

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

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціалізації «Системи електропостачання»

на тему: «Інтелектуалізація міських електричних мереж»

Виконав (-ла):

студент (-ка) III курсу, групи ОЕ-п71

Копчиков Олександр Миколайович _____

Керівник:

к.т.н., доц. Замулко А.І. _____

Консультанти:

Охорона праці _____

(назва розділу)

д.т.н., проф.Третькова Л.Д. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Нормоконтроль _____

(назва розділу)

ас. Прокопенко І.Д. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____

к.т.н., доц. Мейта О.В. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проекті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.
Студент (-ка) _____

Київ – 2020 року

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

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи електропостачання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«___» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Копчиков Олександр Миколайович

1. Тема проекту «Інтелектуалізація міських електричних мереж»,
керівник проекту к.т.н., доц. Замулко А.І., затверджені наказом по університету
від «21» травня 2020 р. №1131-с
2. Термін здачі студентом закінченого проекту “12” червня 2020 р.
3. Вихідні дані до проекту: Схема розміщення споживачів системи
електропостачання міста, характеристики комунально-побутових та
громадських споживачів
4. Перелік розділів, які мають бути розроблені
 - а) електрична частина: - Розробка загальної схеми електропостачання району
міста
 - б) охорона праці: - Охорона праці та пожежної безпеки при експлуатації міської
підстанції 10/0,4 кВ

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Однолінійна схема електропостачання району міста

2. Схема внутрішньобудинкової мережі

3. Генплан розміщення об'єктів району міста

4. _____

6. Консультанти розділів проекту

Релейний захист та автоматика

к.т.н., доц. Калінчик В.П.

Розрахунки токів к.з.

доц. Несен Л.І.

Охорона праці

д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д.

7. Дата видачі завдання “18” травня 2020 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проекту

студентом Копчиков О.М.

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розрахунок електричної частини	20.05.-05.06.20	
2	Розрахунок токів короткого замикання	28.05.-10.06.20	
3	Розрахунок релейної частини	07.06.-08.06.20	
4	Розробка частини ОППБ	08.06.-09.06.20	
5	Розробка першого розділу	08.06.-10.06.20	
6	Розробка третього розділу	09.06.-12.06.20	
7	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-14.06.20	
8	Захист дисертації	17.06.20	

Студент

Керівник проекту

О.М. Копчиков

А.І. Замулко

РЕФЕРАТ

Тема дипломного проекту «Інтелектуалізація міських електричних мереж» складається з 124 сторінки основного матеріалу, налічує 23 рисунки, 46 таблиць, 44 бібліографічних найменувань за переліком посилань, 4 креслення.

Під час виконання дипломного проекту було проведено розрахунок навантажень комунально-побутових та громадських споживачів. Вибрано параметри живильних мереж напругою до 1 кВ та вище 1 кВ, силових трансформаторів, апаратів захисту та автоматики. Проведено розрахунок струмів короткого замикання.

У якості спеціального питання було проведено аналіз питання інтелектуалізації міських електричних мереж і розглянуто можливості модернізації трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

ABSTRACT

The theme of the diploma project "Intellectualization of urban electrical networks" consists of 124 pages of basic material, has 23 figures, 46 tables, 44 bibliographic titles on the list of references, 4 drawings.

During the implementation of the diploma project the calculation of loads of communal and public consumers was carried out. The parameters of power supply networks with voltage up to 1 kV and above 1 kV, power transformers, protection devices and automation are selected. The calculation of short-circuit currents is carried out.

As a special issue, an analysis of the intellectualization of urban electrical networks and the possibilities of modernization of transformer substations were made.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	10
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗА ТЕМОЮ ДИПЛОМУ.....	11
1.1 Аналіз об'єктів міських електричних мереж, які підлягають інтелектуалізації	11
1.2 Аналіз технічного стану об'єктів електричних мереж	14
1.3 Аналіз можливостей інтелектуалізації.....	17
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА (ЗГІДНО ГЕНПЛАНУ НАВЕДЕНОМУ У ЗАВДАННІ НА ДП)	22
2.1 Умови проектування	22
2.1.1. Стисла характеристика об'єкту проектування.....	22
2.1.2. Характеристика основних споживачів електричної енергії	23
2.1.3 Характеристика джерела живлення	25
2.2 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення	25
2.2.1 Методика розрахунку	25
2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку	28
2.2.3 Розрахунок електричних навантажень об'єктів району.....	31
2.2.4 Визначення навантажень на ТП у нормальному режимі роботи	34
2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності.....	38
2.3.1 Вибір схеми трансформаторної підстанції	38
2.3.2 Вибір трансформаторів та батарей статичних конденсаторів на напрузі до 1000В	39
2.3.2 Обґрунтування виду виконання та комплектації підстанцій об'єкту проектування.....	39
2.4 Розрахунок живильних і розподільних електричних мереж	41
2.4.1 Вибір схеми розподільної мережі.....	41
2.4.2 Обґрунтування встановлення розподільних пунктів високої напруги.....	42
2.4.3 Розрахунок перерізу розподільних мереж понад 1000 В	43

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

2.4.4 Розрахунок перерізу розподільних мереж 0,4 кВ	47
2.4.5 Перевірка електричних мереж на відповідність вимогам щодо показників якості електричної енергії.	51
2.4.6 Розрахунок електричної мережі багатоповерхового житлового будинку .	53
2.5 Вибір комутаційної апаратури живильної та розподільної мережі	59
2.5.1 Вибір комутаційної апаратури	59
2.5.3 Вибір трансформаторів струму і напруги.....	59
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живильних провідників за умов короткого замикання	60
2.6.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ	61
2.6.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ	75
2.7 Релейний захист та автоматика.....	86
2.7.1 Загальні вимоги до релейного захисту і автоматики в мережах 10/0,4 кВ.	86
2.7.2 Вибір елементів релейного захисту і автоматики.....	87
2.8 Організація обліку електричної енергії на підстанції 10/0,4 кВ	91
2.9 Економічні характеристики проекту	91
2.9.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР	91
2.9.2 Формування загальної специфікації обладнання і матеріалів за проектом	92
3 ВИРІШЕННЯ ПРИКЛАДНИХ ЗАДАЧ ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЇ МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	94
3.1 Загальна характеристика трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ району, що проектується	94
3.2 Організація моніторингу роботи міської трансформаторної підстанції	98
3.3 Економічна оцінка модернізації підстанції	104
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНОЇ БЕЗПЕКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МІСЬКОЇ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4 КВ	108

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

4.1 Технічні характеристики підстанції та загальні показники умов праці та Пожежної безпеки	108
4.2 Перелік робіт, які плануються до виконання, та показники умов праці для таких робіт.....	109
4.3 Визначення шкідливих і небезпечних чинників на працівників, які будуть виконувати вказані роботи	111
4.4 Визначення потрібних технічних, організаційних заходів і засобів індивідуального захисту до виконання вказаних робіт і заходів з пожежної безпеки.....	112
4.5 Розрахунок захисного заземлювального пристрою трансформаторної підстанції	115
ВИСНОВОК.....	119
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	120
ДОДАТКИ.....	125

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

КЗ - Коротке замикання

ТП - Трансформаторна підстанція

ГПП - Головна понижувальна підстанція

ЦЖ - Центр живлення

ДБН - Державні будівельні норми

ЕП - Електроприймачі

КТП - Комплектна трансформаторна підстанція

ПКРП - Пристрій компенсації реактивної потужності

ВРП - Ввідно-розподільний пристрій

РП - Розподільний пункт

КЛ - Кабельна лінія

ПЛ - Повітряна лінія

ПУЕ - Правила улаштування електроустановок

СКЗ - Струм короткого замикання

ЗІЗ - Засоби індивідуального захисту

ГДК - Гранично допустима концентрація

ЕЗЗ - Енергозахисні засоби

ЗП - Заземлюючий пристрій

ВЗ - Вертикальний заземлювач

ГЗ - Горизонтальний заземлювач

ТП - Трансформаторна підстанція

ЕУ - Електрична установка

НШВЧ - Небезпечні і шкідливі виробничі чинники

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Електричні мережі складають ключову частину інфраструктури, яка підтримує індустріальне суспільство. Постійно зростає частка електричної енергії, що обробляється електронікою. Зростаюча тенденція переходу від централізованого енергопостачання до розосередженої генерації, засновані на відновлюваних джерелах енергії, значно пришвидшує цей процес. Удосконалені електронні електроенергетичні системи є запорукою підвищення енергоефективності та забезпечення максимальної доступності та стабільності мережі.

Здатність контролювати та відслідковувати потужність в системі зробила можливим ряд функцій та можливостей, не можливих раніше за допомогою звичайних топологій і методологій. Ми можемо говорити про справді інтелектуальне управління енергією, яке дозволить забезпечити енергоефективність.

Цифрова інфраструктура створила основу для того, що врешті-решт дасть поштовх для утворення на базі енергетичних мереж справжнього Internet of Things (IOT). IOT вже забезпечує ефективне використання пристроїв, забезпечуючи розширений бездротовий функціонал. Тому з кожним роком більш масштабні системи вже починають слідувати відповідним вимогам IOT, оскільки технологію розвиваються, а ціна на неї зменшується.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗА ТЕМОЮ ДИПЛОМУ

1.1 Аналіз об'єктів міських електричних мереж, які підлягають інтелектуалізації

Про визначення інтелектуалізації можна говорити як про насичення певної галузі або середовища інформацією за для створення широких масивів даних. Це дає змогу забезпечити об'єктивний аналіз та прогнозування з використанням вже відомих методів обробки цих даних. Якщо розглядати енергетичну сферу, то ми можемо казати про те, що термін «Інтелектуалізація» можна замінити на «впровадження Smart Grid технологій» або як розвиток Internet Of Things, у більш глобальному його значенні.

Розглянемо такі елементи міських електричних мереж та проведемо певний аналіз дійсно важливих елементів, щодо можливості їх модернізації. Міські електричні мережі містять: трансформаторні підстанції, кабельні лінії, комутаційну апаратуру, елементи релейного захисту, системи обліку електричної енергії та інші ключові елементи енергетичної сфери.

Трансформаторна підстанція, як правило, має один або два силових трансформатора, розподільне обладнання, контрольно-захисні пристрої та допоміжне обладнання кабельних та повітряних ліній. Розподільне обладнання може мати одну або дві системи шин, а може і не мати жодної [1].

Протягом багатьох років було здійснено ряд технологічних удосконалень трансформаторів, які виконують важливу функцію адаптації рівнів напруги, активізуючи ефективні передачі високої напруги на великі відстані та зменшуючи розподіл електроенергії споживачам.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Загальні відомості про об'єкт дослідження		
Розроб.	Копчиков						
Перевір.	Замулко						
Реценз.	Мейта						
Н. Контр.	Прокопенко						
Затверд.							
					Літ.	Арк.	Аркушів
						11	11
					IEE, OE-n71		

Для багатьох комунальних служб покращення моніторингу та оптимізації технічного обслуговування залишаються основними пріоритетами. Наприклад, передбачувані пікові навантаження або несподівані навантаження, які спричиняють появу високих температур, що скорочують термін служби трансформатора. У деяких випадках можуть траплятися раптові виходи з ладу, що спричиняють хаос у мережі та призводять до фінансових втрат.

Основна мета модернізації трансформаторів – можливість втрутитися до того, як відбудеться збій або несправність. Крім того, електростанції з відновлювальною енергетикою, що експлуатуються великою кількістю невеликих місцевих виробників енергії, змінюють потік електроенергії в розподільній мережі на споживчому кінці електромережі.

Зростаючий попит на електромобілі та їх зарядження в житлових районах вносять кардинальні зміни у структуру споживання. Сильна локальна зарядка може спричинити перевантаження розподільних трансформаторів. Існує багато інших ознак того, що кількість критичних вузлів на рівні розподільного трансформатора збільшиться, що призведе до попиту на моніторинг та управління, який до цього часу обмежувався великими силовими трансформаторами.

Елементи релейного захисту виконують захист трансформаторів, реакторів, кабельних та повітряних ліній, конденсаторних батарей та шин підстанцій та розподільних пунктів від КЗ, ненормальних умов та відмови обладнання.

Реле виявляють та знаходять несправності шляхом вимірювання електричних величин в енергосистемі, які можуть різнитися від нормальних до небезпечних умов. Найважливіша роль захисних реле - це захист фізичних осіб, а вже потім захист обладнання. У другому випадку їх завдання – мінімізувати збитки та витрати, спричинені поломками ізоляції. Ці несправності можуть виникнути внаслідок пошкодження ізоляції або непередбаченої події, наприклад, удари блискавки або через контакт з деревами та листям.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Реле не спрацьовує під час нормальної роботи, але повинно негайно активуватись при виникненні небезпечних умов.

Релейна система повинна бути здатна реагувати на нескінченну кількість відхилень, які можуть статися в мережі. Однак на практиці деякі компроміси повинні бути зроблені шляхом порівняння ризиків.

Стабільність та безпеку всієї енергосистеми забезпечити дуже складно, якщо використовуються лише локальними вимірюваннями у схемах моніторингу, захисту та контролю. Одним з перспективних шляхів є розвиток системи широких механізмів захисту та управління, що доповнюють звичайні локальні та зональні стратегії захисту. Для реалізації таких механізмів синхронізоване вимірювання комплексного значення амплітуди може слугувати ефективним джерелом даних, з якого можна отримати критичну інформацію про стан системи. Можливості синхронізованого вимірювання комплексного значення амплітуди тепер є однією з особливостей, доступних у найсучасніших комерційно доступних захисних реле, їх використання поширюється.

Основними елементами релейного захисту є: трансформатори струму, які перетворюють великі первинні значення струму в безпечні для елементів чутливих до дії струму; трансформатори напруги.

Система обліку електричної енергії складається з пристроїв, за допомогою яких ми можемо визначити величину або значення кількості споживання електричної енергії. Точність та параметри даних приладів залежать від: принципу дії, класу точності, способу підключення до електричної мережі, за кількістю вимірювальних елементів, за конструкцією, видами тарифів та видами потужності, яка вимірюється (активна, реактивна або активно-реактивна).

Системи обліку електроенергії вимірюють споживання енергії, стежать за її якістю та передають цю інформацію від лічильника до концентратора або хмарного сховища, щоб комунальні підприємства могли краще прогнозувати навантаження та .

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Звітність про вимірювання електроенергії в режимі реального часу покращує обізнаність споживачів, що призводить до скорочення втрат, що в свою чергу зменшує витрати. Дані, отримані за допомогою інтелектуальних лічильників електроенергії, дозволяють комунальним компаніям та розподільникам енергії оптимізувати втрати розподілу електроенергії в мережі. Результати - нижчі витрати, більша надійність.

1.2 Аналіз технічного стану об'єктів електричних мереж

В системі електропостачання на будь-якому об'єкті майже неминуче виникнення аварійних ситуацій, тому зараз нам необхідно вирішувати проблему надійності. Такий процес, як деградація електрообладнання і його живильної мережі починається відразу після монтажу цих об'єктів.

Безпосередньо, на швидкість розвитку цього процесу впливають: вологість, регулярна зміна температури навколишнього середовища, забруднення і пил, механічні пошкодження вимикачів і контактів, ослаблення з'єднань в конструкції, пошкодження і деградація ізоляційних матеріалів, пошкодження на корпусах обладнання, поступове висихання діелектриків в конденсаторах.

Основними параметрами, що впливають на електричне обладнання є вологість і пил. Проте, до деградації також схильне обладнання, котре розміщено в середовищі з постійним контролем цих параметрів, але швидкість її може суттєво зменшитися, а головним є те, що існує можливість прогнозування роботи даного обладнання.

Старіння всієї системи електропостачання створює потенційну небезпеку виникнення аварійних ситуацій, особливо, в сучасних автоматизованих системах. Загалом можна говорити про те, що прогнозування роботи обладнання, в якому минув термін експлуатації, майже не можливе. Саме фактор зношеності може стати причиною пожеж в житлових і промислових будівлях. Тому зараз

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дуже гостро стоїть питання заміни та ефективної модернізації обладнання з дотриманням усіх норм пожежної безпеки та експлуатаційних вимог.

Проблему зношеності обладнання можна побачити на прикладі енергетичних мереж м. Києва. За даними ПРАТ «ДТЕК Київські електромережі» зношеність трансформаторних підстанцій сягає 52,64% [2]. Ця проблема вимагає проведення модернізації обладнання з дуже великими витратами фінансових ресурсів. Стан інших елементів електричних мереж наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Зношеність обладнання ПРАТ «ДТЕК Київські електромережі» [2]

Найменування об'єкта	Одиниці вимірювання	Кількість	Зношеність окремого обладнання
Трансформаторні підстанції 6-10/0,4 кВ	одиниць	3649	52,64%
КЛ 0,4-110 кВ	км	10788,24	30,32%
ПЛ 0,4-110 кВ	км	1548,34	56,54%
Підстанції 110; 35 кВ	одиниць	64	53,13%
РП 10 кВ	одиниць	227	40,53%

Також, якщо ми розглянемо основні групи споживачів м. Києва, що наведені на рисунку 1.1, то маємо ще одну проблему.



Рисунок 1.1 – Структура споживання електроенергії основними групами споживачів по м. Києву за 2019 рік [2]

Більш ніж третина споживаної потужності припадає на групу «населення», що може спричинити певні проблеми, у зв'язку із важкістю прогнозування споживання у даної категорії споживачів.

Одним з напрямків, в яких зараз працюють оператори системи розподілу – це розвиток розвитку Smart Grid систем. Розглянемо динаміку впровадження даної технології.

ОСР України наразі працюють над впровадженням таких технологій:

- предикативна аналітика ремонтів і реконструкцій - технологія машинного навчання на основі аналізу ретроспективи і розробки математичних алгоритмів зміни стану обладнання. Продукт повинен забезпечити перехід до організації ремонтів та реконструкцій на основі оцінки критичності стану [2].

- Продукт просунутої аналітики по відстеженню джерел комерційних втрат електроенергії. Принцип технології зображено на рисунку 1.2.

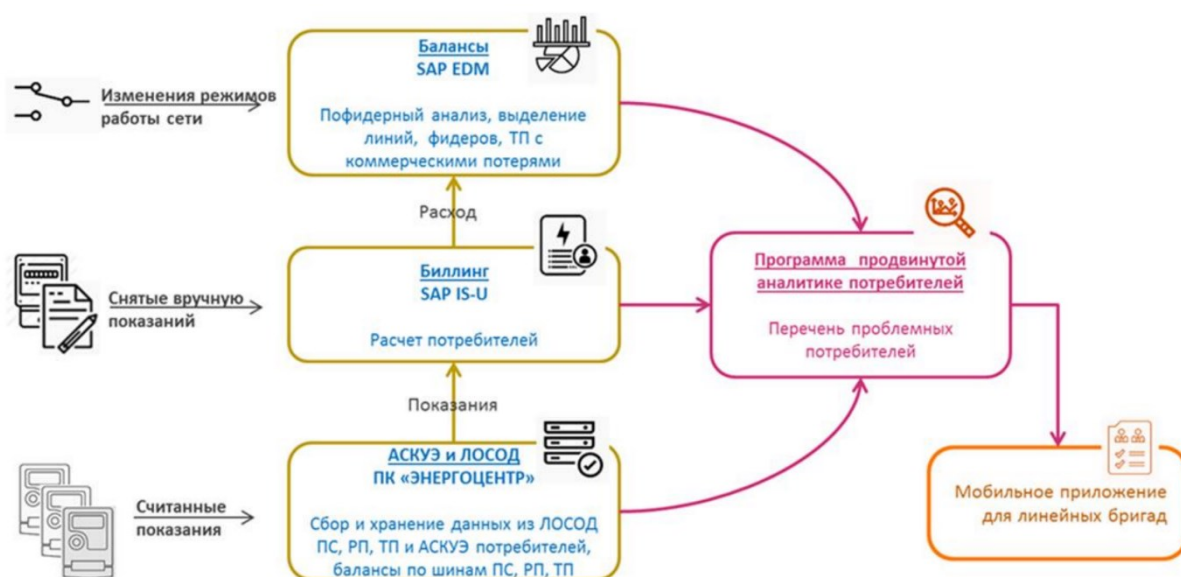


Рисунок 1.2 – Аналітика по відстеженню джерел комерційних втрат [2]

- Продукт прогнозування попиту та моделювання розвитку мереж, що забезпечує умови для впровадження технологій штучного інтелекту і цифрового двійника. [2].

Дані технології є лише частиною програми модернізації, яку необхідно впроваджувати для розвитку енергетичних мереж у бік інтелектуалізації.

Також необхідно врахувати проблему при якій обладнання з різними показниками надійності розміщені на одному об'єкті, тобто там не враховується їх взаємна залежність.

Для підвищення надійності необхідний системний підхід, з самого початку закладання проекту, впровадження новітніх інформаційних технологій та заміни апаратів комутації та управління. [3]

Одним із напрямків розвитку електричних мереж на шляху модернізації є необхідність програми впровадження цифрових підстанцій та використання модернізованих високовольтних апаратів.

1.3 Аналіз можливостей інтелектуалізації

Концепція інтелектуалізації пропонує 3 основні етапи розвитку:

- «Smart Grid» характеризується централізованою відповіддю енергосистем і електричних мереж на виклик розподіленої енергетики і відновлюваних джерел енергії за рахунок нових - цифрових - технологій.

Найважливіше, що забезпечують «розумні мережі», на цьому етапі стає надійність електропостачання в ускладнених умовах роботи, що досягається за рахунок спостережливості, цифровізації та зростання числа вимірів.

Головними драйверами змін на цьому етапі залишаються енергопостачальні і мережеві компанії.

- «Grid Edge», відрізняється активною інтеграцією розподіленої енергетики в мережі, вибудовуванням локальних екосистем активних споживачів, появою у них можливості робити внесок в управління енергосистемами, апробацією нових регуляторних моделей.

- «The flexible Grid» буде відрізнятися тим, що за рахунок переформатування енергетичних ринків і появи національних або навіть регіональних ринків гнучкості розподілені енергетичні ресурси почнуть

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

надавати корисну дію на енергосистеми в цілому і стануть повноправними учасниками управління цими енергосистемами.

Насьогодні в країнах Європи працює план (Strategic Energy Technology Plan), як частина стратегії енергетичного союзу, який є основою європейської політики в галузі енергетичних технологій [4]. В одній із ініціатив цього плану всі електричні мережі, через певний період, повинні бути перетворені в інтелектуальні.

В перспективі будинки та підприємства почнуть використовувати сонячні панелі, вітрогенератори та інші альтернативні технології для генерації електричної енергії та її споживання, тому для ефективного управління та вирішення супутніх проблем необхідно прийняти певні рішення для забезпечення .

Для реалізації проектів інтелектуалізації знадобиться мережа підключених датчиків, яка забезпечує видимість у режимі реального часу та контроль електромережі. Мобільний оператор повинен забезпечити конфіденційне рішення зв'язку в інфраструктурі загальнодоступної мережі.

Також, для вирішення проблем автоматизації, варто звернути увагу на цифрові трансформатори. Рішення цифрових трансформаторів мають три блоки: апаратне, програмне забезпечення та сервіси, які працюють безперебійно. Вбудовані компоненти, такі як цифрові датчики, аналізатори розчиненого газу та цифрові пристрої безпеки, збирають дані для моніторингу, діагностики та контролю на місцевому рівні. Ці самі дані також можуть відслідковуватися що дозволяє значно підвищити ефективність управління та сформувати електронні бази даних для подальшого аналізу та покращення прогнозування режимів енергетичних систем.

Якщо розглядати автоматизацію підстанції, то основними компонентами системи автоматизації підстанції можуть бути будь-яка кількість пристроїв, інтегрованих у функціональний масив з метою моніторингу, контролю та можливістю налаштування підстанції.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Компоненти автоматичної підстанції:

1) Інтелектуальні електронні пристрої на базі мікропроцесорів, які надають входи та виходи в систему під час виконання певної послуги управління або обробки. Вони включають в себе: захисні реле, вимірювач навантаження, прилади обліку, програмовані логічні контролери та контролери силового обладнання [5].

2) Можуть бути присутні пристрої, призначені для конкретних функцій системи автоматизації підстанцій, такі як перетворювачі, датчики положення, кластери внутрішніх реле, дисплей підстанції або станція користувачів, підключена до головного комп'ютера підстанції або до її частини [5].

3) Виділені пристрої часто використовують контролер або інтерфейсне обладнання, як звичайний віддалений термінальний блок, як засіб для підключення до системи автоматизації підстанцій [5].

При автоматизації електричних підстанцій операційний центр приймає та обробляє дані з декількох підстанцій та вживає відповідних віддалених дій з управління підстанціями [5]. Система головних станцій може використовувати відкриту та розподілену архітектуру. Також може бути декілька головних станцій, і відповідно можуть бути використані різні топології для їх з'єднання і синхронізації операційних даних мережі.

При розгляді основних цілей реконструкції підстанцій в Україні, перш за все, необхідно зробити комплексну заміну всього первинного та вторинного устаткування. На підстанціях бажано замінити роз'єднувачі та вимикачі на обладнання нового покоління – вимикачі - роз'єднувачі. Вимикач-роз'єднувач поєднує функції відключення і розриву в одному пристрої, робить можливим зменшити площу підстанції і збільшує коефіцієнт готовності. Комплексна заміна обладнання підстанцій дозволить досягти таких результатів:

1. Вбудовані в первинне обладнання інтелектуальні мікропроцесорні пристрої дадуть можливість цифрового способу доступу до інформації, її

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

передавання та обробки, автоматизації роботи підстанції і процесів управління нею [3].

2. Однолінійна схема може бути адаптована до змін в конструкції високовольтних апаратів і можливих змін ролі підстанції в конфігурації мережі, що стався з тих пір як вона була побудована [3].

