

Міністерство освіти і науки України

Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему:

**Реконструкція знижувальної підстанції для
електропостачання споживачів центрального району міста**

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТ-41

спеціальності 141- Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

(підпис) Дарморіс Ю. Ю.
(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис) Оробчук Б. Я.
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис) Коваль В. П.
(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

(підпис) Коваль В. П.
(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис) _____
(прізвище та ініціали)

Тернопіль, 2026

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В. П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

«27» січня 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту ДАРМОРИС Юрію Юрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Реконструкція знижувальної підстанції для електропостачання споживачів центрального району міста

Керівник роботи: Оробчук Богдан Ярославович, к.т.н, доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «31» грудня 2025 року № 4/7-1162

2. Термін подання студентом завершеної роботи: червень 2026 року

3. Вихідні дані до роботи: Графіки навантаження підстанцій, технічні параметри силових трансформаторів, типові схеми електропостачання міських мереж, добові та річні графіки споживання, паспортні дані обладнання релейного захисту та автоматики електропідстанцій

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
 Вступ

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

Загальні висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Підстанція 110/10 кВ. Генеральний план мережі району

2. Підстанція 110/10 кВ. Однолінійна схема електричних з'єднань

3. Підстанція 110/10. Розріз коміррки РП ВН, схема заповнення РП НН

4. Шафа захисту Т-1. Схема електрична повна і монтажна

5. Підстанція 110/10 кВ. Грозозахист, заземлення, освітлення

6. Аналіз пошкоджень електрообладнання. Вимикач типу ВГТ-110

7. Загальні висновки до роботи

Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи хорони праці	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання 12 січня 2026 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.02.2026	
2	Аналітичний розділ	28.02.2026	
3	Розрахунковий розділ	31.03.2026	
4	Проектно-конструкторський розділ	30.04.2026	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2026	
6	Висновки	10.06.2026	
7	Оформлення пояснювальної записки	15.06.2026	
8	Оформлення графічної частини	15.06.2026	

Студент

_____ (підпис)

Дарморіс Ю. Ю.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Оробчук Б. Я.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Дарморіс Юрій Юрійович. Реконструкція знижувальної підстанції для електропостачання споживачів центрального району міста.

Стор.– 71; рис. - 10; табл. - 15; слайдів - 15; джерел - 32; додатків - 0.

Кваліфікаційна робота має наступні складові: 4 розділи і 15 слайдів графічної частини.

В кваліфікаційній роботі виконано розробку найоптимальнішого варіанту понижувальної підстанції, яка буде використовуватися для електропостачання побутових та промислових споживачів центрального району міста Виноградів в Закарпатській області. Тему було запропоновано при проходженні переддипломної практики в ПАТ «Закарпаттяолбенерго».

Для реконструкції було вибрано понижувальну підстанцію, яка здійснює електропостачання до споживачів центрального міського району Виноградова.

При проведенні реконструкції підстанції було виконано підбір силового трансформатора, високовольтної апаратури, струмопровідного обладнання та іншого устаткування підстанції. Також було виконано розрахунок системи освітлення, системи заземлення та блискавкозахисту підстанції, розглянуто питання з безпеки життєдіяльності та охорони праці на підстанції.

Внаслідок виконаної реконструкції було вибрано типову комплектну трансформаторну підстанцію типового заводського виконання (КТПБ 110/10).

Отримані результати при розробці теми кваліфікаційної роботи в подальшому можна буде використати при виконанні реконструкції подібних об'єктів.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, розподільний пристрій, електропостачання, споживачі електричної енергії, високовольтне устаткування, освітлення.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	12
1.1 Роль міської електромережі у системі електропостачання міста	12
1.2 Аналіз складових елементів міської розподільчої мережі	14
1.3 Аналіз вимог при побудові розподільних електромереж	17
1.4 Аналіз задач реконструкції діючих міських електромереж	20
1.5 Висновки до розділу 1	24
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	25
2.1 Характеристика об'єкту, що підлягає реконструкції	25
2.2 Розрахунок режимів навантаження підстанції	26
2.3 Розрахунок потужності і кількості силових трансформаторів	29
2.4 Розрахунок трансформаторів на можливі періодичні перевантаження	31
2.5 Розрахунок схеми електричних з'єднань і струмів короткого замикання	32
2.6 Розрахунок освітлення реконструйованої підстанції	37
2.7 Висновки до розділу 2	39
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	40
3.1 Підбір силового обладнання і струмопровідних елементів	40
3.2 Вибір комутаційного обладнання	43
3.3 Вибір додаткового устаткування	45
3.4 Вибір вимірювального обладнання	53
3.5 Висновки до розділу 3	57
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	58
4.1 Розрахунок грозозахисту знижувальної підстанції	58
4.2 Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції	61
4.3 Заходи щодо захисту в умовах надзвичайних ситуацій	65
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	67
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	68

ВСТУП

У сучасному багатовекторному суспільстві особливо підтримувати ритм з часом, особливо яскраво це проявляється у галузі енергетики. Але варто відмітити, що ще обладнання на електричних підстанціях досі залишається «спадщиною» минулої доби. Воно і сьогодні виконує свої безпосередні функції воно, часто із значним перевищенням заявленого терміну служби. Однак зі зміною часу відмічається зростання населення та його потреби, в результаті чого зростає і навантаження на устаткування електричних мереж. Відчувається брак потужності діючих трансформаторів, не задовольняє заявленим вимогам пропускна здатність ліній електричної передачі, обладнання автоматики та релейного захисту недостатньо здійснює забезпечення функціоналу для точнішого обліку енергоресурсів, вимірювання та сигналізації. І в результаті цього виникає необхідність у проведенні реконструкції [1].

Реконструкція представляє собою комплекс заходів, в ході якого здійснюється заміна/відновлення або оновлення морально застарілого устаткування з метою підвищення його технологічних експлуатаційних показників в умовах сучасності, а також підвищення в цілому надійності систем. У процесі проведення реконструкції електричні підстанції оснащуються таким обладнанням натомість застарілого, а саме [2]:

- виконують заміну силових трансформаторів, що не забезпечують більшої потужності споживачам, на новіші з більшою потужністю та з урахуванням на майбутній період;

- виконують заміну масляних вимикачів замінюються на вакуумні або элегазові, так як элегазові є більш надійними, зручними у застосуванні та безпечні при експлуатації;

- виконують оснащення комірками типу К-63 закриті розподільчі пристрої напругою 6–10 кВ:

- виконують заміну застарілих елементів релейного захисту на мікропроцесорні (пристрої серії АВВ, Hitachi і ін.).

Для обладнання релейного захисту та автоматики висуваються наступні вимоги [3]:

- повинні забезпечувати швидкодію захисту;
- повинні забезпечувати селективність захисту;
- повинні бути чутливими до параметрів вимірюваної величини;
- повинні забезпечувати надійність при експлуатації пристрою.

Міська електрична мережа займає важливе місце у системі електропостачання міста і при передачі та розподілі електроенергії на його території має бути адекватна система електропостачання, яка складається з трансформаторних підстанцій та електричних мереж різного класу напруги.

Живлення такої системи зазвичай здійснюється від розміщених на території міста теплових електростанцій та теплових і гідроелектростанцій поза за його межами. Лінії електропередачі напругою 35 кВ і 110 кВ використовуються для передачі енергії від зовнішніх джерел до міських споживачів. Вибір схеми системи електропостачання, параметрів окремих компонентів, кількість перетворень електроенергії при її передачі та інших показників системи визначають, виходячи із величини міста [4].

Під час експлуатації наявних електромереж значну увагу приділяють виконанню різним заходам, що сприяють зниженню втрат електричної енергії. Такі заходи дозволяють покращити економічні параметри електромережі, так як втрати енергії становлять частину складової експлуатаційних витрат і тому заходи по зниженню втрат енергії зазвичай розробляються із плануванням кварталних та річних планів. Але результативне виконання таких заходів вимагає знання детальної технічної характеристики розподільної мережі, показників її окремих компонентів, електросхем деяких ділянок мережі із вказівкою точок її розподілу і ін.

Як уже згадувалося вище, у кожній мережі необхідно проводити періодичні вимірювання навантаження всіх компонентів, реєстр цих навантажень та аналіз даних вимірювання, що дозволяє знаходити перевантажені і недовантажені лінії та трансформатори електромережі, ділянки нерівномірного навантаження і ін.

На засадах такого аналізу роботи кожної компоненти та мережі в цілому можна розробляти певні заходи щодо зниження втрат електроенергії, які поділяються за своїм змістом на роботи з експлуатаційним характером та роботи, що вимагають додаткових капітальних вкладень у мережу. У першому випадку такі роботи виконують зміною режиму роботи мережі (певних перемикань або зміни схеми мережі, відключення трансформаторів і інших простих робіт), у другому випадку – потрібно проводити реконструкцію діючої мережі в певних обсягах.

Розглянуті заходи можна поділити на тривалі для зниження втрат електроенергії протягом декількох років, та сезонні, ефективність яких охоплює період часу до одного року. У першому випадку беруть до уваги річну ефективність, у другому - реальний час, під час якого виявляють ефективність цього заходу. Оцінюючи зниження втрат електроенергії, обґрунтовують доцільність проведення експлуатаційних заходів, а доцільність заходів із вкладенням капітальних коштів визначають з урахуванням величини наведених витрат до проведення робіт з реконструкції електромережі та після її завершення [5].

Поза всяким сумнівом спочатку необхідно шукати та виконувати роботи, пов'язані зі зниженням втрат без залучення капітальних вкладень, зокрема переносити розподіл у мережах напругою 10 кВ і 0,4 кВ у точки найбільш економічного струморозподілу, включати резервні кабельні лінії, відключати невикористовувану трансформаторну потужність на протязі року та літнього періоду, вирівнювати навантаження за фазами в лініях напругою 0,4 кВ, включати трансформатори та лінії у паралельну роботу, переводити магістральні лінії на двостороннє живлення і ін.

Електропостачання центральних міських районів зазвичай має підвищену надійність (I-ї та II-ї категорій), живлення здійснюється від кількох підстанцій напругою 35-110 кВ. У зв'язку з військовим станом в Україні, через часті пошкодження інфраструктури до центральних міських районів неодноразово застосовують графіки відключень, а це вимагає використання аварійних систем.

Нормальну роботу електроприймачів можна забезпечити, якщо на їх застосованих є стабілізована напруга, а відхилення від неї (від номінальної напруги

приймача) негативно відбивається на роботі приймачів і може мати наслідком фінансові втрати. Наприклад, якщо напруга знижується на 5% від номінального значення, то світловий потік лампи розжарювання падає до 83%, а в люмінесцентних лампах спостерігається нестійка робота. І навпаки, якщо підвищується напруга на 5%, то термін служби ламп падає до 350 год (при гарантованих 1000 год).

