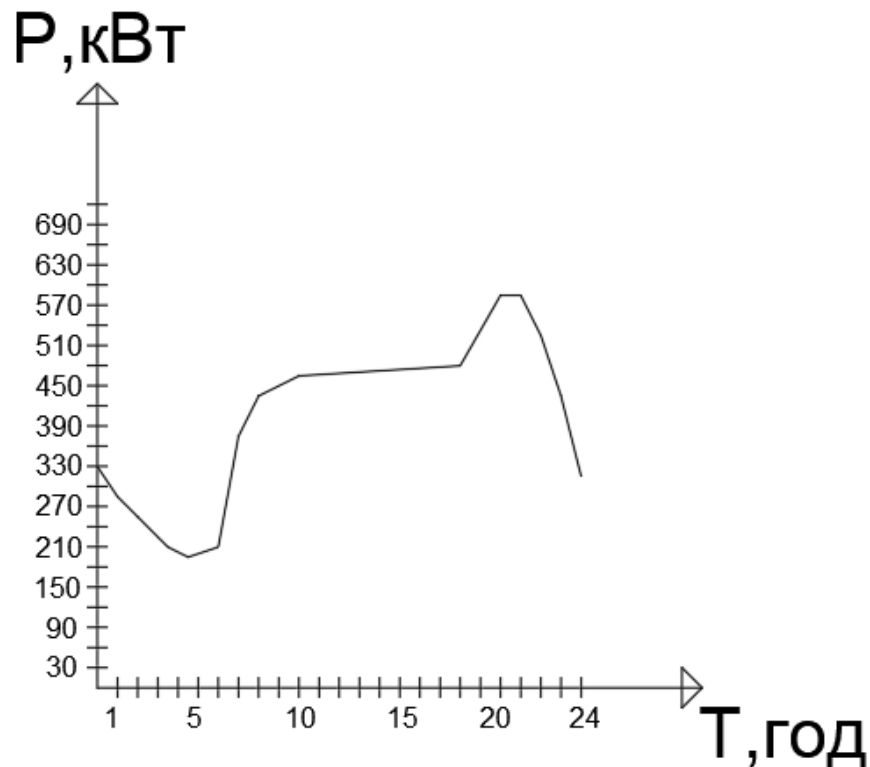


Рисунок 1.4 – Типовий графік навантаження, побутових споживачів

Побутові споживачі включають в себе квартири, будинки, та інші житлові приміщення. Основними споживачами електроенергії є освітлення, побутові прилади (холодильники, пральні машини, кондиціонери), електроплити, а також системи опалення та охолодження. Побутові споживачі включають в себе квартири, будинки, та інші житлові приміщення. Основними споживачами електроенергії є освітлення, побутові прилади (холодильники, пральні машини, кондиціонери), електроплити, а також системи опалення та

охолодження. Рисунок 1.5 та рисунок 1.6 зображення комерційних споживачів.

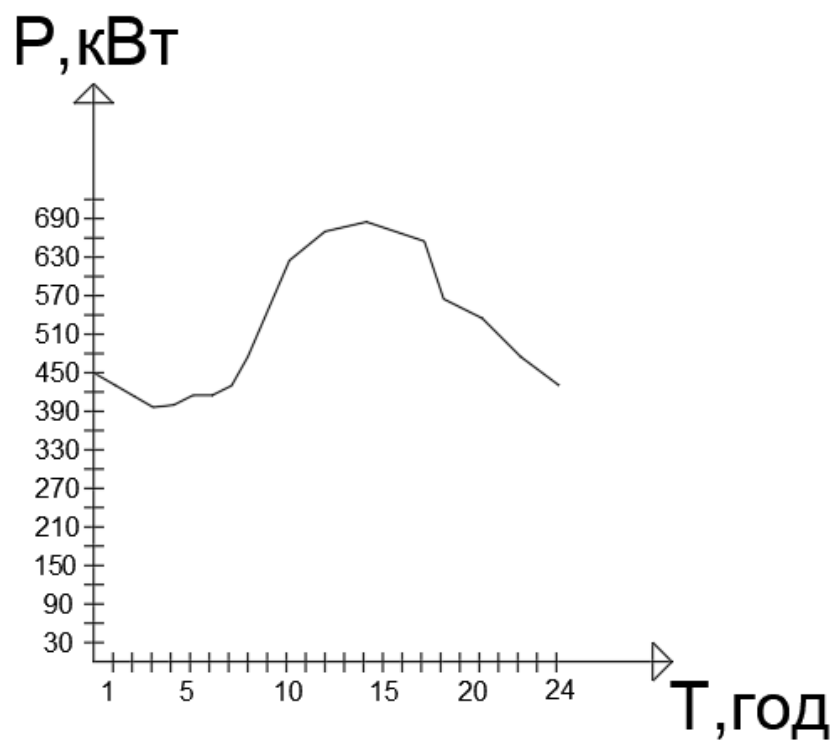


Рисунок 1.5 – Графік комерційних споживачів

Комерційні споживачі включають офіси, магазини, торговельні центри, ресторани, готелі та інші підприємства сфери послуг. Основні джерела споживання включають освітлення, опалення, вентиляцію та кондиціювання, офісну техніку, холодильне обладнання, ліфти та ескалатори. Навантаження комерційних споживачів зазвичай має пік протягом робочого дня, з найвищими значеннями в робочі години з 9:00 до 18:00. Після робочого дня споживання значно зменшується, хоча в деяких типах бізнесу, таких як готелі та ресторани, споживання залишається високим і в вечірній час.

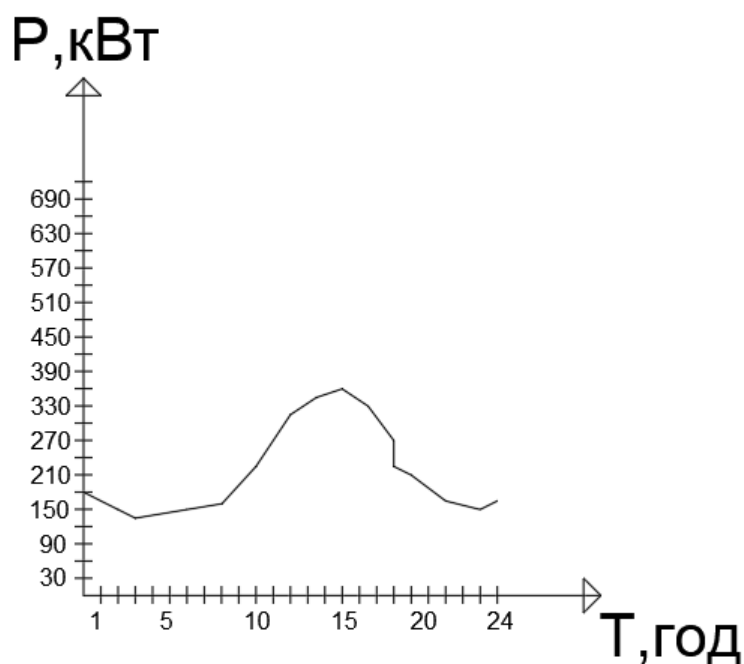


Рисунок 1.6 – Змішаний графік споживання

Висновок до розділу

1. Визначено сучасний стан міських розподільних електричних мереж – основна увага приділяється надійності електропостачання, а також зручності виробництва оперативних перемикачів;

2. Міські розподільні мережі живлять споживачів з різними добовими графіками навантаження, що приводить до виникнення перенавантажень декілька разів на добу;

3. Виявлено підходи до підвищення ефективності роботи системи електропостачання, які не потребують значних капітальних витрат – до них слід віднести розмикання замкнутої мережі напругою 6 – 10 кВ, в точці, що забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання, при мінімальних втратах електроенергії і мінімальному рівні відхилення напруги в вузлах мережі.

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА

2.1 Розрахунок навантаження об'єктів цивільного призначення

Для визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах міста задамо початкові умови представлені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – початкові умови для визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах міста

№	тип об'єкту	кількість	умовне позначення	Кат. Над.
1	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань	6	ж/б 1	II
2	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секція, 36 помешкань	7	ж/б 2	II
3	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 108 помешкань	1	ж/б 3	II
4	Школа на 2000 учнів	1	Школа	II
5	Поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну	1	поліклініка	II

					<i>ОЕ-п11-03.002 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА	<i>Літер</i>	<i>Сторінка</i>	<i>Сторінок</i>
<i>Розробив</i>	<i>Жигульський</i>						32	104
<i>Перевірів</i>	<i>Ткаченко</i>					НН ІЕЕ ОЕ-п11		
<i>Т. Контр.</i>								
<i>Н. Контр.</i>	<i>Ярмолюк</i>							
<i>Затвердив</i>	<i>Ткаченко</i>							

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно [3]:

$$P_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} + 0,9 K_{п.л} n_{ліф} p_{л}, \quad (2.1)$$

$$Q_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} tg \varphi_{кв} + 0,9 K_{п.л} n_{ліф} p_{л} tg \varphi_{ліф}. \quad (2.2)$$

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

$$P_{кв} = P_{пит} N_{кв}. \quad (2.3)$$

де $P_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла [4];

0 визначимо окрему потужність будинків, та установ

$$P_{ж/б1} = 128 \cdot 1,64 + 0,9 \cdot 2(6,5 + 9,5) \cdot 0,9 = 235,84 \text{ кВт},$$

$$Q_{ж/б1} = 128 \cdot 1,64 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 2(6,5 + 9,5) \cdot 0,9 = 109,8 \text{ квар},$$

$$P_{ж/б2} = 36 \cdot 1,3 + 0,9 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 51,48 \text{ кВт},$$

$$Q_{ж/б2} = 36 \cdot 1,3 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 24,8 \text{ квар},$$

$$P_{ж/б3} = 108 \cdot 0,98 + 0,9 \cdot 3 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 119,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{ж/б3} = 108 \cdot 0,98 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 3 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 59,5 \text{ квар}.$$

Визначаємо розрахункові навантаження громадських будівель

$$P_p = P_{пит} n, \quad (2.5)$$

$$Q_p = P_p tg \varphi_{пит}, \quad (2.6)$$

$$P_{школа} = 2000 \cdot 0,25 \cdot 0,95 = 475 \text{ кВт},$$

$$Q_{школа} = 475 \cdot 0,33 = 156,75 \text{ кВАр},$$

$$P_{поліклініка} = 2000 \cdot 0,15 \cdot 0,92 = 276 \text{ кВт},$$

$$Q_{поліклініка} = 276 \cdot 0,43 = 118,6 \text{ кВАр}.$$

При проведенні сумарних розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно [5]:

$$P_p = P_{\text{пит}} N, \quad (2.7)$$

$$Q_p = P_{\text{пит}} N t g \varphi_{\text{пит}}. \quad (2.8)$$

Почнемо розрахунок навантажень на ввід всіх будівель

$$P_{\text{ж/б1заг.}} = 128 \cdot 6 \cdot 1,17 + 0,9 \cdot 12(6,5 + 9,5) \cdot 0,4 = 967,68 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ж/б1заг.}} = 128 \cdot 6 \cdot 1,17 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 12(6,5 + 9,5) \cdot 0,4 = 428,5 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ж/б2,3заг.}} = ((36 \cdot 7) + 108) \cdot 0,77 + 0,9 \cdot 10 \cdot 6,5 \cdot 0,5 = 306,45 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ж/б2,3заг.}} = ((36 \cdot 7) + 108) \cdot 0,77 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 10 \cdot 6,5 \cdot 0,5 = 148,4 \text{ квар}.$$

Навантаження установ не перераховуємо

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

Для спрощення схеми, позначення навантаження вказано схематично для одного ж/б, наприклад маємо 6 однакових ж/б, з однаковим навантаженням, але позначимо тільки 1 будинок. Так само робимо і з ж/б2.

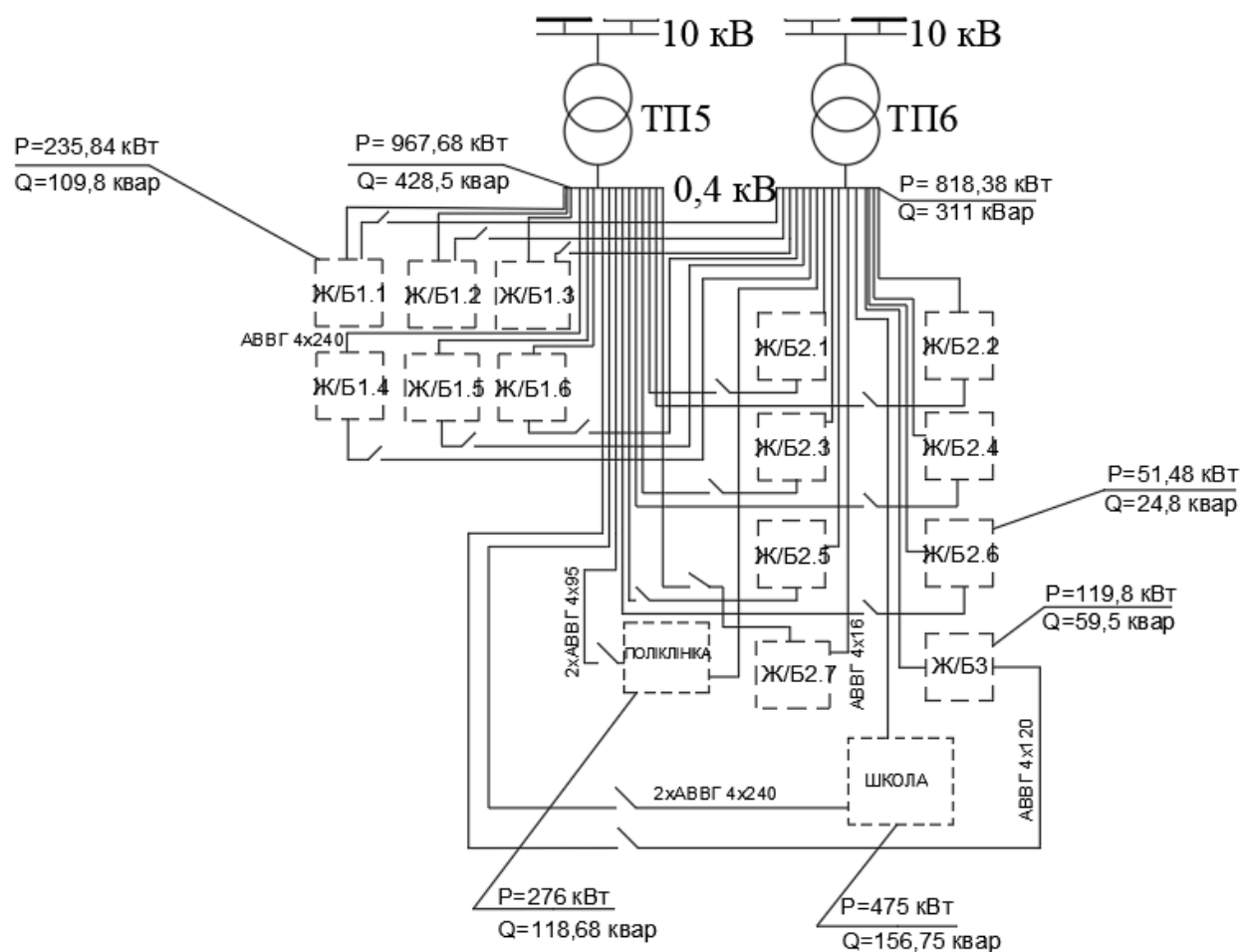


Рисунок 2.1 – Схема живлення будівель

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 [4]. Таким чином сумарне активне навантаження споживачів ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТП}} = P \sum_{i=1}^n P_{i_{\text{сумі}_{\text{max}}}}, \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{ТП}} = Q \sum_{i=1}^n Q_{i_{\text{сумі}_{\text{max}}}}, \quad (2.10)$$

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{P_{\text{ТП}}^2 + Q_{\text{ТП}}^2}. \quad (2.11)$$

де $P_{\max}$ – найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, котрі живляться від точки мережі, яка розглядається;

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

$K_{\text{сумі}}$ – коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження i -го житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні, обертається згідно [6].

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Будинок ж/б1 живиться повністю від ТП5, відповідно будинки ж/б2, ж/б3, школа та поліклініка повністю заживлені від ТП6.

Визначимо розрахункове навантаження ТП в нормальному режимі:

ТП5

$$P_{\text{ТП5}} = 967,68 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП5}} = 428,5 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП5}} = \sqrt{967,68^2 + 428,5^2} = 1058,3 \text{ кВА}.$$

Визначимо розрахункове навантаження ТП в нормальному режимі:

ТП6

$$P_{\text{ТП6}} = 475 + 306,45 \cdot 0,4 + 0,8 \cdot 276 = 818,38 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП6}} = 156,75 + 148,4 \cdot 0,4 + 0,8 \cdot 118,6 = 311 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП6}} = \sqrt{818,38^2 + 311^2} = 875,4 \text{ кВА}.$$

Розрахуємо навантаження в після аварійному режимі.

В після аварійному режимі, навантаження з ТП6 буде житись з ТП5, та навпаки

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		36

$$P_{ТП5AB.} = 967,68 + 0,4 \cdot 475 + 306,45 \cdot 0,9 + 0,7 \cdot 276 = 1626,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП5AB.} = 428,5 + 0,4 \cdot 156,75 + 148,4 \cdot 0,9 + 0,7 \cdot 118,6 = 707,8 \text{ квар},$$

$$S_{ТП5AB.} = \sqrt{1626,6^2 + 707,8^2} = 1773,3 \text{ кВА},$$

$$P_{ТП5AB.} = 967,68 + 0,4 \cdot 475 + 306,45 \cdot 0,9 + 0,7 \cdot 276 = 1626,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП5AB.} = 428,5 + 0,4 \cdot 156,75 + 148,4 \cdot 0,9 + 0,7 \cdot 118,6 = 707,8 \text{ квар},$$

$$S_{ТП5AB.} = \sqrt{1626,6^2 + 707,8^2} = 1773,3 \text{ кВА}.$$

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

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, в загальному випадку, повинні задовольняти наступним вимогам [3]:

1. Втрата напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$.

2. Втрата напруги в після аварійному режимі не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину: $\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%$.

3. Струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки кабельної лінії:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2. \quad (2.12)$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії, $K_1 = 1$;

K_2 – коригуючий коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів, $K_2 = 1$.

4. Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}}. \quad (2.13)$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ, $K_{\text{пер}} = 1,3$.