3. Тривалість перерви в електропостачанні може бути зведена до мінімуму, завдяки використанню існуючого обладнання для постачання споживачів під час реконструкції [3].

4. Персонал може сконцентруватися на кількох великих проектах, в той час як реконструйовані підстанції не зажадають до себе будь-якого уваги протягом багатьох років після реконструкції [3].

Використання вимикачів-роз'єднувачів призводить до скорочення робіт з обслуговування та дає наступні переваги:

1. Практично безперебійне електропостачання споживачів (в залежності від розвитку підстанції або мережі роботи по обслуговуванню можуть здійснювати відключення електропостачання деяких споживачів) [3].

2. Менше ризик системних аварій, тому що ризик аварій в первинних колах при обслуговуванні (тобто коли люди перебувають на підстанції) вище, ніж за нормальної роботи, через те, що при обслуговуванні не все обладнання знаходиться в роботі, і немає можливості резервування [3].

3. Менші експлуатаційні витрати пов'язані з низькою зайнятістю на технічне обслуговування розподільного пристрою [3].

4. Підвищення безпеки персоналу та менші ризики нещасних випадків, знеструмлення підстанції, оперативних помилок, так як всі роботи на підстанції пов'язані з потенційним ризиком ураження електрикою, падінням з висоти і т. д. [3].

Також Міністерством енергетики та вугільної промисловості України 30.01.2018 року видано наказ №77 Про затвердження правил виконання оперативних перемикачів в електроустановках, в якому додані особливості

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виконання перемикачів на підстанціях, де в повному обсязі впроваджені засоби дистанційного диспетчерського керування.

Також в даному наказі зазначені загальні вимоги до виконання перемикачів, їх особливості та вказані відмінні властивостями підстанцій, РП підстанцій/електростанцій нового покоління[6].

Висновки до розділу

Старіння обладнання трансформаторної підстанції дуже сильно впливає на її нормальну роботу і в перспективі може принести великих фінансових або фізичних втрат, як для енергосистеми, так і для споживачів.

На сучасному етапі операторами системи розподілу ставиться задача по поступовому введенню певних засобів інтелектуалізації в роботу підстанцій.

Також існують питання поетапності проведення модернізації, шляхом формування певних вузлів на підстанціях, які дійсно потребують інтелектуалізації.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА (ЗГІДНО ГЕНПЛАНУ НАВЕДЕНОМУ У ЗАВДАННІ НА ДП)

2.1 Умови проектування

2.1.1. Стисла характеристика об'єкту проектування

В даному проекті розглянута система електропостачання північної частини житлового масиву «Русанівка», який входить до складу міста Києва. Проектне населення – 45 тисяч жителів.

Територія житлового масиву забудована рівномірно.

Розглянутий у проекті житловий масив відноситься до III кліматичної зони. Найбільш висока температура повітря плюс 55 °С, найнижча температура мінус 44 °С. Річна кількість опадів 358 мм. Середня товщина снігового покриву 26 см, глибина промерзання 1,8 - 2 м, у районі переважають чорноземи та сірі опідзолені лісові ґрунти [7].

Інтенсивність грозової діяльності району 60-80 годин, всі будинки та споруди району по влаштуванню блискавкозахисту та необхідності його виконання відносяться до III категорії блискавкозахисту з зоною захисту Б [8]

Для районів міської забудови найбільш доцільною є система напруги 110(35)/10/0,38 кВ. Тому розподільна і живильна мережа 10 кВ використовується для спільного живлення міських комунально-побутових і промислових споживачів.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розробка загальної схеми електропостачання району міста (згідно генплану наведеному у завданні на ДП)		
Розроб.	Копчиков						
Перевір.	Несен						
Реценз.	Мейта						
Н. Контр.	Прокопенко						
Затверд.					Літ. Арк. Аркуші		
						22	72
					ІЕЕ, ОЕ-п71		

2.1.2. Характеристика основних споживачів електричної енергії

Основні споживачі електричної енергії – житлові будинки, громадські будівлі, установи. Район забудований 16-ти та 23-х поверховими будинками з квартирами, обладнаними електричними плитами, та 9-ти поверховими будинками з квартирами, обладнаними газовими плитами. Основними споживачами електричної енергії є: електричні плити, пральні машини, опалювальні котли та інші побутові прилади, електропривод ліфтових установок та іншого електрообладнання загального користування.

На території району розташовані різні комунально-побутові та громадські будівлі, серед них дитячі дошкільні заклади, освітні заклади, підприємства громадського харчування, пункти побутового обслуговування населення, продовольчі та промтоварні магазини. Де основними споживачами є: холодильні установки, печі для приготування їжі та інше.

Житла (квартири) розташовані в межах району відносяться до першого виду [7].

Протяжність вулиць складає 2 кілометри.

Переважна більшість споживачів отримає живлення на напрузі 0,38 кВ, а решта 0,22 кВ.

Рівень надійності досліджуваних об'єктів визначається відповідно до [7] зведено в таблиці 2.1 та 2.2.

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Рівень надійності житлових будинків

Адреса	Плити	Поверхів.	Секцій	Всього житл	Категорія
Ентузіастів 27	Електричні	16	1	126	II
Ентузіастів 29	Газ	9	3	96	II
Ентузіастів 29/1	Газ	9	3	162	II
Ентузіастів 29/2	Газ	9	4	216	II
Ентузіастів 31	Газ	9	3	162	II
Ентузіастів 31/1	Газ	9	3	108	II
Ентузіастів 33	Газ	9	3	162	II
Ентузіастів 35	Газ	9	3	162	II
Ентузіастів 35/1	Газ	9	3	108	II
Ентузіастів 37	Газ	9	3	96	II
Ігоря Шамо 12	Електричні	23	2	210	I
Ігоря Шамо 14	Електричні	16	3	384	II
Ігоря Шамо 16	Газ	9	1	63	II
Ігоря Шамо 20	Газ	9	3	162	II
Ігоря Шамо 20/1	Газ	9	3	162	II

Таблиця 2.2 – Рівень надійності об'єктів громадського призначення

Адреса	Тип	Назва	Параметр (м ² місць)	Категорія
Ентузіастів 37	Супермаркет	Фора	300	II
Ентузіастів 37	Магазин	М'ясна лавка	100	III
Ентузіастів 37	Салон-перукарня	Русанівський	5	III
Ентузіастів 29	Бібліотека	Маяковського	400	III
Ігоря Шамо 14	Салон-перукарня	Стриж	5	III
Ігоря Шамо 12	Кафе	Coffee Hunter	5	III
Ігоря Шамо 29/3	Школа	Гімназія №136	750	II
Ігоря Шамо 35/2	Дитячий садок	№404	220	II
Ігоря Шамо 18	Школа	Школа №330	316	II

Більшість споживачів відноситься до II та III категорії – житлові будинки, дитячі та учбові заклади, супермаркет. Один 23-х поверховий будинок відносяться до споживачів I категорії. Водночас, серед споживачів представлених об'єктів можуть бути у наявності окремі системи, що відносяться до вищих категорій надійності ніж загально об'єктові.

2.1.3 Характеристика джерела живлення

Електропостачання споживачів району може бути забезпечене від шин центру живлення, на якому встановлено 2 трансформатори ТМН-6300 6,3 МВт 35/10 кВ, рівнем напруги 10 кВ.

ЦЖ району міста живиться від головної понижуючої підстанції (ГПП) району міста, яка розташована на території житлового масиву і належать оператору системи розподілу ДТЕК "Київські електричні мережі". На ГПП встановлено 2 трансформатори ТДТН-25000/110 (110/35/10), які в свою чергу, живиться від шин підстанції Центральної ЕС ДП НЕК "Укренерго" 330/110 кВ, розташованої на відстані 8 км.

ЦЖ району міста знаходиться на відстані 2-х кілометрів від ГПП району ($S_{кз}$ на шинах 110 кВ складає 1000 МВ·А).

Генеральний план проектного частини житлового масиву з позначенням порядкових номерів розташованих на території об'єктів наведений на листі 2 графічної частини, у масштабі 1:1000.

Відповідно до ДБН, для житлового масиву не встановлюється вимоги до регулювання реактивної потужності. А для інших об'єктів цивільного призначення встановлюються пристрої компенсації реактивної потужності, засоби обліку споживаної реактивної енергії зі стопором зворотного ходу і засоби обліку генерованої реактивної електроенергії.

2.2 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення

2.2.1 Методика розрахунку

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно [7]:

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9P_{сил}, \quad (2.1)$$

$$Q_{ж/б} = P_{кв} \operatorname{tg} \varphi_{кв} + 0,9P_{сил} \operatorname{tg} \varphi_{сил} \quad (2.2)$$

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

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

де $P_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла [7].
Значення $P_{пит}$ для кількості квартир не визначених в таблиці питомих розрахункових навантажень жител 1-го та 2-го видів [7] розраховують за допомогою інтерполяції:

$$P_{пит}(N_{кв}) = P_{пит}(N_{кв.0}) + \frac{P_{пит}(N_{кв.1}) - P_{пит}(N_{кв.0})}{N_{кв.1} - N_{кв.0}} (N_{кв} - N_{кв.0}), \quad (2.4)$$

$N_{кв}$ – поточна кількість квартир;

$N_{кв.0}$ – попереднє найближче значення кількості квартир з таблиці питомих розрахункових навантажень жител 1-го та 2-го видів;

$N_{кв.1}$ – наступне найближче значення кількості квартир з таблиці питомих розрахункових навантажень жител 1-го та 2-го видів;

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

$$P_{сил} = P_{р.л} + P_{р.сан}, \quad (2.5)$$

де $P_{р.л}$ – потужність ліфтових установок будинку

$P_{р.сан}$ – потужність санітарно-гігієнічного обладнання будинку

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність ліфтових установок та санітарно-гігієнічного обладнання розраховуються за формулами:

$$P_{p.l} = K_{\text{поп.л}} \cdot N_{\text{л}} \cdot \sum P_{\text{л.і}} \quad (2.6)$$

$$Q_{p.l} = K_{\text{поп.л}} \cdot N_{\text{л}} \cdot \text{tg} \varphi \cdot \sum P_{\text{л.і}} \quad (2.7)$$

де $K_{\text{поп.л}}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок. Приймається згідно [7];

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

$N_{\text{л}}$ – кількість ліфтів

$$P_{p.\text{сан}} = N_{\text{сан}} \cdot K_{\text{поп.сан}} \cdot \sum P_{\text{сан.і}} \quad (2.8)$$

$$Q_{p.\text{сан}} = N_{\text{сан}} \cdot K_{\text{поп.сан}} \cdot \text{tg} \varphi \cdot \sum P_{\text{сан.і}} \quad (2.9)$$

де $K_{\text{поп.сан}}$ – коефіцієнт попиту для санітарно-гігієнічного обладнання. Приймається згідно [7];

$P_{\text{сан.і}}$ – потужність санітарно-гігієнічного обладнання.

$N_{\text{сан}}$ – кількість санітарно-гігієнічного обладнання.

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.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно [7]:

$$P_p = P_{\text{пит}} N, \quad (2.10)$$

$$Q_p = P_{\text{пит}} \cdot N \cdot \text{tg} \varphi_{\text{пит}}. \quad (2.11)$$

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $P_{\text{пит}}$ – питоме розрахункове електричне навантаження громадської або адміністративної будівлі [7].

N – особливий параметр громадської або адміністративної будівлі;

Визначення розрахункового навантаження лінії живлення на ТП згідно [7]:

$$P_{\text{ТП}} = P_{\text{max}} + K_1 \cdot P_1 + K_2 \cdot P_2 + \dots + K_i \cdot P_i, \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{ТП}} = Q_{\text{max}} + K_1 \cdot Q_1 + K_2 \cdot Q_2 + \dots + K_i \cdot Q_i, \quad (2.13)$$

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{P_{\text{ТП}}^2 + Q_{\text{ТП}}^2}, \quad (2.14)$$

де $P_{\text{max}}, Q_{\text{max}}$ – найбільше з навантажень (активне), що живить лінія, кВт;

$K_1 \dots K_i$ – коефіцієнти, що враховують частку електричних навантажень будівель (приміщень) громадського призначення і житлових будинків у найбільшому розрахунковому навантаженні P_{max} , прийняти за [7];

$P_1, Q_1 \dots P_i, Q_i$ – розрахункові навантаження всіх інших будівель (приміщень), крім будинку, що має найбільше навантаження, які живляться лінією ТП, кВт;

2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку

Вихідні дані для розрахунку навантажень житлового масиву представлені в таблиці 2.3 та 2.4.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Таблиця 2.3 – Дані житлових будинків

Літера	№	Кількість	Плити	Поверхів	Секцій	Житл
А	1	2	Газ	9	3	96
	2	1	Газ	9	4	216
	3	6	Газ	9	3	162
	4	2	Газ	9	3	108
	5	1	Газ	9	1	63
Б	1	1	Електричні	16	1	126
	2	1	Електричні	23	2	210
	3	1	Електричні	16	3	384

Таблиця 2.4 – Дані об'єктів цивільного призначення

Літера	№	Кількість	Тип	Параметр (м ² /місць)
В	1	1	Магазин	100
	2	1	Супермаркет	300
Г	1	2	Салон-перукарня	5
Д	1	1	Бібліотека	400
Е	1	1	Кафе	5
Ж	1	1	Школа	750
	2	1	Школа	316
	3	1	Дитячий садок	220

Значення розрахункових коефіцієнтів реактивного навантаження $\text{tg}\varphi$ житлових будинків слід приймати згідно [7]. Всі дані винесені в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Значення $\text{tg}\varphi$ для різних типів житлових будинків та об'єктів цивільного призначення

Лінія живлення	$\text{tg}\varphi$
Квартири з електричними плитами та без побутових кондиціонерів повітря	0,2
Квартири з електричними плитами і побутовими кондиціонерами повітря	0,4
Квартири з плитами на природному, зрідженому газі, на твердому паливі	0,29
Квартири з плитами на природному, зрідженому газі, твердому паливі та з побутовими кондиціонерами повітря	0,43
Господарські насоси, вентиляційні установки та інші санітарно-технічні пристрої	0,75
Ліфти	1,17
Підприємства роздрібної торгівлі продовольчі з кондиціонуванням повітря	0,75
Загальноосвітні школи з електрифікованими їдальнями та спортзалами	0,33
Загальноосвітні школи: без електрифікованих їдалень, із спортзалами; без буфетів і спортзалів	0,48
Дошкільні навчальні заклади з електрифікованими харчоблоками	0,2
Перукарні	0,25
Підприємства громадського харчування повністю електрифіковані з кількістю посадочних місць до 500 включно	0,2

Всі 9-ти поверхові будинки обладнані по одному пасажирському ліфту на секцію (під'їзд) з установленою потужністю електродвигуна $P_{\text{ли}} = 6,5$ кВт.

Усі будинки з 16 поверхами і більше – по 2 ліфта на секцію:

- пасажирський $P_{\text{ли}} = 6,5$ кВт
- вантажний $P_{\text{ли}} = 9$ кВт.

Кожна секція будинку обладнана двома насосами по $P_{\text{сані}} = 5$ кВт

2.2.3 Розрахунок електричних навантажень об'єктів району

Розраховуємо навантаження на виході кожного об'єкту окремо.

Розрахунок навантаження житлових будинків.

Проводимо розрахунок потужності житлового будинку з електричними плитами, 16 поверхів (Об'єкт Б.1).

Навантаження квартир будинку з електроплитами розраховуємо згідно з формулою (2.3):

$$P_{\text{кв.Б.1}} = 126 \cdot 1,64 = 206,64 \text{ кВт}$$

де питомий показник 1,64 визначається за 2.4:

$$P_{\text{пит}}(126) = 1,73 + \frac{1,38 - 1,73}{200 - 100}(126 - 100) = 1,64$$

Навантаження ліфтів будинку з електроплитами розраховуємо згідно з формулою (2.6) та (2.7):

$$P_{\text{л.ел}} = 0,9 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 27,9 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{л.ел}} = 27,9 \cdot 1,17 = 32,64 \text{ квар}$$

Навантаження санітарно-гігієнічного обладнання будинку з електроплитами розраховуємо згідно з формулою (2.8) та (2.9):

$$P_{\text{сан.ел}} = 0,95 \cdot 2 \cdot 5 = 9,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{сан.ел}} = 9,5 \cdot 0,75 = 7,13 \text{ квар}$$

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Силове навантаження будинку з електроплитами розраховуємо згідно з формулою (2.5):

$$P_{\text{сил.ел}} = 27,9 + 9,5 = 37,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{сил.ел}} = 32,64 + 7,13 = 39,77 \text{ квар}$$

Розрахункове навантаження будинку з електроплитами згідно з формулою (2.1) та (2.2):

$$P_{\text{ж/б(ел)}} = 206,64 + 0,9 \cdot 37,4 = 240,3 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ж/б(ел)}} = 206,64 \cdot 0,40 + 0,9 \cdot 39,77 = 118,45 \text{ квар}$$

Аналогічно розраховуємо інші будівлі. Усі дані заносимо в таблицю 2.6.

Розрахунок навантаження громадських об'єктів.

Розрахункове навантаження бібліотеки, площею 400 м² (Об'єкт Д.1) розраховуємо згідно з формулою (2.10) та (2.11):

$$P_{\text{р.біб}} = 400 \cdot 0,15 = 60 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р.біб}} = 60 \cdot 0,48 = 28,8 \text{ квар}$$

Аналогічно розраховуємо інші громадські споруди. Усі дані заносимо в таблицю 2.7.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6 – Значення розрахункових навантажень для окремих типів житлових будинків

Літера	№	Кількість.	Плити	Пов.	Секцій	P , кВт	Q , квар	S , кВА
А	1	2	Газ	9	3	136,65	77,36	157,03
	2	1	Газ	9	4	236,34	124,69	267,22
	3	6	Газ	9	3	188,73	99,75	213,47
	4	2	Газ	9	3	146,61	81,64	167,81
	5	1	Газ	9	1	85,59	43,87	96,18
Б	1	1	Електричні	16	1	240,30	118,45	267,91
	2	1	Електричні	23	2	351,54	180,97	395,39
	3	1	Електричні	16	3	595,31	295,44	664,59

Таблиця 2.7 – Значення розрахункових навантажень для окремих типів громадських споруд

Літера	№	Кількість	Тип	Параметр (м ² /місць)	P , кВт	Q , квар	S , кВА
В	1	1	Магазин	100	25	18,75	31,25
	2	1	Супермаркет	300	75	56,25	93,75
Г	1	2	Салон-перукарня	5	7,25	1,8125	7,47
Д	1	1	Бібліотека	400	60	28,8	66,55
Е	1	1	Кафе	5	5,2	1,04	5,30
Ж	1	1	Школа	750	187,5	61,875	197,45
	2	1	Школа	316	53,72	25,7856	59,59
	3	1	Дитячий садок	220	99	19,8	100,96

Враховуючи географічне розташування та розрахункові навантаження об'єктів, рівномірно розподіляємо навантаження на 4 зони.

Розрахунки сумарної активної, реактивної та повної потужності виконуємо згідно з формулою (2.12), (2.13) та (2.14). Дані заносимо до таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Розподіл об'єктів за територіальними зонами електропостачання

Зона	Об'єкт	P , кВт	Q , квар	P , кВт	Q , квар	S , кВА
1	Б.1	240,30	118,45	747,81	379,74	838,70
	А.1.1	136,65	77,36			
	А.2	236,34	124,69			
	А.3.1	188,73	99,75			
	Д.1	60	28,8			
	Ж.1	187,5	61,875			
2	А.3.2	188,73	99,75	663,64	346,52	748,66
	А.3.3	188,73	99,75			
	А.3.4	188,73	99,75			
	А.4.1	146,61	81,64			
	А.4.2	146,61	81,64			
	Ж.3	99	19,8			
3	А.1.2	136,65	77,36	558,87	314,81	641,44
	А.3.5	188,73	99,75			
	А.3.6	188,73	99,75			
	А.5	85,59	43,87			
	В.1	25	18,75			
	В.2	75	56,25			
	Г.1.1	7,25	1,8125			
	Ж.2	53,72	25,7856			
4	Б.2	351,54	180,97	828,80	398,59	919,67
	Б.3	595,31	295,44			
	Г.1.2	7,25	1,8125			
	Е.1	5,2	1,04			

Отримані результати сумарних потужностей фактично є потужністю післяаварійного режиму.

2.2.4 Визначення навантажень на ТП у нормальному режимі роботи

Відповідно до категорії надійності на ТП передбачається встановлення по 2 трансформатори.

Від першого трансформатора на ТП1 живиться: житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, одна секція, 126 помешкань – 1 шт.,

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, три секції, 96 помешкань – 1 шт., житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, три секції, 162 помешкань – 1 шт., житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секції, 216 помешкань – 1 шт., школа на 750 місць – 1 шт., бібліотека на 400 місць.

Навантаження квартир будинку з електроплитами розраховуємо згідно з формулою (2.3). Питому потужність визначаємо за допомогою інтерполяції згідно з формулою (2.4).

$$P_{\text{кв.ел}} = \frac{126}{2} \cdot 2,1 = 132,3 \text{ кВт}$$

Навантаження ліфтів будинку з електроплитами розраховуємо згідно з формулою (2.6) та (2.7):

$$P_{\text{л.ел}} = 0,9 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 27,9 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{л.ел}} = 27,9 \cdot 1,17 = 32,64 \text{ квар}$$

Навантаження санітарно-гігієнічного обладнання будинку з електроплитами розраховуємо згідно з формулою (2.8) та (2.9):

$$P_{\text{сан.ел}} = 0,95 \cdot 2 \cdot 5 = 9,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{сан.ел}} = 9,5 \cdot 0,75 = 7,13 \text{ квар}$$

Силове навантаження будинку з електроплитами розраховуємо згідно з формулою (2.5):

$$P_{\text{сил.ел}} = 27,9 + 9,5 = 37,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{сил.ел}} = 32,64 + 7,13 = 39,77 \text{ квар}$$

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункове навантаження будинку з електроплитами згідно з формулою (2.1) та (2.2):

$$P_{ж/б(ел)} = 132,3 + 0,9 \cdot 37,4 = 165,96 \text{ кВт}$$

$$Q_{ж/б(ел)} = 132,3 \cdot 0,40 + 0,9 \cdot 39,77 = 88,71 \text{ квар}$$

Навантаження квартир будинку з газовими плитами розраховуємо згідно з формулою (2.3):

$$P_{кв.газ} = \frac{96 + 162 + 216}{2} \cdot 0,85 = 201,45 \text{ кВт}$$

Навантаження ліфтів будинку з газовими плитами розраховуємо згідно з формулою (2.6) та (2.7):

$$P_{л.газ} = 0,7 \cdot 5 \cdot 6,5 = 22,75 \text{ кВт}$$

$$Q_{л.газ} = 22,75 \cdot 1,17 = 26,62 \text{ квар}$$

Навантаження санітарно-гігієнічного обладнання будинку з газовими плитами розраховуємо згідно з формулою (2.8) та (2.9):

$$P_{сан.газ} = 0,95 \cdot 2 \cdot 5 \cdot 5 = 47,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{сан.газ} = 47,5 \cdot 0,75 = 35,63 \text{ квар}$$

Силове навантаження будинку з газовими плитами розраховуємо згідно з формулою (2.5):

$$P_{сил.газ} = 22,75 + 47,5 = 70,25 \text{ кВт}$$

$$Q_{сил.газ} = 26,62 + 36,63 = 62,25 \text{ квар}$$

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункове навантаження будинку з газовими плитами згідно з формулою (2.1) та (2.2):

$$P_{ж/б(газ)} = 201,45 + 0,9 \cdot 70,25 = 264,68 \text{ кВт}$$

$$Q_{ж/б(газ)} = 201,45 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 62,24 = 142,64 \text{ квар}$$

Розрахункове навантаження школи на 750 учнів:

$$P_{шк} = 750 \cdot 0,25 = 187,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{шк} = 187,5 \cdot 0,33 = 61,88 \text{ квар}$$

Дана школа має II рівень категорії надійності. Отже, розподіляємо навантаження на два трансформатори однієї ТП:

$$P_{шк.ТП1.1} = \frac{187,5}{2} = 93,75 \text{ кВт}$$

$$Q_{шк.ТП1.1} = \frac{61,88}{2} = 30,94 \text{ квар}$$

Крім того, від першого трансформатора ТП1 буде житися бібліотека, площею 400 м².

Розрахункове навантаження на перший трансформатор ТП1 згідно з формулою (2.12), (2.13) та (2.14):

$$P_{ТП1.1} = 264,68 + 0,9 \cdot 165,96 + 0,3 \cdot 93,75 + 0,4 \cdot 60 = 466,16 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП1.1} = 142,64 + 0,9 \cdot 88,71 + 0,3 \cdot 30,94 + 0,4 \cdot 28,8 = 243,28 \text{ квар}$$

$$S_{ТП1.1} = \sqrt{466,16^2 + 243,28^2} = 525,83 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Аналогічно розраховуємо навантаження для другого трансформатора на ТП1 та всіх інших трансформаторів на ТП2, ТП3, ТП4. Дані по післяаварійному режиму роботи взяли з таблиці 2.8. Результати розрахунків звели в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Розрахункові навантаження в нормальному та післяаварійному режимі

ТП	ТР	Нормальний режим			Післяаварійний режим		
		P , кВт	Q , квар	S , кВА	P , кВт	Q , квар	S , кВА
1	1	466,16	243,28	525,83	747,81	379,74	838,70
	2	442,16	231,76	499,22			
2	1	386,55	204,33	437,23	663,64	346,52	748,66
	2	386,55	204,33	437,23			
3	1	309,94	171,07	354,02	558,87	314,81	641,44
	2	324,14	184,62	373,03			
4	1	495,18	254,51	556,75	828,80	398,59	919,67
	2	493,02	253,79	554,50			

2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

2.3.1 Вибір схеми трансформаторної підстанції

З каталогу [9] обираємо 4 комплектні двотрансформаторні підстанції на рівні 10/0,4. Виходячи з рекомендацій виробника для міських електричних мереж обираємо модель КТП-630/10/0,4. Типова електрична схема зображена на рисунку 2.1.