Різниця фактичної напруги на виводах електроприймача і його номінальної напруги є одним із важливих параметрів якості енергії. Планомірний контроль за величиною напруги та забезпечення цієї величини в допустимих рамках є найважливішим завданням персоналу. Але підтримувати напругу для споживачів постійною і рівно номінальною майже неможливо, особливо це стосується умов міських розподільчих мереж, де присутня значне число різноманітних за навантаженням та регламентом роботи споживачів.

З огляду на це норми державного стандарту встановлюють межі дозволених відхилень напруги, які представлені у відсотках від значення номінальної напруги. Коли напруга приймача є вищою від номінального значення, то відхилення є позитивним, у протилежному випадку - негативним. Стандартна величина зниження напруги у найвіддаленіших лампах внутрішнього робочого освітлення промпідприємств і громадських будівель не повинна перевищувати 2,5% від їх номінальної напруги, а найвіддаленіших ламп аварійного освітлення, освітлення житлових приміщень і зовнішнього освітлення на світильниках, - не більше 5%. Найбільшу напругу на лампах допускають в 105% від номінального значення напруги ламп. Відхилення величини напруги на виводах електричних двигунів від номінальної не повинно перевищувати $\pm 5\%$, допустиме відхилення до $\pm 10\%$ може бути вищим від номінального. Отже, для електромережі напругою 380 В при дозволених відхиленнях $\pm 5\%$ значення напруги на виводах електричних приймачів може бути в межах від 361 В до 399 В. Дозволений рівень напруги гарантується виваженою побудовою мережі та вибором її показників, а також адекватним регулюванням напруги на шинах джерел живлення [6].

Досліджуючи питання регулювання напруги, варто також розрізняти

засоби місцевого регулювання та засоби централізованого регулювання, які отримали найбільше поширення та розповсюдження на шинах джерел живлення.

При проведенні реконструкції понижувальної підстанції для електропостачання міських споживачів необхідно в комплексі розглянути такі вимоги:

- *надійність живлення*, оскільки центральні міські райони зазвичай мають важливі адміністративні об'єкти, що вимагають постійного електропостачання (споживачі I-ї категорії). Житлові багатоповерхові будинки та громадські будівлі відносяться до I-ї категорії, що допускає короточасні перерви живлення під час перемикання;

- *мережева структура* охоплює енергопостачання, що здійснюється від трансформаторних підстанцій та розподільних пунктів через кільцеві мережі напругою 10 кВ;

- *обмеження*, викликані наявними обставинами, зокрема через постійні обстріли енергетичної інфраструктури активно діють графіки відключень, згідно яких споживачі використовують активні заходів управління попитом;

- *нормативна база*, яка включає питання експлуатаційної надійності, що регламентуються правилами експлуатації електроустановок споживачів.

Тому проблема підвищення експлуатаційної надійності електричних мереж в міських населених пунктах через удосконалення їх функціональності та режимів енергозбереження є на повісті дня та має доволі значне народно-господарське значення.

Підсумовуючи викладений вище матеріал, можна стверджувати, що питання впровадження процесів реконструкції діючих електромереж міських районів на сьогодні є надзвичайно важливим, а тематика кваліфікаційної роботи «*Реконструкція знижувальної підстанції для електропостачання споживачів центрального району міста*» - актуальною.

Об'єктом дослідження є понижувальна підстанція для електропостачання споживачів центрального району міста.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка надійної та ефективної системи електропостачання споживачів центрального району міста із забезпеченням зменшення витрат електроенергії та її якості згідно встановлених стандартів.

Для виконання поставленої в кваліфікаційній роботі мети були вирішені такі завдання:

- розроблено генеральний план мережі району на базі підстанції 110/10 кВ;
- розроблено однолінійну схему електричних з'єднань на базі підстанції 110/10 кВ;
- виконано аналіз та розрахунок комірки розподільного пристрою високої напруги і схеми заповнення комірки розподільного пристрою низької напруги;
- розроблено схему електричну та монтажну шафи захисту трансформатора;
- проведено розрахунок грозозахисту, заземлення і освітлення підстанції 110/10 кВ;
- виконано аналіз пошкоджень електрообладнання, зокрема, вимикача типу ВГТ-110.

Практична новизна кваліфікаційної роботи полягає в запропонованому варіанті проєкту реконструкції знижувальної підстанції для електропостачання споживачів центрального району міста, який передбачає забезпечення надійного живлення, необхідних показників якісної електроенергії згідно встановлених вимог енергетичної ефективності і функціональності, а також можливості практичного використання розробленого проєкту реконструкції для типових міських варіантів систем електропостачання.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Роль міської електромережі у системі електропостачання міста

Прогрес народного господарства кожної країни зазвичай забезпечується активним розвитком енергетики, а ріст генерації електроенергії, в свою чергу, вимагає розсудливої організації передачі електроенергії та розподілу її. І велику роль у розподілі електричної енергії відводять міським електромережам.

Збільшення кількості електричної енергії обумовлено як зростанням міського населення і появою нових міст так й якісними змінами, що спостерігаються на промислових підприємствах та у побутовому міському секторі. Швидко зростає енергоозброєність вітчизняної промисловості, при якому електроенергія стрімко проникає майже у всі галузі виробництва. Безперервний ріст добробуту населення з його матеріальним та культурним рівнем зумовлює інтенсивне впровадження в побут різних електричних побутових приймачів. Ця обставина значно підвищує вимоги до фахівців міських електромереж, яких повинні забезпечити надійне та економічне електропостачання споживачів. Але тут виникає проблема ускладнення роботи через зміну технічного оснащення самих міських мереж та зростаючими вимогами споживачів до якості наданої електроенергії. Персонал міських мереж повинен вміти при використанні своїх можливостей забезпечити працездатний стан мережевих споруд і обладнання, а також сприяти створенню найкращих режимів роботи мережі [7].

Міська електрична мережа займає важливе місце у системі електропостачання міста і при передачі та розподілі електроенергії на його території має бути адекватна система електропостачання, яка складається з трансформаторних підстанцій та електричних мереж різного класу напруги.

Живлення такої системи зазвичай здійснюється від розміщених на території міста теплових електростанцій та теплових і гідроелектростанцій поза за його межами. Лінії електропередачі напругою 35 кВ і 110 кВ використовуються для передачі енергії від зовнішніх джерел до міських споживачів. Вибір схеми системи електропостачання, параметрів окремих компонентів, кількість пере-

творень електроенергії при її передачі та інших показників системи визначають, виходячи із величини міста [4].

На рис. 1.1 наведено приклад принципової схеми такої системи для великого міста, а для невеликих міст в залежності від місцевих умов у такій системі електропостачання можуть бути відсутні деякі ланка і навпаки, для великих міст, система живлення ускладнюється.

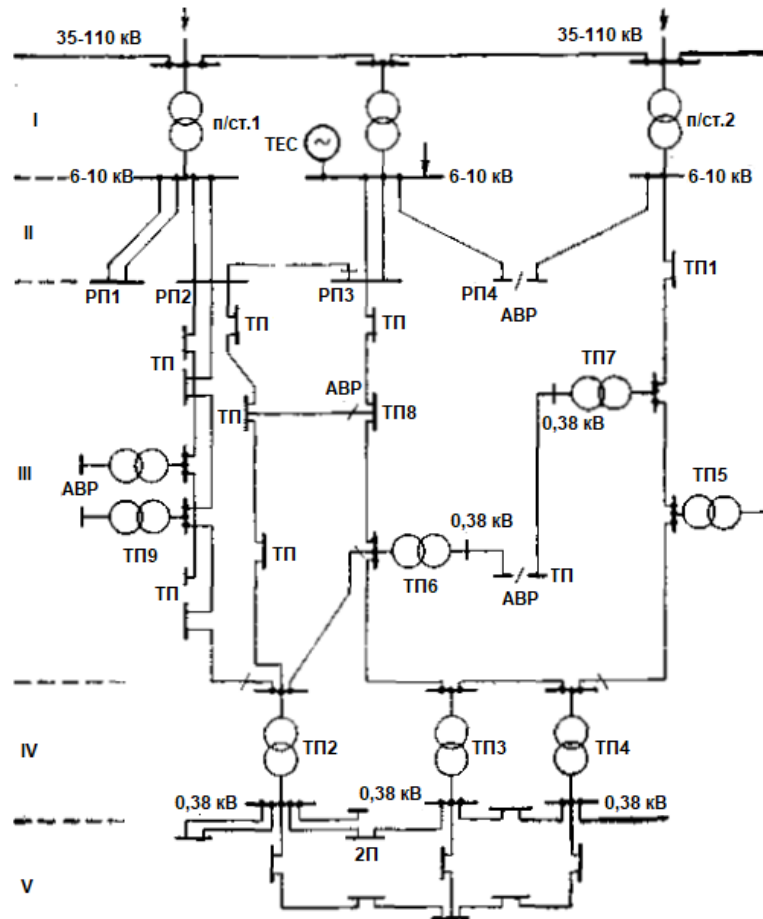


Рисунок 1.1 – Приклад принципової схеми електропостачання міста

З рис. 1.1 видно, що розташована на території міста ТЕС, яка є в цьому випадку джерелом живлення, пов'язана з міськими підстанціями 1 і 2 за допомогою ліній 35-110 кВ. Зазвичай ці лінії утворюють кільце, до якого приєднуються розташовані поза територією міста лінії напругою 35-110 кВ від джерел живлення. Поєднання ліній напругою 35-110 кВ та міських понижувальних розподільних районних підстанцій 35-110/6-10 кВ утворюють систему електропостачання міста (зона I на рис. 1.1).

Розміщені між збірними шинами напругою 6-10 кВ міських підстанцій і понижувальних підстанцій та вводом напругою 0,4 кВ у житлові будинки та до невеликих споживачів електричні лінії напругою 6-10 кВ і 0,4 кВ формують міську розподільчу мережу. Така мережа використовується для розподілу електроенергії між споживачами або групами споживачів і окремі її ланки входять до зон II, III, IV і V (рис. 1.1).

1.2 Аналіз складових елементів міської розподільчої мережі

Розподільний пристрій напругою 6-10 кВ електростанцій чи знижуючих підстанцій представляє собою центр живлення. Розподільна мережа 6-10 кВ у великих містах виконується у вигляді 2-х ланок - мережі живлення та розподільчої на напругу 6-10 кВ. До складу 1-ї мережі (зона II на рис. 1.1) входять мережі живлення, розподільні пункти і лінії зв'язку напругою 6-10 кВ між ними. Лінія живлення 6-10 кВ розподільчого пункту від центру живлення не має розподілу енергії по довжині, а розподільним пунктом є підстанція 6-10 кВ міської мережі або промислового підприємства, що використовується для прийому та розподілу електричної енергії одного класу напруги без її трансформації та перетворення.