Обирати перерізи ліній живлення будемо з розрахунків післяаварійного режиму роботи мережі, якщо лінія витримає навантаження післяаварійного режиму то і нормальний режим обраний кабель задовільнить.

Початкові дані об'єктів наведено в таблиці 2.1

Проведемо розрахунок на прикладі багатоквартирного будинку ж/б 1:

Визначаємо розрахункове струмове навантаження на головних ланках у напрямі від ТП5 та від ТП6:

$$I_{A1} = \frac{\sqrt{P_{A1}^2 + Q_{A1}^2}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{\sqrt{235,84^2 + 109,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 395,2 \text{ А}. \quad (2.14)$$

Обираєм з каталогу найближче більше значення перерізу за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{A1}}{K_1 K_2 K_{\text{пер}}} \geq \frac{395,2}{1 \cdot 1 \cdot 1,3} \geq 304 \text{ А},$$

АВВГ 4×240, $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$, $r_0 = 0,125 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,0587 \text{ Ом/км}$.

Розраховуємо втрату напруги (у відсотках від номінального значення) на ділянці мережі:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1} r_0 L_{\text{кл}}}{10 U_H^2} = \frac{235,84 \cdot 0,125 \cdot 0,05}{10 \cdot 0,38^2} = 1,01 \%. \quad (2.15)$$

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		38

Втрата напруги у післяаварійному режимі не повинна перевищувати допустиму величину +5%:

$$\Delta U_{A1} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\% \rightarrow 1,01\% \leq 10\%,$$

Отже, обрали АВВГ 4×240,

$I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$, $r_0 = 0,125 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,0587 \text{ Ом/км}$.

Для інших об'єктів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.2

Таблиця 2.2 – Вибір перерізу ліній низької напруги

Об'єкт	I_p , А	L, км	Кабель	$I_{\text{доп}}$, А	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$\Delta U \leq 10\%$
ж/б 1,1	395,2	0,05	АВВГ 4х240	330	0,125	0,0587	1,01
ж/б 1,2	395,2	0,06	АВВГ 4х240	330	0,125	0,0587	1,22
ж/б 1,3	395,2	0,07	АВВГ 4х240	330	0,125	0,0587	1,42
ж/б 1,4	395,2	0,08	АВВГ 4х240	330	0,125	0,0587	1,63
ж/б 1,5	395,2	0,09	АВВГ 4х240	330	0,125	0,0587	1,83
ж/б 1,6	395,2	0,1	АВВГ 4х240	330	0,125	0,0587	2,03
ж/б 2.1	86,8	0,05	АВВГ 4х16	72	1,91	0,0675	3,4
ж/б 2.2	86,8	0,06	АВВГ 4х16	72	1,91	0,0675	4
ж/б 2.3	86,8	0,07	АВВГ 4х16	72	1,91	0,0675	4,7
ж/б 2.4	86,8	0,08	АВВГ 4х16	72	1,91	0,0675	5,4
ж/б 2.5	86,8	0,09	АВВГ 4х16	72	1,91	0,0675	6,1
ж/б 2.6	86,8	0,1	АВВГ 4х16	72	1,91	0,0675	6,8

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
ж/б 2.7	86,8	0,11	АВВГ 4x16	72	1,91	0,0675	7,4
ж/б 3	203,2	0,15	АВВГ 4x120	224	0,253	0,0602	3,14
Школа	759,9	0,095	2хАВВГ 4x240	660	0,0625	0,0587	1,95
Поліклініка	456,4	0,1	2хАВВГ 4x95	394	0,32	0,0602	2,32

2.3 Вибір номінальної потужності трансформаторів

Занесемо в таблицю 2.3 навантаження по ТП, в яких потрібно здійснити вибір трансформаторів.

Таблиця 2.3 – Навантаження трансформаторних підстанцій

№	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
ТП1	264,16	211,55	338,42
ТП2	320	90	332,4
ТП3	310	100	325,7
ТП4	210	70	221,3
ТП5	1626,6	707,8	1773,3
ТП6	1626,6	707,8	1773,3

Визначимо номінальні потужності розподільчих трансформаторів.

Для ТП1 приймаємо трансформатор ТМ 400/10, з наступними паспортними даними [6]:

$S_H=400$ кВА;

$\Delta P_{xx}=0,83$ кВт;

$\Delta P_{k3}=6,2$ кВт;

$I_{xx}=1,1$ %;

$U_{k3}=4,5$ %.

Втрати в трансформаторі:

$$\Delta S = \sqrt{(\Delta P_{xx} + \Delta P_{k3})^2 + \left(S_H \frac{I_{xx}}{100} + \left(\frac{S}{S_H} \right)^2 S_H \frac{U_{k3}^2}{100} \right)} \quad (2.16)$$

$$\Delta S = \sqrt{(0,83 + 6,2)^2 + \left(400 \frac{1,1}{100} + \left(\frac{338,42}{400} \right)^2 400 \frac{4,5^2}{100} \right)} = 7,37 \text{ кВА},$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

$$S_{ТП1} = S + \Delta S < 1,4 S_H,$$

$$S_{ТП1} = 338,42 + 7,37 = 345,79 < 560.$$

Вибір трансформатора для інших ТП проводиться аналогічно.

Отримані результати розрахунків заносимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Розподіл навантаження на ТП1-ТП6

№	Марка Трансформатора	S_H , кВА	$P_{п/а}$, кВт	$Q_{п/а}$, квар	$S_{ТП} + \Delta S$, кВА	$1,4 S_H$, кВА
1	ТМ 400/10	400	264,16	211,55	345,79	560
2	ТМ 400/10	400	320	90	339,7	560
3	ТМ 400/10	400	310	100	333	560
4	ТМ 250/10	250	210	70	226,57	350
5	ТМ 1600/10	1600	1626,6	707,8	1799,5	2240
6	ТМ 1600/10	1600	1626,6	707,8	1799,5	2240

2.4 Вибір перерізу ліній розподільної мережі 10 кВ і ліній живлення

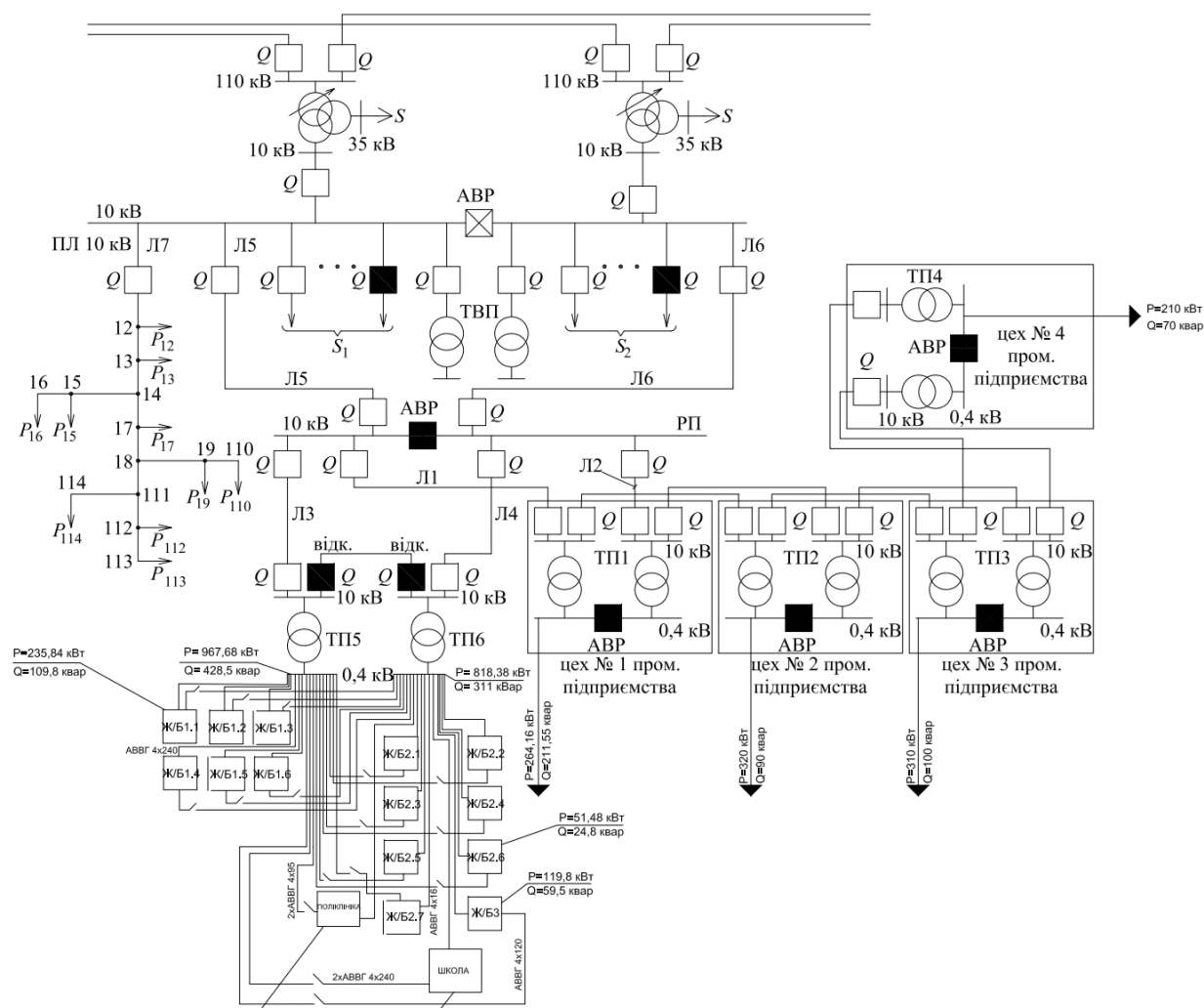


Рисунок 2.2 – Схема електропостачання району міста

Виберемо перерізи ліній 10кВ Л1–Л6 для післяаварійного режиму роботи. При цьому візьмемо що перерізи пар ліній однакові: Л1 і Л2, Л3 і Л4, Л5 і Л6. При розрахунку обираємо найбільші можливі навантаження на кожній ділянці.

Розрахуємо переріз лінії Л1 і Л2:

Знаходимо навантаження Л1, Л2 які живлять ТП1..4:

$$S_{Л1,2}^{п/а} = K_{см} \sum_i^n S_{ТПi}, \quad (2.17)$$

$$S_{Л1,2}^{п/а} = 0,85 \cdot \sqrt{(264,16 + 320 + 310 + 210)^2 + (211,55 + 90 + 100 + 70)^2} = 1020,54 \text{ кВА.}$$

Визначаємо розрахункове струмове навантаження:

$$I_{Л1,2} = \frac{S_{Л1,2}^{п/а}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{1020,54}{\sqrt{3} \cdot 10} = 58,92 \text{ А.} \quad (2.18)$$

Обираєм з каталогу найближче більше значення перерізу за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{Л1,2}}{K_1 K_2 K_{\text{пер}}} \geq \frac{58,92}{1 \cdot 1 \cdot 1,3} \geq 45,3 \text{ А.}$$

Отже, обрали АпвП 3×35, $I_{\text{доп}} = 119 \text{ А.}$

Для Л3,4 та Л5,6 проводимо розрахунок аналогічно та заносимо отримані значення перерізів ліній 10кВ у таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір перерізу ліній в післяаварійному режимі напругою 10кВ

	S, кВА	ТП, що живляться	I, А	Марка	I _{доп} , А
Л1,2	1020,54	ТП1–4	58,92	АпвП 3х35	119
Л3,4	3015,67	ТП5-6	174,1	АпвП 3х50	140
Л5,6	4036,19	ТП1–6	233	АпвП 3х95	203

2.5 Визначення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії

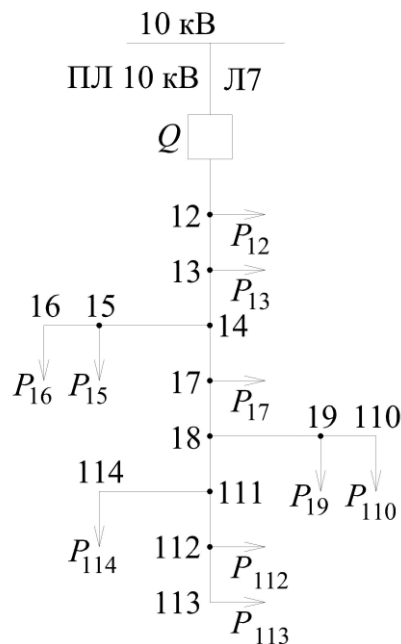


Рисунок 2.3 – Мережа ПЛ Л7

Таблиця 2.6 – Початкові дані

Довжина ланок ПЛ	км L	Навантаження у вузлах ПЛ	кВт	
l_{0-12}	0,7	P_{12}	200	$\tau_p = 4$ год
l_{12-13}	0,3	P_{13}	50	$\tau_{п} = 3$ год
l_{13-14}	0,9	-	-	$\tau_{вр} = 4$ год
l_{14-15}	0,6	P_{15}	40	$\omega_0 = 0,35$ пошк/км · рік
l_{15-16}	2,2	P_{16}	80	
l_{14-17}	1,1	P_{17}	90	
l_{17-18}	0,6	-	-	
l_{18-19}	2	P_{19}	70	
l_{19-110}	2,1	P_{110}	10	
1	2	3	4	
l_{18-111}	1,2	-	-	
$l_{111-112}$	1,2	P_{112}	50	
$l_{112-113}$	0,9	P_{113}	10	
$l_{111-114}$	0,5	P_{114}	70	

Розраховуємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії $EENS$ у повітряній лінії Л7 без роз'єднувачів на ланках.

$$\begin{aligned}
 EENS_1 = \sum EENS_1 = \omega_0 (P_{12} + P_{13} + P_{15} + P_{16} + P_{17} + P_{19} + P_{110} + P_{112} + \\
 P_{113} + P_{114})(L_{0-12}\tau_p + L_{12-13}\tau_p + L_{13-14}\tau_p + L_{14-15}\tau_p + L_{15-16}\tau_p + \\
 L_{14-17}\tau_p + L_{17-18}\tau_p + L_{18-19}\tau_p + L_{19-110}\tau_p + L_{18-111}\tau_p + L_{111-112}\tau_p + \\
 L_{112-113}\tau_p + L_{111-114}\tau_p) = 0,35 \cdot (200 + 50 + 40 + 80 + 90 + 70 + 10 + \\
 50 + 10 + 70) \cdot (0,7 \cdot 4 + 0,3 \cdot 4 + 0,9 \cdot 4 + 0,6 \cdot 4 + 2,2 \cdot 4 + 1,1 \cdot 4 + 0,6 \cdot \\
 4 + 2 \cdot 4 + 2,1 \cdot 4 + 1,2 \cdot 4 + 1,2 \cdot 4 + 0,9 \cdot 4 + 0,5 \cdot 4) = 13413,4 \text{ кВт} \cdot \text{год.}
 \end{aligned}$$

2.5.1 Визначення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії при встановленні додаткових роз'єднувачів та резервного джерела живлення

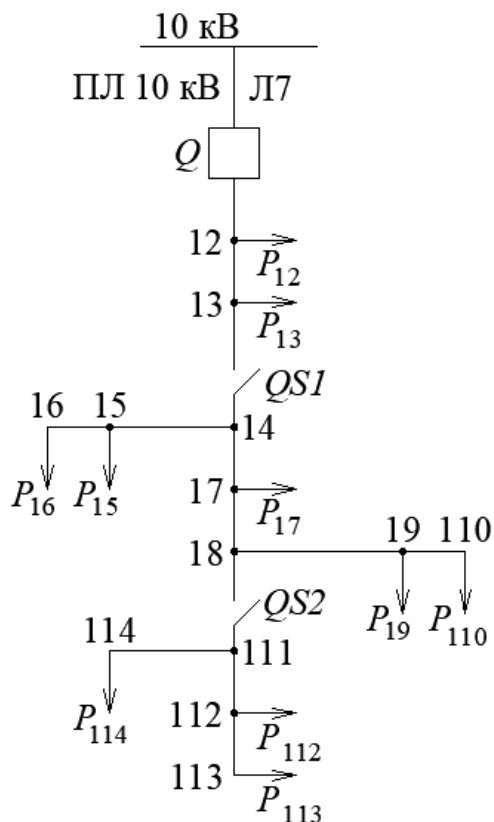


Рисунок 2.4 – Схема повітряних ліній з роз'єднувачами

Розраховуємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії EENS у повітряній лінії Л7 після встановлення роз'єднувачів.