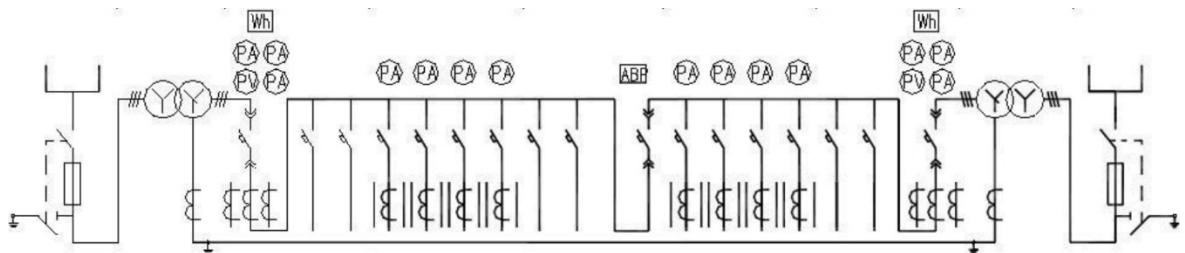


Рисунок 2.1 – Типова однолінійна електрична схема КТП-630/10/0,4

2.3.2 Вибір трансформаторів та батарей статичних конденсаторів на напрузі до 1000В

В комплект поставки входить силовий трансформатор ТМЗ-630.

Згідно ДБН В.2.5-23:2010 задовільне значення коефіцієнта потужності має бути рівним 0,95 ($\cos \varphi = 0,95$). З попередніх розрахунків для навантажень на рівні 10/0,4 кВ ми маємо значення в межах 0,87-0,89. Тому, існує необхідність компенсації реактивної потужності на даному рівні напруги.

Пропонується комплектувати всі 4 трансформаторні підстанції (по 1 на кожну шину) пристроями компенсації реактивної потужності на 0,4 кВ з каталогу [10] для розвантаження мережі. Номінальна потужність такої установки є регульованою та становить 1-600 квар. Ступенів регулювання від 6-12.

Значення реактивної потужності споживачів на окремий ТП не перевищує 254,51 квар. Отже, враховуючи ступені регулювання та діапазон потужності, ми маємо можливість забезпечити регулювання коефіцієнту потужності в межах вище 0,95.

2.3.2 Обґрунтування виду виконання та комплектації підстанцій об'єкту проектування.

КТП призначені для електропостачання об'єктів у районах з помірним кліматом (від -25°C до +40°C). На стороні НН встановлені автоматичні вимикачі.

В комплект поставки входять шафи УВН, РУНН та силовий трансформатор ТМЗ-630.

Під'єднання 2-х та більше споживачів до одного виходу виконується за допомогою магістрального шинопровода.

Розподіл споживачів та розрахунковий струм на кожен вихід ТП представлений у таблиці 2.10.

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Лінії до кожного з об'єктів Б.2 були розподілені на два окремі ВРП, а Б.3 на три окремі ВРП. Потужність об'єктів розділено порівну на кожен ВРП.

Таблиця 2.10 - Розподіл споживачів на кожен вихід ТП

ТП	Вихід	Об'єкт	P , кВт	Q , квар	$P_{\text{вихід}}$, кВт	$Q_{\text{вихід}}$, квар	$S_{\text{вихід}}$, кВА	$I_{\text{вихід}}$, А
1	1	Б.1	240,3	118,5	240,3	118,5	267,9	407,0
	2	А.3.1	188,7	99,8	188,7	99,8	213,5	324,3
	3	А.1.1	136,7	77,4	154,7	86,0	177,0	268,9
		Д.1	60	28,8	-	-	-	-
	4	А.2	236,3	124,7	236,3	124,7	267,2	406,0
	5	Ж.1	187,5	61,9	187,5	61,9	197,4	300,0
	6	ПКРП.1	-	-	-	-	-	-
2	1	А.3.2	188,7	99,8	188,7	99,8	213,5	324,3
	2	А.3.3	188,7	99,8	188,7	99,8	213,5	324,3
	3	А.3.4	188,7	99,8	188,7	99,8	213,5	324,3
	4	А.4.1	146,6	81,6	146,6	81,6	167,8	255,0
	5	А.4.2	146,6	81,6	186,2	89,6	206,6	313,9
		Ж.3	99	19,8	-	-	-	-
	6	ПКРП.2	-	-	-	-	-	-
3	1	А.3.5	188,7	99,8	188,7	99,8	213,5	324,3
	2	А.3.6	188,7	99,8	188,7	99,8	213,5	324,3
	3	Ж.2	53,7	25,8	139,3	69,7	155,8	236,6
		А.5	85,59	43,87	-	-	-	-
	4	А.1.2	136,7	77,4	214,2	133,0	252,2	383,1
		В.1	25	18,75	-	-	-	-
		В.2	75	56,25	-	-	-	-
		Г.1.1	7,25	1,8	-	-	-	-
	5	ПКРП.3	-	-	-	-	-	-
	6	Вуличне освітлення	8	1,6	8	1,6	8,2	11,8
4	1	Б.2	175,8	90,5	185,2	92,7	207,1	314,7
		Г.1.2	7,3	1,8	-	-	-	-
		Е.1	5,2	1,0	-	-	-	-
	2	Б.3	198,4	98,5	198,4	98,5	221,5	336,6
	3	ПКРП.4	-	-	-	-	-	-

Згідно даних таблиці 2.10 обираємо кількість шаф РУНН для кожної КТП [9]. Параметри трансформатора[11] та конфігурацію ТП заносимо до таблиць 2.11 та 2.12.

Таблиця 2.11 – Кількість шаф РУНН

ТП	Тип шаф	Кількість виходів	Тип вимикача	I_n , А
1	ШНЛ-32/5 УЗ	5	ВА51-39	630
2	ШНЛ-49 УЗ	4	ВА51-39	630
		2	ВА04-36	250
3	ШНЛ-49 УЗ	4	ВА51-39	630
		2	ВА04-36	250
4	ШНЛ-32/5 УЗ	5	ВА51-39	630

Трансформатори трансформаторних підстанцій і їх параметри зведено в таблицю 2.12.

Таблиця 2.12 – Паспортні дані трансформаторів

Тип	Потужність $S_{T,ном}$, кВА	Номинальна напруга, кВТ			ΔP_{xx} , кВТ	ΔP_k , кВТ	U_{k3} , %			I_{xx} , %
		ВН	СН	НН			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТМЗ	630	10	-	0,4	1,25	8,5	-	5,5	-	1,7
ТМН	6300	35	-	11	8	46,5	-	7,5	-	0,8
ТДТН	25000	115	38,5	11	21	130	10,5	17,5	6,5	0,31

2.4 Розрахунок живильних і розподільних електричних мереж

2.4.1 Вибір схеми розподільної мережі

Маємо дворівневу розподільну мережу. Спрощена однолінійна схема розподільної мережі представлена на рисунку 2.2. Вона складається з 4-х основних рівнів: напруги 110 кВ, 35 кВ, 10кВ та 0,4 кВ.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

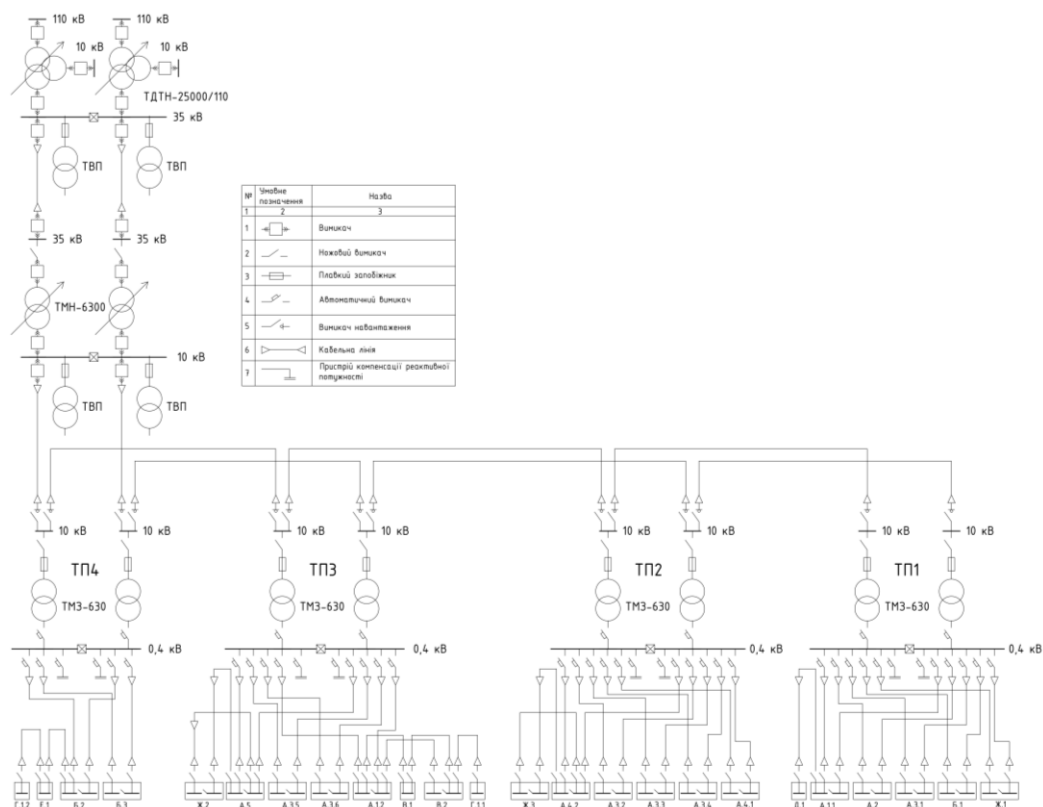


Рисунок 2.2 – Спрощена однолінійна схема розподільної мережі

На даній схемі (Рис. 2.2) маємо КЛ1 (на рівні напруги 35 кВ), КЛ2 (на рівні напруги 10 кВ) та ПЛ1 (на рівні напруги 110 кВ). В даному підрозділі ми маємо розрахувати навантаження на КЛ2, за розрахунковим струмом обидвох перерізів ліній та перевірити якість електричної енергії. Лінії ПЛ1 та КЛ1 живлять трансформаторні підстанції 110/35/10 кВ та 35/10 кВ відповідно. На рівні 0,4 кВ кожна лінія живить певні групи об'єктів, які представлено в таблиці 2.15.

2.4.2 Обґрунтування встановлення розподільних пунктів високої напруги.

Всі розподільні пункти встановлені, враховуючи розрахункове навантаження об'єктів, що живляться від мережі на рівні 10 кВ. Враховане поточне розміщення елементів електричних мереж району міста Києва на рівні 35 кВ та 110 кВ.

В межах міста через густину забудови необхідно реалізовувати електричні мережі з використанням кабельних ліній різного рівня напруги. Необхідність встановлення РП визначаємо після аналізу розташування запланованих ТП на території мікрорайону, а також можливостей використання радіальних та магістральних схем.

Аналізуючи територіальне розміщення ТП та їх потужність можна зробити висновок, що необхідність встановлення розподільних пунктів високої напруги в межах розглянутого району відсутня.

2.4.3 Розрахунок перерізу розподільних мереж понад 1000 В

Розрахунок перерізу розподільних мереж на рівні 10 кВ

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

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

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (2.15)$$

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

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

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

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

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

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

$$I_p^{п/а} \leq I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер} \quad (2.16)$$

де $K_{пер}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ. Для ПЛ коефіцієнт допустимого перевантаження приймаємо рівним 1,3 [12]. Для КЛ коефіцієнт допустимого перевантаження приймаємо рівним 1,35 [12].

Струмове навантаження визначається за формулою:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.17)$$

Розрахункове навантаження розподільних ліній 6-10 кВ визначається добутком суми розрахункових навантажень окремих ТП і коефіцієнту $K_{см}$, який враховує сумісність їх максимумів:

$$P_{рм} = K_{см} \sum_{i=1}^n P_{р.ТПi} \quad (2.18)$$

$$Q_{рм} = K_{см} \sum_{i=1}^n Q_{р.ТПi} \quad (2.19)$$

Причому необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП.

Розрахуємо втрати потужності в трансформаторах враховуючи їх параметри ТП в післяаварійному режимі відповідно до таблиці 2.9:

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta P_{p.ТП1} = \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{ТП1.п/а}}{S_{тр.н}} \right)^2 + \Delta P_{xx} = 8,5 \cdot \left(\frac{838,7}{630} \right)^2 + 1,25 = 16,31 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{p.ТП1} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{ТП1.п/а}^2}{S_{тр.н}} + \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{тр.н} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{838,7^2}{630} + \frac{1,7}{100} \cdot 630 = 72,12 \text{ квар}$$

$$\Delta S_{p.ТП1} = \sqrt{\Delta P_{p.ТП1}^2 + \Delta Q_{p.ТП1}^2} = \sqrt{16,31^2 + 72,12^2} = 73,94 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Аналогічні розрахунки для всіх ТП приведені в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 - Розрахунок втрат в трансформаторах ТП

Номер ТП	$\Delta P_{p.ТПi}$, кВт	$\Delta Q_{p.ТПi}$, квар	$\Delta S_{p.ТПi}$, кВ·А
1	16,3	72,1	73,9
2	13,3	59,6	61,1
3	10,1	46,6	47,7
4	19,4	84,6	86,7

Розраховуємо навантаження ділянки розподільної мережі КЛ2 в післяаварійному режимі згідно з формулою (2.18) та (2.19):

$$P_{КЛ2} = 0,85 \cdot (747,81 + 663,64 + 558,87 + 828,8 + 16,31 + 13,25 + 10,06 + 19,36) = 2429,40 \text{ кВт}$$

$$Q_{КЛ2} = 0,85 \cdot (379,74 + 346,52 + 314,81 + 398,59 + 72,12 + 59,64 + 46,63 + 84,55) = 1447,21 \text{ квар}$$

$$S_{КЛ2} = \sqrt{P_{КЛ2}^2 + Q_{КЛ2}^2} = \sqrt{2429,40^2 + 1447,21^2} = 2827,79 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Розраховуємо струм ділянки розподільної мережі КЛ2 в післяаварійному режимі згідно з формулою (2.17):

$$I_{p.КЛ2} = \frac{S_{КЛ2}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{2827,79}{\sqrt{3} \cdot 10} = 163,26 \text{ А}$$

Для ділянки КЛ2 вибираємо кабель за допустимим струмом марки АПвВ 3×50 [13]. $I_{\text{доп}} = 140$ А. Приймаємо $K_1 = 1$ [12], а $K_2 = 1$ (Поряд прокладених КЛ немає).

Виконуємо перевірку за допустимим струмом згідно з умовою (2.16):

$$163,26 \leq 140 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,35$$

$$163,26 \leq 189$$

Отже, КЛ2 на рівні 10 кВ має фактичний переріз 50 мм.

Даний кабель марки АПвВ має такі техніко-експлуатаційні характеристики:

Температура навколишнього середовища при експлуатації від -50 °С до +50 °С; Тривало допустима температура нагріву жил +90 °С; Максимально допустима температура нагріву жил при короткому замиканні +250 °С;

Максимально допустима температура мідного екрану при короткому замиканні +350 °С; Максимально допустима температура нагріву жил при короткому замиканні за умовою уникнення горіння кабелю (тривалість короткого замикання не повинна перевищувати 5 с) +400 °С; Допустима температура нагріву жил кабелів в аварійному режимі 130 °С.

Розрахунок розподільних мереж на рівні 110 та 35 кВ

На рівні 110 кВ та 35 кВ переріз кабельної лінії розраховуємо аналогічно рівня 10 кВ, але враховуємо номінальні потужності вже встановлених трансформаторів (пункт 2.1.3).

Навантаження на ділянці розподільної мережі КЛ1 (35 кВ) розраховуємо аналогічно, згідно з умовою (2.16), але в якості активної потужності прийняти значення повної потужності:

$$S_{\text{кл1}} = 0,8 \cdot (6,3 + 6,3) = 10,08 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Розраховуємо струм ділянки розподільної мережі КЛ1 в післяаварійному режимі згідно з формулою (2.17):

$$I_{p.КЛ1} = \frac{S_{КЛ1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10,08 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 166,28 \text{ А}$$

Для ділянки КЛ1 вибираємо кабель за допустимим струмом марки АПвВ 3×70 [13]. $I_{доп} = 171 \text{ А}$. Приймаємо $K_1 = 1$ [12], а $K_2 = 1$ (Поряд прокладених КЛ немає).

Виконуємо перевірку за допустимим струмом згідно з умовою (2.16):

$$166,26 \leq 171 \cdot 1 \cdot 1$$

$$166,26 \leq 171$$

Отже, КЛ1 на рівні 35 кВ має фактичний переріз 70 мм².

Даний кабель марки АПвВ має аналогічні техніко-експлуатаційні характеристики, як і кабель марки АПвВ вибраний для КЛ2.

Аналогічні розрахунки проводимо для ділянки мережі ПЛ1 (110 кВ). Приймаємо $K_1 = 1$ [12]. Номінальний переріз жили обираємо з [12]. Дані цих та попередніх розрахунків заносимо в таблицю 2.14.

2.4.4 Розрахунок перерізу розподільних мереж 0,4 кВ

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

1. Струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки лінії, згідно з умовою (2.15).

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження, згідно з умовою (2.16).

3. Вибраний переріз повинен відповідати параметрам захисного апарату:

$$I_{\text{доп}} \geq K_3 I_3$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм вибраного провідника, визначений з урахуванням умов його прокладки,

K_3 – коефіцієнт кратності захисту,

I_3 – номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарату.

Для розрахунку перерізу кабелю від ТП до об'єктів житлового масиву використаємо розрахунки повної потужності з таблиці 2.8.

Розраховуємо струм для післяаварійного режиму згідно з формулою (2.17) та перевіривши умову (2.16) вибираємо марку кабелю та оптимальний переріз для КЛЗ. Аналогічно виконуємо розрахунки для кожного об'єкту. Дані заносимо в таблицю 2.15.

Приймаємо $K_1 = 0,89$ [12] при температурі навколишнього середовища 30°C . Враховуємо $K_2 = 0,92$.

Погонний опір жил вибраних кабелів [14] заносимо в таблицю 2.15.

Розрахунок електричних мереж вуличного освітлення

Для зовнішнього освітлення рекомендую встановити “Світлодіодний вуличний консольний світильник з лінзою BROADWAY 50W”. Потужність однієї одиниці становить 50 Вт. Світловий потік 6400 лм. Даний світильник встановлюємо кожні 25 м вздовж вулиці. Протяжність вулиць, з пункту 2.1, становить 2 км. Маємо такі вулиці: Ігоря Шамо (450 м.), Ентузіастів (500 м.), провулок №1 (450 м.), провулок №2 (250 м.), провулок №3 (350 м.). Отже, можемо розрахувати потужність вуличного освітлення району:

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

$$P_{\text{зов.осв}} = \frac{P_{\text{св}} \cdot S_{\text{вул}}}{S_{\text{проміж}}}$$

де $P_{\text{св}}$ - потужність світильника,

$S_{\text{вул}}$, $S_{\text{проміж}}$ – довжина вулиці та довжина проміжку між світильниками відповідно, м.

Розраховуємо потужність вуличного освітлення вулиці Ентузіастів за формулою вище:

$$P_{\text{зов.осв}} = \frac{50 \cdot 500}{25} = 1000 \text{ Вт} = 1 \text{ кВт}$$

Коефіцієнт потужності для світлодіодних джерел світла враховуємо на рівні 0,98. Звідси $\text{tg } \varphi = 0,2$.

$$Q_{\text{зов.осв}} = P_{\text{зов.осв}} \cdot \text{tg } \varphi = 1 \cdot 0,2 = 0,2 \text{ кВт}$$

Розраховуємо переріз КЛ для освітлення використовуючи розрахунковий струм згідно з формулою (2.17):

$$I_{\text{р.зов.осв}} = \frac{S_{\text{зов.осв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{\sqrt{1^2 + 0,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1,47 \text{ А}$$

Вибираємо кабель марки СИП1 4×16 [13]. $I_{\text{доп}} = 100 \text{ А}$. Приймаємо $K_1 = 0,89$ [12] при температурі 30°C, а $K_2 = 1$ Поряд прокладених кабельних ліній немає. Спосіб прокладання в повітрі.

Виконуємо перевірку за допустимим струмом згідно з умовою 2.16:

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$1,47 \leq 100 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 1,3$$

$$1,47 < 115,7$$

Кабельна лінія вуличного освітлення має фактичний переріз 16 мм². Дана вулиця має найбільшу відстань, а кабель перерізом 16 мм² є мінімальним, тому приймаємо даний кабель для інших вулиць району.

Під'єднаємо дане освітлення до шин житлових будинків розташованих на відповідних вулицях. Результат розрахунку заносимо в таблицю 2.15.

Таблиця 2.14 - Розрахунок кабельних ліній ПЛ1, КЛ1 та КЛ2 для післяаварійного режиму роботи на рівні 110, 35 та 10 кВ відповідно.

Ділянка	S_i , кВА	$I_{p.i}$ А	$I_{доп.i}$ А	Марка кабелю, переріз	r , мОм/м	x , мОм/м
ПЛ1	40000	209	487	АС 240/39	0,405	0,118
КЛ1	10080	166,3	171	АПВВ 3×70	0,549	0,059
КЛ2	2827,8	163,3	140	АПВВ 3×50	0,769	0,06

Таблиця 2.15 – Розрахунок кабельних ліній для післяаварійного режиму роботи на рівні 0,4 кВ.

ТП	Вих.	До об'єкту	$S_{вихід}$, кВА	$I_{p.КЛ3.i}$ А	$I_{доп.i}$ А	Марка кабелю	r , мОм/м	x , мОм/м
1	1	Б.1	267,9	407	355	АВВГ 4×240	0,16	0,055
	2	А.3.1	213,5	324,3	308	АВВГ 4×185	0,208	0,056
	3	А.1.1	177,0	268,9	274	АВВГ 4×150	0,256	0,056
		Д.1						
	4	А.2	267,2	406,0	355	АВВГ 4×240	0,16	0,055
	5	Ж.1	197,5	300,0	274	АВВГ 4×150	0,256	0,056
	6	ПКРП.1	-	-	-	-	-	-
2	1	А.3.2	213,5	324,3	308	АВВГ 4×185	0,208	0,056
	2	А.3.3	213,5	324,3	308	АВВГ 4×185	0,208	0,056
	3	А.3.4	213,5	324,3	308	АВВГ 4×185	0,208	0,056
	4	А.4.1	167,8	255,0	241	АВВГ 4×120	0,32	0,057
	5	А.4.2	206,6	313,9	308	АВВГ 4×185	0,208	0,056
		Ж.3						
	6	ПКРП.2	-	-	-	-	-	-

Продовження таблиці 2.15

ТП	Вих.	До об'єкту	$S_{\text{вихід}},$ кВА	$I_{\text{р.КЛЗ.і}},$ А	$I_{\text{доп.і}},$ А	Марка кабелю	$r,$ мОм/м	$x,$ мОм/м
3	1	А.3.5	213,5	324,3	308	АВВГ 4×185	0,208	0,056
	2	А.3.6	213,5	324,3	308	АВВГ 4×185	0,208	0,056
	3	Ж.2	155,8	236,6	212	АВВГ 4×95	0,405	0,057
		А.5						
	4	А.1.2	252,2	383,1	355	АВВГ 4×240	0,16	0,055
		В.1						
		В.2						
		Г.1.1						
	5	ПКРП.3	-	-	-	-	-	-
	6	Вуличне освітлення	-	11,8	100	СИП1 4×16	2,4	0,078
4	1	Б.2 (2 ВРП)	207,1	314,7	212	АВВГ 4×95	0,405	0,057
		Г.1.2						
		Е.1						
	2	Б.3 (3 ВРП)	221,5	336,6	355	АВВГ 4×240	0,16	0,055
	3	ПКРП.4	-	-	-	-	-	-

2.4.5 Перевірка електричних мереж на відповідність вимогам щодо показників якості електричної енергії.

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

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

Втрати напруги розраховується за формулою:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r + Q \cdot x) L_{\text{КЛ}}}{10 \cdot U_{\text{н}}^2}, \quad (2.20)$$

де r, x - погонні активні та реактивні опіри кабелю або жили кабелю, мОм/м.

P, Q - розрахункові навантаження на лінію, кВт

$L_{\text{кл}}$ - довжина лінії, км

$U_{\text{н}}$ - номінальна напруга, кВ

Згідно [15] приймаємо допустиму втрату напруги на рівні 10%.
 $\Delta U_{\text{доп}} = 10\%$.