Це свідчить про те, що мережі 6-10 кВ і розподільчі пункти можуть мати різне призначення. Наприклад, пункти РП2 та РП3 живлять розподільчу мережу загального користування, а пункти РП4 та РП1 задіяні у схемі електропостачання потужних споживачів (рис. 1.1). Відхідну розподільну мережу 6-10 кВ від РП1 і РП4 на рисунку не позначено, оскільки вона є внутрішньою мережею споживача і не входить до складу міської мережі.

Зони III, IV і V утворюють розподільчу мережу, яка є складається з розподільчих ліній 6-10 кВ (зона III), трансформаторних підстанцій (зона IV) і розподільчих ліній 0,4 кВ з вводами до споживачів (зона V).

Розподільною мережею 6-10 кВ здійснюється харчування трансформаторних підстанцій, що живлять розподільну мережу напругою 0,4 кВ загального користування (на рис. 1.1 зона V - ТП2, ТП3 і ТП4). Від цієї мережі також

можна здійснювати живлення невеликих промислових споживачів із власними трансформаторними підстанціями (, наприклад, ТП5 на рис. 1.1).

Розподільна мережа напругою 0,4 кВ (зона V) використовується для живлення комунально-побутового сектору міста і її мережа знаходиться на вводі до споживачів.

Відповідно до вимог по надійності електропостачання споживачів виконують схеми побудови електромереж і розподільних мереж. Згідно з Правилами улаштування електроустановок електричні приймачі споживачів розділяють на 3 категорії [8]. Варто зазначити, що Правила улаштування електроустановок встановлюють умови живлення тільки для окремих електроприймачів, що їх складають.

До 1-ї категорії відносяться електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може викликати небезпеку для життя людей, значні пошкодження майну, порушення важливих аспектів міської діяльності. Окрім промислових споживачів, до електроприймачів 1-ї категорії відносяться телеграфні станції, водопровідна та каналізаційна служба, радіо і телебачення станції, операційні відділення лікарень.

Найвищі вимоги по надійності електропостачання висуваються до електроприймачів 1-ї категорії: вони мають отримувати електричну енергією від 2-х незалежних джерел, і перерва в електропостачанні допускається тільки під час автоматичного введення резервного живлення.

На рис. 1.1 наведено приклади електропостачання приймачів 1-ї категорії, де живлення РП4 виконано від ТЕС та підстанції 2 і на шинах розподільного пристрою 6-10 кВ РП4 встановлено пристрій автоматичного включення резервного живлення. Живлення споживача 1П виконано від ТП6 і ТП7, зв'язаних розподільною мережею 6-10 кВ з незалежними джерелами живлення (ТЕС та підстанцією 2). На шинах напругою 0,4 кВ для споживача 1П можна встановити автоматичне введення резерву, яке дозволяє автоматично підтримувати у випадку виходу з ладу ТЕС або підстанції 2.

До 2-ї категорії належать електроприймачі, відсутність електропостачання яких може спричинити недовідпуск продукції, зупинку виробництва, пору-

шення нормальної міської діяльності. До цієї категорії належать системи електричних приймачів будівель висотою більше 5 поверхів, адміністративних і громадських будівель, лікарень та дитячих садків, навчальних закладів і шкіл, а також споживачів із сумарним навантаженням кабельних мереж від 300 кВ·А до 10000 кВ·А та повітряних ліній від 1000 кВ·А.

Для приймачів 2-ї категорії допустима перерва в електропостачанні складає часовий інтервал, який потрібен для ввімкнення включення резервного живлення черговим диспетчером. Основне та резервне живлення зазвичай виконують від одного джерела і живлення таких електричних приймачів може здійснюватися від одного трансформатора при наявності в них централізованого. Також при наявності необхідних технічних і економічних обґрунтувань у схемах живлення приймачів 2-ї категорії можна застосовувати пристрої автоматичного введення резерву. На рис. 1.1 видно, що живлення основної маси трансформаторних підстанцій відповідає цим умовам, зокрема, для споживачів ТП8 можна встановити автоматичне введення резерву при напрузі 6-10 кВ, для споживачів ТП9 - при напрузі 0,4 кВ. Також двостороннє живлення споживача 2П виконано мережею 0,4 кВ.

Інші електроприймачі відносяться до 3-ї категорії, де допустима перерва електропостачання становить час, необхідний для ремонту чи заміни пошкоджених елементів мережі (не більше 1 доби) і живлення таких споживачів виконано за радіальними лініями.

При визначенні умов експлуатації міських розподільчих мереж розглядають такі їх загальні особливості [9]:

- кількість мережевих споруд та електроустаткування відносно малої потужності, розміщених на території міста;
- встановлене різнотипне та різнохарактерне в мережі обладнання;
- відсутність стаціонарного чергового персоналу на трансформаторних підстанціях і розподільних пунктах;
- складність охорони мережевих споруд внаслідок їх великої кількості;
- імовірність із визначеними місцевими умовами різної адміністративної підпорядкованості певних компонентів мережі (елементи розподільчої мережі

мають входити до складу однієї структури організації - міської електричної мережі).

1.3 Аналіз вимог при побудові розподільних електромереж

При побудові розподільчих мереж беруть до уваги наступні вимоги. Перш за все, мережа повинна забезпечувати заданий рівень надійності електропостачання споживачів згідно із категорією надійності електроприймачів. Фінансові витрати на побудову мережі та щорічні витрати на її експлуатацію повинні бути в оптимальних межах при обов'язковому забезпеченні потрібної якості енергії, тобто дотримання рівня напруги споживачів. Мережа має бути зручною під час експлуатації, безпечною та простою при обслуговуванні [10].

Схема побудови мережі встановлює тип необхідного устаткування, умови експлуатації певних ділянок мережі, частоту оглядів і ремонтів обладнання, способи безаварійної роботи працівників та інші характеристики.

В залежності від розмірів міста та інших специфічних умов розподільна мережа 6-10 кВ включається безпосередньо до центру живлення (ЦЖ) або може мати окрему ланку у вигляді мережі живлення напругою 6-10 кВ. Необхідно зауважити, що відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок, така мережа не завжди створюється і її потреба має бути обґрунтована за допомогою порівняння з варіантом прямого живлення розподільчої мережі від центру живлення [8].

У системах електропостачання потужних промислових споживачів, що мають навантаження більше 1000 кВ·А, використання електромережі 6-10 кВ і розподільного пункту є доцільним. Приєднання до схеми живлення розподільного пункту дозволяє полегшити внутрішню заводську мережу 6-10 кВ, що виконана в більшості випадків за найпростішою радіальною схемою. Розподільний пункт промислового споживача мав би використовувати живлення міської розподільної мережі з комунальними побутовими споживачами. Раціонально також сумісно використовувати мережу 6-10 кВ для живлення споживачів різнохарактерного навантаження, оскільки це підвищує ефективність застосування пропускної можливості мережі.

Також при побудові мережі напругою 6-10 кВ згідно вимог Правил улаштування електроустановок застосовують схеми з автоматичним резервуванням введів в розподільних пристроях. Величина потужності короткого замикання на збірних шинах 6-10 кВ розподільного пристрою не має бути більшою за 200 МВ·А для мереж 10 кВ та 350 МВ·А - для мереж 6 кВ. Лінії живлення 6-10 кВ зазвичай виконують кабелями з найбільшими перерізів (з алюмінієвими жилами, 185-240 мм²).

Оскільки схеми створення мереж напругою 6-10 кВ є доволі різноманітними, то розглянемо найпоширеніші [11].

На рис. 1.2 приведено типові схеми мережі живлення при паралельній роботі ліній 6-10 кВ. На рисунку зліва живлення розподільний пристрій отримує живлення від центру двома лініями 6-10 кВ, які є взаємно резервовані і працюють паралельно в нормальному режимі. Для вибіркового захисту на приймальних кінцях ліній живлення в розподільному пристрої передбачено максимальний спрямований захист, для живлення якого можна використовувати три паралельні лінії напругою 6-10 кВ. На рисунку справа паралельна робота ліній живлення 6-10 кВ розподільних пристроїв 2 і 3 здійснюється напряму між зазначеними розподільними пристроями.

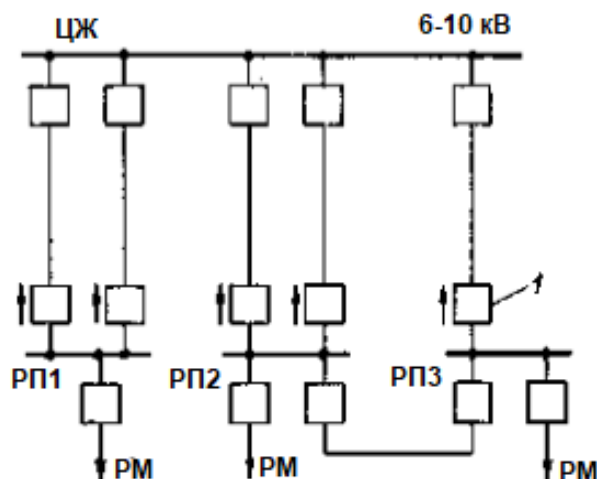


Рисунок 1.2 - Мережа 6-10 кВ з паралельною роботою ліній живлення:

1 - масляний вимикач на максимальний спрямований захист

У випадку паралельної роботи ліній живлення розподільних пристроїв здійснюється від одного самостійного джерела, відповідно, ці схеми можуть послугувати тільки для живлення приймачів 2-ї та 3-ї категорій. Паралельна

робота викликає збільшення потужності короткого замикання на шинах 6-10 кВ розподільного пристрою і, відповідно, в розподільній відхідній мережі від розподільного пристрою. Також автоматично підтримується найкращий режим в мережі живлення 6-10 кВ при найменших втратах енергії. Використаний в схемі максимальний спрямований захист дозволяє забезпечити безперебійне електропостачання споживачів і у випадку пошкодженні однієї із паралельних ліній напругою 6-10 кВ від відключає без втрати живлення.

На рис. 1.3 приведено схему з роздільною роботою ліній живлення напругою 6-10 кВ, у якій кожна лінія живлення 6-10 кВ працює незалежно від інших ліній в нормальному режимі. Варто відмітити, що обидві лінії в цьому режимі підтримують навантаження розподільного пристрою, який секціонується. У відімкненому міжсекційному масляному вимикачі в розподільному пристрої встановлено пристрій автоматичного включення резерву двосторонньої дії, який спрацьовує у випадку пошкодження однієї із ліній живлення 6-10 кВ та забезпечує для них взаємне автоматичне резервування.

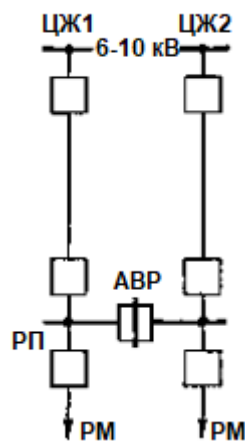


Рисунок 1.3 - Мережа 6-10 кВ з роздільною роботою ліній живлення

Згідно схеми рис. 1.3 живлення розподільного пристрою може здійснюватися від джерел живлення 1 і 2, відповідно, мережа 6-10 кВ з роздільною роботою ліній може бути застосована в системах електропостачання приймачів 1-ї категорії. Пристрій автоматичного включення резерву працює із заданою витримкою часу, що викликає короточасну перерву електропостачання споживачів у випадку пошкодження ліній живлення 6-10 кВ.