Для зручності використання виразу для розрахунку очікуваного недовідпуску електричної енергії скористаємося структурно-логічною матрицею. (Таблиця 2.7)

Таблиця 2.7 – Структурно-логічна матриця

	L ₀ - 12	L ₁₂ - 13	L ₁₃ - 14	L ₁₄ - 15	L ₁₅ - 16	L ₁₄ - 17	L ₁₇ - 18	L ₁₈ - 19	L ₁₉ - 110	L ₁₈ - 111	L ₁₁₁ - 112	L ₁₁₂ - 113	L ₁₁₁ - 114
P ₁₂	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	13	12	13	14
P13	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P15	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P16	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P17	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P19	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P110	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}	τ_{Π}
P112	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p
P113	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p
P114	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p

$$\begin{aligned} \Sigma EENS_2 = & \omega_0 (P_{12} + P_{13})(L_{0-12}\tau_p + L_{12-13}\tau_p + L_{13-14}\tau_{\Pi} + L_{14-15}\tau_{\Pi} + \\ & L_{15-16}\tau_{\Pi} + L_{14-17}\tau_{\Pi} + L_{17-18}\tau_{\Pi} + L_{18-19}\tau_{\Pi} + L_{19-110}\tau_{\Pi} + L_{18-111}\tau_{\Pi} + \\ & + L_{111-112}\tau_{\Pi} + L_{112-113}\tau_{\Pi} + L_{111-114}\tau_{\Pi}) + \omega_0 (P_{15} + P_{16} + P_{17} + P_{19} + \\ & P_{110})(L_{0-12}\tau_p + L_{12-13}\tau_p + L_{13-14}\tau_p + L_{14-15}\tau_p + L_{15-16}\tau_p + L_{14-17}\tau_p + \\ & L_{17-18}\tau_p + L_{18-19}\tau_p + L_{19-110}\tau_p + L_{18-111}\tau_{\Pi} + L_{111-112}\tau_{\Pi} + L_{112-113}\tau_{\Pi} + \\ & L_{111-114}\tau_{\Pi}) + \omega_0 (P_{112} + P_{113} + P_{114})(L_{0-12}\tau_p + L_{12-13}\tau_p + L_{13-14}\tau_p + \\ & L_{14-15}\tau_p + L_{15-16}\tau_p + L_{14-17}\tau_p + L_{17-18}\tau_p + L_{18-19}\tau_p + L_{19-110}\tau_p + \\ & L_{18-111}\tau_p + L_{111-112}\tau_p + L_{112-113}\tau_p + L_{111-114}\tau_p) = 11860 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Визначимо на скільки зменшився очікуваний недовідпуск електроенергії після встановлення роз'єднувачів:

$$\Delta EENS = EENS_1 - EENS_2 = 13413,4 - 11860 = 1553,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

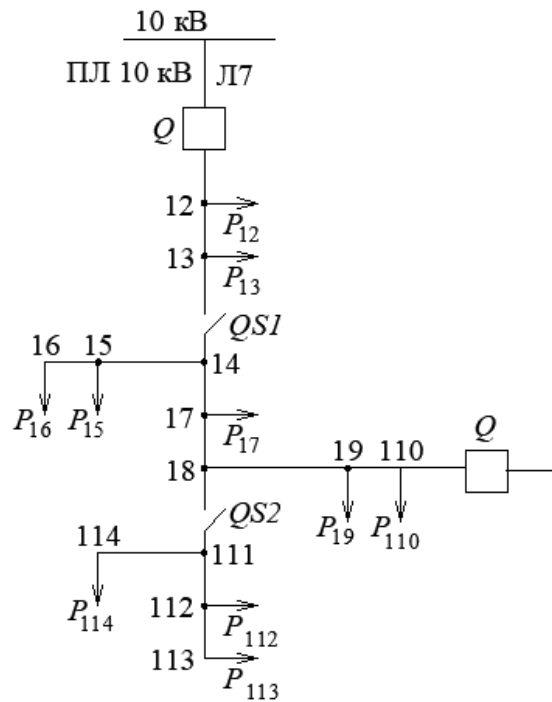


Рисунок 2.5 – Схема повітряних ліній з роз'єднувачами та резервним джерелом живлення

Таблиця 2.8 – Структурно-логічна матриця

	L ₀₋₁₂	L ₁₂₋₁₃	L ₁₃₋₁₄	L ₁₄₋₁₅	L ₁₅₋₁₆	L ₁₄₋₁₇	L ₁₇₋₁₈	L ₁₈₋₁₉	L ₁₉₋₁₁₀	L ₁₈₋₁₁₁	L ₁₁₁₋₁₁₂	L ₁₁₂₋₁₁₃	L ₁₁₁₋₁₁₄
P12	τ_p	τ_p	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$
P13	τ_p	τ_p	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$
P15	$\tau_{вр}$	$\tau_{вр}$	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$
P16	$\tau_{вр}$	$\tau_{вр}$	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$
P17	$\tau_{вр}$	$\tau_{вр}$	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$
P19	$\tau_{вр}$	$\tau_{вр}$	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$
P110	$\tau_{вр}$	$\tau_{вр}$	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
P112	$\tau_{вр}$	$\tau_{вр}$	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p

Продовження таблиці 2.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
P113	$\tau_{вр}$	$\tau_{вр}$	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p
P114	$\tau_{вр}$	$\tau_{вр}$	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p	τ_p

$$\begin{aligned} \sum EENS_3 = & \omega_0 (P_{12} + P_{13})(L_{0-12}\tau_p + L_{12-13}\tau_p + L_{13-14}\tau_{\pi} + L_{14-15}\tau_{\pi} + \\ & L_{15-16}\tau_{\pi} + L_{14-17}\tau_{\pi} + L_{17-18}\tau_{\pi} + L_{18-19}\tau_{\pi} + L_{19-110}\tau_{\pi} + L_{18-111}\tau_{\pi} + \\ & + L_{111-112}\tau_{\pi} + L_{112-113}\tau_{\pi} + L_{111-114}\tau_{\pi}) + \omega_0 (P_{15} + P_{16} + P_{17} + P_{19} + \\ & P_{110})(L_{0-12}\tau_{вр} + L_{12-13}\tau_{вр} + L_{13-14}\tau_p + L_{14-15}\tau_p + L_{15-16}\tau_p + L_{14-17}\tau_p + \\ & L_{17-18}\tau_p + L_{18-19}\tau_p + L_{19-110}\tau_p + L_{18-111}\tau_{\pi} + L_{111-112}\tau_{\pi} + L_{112-113}\tau_{\pi} + \\ & L_{111-114}\tau_{\pi}) + \omega_0 (P_{112} + P_{113} + P_{114})(L_{0-12}\tau_{вр} + L_{12-13}\tau_{вр} + L_{13-14}\tau_p + \\ & L_{14-15}\tau_p + L_{15-16}\tau_p + L_{14-17}\tau_p + L_{17-18}\tau_p + L_{18-19}\tau_p + L_{19-110}\tau_p + \\ & L_{18-111}\tau_p + L_{111-112}\tau_p + L_{112-113}\tau_p + L_{111-114}\tau_p) = 11860 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Визначимо на скільки зменшився очікуваний недовідпуск електроенергії після встановлення роз'єднувачів[7]:

$$\Delta EENS = EENS_1 - EENS_3 = 13413,4 - 11860 = 1553,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

2.6 Стислий опис комутаційних апаратів, які використовуються

Автоматичні Вимикачі: Це основний тип комутаційного обладнання. Вимикачі використовуються для відключення частини мережі для ремонту, обслуговування або в разі аварійної ситуації. Вони можуть бути ручними або автоматичними і мають здатність відкривати і закривати лінії заряду при потребі.

Розподільні пристрої: Ці пристрої допомагають в розподілі електроенергії до кінцевих точок споживання. Вони включають у себе вимикачі,

відгалужувальні пристрої та можливо різні види захисних пристроїв для забезпечення стабільності в роботі мережі.

Роз'єднувачі: Вони схожі на вимикачі, але їхнє основне призначення – це від'єднання елементів мережі для планового технічного обслуговування. Вони не призначені для розірвання струму в робочому режимі, але можуть відкривати і з'єднувати лінії під час відключення для робіт.

Захисні пристрої (автоматика, реле): Ці пристрої призначені для захисту мережі та обладнання від перевищення струму, короткого замикання, перенапруги і тому подібних надзвичайних ситуацій. Вони автоматично втручаються, щоб відключити проблемний відрізок мережі або пристрої, зменшуючи ризик ушкоджень[7].

Контролери напруги та потоку: Ці пристрої слідкують за рівнями напруги і струму в мережі. Вони можуть регулювати або втручатися, якщо напруга перевищує нормальні межі, щоб запобігти можливим ураженням або пошкодженням електроустаткування.

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання:

Коротке замикання – це будь-яке замикання джерела струму на дуже малий опір.

Сила струму в будь-якій ділянці кола визначається по закону Ома, опір ділянки і напруга між його кінцями. При заданій напрузі вона тим менша, чим більший опір даної ділянки кола. Наприклад, опір звичайних ламп розжарювання дуже великий (декілька сотень ом) і тому сила струму в них мала. Якщо з'єднати проводи помімо лампочки то отримаємо ділянку кола з

малим опором і струм може стати дуже великим. В такому випадку має місце коротке замикання.

Коротким замиканням називають будь-яке замикання джерела струму на дуже малий опір.

Великі струми, що з'являються при короткому замиканні через нагрівання проводів, а також небезпечні для самого джерела живлення.

Струм виростає в 10 раз, що призводить до виділення тепла в 100 раз, виникає небезпека пожежі.

Підключаючи навантаження до мережі, будь-який електроприлад, ми створюємо опір для протікання електричного струму. Якщо ж ми навмисне або випадково з'єднаємо, наприклад, фазу і нуль безпосередньо, без навантаження, ми, в якомусь сенсі, укорочуємо шлях, робимо його коротким.

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1кВ

Створимо розрахункову схему (рис. 2.6). За основу беремо схему електропостачання міста (рисунк 2.1), з позначенням розрахункових точок КЗ.

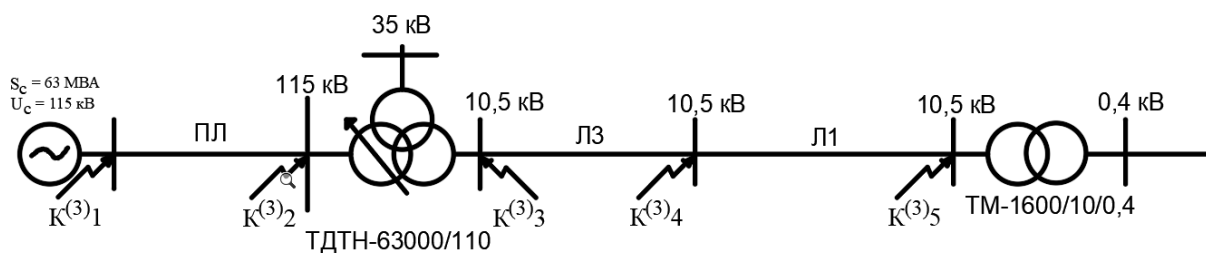


Рисунок 2.6– Розрахункова схема

Згідно схеми бачимо, що живлення надходить від енергетичної системи через повітряну лінію електропередачі (ПЛ). Від шин підстанції живлення йде по кабельним лініям (ЛЗ, Л1) до понижуючого трансформатора 10/0,4.

Визначаємо з довідника [8] тип та параметри елементів схеми.

Заносимо їх до табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Параметри елементів схеми

Позначення на РС	Кабельні та повітряна лінії марки АПВП та АС				
	Марка та переріз кабелю	L, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{доп}$, А
ПЛ	АС-120/19	70	0,249	0,42	390
Л5	АПВП 3х120	1	0,868	0,095	210
Л1	АСБ 3х70	0,386	0,868	0,095	184
Трьюхобмотковий трансформатор ТДТН-63000/110					
Т1	S_n , МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{сн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$u_{кв-н}$, %
	63	115	38,5	10,5	18
	$u_{кв-с}$, %	$u_{кв-н}$, %	ΔP_K , кВт	ΔP_{XX} , кВт	$I_{КЗ}$, %
	10,5	7	290	53	0,5

Зобразимо спрощену схему заміщення, де кожен елемент РС представлений своєю схемою заміщення в індуктивних опорах. Так як розрахунок КЗ необхідно виконувати для п'яти точок КЗ, складаємо загальну СЗ (Рисунок 2.7) і розрахунок параметрів елементів СЗ здійснюємо один раз при загальних базисних умовах.

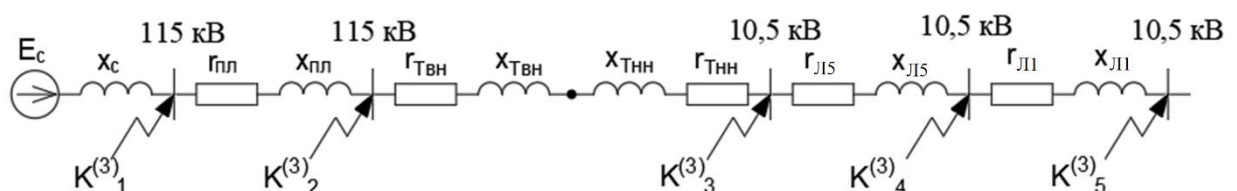


Рисунок 2.7 – Загальна схема заміщення

2.7.1.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Відповідно до таблиці 2.9 визначаємо параметри елементів схеми замикання.

$$U_6 = U_{BH} = 115 \text{ кВ.}$$

Енергосистеми:

$$S_c = 4500 \text{ МВА,}$$

$$x_c = x_c'' \cdot \frac{U_c^2}{S_c} = 0,23 \cdot \frac{115000^2}{4500000000} = 0,675 \text{ Ом,} \quad (2.19)$$

$$E_c = \frac{U_6}{\sqrt{3}} = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,395. \quad (2.20)$$

Повітряна лінія ПЛ:

$$x_{ПЛ} = l_{ПЛ} \cdot x_{0ПЛ} = 70 \cdot 0,42 = 29,4 \text{ Ом,} \quad (2.21)$$

$$r_{ПЛ} = l_{ПЛ} \cdot r_{0ПЛ} = 70 \cdot 0,249 = 17,43 \text{ Ом.} \quad (2.22)$$

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

$$u_{KB} = \frac{(u_{KB.C} + u_{KB.H} - u_{KB.H})}{2} = \frac{(10,5 + 18 - 7)}{2} = 10,75\%, \quad (2.23)$$

$$u_{KH} = \frac{(u_{KB.H} + u_{KB.H} - u_{KB.C})}{2} = \frac{(18 + 7 - 10,5)}{2} = 7,25\%, \quad (2.24)$$

$$r_{HH} = r_{CH} = r_{BH} = \frac{\Delta P_K U_{BH}^2}{S_H} = \frac{290000 \cdot 115000^2}{63000000^2} = 0,97 \text{ Ом,} \quad (2.25)$$

$$x_{BH} = \frac{U_{KB}\%}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115000^2}{63000000} = 22,57 \text{ Ом,} \quad (2.26)$$

$$x_{HH} = \frac{U_{KH}\%}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{110000^2}{63000000} = 15,2 \text{ Ом.} \quad (2.27)$$

Кабельні лінії КЛ5 та КЛ1:

$$r_{KL5} = r_{OKL3} \cdot l_{KL3} \cdot \left(\frac{U_6}{U_{HH}}\right)^2 = 0,868 \cdot 1 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 104,1 \text{ Ом,} \quad (2.28)$$

$$x_{KL5} = x_{OKL3} \cdot l_{KL3} \cdot \left(\frac{U_6}{U_{HH}}\right)^2 = 0,095 \cdot 1 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 11,39 \text{ Ом,} \quad (2.29)$$

$$r_{\text{КЛ1}} = r_{0\text{КЛ1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} \cdot \left(\frac{U_6}{U_{\text{HH}}}\right)^2 = 0,868 \cdot 0,386 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 40,19 \text{ Ом}, \quad (2.30)$$

$$x_{\text{КЛ1}} = x_{0\text{КЛ1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} \cdot \left(\frac{U_6}{U_{\text{HH}}}\right)^2 = 0,095 \cdot 0,386 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 4,39 \text{ Ом}. \quad (2.31)$$

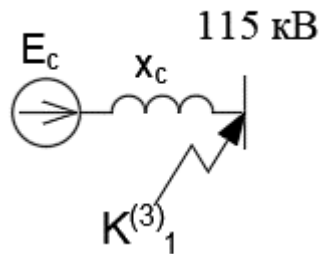


Рисунок 2.8 – Еквівалентна схема заміщення для точки $K_1^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = 0,$$

$$x_{\text{рез}} = x_c = 0,675 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = 0,675 \text{ Ом},$$

$$I_{K1} = \frac{E_c}{Z_{\text{рез}}} = \frac{66,4}{0,675} = 98,3 \text{ кА}.$$

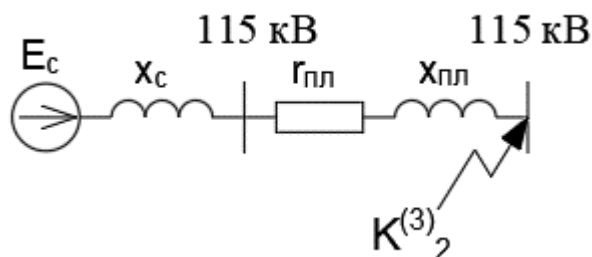


Рисунок 2.9 – Еквівалентна схема заміщення для точки $K_2^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = r_{\text{пл}} = 17,43 \text{ Ом},$$

$$x_{рез} = x_c + x_{пл} = 0,675 + 29,4 = 30,075 \text{ Ом},$$

$$Z_{рез} = \sqrt{r_{рез}^2 + x_{рез}^2} = \sqrt{17,43^2 + 30,075^2} = 34,76 \text{ Ом},$$

$$I_{K2} = \frac{E_c}{Z_{рез}} = \frac{66,4}{34,76} = 1,91 \text{ кА}.$$

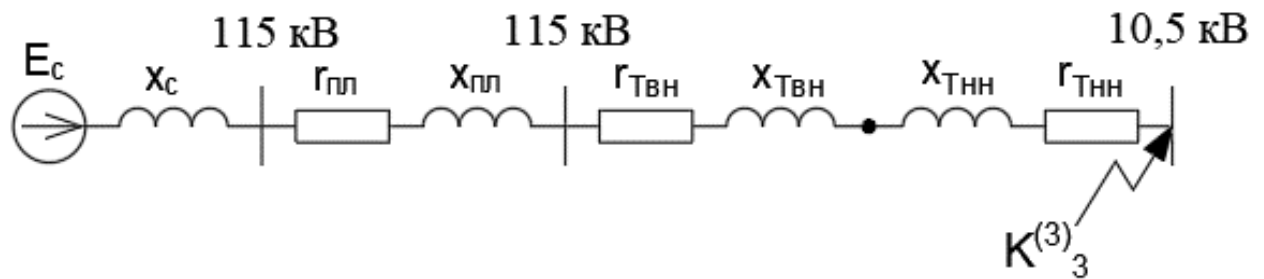


Рисунок 2.10 – Еквівалентна схема заміщення для точки $K_3^{(3)}$

$$r_{рез} = r_{пл} + r_{ТВН} + r_{ТНН} = 17,43 + 0,97 + 1,176 = 19,576 \text{ Ом},$$

$$x_{рез} = x_c + x_{пл} + x_{ТВН} + x_{ТНН} = 0,675 + 29,4 + 22,57 + 15,2 = 67,845 \text{ Ом},$$

$$Z_{рез} = \sqrt{r_{рез}^2 + x_{рез}^2} = \sqrt{19,576^2 + 67,845^2} = 70,61 \text{ Ом},$$

$$I_{K3} = \frac{E_c}{Z_{рез}} = \frac{66,4}{70,61} = 0,94 \text{ кА}.$$

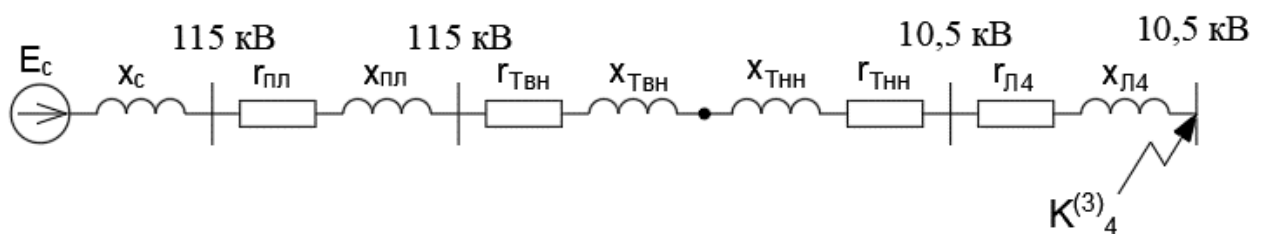


Рисунок 2.11 – Еквівалентна схема заміщення для точки $K_4^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = r_{\text{пл}} + r_{\text{ТВН}} + r_{\text{ТНН}} + r_{\text{КЛ5}} = 17,43 + 0,97 + 1,176 + 104,1 \\ = 180,976 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{рез}} = x_{\text{с}} + x_{\text{пл}} + x_{\text{ТВН}} + x_{\text{ТНН}} + x_{\text{КЛ5}} = 0,675 + 29,4 + 22,57 + 15,2 + 11,39 \\ = 85,5 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = \sqrt{180,976^2 + 85,5^2} = 200,1 \text{ Ом},$$

$$I_{\text{К4}} = \frac{E_{\text{с}}}{Z_{\text{рез}}} \cdot \frac{U_6}{U_{\text{НН}}} = \frac{66,4}{200,1} \cdot \frac{115}{10,5} = 3,6 \text{ кА}.$$