Розраховуємо втрату напруги згідно з формулою 2.20. Розрахунки заносимо в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16 – Розрахункові втрати напруги в лініях на рівні 0,4 кВ

ТП	Вих.	До об'єкту	P , кВт	Q , квар	r , мОм/м	x , мОм/м	$L_{\text{кл}}$, км	ΔU , %
1	1	Б.1	240,3	118,5	0,16	0,055	0,06	1,69
	2	А.3.1	188,7	99,8	0,208	0,056	0,09	2,52
	3	А.1.1	154,7	86,0	0,256	0,056	0,12	3,33
		Д.1						
	4	А.2	236,3	124,7	0,16	0,055		
	5	Ж.1	187,5	61,9	0,256	0,056	0,17	5,47
	6	ПКРП.1	-	-	-	-	-	-
2	1	А.3.2	188,7	99,8	0,208	0,056	0,1	2,80
	2	А.3.3	188,7	99,8	0,208	0,056	0,1	2,80
	3	А.3.4	188,7	99,8	0,208	0,056	0,1	2,80
	4	А.4.1	146,6	81,6	0,32	0,057	0,05	1,61
	5	А.4.2	186,2	89,6	0,208	0,056	0,17	4,65
		Ж.3						
	6	ПКРП.2	-	-	-	-	-	-

Продовження таблиці 2.16

ТП	Вих.	До об'єкту	P , кВт	Q , квар	r , мОм/м	x , мОм/м	$L_{\text{кл}}$, км	ΔU , %
3	1	А.3.5	188,7	99,8	0,208	0,056	0,07	1,96
	2	А.3.6	188,7	99,8	0,208	0,056	0,07	1,96
	3	Ж.2	139,3	69,7	0,405	0,057	0,17	6,42
		А.5						
	4	А.1.2	214,2	133,0	0,16	0,055	0,14	3,64
		В.1						
		В.2						
		Г.1.1						
	5	ПКРП.3	-	-	-	-	-	-
	6	Вуличне освітлення	1	0,2	2,4	0,078	0,5	0,75
4	1	Б.2	185,2	92,7	0,405	0,057	0,14	7
		Г.1.2						
		Е.1						
	2	Б.3	198,4	98,5	0,16	0,055	0,1	2,3
	3	ПКРП.4	-	-	-	-	-	-

Умова $\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%$ виконується, тобто для кожної лінії на рівні 0,4 кВ значення падіння напруги не перевищує 15%.

Аналогічно розраховуємо втрату напруги в лініях вище 1000 В. Дані заносимо в таблицю 2.17.

Таблиця 2.17 – Розрахункові втрати напруги в лініях на рівні вище 1 кВ

Лінія	P , кВт	Q , квар	r , мОм/м	x , мОм/м	$L_{\text{кл}}$, км	ΔU , %
ПЛ1	2429,4	1447,2	0,405	0,118	8	0,08
КЛ2	9576	3147,5	0,549	0,059	0,5	0,27
КЛ1	38000	12490	0,769	0,06	2	1,71

2.4.6 Розрахунок електричної мережі багатоповерхового житлового будинку

Розглянемо систему електропостачання 9-поверхового одностанційного житлового будинку, схема групової квартирної мережі представлена на рисунку 2.3. На кожному поверсі будинку розташовані 4 квартири площею 47 м². З огляду на поверховість, квартири обладнані газовими плитами потужністю 5,8 кВт. Напруга складає 380/220 В.

Кількість розеток у кожній квартирі приймається з наступних міркувань [7]:

у кімнатах квартир - 1 розетка на кожні повні і неповні 6 м² площі;

у коридорах квартир - 1 розетка на 10 м² площі;

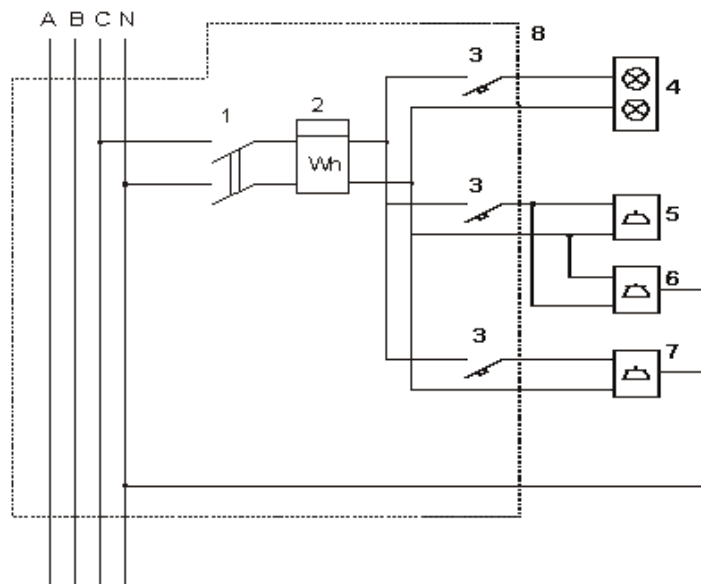
у кухнях площею до 8 м² - 3 розетки на 16 А, більш 8 м² – 4-3 розетки на 16 А. Крім того, для живлення електроплит 5,8 кВт у кухні передбачені по 1 розетці з контактами, що заземлюють, на 25 А.

Розрахункове навантаження на секції (стояку) будинку визначаються в такий спосіб. Питоме навантаження квартири в стояку $P_{\text{нм}} = 1,13$ кВт/квартир при загальній кількості квартир - 63. Оскільки загальна площа квартири складає 47 м² < 55 м², то підвищуючий коефіцієнт 0,5% не враховується, тоді згідно з формулою (2.10):

$$P_{\text{ст}} = 1,13 \cdot 63 = 71,19 \text{ кВт};$$

Захист проводу і стояка здійснюємо за допомогою автоматичних вимикачів з комбінованими розчеплювачем.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54



1 - двополюсний вимикач; 2 - лічильник електроенергії; 3 - автоматичні вимикачі; 4 - загальне освітлення; 5 - електророзетка 16 А; 6 - електророзетка 16 А (для підключення кондиціонера); 7 - електроплита; 8 - поверховий електрощит.

Рисунок 2.3 – Схема електропостачання квартири

Визначаємо розрахунковий струми ($\cos \varphi = 0,98$):

$$I_p = \frac{71,19}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 36,79 \text{ А};$$

Автоматичні вимикачі вибираємо за умовою: $I_{\text{авт}} \geq I_{\text{max}}$. Тоді на стояку вибираємо автоматичний вимикач з комбінованими розчеплювачем типу АЗ776 БР з номінальним струмом $63 > 36,79 \text{ А}$ [16].

Номінальний струми розчеплювача розрізняються за двома ступенями стандартної шкали. Це значить, що забезпечується селективна робота захисту відповідно до струмочасових характеристик апаратів.

Далі робимо попередній вибір перетину проводу за умовами допустимого нагріву. Відповідно до ПУЕ, якщо перетин фазних проводів вибирається більш 25 мм^2 , то перетин нульового проводу приймаємо рівним половині перетину

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

фазного. З огляду на, що проводи прокладаються усередині житлового будинку і температура навколишнього середовища не вище 25°C, вплив температури не враховуємо.

Для проводу, що живить навантаження по стояку, приймаємо АПВ 10 (1×10+1×6) $I_{\text{доп}} = 80 \text{ А}$ [17]. При виборі перетину проводу необхідно враховувати пропускну здатність проводу, дотримувати відповідність струму захисного апарату і припустимого струму обраного проводу. Для цього слід дотримуватися умови:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{за}} \cdot \frac{k_3}{k_n} \quad (2.21)$$

де k_3 - кратність допустимого струму провідника струму захисного апарату;

k_n - поправочний коефіцієнт, що враховує температуру навколишнього середовища;

$I_{\text{за}}$ - струм спрацювання захисного апарату.

Відповідно до вищевказаного робимо перевірку. Для лінії з захистом від перевантаження для автоматичного вимикача з розчеплювачем $k_3 = 1$. Тоді $I_{\text{доп}} = 63 \text{ А}$. За умовою (2.21) необхідно вибрати провід з $I_{\text{доп}} \geq 72 \text{ А}$. Приймаємо провід АПВ 10 (1×10+1×6) $I_{\text{доп}} = 80 \text{ А}$ [17].

Виконуємо проводку в квартирі проводом типу ПВ2(1×2,5). Таким чином вибираємо квартирний автоматичний вимикач типу АБ25 з $I_{\text{ном}} = 25 \text{ А}$. На освітлення та розеточну групу встановлюємо автоматичний вимикач типу АБ25 з $I_{\text{ном}} = 25 \text{ А}$. Робоче та аварійне освітлення східної клітки, зовнішнє освітлення під'їзду виконується проводом ПВ 2(1×2,5), живлення ліфтів - АВВГ (3×10+1×6). Далі здійснюємо розрахунок лінії по втраті напруги. Індуктивний опір проводів

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

не враховуємо, тому що $\cos \varphi = 0,98$. Розподіл припустимої втрати напруги між окремими ділянками лінії доцільно робити з умов мінімальної втрати металу:

$$\Delta U = \frac{P \cdot l}{c \cdot S}; \quad (2.22)$$

де l - довжина лінії, м;

$c = 46$ для алюмінію;

S - площа перетину проводу, мм^2 .

Згідно з формулою 2.22 розраховуємо значення допустимої втрати напруги:

$$\Delta U = \frac{71,19 \cdot 25}{46 \cdot 16} = 2,42\%$$

Перевіряємо лінію на допустиму втрату металу:

$$\begin{aligned} \Delta U &< \Delta U_{\text{доп}} \\ 2,42\% &< 2,5\% \end{aligned}$$

Визначним фактором при виборі перетину проводу є дотримання вимог за співвідношенням допустимих струмових навантажень і номінальних струмів захисних апаратів. У нашому випадку в ролі захисних апаратів виступають розчеплювачі автоматичних вимикачів.

Електропостачання ввідного розподільчого щита квартири виконано від поверхового щита будинку через автоматичний вимикач. Облік електроенергії виконується лічильником. Вимикач вибирається за розрахунковим струмом навантаження квартири. Від ВРП квартири електропостачання споживачів квартири виконується через автоматичні вимикачі. В розеточній мережі

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

встановлюється диференціальний захист (ПЗВ). В квартирі проводи прокладаються під штукатуркою або в спеціальних коробах.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5 Вибір комутаційної апаратури живильної та розподільної мережі

2.5.1 Вибір комутаційної апаратури

На рівні 110 кВ встановлені вимикачі зі сторони ВН трансформатора 110/35/10. На рівні нижче 110 кВ встановлені вимикачі та ножові вимикачі зі сторони ВН трансформатора 35/10 та 10/0,4. Також, вимикачі встановлені на початках і кінцях кабельних ліній 35 кВ та 10 кВ. На входах ВН трансформатора 10/0,4 встановлені вимикачі навантаження, а на входах НН автоматичні вимикачі. Усі входи у ввідну коробку будинків та споруд обладнані ножовими вимикачами.

Кількість обраної комутаційної апаратури зведена в таблицю 2.18.

Таблиця 2.18 – Комутаційна апаратура живильної та розподільної мережі.

Рівень	Вид	Тип	Кількість одиниць, шт.
110 кВ	Вимикач	РНДЗ-110	6
	Вимикач	ВЭКТ-110	2
35 кВ	Ножовий вимикач	РНД-35	2
	Вимикач	ВР35	10
10 кВ	Вимикач	ВР1	4
	Ножовий вимикач	РВЗ-10	8
	Вимикач навантаження	ВНВР-10	16
0,4 кВ	Автоматичний вимикач	ВА51-39	18
		ВА04-36	4
	Ножовий вимикач	ВР32	54

2.5.3 Вибір трансформаторів струму і напруги

Всі трансформаторні підстанції використані у даному проекті обладнані трансформаторами струму та напруги на виходах НН. На рівні 110, 35, 10 кВ трансформатори струму встановлюються на кожній лінії рівнів напруги 110, 35 та 10 кВ.

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На рівні напруги 0,4 кВ лінія, проведена з ТП до об'єкту, обладнана трансформаторами струму, що обрані залежно від розрахункового струму наведеного в таблиці 2.10.

Заносимо дані про трансформатори струму: їх кількість та характеристики [18] в таблицю 2.19.

Таблиця 2.19 – Трансформатори струму та їх характеристики

Тип	Кількість одиниць, шт.	Клас точності	Номінальний струм, А
T-0,66-1 300/5	3	0,5	300
T-0,66 400/5	11	0,5	400
T-0,66-1 500/5	1	0,5	500
ТПЛ-10	5	0,5	200
ТПЛ-35	5	0,5	200
ТФЗМ 110Б	2	0,5	300

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живильних провідників за умов короткого замикання

Коротке замикання це порушення нормального режиму роботи системи електропостачання, спричинене замиканням фаз між собою, а в системах з заземленою нейтраллю – також замиканням фаз на землю. Розрахунок електромагнітного перехідного процесу в сучасній системі електропостачання з урахуванням всіх умов і факторів надзвичайно складний і його виконання практично неможливе. Щоб спростити задачу і зробити її рішення практично можливим, вводять ряд допущень. Під розрахунком електромагнітного перехідного процесу зазвичай розуміють обчислення значень струмів, напруги і потужності у схемі електричної мережі при заданих розрахункових умовах.

Вихідні розрахункові умови, вимоги до точності розрахунків, допущення, що приймаються, визначаються цільовим призначенням розрахунку електромагнітного перехідного процесу. Так, приблизні розрахунки струмів короткого замикання допустимі при виборі апаратури і провідників за умовами

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

короткого замикання, що пов'язане з великим кроком на шкалі струмів відключення комутаційної апаратури. Питання обґрунтування розрахункових умов для конкретних технічних задач є одним з важливих питань відповідних спеціальних дисциплін з проектування і експлуатації систем електропостачання, але в даному проекті не розглядається.

На базі розробленої схеми, паспортів вибраного електрообладнання, мети розрахунку СКЗ будують РС, яка включає в себе саму схему з прийнятими в практиці розрахунків СКЗ позначеннями та вхідними даними.

Всі розрахунки для рівня напруги вище 1000 В проводимо у відносних одиницях за наближеним зведенням. Тобто значення відносних одиницях, що приведені до базисних умов. Для рівня напруги 1000 В і нижче проводимо розрахунки у іменованих одиницях за точним зведенням.

2.6.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

Для вибору вимикачів потрібно знати найбільший струм КЗ. Тому розрахунковим видом КЗ є трифазне, розрахунковою точкою КЗ будуть шини, куди приєднаний вимикач, а розрахунковим часом для визначення струму буде час, рівний нулю.

2.6.1.1 Побудова РС та розрахунок параметрів елементів СЗ

Розрахунки виконуємо з точністю до третього знаку після коми. РС зображена на рисунку 2.4.

Всі задані паспортні дані трансформаторів наведено в таблицю 2.12. Питомі опори кабельних та повітряної ліній наведено в таблиці 2.14.

Позначаємо на розрахунковій схемі номінальні напруги трансформаторів Т1 та Т2: $U_1 = 115$ кВ $U_2 = 38,5$ кВ, $U_3 = 11$ кВ та ступені напруги І, ІІ, ІІІ.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Середні номінальні напруги ступенів I, II та III відповідно становлять: $U_{cpl} = 115$ кВ, $U_{cplI} = 37$ кВ, $U_{cplII} = 10,5$ кВ. За базисну приймаємо потужність $S_{\bar{o}} = 1000$ МВ·А та напругу $U_{\bar{o}} = U_{cpl} = 115$ кВ.

Параметри системи задані потужністю короткого замикання $S_{кз} = 1000$ кВА.

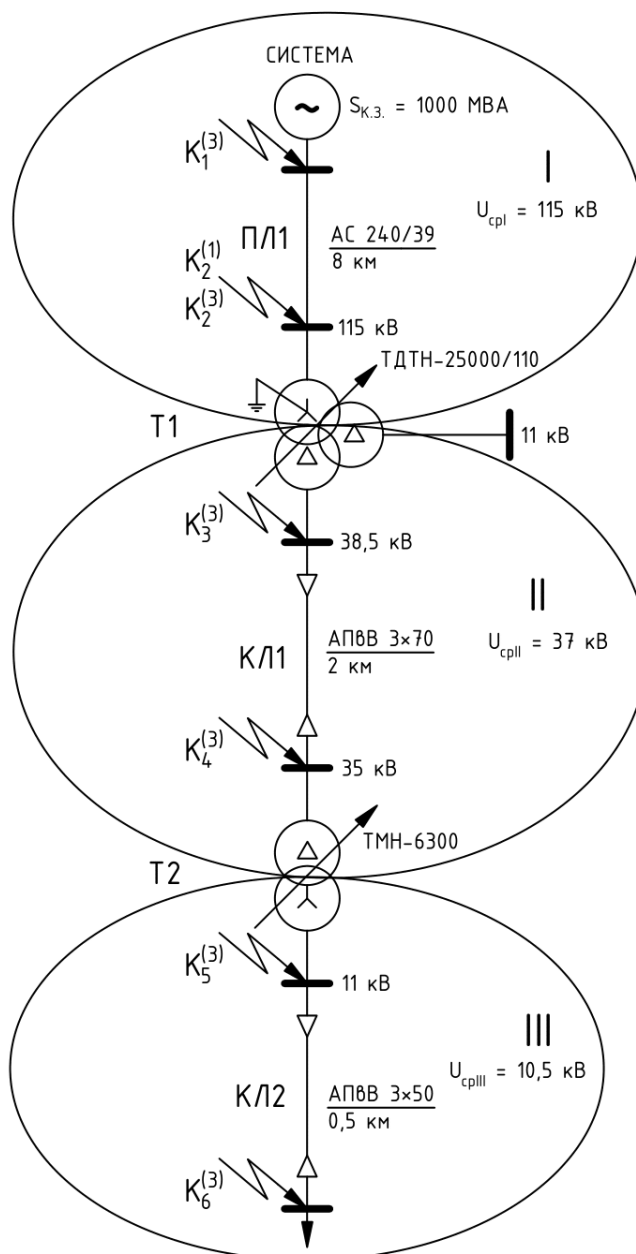


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема електричної мережі напругою вище 1 кВ

Відповідно до таблиці 2.12 та таблиці 2.14 можемо визначити параметри елементів схеми заміщення.

- енергосистеми:

$$r_{с*6}=0;$$

$$x_{с*6} = S_6 / S_{кз} = 1000 / 1000 = 1;$$

$$E'_{с*6} = U_{cpl} \cdot \frac{1}{U_6} = 115 \cdot \frac{1}{115} = 1.$$

- повітряної лінії ПЛ1 (8 км.) 110 кВ:

$$x_{ПЛ1*6} = x_{0.ПЛ1} \cdot l_{ПЛ1} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,405 \cdot 8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,245;$$

$$r_{ПЛ1*6} = r_{0.ПЛ1} \cdot l_{ПЛ1} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,118 \cdot 8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,071.$$

- кабельних ліній КЛ1 (2 км.) 35 кВ та КЛ2 (0,5 км.) 10 кВ:

$$x_{КЛ1*6} = x_{0.КЛ1} \cdot l_{КЛ1} \cdot \left(\frac{U_{cpl}}{U_{cplI}} \right)^2 \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,059 \cdot 2 \cdot \left(\frac{115}{37} \right)^2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,086;$$

$$r_{КЛ1*6} = r_{0.КЛ1} \cdot l_{КЛ1} \cdot \left(\frac{U_{cpl}}{U_{cplI}} \right)^2 \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,549 \cdot 2 \cdot \left(\frac{115}{37} \right)^2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,802;$$

$$\begin{aligned} x_{КЛ2*6} &= x_{0.КЛ2} \cdot l_{КЛ2} \cdot \left(\frac{U_{cpl}}{U_{cplI}} \right)^2 \left(\frac{U_{cplI}}{U_{cplII}} \right)^2 \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \\ &= 0,06 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{115}{37} \right)^2 \cdot \left(\frac{37}{10,5} \right)^2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,272 \end{aligned}$$

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{\text{КЛ2*6}} = r_{0.\text{КЛ2}} \cdot l_{\text{КЛ2}} \cdot \left(\frac{U_{\text{cpI}}}{U_{\text{cpII}}} \right)^2 \cdot \left(\frac{U_{\text{cpII}}}{U_{\text{cpIII}}} \right)^2 \cdot \frac{S_6}{U_6^2} =$$

$$= 0,769 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{115}{37} \right)^2 \cdot \left(\frac{37}{10,5} \right)^2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,488$$

- трансформатора Т1 (ТДТН-25000) та Т2 (ТМН-6300):

Для триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів їх відносно-номінальні опори задані для з'єднання трикутником, а заміщуються зазначені вище трансформатори, з'єднанням зіркою, тому:

$$U_{\text{KB}} = 0,5 \cdot (U_{\text{К.ВС}} + U_{\text{К.ВН}} - U_{\text{К.СН}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 17,25\%$$

$$r_{\text{T1*6}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} S_6}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} = \frac{130 \cdot 1000 \cdot 10^3}{25000^2} = 0,208$$

$$x_{\text{T1*6}} = \frac{U_{\text{KB}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{17,25}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{25000} = 6,9$$

$$r_{\text{T2*6}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} S_6}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} = \frac{46,5 \cdot 1000 \cdot 10^3}{6300^2} = 1,172$$

$$x_{\text{T2*6}} = \frac{U_{\text{КЗ}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{6300} = 11,905$$

Схема заміщення з розрахованими параметрами у ВН наведена на рисунку 2.5.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

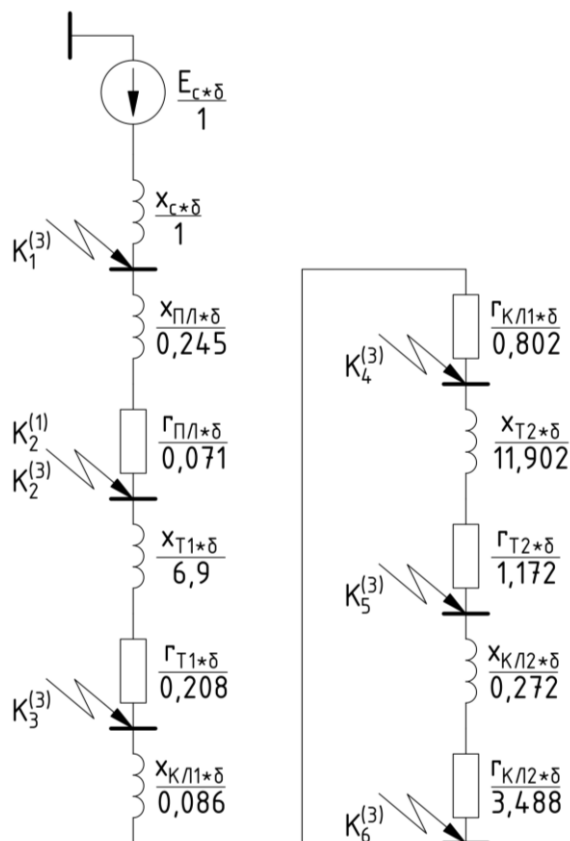


Рисунок 2.5 – Схема заміщення

2.6.1.2 Розрахунок трифазного короткого замикання

Розрахунок струмів КЗ необхідний для вибору та перевірки електрообладнання та струмоведучих частин, вибору засобів обмеження аварійних струмів, проектування, настройки приладів захисту і автоматики. При розрахунках струмів КЗ визначають:

- надперехідний струм КЗ;
- ударний струм КЗ для перевірки електричних апаратів, шин і ізоляторів на динамічну стійкість;
- найбільше діюче значення повного струму КЗ для перевірки електричних апаратів на стійкість протягом першого періоду процесу КЗ;
- усталений струм КЗ для перевірки термічної стійкості електричних апаратів, шин, прохідних ізоляторів та кабелів;

- діюче значення повного струму КЗ для різноманітних моментів для вибору вимикачів високої напруги та настройки релейного захисту;
- потужність короткого замикання для перевірки вимикачів за максимально допустимою потужністю відключення.

Для знаходження діючого значення надперехідного струму спочатку виконаємо еквівалентування схеми заміщення. Для трифазного КЗ в точці К6:

- знайдемо еквівалентний опір схеми заміщення:

$$x_{\Sigma K6*6} = x_{c*6} + x_{ПЛ*6} + x_{T1*6} + x_{КЛ1*6} + x_{T2*6} + x_{КЛ2*6} = \\ = 1 + 0,245 + 6,9 + 0,086 + 11,905 + 0,272 = 20,408$$

$$r_{\Sigma K6*6} = r_{c*6} + r_{ПЛ*6} + r_{T1*6} + r_{КЛ1*6} + r_{T2*6} + r_{КЛ2*6} = \\ = 0 + 0,071 + 0,208 + 0,802 + 1,172 + 3,488 = 5,741$$

- побудуємо еквівалентну схему заміщення для точки К6. Схема зображена на рисунку 2.6.

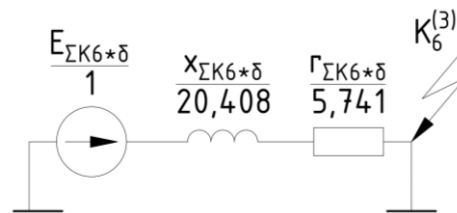


Рисунок 2.6 – Еквівалентна схема заміщення для точки К6

Аналогічно розраховуємо значення еквівалентних опорів для інших точок. Результати розрахунку зводимо в таблицю 2.22.

Таблиця 2.22 – Значення еквівалентного опору та джерела ЕРС для різних точок КЗ

Точка КЗ	$E''_{\Sigma i*6}$	$r_{\Sigma i*6}$	$x_{\Sigma i*6}$
К1	1	0	1
К2	1	0,071	1,245
К3	1	0,279	8,145
К4	1	1,081	8,231
К5	1	2,253	20,136
К6	1	5,741	20,408

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

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

Проводимо розрахунок для точки К6:

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

$$I_{K6}'' = I_{п.0K6} = \frac{E_{\Sigma K6*6}''}{\sqrt{r_{\Sigma K6*6}^2 + x_{\Sigma K6*6}^2}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{5,741^2 + 20,408^2}} \cdot \frac{1000}{\sqrt{2} \cdot 10,5} = 2,594 \text{ кА};$$

де $I_{K6}'', I_{п.0K6}$ - діючі значення відповідно надперехідного струму, періодичної складової струму КЗ для довільного моменту часу t , кА; $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}$ - базисний струм; U_6 - дорівнює $U_{срі}$ тієї мережі, де знаходиться даний вузол.

Визначаємо сталу часу затухання аперіодичної складової для системи:

$$T_{аK6} = \frac{x_{\Sigma K6*6}}{\omega \cdot r_{\Sigma K6*6}} = \frac{20,408}{2\pi \cdot 50 \cdot 5,741} = 0,0113 \text{ с}$$

де $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ - кутова частота, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$; f - частота системи, Гц.