Комбіновані схеми організації мережі живлення напругою 6-10 кВ приведені на рис. 1.4, які використовують режим паралельної та роздільної роботи лінії. Такі схеми знайшли застосування при організації самостійних вузлів мережі 6-10 кВ з двома або більшою кількістю розподільних пристроїв або при значній прохідній потужності одного розподільного пристрою. Комбіновані схеми найкраще відповідають різним вимогам щодо електропостачання міських споживачів. Наприклад, приведена на рис. 1.4, б схема є типовою для мереж напругою 6-10 кВ таких міст як Київ, Харків, Запоріжжя.

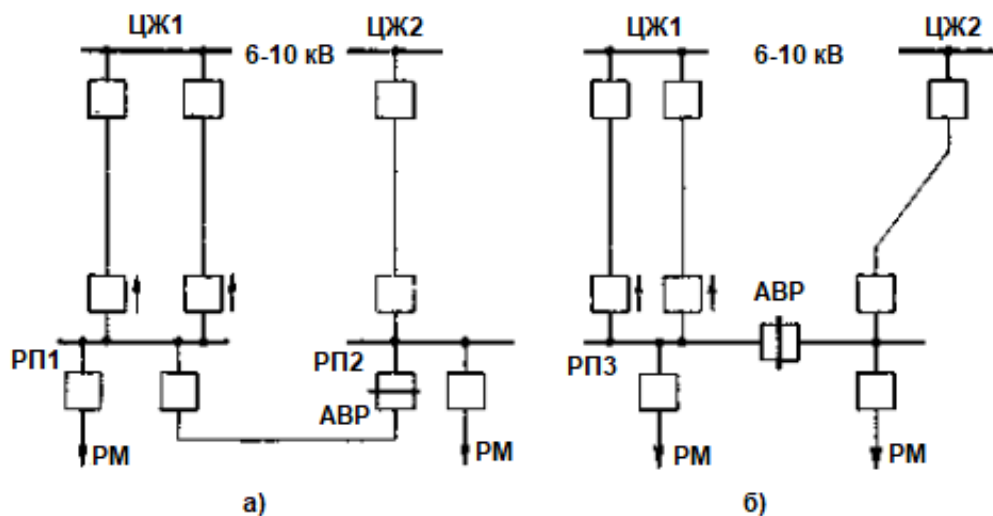


Рисунок 1.4 - Схеми комбіновані мережі живлення напругою 6-10 кВ

1.4 Аналіз задач реконструкції діючих міських електромереж

Зараз ми спостерігаємо безперервне збільшення навантаження мереж через фактичне зростання та приєднання додаткових потужностей і, відповідно, міські розподільчі мережі повинні планомірно зростати, щоб зрівноважити навантаження споживачів з їхньою пропускною здатністю.

Прокладаючи додаткові розподільчі лінії напругою 10 і 0,4 кВ, споруджуючи нові розподільні пункти і трансформаторні підстанції, виконуючи заміну малопотужних трансформаторів на більш потужні можна здійснювати реконструкцію і розвиток діючих мереж. Також за рахунок переведення таких мереж на вищу напругу можна добитися збільшення їх пропускної здатності. Варто зазначити, що перераховані заходи є доволі ефективними і виконуються зазвичай коштами, виділеними на капітальний ремонт [12].

Якщо проводити реконструкцію мереж напругою до 1 кВ, то отримуємо доволі сприятливі умови, так як кабелі низької напруги мають ізоляцію, якої можна використовувати при напругах до 1 кВ. Реконструкцію таких мереж визначається режимом їх роботи і її можна виконувати різними способами.

Якщо є трипровідна кабельна мережі напругою 220 В, то дуже доцільно реконструювати таку мережу на чотирипровідну з напругою 380/220 В. В результаті цього збільшується лінійна напруга з 220 В до 380 В, а струми в розподільних лініях та будинкових магістралях знижуються в 1,73 рази і втрати електроенергії при фактичному навантаженні будуть меншими майже втричі. В цьому випадку ми отримуємо можливість приєднати додаткове навантаження в мережі напругою 380/220 В без прокладки нових кабельних ліній. Реконструкцію в більшості випадків виконують таким чином, щоб однофазні лічильники та електроприймачі споживачів і далі працювали на попередній напрузі. Наприклад, в міській мережі м. Києва для цього використали свинцева оболонку задіяних кабелів у якості нульового проводу, тобто здійснити перехід до чотирипровідної мережі напругою 380/220 В без прокладання додаткового проводу для створення системи з глухозаземленою нейтраллю [13].

В згаданих вище випадках при реконструкції трипровідної мережі в чотирипровідну і переході до величини напруги 380/220 наявні трансформатори в трансформаторних підстанціях потрібно замінити на більш потужні трансформатори з потрібною вторинною напругою. Цей захід може вимагати розширення діючих трансформаторних підстанцій або навіть побудову нових з більшими розмірами. Варто відмітити, що в даний час розширилися можливості встановлення трансформаторів більшої потужності в діючих трансформаторних підстанціях внаслідок виробництва трансформаторів з холоднокатаною сталлю (вони є меншими у порівнянні з трансформаторами старих типів). Отже, ми можемо виконати заміну трансформаторів у межах існуючих габаритів трансформаторних підстанцій або перепланувати їх і ін.

Також із ростом навантаження останнім часом все актуальнішим стає реконструкція діючих кабельних мереж напругою 6 кВ на напругу 10 кВ. Правила улаштування електроустановок рекомендують у будь яких ситуаціях

при реконструкції міських розподільчих мереж 6 кВ використовувати напругу 10 кВ, а необхідність використання напруги 6 кВ потрібно підтвердити техніко-економічним обґрунтуванням [8]. Розподільні мережі нових міських районів також потрібно виконуватися напругою 10 кВ незалежно від напруги діючих мереж.

Раціональність такої реконструкції мереж не вимагає ніяких техніко-економічних обґрунтувань, а масштаб робіт при переводі діючих кабельних мереж 6 кВ на 10 кВ визначають згідно місцевих умов. Також не виникає труднощів при використанні устаткування мереж напругою 6 кВ, оскільки усе устаткування з фарфоровою ізоляцією випускається тільки на напругу 10 кВ. Але у всіх випадках потрібно замінити трансформатори напруги і запобіжники: силові трансформатори 6 кВ замінюють на трансформатори з напругою первинної обмотки 10 кВ.

Зваженого підходу вимагає використання діючих кабелів із виробничою напругою 6 кВ при напрузі 10 кВ потребує. Перед проведенням реконструкції за допомогою випробувань та досвіду експлуатації потрібно знайти дефектні ділянки кабельних ліній напругою 6 кВ та замінити їх кабелем напругою 10 кВ. Практика доводить, що пробивна здатність кабелів напругою 6 кВ, переведених на напругу 10 кВ, збільшується у 2 рази, тобто це необхідно враховувати при організації ремонтних робіт у процесі експлуатації реконструйованої мережі. Внаслідок збільшення зарядного струму такої мережі в 1,73 рази потрібно замінити дугогасильні котушки на джерелах живлення.

Одночасно з реконструкцією діючої мережі напругою 6 кВ також потрібно виконати певні роботи на джерелах живлення - встановити трансформатори з вторинною напругою 10 кВ:

- можна встановити трансформатори з двома вторинними обмотками 6 кВ та 10 кВ;
- встановити перехідні трансформатори 10/6 кВ;
- виконати заміну вищезазначеного обладнання 6 кВ;
- перевірити ізоляційні відстані і ін.

Переведення електромереж напругою 6 кВ на напругу 10 кВ потрібно виконувати за проектом, в якому вирішують ряд технічних питань з детальним планом організації робіт із розбивкою їх на етапи та розрахунком необхідної робочої сили, транспорту і матеріалів. На 1-му етапі здійснюють реконструкцію трансформаторних підстанцій, встановлюють автотрансформатори, виконують підготовчі роботи з джерелами живлення. На 2-му етапі - виконують заміну пошкоджених кабелів та з'єднувальних муфт. Завершальні роботи здійснюються тоді, коли знижується навантаження мережі. Згідно графіку виконують заміну трансформаторів на джерелах живлення та трансформаторних підстанцій і відповідне обладнання [14].

Додатковим складним моментом реконструкції виступає забезпечення надійного електропостачання споживачів у процесі реконструкції електромережі, оскільки потрібно відключати деякі ділянки мережі та споживачів. Тут, згідно місцевих умов, потрібно вживати конкретні заходи, про які споживачів потрібно вчасно повідомляти про відключення на день виконання робіт.

З того часу, коли прийнято рішення про реконструкцію мережі напругою 6 кВ на напругу 10 кВ, необхідно все нововведене обладнання і кабелі (крім трансформаторів напруги, запобіжників і вентильних розрядників):

- встановити на напругою 10 кВ;
- розподільні пристрої виконувати у габаритах 10 кВ;
- робити запас силових трансформаторів 10 кВ.

Тимчасово такі трансформатори можуть працювати у мережі 6 кВ при попередньому переведенні обмотки трансформатора із зірки на трикутник. Перед проведенням реконструкції необхідно здійснити не менше двох раз на рік профілактичних випробувань кабелів 6 кВ напругою 50 кВ за допомогою випрямленого струму та випробувань устаткування напругою 42 кВ за допомогою змінного струму. Необхідно також виконувати сповіщення споживачів про терміни запланованих робіт та необхідність підготовки до реконструкції їх мереж та електромережевих конструкцій.

1.5 Висновки до розділу 1

1. Розглянуто роль міської електромережі у системі електропостачання міста, яка займає важливе місце у системі його електропостачання міста і при передачі та розподілі електроенергії на його території має бути адекватна та ефективна система електропостачання.

2. Виконано аналіз складових елементів міської розподільчої мережі, який показав, що найвищі вимоги по надійності електропостачання висувуються до електроприймачів 1-ї категорії, оскільки вони мають отримувати електричну енергію від 2-х незалежних джерел і перерва в електропостачанні допускається тільки під час автоматичного введення резервного живлення.

3. Проаналізовано вимоги при побудові розподільних електромереж, які показали, мережі повинні забезпечувати заданий рівень надійності електропостачання споживачів згідно із категорією надійності електроприймачів.

4. Проведено аналіз задач реконструкції діючих міських електромереж, який показав, що із ростом навантаження останнім часом все актуальнішим стає реконструкція діючих кабельних мереж напругою 6 кВ на напругу 10 кВ.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Характеристика об'єкту, що підлягає реконструкції

Згідно умов, що були отримані від енергосистеми, підключення живлення реконструйованої підстанції необхідно реалізувати за допомогою двоколової повітряної лінії напругою 110 кВ. На рис 2.1 приведено частину схеми електропостачання.