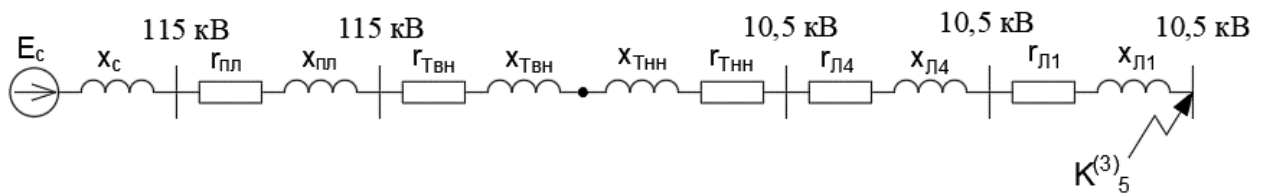


Рисунок 2.12 – еквівалентна схема заміщення для точки $K_5^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = r_{\text{пл}} + r_{\text{ТВН}} + r_{\text{ТНН}} + r_{\text{КЛ5}} + r_{\text{Л1}} \\ = 17,43 + 0,97 + 1,176 + 104,1 + 40,19 = 243,276 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{рез}} = x_{\text{с}} + x_{\text{пл}} + x_{\text{ТВН}} + x_{\text{ТНН}} + x_{\text{КЛ3}} + x_{\text{Л1}} \\ = 0,675 + 29,4 + 22,57 + 15,2 + 11,39 + 6,8 = 92,3 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = \sqrt{243,276^2 + 92,3^2} = 260,1 \text{ Ом},$$

$$I_{\text{К5}} = \frac{E_{\text{с}}}{Z_{\text{рез}}} \cdot \frac{U_6}{U_{\text{НН}}} = \frac{66,4}{260,1} \cdot \frac{115}{10,5} = 2,79 \text{ кА}.$$

Визначаємо інші електричні характеристики точки $K_5^{(3)}$.

Визначаємо сталу затухання аперіодичної складової:

$$T_{\text{ак5}} = \frac{x_{\text{рез}}}{\omega \cdot r_{\text{рез}}} = \frac{30,075}{314,16 \cdot 0,697} = 0,005 \text{ с}. \quad (2.32)$$

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		55

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

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

$$\kappa_{yK5} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{aK5}}} = 1 + e^{-\frac{0.01}{0.005}} = 1,13. \quad (2.33)$$

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

$$i_{yK5} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yK5} \cdot I_{K5} = \sqrt{2} \cdot 1,13 \cdot 1,91 = 3,05 \text{ кА}, \quad (2.34)$$

$$I_{DK5} = I_{K5} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_{yK5} - 1)^2}, \quad (2.35)$$

$$I_{DK5} = 1,91 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,13 - 1)^2} = 1,94 \text{ кА}.$$

Де i_{yK5} – ударне значення струму;

i_{DK5} – найбільше діюче значення повного струму.

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

$$B_{K5} = I_{K5}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{aK5}) = 1,91^2 \cdot (0,86 + 0,005) = 3,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.36)$$

де $t_{\text{відкл}} = t_z + t_{\text{вимик}} = 0,8 + 0,06 = 0,86 \text{ с}$. – час початку КЗ до його відключення, с, з врахуванням часу спрацювання захисту та повного часу вимикання вимикача з приводом, с.

Проводимо аналогічний розрахунок для всіх точок КЗ та зводимо результати у таблицю 2.10.

Таблиця 2.10 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	$x_{\Sigma i}$	$r_{\Sigma i}$	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уди}$	$i_{уди}$, кА	$I_{ди}$, кА	B_{ki} , кА ² ·с
K1	0,675	0	98,3	-	-	-	-	-
K2	30,075	17,43	1,91	0,1	0,99	3,131	1,953	3,134
K3	67,845	19,576	0,94	0,05	0,99	1,871	1,085	0,768
K4	85,5	180,976	3,6	0,002	0,99	8,129	5,616	27,177
K5	92,3	243,276	2,79	0,005	0,99	3,66	2,59	3,1

2.7.1.2 Розрахунок однофазного короткого замикання

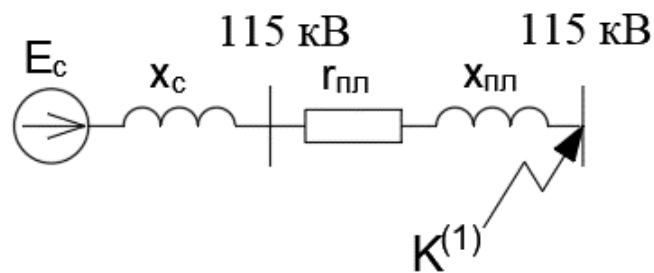


Рисунок 2.13 – Схема однофазного короткого замикання

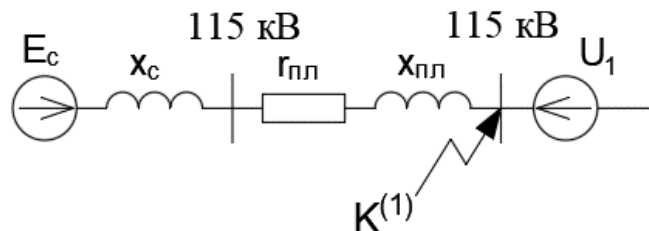


Рисунок 2.14 – Пряма схема заміщення

$$r_{1рез} = r_{пл} = 17,43 \text{ Ом,}$$

$$x_{1\text{рез}} = x_c + x_{\text{пл}} = 0,675 + 29,4 = 30,075 \text{ Ом.}$$

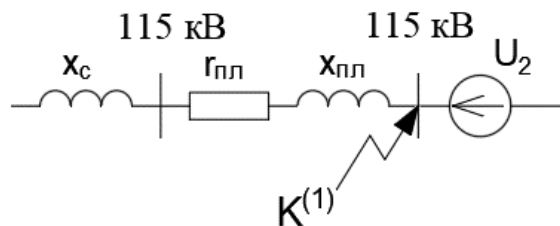


Рисунок 2.15 – Зворотня схема заміщення

$$r_{2\text{рез}} = r_{1\text{рез}} = 17,43 \text{ Ом,}$$

$$x_{2\text{рез}} = x_{1\text{рез}} = 30,075 \text{ Ом.}$$

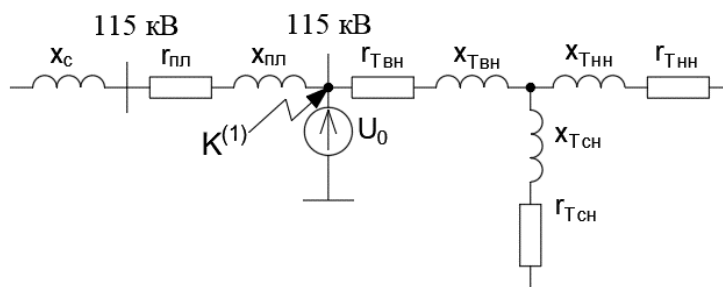


Рисунок 2.16 – Нульова схема заміщення

$$r_{\text{пл}0} = 3,5 \cdot r_{\text{пл}} = 3,5 \cdot 17,43 = 61,005 \text{ Ом,} \quad (2.37)$$

$$x_{\text{пл}0} = 3,5 \cdot x_{\text{пл}} = 3,5 \cdot 30,075 = 105,262 \text{ Ом,} \quad (2.38)$$

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = 20 \text{ Ка.}$$

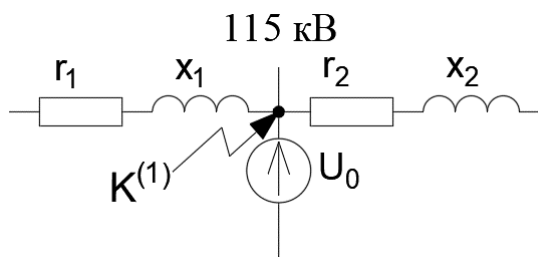


Рисунок 2.17 – Нульова схема заміщення

$$x_{c0} = \frac{3}{\sqrt{3}} \cdot \frac{E_c}{I_{K3}^{(1)}} - (x_{c1} + x_{c2}), \quad (2.39)$$

$$x_{c0} = \frac{3}{\sqrt{3}} \cdot \frac{66,4}{20} - (0,675 + 0,675) = 4,4 \text{ Ом},$$

$$r_1 = r_{пл0} = 61,005 \text{ Ом},$$

$$r_2 = \frac{r_{HC} \cdot r_{CC}}{r_{HC} + r_{CC}} + r_{BC} = \frac{0,97 \cdot 0,97}{0,97 + 0,97} + 0,97 = 1,455 \text{ Ом}, \quad (2.40)$$

$$x_1 = x_{c0} + x_{пл0} = 4,4 + 105,262 = 109,662 \text{ Ом},$$

$$x_2 = \frac{x_{HC} \cdot x_{CC}}{x_{HC} + x_{CC}} + x_{BC} = \frac{15,2 \cdot (-0,525)}{15,2 - 0,525} + 22,57 = 22,02 \text{ Ом},$$

$$r_{0рез} = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} = \frac{61,005 \cdot 1,455}{61,005 + 1,455} = 1,421 \text{ Ом}, \quad (2.41)$$

$$x_{0рез} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2} = \frac{109,662 \cdot 22,02}{109,662 + 22,02} = 18,33 \text{ Ом}.$$

Тепер знаходимо струм КЗ в точці К⁽¹⁾

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_c}{\sqrt{(r_{1рез} + r_{2рез} + r_{0рез})^2 + (x_{1рез} + x_{2рез} + x_{0рез})^2}}, \quad (2.42)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{3 \cdot 66,4}{\sqrt{(17,43 + 17,43 + 1,421)^2 + (30,075 + 30,075 + 18,33)^2}} = 2,3 \text{ кА}.$$

Розрахуємо інші електричні характеристики на прикладі точки К⁽¹⁾

Стала затухання аперіодичної складової:

$$T_{ак} = \frac{x_{рез}}{\omega r_{рез}} = \frac{30,075 + 30,075 + 18,33}{314,16 \cdot (17,43 + 17,43 + 1,421)} = 0,006 \text{ с}.$$

Ударний коефіцієнт, з урахуванням значення сталої часу затухання аперіодичної складової та час ударного струму:

$$K_{yK} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{ак}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,006}} = 1,188.$$

Ударне значення струму та максимальне діюче значення повного струму з врахуванням значення надперехідного струму та ударного коефіцієнту:

$$i_{yK} = \sqrt{2}k_{yK}I_K = \sqrt{2} \cdot 1,188 \cdot 2,3 = 3,86 \text{ кА},$$

$$I_{дK} = I_K \sqrt{1 + 2(k_{yK} - 1)^2} = 2,3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,188 - 1)^2} = 2,379 \text{ кА}.$$

Тепловий імпульс, з врахуванням повного часу проходження КЗ:

$$B_K = I_K^2 (t_{відкл} + T_{аK}) = 2,3^2 \cdot (0,86 + 0,006) = 4,578 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.7.1.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів у мережі 110, 10 кВ

У таблицях 2.11 та 2.12 наведено перевірку комутаційних апаратів згідно з розрахованими струмами короткого замикання.

Таблиця 2.11 – Перевірка комутаційних апаратів 110 кВ.

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	ВЭКТ-110-40/2000У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$	3,05 кА 1,94 кА	102 кА 40 кА
Тепловий імпульс	$B_K \leq I_{т.с2}$ т.с	5,088 кА ² с	4800 кА ² с		
110 кВ	Роз'єднувач РГ-110/1000У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$	3,05 кА 1,94 кА	80 кА 31,5 кА

Продовження таблиці 2.11

1	2	3	4	5	6
Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с2} t_{т.с}$	5,088 кА2с	1200 кА2с		

Таблиця 2.12 – Перевірка комутаційних апаратів 10 кВ.

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
10 кВ	Вимикач ВР2-10/1600-31,5У3	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{тах}$ $I'' \leq I_{вимик}$	3,66 кА 2,59 кА	51 кА 31,5 кА
Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с2} t_{т.с}$	3,34 кА2с	1200 кА2с		
10 кВ	Роз'єднувач РВ3-10/630У2	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{тах}$ $I'' \leq I_{вимик}$	3,66 кА 2,59 кА	52 кА 20 кА
Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с2} t_{т.с}$	3,34 кА2с	1200 кА2с		

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

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.

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

РС зображена на рисунку 2.18

Вихідні дані:

Система: струм КЗ $I_5^3 = 2,79$ кА

Приймаємо трансформатор типу ТП-1600/10/0,4 з такими паспортними даними

$$S_H = 1600 \text{ кВА}, U_{HB} = 10 \text{ кВ}, U_{HH} = 0,4 \text{ кВ}, \Delta P_{K3} = 13 \text{ кВт}, U_K = 5,5 \%, \Delta I_{xx} = 2,3\%, \Delta P_{xx} = 1,7 \text{ кВт}$$

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ: $l_u = 5 \text{ м}$, метал – Al, $r_{u.o} = 0,1 \text{ Ом / км}$, $x_{u.o} = 0,13 \text{ Ом / км}$, $S = 80 \times 8 \text{ мм}^2$.

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

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

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

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

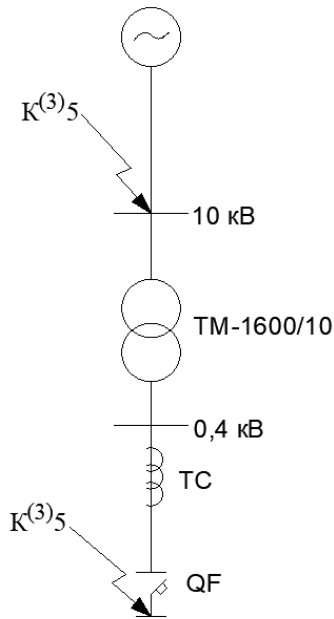


Рисунок 2.18 – Розрахункова схема

Розрахунок параметрів схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

$$x_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_5^3 \cdot U_{HB}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2,79 \cdot 10,5} = 3,15 \text{ МОм.} \quad (2.43)$$

Опори трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot (U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H^2} = \frac{13 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{1600^2} = 0,8125 \text{ МОм,} \quad (2.44)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{(U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H}, \quad (2.45)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{13}{1600}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{1600} = 5,439 \text{ МОм.}$$

Опори шин:

$$r_{ш} = r_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ МОм,} \quad (2.46)$$

$$x_{ш} = r_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ МОм.} \quad (2.47)$$

Активний опір болтового з'єднання:

$$r_{б.к} = 0,003 \text{ мОм.}$$

Побудуємо СЗ для визначення струмів КЗ в точках К1-К2

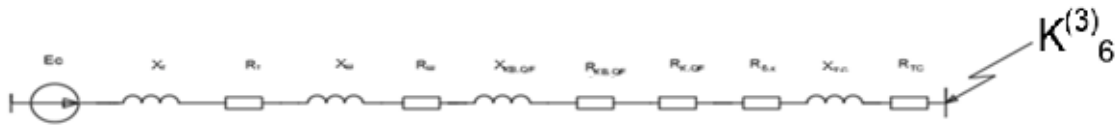


Рисунок 2.19 – Схема заміщення

Еквалентуємо СЗ:

$$x_1 = x_c + x_t + x_{кв.СФ} + x_{ш} + x_{тс},$$

$$x_1 = 3,15 + 5,439 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 9,359 \text{ мОм,}$$

$$r_1 = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{кв.СФ} + r_t + r_{кСФ} + r_{тс},$$

$$r_1 = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,8125 + 0,14 + 0,2 = 1,7945 \text{ мОм.}$$

Виконаємо розрахунок надперехідного значення струму трифазного КЗ:

$$I_6^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{нн} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_1^2 + r_1^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{9,359^2 + 1,7945^2}} = 25,44 \text{ кА,} \quad (2.48)$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму трифазного КЗ:

$$T_{ак6}^{(3)} = \frac{x_1}{\omega \cdot r_1} = \frac{9,359}{314 \cdot 1,7945} = 0,0166 \text{ с.}$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к6}^{(3)} = I_6^{(3)^2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак6}^{(3)}).$$

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;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ – час вимкнення вимикача, с;

$$B_{K6}^{(3)} = 25,44^2 \cdot (0,18 + 0,0166) = 127,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{\text{уд6}}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак6}}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0166}} = 1,547 \text{ с,}$$

$$i_{\text{уд6}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд6}}^{(3)} \cdot I_6^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,547 \cdot 25,44 = 55,65 \text{ кА.}$$

Розрахунок найбільшого діючого значення струму короткого замикання:

$$I_{\text{y6}}^{(3)} = I_6^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд6}}^{(3)} - 1)^2},$$

$$I_{\text{y6}}^{(3)} = 25,44 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,547 - 1)^2} = 32,163 \text{ кА.}$$

2.7.2.1 Розрахунок струму однофазного короткого замикання

Проведемо розрахунок струму однофазного КЗ в $K_6^{(1)}$.