Визначаємо ударний коефіцієнт, враховуючи значення сталої часу затухання аперіодичної складової та час через який настає ударний струм:

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$k_{yK6} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{aK6}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0113}} = 1,413.$$

Враховуючи значення надперехідного струму та ударного коефіцієнту, знаходимо ударне значення струму та найбільше діюче значення повного струму КЗ:

$$i_{yK6} = \sqrt{2} \cdot k_{yK6} \cdot I_{п.0K6} = \sqrt{2} \cdot 1,413 \cdot 2,594 = 5,184 \text{ кА};$$

$$I_{дK6} = I_{п.0K6} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{yK6} - 1)^2} = 2,594 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,413 - 1)^2} = 3,004 \text{ кА}.$$

де i_{yK6} - ударне значення струму; $I_{дK6}$ - найбільше діюче значення повного струму.

Розраховуємо значення теплового імпульсу, де враховуємо повний час проходження КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{K.K6} = I_{п.0K6}^2 \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{aK6}) = 2,594^2 \cdot (0,15 + 0,0113) = 1,394 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

де $t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с; t_3 - час спрацювання релейного захисту, с; $t_{\text{вимик}}$ - повний час вимикання вимикача з приводом, с. Для розрахунку $t_{\text{відімк}}$ приймаємо $t_3 = 0,1 \text{ с}$, а $t_{\text{вимик}} = 0,05 \text{ с}$.

Аналогічно проводимо розрахунок для кожної точки КЗ. Результати зводимо в таблицю 2.23.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6.1.3 Розрахунок однофазного короткого замикання

При вирішенні проблем чутливості релейного захисту та вибору трубчатих розрядників, проводять розрахунок однофазного КЗ в мережах з заземленою нейтраллю.

При розрахунку однофазного КЗ необхідно скласти схеми заміщення для прямої, зворотної і нульової послідовності. У схемах заміщення вказується тільки ЕРС прямої послідовності джерел живлення і симетричні складові напруги в місці КЗ. Схема заміщення зворотної послідовності складається з тих же елементів, що і схема заміщення прямої послідовності (рисунок 2.7).

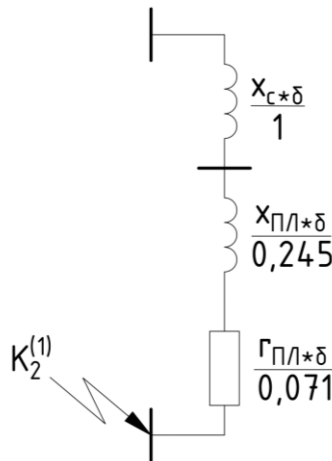


Рисунок 2.7 – Схема заміщення прямої та зворотної послідовності

Оскільки схема з'єднання обмоток трансформатора ГПП зірка з землею, то струм нульової послідовності в мережі 35 кВ та 10 кВ буде відсутній.

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

$$x_{рез.1*б} = x_{рез.2*б} = x_{с*б} + x_{ПЛ*б} = 1 + 0,245 = 1,245;$$

$$r_{рез.1*б} = r_{рез.2*б} = r_{с*б} + r_{ПЛ*б} = 0 + 0,071 = 0,071;$$

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо індуктивний та активний опори повітряної лінії нульової послідовності, в.о.:

$$r_{\text{ПЛ.0*б}} = n \cdot r_{\text{ПЛ*б}} = 3,5 \cdot 0,071 = 0,250;$$

$$x_{\text{ПЛ.0*б}} = n \cdot x_{\text{ПЛ*б}} = 3,5 \cdot 0,245 = 0,857,$$

де $n = 3,5$ [19].

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.8.

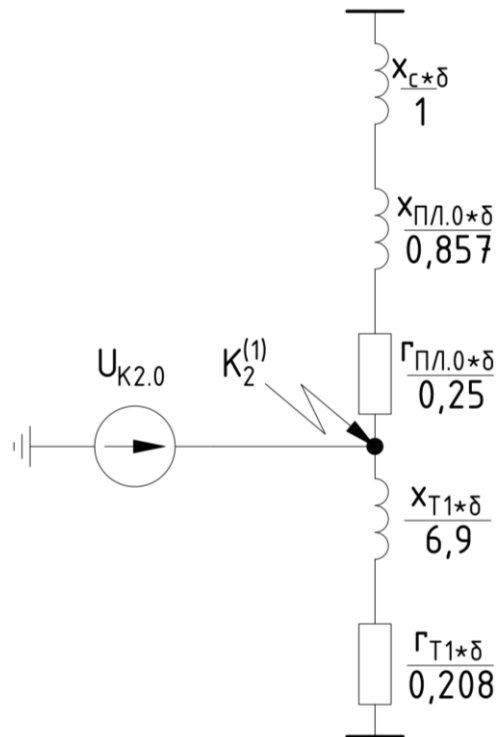


Рисунок 2.8 – Схема заміщення нульової послідовності

Для розрахунку опору нульової послідовності відносно точки К2 еквівалентуємо схему заміщення нульової послідовності до простої зображену на рисунку 2.8:

$$x_{\text{рез.0*б}} = \frac{(x_{с*б} + x_{\text{ПЛ.0*б}}) \cdot x_{\text{Т1*б}}}{x_{с*б} + x_{\text{ПЛ.0*б}} + x_{\text{Т1*б}}} = \frac{(1 + 0,857) \cdot 6,9}{1 + 0,857 + 6,9} = 1,463;$$

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{\text{рез.0*б}} = \frac{(r_{\text{с*б}} + r_{\text{ПЛ.0*б}}) \cdot r_{\text{Т1*б}}}{r_{\text{с*б}} + r_{\text{ПЛ.0*б}} + r_{\text{Т1*б}}} = \frac{(0 + 0,25) \cdot 0,208}{0 + 0,25 + 0,208} = 0,114 ;$$

Наносимо результати на еквівалентну заміщення нульової послідовності (рисунок 2.9).

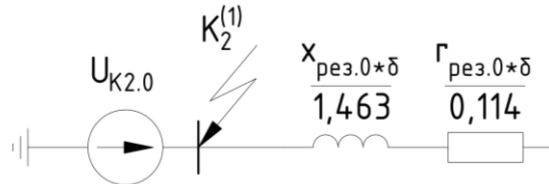


Рисунок 2.9 – Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності з розрахованими параметрами

Розрахуємо повний результуючий опір однофазного КЗ, Ом:

$$\begin{aligned} z_{\Sigma}^{(1)} &= \sqrt{\left(x_{\text{рез.1*б}} + x_{\text{рез.2*б}} + x_{\text{рез.0*б}}\right)^2 + \left(r_{\text{рез.1*б}} + r_{\text{рез.2*б}} + r_{\text{рез.0*б}}\right)^2} \cdot \frac{U_6^2}{S_6} = \\ &= \sqrt{(1,245 + 1,245 + 1,463)^2 + (0,071 + 0,071 + 0,114)^2} \cdot \frac{115^2}{1000} = 52,394 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

Струм однофазного КЗ у точці К2 $I_K^{(1)}$, кА:

$$I_K^{(1)} = m^{(1)} \frac{E_{\text{рез}}}{z_{\Sigma}^{(1)}} = 3 \cdot \frac{66,395}{52,394} = 3,802 \text{ кА},$$

де $E_{\text{рез}}$ – результуюча ЕРС, кВ: $E_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{спл}}}{\sqrt{3}} = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,395 \text{ кВ}$; $m^{(1)} = 3$;

Аналогічно методики з пункту 2.6.1.2 розраховуємо всі складові струму короткого замикання.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$T_{aK2} = \frac{x_{\Sigma K2*6}}{\omega \cdot r_{\Sigma K2*6}} = \frac{1,245 + 1,245 + 1,463}{2\pi \cdot 50 \cdot (0,071 + 0,071 + 0,114)} = 0,049 \text{ с};$$

$$k_{yK2} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{aK2}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,049}} = 1,816;$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot k_{yK2} \cdot I_{п.0K2} = \sqrt{2} \cdot 1,816 \cdot 3,802 = 9,762 \text{ кА};$$

$$I_{дK2} = I_{п.0K2} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{yK2} - 1)^2} = 3,802 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,816 - 1)^2} = 5,804 \text{ кА};$$

Для розрахунку $t_{\text{відімк}}$ приймаємо $t_3 = 0,1 \text{ с}$, а $t_{\text{вимик}} = 0,05 \text{ с}$. Звідси:

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$B_{K.K2} = I_{п.0K2}^2 \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{aK2}) = 3,802^2 \cdot (0,15 + 0,049) = 2,878 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Розраховані дані заносимо до таблиці 2.23.

Таблиця 2.23 – Струми короткого замикання та значення теплового імпульсу напругою вище 1 кВ

Точка КЗ	$r_{\Sigma i*6}$	$x_{\Sigma i*6}$	I_i'' , кА	i_{yi} , кА	$B_{K.i}$, кА ² · с
К1 ⁽³⁾	0,000	1,000	5,020	7,407	3,861
К2 ⁽³⁾	0,071	1,245	4,026	10,449	3,331
К3 ⁽³⁾	0,279	8,145	1,915	5,139	0,890
К4 ⁽³⁾	1,081	8,231	1,880	4,417	0,616
К5 ⁽³⁾	2,253	20,136	2,714	6,538	1,314
К6 ⁽³⁾	5,741	20,408	2,594	5,184	1,085
К2 ⁽¹⁾	0,256	3,953	3,802	9,762	2,878

2.6.1.4 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників

Перевірка вибраних комутаційних апаратів

Зводимо параметри комутаційних апаратів вибраних в пункті 2.5 у таблицю 2.24.

Таблиця 2.24 – Дані параметрів комутаційних та розрахованих значень

Напруга, кВ	Вимикач	Дані з каталогу			Дані розрахунку		
		$I_{\text{вимик}},$ кА	$i_{\text{макс}},$ кА	$I_{\text{т.с}}^2 \cdot t_{\text{т.с}},$ кА ² · с	$I_i'',$ кА	$i_{yi},$ кА	$B_{\text{к.і}},$ кА ² · с
110	РНДЗ-110	-	80	$31,5 \cdot 3$	4,026	10,449	3,331
	ВЭКТ-110	40	102	$40 \cdot 3$	4,026	10,449	3,331
35	РНД-35	-	63	$27 \cdot 3$	1,880	4,417	0,616
	ВР35	20	52	$20 \cdot 3$	1,915	5,139	0,890
10	ВР1	20	52	$20 \cdot 3$	2,714	6,538	1,314
	ВРЗ-10	-	40	$16 \cdot 3$	2,594	5,184	1,085
	ВНВР-10	20	51	$20 \cdot 1$	2,594	5,184	1,085

Проводимо перевірку вибраної комутаційної апаратури з розрахованими складовими струму короткого замикання та теплового імпульсу з таблиці 2.23.

Виконаємо перевірку для вимикача ВЭКТ-110 на рівні напруги 110 кВ. Даний вимикач розміщений в місці точки К2, тому для перевірки використаємо розраховані дані для точки К2.

Для даних комутаційних апаратів повинні виконуватись такі умови:

- за струмом електродинамічної стійкості:

$$i_{yi} \leq i_{\text{макс}},$$

$$10,449 \leq 102 \text{ кА}$$

$$I_i'' \leq I_{\text{вимик}}$$

$$4,026 \leq 40 \text{ кА}$$

- за тепловим імпульсом:

$$B_{K,i} \leq I_{T,c}^2 \cdot t_{T,c}$$

$$3,331 \leq 40 \cdot 3$$

$$3,331 \leq 120$$

Отже, при перевірці вимикача ВЭКТ-110 на електродинамічну та термічну стійкість, ознак для зміни даного апарату не має. Після аналогічних перевірок всі зазначені в таблиці 2.24 апарати є повністю сумісними з нашою системою.

Перевірка вибраних провідників

Для ПЛ та КЛ мають бути перевірені вимоги по забезпеченню механічної міцності:

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

Для КЛ вибраний перетин не може бути менше мінімально допустимого за умовами термічної стійкості струмам КЗ:

$$F_i^{\min} = \frac{\sqrt{B_{K,i}}}{C_T}, \quad (2.24)$$

де B_K – значення теплового імпульсу, де враховуємо повний час проходження КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

C_T – термічний коефіцієнт. Даний коефіцієнт вибирається в залежності від сплаву жил кабелю та їх ізоляцією [20].

Розраховуємо значення перерізів для ПЛ, КЛ1 та КЛ2 згідно з формулою (2.21). Зводимо результати в таблицю 2.25.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.25 – Розрахункові перерізи живильних провідників

Ділянка	$F_i, \text{мм}^2,$	$C_T,$ $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$	$B_{K,i}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$F_i^{\min}, \text{мм}^2$
ПЛ1	240	90	3,861	21,833
КЛ1	70	75	0,890	12,579
КЛ2	50	75	1,314	15,284

При порівнянні фактичних перерізів живильних провідників за умовою термічної стійкості з їх мінімально допустимими розрахунковими значеннями, бачимо, що всі вибрані провідники відповідають зазначеним вимогам. Тому можемо говорити про повну сумісність даних елементів з нашою схемою.

2.6.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

Електроустановки напругою до 1000 В перебувають на ще більшій електричній віддаленості від генераторів системи, що дозволяє вважати напругу у вузлі, що живить їх, незмінним. Для проведення точного розрахунку необхідно врахувати всі опори короткозамкненою ланцюга. Поряд з індуктивними, тут переважають активні опори проводів, кабелів і шин довжиною понад 10 м. Помітний вплив надають такі елементи, як збірні шини, первинні обмотки трансформаторів струму, струмові котушки розчеплювачів автоматичних вимикачів. Істотно позначаються перехідні контактні опору електрично апаратів (автоматичних вимикачів, рубильників); активні перехідні опори нерухомих контактних з'єднань кабелів і шинопроводів як між собою, так і з вимикачами; контакт в точці короткого замикання.

2.6.2.1 Побудова РС та розрахунок параметрів елементів СЗ

Розрахунки виконуємо з точністю до третього знаку після коми. РС зображена на рисунку 2.10. Як умову появи струму КЗ розглянемо діюче значення періодичної складової струму, яке отримали з таблиці 2.23.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно [14] визначаємо опори комплектних шинопроводів, трансформаторів струму, автоматичних вимикачів, кабельних ліній, болтових контактних з'єднань і контактів автоматичних вимикачів.

Всі параметри питомих опорів зводимо до таблиці 2.26, а значення опорів в МОм заносимо в таблицю 2.27.

Таблиця 2.26 – Значення погонних опорів комплектних шинопроводів та кабельних ліній

Тип	Позначення на схемі	Номинальний струм, А	l_i , м	r_0 , МОм/м	x_0 , МОм/м	r'_1 , МОм/м	x_1 , МОм/м
Комплектні шинопроводи:							
ШМА4	Ш	1250	8	0,034	0,016	0,054	0,053
Кабельні лінії:							
АВВГ 4×120	КЛЗ	241	50	1,69	0,606	0,208	0,056
АПВ (1×10+1×6)	КЛ4	60	25	8,38	1,2	3,84	0,082

Таблиця 2.27 – Значення опорів трансформаторів струму і автоматичних вимикачів

Тип	Позначення на схемі	Номинальний струм, А	r_i , МОм	x_i , МОм
Котушки вимикачів:				
ВА04-36	QF1.KB	400	0,65	0,17
ВА04-36	QF2.KB	250	1,1	0,5
ВР-32	QS.KB	250	1,1	0,5
АЗ776 БР	QF3.KB	63	3,5	2
Трансформатори струму:				
Т-0,66	ТА	400	0,17	0,11
Опори дуги згідно [21]:				
Точка КЗ	Д.К7	-	7	-
Точка КЗ	Д.К8	-	16	-
Точка КЗ	Д.К9	-	18	-

Опори болтових контактних з'єднань $r_{6.к}$ наведені на схемах заміщення зображених на рисунках 2.11 та 2.12. Опори контактів автоматичних вимикачів та роз'єднувача: $r_{i.к} = 0,4 \text{ МОм}$; - згідно [21].

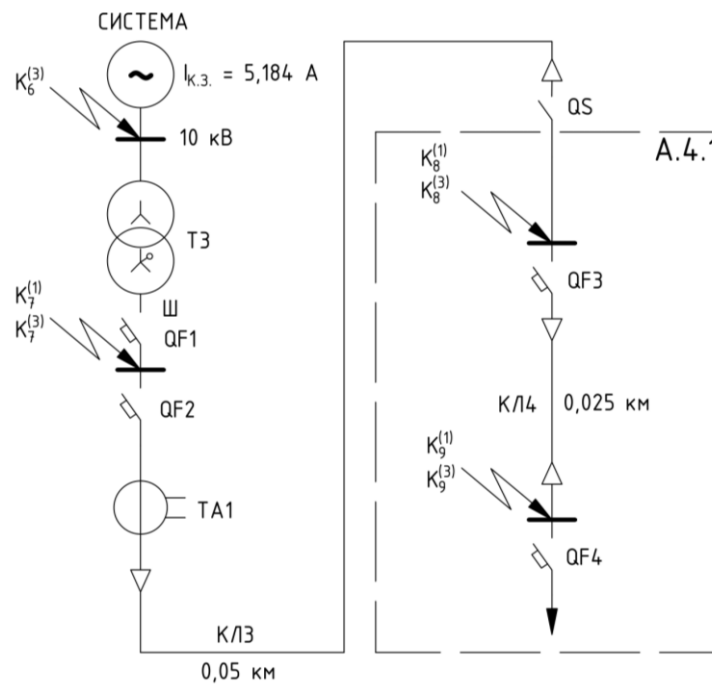


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема електричної мережі напругою нижче 1 кВ

Розраховуємо значення опорів трансформатора, системи, кабельних ліній та шинопроводу для прямої та нульової послідовності:

- енергосистеми:

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.ВН}} \cdot U_{\text{ср.ВН}}} = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 5,184 \cdot 10500} = 2,079 \text{ мОм}$$

- трансформатора Т3 (ТМЗ-630):

Паспортні дані трансформатора Т3 отримали з таблиці 2.12. Величина зведена до ступеня нижчої напруги.

$$r_{\text{Т3}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{НН,ном}}^2}{S_{\text{Т,ном}}^2} \cdot 10^6 = \frac{8,5 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3,427 \text{ мОм};$$

$$x_{T3*6} = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_k}{S_{T.HOM}} \right)^2} \cdot \frac{U_{HH.HOM}^2}{S_{T.HOM}} \cdot 10^4 =$$

$$= \sqrt{5,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 8,5}{630} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 13,542 \text{ мОм.}$$

- шинопровод (МА4-1250):

Розраховуємо значення опору шин нульової послідовності:

$$r_{III.0} = r_0 \cdot l_{III} = 0,034 \cdot 8 = 0,272 \text{ мОм;}$$

$$x_{III.0} = x_0 \cdot l_{III} = 0,016 \cdot 8 = 0,128 \text{ мОм.}$$

Розраховуємо значення опору шин прямої послідовності:

$$r_{III.1} = r_1 \cdot l_{III} = 0,034 \cdot 8 = 0,272 \text{ мОм.}$$

$$x_{III.1} = x_1 \cdot l_{III} = 0,016 \cdot 8 = 0,128 \text{ мОм.}$$

- кабельні лінії КЛЗ (0,05 км) та КЛ4 (0,025):

Розраховуємо значення опору КЛЗ нульової послідовності:

$$r_{KL3.0} = r_0 \cdot l_{KL3} = 1,69 \cdot 50 = 84,5 \text{ мОм;}$$

$$x_{KL3.0} = x_0 \cdot l_{KL3} = 0,606 \cdot 50 = 30,3 \text{ мОм.}$$

Розраховуємо значення опору КЛЗ прямої послідовності:

$$r_{KL3.1} = r_1 \cdot l_{KL3} = 0,208 \cdot 50 = 10,4 \text{ мОм;}$$

$$x_{KL3.1} = x_1 \cdot l_{KL3} = 0,056 \cdot 50 = 2,8 \text{ мОм.}$$

Аналогічно розраховуємо опори КЛЗ.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.28.

Таблиця 2.28 – Значення опорів всіх елементів схеми заміщення

Позначення на схемі	r_0 , мОм/м	x_0 , мОм/м	r_1 , мОм/м	x_1 , мОм/м
Система	0	2,079	0	2,079
ТЗ	3,427	13,542	3,427	13,542
Ш	0,272	0,128	0,054	0,053
КЛЗ	84,5	30,3	10,4	2,8
КЛ4	209,5	30	96	2,05
QF1.KB	0,65	0,17	0,65	0,17
QF2.KB	1,1	0,5	1,1	0,5
QS.KB	1,1	0,5	1,1	0,5
QF3.KB	3,5	2	3,5	2
ТА	0,17	0,11	0,17	0,11
Д.К7	7	-	7	-
Д.К8	16	-	16	-
Д.К9	18	-	18	-
б.к	0,003	-	0,003	-
і.к	0,4	-	0,4	-

Враховуючи всі опори елементів отримали схему зміщення прямої послідовності з розрахованими параметрами елементів зображено на рисунку 2.11.

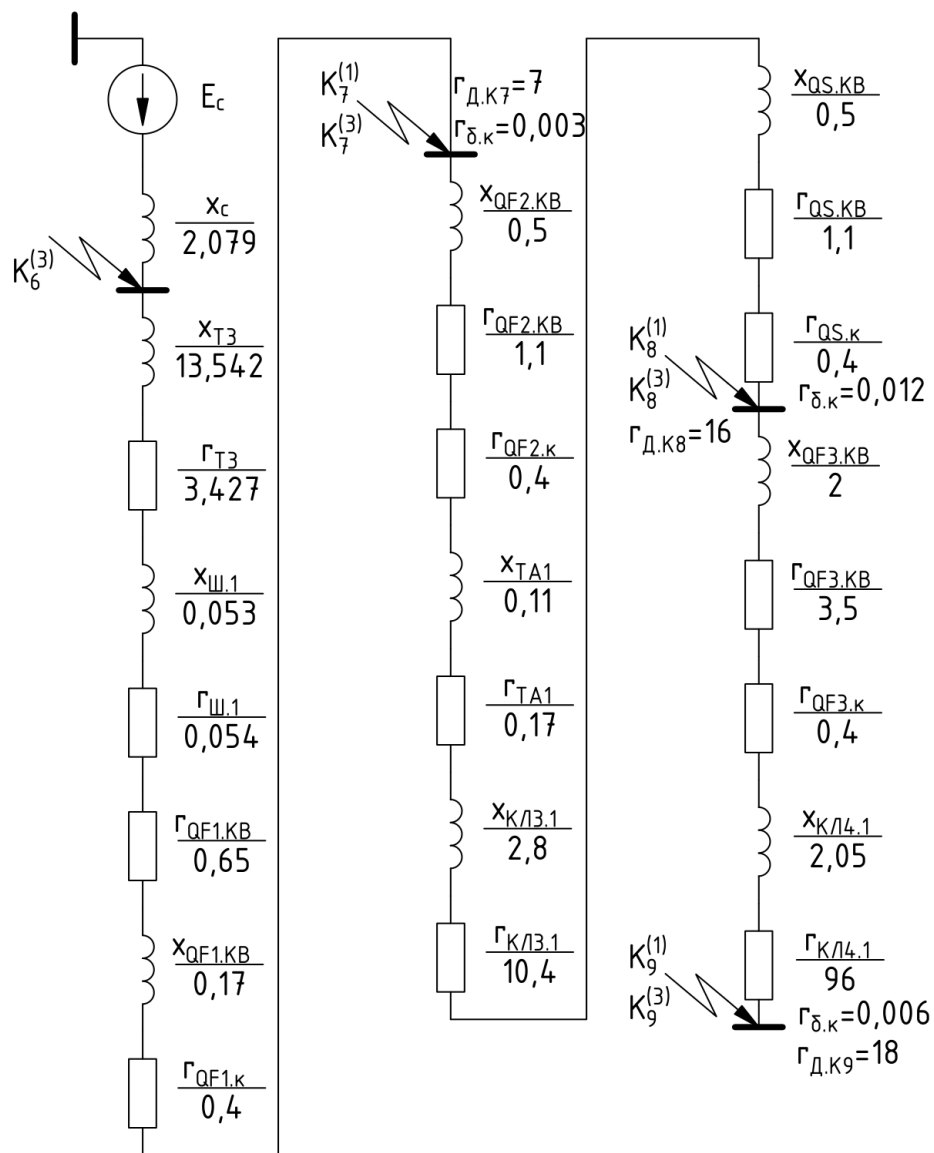


Рисунок 2.11 – Схема заміщення прямої послідовності

Аналогічно отримали схему нульової послідовності зображену на рисунку 2.12.