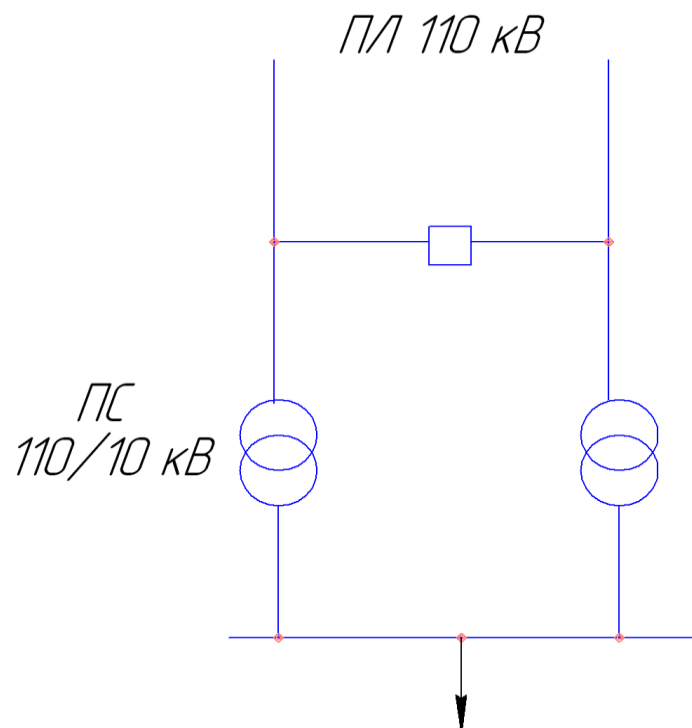


Рисунок 2.1 – Частина схеми електропостачання

Основна частина центрального міського району Виноградова отримує живлення від підстанції, а самі споживачі відносяться до I-ї, II-ї і III-ї категорій за надійністю електропостачання

Повітряними лініями напругою 10 кВ, виконаних за радіально-магістральною схемою, виконано живлення всіх споживачів центрального району міста. В графічній частині кваліфікаційної роботи приведено генеральний план мережі району, на основі якого було виконано реконструкцію.

2.2 Розрахунок режимів навантаження підстанції

Згідно статистичних даних добового навантаження споживачів електроенергії центрального району міста напругою 10 кВ можна розрахувати та побудувати добовий графік навантаження, який приведено на рис. 2.2.

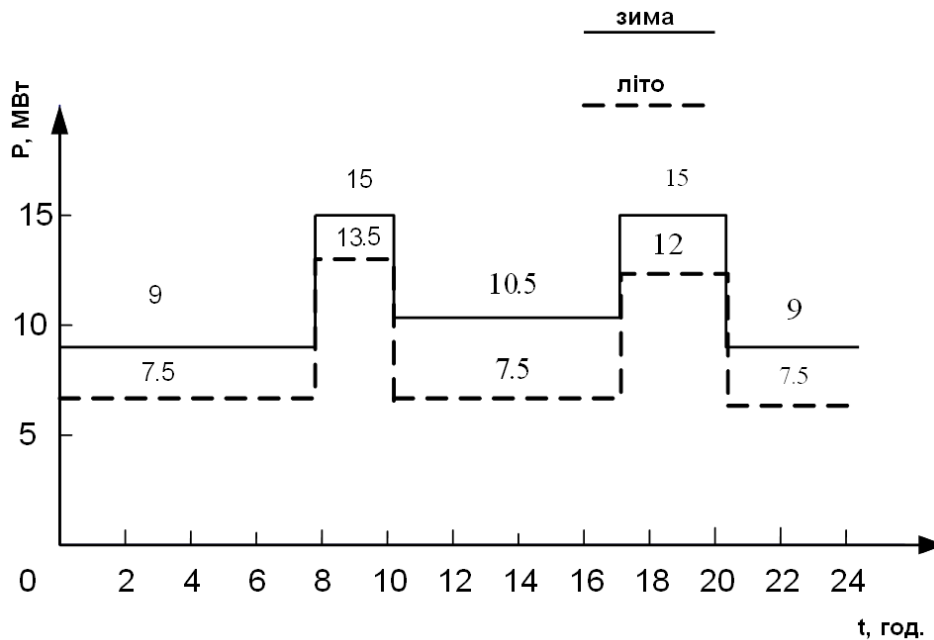


Рисунок 2.2 - Графік добового навантаження міського району

За добовим графіком навантаження (рис. 2.2) будемо річний графік навантаження за тривалістю (рис. 2.3). При побудові графіків будемо вважати, що на зимовий період припадає 180 днів, а на літній період – 185.

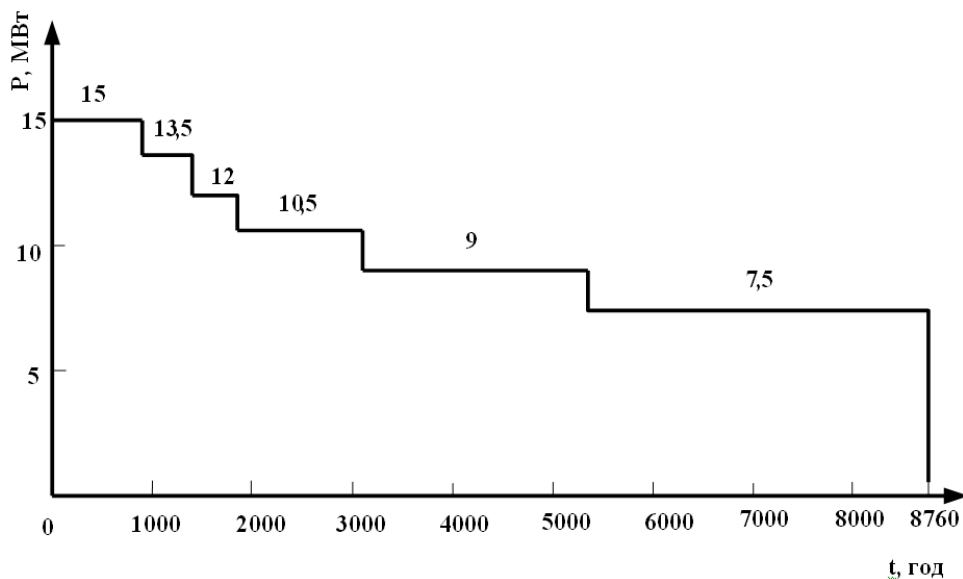


Рисунок 2.3 - Графік річного навантаження по тривалості

Згідно отриманого графіка річного навантаження по тривалості виконаємо розрахунок технічних і економічних показників підстанції, яка підлягає реконструкції [15].

Спочатку визначимо кількість енергії, що споживається протягом року:

$$W_n = \sum P_i T_i, \quad (2.1)$$

де P_i – значення активної потужності на i -му рівні графіку навантаження (МВт);

T_i – значення тривалості на i -му рівні графіку навантаження (год.)

$$W_n = 15 \cdot 915 + 13.5 \cdot 364 + 12 \cdot 546 + 10.5 \cdot 1281 + 9 \cdot 2196 + 7.5 \cdot 3458 = 84350 \text{ Вт} \cdot \text{год.}$$

Виконаємо розрахунок середньорічного навантаження за формулою:

$$P_{сpp} = \frac{W_n}{T_p}, \quad (2.2)$$

де T_p – кількість годин в році (8760 год).

$$P_{сpp} = 84350 / 8760 = 9,6 \text{ МВт.}$$

Визначимо значення коефіцієнта заповнення річного графіка навантаження за формулою:

$$K_{зnp} = \frac{P_{сpp}}{P_{макс}}, \quad (2.3)$$

де $P_{макс}$ – значення максимального навантаження при заданій напрузі (МВт).

$$K_{зnp} = 9,6 / 15 = 0,6.$$

Використовуючи графік добового навантаження міського району (рис. 2.2), розрахуємо кількість енергії, що споживається протягом доби. Енергію, що споживається протягом доби, можна розрахувати окремо для літнього і окремо для зимового добового графіка навантаження згідно приведеної формули (2.1).

Енергія, що споживається протягом літнього періоду:

$$W_\delta = 7,5 \cdot 19 + 12 \cdot 3 + 13,5 \cdot 2 = 205,5 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Енергія, що споживається протягом зимового періоду:

$$W_{\partial} = 9 \cdot 12 + 10,5 \cdot 7 + 15 \cdot 5 = 256,5 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Значення середньодобового навантаження визначимо за формулою:

$$P_{\text{срд}} = \frac{W_{\partial}}{T_{\partial}}, \quad (2.4)$$

де T_{∂} - кількість годин доби (24 години).

Для літнього періоду середньодобового навантаження буде становити:

$$P_{\text{срд}} = 205,5 / 24 = 8,56 \text{ МВт.}$$

Для зимового періоду середньодобового навантаження буде становити:

$$P_{\text{срд}} = 256,5 / 24 = 10,69 \text{ МВт.}$$

Значення коефіцієнта заповнення добового графіка навантаження можна знайти за формулою:

$$K_{\text{знд}} = \frac{P_{\text{срд}}}{P_{\text{макс}}}. \quad (2.5)$$

Для літнього періоду він буде становити:

$$K_{\text{знд}} = 8,56 / 13,5 = 0,63$$

Для зимового періоду він буде становити:

$$K_{\text{знд}} = 10,69 / 15 = 0,71$$

Розрахуємо значення часу використання найбільшого навантаження:

$$T_{\text{чв}} = \frac{W_n}{P_{\text{макс}}} \quad (2.6)$$

$$T_{\text{чв}} = 84340 / 15 = 5622 \text{ год.}$$

Розрахуємо значення часу найбільших втрат за формулою:

$$\tau_n = (0,124 + T_{\text{чв}} 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (2.7)$$

$$\tau_n = (0,124 + 5622 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4124 \text{ год.}$$

2.3 Розрахунок потужності і кількості силових трансформаторів

Так як від підстанції, що підлягає реконструкції, подається живлення до споживачів I-ї і II-ї категорії за надійністю, то відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок вона має бути обладнана двома силовими трансформаторами [8].

Для визначення технічно потрібної потужності трансформаторів можна використати наступну формулу:

$$S_m = \frac{P_{в.макс}}{\cos \varphi_n} \frac{K_{I,II}}{K_{ав}}, \quad (2.8)$$

де $\cos \varphi_n$ – значення коефіцієнта потужності навантаження;

$K_{I,II}$ – значення коефіцієнта для споживачів I-ї і II-ї категорії за надійністю при найбільшому навантаженні;

$K_{ав}$ – величина коефіцієнта при аварійному перевантаженні.