Схема заміщення прямої послідовності

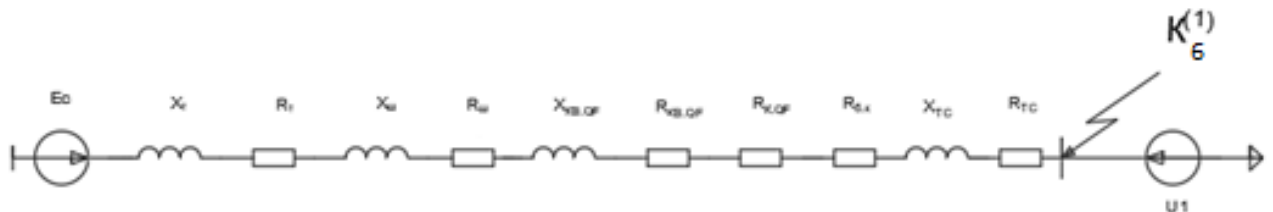


Рисунок 2.20 – СЗ прямої послідовності

$$x_1 = x_c + x_T + x_{\text{KB.SF}} + x_{\text{ш}} + x_{\text{TC}},$$

$$x_1 = 3,15 + 5,439 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 9,359 \text{ МОм,}$$

$$r_1 = r_{\text{ш}} + 4 \cdot r_{\text{б.к}} + r_{\text{KB.SF}} + r_T + r_{\text{KSF}} + r_{\text{TC}},$$

$$r_1 = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,815 + 0,14 + 0,2 = 1,797 \text{ МОм,}$$

Схема заміщення нульової послідовності:

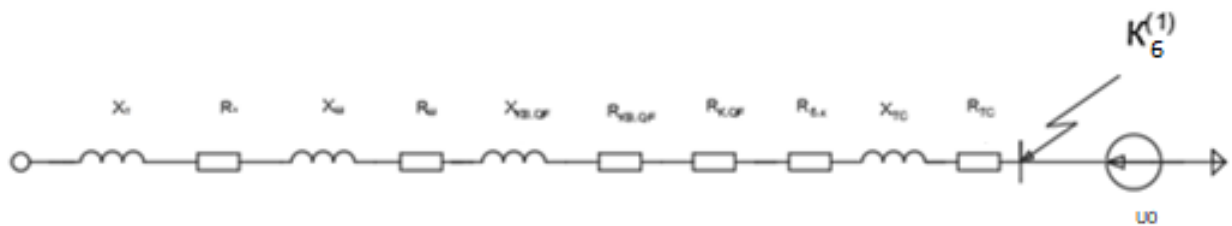


Рисунок 2.21 – Схема заміщення нульової послідовності

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 $K_6^{(1)}$:

$$x_0 = x_{T0} + x_{кв.QF0} + x_{ш0} + x_{TC0},$$

$$x_0 = 5,439 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 11,089 \text{ мОм},$$

$$r_0 = r_{T0} + 4 \cdot r_{б.к0} + r_{к.QF0} + r_{кв.QF0} + r_{ш.0} + r_{TC0},$$

$$r_0 = 0,8125 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 = 6,2945 \text{ мОм}.$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_6^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{HH}) \cdot 10^3 \cdot T^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_1 + r_0)^2 + (2 \cdot x_1 + x_0)^2}} \quad (2.49)$$

де x_0 та r_0 – індуктивний та активний опір схеми заміщення нульової послідовності:

$$I_6^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,797 + 6,2945)^2 + (2 \cdot 9,359 + 11,089)^2}} = 23,16 \text{ кА}.$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{\text{ак6}}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_0}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot r_1 + r_0)} = \frac{2 \cdot 9,359 + 11,089}{314 \cdot (2 \cdot 1,797 + 6,2945)} = 0,009 \text{ с.} \quad (2.50)$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{\text{уд6}}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак6}}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,009}} = 1,329 \text{ с.}$$

Розрахунок ударного струму для $K_6^{(1)}$:

$$i_{\text{уд6}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд6}}^{(1)} \cdot I_6^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,329 \cdot 23,16 = 43,52 \text{ кА.}$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ:

$$I_{\text{у6}}^{(1)} = I_6^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд6}}^{(1)} - 1)^2},$$

$$I_{\text{у6}}^{(1)} = 23,16 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,3239 - 1)^2} = 25,47 \text{ кА.}$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{\text{к6}}^{(1)} = I_6^{(1)^2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{\text{ак6}}^{(1)}).$$

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

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

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

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

$$B_{\text{к1}}^{(1)} = 23,16^2 \cdot (0,18 + 0,009) = 101,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2.7.2.2 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та

ВИСНОВКИ

Дані комутаційного апарату та умови перевірки занесені в таблицю 2.13.

Таблиця 2.13 – Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
0,4 кВ	FMC3/3U 3P 250A 50кА	Струм динамічної стійкості	$i_{yd} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	43,52 25,47	50кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	101,37	$1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

З таблиці 2.13 можна побачити що обраний апарат відповідає вимогам та підходить для даного випадку.

Таким чином, в проєкті проведено розрахунок однофазного та трифазного струмів КЗ. Також проведено перевірку комутаційних апаратів

2.8 Релейний захист та автоматика

2.8.1 Розрахунок струмового захисту лінії 10 кВ з використанням запобіжників. Вибір автоматичних вимикачів на стороні 0,4 кВ.

Струмовий захист — це система захисту електричних мереж і обладнання від перевантажень та коротких замикань, яка реагує на збільшення струму понад допустимі межі. Вона є однією з найпоширеніших і найбільш ефективних методів захисту в електроенергетиці.

Основні типи струмового захисту:

Максимальний струмовий захист (МТЗ): Призначений для відключення ділянки мережі при перевищенні допустимого рівня струму. МТЗ може бути з використанням електромеханічних або електронних реле. Спрацьовує при досягненні струмом встановленого порогу.

Мінімальний струмовий захист (МінТЗ): Використовується рідше, призначений для захисту від недовантаження або втрати живлення в мережі.

Диференційний струмовий захист: Реагує на різницю між струмами, що входять і виходять з захищуваного об'єкта. Відрізняється високою точністю і швидкістю спрацьовування.

Принципи роботи струмового захисту

Принцип максимального струму: Захист спрацьовує, коли струм у лінії перевищує заздалегідь визначену уставку.

Принцип миттєвої дії: В деяких випадках захист спрацьовує миттєво без затримки часу, якщо струм перевищує дуже високий поріг.

Принцип зворотно-часової характеристики: Час спрацьовування зменшується зі збільшенням струму (наприклад, чим більший струм, тим швидше спрацьовування) [9].

2.8.2 Елементи струмового захисту

Трансформатори струму (ТС): Вимірюють струм у мережі і передають його на реле захисту. Забезпечують безпечне значення струму для роботи реле.

Реле захисту: Вимірюють струм, що надходить від трансформаторів струму. Спрацьовують при перевищенні встановленого порогу струму. Вимикачі (автоматичні або силові): Відключають захищувану ділянку мережі

при спрацьовуванні реле. Можуть бути різних типів: автоматичні вимикачі, вимикачі навантаження, масляні, вакуумні, газові тощо.

Переваги струмового захисту

Простота і надійність: Відносно простий в налаштуванні і експлуатації.

Швидкодія: Забезпечує швидке відключення аварійної ділянки.

Гнучкість: Можливість регулювання уставок та характеристик спрацьовування.

Недоліки струмового захисту

Обмежена вибірковість: Може спрацьовувати при аваріях у сусідніх ділянках мережі.

Залежність від умов навантаження: Може бути складно налаштувати при змінних навантаженнях.

2.8.3 Вибір комутаційних апаратів на стороні 0,4 кВ

Автоматичні вимикачі вибирають так, щоб номінальний струм головного кола вимикача $I_{a.ном.}$ та номінальний струм його теплових і електромагнітних розчіплювачів $I_{р.ном.}$ були не меншими від тривалого робочого струму $I_{тр.роб.}$ ділянки мережі, яку вони захищають:

$$I_{a.ном.} \geq I_{тр.роб.} \quad I_{р.ном.} \geq I_{тр.роб.}$$

Номінальна напруга вимикача $U_{a.ном.}$ повинна бути не меншою напруги мережі $U_{м.ном.}$, в якій він буде працювати:

$$U_{a.ном.} \geq U_{м.ном.}$$

Для вимикачів, які захищають асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором, номінальний струм головного кола вимикача $I_{a.ном.}$ та номінальний

струм розчіплювачів $I_{р.ном.}$ повинні бути не меншими від номінального струму двигуна $I_{дв.ном.}$:

$$I_{а.ном.} \geq I_{дв.ном.} \quad I_{р.ном.} \geq I_{дв.ном.}$$

При захисті групи електродвигунів номінальний струм розчіплювачів автомата повинен бути не меншим суми номінальних струмів двигунів:

$$I_{р.ном.} \geq \sum I_{дв.ном.}$$

Кратність струму спрацювання електромагнітних розчіплювачів (кратність відсічки) вибирають за даними таблиці 2.14 та з технічних характеристик відповідних вимикачів. Крім того, автоматичні вимикачі вибирають за конструктивними ознаками, за ступенем захисту від впливу навколишнього середовища та за стійкістю проти комутаційних спрацювань. До конструктивних ознак відносять: конструктивне виконання, кількість полюсів, вид і кількість розчіплювачів максимального струму, наявність та параметри додаткових розчіплювачів.

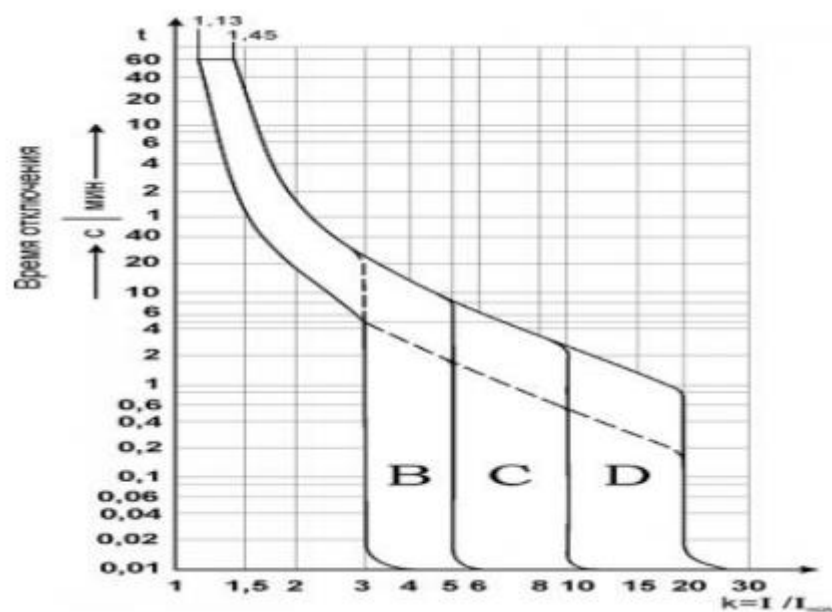


Рисунок 2.22 — Характеристики автоматів

Таблиця 2.14 — Кратність струму спрацювання електромагнітних розчіплювачів

Тип захисної характеристики	Кратність струму спрацювання при температурі +30 0С	Сфера застосування вимикача
A	$(2,4 - 3,6)I_n$	Електроустановки зі значною протяжністю електропроводки (малі струми короткого замикання), а також для захисту напівпровідникових приладів
B	$(3 - 5)I_n$	Електроустановки, що не мають значних пускових струмів, зокрема електропроводки жилих будинків
C	$(5 - 10)I_n$	Електроустановки з „ударним” навантаженням, (багатополюсні асинхронні електродвигуни, освітлювальні установки з газорозрядними лампами)
D	$(10 - 20)I_n$	Електроустановки зі значними пусковими струмами (трансформатори, двополюсні асинхронні двигуни)

Для наглядного прикладу вибираємо автомат на сторону 0,4 кВ

Визначаємо номінальний струм за формулою (2.51):

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{A1}^2 + Q_{A1}^2}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (2.51)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{818,38^2 + 311^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1263 \text{ A.}$$

Обираємо автоматичний вимикач NM8S – 1600S/3300 1600 F

З такими характеристиками:

Номінальна напруга 400 В;

Струм спрацювання 1600 А;

Серія NM8S;

Частота 50 Гц;

Умови вибору автоматичних вимикачів:

За номінальною напругою:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.}} \quad (2.52)$$

За номінальним струмом розчеплювача:

$$I_{\text{ном.розч.}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{уст.}} \quad (2.53)$$

За номінальним струмом автомату:

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{ном.розч.}} \quad (2.54)$$

За номінальною напругою:

$$400 \text{ В} \geq 400 \text{ В.}$$

За номінальним струмом розчеплювача:

$$1600 \text{ А} > 1,25 \cdot 1263 = 1578 \text{ А.}$$

За номінальним струмом автомату:

$$1600 \text{ А} \geq 1600 \text{ А.}$$

Згідно виконаним розрахункам обраний АВ відповідає умовам вибору.

2.8.4 Розрахунок струмового захисту лінії 10 кВ з використанням запобіжників

Для розрахунку номінального струму використовуємо формулу:

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		73

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}, \quad (2.55)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{818,38^2 + 311^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,92} = 54,9 \text{ А.}$$

Запобіжники вибираються з урахуванням номінального струму лінії. Розрахований номінальний струм має відповідати умовам, щоб запобіжник міг витримати максимальний струм короткого замикання. Використовуємо стандартний ряд запобіжників: 63 А, 80 А, 100 А, 125 А, 160 А, 200 А, 250 А, 315 А, 400 А.

Для захисту ліній від перевантажень номінальний струм плавкої вставки вибирають з таких умов: – неспрацювання в робочому максимальному режимі.

$$I_{\text{вст.ном}} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{\text{роб.макс.}} \quad (2.56)$$

Де $k_{\text{від}}$ - коефіцієнт відведення, приймають 1,1 – 1,25: $I_{\text{роб.макс.}}$ - максимальний робочий струм, що протікає по лінії[9].

Визначаємо номінальний струм плавкої вставки F1, та виконаємо вибір запобіжника:

Максимальний робочий струм на ВН стороні трансформатора $I_{\text{р макс}} = 54,9 \text{ (А)}$

Плавку вставку вибираємо із умови:

$$I_{\text{вст.ном.}} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{\text{роб.мах}} = 1,2 \cdot 54,9 = 65,88 \text{ А.}$$

Приймаємо $k_{\text{від}} = 1,2$

$$I_{\text{вст.ном.}} \leq I_{\text{к.з. мін.}} / k_{\text{ч}} = 68,88 / 2,5 = 26,35 \text{ А.}$$

Відповідно до умови приймаємо $k_{\text{ч}} = 2,5$

Вибираємо плавку вставку запобіжника 160 А.

Приймаємо запобіжник ЗП2 80 А (відключаюча здатність 80кА)

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	74
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		

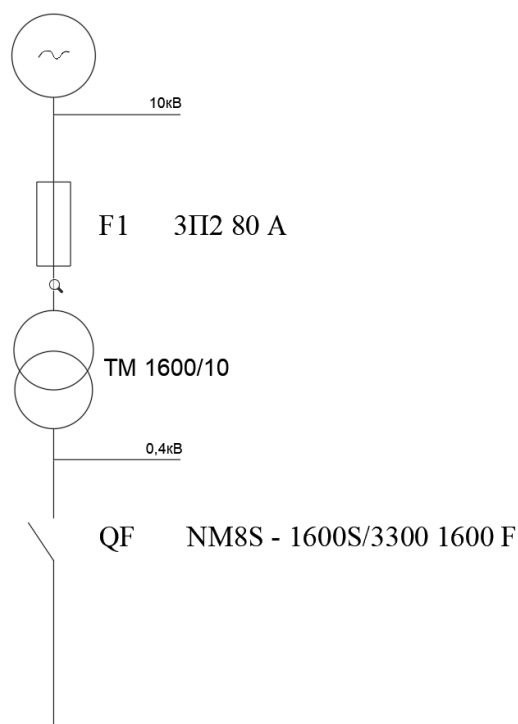


Рисунок 2.23 — Схема захисту

Висновок до розділу

В другому розділі було розраховано навантаження житлових будинків, поліклініки, та школи, пораховано величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії, обрано трансформатори та кабелі живлення від ТП до побутових споживачів. Також проведено розрахунок струму короткого замикання, що дало змогу підібрати відповідні електричні апарати. Для забезпечення надійного захисту електричних мереж було обрано автоматичні вимикачі та запобіжники, а також розроблено схему захисту, що забезпечує безпеку та стабільність електропостачання.

З ВИРІШЕННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОЇ РЕКОНФІГУРАЦІЇ МЕРЕЖІ ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ «РАОТВ»

3.1 Опис комплексу РАОТВ

Вирішувати задачі реконфігурації було прийнято за допомогою комплексу РАОТВ, зовнішній вигляд програми, та приклад кодування схеми зображено на рисунку 3.1

№	n	Un	Початок	Кінець	k	Параметри ліній	Nл	Дис.номер	I доп	A	№	Ком.ап.поч.	Ком.ап.кін.	Прим.
1	п	10	РП36.2	ТП1067		542°АСБ-120								
2			ТП1067	ТП2597		456°АСБ-120								
3			ТП2597	ТП3162		162°ААБ-120								
4			ТП3162	ТП3403.2		343°АСБ-120								
5			ТП3403.2	ТП284		762°АСБ-120								
6			ТП284	ТП361	К	234°СБ-50								
7	п	10	РП37.2	ТП1592		386°АСБ-70								
8			ТП1592	ТП1349		160°АСБ-95								
9			ТП1349	ТП1473		493°АСБ-70								
10			ТП1473	ТП1874		415°АСБ-120								
11			ТП1874	ТП1873		219°ААШв-120								
12			ТП1873	ТП1871		549°АСБ-95								
13			ТП1871	ТП1762		269°ААБ-120								
14			ТП1762	ТП3403.1		635°ААШн-95								
15			ТП3403.1	ТП3403.2	К									
16			ТП3403.1	ТП361		322°СБ-95								
17														
18														
19														
20														
21														

Рисунок 3.1 – Зовнішній вигляд ПЗ РАОТВ

Основне промислове призначення комплексу РАОТВ це супровід нормативно-правового акту «Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії» в частині формування і корекції інформаційної бази розрахункових схем 0.38 – 150 кВ операторів систем розподілу (ОСР) України і розрахунків економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП) споживачів електроенергії. Математичний апарат комплексу базується на використанні розімкненої моделі схеми і матриці контурних

					ОЕ-п11-03.002 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Жигульський				ВИРІШЕННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОЇ РЕКОНФІГУРАЦІЇ МЕРЕЖІ ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ «РАОТВ»	Літер	Сторінка	Сторінок
Перевірів	Ткаченко						76	104
Т. Контр.						НН ІЕЕ ОЕ-п11		
Н. Контр.	Ярмолюк							
Затвердив	Ткаченко							

опорів. Функціонал комплексу РАОТВ включає типові задачі для розімкнених або слабозамкнених мереж 0.38 – 150 кВ[10]:

- розрахунок і аналіз усталеного режиму з багатьма балансуєчими вузлами;
- балансування недостовірних навантажень за даними вимірів;
- задачі оптимізації втрат за конфігурацією розімкненої мережі, реактивною потужністю, режимом роботи трансформаторів;
- задача вибору оптимальних місць комутаційних пристроїв за критеріями надійності електропостачання (SAIDI, SAIFI, ENS);
- розрахунок втрат і складання балансів електроенергії для пошуку і локалізації місць із завищеними комерційними втратами;
- розрахунок струмів трифазних коротких замикань.