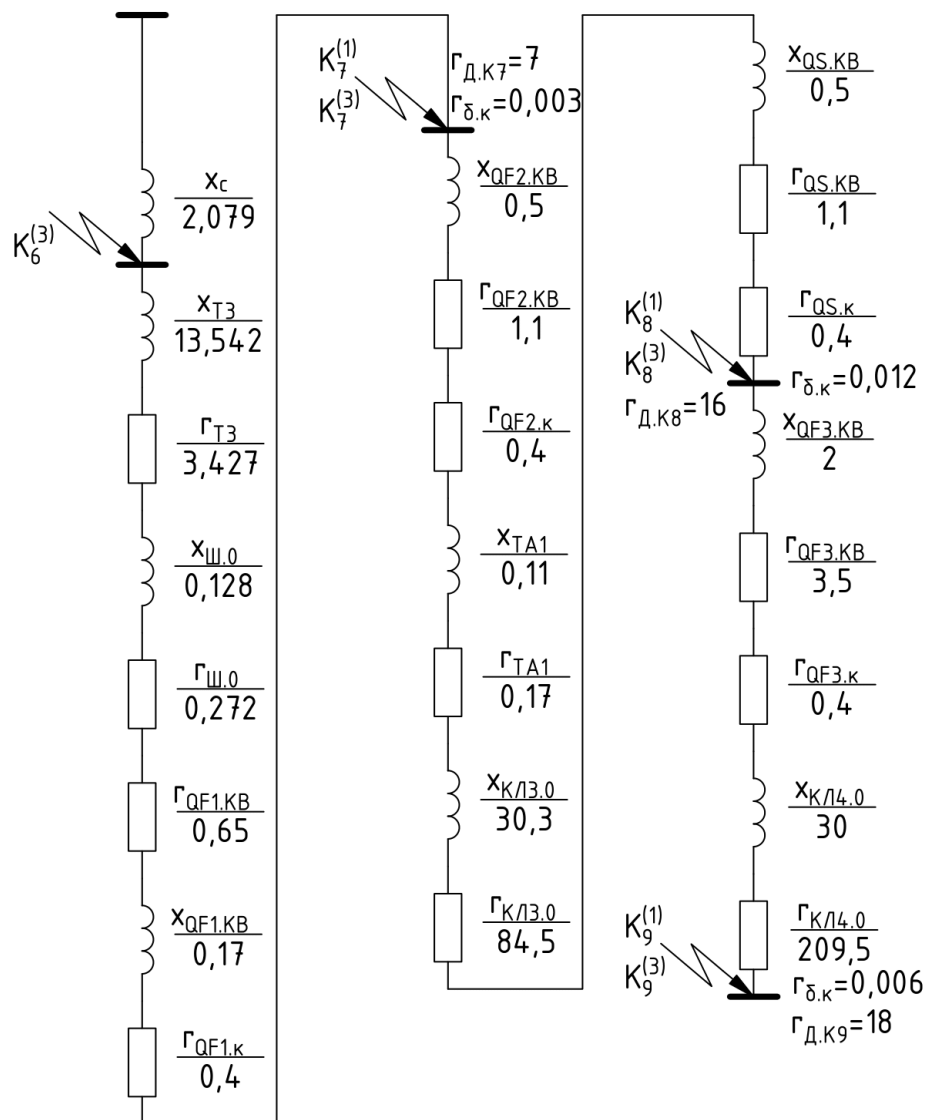


Рисунок 2.12 – Схема заміщення нульової послідовності

2.6.2.2 Розрахунок трифазного короткого замикання

Знаходимо еквівалентний опір схеми заміщення нульової послідовності для точки К7:

$$x_{\Sigma K7.0} = x_c + x_{T3} + x_{Ш.0} + x_{QF1.KB} = 2,079 + 13,542 + 0,128 = 15,919 \text{ мОм}$$

$$\begin{aligned} r_{\Sigma K7.0} &= r_c + r_{T3} + r_{Ш.0} + r_{QF1.KB} + r_{QF1.k} + r_{\delta.k} = \\ &= 0 + 3,427 + 0,272 + 0,65 + 0,4 + 0,003 = 4,752 \text{ мОм.} \end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо опори прямої та нульової послідовностей для схем заміщення точок К8 і К9. Результати зводимо до таблиці 2.29.

Таблиця 2.29 – Еквівалентні опори прямої та нульової послідовності точок К7, К8 і К9.

Точка	Нульова послідовність		Пряма послідовність	
	$r_{\Sigma i.0}$	$x_{\Sigma i.0}$	$r_{\Sigma i.1}$	$x_{\Sigma i.1}$
К7	4,752	15,919	4,534	15,844
К8	92,434	47,329	18,116	19,754
К9	305,852	79,329	118,034	23,804

При електропостачанні електроустановки від енергосистеми через понижуючий трансформатор початкове діюче значення періодичної складової трифазного струму КЗ в точці К7:

$$I_{п.0К7} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma К7.1}^2 + x_{\Sigma К7.1}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{4,534^2 + 15,844^2}} = 14,013 \text{ кА.}$$

Аналогічно розраховуємо періодичну складову струму для точок К8 і К9. Результати заносимо в таблицю 2.30.

Згідно методики з пункту 2.6.1.2 розраховуємо всі складові струму трифазного короткого замикання для точки К7.

$$T_{аК7} = \frac{x_{\Sigma К7.1}}{\omega \cdot r_{\Sigma К7.1}} = \frac{4,534}{2\pi \cdot 50 \cdot 15,844} = 0,0111 \text{ с;}$$

$$k_{уК7} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{аК7}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0111}} = 1,407;$$

$$i_{уК7} = \sqrt{2} \cdot k_{уК7} \cdot I_{п.0К7} = \sqrt{2} \cdot 1,407 \cdot 14,013 = 27,883 \text{ кА;}$$

$$I_{дК7} = I_{п.0К7} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уК7} - 1)^2} = 14,013 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,407 - 1)^2} = 16,169 \text{ кА;}$$

Для розрахунку $t_{відімк}$ приймаємо $t_3 = 0,1 \text{ с}$, а $t_{вимик} = 0,05 \text{ с}$. Звідси:

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$B_{\text{К.К7}} = I_{\text{п.0К7}}^2 \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{\text{ак7}}) = 14,013^2 \cdot (0,15 + 0,0111) = 31,641 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Аналогічно розраховуємо складові струму трифазного КЗ для точок К8 і К9. Результати зводимо в таблицю 2.30.

2.6.2.3 Розрахунок однофазного короткого замикання

Аналогічно пункту 2.6.2.2 розраховуємо значення періодичної складової трифазного струму КЗ в точці К7, але враховуючи значення опору нульової і прямої послідовностей з таблиці 2.29:

$$\begin{aligned} I_{\text{п.0К7}} &= \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma \text{К7.1}} + r_{\Sigma \text{К7.0}})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma \text{К7.1}} + x_{\Sigma \text{К7.0}})^2}} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 4,534 + 4,752)^2 + (2 \cdot 15,844 + 15,919)^2}} = 13,976 \text{ кА} \end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо періодичну складову струму для точок К8 і К9 і періодичну складову струму з урахуванням опору дуги. Результати заносимо в таблицю 2.30.

Згідно методики з пункту 2.6.1.2 розраховуємо всі складові струму однофазного короткого замикання для точки К7.

$$T_{\text{ак7}} = \frac{2 \cdot x_{\Sigma \text{К7.1}} + x_{\Sigma \text{К7.0}}}{\omega \cdot (2 \cdot r_{\Sigma \text{К7.1}} + r_{\Sigma \text{К7.0}})} = \frac{2 \cdot 15,844 + 15,919}{2\pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot 4,534 + 4,752)} = 0,011 \text{ с};$$

$$k_{\text{уК7}} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{\text{ак7}}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,011}} = 1,402;$$

$$i_{\text{уК7}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уК7}} \cdot I_{\text{п.0К7}} = \sqrt{2} \cdot 1,402 \cdot 13,976 = 27,705 \text{ кА};$$

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

$$I_{дк7} = I_{п.0к7} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уК7} - 1)^2} = 13,976 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,402 - 1)^2} = 16,074 \text{ кА};$$

Для розрахунку $t_{\text{відімк}}$ приймаємо $t_3 = 0,1 \text{ с}$, а $t_{\text{вимик}} = 0,05 \text{ с}$. Звідси:

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$B_{к.к7} = I_{п.0к7}^2 \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{ак7}) = 13,976^2 \cdot (0,15 + 0,011) = 31,441 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Аналогічно розраховуємо складові струму однофазного КЗ, з і без урахування дуги, для точок К8 і К9. Результати зводимо в таблицю 2.30.

Таблиця 2.30 – Струми короткого замикання та значення теплового імпульсу напругою нижче 1 кВ

Точка КЗ	$r_{\Sigma i*6}$	$x_{\Sigma i*6}$	I_i'' , кА	i_{yi} , кА	$B_{к.i}$, кА ² · с
К7 ⁽³⁾	4,534	15,844	14,013	27,883	31,641
К8 ⁽³⁾	18,116	19,754	8,616	12,868	11,393
К9 ⁽³⁾	118,034	23,804	1,918	2,712	0,554
К7 ⁽¹⁾	13,82	47,607	13,976	27,705	31,441
К8 ⁽¹⁾	128,666	86,837	4,463	6,372	3,031
К9 ⁽¹⁾	541,92	126,937	1,245	1,760	0,234
З урахуванням опору дуги:					
К7 ⁽¹⁾	34,82	47,607	11,746	18,281	21,297
К8 ⁽¹⁾	176,666	86,837	3,519	4,986	1,877
К9 ⁽¹⁾	595,92	126,937	1,137	1,608	0,195

2.6.2.4 Перевірка вибраних провідників та інших струмопровідних частин

Розраховуємо значення перерізів для КЛЗ та КЛ4 згідно з формулою (2.24). Зводимо результати в таблицю 2.31.

Таблиця 2.31 – Розрахункові перерізи живильних провідників

Ділянка	F_i , мм ² ,	C_T , А · с ^{1/2} / мм ²	$B_{к.i}$, кА ² · с	$F_i^{\min}$, мм ²
КЛЗ	120	75	31,641	75
КЛ4	10	75	0,554	9,925

При порівнянні фактичних перерізів живильних провідників мережі нижче 1000В за умовою термічної стійкості з їх мінімально допустимими розрахунковими значеннями, бачимо, що всі вибрані провідники відповідають зазначеним вимогам. Тому можемо говорити про повну сумісність даних елементів з нашою схемою.

Перевірка інших струмопровідних частин

Зводимо параметри струмопровідних частин вибраних в пункті 2.5 у таблицю 2.32.

Таблиця 2.32 – Дані параметрів комутаційних апаратів та розрахованих значень

Елементи	Паспортні дані			Розраховані дані	
	$I_{\text{ном}}, \text{A}$	$I_{\text{вимик}}, \text{kA}$	$i_{\text{макс}}, \text{kA}$	I_i'', kA	i_{yi}, kA
BA04-36	400	18	36	14,013	27,883
BA04-36	250	18	36	8,616	12,868
BP-32	250	-	8	4,463	6,372
A3776 БР	63	5	7,5	1,245	1,760

Проводимо перевірку вибраної комутаційної апаратури з розрахованими складовими струму короткого замикання з таблиці 2.30.

Виконаємо перевірку для вимикача BA04-36. Даний вимикач розміщений в місці точки K2, тому для перевірки використаємо розраховані дані для точки K7. Для комутаційних апаратів повинні виконуватись такі умови:

- за струмом електродинамічної стійкості:

$$i_{yi} \leq i_{\text{макс}},$$

$$27,883 \leq 36 \text{ кА}$$

$$I_i'' \leq I_{\text{вимик}}$$

$$14,013 \leq 18 \text{ кА}$$

Отже, при перевірці вимикача ВА04-36 на електродинамічну стійкість, приводу для зміни даного апарату не має. Після аналогічних перевірок всі зазначені в таблиці 2.32 апарати є повністю сумісними з нашою системою.

2.7 Релейний захист та автоматика

2.7.1 Загальні вимоги до релейного захисту і автоматики в мережах 10/0,4 кВ.

При протіканні струму короткого замикання (КЗ) елементи системи електропостачання піддаються термічному і динамічному впливу. Для зменшення розмірів ушкодження і запобігання аварій встановлюють сукупність автоматичних пристроїв, названих релейним захистом, які забезпечують із заданим ступенем швидкого відключення ушкодженого елемента або ділянки мережі, якщо дане ушкодження являє собою безпосередню небезпеку для цього кола, пускають в хід сигнальні пристрої, якщо така небезпека відсутня.

Релейний захист повинен задовольняти таким вимогам:

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

Під селективністю в широкому розумінні слова мають на увазі властивість релейного захисту, що діє на відключення, вибирати пошкоджену ділянку і відключати тільки її. Для релейного захисту, що діє на сигнал, під селективністю розуміють здатність однозначно вказувати, який саме елемент системи потребує втручання персоналу.

Під чутливістю релейного захисту розуміють його здатність реагувати на можливі пошкодження в системі.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розглянемо основні вимоги до релейного захисту на трансформаторних підстанціях. На підстанції необхідна наявність:

- струмова відсічка без витримки часу – від КЗ на зовнішніх виводах 10 кВ трансформатора і в частині обмотки 10 кВ;
- газовий захист – від усіх видів пошкоджень всередині баку;
- максимальний струмовий захист – від надструмів, обумовлених пошкодженням в трансформаторі або міжфазним КЗ на стороні 0,4 кВ;
- спеціальний струмовий захист нульової послідовності, що встановлений в нульовому проводі трансформаторі – від однофазних КЗ на землю.
- максимальний струмовий захист в одній фазі – від надструмів, обумовлених перенавантаженням.

2.7.2 Вибір елементів релейного захисту і автоматики

Одним з елементів релейного захисту і автоматики є автоматичний вимикач. Автоматичним називають вимикач, призначений для вмикання, проведення струму і вимикання струму в нормальних умовах в колі, а також для вмикання, проведення певний час та автоматичного вимикання струму в ненормальних умовах, таких як струми короткого замикання і струми перевантаження. Такі вимикачі призначені для нечастих комутацій кіл.

Автоматичні вимикачі призначені для захисту електроустановок напругою до 1000 В від коротких замикань і перевантажень.

Для забезпечення надійного захисту електроустаткування за допомогою автоматичних вимикачів їхні параметри мають відповідати умовам за такими параметрами:

1. Номінальна напруга
2. Номінальний струм автомата
3. Номінальний струм теплового розчеплювача
4. Граничний струм відключення

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Електродинамічна стійкість

При виборі вимикачів за номінальною напругою слід виконувати умову

$$U_{\text{аном}} \geq U_{\text{уном}}$$

де $U_{\text{уном}}$ – номінальна напруга установки; $U_{\text{аном}}$ – номінальна напруга вимикача.

При виборі вимикачів за номінальним струмом автомата слід виконувати умову

$$I_{\text{рном}} \geq k_{\text{нр}} \cdot I_{\text{робмах}}$$

де $I_{\text{рном}}$ – номінальний струм розчеплювача; $k_{\text{нр}}$ – коефіцієнт надійності розчеплювача; $I_{\text{робмах}}$ – значення робочого струму.

При виборі вимикачів за умовами стійкості до струмів КЗ, необхідно щоб значення граничного струму відключення, електродинамічної і термічної стійкості вимикачів були не менше відповідних параметрів КЗ у місці його встановлення.

Граничним струмом відключення $I_{\text{гр відкл}}$ вимикача називають максимальне значення струму КЗ, який вимикач здатний включити і відключити декілька разів, залишаючись у справному стані

$$I_{\text{гр відкл}} \geq I_{\text{КЗмах}}$$

У той же час вимикач у включеному положенні має забезпечити пропускання по ньому струму КЗ, залишаючись у справному стані, тобто бути стійким до струмів наскрізного КЗ. Цю властивість вимикача характеризують електродинамічною і термічною стійкістю.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електродинамічну стійкість характеризують амплітудою ударного струму КЗ $i_{\text{дин}}$, що здатний пропустити вимикач без залишкових деформацій деталей або недопустимого відкиду контактів, які можуть призвести до їхнього приварювання або вигорання. Умовою вибору вимикача за електродинамічною стійкістю є

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{розр}}$$

де $i_{\text{розр}}$ – розрахункове амплітудне значення ударного струму КЗ.

Проводимо розрахунок та вибір автоматичного вимикача на стороні 0,4 кВ. Розглянута ділянка мережі має ТП та 5 ліній, що живлять частину житлового району міста. Схема зображена на рисунку 2.13.

Значення розрахункового струму та значення ударного струму КЗ наведені в пунктах 2.4 та 2.6 даного розділу.

Виконаємо вибір автоматичного вимикача, що буде задовольняти наведеним вище умовам.

Розглянемо автоматичний вимикач вимикач ВА04-36 з номінальним струмом $I_{\text{аном}} = 250 \text{ А}$, номінальна напруга $U_{\text{аном}} = 690 \text{ В}$, відключаюча здатність $I_{\text{гр відкл}} = 20 \text{ кА}$. Порівнюємо дані вимикача з даними розрахунків.

- за номінальною напругою:

$$U_{\text{аном}} \geq U_{\text{уном}}$$

$$690 \geq 400$$

- за номінальним струмом розчеплювача:

$$I_{\text{рном}} \geq k_{\text{нр}} \cdot I_{\text{роб max}}$$

$$k_{\text{нр}} = 1,1$$

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$2500 \geq 1,1 \cdot 255,0$$

- за граничним струмом відключення

$$I_{\text{гр відкл}} \geq I_{\text{КЗ max}}$$

$$20 \geq 14,013$$

Перевірка автоматичного вимикача ВА04-36 на 250 А повністю підходить для забезпечення ділянки ТП зі сторони 0,4 кВ.

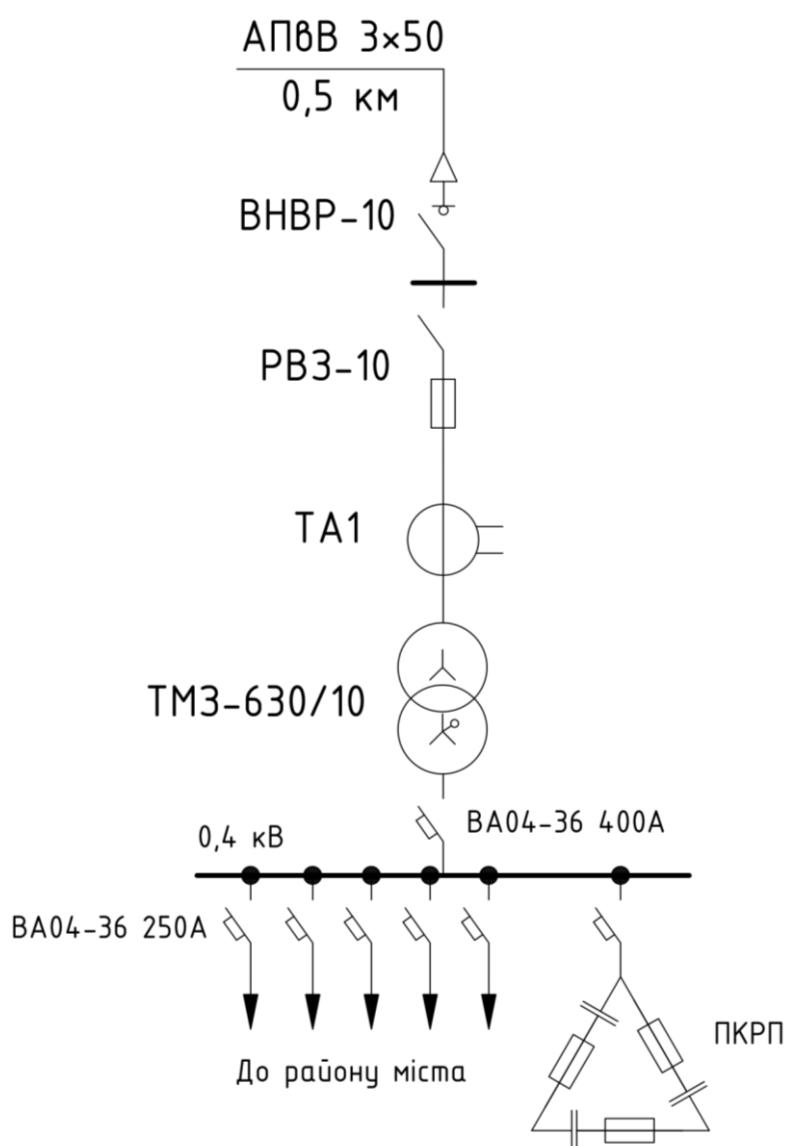


Рисунок 2.13 – Ділянка мережі для розрахунку релейного захисту та автоматики

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

2.8 Організація обліку електричної енергії на підстанції 10/0,4 кВ

На високій стороні трансформаторної підстанції встановлюємо інтелектуальний лічильник «РиМ 389.01». Він є багатофункціональним приладом і призначений для вимірювання активної, реактивної і повної електричної енергії, а також активної, реактивної і повної потужності, фазного струму і лінійної напруги в трифазних електричних мережах змінного струму промислової частоти [22].

Датчики приладу обліку встановлюються на шини трансформаторної підстанції, в розріз шин фаз А і С і підключенням до шини фази В [22].

У інтерфейсний блок входять: дисплей, акумулятор (для резервування живлення), модуль GPS/GLONASS і набір інтерфейсів (RF1 - для обміну даними з мобільним терміналом, два RS-485, модем GSM / GPRS для роботи з складі АС) [22].

Прилад має меню, розраховане на 8 тарифів, 256 тарифних зон з можливістю перенесення святкових і робочих днів[22].

2.9 Економічні характеристики проекту

2.9.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР

Для розрахунку вартості нестандартного приєднання, використаємо данні з постанови НКРЕКП від 28.12.2018 № 2069 «Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік» [23].

1. Розрахунок вартості підключення трансформаторної підстанції з навантаженням (600 кВт) за ставкою плати за нестандартне приєднання потужності на 2020 рік ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі» для

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електроустановок, призначених для споживання електричної енергії на рівні 0,4 кВ за категорією надійності електропостачання II (Лівобережний РЕМ):

$$\begin{aligned}\text{Вартість}' &= P \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ}, \\ \text{Вартість}' &= 600 \cdot 2,750 + 330 = 1980 \text{ тис.грн.}\end{aligned}$$

2. Розрахунок вартості підключення на відстані 0,5 км, спираючись на ставку плати за лінійну частину приєднання на 2020 рік для всіх операторів систем розподілу:

$$\begin{aligned}\text{Вартість}'' &= L \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ}, \\ \text{Вартість}'' &= 500 \cdot 2,539 + 253,9 = 1523,4 \text{ тис.грн.}\end{aligned}$$

3. Загальна вартість:

$$\begin{aligned}\text{Вартість} &= \text{Вартість}'' + \text{Вартість}', \\ \text{Вартість} &= 1980 + 1523,4 = 3503,4 \text{ тис.грн.}\end{aligned}$$

2.9.2 Формування загальної специфікації обладнання і матеріалів за проектом

Питання формування специфікації обладнання, виробів та матеріалів регулюються наступними базовими нормативними документами:

- 1) Склад та зміст проектної документації на будівництво (ДБН А.2.2-3-2014);
- 2) Правила визначення вартості будівництва (ДСТУ Б Д.1.1-1:2013);
- 3) Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів (ДСТУ Б А.2.4-10:2009).

Проведення техніко-економічних розрахунків щодо проектів електропостачання неможливо здійснити без формування загальної специфікації

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обладнання, виробів і матеріалів. Проте відповідальність при виборі матеріалів повністю покладається на інженера, тому він має право проявити творчий підхід.

Специфікація обладнання, виробів і матеріалів - текстовий проектний документ, що визначає склад обладнання, виробів і матеріалів, і призначений для комплектування, підготовки і здійснення будівництва.

Перш за все передбачається проведення маркетингового аналізу обраних елементів обладнання, виробів і матеріалів за їх кількістю (довжиною) виходячи з ринкових пропозицій постачальників та виробників.

В бакалаврському проекті в учбових цілях обладнання, вироби і матеріали розподіляються на:

- розподільні установки (РУ) і низьковольтні комплектні установки (НКУ) напругою до 1,0 кВ;
- прилади та апарати, якими комплектують РУ і НКУ;
- провідникову продукцію (за типами і перетинами);
- монтажне обладнання (короба тощо);
- освітлювальні прилади;
- інше обладнання.

Форма специфікації обладнання, виробів і матеріалів повинна відповідати формі, наведеній у додатку А до ДСТУ Б А.2.4-10:2009 [24].

Оформлені специфікації обладнання, виробів і матеріалів за затвердженими формами наведені у Додатку А.

Висновки до розділу

Проведено розрахунок навантаження споживачів на рівні напруги 0,4 кВ і запроектовано електричну мережу на тому ж рівні напруги. Після первинного вибору елементів електричної мережі був проведений розрахунок струмів КЗ та виконана перевірка на термічну та електродинамічну стійкість всіх обраних елементів схеми.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ВИРІШЕННЯ ПРИКЛАДНИХ ЗАДАЧ ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЇ МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

3.1 Загальна характеристика трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ району, що проектується

В даному розділі буде розглянуто модель переобладнання, запроектованої в розділі 2, трансформаторної підстанції за для створення умов роботи «інтелектуальної мережі» на базі даної підстанції.

Трансформаторна підстанція ТП1 розміщена в межах житлового району міста. Вона живить шість споживачів (п'ять житлових будинків і одну бібліотеку).

Дана підстанція живить такі об'єкти:

1) багатоквартирні будинки - житлові будинки з житловими приміщеннями та прибудинковою територією навколо багатоквартирного будинку, визначена на підставі відповідної містобудівної та землепорядної документації. [25].

2) Заклад загальної освіти «Гімназія №136».

3) Бібліотека «Бібліотека імені Маяковського».

Всі споживачі, окрім бібліотеки мають II категорію за надійністю, а тому мають відповідні вимоги до їх підключення.

Розглянемо графіки активного навантаження багатоквартирних будинків в літній (рисунок 3.2) та зимовий період (рисунок 3.1).

					НТУУ 001.7105.009ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.		Копчиков			Вирішення прикладних задач інтелектуалізації міських електричних мереж	Літ.	Арк.	Аркуші	
Перевір.		Замулко					94	14	
Реценз.		Мейта				IEE, OE-n71			
Н. Контр.		Прокопенко							
Затверд.									