Виконаємо розрахунок коефіцієнта при аварійному перевантаженні для трансформаторів підстанції, що підлягає реконструкції. Відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок силовий трансформатор в аварійних режимах може бути перенавантажений на 40% (при коефіцієнті 1,4) на час найбільшого навантаження при загальній тривалості шість годин протягом доби і не більше 5 діб в загальному. У цьому випадку коефіцієнт заповнення навантаження добового графіка силового трансформатора в режимі його перевантаження повинен становити не більше 0,75. Якщо перша або друга згадані вище умови не виконуються, то згідно вимог Правил технічної експлуатації можна перевантажувати трансформатор на 30% (при коефіцієнті 1,3) на протязі 2-х годин [16].

Отже, вибираємо значення коефіцієнта при аварійному перевантаженні 1,4, так як повна тривалість найбільшого навантаження становить 5 годин, а значення коефіцієнта навантаження заповнення добового графіка – 0,7

$$S_m = \frac{15}{0,85} \cdot \frac{0,7}{1,4} = 8,8 \text{ МВА.}$$

Використовуючи шкалу стандартних параметрів потужностей трансформаторів, для технічного і економічного порівняння виберемо такі варіанти трансформаторів:

- з номінальною потужністю $S_{нт} = 10$ МВА;
- з номінальною потужністю $S_{нт} = 16$ МВА.

Технічне і економічне порівняння будемо здійснювати для типів трансформаторів, враховуючи напругу, що необхідна для подачі живлення споживачам, які підключених до цієї підстанції:

- трансформатори серії ТДН – 10000/110;
- трансформатори серії) ТДН – 16000/110.

Технічні параметри цих типів трансформаторів вибираємо за таблицею з навчального посібника [14] і фіксуємо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри силових масляних трансформаторів, що беруть участь в техніко-економічному порівнянні

Тип	U, кВ	Втрати, кВт		\underline{U}_K , %	\underline{I}_{xx} ,%	Маса, Т		Ціна, тис. грн.
		\underline{P}_{xx}	\underline{P}_K			повна	масла	
ТДН– 10000/110	110/10	18,0	60,0	10,5	0,9	42,0	14,5	280
ТДН– 16000/110	110/10	26,0	85,0	10,5	0,85	54,5	19,7	336

У таблиці 2.1 використані наступні позначення:

U – номінальна напруга обмоток трансформатора, кВ;

\underline{P}_K – втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

\underline{P}_{xx} – втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

\underline{U}_K – напруга короткого замикання %;

\underline{P}_{xx} - струм холостого ходу трансформатора %.

2.4 Розрахунок трансформаторів на можливі періодичні перевантаження

При проведенні розрахунку на допустимі періодичні перевантаження будемо використовувати добовий графік навантаження зимового періоду згідно і державними стандартами [18].

Виконаємо розрахунок еквівалентного навантаження підстанції за формулою:

$$S_E = \frac{1}{\cos \phi_n} \sqrt{\frac{\sum (P_i^2 t_i)}{\sum t_i}}, \quad (2.9)$$

де P_i – величина потужності на певному рівні в графіку навантаження (МВт);
 t_i – період дії певного рівня в графіку навантаження (год).

$$S_A = \frac{1}{0,85} \cdot \sqrt{\frac{15^2 \cdot 5 + 13,5^2 \cdot 2 + 12^2 \cdot 3 + 10,5^2 \cdot 7 + 9^2 \cdot 12 + 7,5^2 \cdot 19}{5 + 2 + 3 + 7 + 12 + 19}} = 11,7 \text{ МВА.}$$

Виконаємо розрахунок коефіцієнта еквівалентного навантаження за формулою:

$$K_E = \frac{S_E}{2S_{нм}}, \quad (2.10)$$

$$K_E = 11,7 / 2 \cdot 10 = 0,59.$$

Час найбільшого навантаження графіка становить 5 год, а значення еквівалентної температури середовища охолодження за даними навчального посібника [18] для Закарпатської обл. буде рівним $\Theta_{охл.е} = -14,1^\circ \text{C}$.

Згідно норм найбільших допустимих періодичних перевантажень силових трансформаторів з системою охолодження типу Д (коефіцієнт попереднього завантаження становить 0,6), їх дозволяється перенавантажувати до значення 1,46 на протязі 6 год., якщо температура охолоджуючого середовища рівна мінус 10°C [17]. Таким чином вибрані трансформатори відповідають вимогам при найбільших допустимих періодичних перевантаженнях, так як виконується наступна умова:

$$K_2 > K_{2E} \quad (1,46 > 0,59).$$

Оскільки тривалість максимуму графіка навантаження не перевищує 6 годин, то при подальших розрахунках орієнтуватимемося на $K_{ав} = 1,4$.

2.5 Розрахунок схеми електричних з'єднань і струмів короткого замикання

Найбільше значення робочого струму зі сторони 110 кВ підстанції, що підлягає реконструкції, можна визначити за формулою:

$$I_{роб.макс} = \frac{K_{ав} S_{нт}}{\sqrt{3} U_n}, \quad (2.11)$$

де U_n – значення номінальної напруги в мережі (кВ).

$$I_{роб.макс} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,074 \text{ кА.}$$

Отримане значення робочого струму дозволяє використати в розподільному пристрої напругою 110 кВ спрощену схему, яка складається з відділювачів і короткозамикачів, оскільки у цих відділювачів на напругу 110 кВ тривалий допустимий струм становить 1000 А. Для того, щоб схема була більш гнучкою та надійною, необхідно на стороні 110 кВ підключити міст з вимикачем. Така схема, що має вимикач в перемичці, дозволить забезпечити можливість підключення до другої лінії у випадку пошкодженні основної лінії і відключенні одного із трансформаторів.

При нормальному режимі роботи підстанції вимикач в перемичці повинен бути у ввімкненому стані, що у випадку короткого замикання можна було б миттєво відключити пошкоджену ділянку схеми та за допомогою автоматичного введення резерву відновити живлення споживачів підстанції. Варіант ремонтної перемички із роз'єднувачем дає змогу здійснювати вивід в ремонт вимикача без відхилення режиму живлення.

В графічній частині кваліфікаційної роботи приведено план реконструйованої підстанції, розріз по комірках розподільного пристрою зі сторони високої напруги і схему заповнення розподільного пристрою зі сторони низької

напруги, на рис. 2.4 показано однолінійну головну схема електричних з'єднань реконструйованої підстанції.

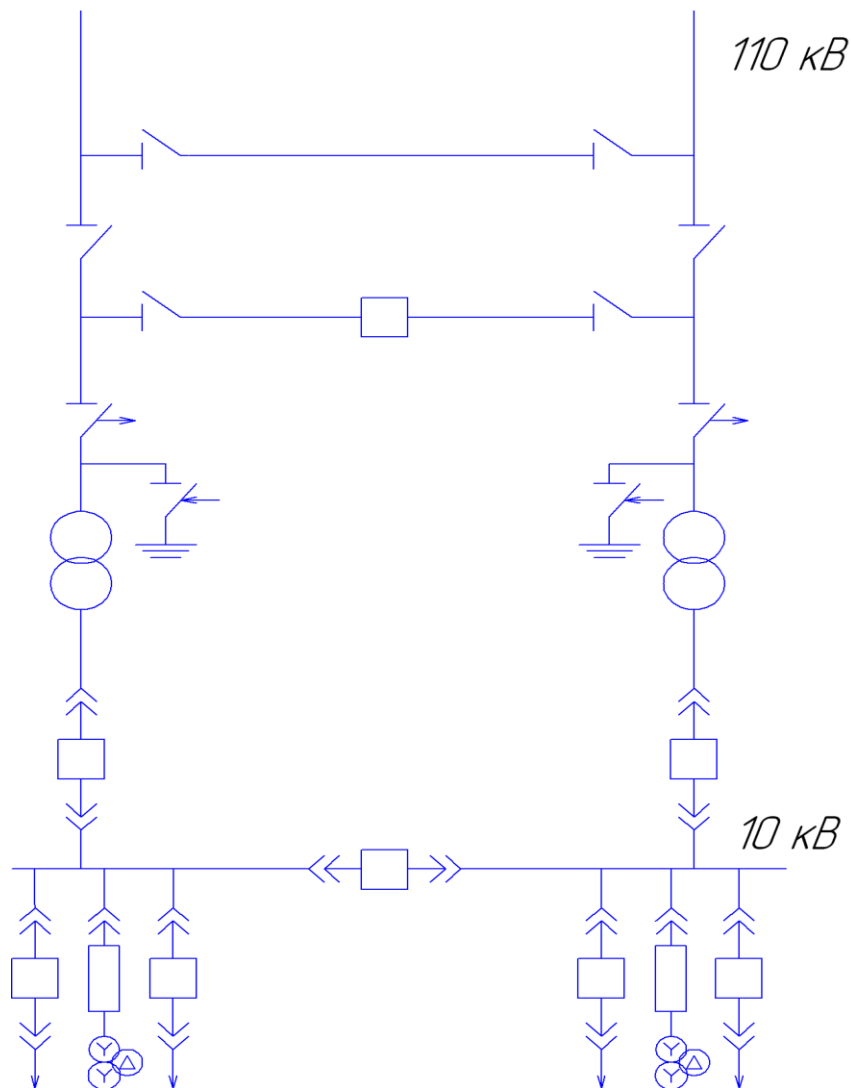


Рисунок 2.4 - Схема електричних з'єднань реконструйованої підстанції

Розраховуючи струми короткого замикання будемо вважати, що [19]:

- значення середнього питомого опору ліній становить $x_o = 0,4$ Ом/км;
- один трансформатор підстанції, на якій здійснюється реконструкція, виведено в ремонт, а до другого трансформатора підключено загальне навантаження підстанції.

Потрібно розрахувати наступні значення короткого замикання [20]:

- максимальний струм трифазного короткого замикання;
- мінімальний струм двофазного короткого замикання;
- максимальний струм однофазного короткого замикання.

Необхідно буде виконати розрахунок наступних точок:

- К1 - на стороні напруги 110 кВ підстанції;
- К2 - на збірних шинах підстанції напругою 10 кВ;
- К3 - в кінці щонайдовшої відхідної лінії напругою 10 кВ.

Визначення струму трифазного короткого замикання. На рис. 2.5 приведено розроблену схему заміщення мережі міського району, де враховано згадані вище припущення.

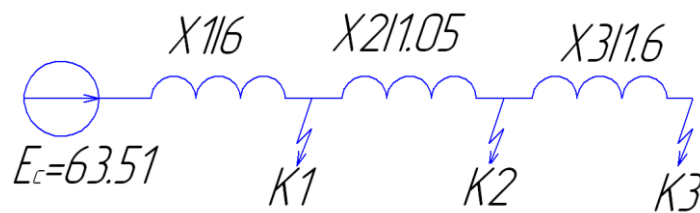


Рисунок 2.5 – Схема заміщення мережі міського району

Проведемо розрахунок значень схеми заміщення в одиницях системи СІ з точним визначенням і всі отримані значення приводимо до напруги 110 кВ [19].