Особливістю комплексу РАОТВ є автоматична графіка розрахункових схем, що формується на базі табличних форматів вузлів і віток схеми. Перевагою такого апарату є значне скорочення часу для формування і корекції бази розрахункових схем (немає витрат часу на формування графічної бази схеми), можливість відображення вихідних параметрів (назви і номери вузлів, марки і довжини ліній, марки трансформаторів, параметри R, X, G, B, Kтр), результатів розрахунку режиму (напруги вузлів, струми і перетоки потужності на початку і кінці віток, перетоки електроенергії) та можливість відображення і аналізу окремих фрагментів схеми, що формуються за певними переліком типових операцій:

- радіус живлення – ланцюг живлення від заданого вузла до балансуєчого пункту;
- дерево живлення – відображення фрагменту схеми, що живиться від заданого вузла;
- траси живлення – відображення фрагменту схеми, що містить основний радіус живлення і всі радіуси живлення через один розрив, тобто резервні радіуси живлення;

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		77

- ярус вузла – відображення всіх зв'язків від заданого вузла.

У комплексі РАОТВ також виконуються розрахунки ustalених режимів складно замкнених промислових схем 110 – 750 кВ з багатьма вузлами з фіксацією модуля напруги (вузли ФМ). Особливістю таких розрахунків є велика кількість замкнених контурів (великий обсяг матриці контурних опорів), наявність комплексних коефіцієнтів трансформації (матриця контурних опорів є несиметричною), змінний склад вузлів ФМ в залежності від обмежень за реактивною потужністю генераторних блоків та ін[10].

Для реалізації розрахунків складової ЕЕРП (D1) мереж 110 – 750 кВ і складової ЕЕРП (D2) мереж 0.38 – 150 кВ, розрахунки ustalених режимів виконуються з великою точністю збігу ітераційного процесу (нев'язка за напругою складає $10^{-6} - 10^{-8}$ кВ) для чисельного обчислення ЕЕРП, що є похідною від сумарних втрат активної потужності за реактивною потужністю окремих вузлів: $\partial \Delta P / \partial Q$ [10].

Надалі буде опис розрахунку, виконаний в РАОТВ

База РЕМ - 6

Схема РЕМ Дані Абоненти Схема Каталоги

ПЛ ТП 04 04+ В_н Ф_н Пр Бт uzl vet -> Формат РЭС (ТП,РП)

№	ТП, РП	N тр	k тр	ШЗВ	k шзв	Трансформатор
1	ТП1067	T1				ТМ-400/10/0.4
2	ТП1349	T1				ТМ-630/10/0.4
3	ТП1473	T1				ТМ-180/10/0.4
4	ТП1592	T1				ТМ-320/10/0.4
5	ТП1762	T1				ТМ-320/10/0.4
6	ТП1871	T1				ТМ-320/10/0.4
7	ТП1873	T1				ТМ-320/10/0.4
8	ТП1874	T1				ТМ-320/10/0.4
9	ТП2597	T1				ТМ-630/10/0.4
10	ТП284	T1				ТМ-400/10/0.4
11	ТП3162	T1				ТМ-250/10/0.4
12	ТП3403.1	T1				ТМ-400/10/0.4
13	ТП3403.2	T2				ТМ-400/10/0.4
14	ТП361	T1				ТМ-320/10/0.4
15						

Рисунок 3.2 – Внесення інформації про ТП

У колонці «Т» вказується тип виміру (0-5). При Т = 0 у колонці «Рнав» вказується коефіцієнт завантаження трансформатора. Якщо коефіцієнт завантаження дорівнює 0 (колонка не заповнена), то він приймається рівним

коефіцієнту, заданому для всієї схеми. В колонці «Qнав» вказується тангенс навантаження ($\text{tg} = Q_{\text{нав}}/P_{\text{нав}}$). При $\text{tg} = 0$ його значення також приймається рівним загальному тангенсу для всієї схеми. При $T = 1..5$ виміри можна задати у вигляді потужності, струму або електроенергії. Завантаження трансформаторів за типами 4 і 5 може бути реалізоване при організації імпорту показань лічильників з баз даних електроспоживання промислових та побутових споживачів. Найбільш розповсюдженим методом задання навантажень ТП, РП є використання номінальних потужностей їх трансформаторів 10(6)/0.38 кВ. При цьому використовуються загальний коефіцієнт навантаження у відсотках і тангенс[10].

Колонки 1–6 містять основну інформацію щодо трансформаторів, колонки 7–25 – додаткову інформацію. Колонки 1, 2 містять ідентифікатор ТП, РП і номер тр-ра. Ознаки комутації «Н», «К», «О» вказуються в колонці 4. Зв’язок по стороні 0.38 кВ та її комутаційний стан можна задати відповідно в колонках 4 і 5. Колонка 6 містить марку тр-ра. В колонці 7 задається поточний номер відгалуження РПН або ПБЗ – 1, 2, 3 і т. д. Якщо $N_{\text{відг}} = 0$ (колонка не заповнена), то коефіцієнт трансформації розраховується по відношенню номінальних напруг тр-ра (наприклад, $K_{\text{тр}} = 10/0.4 = 25$), при $N_{\text{відг}} \neq 0$ коефіцієнт трансформації розраховується за умовами регулювання, заданими у довідникових даних трансформатора. У колонці 8 вказується прив’язка виміру навантаження до низької або високої сторони тр-ра (ознаки 0, 1). Колонка 9 задає тип навантаження – ознаки 0-5. У колонки 10–13 вносяться виміри навантаження та/або генерації. Номери добових графіків навантаження та генерації вказуються у колонках 14–17. Колонка 18 може містити символи «+» або «-» для позначення прийому або видачі електроенергії. В колонці 19 можна вказати ваговий коефіцієнт достовірності навантаження. В колонці 20 задається балансна приналежність аналогічно до таблиці ліній. Колонка 21 служить для текстового розшифрування балансної приналежності. В колонці 22 можна ввести текстовий запис адреси

ТП, РП. У колонці 23 може вказуватись номер району, що об'єднує групу ТП, РП. Такі номери районів можуть бути використані для видачі результатів розрахунків за групами тр-рів (наприклад, втрати потужності або електроенергії). Колонки 24, 25 містять формальні позначення комутаційних апаратів: «-» – відсутній, «В» – вимикач, «Р» – роз'єднувач, «Н» – вимикач навантаження, «П» – запобіжник. В комплексі РАОТВ по клавіші «Insert» у цих колонках можна вибрати марку комутаційного апарату з довідника, наприклад, ВМ10-10-630, РВ10-10-400, ВН16-6-400. Ці позначення містять марку, номінальну напругу, номінальний струм комутаційного апарату, розділені символом «-»[10].

На рисунку 3.4 зображено вигляд схеми яку досліджуємо на предмет реконфігурації, ВН які замальовані червоним вважаються нормально роз'єднаними, в схемі присутнє одне двосекційне ТП-3403, вся інша схема радіального типу однолінійна.

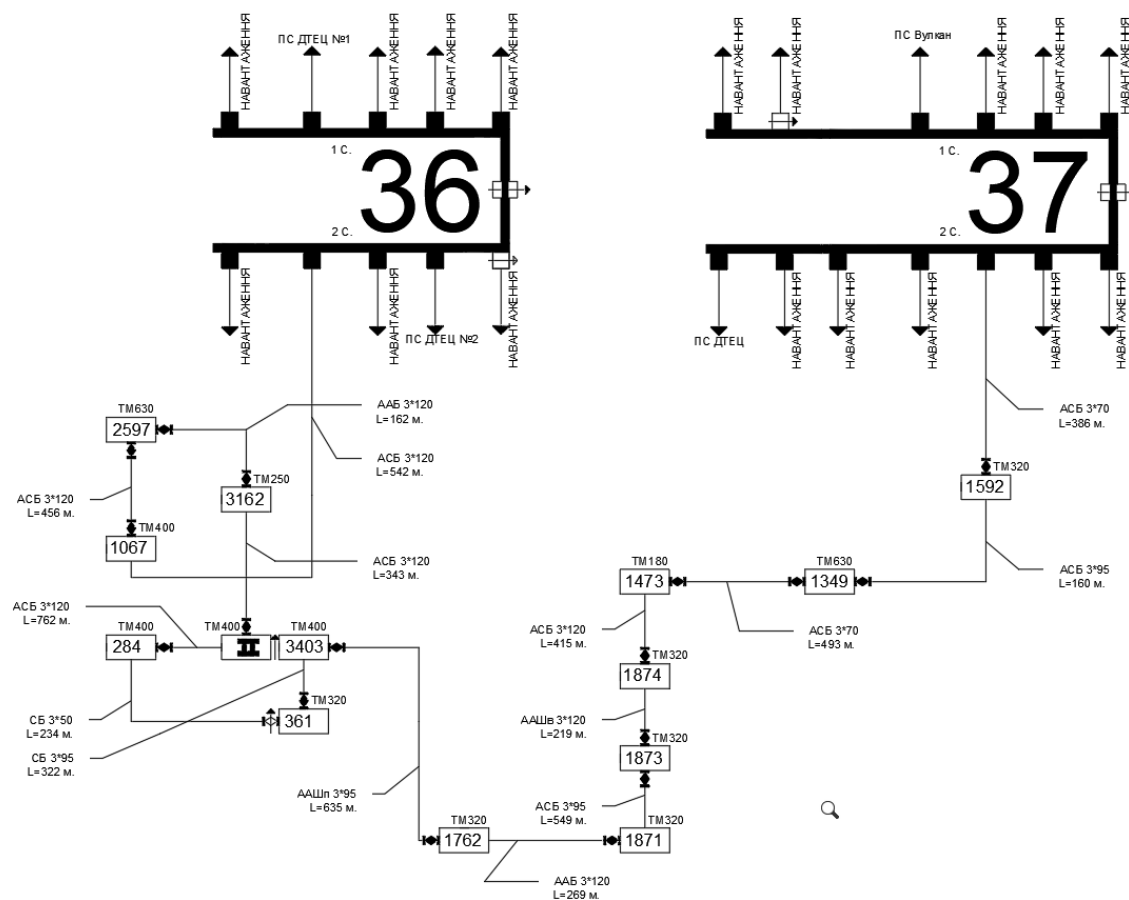


Рисунок 3.3 – Досліджувана схема

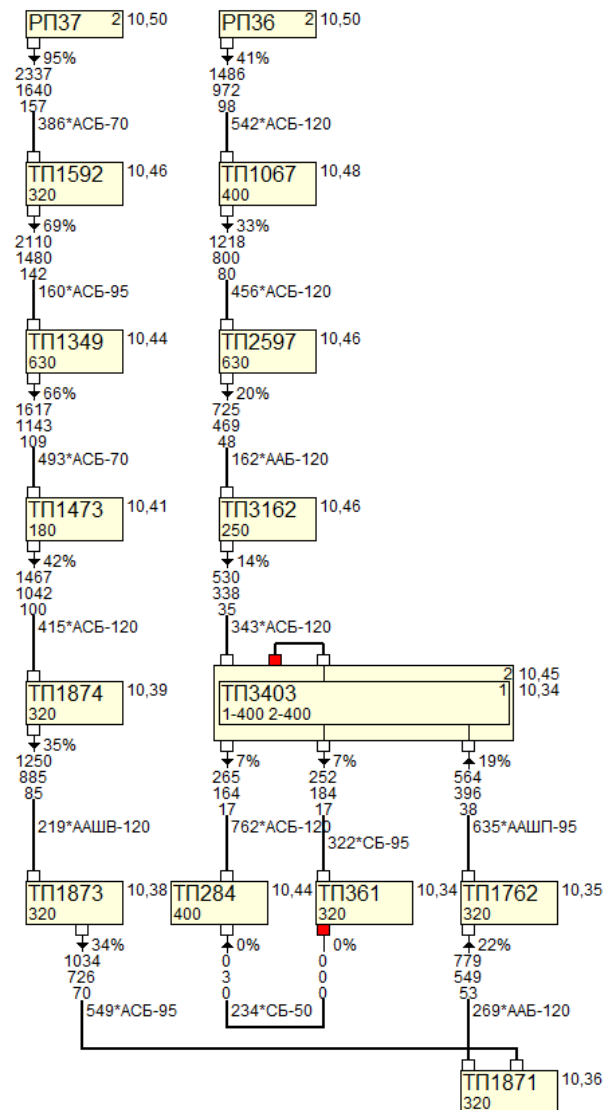


Рисунок 3.4 – Зовнішній вигляд схеми яку досліджуємо

Для розуміння зручності комплексу буде додано реальна схема яка була взята за основу диплому (Рисунок 3.3) на рисунку бачимо схему аналогічно до схеми 3.4. Досліджувана схема являє собою жил масив в одному з міст України, на лінії присутні як звичайні житлові будинку, так і ТРЦ, магазини, тощо.

Для розрахунку задач реконфігурації, вносимо параметри схеми за допомогою вікна параметри схемної графіки (рисунок 3.5), тут ми маємо можливості змінювати параметри провідностей, опорів, кількість знаків після коми, шрифт та інше.

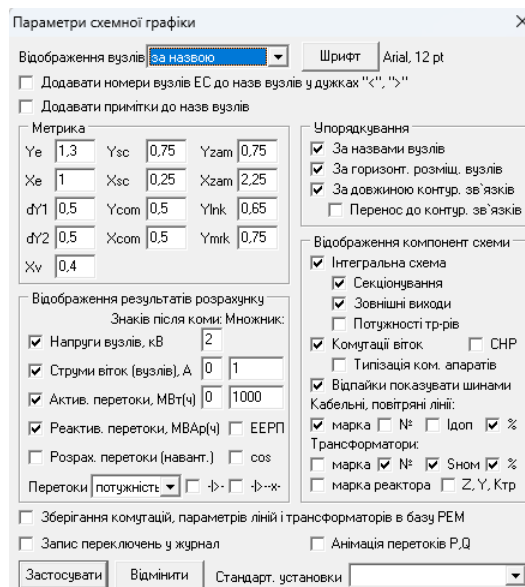


Рисунок 3.5 – Зображення вікна «Параметрів схемної графіки»

При внесенні в РАОТВ марки ТП, потужність, ми також маємо можливість вказати, коефіцієнт завантаження ТП, та tg , що дає можливість перевірити як впливає, відсоток навантаження ТП, на загальні втрати у лінії (Рисунок 3.7), за допомогою балансування навантажень (рисунок 3.6) програма здійснює загальний розрахунок лінії, можливо вибрати кількість ітерацій, точність та tg . Дані які були попередньо внесені розраховуються з точністю до 0,001 (Рисунок 3.7).

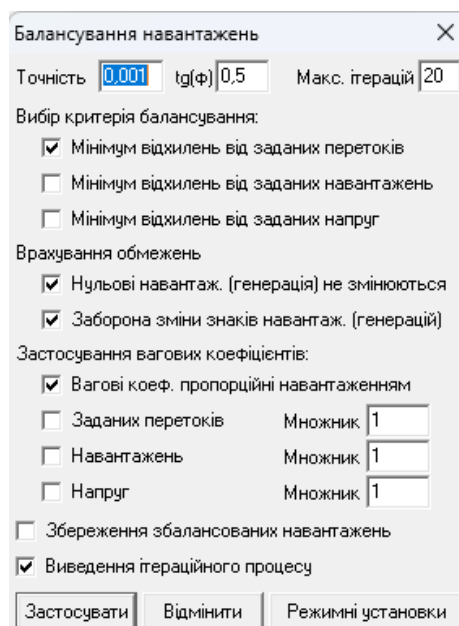


Рисунок 3.6 – Зображення можливості балансування навантажень

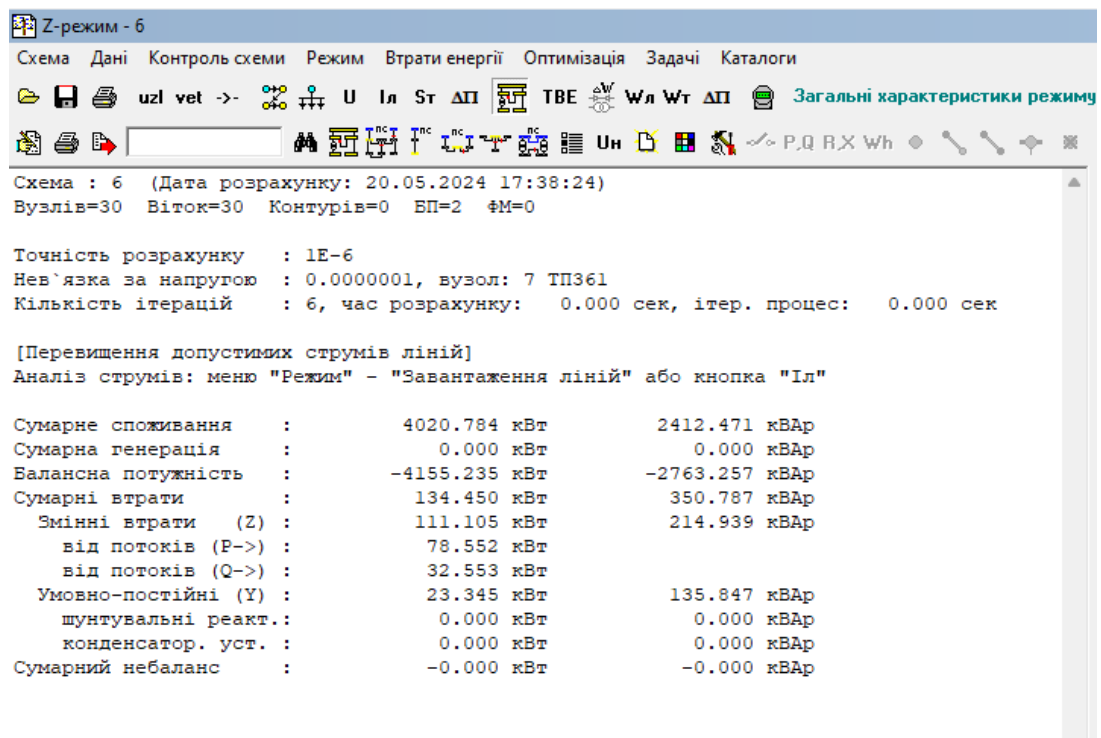


Рисунок 3.7 – Зображення результату обчислень схеми

Також кожному ТП можливо присвоїти свій графік навантаження, який буде в умовних одиницях показувати ступінь завантаження ТП (Рисунок 3.8), графік будуємо з залежністю часу від струму потужності активної, потужності реактивної. На рисунку 3.9 зображено добовий графік навантаження побутових споживачів. На рисунку 3.10 зображено добовий графік комерційних споживачів. На рисунку 3.11 добовий змішаний графік. Вищезазначені графіки є основними в досліджуваній схемі.