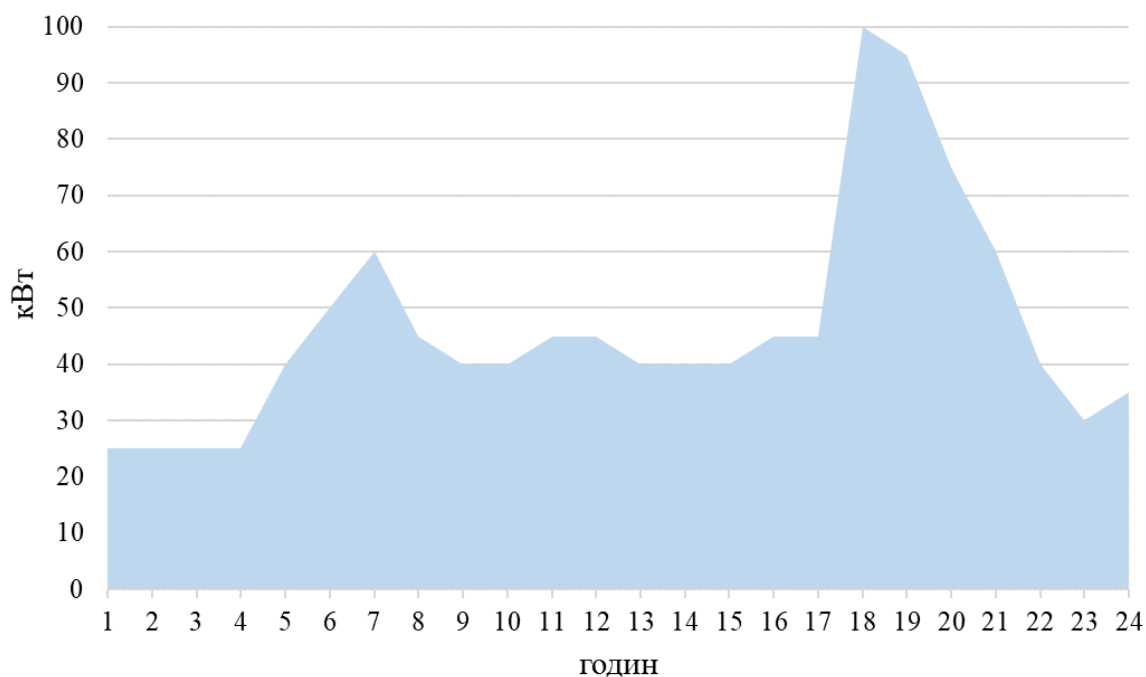


Рисунок 3.1 – Графік активного навантаження міських житлових будинків у зимовий період [26]

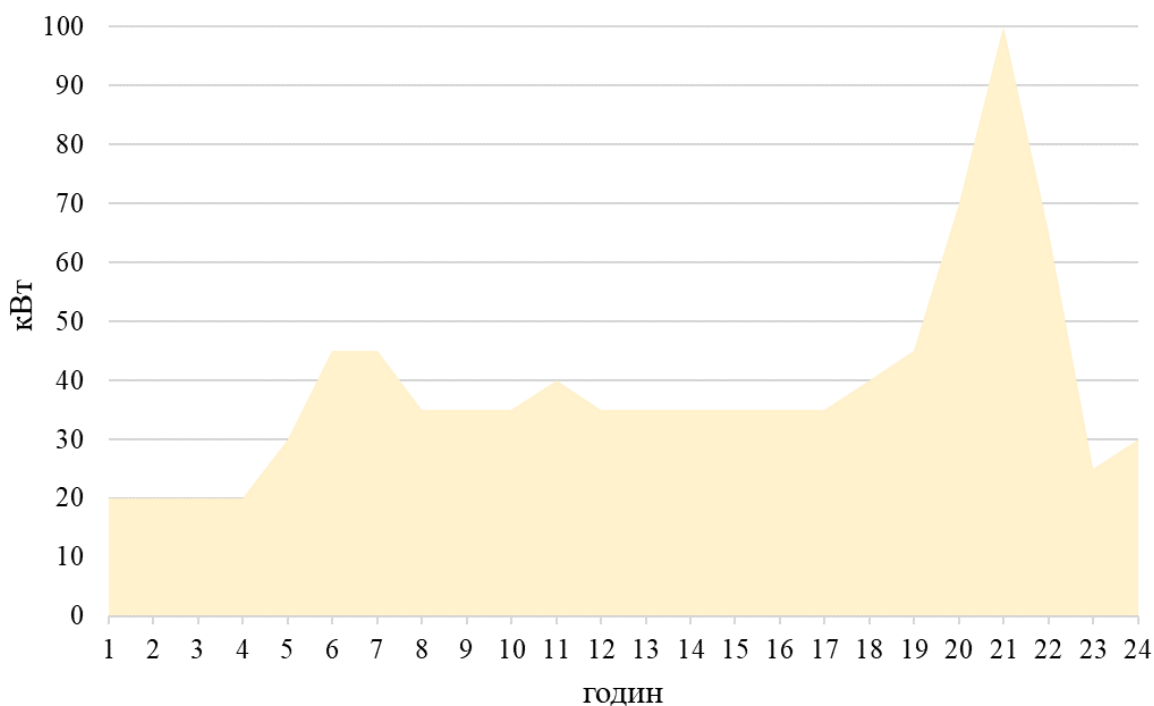


Рисунок 3.2 – Графік активного навантаження міських житлових будинків у літній період [26]

З рисунків 3.1, 3.2 можемо побачити суттєву нерівномірність графіків навантаження в житлових будинках, викривлення яких сильно залежать від

певних умов. Сезон року, година доби, погодні умови і т.д. – все це впливає на сумарне навантаження в конкретний момент часу. Тому на даний момент питання впровадження прогнозування споживання електричної енергії у даних споживачів – дуже важлива.

Питання обліку та прогнозування є дуже важливими насамперед для оператора системи розподілу, що безпосередньо впливає на визначення обсягу корисного відпуску споживачам, яке потім формує тарифи за розподіл електричної енергії згідно [27].

Якщо говорити про нашу підстанцію, то існує можливість забезпечення її моніторингом та можливістю збору даних, яку необхідно проаналізувати та прорахувати фінансові збитки на реалізацію даного проекту.

Розглянемо конструктивні особливості підстанції 10/0,4 кВ. Зовнішній вигляд реальної ТП, розміщеного в частині житлового масиву «Русанівка», розглянутого в розділі 2, зображено на рисунку 3.3.



Рисунок 3.3 – Зовнішній вигляд ТП 2559, розташованого в житловому масиві «Русанівка»

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

З точки зору конструкційного виконання комплектна трансформаторна підстанція має збірну конструкцію. Габаритні розміри типової КТП зображені на рисунку 3.4

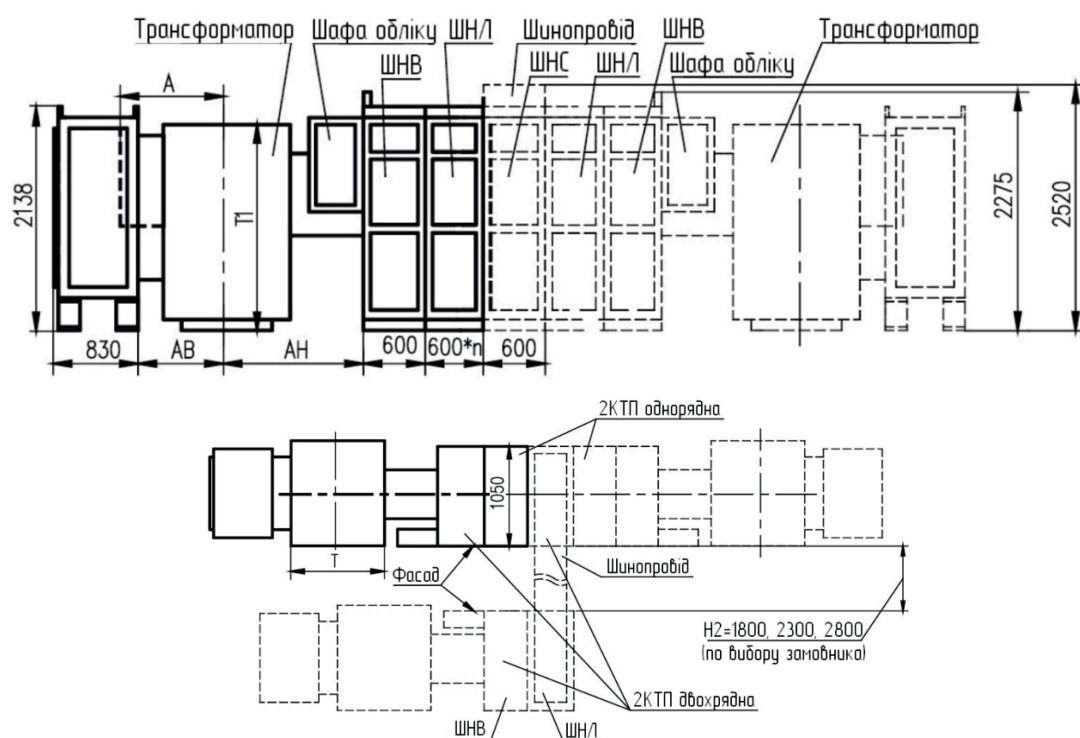


Рисунок 3.4 – Габаритні розміри типової КТП-630 з РУНН збірної конструкції

Всі технічні характеристики підстанції, вибраної в розділі 2, зведені в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Конструктивні характеристики розглянутої трансформаторної підстанції

Ознаки	Виконання
Тип силового трансформатора	Масляний трансформатор (ТМЗ)
Спосіб виконання нейтралі трансформатор на стороні НН	Глухозаземлена нейтраль
Взаємне розташування виробів	Дворядне
Числу трансформаторів	3 двома трансформаторами

Продовження таблиці 3.1

Ознаки	Виконання
Виконання відхідних ліній	Кабелем униз або нагору
Кліматичне виконання і категорія розміщення	УЗ
Рівень захисту оболонки	IP31 по ГОСТ 14254
Тип встановлюваних автоматичних вимикачів	Зі стаціонарними вимикачами
Потужність ТМЗ630, кВА	630
Частота змінного струму, Гц	50
Номінальна напруга ВН/НН, кВ	10/0,4

3.2 Організація моніторингу роботи міської трансформаторної підстанції

На трансформаторній підстанції, що розглянута в розділі 2, вже встановлено інтелектуальні прилади обліку електричної енергії (пункт 2.8).

Лічильник складається з двох однофазних 4-х квадрантних датчиків вимірювання активної та реактивної енергії, включених по схемі Арона і інтерфейсного блоку. Цей прилад обліку електроенергії вимірює миттєві значення фізичних величин і може бути використаний як вимірювач параметрів: напруги мережі, струму, частоти мережі, активної і реактивної потужності. Але для створення цифрової підстанції існує необхідність і в інших приладах моніторингу та віддаленого керування.

Розглянемо концепцію цифрової підстанції на прикладі порівняння її з звичайною. Схематичне зображення звичайної підстанції зображено на рисунку 3.5.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		98

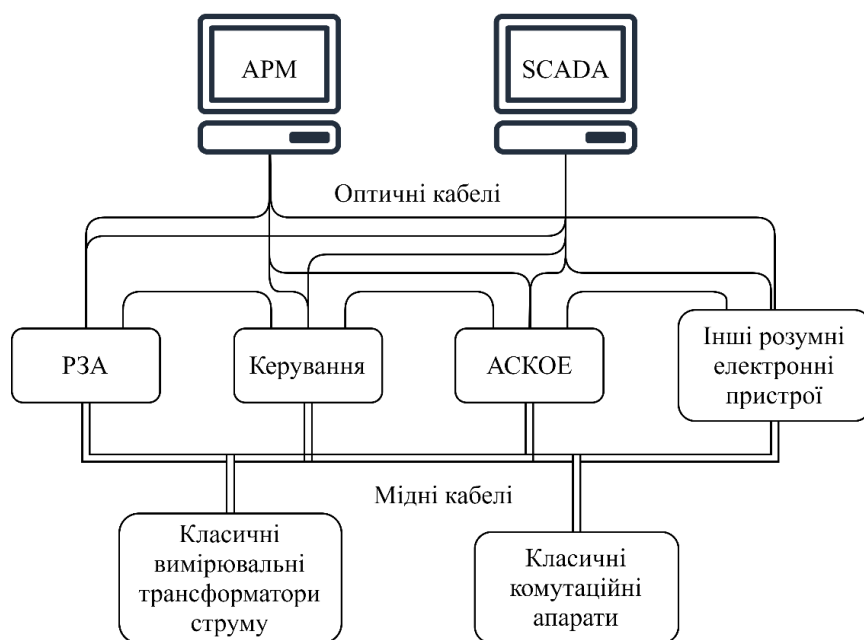


Рисунок 3.5 – Схематичне зображення звичайної ТП

Виходячи з рисунку 3.5 можна скласти стислий план рішень по модернізації даної підстанції 10/0,4 кВ. Стислий план зводимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Можливості, щодо модернізації звичайної ТП

Елемент	Можливі рішення	Поточний стан
РЗА	див. 2.8	див. 2.8
Керування	Системи цифрового управління, інтерфейси користувача	відсутні
АСКОЕ	Прилади обліку	Вже обладнано цифровими приладами див. 2.9
Інші розумні електронні пристрої	Системи моніторингу стану трансформаторів, ізоляції і т.д.	відсутні

Як бачимо з рисунку 3.5, на вищому рівні (рівні підстанції) розміщені системи віддаленого моніторингу Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) або Application Performance Management (APM).

Ці системи дозволяють проводити віддалений моніторинг та великої кількості різноманітних пристроїв. Одним із ключових процесів цих систем є можливість контролювати всю систему в режимі реального часу. Це виконує функція збору даних. Вона включає в себе зчитування лічильника та перевірку

стану датчиків. Ці точки передачі даних передаються через стандартні інтервали в залежності від системи.

Людина здатна взаємодіяти з такою системою для зміни параметрів або внесення змін, коли це необхідно.

Обладнання для моніторингу SCADA також можна розглядати як систему з багатьма елементами даних, які називаються точками. Кожна точка є монітором або датчиком, і ці точки можуть бути жорсткими або м'якими. Важкою точкою даних може бути фактичний монітор. Слабка точка може розглядатися як додаток або програмний розрахунок. Елементи даних із твердих та м'яких точок зазвичай завжди зберігаються та реєструються для створення часової позначки чи історії.

Верхній рівень поєднує релейний захист, автоматику, управління, облік електроенергії і багато іншого. В дійсності, все це перетворюється на досить велику кількість пристроїв, що з'єднані мідними кабелями для живлення і передачі даних. Причому для передачі одного сигналу використовуються дві жили кабелю - позитивної і негативної полярності оперативної напруги.

Аналогічно розглянемо схематичне зображення одного з варіантів цифрової підстанції, що зображено на рисунку 3.6.

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

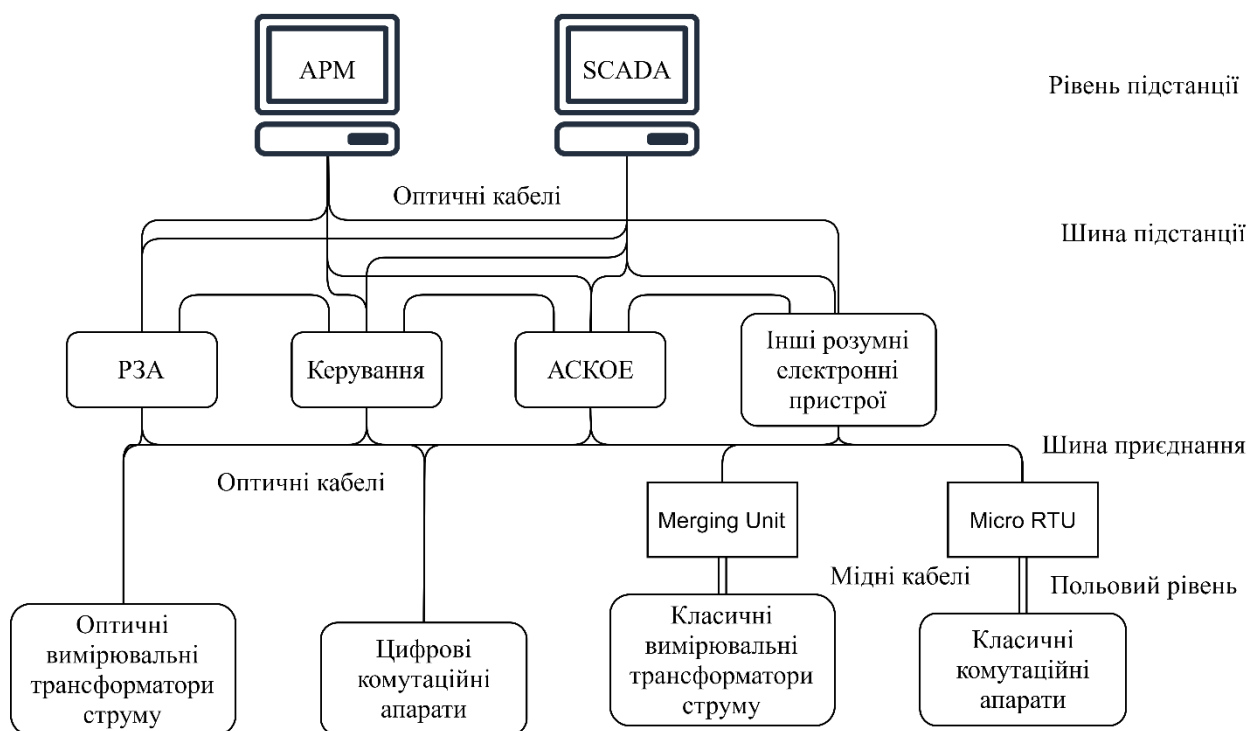


Рисунок 3.7 – Схематичне зображення цифрової ТП

Передача інформації між пристроями польового рівня і рівня приєднання, а також між різними пристроями рівня приєднання, здійснюється за допомогою шини процесу. Обмін даними на рівні підстанції, а також від пристроїв рівня приєднання до пристроїв рівня підстанції, здійснюється за допомогою шини підстанції.

Польовий рівень поєднує всі інтелектуальні модулі. Комутаційні апарати та вимірювальні трансформатори. В даний час випускається обладнання, яке оснащено інтелектуальними блоками для підключення до інформаційної мережі підстанції безпосередньо. В іншому випадку при використанні класичних варіантів обладнання необхідно перевести на роботу з цифровими сигналами. Для цього використовують спеціальні модулі: перетворювачі аналогових сигналів (Merging Units) для обробки даних від вимірювальних трансформаторів і виносні пристрої зв'язку з об'єктом (Micro RTU) для підключення комутаційних апаратів.

Серед сучасного силового обладнання, що випускається спеціально для цифрових підстанцій, окремо слід виділити вимірювальні трансформатори струму і напруги нового покоління - оптичні трансформатори. Унікальність

цього обладнання полягає в тому, що в основі їх роботи лежать не електромагнітні, а оптичні ефекти. Такі вимірювальні трансформатори об'єднують в одному пристрої оптичний блок і блок електроніки. Перший розташований в зоні високої напруги і за принципом дії є елементом, чутливим до струму або до напруги. На виході оптичного блоку формується аналоговий світловий сигнал. Блок електроніки перетворює цей сигнал в цифровий і перетворює його в дані, зручні для передачі по логічної обчислювальної мережі підстанції.

Устаткування рівня приєднання - це мікропроцесорні термінали релейного захисту, систем управління, блокування тощо. Ці пристрої приймають дані від устаткування польового рівня і видають команди управління комутаційними апаратами, а також мають інформаційний зв'язок з обладнанням рівня підстанції.

На рівні підстанції будемо мати: щити управління, мнемосхеми, системи диспетчерського управління та збору даних. На цьому рівні акумулюється величезна кількість інформації про стан обладнання і режимах роботи підстанції. [28]

Відповідно до зазначеного вище порівняння, для створення на базі ТП «Інтелектуальної трансформаторної підстанції» можна запропонувати вирішення таких питань:

- 1) Забезпечити дистанційне керування комутаційними апаратами на підстанції.
- 2) Змінити існуючі вимикачі на сучасніші типи (елегазові, вакуумні, масляні).
- 3) Встановити систему моніторингу технічного стану силового трансформатору.

Умови роботи трансформаторів є відносно поганими. За високих температур тільки охолодження трансформаторного масла може гарантувати роботу трансформатора добре та надійно, інакше це може спричинити вихід його з ладу. Трансформаторне масло також є ізолюючим середовищем, яке відіграє

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

важливу роль у трансформаторі. Воно має важливе значення для внутрішнього ізоляційного пристрою силового трансформатора.

Отже, важливим є поняття моніторингу умов, в якому знаходиться трансформатор.

Моніторинг стану силових трансформаторів, як правило, вважається однією з найважливіших методик моніторингу стану в енергосистемах.

Позапланові відключення трансформаторів через неочікувані відмови в багатьох випадках катастрофічні. Діагностика та правильний моніторинг відіграють ключову роль у тривалості життя силового трансформатора.

Існує безліч належних методів моніторингу для оцінки стану та можливої несправності силового трансформатора. Основні види діяльності з управління активами трансформаторів узагальнені на рисунку 3.8.

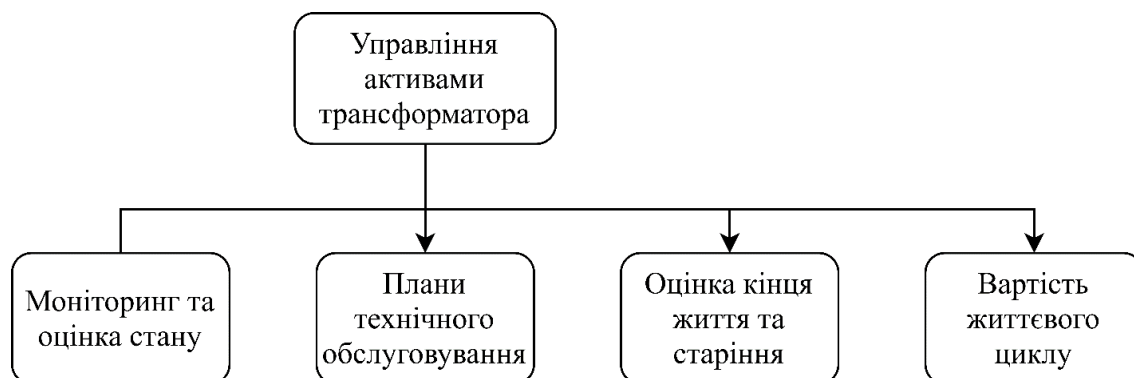


Рисунок 3.8 – Основні види діяльності для управління активами трансформатора

4) Забезпечити контроль за станом ізоляції та заземлення.

У нормальних умовах в мережах з ізольованою нейтраллю напруга всіх трьох фаз по відношенню до землі рівна фазній напрузі. При замиканні на землю напруга пошкодженої фази щодо землі дорівнює нулю, а напруга непошкоджених фаз збільшується до міжфазної. Через малого струму КЗ режим роботи приймачів електроенергії не порушується, тому мережа може працювати протягом двох годин без відключення. Однак тривала робота в такому стані може

викликати перехід однофазного КЗ на землю в міжфазне коротке замикання. Тому в мережах з ізольованою нейтраллю передбачають спеціальні пристрої для контролю стану ізоляції щодо землі. [29].

Основні переваги системи електропостачання, обладнаної приладами моніторингу ізоляції:

- Безперервність роботи - у разі першої несправності (з'єднання між системою електроживлення та несправністю земля - земля) мережа все ще працює.
- негайний огляд стану мережі, постійний моніторинг рівня ізоляції на землю
- швидке виявлення несправних пристроїв шляхом негайної сигналізації пристроєм контролю ізоляції
- Менший ризик ураження електричним струмом для оператора та підвищена пожежна безпека
- Запобігання відключень, операції можуть продовжуватися у разі першої несправності землі

Пристрої моніторингу ізоляції також можуть бути обладнані дисплеєм, який показує точні числові значення опору ізоляції та дозволяють контролювати зміни стану ізоляції до виникнення першої несправності заземлення.

3.3 Економічна оцінка модернізації підстанції

Проведемо економічну оцінку встановлення підстанції без можливості її модернізації, але з посиленням плановим технічним обслуговуванням.

Вартість планового технічного обслуговування звичайної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ становить від 4000 грн./місяць [30].

В цю ціну входить:

- Перевірка металозв'язку з заземлюючими пристроями.
- Вимірювання опору ізоляції кабельних ліній, вторинних ланцюгів.

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Випробування підвищеною напругою.
- Вимірювання опору обмоток постійному струму силових трансформаторів.
- Перевірка пристроїв релейного захисту на відповідність уставок лінії на яку напрямлений захист.
- Випробування вакуумних, масляних вимикачів і контуру заземлення.

Дистанційне керування комутаційними апаратами на підстанції можна забезпечити заміною вже існуючих комутаційних апаратів на два вимикачі EasyPact EXE, які через стандарт RS-485 можуть під'єднатися до вже існуючої системи моніторингу та керування.

Система TDM-10/0,4 RS-485 контролює шість параметрів трансформатора в режимі моніторингу: температуру і рівень масла, рівень вологості в масляному баку, вібрацію бака трансформатора, розрядну активність в баку і тиск.

Використання таких систем дозволить швидко виявити проблему та прийняти відповідні рішення для вирішення.

Проводимо розрахунок вартості сумарного додаткового обладнання для стандартної ТП 10/0,4 кВ з урахуванням рішень наведених у пункті 3.2. Вартість приладів використаних приладів визначено згідно [31], [32], [33]. Результати зводимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Кошторисно-фінансовий розрахунок додаткового обладнання стандартної ТП 10/0,4 кВ

Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа.	Одиниця виміру (грн/од)	Кількість (шт або км)	Повна вартість, грн
Вакуумний вимикач	EasyPact EXE	95809,22	2	191618,4
Реле контролю стану ізоляції КРУ	IDR-10	33 000	1	33000
Система моніторингу масляних силових трансформаторів	TDM-10/0,4 RS-485	22 589	2	45178
ВСЬОГО:				269796,4

Порівняємо затрати на закупку лише цієї неповної частини додаткового обладнання моніторингу і дистанційного керування з вартістю двох силових трансформаторів ТМЗ-630, вартість одного становить 143914 грн. [11].