Виконаємо розрахунок опору системи за формулою:

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_c''} \quad (2.19)$$

де U_c — значення напруги системи (кВ);

S_c'' — величина потужності короткого замикання на шинах системи (МВА).

$$X_c = \frac{110^2}{64} = 201 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо опір лінії напругою 110 кВ при умові, що $X_l = 20$ Ом.

$$X_l = x_{\text{ном}} \cdot L \quad (2.20)$$

Визначення опору обмоток трансформатора. Розрахуємо реактивний опір трансформатора за формулою:

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot S_n \quad (2.21)$$

де $U_{к\%}$ - величина напруги короткого замикання трансформатора;

$S_{ном}$ – значення номінальної потужності трансформатора.

$$X_2 = \frac{10,5}{100} \cdot 10 = 1,05 \text{ Ом.}$$

Знайдемо значення опору навантаження підстанції за формулою:

$$X_n = X_n'' \frac{U_{нз}^2}{K_{ав} S_{нт} (P_{макс} / P_{в.макс})} K_m^2, \quad (2.22)$$

де X_n'' – значення перехідного опору навантаження (0,35, [17]);

$U_{нз}$ – величина середньої напруги навантаження (кВ);

K_m – значення коефіцієнта трансформації трансформаторів на підстанції;

$P_{макс}$ – величина найбільшого навантаження підстанції (МВт).

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{10^2}{1,4 \cdot 10 \cdot (15 / 30,2)} \cdot \left(\frac{115}{11} \right)^2 = 52,7 \text{ Ом.}$$

Виконаємо розрахунок значення електрорушійної сили навантаження за формулою:

$$E_n'' = E_{н*}'' \frac{U_{нз}}{\sqrt{3}} K_m, \quad (2.23)$$

де $E_{н*}''$ – значення перехідної електрорушійної сили навантаження, (0,35, [17]).

$$E_3'' = 0,85 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot \frac{115}{11} = 53,87 \text{ кВ. кВ.}$$

Виконаємо розрахунок значення електрорушійної сили системи за формулою:

$$E_c'' = \frac{U_c}{\sqrt{3}} \quad (2.24)$$

$$E_1'' = 110 / \sqrt{3} = 63,15 \text{ кВ.}$$

Розрахунок струмів на стороні напругою 110 кВ реконструйованої підстанції

Розглянемо приклад, коли коротке замикання виникло в точці К1, відповідно, значення періодичної складової струму в початковий момент часу можна визначити за формулою:

$$I_{no}^{(3)} = \left(\sum \frac{E_i''}{X_i} \right) K_m, \quad (2.25)$$

де E_i – значення електрорушійної сили в певній активній гілці (кВ);

X_i – величина реактивного опору певній активної гілки (Ом).

$$I_{no.K1}^{(3)} = \frac{63,51}{20} = 3,17 \text{ кА.}$$

Розрахуємо значення ударного струму за формулою:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} K_y I_{no}^{(3)}, \quad (2.26)$$

де K_y – величина ударного коефіцієнта (1,8, [17]).

$$i_{y.K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,17 = 8,07 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів на шинах напругою 10 кВ реконструйованої підстанції

Розглянемо приклад, коли коротке замикання виникло в точці К2, відповідно, значення періодичної складової струму в початковий момент часу можна визначити за формулою (2.25):

$$I_{no.K3}^{(3)} = \left(\frac{53,87}{52,7} + \frac{61,57}{96,41} \right) \cdot \frac{115}{11} = 7,39 \text{ кА.}$$

Розрахуємо значення ударного струму за формулою (2.26):

$$i_{y.K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,39 = 18,81 \text{ кА.}$$

Отримані внаслідок виконаних розрахунків значення струмів короткого замикання представлені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Значення струмів короткого замикання на реконструйованій підстанції

Розрахункова точка	$I_{по}^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА
К1	3,17	8,07
К2	7,39	18,81

Так як промислові комутаційні апарати можуть відключити всі види струмів короткого замикання, що можуть виникнути на реконструйованій підстанції, то їх обмеження не вимагається.

2.6 Розрахунок освітлення реконструйованої підстанції

Освітлення зовнішнього периметру реконструйованої підстанції будемо виконувати прожекторами типу ПЗС-45 на напругою 230 В, потужність лампам 1000 Вт. Живлення системи освітлення буде здійснюватися від трансформаторів власних потреб.

Заплановано розмістити прожектори по кутах підстанції на прожекторних стовпах, розташування яких приведене на слайдах графічної частині кваліфікаційної роботи. Входячи з розміру типових стовпів, висота установки прожекторів буде становити $h = 22$ м, а кут нахилу встановлених прожекторів до площини підстанції буде рівним $\theta = 18^\circ$, [21].

Проведемо розрахунок системи освітлення підстанції, використовуючи метод ізольокс, зокрема, виконаємо побудову ізольокси одного прожектора.

Виконаємо розрахунок освітленості ділянки майданчика підстанції за формулою [22]:

$$E = eh^2\rho^3, \quad (2.27)$$

де e – величина норми освітленості поверхні (1 лк);

ρ^3 – значення допоміжної величина, що знаходять за таблицею з посібника [22] (для відстані 22 м від прожектора).

$$E = 1 \cdot 22^2 \cdot 2 = 968 \text{ лк.}$$

Використовуючи рисунок з посібника [22] за ізолюксами на умовній площині знаходимо координату $\eta=0,5$ з освітленістю 968 лк.

Розрахуємо координата на майданчику підстанції за формулою:

$$y = \eta \rho h \quad (2.28)$$

$$y = 0,5 \cdot 1,26 \cdot 22 = 13,86 \text{ м.}$$

Аналогічно виконуємо розрахунок координат, які використаємо для побудови ізолюкси освітленості, а отримані результати заносимо в табл. 2.3.

Таблиця 2. 3 – Побудова ізолюкси освітленості прожектора

X, м	22	33	44	55	66	77	88
Y, м	13,86	11,22	12,58	14,26	16,54	16,63	15,79

На рис. 2.6 зображено ізолюксу прожектора, яку зроблено тільки для одного квадранта, так як вона є симетричною щодо осі у. Після аналізу та дослідження різних варіантів розміщення прожекторів на прожекторних стовпах і аналізу отриманих зон освітленості вибираємо до встановлення 5 прожекторів на реконструйованій підстанції. На стовпі 1 встановлюємо два прожектори, а на стовпах 2, 3 і 4 встановлюємо по одному прожектору.

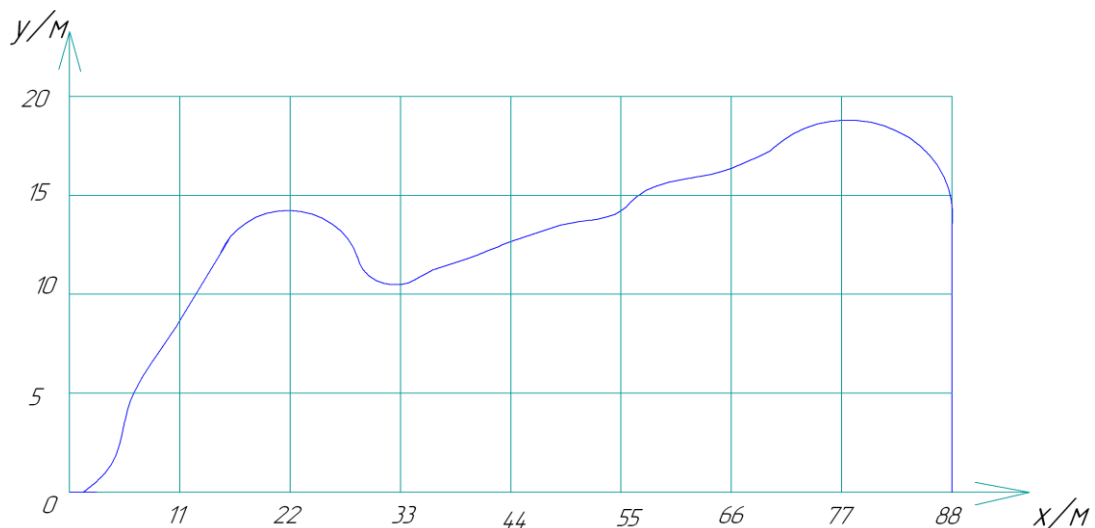


Рисунок 2.6 – Ізолюкса прожектора

Такий підхід до розташування прожекторів дозволяє повністю і ефективно освітити територію підстанції.

2.7 Висновки до розділу 2

1. Розглянуто характеристики підстанції, що підлягає реконструкції, і визначено, що підключення живлення реконструйованої підстанції необхідно реалізувати за допомогою двоколової повітряної лінії напругою 110 кВ.

2. Виконано розрахунок режимів навантаження підстанції та споживання електроенергії протягом доби, яку можна розрахувати окремо для літнього і окремо для зимового добового графіка навантаження.

3. Проведено розрахунок потужності і кількості силових трансформаторів, який показав, що доцільно обирати трансформатори серії ТДН на напругу 110/10 кВ.

4. Виконано розрахунок трансформаторів на можливі періодичні навантаження, який засвідчив, що вибрані трансформатори відповідають вимогам при найбільших допустимих періодичних перевантаженнях.

5. Проведений розрахунок схеми електричних з'єднань і струмів короткого замикання показав, що їх обмеження не вимагається, оскільки вибрані промислові комутаційні апарати можуть їх відключати у випадку виникнення на реконструйованій підстанції.

6. Виконано розрахунок освітлення реконструйованої підстанції, який здійснюється від трансформаторів власних потреб, а для освітлення реконструйованої підстанції встановлюємо 5 прожекторів.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Підбір силового обладнання і струмопровідних елементів

Вимикачі високовольтні. До встановлення на стороні напругою 10 кВ будемо надаємо перевагу вакуумним вимикачам типу ВБЕК передбачаючи, що на стороні 10 кВ буде встановлено комплектний розподільний пристрій (зовнішній монтаж) серії К-59. Аналогічно до ввідних вимикачів встановлюємо і секційні вимикачі з такою ж напругою.

Здійснимо підбір вхідних силових вимикачів на стороні напругою 10 кВ та їх перевірку. Розглянемо випадок, коли один трансформатор виведено в ремонт, а до другого підключене все навантаження. Спочатку розрахуємо значення найбільшого робочого струму за формулою [23]:

$$I_{роб.макс} = \frac{K_{ав} S_{нт} K}{\sqrt{3} U_H}, \quad (3.1)$$

де K – значення коефіцієнта, що відображає протікання через вимикач частини потужності на підстанцію.