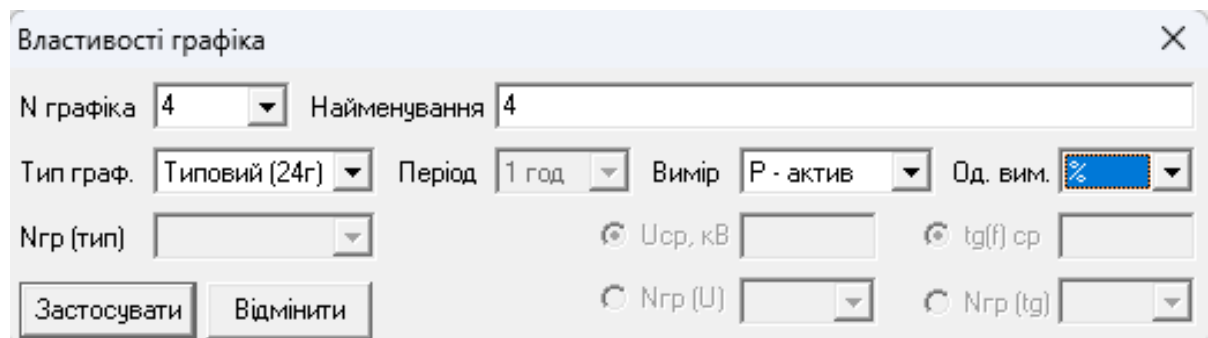


Рисунок 3.8 – Внесення даних про графік навантаження

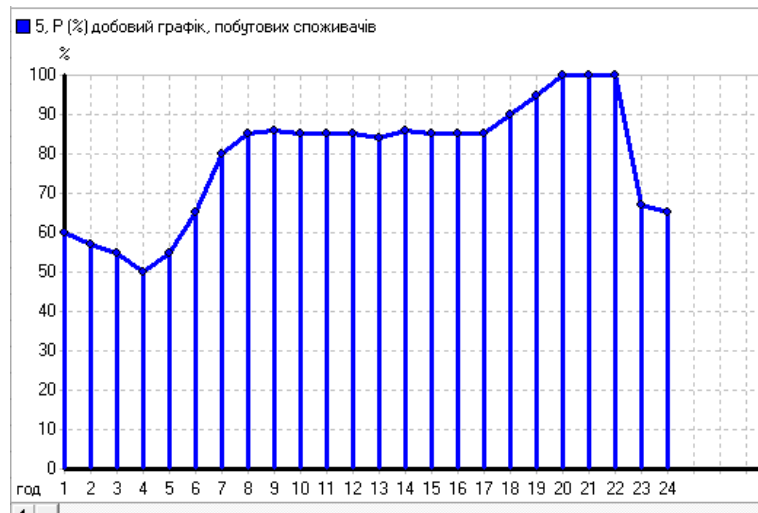


Рисунок 3.9 – Добовий графік навантаження побутових споживачів

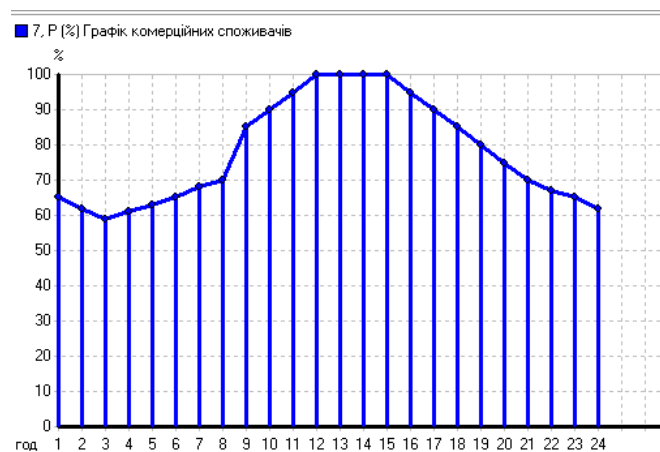


Рисунок 3.10 – добовий графік комерційних споживачів

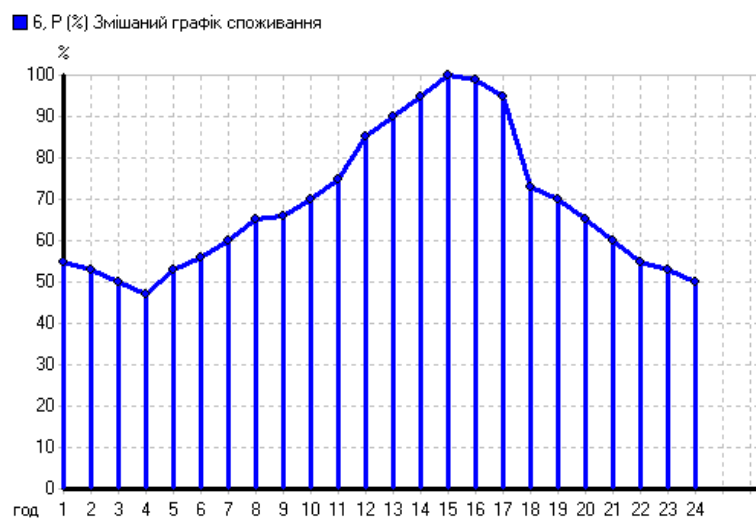


Рисунок 3.11 – добовий змішаний графік

3.2 Визначення оптимального місця розмикання електричної мережі

Перед визначенням оптимального місця розмикання, перевіримо добові втрати, за допомогою надбудови «розрахунок технічних втрат» (рисунок 3.12), обираємо конкретну дату для розрахунку, та перерахунок за графіками навантаження, інтервал дослідження година. За результатами розрахунку бачимо, що наразі без зміни місця розрізу ТП361—ТП284 втрати встановлюють: активної електроенергії 2255,647кВт/год, реактивної 6538,456 кВАр/год. Для кращої візуалізації втрат зобразимо їх на графіку рисунок 3.13.

Рисунок 3.12 – Надбудова розрахунок технічних втрат

Рисунок 3.12 – Надбудова розрахунок технічних втрат

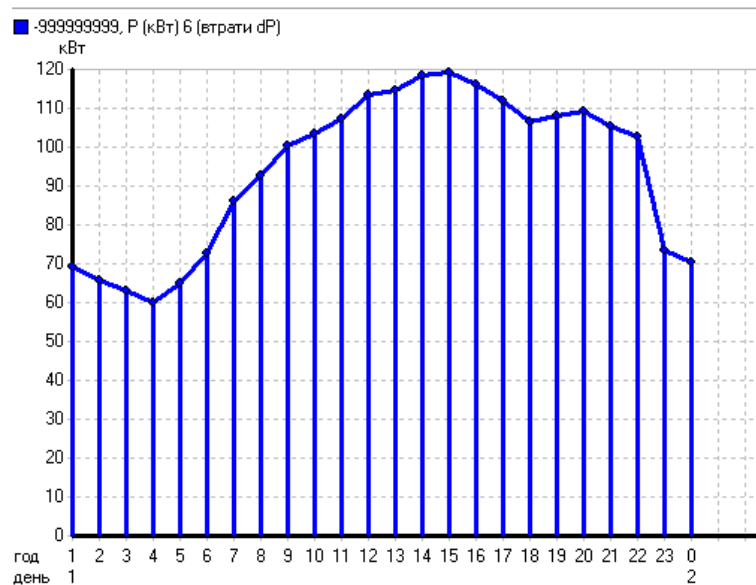


Рисунок 3.13 – Добові втрати активної електроенергії

Кожну годину навантаження на лініях змінюється, для того щоб погодинно досліджувати схему виконаємо розрахунок режиму схеми, за допомогою відповідної надбудови. Після виконуємо пошук оптимальних місць розмикань рисунок 3.14.

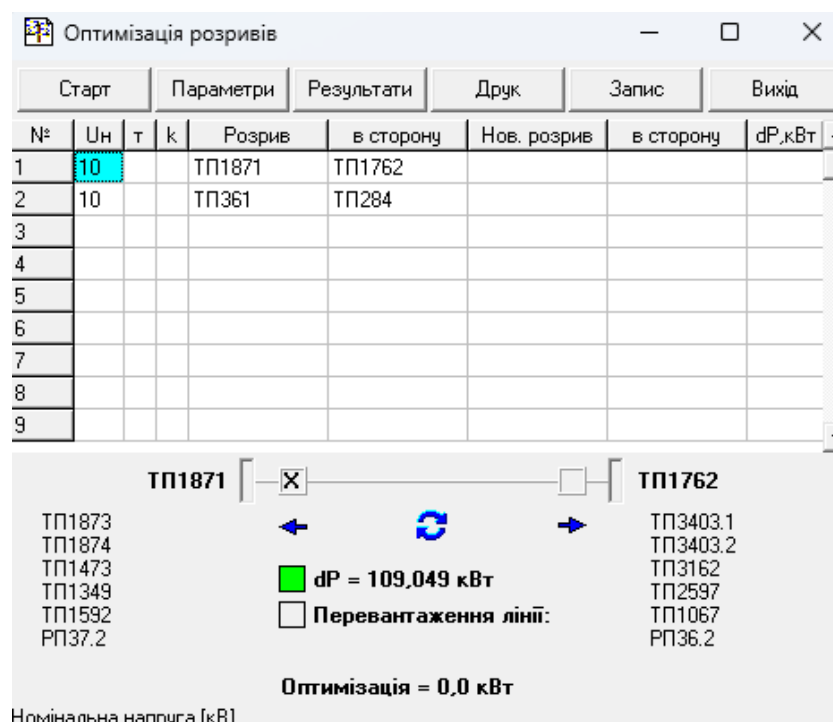


Рисунок 3.14 – Пошук оптимальних місць розмикань

За допомогою стрілок, обираємо розріз при котрому буде найменше втрат за годину, таким чином перевіряємо кожну годину доби, для виявлення оптимального місця розмикання в заданий час. Приклад переносу розрізів показано на рисунках 3.14 – 3.15

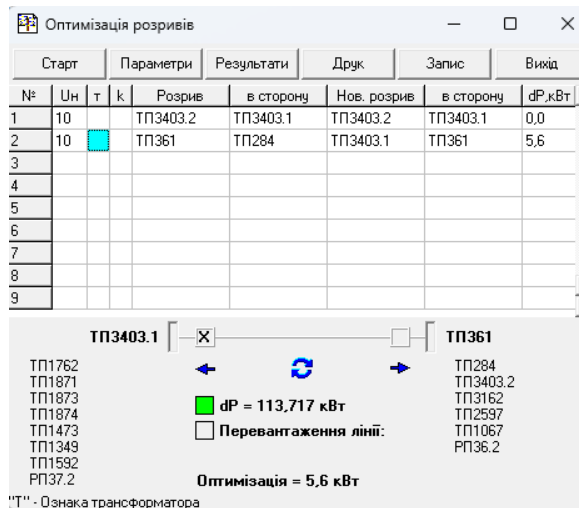


Рисунок 3.14 – Перенос розрізу

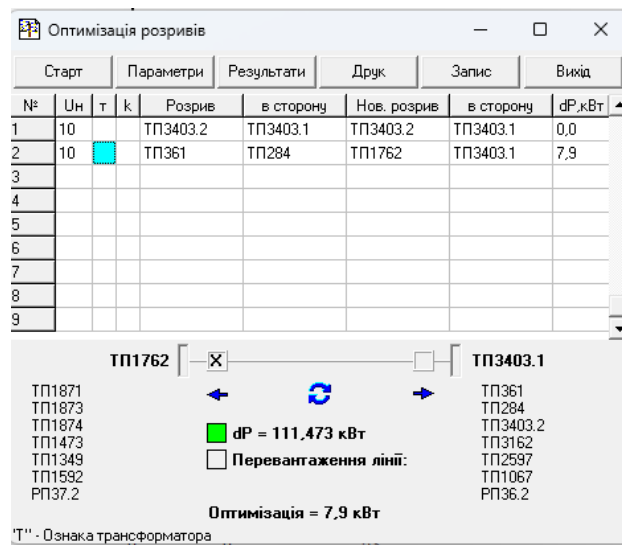


Рисунок 3.15 – Перенос розрізу

Як бачимо, після переносу розрізу вдалось зменшити втрати в лінії на 7,9 кВт. Проводимо подібні розрахунки, 24 рази оскільки 24 години на

добу. Результат розрахунків зобразимо на графіку рисунок 3.16. Після проведення погодинних розрахунків було виявлено, що розріз який зображений на рисунку 3.15 є самим оптимальним з точки зору втрат активної енергії.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку втрат

	Активна P, кВт/год	Реактивна Q, кВАр/год
Втрати до оптимізації розривів	2255,647	6538,456
Після оптимізації	2080,030	6529,545
Оптимізація за добу	175,617	8,911
Зменшення втрат за місяць	5268	267
Зменшення втрат за рік	64100	3252

Після переносу розрізу з ТП361—ТП284 на ТП1762—ТП3403.1, вдалось досягти зменшення втрат за добу на 175,617 кВт/год, та 8,911 кВАр/год, в таблиці 3.1 представлено зменшення втрат за місяць та рік. Застосовуючи, комплекс РАОТВ зміг перевірити, та перенести розріз в діючій схемі електропостачання одного з міст України, нова схема представлена на рисунку 3.17

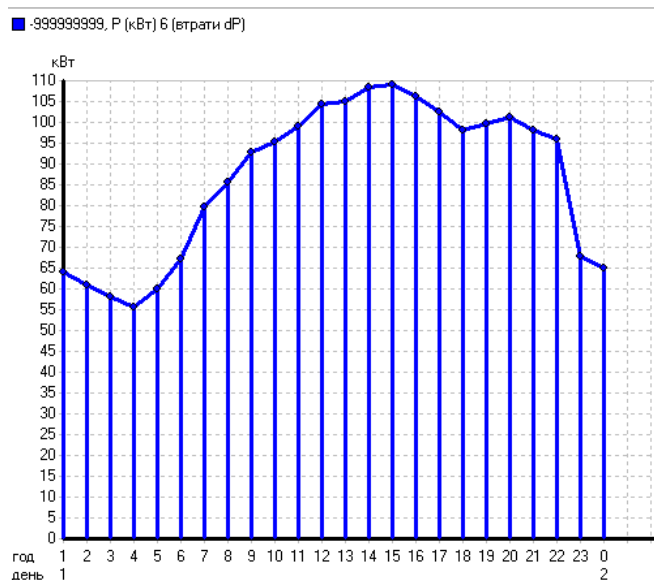


Рисунок 3.16 – Добові втрати активної електроенергії після оптимізації

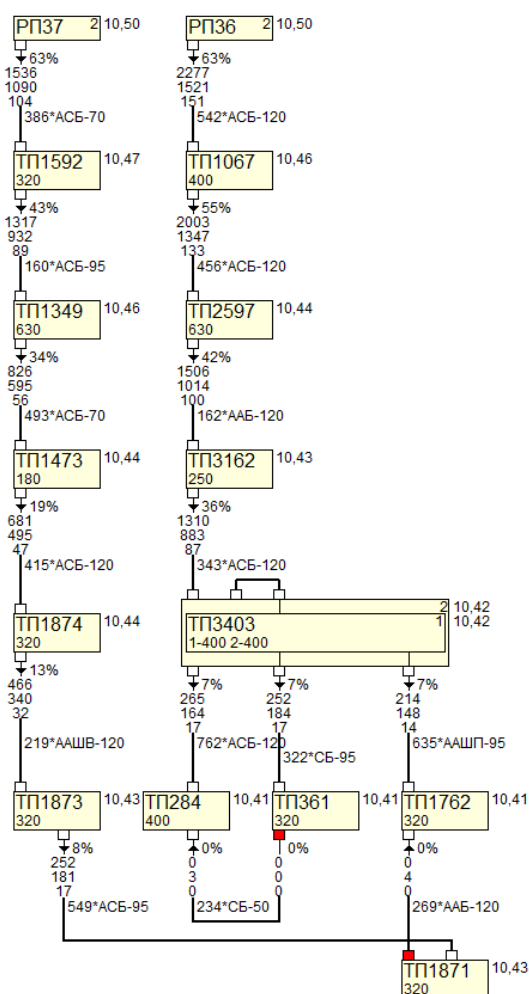


Рисунок 3.17 – Схема електропостачання після реконфігурації

Висновок до розділу

На прикладі реальної електричної схеми одного з українських міст, розраховано, що для зменшення втрат потужності бажано змістити розрив з ТП361—ТП284 на ТП1762—ТП3403.1. Цей підхід дозволяє оптимізувати розподіл електричної енергії та мінімізувати втрати в мережі, що сприяє підвищенню ефективності енергетичної системи міста.

За допомогою використання програмного забезпечення РАОТВ, доведено, що за допомогою однієї програми можна вирішувати складні енергетичні задачі, які можна впровадити в реальних умовах. Програмне забезпечення показало свою ефективність у моделюванні і оптимізації енергетичних процесів, що дозволяє зменшити витрати та підвищити надійність електропостачання.

У процесі роботи проаналізовано існуючу конфігурацію мережі, визначено її недоліки та запропоновано оптимальні рішення для покращення розподілу електричної енергії. Це дозволяє знизити втрати в мережі та підвищити її надійність.