Отже, лише частина необхідного обладнання для моніторингу стану трансформатора витрачає 269796,4 грн., що становить майже 94% від вартості двох силових трансформаторів ТМЗ-630, встановлених на даній трансформаторній підстанції.

Проведемо аналітичний розрахунок затрат на обслуговування даної підстанції без урахування модернізації, але з постійним плановим технічним обслуговуванням, за 5 років. Інфляцію приймаємо на рівні 1,8% [34].

$$C_{\Sigma \text{обслуг}} = \sum_{i=0}^n \left[C_{\text{обслуг.}i} \cdot (1 + I)^i \right],$$

де $C_{\text{обслуг.}i}$ – витрати на обслуговування ТП за один рік, грн.; I – рівень інфляції, в.о.; i – рік.

Результати розрахунку зводимо в таблицю 3.4 та порівняємо з витратою на модернізації.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку вартості обслуговування

Рік	Витрати на обслуговування за i -й рік, грн	Сумарні витрати на поточний рік, грн
0	48000	48000
1	48864	96864
2	49743,55	146607,6
3	50638,94	197246,5
4	51550,44	248796,9
5	52478,34	301275,3

Отже, ми бачимо, що сумарні витрати повного технічного обслуговування перевищать витрати на модернізацію лише після четвертого року експлуатації даної ТП.

Обладнання запропоноване для модернізації не виконує всіх необхідних функцій, що зможе виконати дана бригада. З системою моніторингу ми будемо мати переваги у довгостроковій перспективі, але спочатку необхідно зробити великий фінансовий вклад. Тому можна говорити про існування саме фінансової проблеми, а тому при розгляді даної проблеми виникає необхідність раціонального підходу до прийняття рішень з боку цього питання.

Висновки до розділу

Основною з проблем впровадження інтелектуальних електричних мереж є фінансовий фактор. Повна модернізація, в умовах всієї енергосистеми, неможлива без значних економічних витрат. Але не має необхідності зловживати тотальною модернізацією всіх електричних мереж. Потрібно знайти раціональний підхід до впровадження систем збору даних, тільки там, де це є максимально ефективним.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						107
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНОЇ БЕЗПЕКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МІСЬКОЇ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4 кВ

4.1 Технічні характеристики підстанції та загальні показники умов праці та Пожежної безпеки

Показники загальної характеристики підстанції 10/0,4 кВ зводимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
1	2	3	4	5
Трансформаторна підстанція	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі, (12х13х4)	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

Показники технічних характеристик елементів підстанції беремо з каталогів: [4.1], [35], [11], [10]. Всі дані зводимо в таблицю 4.2

Таблиця 4.2 - Показники технічних характеристик об'єкту

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Числове значення показника
1	2	3
Трансформатор ТМЗ-630	Напруга	10/0,4 кВ
	Потужність	630 кВА
	Маса	2645 кг
	Габаритні розміри	2012х1160х1825 мм
	Маса масла	85 кг
	Марка масла	ГК

					НТУУ 001.7105.009ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Охорона праці та пожежної безпеки при експлуатації міської підстанції 10/0,4 кВ		
Розроб.	Копчиков						
Перевір.	Третьякова						
Реценз.	Мейта						
Н. Контр.	Прокопенко						
Затверд.							
					Літ.	Арк.	Аркуші
						108	11
					IEE, OE-n71		

Продовження таблиці 4.2

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Числове значення показника
1	2	3
Вакуумний вимикач навантаження ВНВР-10	Номинальний струм	630 А
	Номинальна напруга	10 кВ
	Міжполюсні відстані	200, 165, 130, 100
	Механічна зносостійкість	5000 циклів
Роз'єднувач РВЗ-10	Номинальний струм	630 А
	Номинальна напруга	10 кВ
	Габаритні розміри	530х650х250 мм
	Маса	29 кг
Автоматичний вимикач ВА04-36	Номинальний струм	400 А
	Номинальна напруга	0,4 кВ
	Механічна зносостійкість	1000
	Маса	3 кг
Пристрій компенсації реактивної потужності	Номинальна напруга	0,4 кВ
	Номинальна потужність	(1 – 600) квар
	Номинальна напруга кола регулювання	0,22 кВ
	Ступінь захисту	IP20

4.2 Перелік робіт, які плануються до виконання, та показники умов праці для таких робіт

Згідно [36] для ТП є необхідність проводити технічний огляд всього обладнання підстанції.

Може проводитися первинний, періодичний (черговий) і позачерговий технічний огляд.

Первинному технічному огляду підлягає устаткування перед введенням в експлуатацію.

Періодичний (черговий) і позачерговий технічний огляд проводиться у строки, що встановлені нормативно-правовими актами з охорони праці та експлуатаційними документами виробника.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		109

Встановлюємо обсяги та послідовність виконання робіт згідно [37] та встановлюємо відповідний кількісний склад і групу з електробезпеки бригади згідно [38]. Інформацію зводимо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
1	2	3	4	5
Періодичний огляд	Транспорт, механічна розгрузка	Одноразово, 1 робочий день	2 особи	III і вище
Вимірювання навантажень і напруги на трансформаторах та лініях, що від них відходять	Транспорт, механічна розгрузка	одноразово у період максимальних навантажень, 1 робочий день	2 особи	III і вище
Позачергові огляди	Транспорт, механічна розгрузка	Після вимкнення КЗ, 1 робочий день	2 особи	III і вище
Капітальний ремонт	Транспорт, механічна розгрузка	За потребою	8 осіб	III і вище

Визначаємо показники умов праці для типів робіт зазначених в пункті 4.2 згідно [39]. Інформація представлена в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 - Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
1	2	3
Параметри мікроклімату	Температура повітря	(15...25) °C
	Вологість	(60...85) %
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 10 кг
	Робоче положення	«стоячи», «стоячи зігнувшись»
	Статичні та динамічні навантаження	55 Вт, (250...300) (Вт·год)
	Категорія робіт	II категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	50% робочого часу
	Тривалість активних дій	60% робочого часу
	Змінність	1 зміна, 8 один
	Напруженість органів чуття: зір	20 % робочого час
	Категорія	II категорія
Шум	Рівень шуму	70 дБА
Напруга	Напруга	10000 В
Електричний струм	Струм	55 А
Освітлення	Освітленість	75 лк
Трансформаторне масло	Добавки до масла	Іонол
	Щільність при 20°C	895 кг/м ²
	Температура спалаху	135 °C
Робота на висоті	Висота	3 м

4.3 Визначення шкідливих і небезпечних чинників на працівників, які будуть виконувати вказані роботи

Визначаємо НШВЧ, що будуть впливати на працівників та згідно [40], [41] робимо оцінку умов праці. Інформація наведена в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 - Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і фактичні чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
1	2	3
Електричного походження		
Струм	55 А	0,6 мА
Напруга	10000 В	6 В
Робота на висоті	3 м	2 м
Робота з нафтопродуктами	105 °С	95 °С [42]
Напруженість магнітного поля	8 кА/м	4,9 кА/м [43]
Напруженість електричного поля	1,8 кВ/м	12,5 кВ/м [43]
Оцінка умов праці	Шкідливі І категорії	

4.4 Визначення потрібних технічних, організаційних заходів і засобів індивідуального захисту до виконання вказаних робіт і заходів з пожежної безпеки

Розробляємо техніко-організаційні заходи з безпеки виконання робіт. Інформація наведена в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 - Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
1	2	3
Технічні заходи з електробезпеки		
Ізоляція	Струмопровідних частин	Полівінілхлорид. $R = 10^{15}$ Ом $\operatorname{tg} \delta = 0,02$
Огороджувальний засіб	Огорожа трансформатора	Сітчаста, висота 2 м, механічне блокування входу
Захисне заземлення	Заземлення трансформаторної підстанції	ЗП розміщений у контурі ТП. 3,82 Ом.
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги	Наряд-допуск на 10 робочих днів

Для зменшення впливу НШВЧ розробляємо список ЗІЗ. Інформація наведена в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 - Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
1	2	3	4	5
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	МЗ «Електра». Черевики.	6 місяців	Під час переміщення вантажів масою до 15 кг
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички, поліестер з бавовною.	5 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист очей	Захист від електричної дуги та ультрафіолетового випромінювання	Закриті подвійні окуляри. Полікарбонат.	2 роки	Під час робіт в ЕУ

Для роботи на підстанції треба передбачити ЕЗЗ наведені в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Електрозахисні засоби захисту

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
1	2	3	4
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 35 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - що 6 місяців
Контрольно-сигнальні прилади	Ізолювальні кліщі	Накладання муфт, заміна плавких вставок	0,4-35 кВ Раз у 24 місяці
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки.	Виконання робіт	0,4 – 10 Раз у 24 місяці

Проводимо вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж і вибухів. Відповідно до [44] вибирають первинні засоби до тушіння пожеж (вогнегасник, пожежний інвентар), а також технічні та організаційні – у разі виникнення пожежі або вибуху. Також необхідно підтримувати у справному стані та в постійній готовності автоматичні системи пожежогасіння та мастилоприймальних пристроїв. Результати вибору наведено у таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 - Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
1	2	3
Технічні		
Блискавкозахист	Однострижневий, на даху підстанції	II категорія
ЗІЗ		
Захисний одяг водонепроникний	ВК «КОМБІ», комбінезон	Багаторазового використання. Термін зберігання – 6 років.
Протигаз	М98 «Scott» з фільтром ХС від монооксиду вуглецю	Температура зберігання – від 30 °С до 170 °С. Термін зберігання – 15 років

4.5 Розрахунок захисного заземлювального пристрою трансформаторної підстанції

Допустимий опір розтікання струму у ЗП $R_{\text{доп}} = 4$ Ом для рівня напруги 10 кВ. В даному розрахунку ми не маємо інформації про природне заземлення, отже можемо не враховувати при розрахунку ЗП. Тому $R_{\text{шт}} \leq R_{\text{доп}}$.

Конструкцію ЗП створюють сукупністю ВЗ, які електрично з'єднані за допомогою ГЗ. ВЗ розміщуємо у контурі на відстані 0,8 м від фундаменту ТП.

Розрахунок проводимо використовуючи метод коефіцієнта використання електродів, який застосовують під час розрахунку простих заземлювачів з для ЕУ усіх рівнів напруги. Приймаємо одношарову структуру ґрунту.

Як ВЗ виконуються з: сталевих труб діаметром 50 мм з товщиною стінок 4 мм і довжиною 3м.

Для з'єднання ВЗ застосовують ГЗ, які виконуються зі сталі круглого перерізу з перетином (4x12) мм, довжиною від 10 до 50 м.

ТП розміщена на території з ґрунтом суглинком. Значення $\rho_{\text{табл}} = 100$. Район міста, де знаходиться ТП, розташований поблизу водного каналу, а отже, коефіцієнт сезонності приймаємо: $\psi_{\text{в.1}} = 2$, $\psi_{\text{г.1}} = 5,9$.

$$\rho_{\text{розр.в}} = \rho_{\text{табл.в}} \cdot \psi_{\text{в.1}} = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$\rho_{\text{розр.г}} = \rho_{\text{табл.г}} \cdot \psi_{\text{г.1}} = 100 \cdot 5,9 = 590 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Відстань від поверхні ґрунту приймаємо на рівні 0,8 м.

Опір розтікання струму одного ВЗ, який розміщено заглиблено і має круглий переріз, визначаємо за формулою:

$$R_{\text{В1}} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2\pi l_1} \left(\ln \frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + l_1}{4t - l_1} \right) = \frac{200}{2\pi \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,05} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 52,4 \text{ Ом}$$

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						115
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\rho_{\text{розр}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для ВЗ, Ом·м; l_1 – довжина ВЗ, м; d – діаметр, м; t – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ, м, яку визначають за формулою:

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ м.}$$

де t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м;

$R_{\text{ВЗ}} > R_{\text{шт}}$, тому необхідно визначити кількість паралельно сполучених декількох ВЗ:

$$n' = \frac{R_{\text{ВЗ}}}{R_{\text{шт}} \eta_e} = \frac{52,4}{4 \cdot 0,33} = 39,3,$$

де $\eta_e \leq 1$ – коефіцієнт використання заземлювачів, який враховує взаємний вплив ВЗ залежно від їх кількості, способу їх розміщення і густини розміщення, яка визначається співвідношенням $\left(\frac{a}{l_1} \right)$, де a – відстань між ВЗ, м.

Отриману кількість ВЗ n' округляємо до цілого числа n і знаходимо фактичний коефіцієнт екранування $\eta_{\text{еф}}$. Обираємо кількість заземлювачів на рівні 40 штук. Маємо фактичний коефіцієнт екранування $\eta_{\text{еф}} = 0,41$.

Розраховуємо кількість ВЗ враховуючи фактичний коефіцієнт екранування:

$$n_{\text{ф}} = \frac{52,4}{4 \cdot 0,41} = 31,95 \approx 32 \text{ шт.}$$

Сторони навколо підстанції дорівнюють $L = 12 \text{ м}$, $D = 13 \text{ м}$.

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо відстань між ВЗ з співвідношення $\left(\frac{a}{l_1}\right)$. З урахуванням коефіцієнту екранування маємо $a = 0,41 \cdot 3 = 1,23$ м.

Визначаємо довжину ГЗ:

$$l_{\Gamma} = 2(L + D) \approx a \cdot n,$$

$$l_{\Gamma} = 2(12 + 13) \approx 1,23 \cdot 40 \text{ м.}$$

$$l_{\Gamma} = 50 \approx 49,2$$

Значення довжини приймаємо на рівні $l_{\Gamma} = 49,2$ м.

Визначаємо опір струму розтікання ГЗ R_{Γ} , розміщеного у ґрунті електроду:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр.г}}}{2\pi l_{\Gamma}} \cdot \ln\left(\frac{l_{\Gamma}^2}{d_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}}\right) = \frac{590}{2\pi \cdot 49,2} \cdot \ln\left(\frac{49,2^2}{0,05 \cdot 2,3}\right) = 19 \text{ Ом;}$$

де t_{Γ} – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м; d_{Γ} – діаметр ГЗ, м.

Еквівалентний опір струму розтікання штучного ЗП визначаємо як опір паралельно з'єднаних n ВЗ і ГЗ

$$R_{\text{шт}}' = \frac{R_{\text{ВЗ}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{ВЗ}} \cdot \eta_{\text{Геф}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\text{Веф}}} = \frac{52,4 \cdot 19}{52,4 \cdot 0,22 + 19 \cdot 32 \cdot 0,41} = 3,82 \text{ Ом}$$

Де $\eta_{\text{Веф}}$ – фактичний коефіцієнт екранування ВЗ;

$\eta_{\text{Геф}}$ – коефіцієнт використання ГЗ з урахуванням ВЗ. Приймаємо $\eta_{\text{Геф}} = 0,22$.

Отримане значення опору штучного ЗП не повинно перевищувати значення $R_{\text{шт}}$:

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						117
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{\text{шт}}' \leq R_{\text{шт}}.$$

$$3,82 \leq 4$$

Висновки з питань охорони праці та пожежної безпеки

Загалом показник важкості праці, експлуатація даної ТП є шкідлива, але цей рівень можна суттєво зменшити, провівши певні заходи з усунення шкідливих чинників. За для зменшення ризику летальності від ураження електричним струмом, було розраховано заземлюючий пристрій. Даний ЗП має бути розміщений навколо ТП, його еквівалентний опір становить 3,82 Ом, що не перевищує допустимого значення. Отже, можемо використовувати дану металоконструкцію.

Аналогічно повинні бути проведені роботи з навчання працівників та підвищення їх обізнаності в області охорони праці за для можливості безпечно працювати. Впровадження таких заходів є обов'язковим при проектуванні трансформаторної підстанції, що вимагає ретельного перегляду всіх негативних чинників що можуть спричинити нещасний випадок. Уникнення від дотримання цих вимог є приводом до притягнення особи, котра не виконала необхідних вимог, до кримінальної відповідальності.

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						118
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

В даному дипломному проекті було спроектовано систему електропостачання району міста, були визначені розрахункові навантаження об'єктів проектування, вибрані кабельні лінії, що живлять споживачів від трансформатора напругою 10/0,4 кВ. Проведено розрахунок короткого замикання, за для виявлення місць вразливих до струмів КЗ. Розраховано релейний захист, прорахована вартість підключення підстанції та створена специфікація обладнання.

У спеціальній частині проекту досліджувалося питання інтелектуалізації підстанцій. Проаналізувавши питання старіння підстанцій, можна говорити про те, що цей фактор дуже сильно впливає на енергетичну систему, приносячи величезні збитки, тому необхідне поступове впровадження інтелектуальних мереж або часткова модернізація застарілого обладнання новим.

Проаналізувавши вартість обладнання для моніторингу та виявленню проблем підстанцій, можна дійти до висновку, що все ж таки, повна цифровізація всіх підстанцій не є раціональним підходом у вирішенні питання застарілого обладнання.

Також, визначені умови праці та небезпечні і шкідливі чинники під час експлуатації трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Представлено варіанти зменшення ризиків та створення безпечних умов для працівників підстанції.

					НТУЧ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						119
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ермилов А.А. Электроснабжение промышленных предприятий / Ермилов А.А., Соколов Б.А.. – М: Энергоатомиздат, 1986. – 144 с.
2. План розвитку системи розподілу ПРАТ «ДТЕК Київські електромережі» на 2021 – 2025 роки [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.dtek-kem.com.ua/ru/file/SWj8D9TIMYIuM?inline=1>.
3. С. А. Попадченко. Аналіз світових тенденцій модернізації електричних підстанцій на сучасному етапі розвитку / С. А. Попадченко.
4. Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://etip-pv.eu/set-plan/>.
5. J. D. McDonald, Electric Power Substations Engineering, CRC Press, Boca Raton, Fla, USA, 2012
6. Про затвердження Правил виконання оперативних перемикачів в електроустановках [Електронний ресурс] : Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №77 від 30.02.2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0211-18>.
7. ДБН В.2.5-23:2010. Інженерне обладнання будинків і споруд. Київ: Державне підприємство «Мінрегіонбуд України», 2010. 165 с.
8. ISO 62305-2:2010. Protection against lightning — Part 2: Risk management. Москва: Стандартиформ, 2011. 71 с.
9. Укрелектроапарат [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.uea.com.ua/>.
10. Elektrosvit. Каталог [Електронний ресурс] : [Пристрої компенсації реактивної потужності ПКРП – 0,4 кВ]. – Івано-Франківськ. – Режим доступу: <https://elektrosvit.com.ua/products/pkrp-04/> (дата звернення 06.06.2020).
11. Уралэнерго. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://uralen.ru/catalog/trans/group-18/72.html> (дата звернення 06.06.2020).

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		120

12. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2018). Вид. офіц. Харків: Форт, 2018. 458 с.

13. Одескабель. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.odeskabel.com/products/> (дата звернення 06.06.2020)

14. СОУ-Н ЕЕ 40.11-21677681-48:2011. Розрахунок струмів короткого замикання в мережах напруги до 1 кВ електростанцій та підстанцій з урахуванням впливу електричної дуги. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2011. 80 с.

15. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ: Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.

16. ООО НПП РИМК. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: [https://www.rimk.biz/avtomaticheskie-vyklyuchateli-a3700-\(va3700\)](https://www.rimk.biz/avtomaticheskie-vyklyuchateli-a3700-(va3700)).

17. ООО «ЭлектроКомплект-Сервис». Каталог [Електронний ресурс] : [Провод АПВ 10] – Режим доступу до ресурсу: <https://e-.ru/cena/provod-apv-10>.

18. УкрЕлектро. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://ukrelektro.com.ua/>.

19. В.Н. Винославский. Переходные процессы в системах электроснабжения. Учебник / В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен. – К.: Вища школа, 1989.

20. Р.О. Буйний. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електрообладнання на електричних станціях та підстанціях. Методичні вказівки / Р.О. Буйний, В.М. Ананьєв, В.В. Тесленко., 2004. 37 с.

21. ГОСТ 28249-93. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. Минск., 1993. 58 с.

22. РиМ. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.rimtd.com/catalogue/vysokovoltnye-schyotchiki/rim-38901>.

23. Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						121
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

[Електронний ресурс] : Постанова НКРЕКП №2069 від 28.12.2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v2069874-18>

24. ДСТУ Б А.2.4-10:2009. Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів. Київ: Мінрегіонбуд України, 2009. 11 с.

25. Про особливості здійснення права власності у багатоквартирному будинку. [Електронний ресурс] : Закон України №29, ст.262. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/417-19>

26 Р 50-072-98. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0.38 до 110кВ включно. Київ: Держстандарт України, 1999. 65 с.

27. Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії. [Електронний ресурс] : Постанова НКРЕКП №1175 від 05.10.2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1175874-18#n9>

28. Возможна ли цифровая подстанция? – стандарт МЭК 61850 вселяет надежду [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.compel.ru/lib/96422>.

29. Контроль, управление и сигнализация на подстанциях промышленных предприятий [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://leg.co.ua/instrukcii/podstancii/kontrol-upravlenie-i-signalizaciya-na-podstanciayah-promyshlennyh-predpriyatiy.html>.

30. Техническое обслуживание трансформаторных подстанций (КТП) [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://t-zamer.ru/uslugi/tekhnicheskoe-obsluzhivanie-transformatornykh-podstantsiy/>.

31. Электронприбор. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.electronpribor.ru/>.

32. Мератест. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: www.meratest.ru.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						122
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

33. Schneider Store. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://schneider-store.ru/>.

34. Мінфін. Індекс інфляції [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://index.minfin.com.ua/ua/economy/index/inflation/2020/>.

35. Элпром. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.elprom-st.ru> (дата звернення 06.06.2020).

36. Про затвердження Порядку проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки: Постанова №687 від 26 травня 2004 р./ Кабінет Міністрів України.

37. ГКД 34.20.661-2003. Правила технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж: Наказ №228 від 14.05.2003 р./Міністерство палива та енергетики України.

38. Про затвердження Правил безпечної експлуатації електроустановок: Наказ Державного комітету України по нагляду за охороною праці №257 від 06.10.97/.

39. ДБН В.2.5-28:2018. Державні будівельні норми. Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення

40. НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті. [Електронний ресурс] : Наказ Державного комітету з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду №62 від 27.03.2007 – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0573-07> (дата звернення 06.06.2020).

41. ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014 Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу.

42. Про затвердження Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів. [Електронний ресурс] : Наказ Міністерства палива та енергетики

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						123
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

України №258 від 25.07.2006. – Режим доступу:

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06> (дата звернення 06.06.2020).

43. Про затвердження Державних санітарних норм та правил при роботі з джерелами електромагнітних полів. [Електронний ресурс] : Наказ Міністерства охорони здоров'я України №476 від 18.12.2002. – Режим доступу:

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0203-03> (дата звернення 06.06.2020).

44. Про затвердження Правил пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України: Наказ №491 від 26.09.2018/Міністерство палива та енергетики України.

					НТУУ 001.7105.009ПЗ	Арк.
						124
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Специфікації

Позиція	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа.	Ход обладнання, вибору матеріалів	Завод - виготовлювач	Одиниця виміру (грн/од)	Кількість (шт або км)	Маса одиниці (кг)	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Повітряна лінія	АС - 240	-	-		16	952	-
2	Силовий трансформатор	ТДТН-25000/110	-	Запорожтрансформатор	2320000	2	55500	-
3	Кабельна лінія	АПВВ 3х70	-	Одескабель	212	4	1 810	-
4	Кабельна лінія	АПВВ 3х50	-	Одескабель	171	1	2170	-
5	СИП-1		-	Одескабель	31	2	135	-
6	Силовий трансформатор	ТМН-6300/35/11	-	Запорожтрансформатор	150000	2	13280	-
7	Силовий трансформатор	ТМЗ-630/10	-	«Завод малогабаритных трансформаторов»	143 914	2	2645	-
8	Пристрій компенсації	Elektrosvit ПКРП	-	Elektrosvit	Уточнюється	8	-	-
9	Трансформатор струму	Т-0,66-1 300/5	-	-	380	3	-	-
10	Трансформатор струму	Т-0,66-1 400/5	-	-	420	11	-	-
11	Трансформатор струму	Т-0,66-1 500/5	-	-	450	1	-	-
12	Трансформатор струму	ТПЛ-10	-	Элемарк энергоучет	5600	5	-	-

Продовження таблиця А.1

Позиція	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа.	Ход обладнання, вибору матеріалів	Завод - виготовлювач	Одиниця виміру (грн/од)	Кількість (шт або км)	Маса одиниці (кг)	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Трансформатор струму	ТПЛ-35	-	Элемарк энергоучет	Уточнюється	5	-	-
14	Трансформатор струму	ТФЗМ 110Б	-	Элемарк энергоучет	Уточнюється	2	-	-
15	Вимикач	ВЭКТ-110	-	ЭТК Оникс	Уточнюється	2	-	-
16	Ножовий вимикач	РНД-35	-	ЭТК Оникс	46000	2	-	-
17	Вимикач	ВР35	-	Концерн «Высоковольтный союз»	380000	10	-	-
18	Вимикач	ВР1	-	Концерн «Высоковольтный союз»	60000	4	-	-
19	Вимикач	РВЗ-10	-	ЭТК Оникс	3500	8	-	-
20	Вимикач навантаження	ВНВР-10	-	Завод «Аргон»	15000	16	-	-
21	Автоматичний вимикач	ВА04-36	-	КЭАЗ	1400	4	-	-
22	Автоматичний вимикач	А3776 БР	-	ДЗНВА	1200	18	-	-
23	Ножовий вимикач	ВР32	-	ОАО «НВА»	570	54	-	-
24	Ножовий вимикач	РНДЗ-110	-	ООО “Запорожский Высоковольтный Альянс”	Уточнюється	6	-	-
25	Лічильник	РиМ 389.01	-	АО «РиМ»	96300	8	-	-