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		90

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ МІСЬКОЇ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ 10 кВ

4.1 Загальна характеристика об'єкта

Досліджувана міська кабельна лінія напругою 10 кВ, яка розташована в одному з міст України є критичним об'єктом інфраструктури, що забезпечує передачу і розподіл електроенергії в міських умовах. Її основна функція полягає в надійному постачанні електроенергії до житлових, комерційних і промислових споживачів. Така лінія складається з комплексу підземних кабелів, трансформаторних підстанцій, розподільних пристроїв та інших допоміжних елементів, що забезпечують стабільне функціонування електромережі.

Кабелі для лінії 10 кВ виготовляються з мідної або алюмінієвої жили, в моєму випадку використовуються кабелі:

АСБ 3х70 — це кабель, який використовується для передачі електричної енергії в мережах. Він складається з трьох мідних жил, кожна з яких має переріз 70 мм². Жили покриті паперовою ізоляцією, просоченою спеціальним складом для покращення ізоляційних властивостей. Цей кабель має бронювання з сталевих стрічок для захисту від механічних пошкоджень. Основні застосування кабелю АСБ 3х70 включають електропостачання промислових об'єктів, житлових будинків та інфраструктурних проєктів [11].

АпвП 3х120 — це кабель, призначений для передачі електричної енергії в мережах. Він складається з трьох алюмінієвих жил, кожна з яких має переріз 120 мм². Жили покриті ізоляцією з зшитого поліетилену (ПвП), що

					<i>ОЕ-п11-03.002 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>	<i>Жигульський</i>				<i>Охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації міської кабельної лінії 10кВ</i>	<i>Літер</i>	<i>Сторінка</i>	<i>Сторінок</i>
<i>Перевірів</i>	<i>Третьякова</i>						<i>91</i>	<i>104</i>
<i>Т. Контр.</i>						<i>НН ІЕЕ ОЕ-п11</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Ярмолюк</i>							
<i>Затвердив</i>	<i>Третьякова</i>							

забезпечує високу стійкість до впливу вологи, механічних пошкоджень і хімічних речовин [11].

ТП: електроустановка, призначена для перетворення та розподілу електричної енергії. Електричний розподільний пристрій, що не входить до складу підстанції, називається розподільчим пунктом[12].

Силовий Трансформатор: непересувний потужний пристрій, трансформатор з двома або більше обвитками, який за допомогою електромагнітної індукції перетворює певну систему змінної напруги та струму, в іншу систему змінної напруги й струму, здебільшого різних значень, за тієї-ж частоти задля передавання електроенергії та її використання[12].

Споживачі розглянутої лінії, це звичайний житловий масив, з житловими будинками, магазинами, школами, ТРЦ та інше, в одному з міст України. В табл. 4.1 коротке позначення характеристики об'єкту.

Таблиця 4.1 – Загальна характеристика об'єкту

Найменування об'єкту	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Кабельна лінія від ПС до РП	В землі, на глибині не менше 0,7 метра до верху кабелю.	Лінія довжиною 1 км	Немає	Категорія Г
Кабельна лінія після РП до ТП	В землі, на глибині не менше 0,7 метра до верху кабелю.	Лінія довжиною 0,386 км	Немає	Категорія Г
Розподільний пункт	Приміщення відкритого типу	Територія розмірами (10x10x5)	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Г

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5
Трансформаторна підстанція	Приміщення відкритого типу	Територія розмірами (5х6х3)	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Г

Розміщення виробничого устаткування та електроустановок на міській кабельній лінії 10 кВ вимагає ретельного обґрунтування з урахуванням безпеки праці та пожежної безпеки. У попередніх розділах проекту було визначено доцільність використання цієї лінії для забезпечення електропостачання певного району міста. Місце розміщення електрообладнання повинно бути відповідно обґрунтоване з урахуванням вимог безпеки та легкого доступу для технічного обслуговування (табл. 4.2).

Основний розрахунок лінії виконано в 3 розділу за допомогою комплексу РАОТВ.

Таблиця 4.2 – Обладнання та його характеристики

Найменування	Марка	Характеристика	Напруга, кВ
Кабельна лінія до РП	АпвП 3х120	Алюмінієвий Провід в Поліетиленовій ізоляції	10
Кабельна лінія після РП до ТП	АСБ 3х70	Алюмінієвий Сталевий Броньований	10
РП	РП-1991-10кВ	РП-37, з двома незалежними джерелами живлення, оснащений АВР	10
ТП	ТМ320	Односекційне ТП-1592	10/0,4

4.2 Обсяги та послідовність робіт

Обсяги робіт включають монтаж, обслуговування та ремонт електроустаткування на міській кабельній лінії напругою 10 кВ (табл. 4.3). Перед початком робіт необхідно чітко визначити послідовність виконання кожного завдання, враховуючи технологічні особливості, специфіку устаткування та забезпечення безпеки праці. Планування робіт також включає визначення періоду та тривалості їх виконання, кількісного складу бригади, необхідного рівня кваліфікації електротехнічних працівників та наявності спеціалізованого обладнання. Важливо також враховувати можливі погодні умови та їхній вплив на процес виконання робіт, а також необхідність отримання дозволів від відповідних служб і організацій [13].

Таблиця 4.3 – Обсяги робіт та кількість робітників

Вид робіт	Спосіб доставки	Період виконання	Кількість працівників, (не менше)	Категорія електробезпеки
Обслуговування КЛ АпвП 3х120	Службовий автомобіль	При температурі не нижче 0°C, 2-3 дні згідно наряду	4	III і вище
Обслуговування КЛ АСБ 3х70	Службовий автомобіль	При температурі не нижче 0°C, 2-3 дні згідно наряду	4	III і вище
Обслуговування РП-1991-10кВ	Службовий автомобіль	При температурі не нижче -10°C, 1 доба	3	III і вище

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4	5
Обслуговування ТП ТМ320	Службовий автомобіль	При температурі не нижче -10°C, 1 доба	3	III і вище

Перш ніж почати будь-які ремонтні роботи на КЛ, необхідно відключити лінію від напруги та перевірити відсутність напруги на кабелі. При пробі ізоляції або неправильному з'єднанні кабелів може виникнути електрична дуга, яка здатна спричинити важкі опіки або інші травми. При роботі в кабельних колодязях або тунелях можуть накопичуватися небезпечні гази, що становлять загрозу для життя. Необхідно перевіряти повітря на наявність токсичних або вибухонебезпечних газів перед початком робіт.

Для електромонтера, який займається ремонтом кабельної лінії напругою 10 кВ, необхідно забезпечити наступні засоби індивідуального захисту (ЗІЗ):

- Спецодяг з негорючих матеріалів.
- Захисна куртка та штани з антистатичними властивостями.
- Діелектричні чоботи, які забезпечують захист від електричного струму.
- Діелектричні рукавиці для роботи під напругою.
- Робочі рукавиці для механічного захисту.
- Захисний шолом з ізоляційними властивостями для захисту голови.
- Захисні окуляри або щиток для захисту очей від електричних дуг та механічних пошкоджень.
- Ізолюючі підставки або килимки.

- Засоби індивідуальної захисту від падіння з висоти (пояси, страхувальні канати) при роботі на висоті.
- Переносне заземлення, для забезпечення безпеки під час робіт на відключеній лінії.

4.3 Вибір засобів безпеки

Обґрунтування вибору технічних та організаційних засобів безпеки базується на аналізі потенційних ризиків та врахуванні нормативних вимог. До цих засобів можуть належати ізоляційні матеріали, засоби індивідуального захисту, системи відключення електропостачання у випадку аварій тощо. В досліджуваних електроустановках застосовують такі технічні захисні заходи: контроль пошкодження ізоляції, заземлення. [14]

За допомогою захисного заземлення зменшується напруга на корпусі щодо землі до безпечного значення, отже, зменшується і сила струму, що протікає через тіло людини. Згідно ПУЕ, опір заземлення в електроустановках до 1000 В не повинен перевищувати 8-10 Ом. [11]

Виконаємо розрахунок заземлення РП-1991-10кВ. Оскільки на розподільчому пункті відсутні природні заземлювачі, буде встановлено штучні

Визначимо опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \Psi. \quad (4.1)$$

де $\rho_{\text{табл}}$ – це питомий опір землі 20 Ом/м, при вологості 20%;

$\Psi = 1,2$ – це коефіцієнт сезонності.

$$\rho_{\text{розр.Г}} = 20 \cdot 1,2 = 24 \frac{\text{Ом}}{\text{м}},$$

$$\rho_{\text{розр.Г}} = 20 \cdot 2 = 40 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

Для заземлення планується використання вертикальних стрижнів діаметром 10 мм та довжиною 3 м.

Також будуть застосовуватися горизонтальні стрижні діаметром 10 мм та довжиною 10 м.

Для забезпечення стабільної роботи системи та захисту від температурних коливань, стрижні будуть розміщені на глибині 0,8 м від поверхні.

$$R = \frac{\rho_{\text{розр.Г}}}{(2\pi L)} \cdot \ln\left(\frac{L^2}{dt}\right). \quad (4.2)$$

де

d – це діаметр заземлювача, м;

t – це глибина заземлювача;

L – це периметр розподільчого пункта, який дорівнює 50м;

$$R_{\Gamma} = \frac{24}{(2 \cdot 3,14 \cdot 50)} \cdot \ln\left(\frac{50^2}{0,01 \cdot 0,8}\right) = 0,967 \text{ Ом.}$$

Визначимо опір вертикального заземлення:

$$R_{\text{В}} = \frac{\rho_{\text{розр.В}}}{(2\pi L)} \left(\ln \frac{2l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l_1}{4t-l_1} \right). \quad (4.3)$$

де l – це довжина стрижня, м;

$$R_{\text{В}} = \frac{40}{(2 \cdot 3,14 \cdot 3)} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,01} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 14,32 \text{ Ом.}$$

Загальний опір системи заземлення визначатиметься як паралельне з'єднання горизонтальних і вертикальних заземлювачів.

$$R_{\Pi} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{\text{В}}}{R_{\Gamma} + R_{\text{В}}} = \frac{0,967 \cdot 14,32}{0,967 + 14,32} = 0,9 \text{ Ом.}$$

Перевіряємо умови:

$$R_{\Pi} \leq R_{\text{доп}}, \quad (4.4)$$

$$0,9 \leq 8-10.$$

При обслуговуванні кабельних ліній (КЛ) напругою 10 кВ використовуються наступні типи електричних плакатів для забезпечення безпеки працівників. [15]

Попереджувальні плакати:

«Заборонено вмикати. Працюють люди!» — для попередження про проведення робіт на лінії.(Рисунок 4.1) [15]



Рисунок 4.1 – Попереджувальний плакат

Вказівні плакати:

«Заземлено» — для позначення місць, де встановлено заземлення.(Рисунок 4.2) [15]



Рисунок 4.2 – Вказівний плакат

Інформаційні плакати:

“Роботи ведуться на КЛ “ — для інформування про конкретний тип робіт.(Рисунок 4.3) [15]



Рисунок 4.3 – Інформаційний плакат

Знак електробезпеки, (Рисунок 4.4) встановлюється на ЕУ[15]



Рисунок 4.4 – Знак електробезпеки

Плакати та знаки безпеки служать для попередження про небезпеку ураження електричним струмом, для заборони контактів з комутаційною апаратурою, для визначення місця роботи і т. д.[15]

Плакати виконуються переносними і поділяються на попереджувальні, що забороняють, розпорядчі та вказівні. Попереджувальні плакати служать для попередження про небезпеку наближення до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою. Заборонні плакати служать для заборони дії з комутаційними апаратами, при помилковому включенні яких може бути

подана напруга на місце робіт. Розпорядчі плакати служать для вказівки працюючому персоналу місця, підготовленого до роботи, або безпечного доступу до нього. Вказівний плакат «Заземлено» вказує на неприпустимість подачі напруги на заземлений ділянку електроустановки. Знаки безпеки служать для попередження про небезпеку ураження електричним струмом (Обережно! Електрична напруга)[11].

4.4 Виконання робіт в діючих електроустановках

Відповідно до пункту роботи в електроустановках стосовно їх організації поділяються на такі, що виконуються: за нарядом-допуском (далі нарядом), за розпорядженням та в порядку поточної експлуатації.

З урахуванням енергоємності та складу енергетичного обладнання споживача на підприємстві розробляються переліки робіт, які можуть проводитися безпосередньо за нарядом, за розпорядженням та в порядку поточної експлуатації.

Працівник, який видає наряд, розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність і правильність зазначених у наряді заходів безпеки, за якісний і кількісний склад бригади і призначення працівників, відповідальних за безпечне виконання робіт, а також за відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді, роботі, що виконується.

Право видачі нарядів та розпоряджень надається адміністративно-технічним працівникам підприємства, які мають групу електробезпеки V в електроустановках понад 1000 В та групу IV в електроустановках до 1000 В. .

Розпорядження, так само як наряди, записується в журнал обліку робіт за нарядами і розпорядженнями особою, яка його віддала, або оперативним працівником.

Під час реєстрації розпорядження у зазначеному журналі вказується:

- ким віддано розпорядження;
- зміст і місце роботи;

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		100

- заходи безпеки;
- час виконання роботи;
- прізвища, ініціали, групи з електробезпеки керівника робіт (наглядача) і всіх членів бригади.

Змінювати склад бригади, що працює за розпорядженням, в процесі роботи забороняється.[13]

Таблиця 4.4 – Небезпечні та шкідливі чинники

Тип чинника	Фактичне значення	Допустиме значення
Напруга	10 кВ	9 В
Струм	2 кА	0,7 мА
Шум	80дБА	85 дБА
Умови праці	Шкідливі III категорії	

4.5 Система захисту від пожеж та вибухів

Вибір системи захисту від пожеж і вибухів на міській кабельній лінії 10 кВ визначається на основі аналізу потенційних загроз та ефективності різних технічних рішень. Наявність системи захисту від блискавки також є важливим аспектом безпеки. (табл. 4.5).

Таблиця 4.5 – Вибір протипожежної безпеки

Заходи	Характеристики	Критерії вибору
Технічні заходи		
Вогнегасник вуглекислотний	ВВК -1,4. Об'єм 35 м3, довжина струменя 4 м	Вибраний для гасіння пожежі. Розташований на території РП.

Продовження таблиці 4.5

1	2	3
Балон з автоматичним пожежогасінням	Балон зі скрапленим газом (CO ₂)	Для гасіння пожежі в приміщенні ЕУ.
Перевірка	Плановий огляд	Огляд обладнання, для запобігання коротких замикань та дуги, від яких може виникати пожежа.
Інструктаж	Інструктаж робітників	Положення правил, для запобігання пожежі. Карти евакуації.
Респіратор	Полумаска 3М 7502	Засіб індивідуального захисту, для запобігання вдихання парів газу. Розміщений біля вогнегасника.
Непроникний одяг	Delta Plus EN 304	Для гасіння пожежі. Розташовується біля вогнегасника.

Висновок до розділу

У цьому розділі було детально розглянуто різні аспекти охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації міської кабельної лінії напругою 10 кВ. Було запропоновано конкретні заходи безпеки, а також обґрунтовано їх необхідність та ефективність для забезпечення безпечних умов праці. Крім того, були надані рекомендації щодо практичної реалізації запропонованих заходів з метою підвищення рівня безпеки персоналу та захисту майна. Особлива увага була приділена розробці інструкцій для працівників, навчальним заходам, використанню спеціалізованого захисного обладнання, а також організаційним та технічним заходам, спрямованим на попередження нещасних випадків та пожеж.

ВИСНОВКИ

В процесі дослідження, проведеного в рамках даного дипломного проєкту, була розглянута проблема визначення оптимальних місць розмикання міських електричних мереж напругою 6-10 кВ. Оптимізація місць розривів в електричних мережах дозволяє забезпечити більш ефективне управління енергопотоками, зменшити втрати електроенергії та підвищити надійність системи в цілому.

Перший розділ роботи був присвячений аналізу задачі реконфігурації електричних мереж. Було розглянуто важливість наявності розривів для забезпечення стабільної роботи системи, а також обґрунтовано необхідність їх оптимального розташування. У другому розділі наведено типові розрахунки, які включають розрахунки струмів короткого замикання та релейного захисту. Ці розрахунки є базою для подальшого аналізу та оптимізації мережі, що дозволяє більш точно оцінити її ефективність та надійність. Третій розділ включає спеціалізоване дослідження з використанням програмного забезпечення РАОТВ. За результатами проведених розрахунків було визначено оптимальні місця для розривів, що дозволило знизити втрати в мережі та покращити її експлуатаційні характеристики. Четвертий розділ присвячено питанням охорони праці та пожежної безпеки. В ньому детально розглянуто види захисту, які забезпечують безпечну експлуатацію електричних мереж, а саме розрахунок заземлення, встановлення електричних плакатів.

Отже, результати даного дослідження свідчать про доцільність та ефективність оптимізації місць розривів в міських електричних мережах напругою 6-10 кВ. Запропоновані методи та підходи дозволяють покращити надійність і ефективність роботи електричних мереж.

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		103

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9

2 Електричні системи та мережі: конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. Суми: Сумський державний університет, 2018. 214 с.

3 Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017. 617 с.

4 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Київ: Міненерговугілля України, 2006. 141 с.

5 ГКД 34.20.507-2003 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Харків: Індустрія, 2019. 580 с.

6 ДБН В.2.5-28-2018 Природне і штучне освітлення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2018. 133 с.

7 ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.

8 ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ: Мінрегіонбуд України, 2015. 4

9 Релейний захист та автоматизація енергосистем, розрахунково – графічна робота. Київ : Електрон. мережне навч. вид., 2022. 36 с.

10 Інструкція користувача програмного комплексу "Розрахунок, аналіз та оптимізація технологічних втрат" (РАОТВ). Київ : ТОВ "ЕНЕРГ. РІШЕННЯ", 2024. 140 с.

11 Основні організаційні та технічні вимоги під час експлуатації розподільних установок та підстанцій споживачів

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		104

<https://oppb.com.ua/news/osnovniorganizaciyni-ta-tehnichni-vymogy-pid-chas-ekspluataciyi-rozpodilnyh-usta>

12 ДСТУ 3270-95. «Трансформатори силові. Терміни та визначення.»

13 Заходи безпеки в електроустановках URL:
https://stud.com.ua/205/bzhd/zahodi_bezpeki_elektroustanovkah

14 ДСТУ 4024:2007 «Пожежна безпека об'єктів електропостачання.
Основні положення. »

15 Видавництво нормативно-технічної літератури
<https://www.fort.kharkiv.com/blog/znaki-elektrobezopasnosti-v-ukraine>

					ОЕ-п11-03.2.14 ПЗ	
Змн..	Арк..	№ докум. .	Підпис	Дата		105