Значення коефіцієнта для вхідних вимикачів можна знайти за формулою:

$$K = \frac{P_{макс}}{P_{в.макс}}, \quad (3.2)$$

де $P_{макс}$ – величина найбільшого навантаження (МВт).

$$K = \frac{1,8}{15} = 0,125;$$

$$I_{роб.макс} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 0,125}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,102 \text{ кА.}$$

Значення коефіцієнта для лінійних вимикачів можна знайти за формулою:

$$K = \frac{P_L}{P_{в.макс}}, \quad (3.3)$$

де P_L – величина навантаження на одну лінію (МВт).

$$K = \frac{15}{15} = 1;$$

$$I_{роб.макс} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,809 \text{ кА.}$$

Отже, до установки на підстанції обираємо вимикач вакуумний серії ВВ/TEL-10-20/1000, для електричних ліній - серії ВВ/TEL-10 -20/630.

Виконаємо перевірку на відключення при рівномірному струмі короткого замикання [24]:

$$I_{н.відкл} \geq I_{н\tau}^{(3)}, \quad (3.4)$$

де $I_{н.відкл}$ – номінальне значення струму відключення вимикача (для вибраних вимикачів рівний 20,0 кА);

$I_{н\tau}^{(3)}$ – значення періодичної складової струму короткого замикання під час розмикання контактів.

$$\tau = t_{чек} + 0,01, \quad (3.5)$$

де $t_{чек}$ – значення часу відключення вимикача (с).

$$\tau = 0,055 + 0,01 = 0,065 \text{ с.}$$

Для того, що спростити розрахунки, будемо вважати що $I_{н\tau}^{(3)} = I_{но}^{(3)}$, так як вимикач здатний відключити струм $I_{но}^{(3)}$, що є більшим за струму $I_{н\tau}^{(3)}$, відповідно він здатний також відключити і струм $I_{н\tau}^{(3)}$. Бачимо, що ця умова виконується, так як 20,0 кА > 7,4 кА.

Виконаємо перевірку на відключення при рівномірному струмі короткого замикання за формулою:

$$I_{н.відкл} (1 + \beta_n) \geq I_{но}^{(3)} (1 + e^{-\tau/T_a}), \quad (3.6)$$

де β_i – величина нормованого вмісту аперіодичної складової (для вибраних вимикачів вона рівна 0,4);

T_a – значення постійної часу спадання аперіодичної складової струму короткого замикання (при напрузі 10 кВ вона становить 0,045 с, а при напрузі 35 і 110 кВ вона становить 0,02 с, [23]).

$$20 \cdot (1+0,4) \text{ і } 6,078 \cdot (1+e^{-0,065/0,045}).$$

Бачимо, що умова виконується: 28,0 кА > 12,5 кА.

Виконаємо перевірку на спроможність включення за формулою:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_y^{(3)}, \quad (3.7)$$

де $i_{\text{вкл}}$ – значення пікового струму включення вимикача (для обраних вимикачів воно рівне 52,0 кА).

Бачимо, що умова виконується: 52,0 кА > 18,8 кА.

Виконаємо перевірку на електродинамічну стійкість за формулою:

$$I_{\text{гр.скв}} \geq I_{\text{но}}^{(3)}, \quad (3.8)$$

де $I_{\text{гр.скв}}$ – діючий граничний наскрізний струм (для обраних вимикачів він рівний 20,0 кА).

Бачимо, що умова виконується: 20,0 кА > 7,4 кА.

Виконаємо перевірку на термічну стійкість за формулою:

$$I_m^2 t_m \geq B_k, \quad (3.9)$$

де I_m – значення струму термічної стійкості (для обраних вимикачів він рівний 20,0 кА);

t_m – величина допустимого часу роботи струму термічної стійкості (для обраних вона становить 3 с);

B_k – значення теплового імпульсу (кА²·с):

$$B_k = (I_{\text{но}}^{(3)})^2 (t_{\text{відкл}} + T_a), \quad (3.10)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – значення розрахункового часу відключення короткого замикання (якщо брати до уваги час спрацьовування резервного захисту, то воно рине 2 с).

$$I_m^2 t_m = 20,0^2 \cdot 3 = 1200,0 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_k = 7,4^2 \cdot (2 + 0,045) = 56,7 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Бачимо, що умова виконується: $1200,0 \text{ кА}^2\text{с} > 56,7 \text{ кА}^2\text{с}$.

Проведена перевірка показала, що умови виконуються повністю, відповідно можна виконати встановлення обраних силових вимикачів на розподільному пристрої напругою 10 кВ реконструйованої підстанції. Аналогічним чином виконується вибір і перевірка для інших вимикачів, а отримані результати заносимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати вибору і перевірки високовольтних вимикачів

Вимикач	Розрахункові дані					Номінальні дані вимикачів							
	U_n , кВ	$I_{роб.макс}$, А	$I_{по}^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА	B_k , кА ² с	Тип вимикача	U_n , кВ	I_n , А	$I_{н.відкл}$, кА	β_n , в.о.	$i_{екл}$, А	$I_{зр.ске}$, кА	$I_m^2 t_m$, А ² с
Q1	110	74	3,17	8,07	20,5	МКП-110Б-630-20 У1	110	630	20	0	52	20	1200
Q2, Q3, QB1	10	809	7,39	18,81	56,6	ВВ/TEL-10-20/1000 У3	10	1600	20	0,4	52	20	1200
Q4, Q11		102				ВВ/TEL-10-20/630 У3		630					

3.2 Вибір комутаційного обладнання

За номінальною напругою та за найбільшим робочим струмом згідно формули (3.1) вибираємо роз'єднувачі і відділювачі, а вибір короткозамикачів здійснюємо за номінальною напругою. Далше вибрані роз'єднувачі, відділювачі та короткозамикачі перевіряємо за формулою (3.8) на динамічну стійкість і за формулою (3.9) – на термічну стійкість до струмів короткого замикання. Аналогічні перевірки виконуємо і для вибраних апаратів зовнішньої установки.

В табл. 3.2 представлені результати вибору і перевірки роз'єднувачів, в табл. 3.3 – відділювачів, а в табл. 3.4 - короткозамикачів.

Таблиця 3.2 – Результати вибору і перевірки роз'єднувачів

Роз'єднувач	Розрахункові дані				Номінальні дані роз'єднувачів				
	U_n , кВ	$I_{роб.макс}$, А	$I_{по}^{(3)}$, кА	B_k , кА ² с	Тип роз'єднувача	U_n , кВ	I_n , А	$I_{зр.ске}$, кА	$I_{m}^2 t_m$, кА ² с
QS1, QS2, QS3, QS4, QS5, QS6	110	74	3,17	20,55	РНДЗ – 2 – 110/1000У1 РНДЗ – 16 – 110/1000У1	110	1000	31,5	3969

Таблиця 3.3 – Результати вибору і перевірки відділювачів

Відділю- вач	Розрахункові дані				Номінальні дані відділювача				
	U_n , кВ	$I_{роб.макс}$, А	$I_{по}^{(3)}$, кА	B_k , кА ² с	Тип відділювача	U_n , кВ	I_n , А	$I_{зр.ске}$, кА	$I_{m}^2 t_m$, кА ² с
QR1, QR2	110	74	3,17	20,55	ОДЗ-1-110/ 630УХ Л1	110	630	31,5	2976,75

Таблиця 3.4 – Результати вибору і перевірки короткозамикачів

Коротко- замикач	Розрахункові дані			Номінальні дані короткозамикача				
	U_n , кВ	$I_{по}^{(3)}$, кА	B_k , кА ² с	Тип короткозамикача	U_n , кВ	$I_{зр.ске}$, кА	$I_{m}^2 t_m$, кА ² с	
QN1, QN2	110	3,17	20,55	КЗ – 110Б – У1	110	12,5	468,75	

До встановлення на роз'єднувачах вибираємо привід ПРН–110У1, а його технічні характеристики вибираємо з табл. 3.4, [23]. До встановлення на відділювачах вибираємо привід ПРО–1У1, а його технічні характеристики вибираємо з табл. 3.5, [23]. До встановлення на короткозамикачах вибираємо привід ПРК–1У1, а його технічні характеристики вибираємо з табл.3.7, [23].

Для того, щоб захистити ізоляцію обладнання змінного струму промислової частоти від атмосферних перенапружень в мережах з будь якою системою заземлення, будемо використовувати обмежувачі перенавантажень. В табл. 3.5 приведено технічні характеристики розрядників, що будуть використовуватися на реконструйованій підстанції.

Таблиця 3.5 – Обмежувачі перенапружень, які використовуються на підстанції

Тип	Місце встановлення	Напруга, кВ					
		Діючі значення		Найбільше амплітудне значення			
		Номінальне	Найбільше допустиме	Номінальний розрядний струм, кА	Залишок при імпульсному струмі з амплітудою, кА		
0,5	5				10		
ОПН-РС 10/12,5	На стороні 10 кВ	10	12,7	5	4,7	40	42
ОПН-9-110/73	На стороні 110 кВ	110	73	10	185	218	233

3.3 Вибір додаткового устаткування

Запобіжники. Від струмів внутрішніх коротких замикань трансформатори напруги, які встановлені на збірних шинах напругою 10 кВ, захищаються за допомогою плавких нерозбірних запобіжників серії ПКН001. В колі вимірювальних пристроїв для захисту від струмів коротких замикань всі трансформатори напруги захищені плавкими нерозбірними запобіжниками серії ПН2. Ці запобіжники входять в стандартну комплектацію трансформаторів напруги.

Заземлювачі нейтралі. Згідно таб. 3.8, [23] вибираємо заземлювач серії ЗОН–110М для виконання заземлення нейтралі силового трансформатора з встановленим на ньому приводі ПРН–11. Вибрані заземлювачі необхідно встановити поряд з вентиляними розрядниками паралельно.

Струмопровідні частини. На реконструйованій підстанції встановлюємо у відкритій частині тверду ошиновку з алюмінієвих шин з спеціального сплаву. Сталеалюмінієвими проводами серії АС виконаємо підключення трансформаторів з твердими шинами відкритого розподільного пристрою та комплектного розподільного пристрою виконується, в якому також використаємо тверду ошиновку.

Тверді шини. За економічною густиною струму виконуємо розрахунок та вибираємо жорстких шин без збірних шин. Визначаємо значення економічно доцільного перетину шин за формулою:

$$q_{ек} = \frac{I_{роб}}{j_{ек}}, \quad (3.11)$$

де $I_{роб}$ – величина робочого струму (А);

$j_{ек}$ – значення економічної густини струму (за посібником [19] приймаємо рівним $1,1 \text{ А/мм}^2$).

Значення робочого струму можна знайти за формулою:

$$I_{роб} = \frac{S_{шт} K}{\sqrt{3} U_n} \quad (3.12)$$

Для вхідних шин в розподільний пристрій напругою 10 кВ реконструйованої підстанції проведемо наступний розрахунок.

$$I_{роб} = \frac{10 \cdot 0,545}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,320 \text{ кА};$$

$$q_{ек} = 320 / 1,1 = 290 \text{ мм}^2.$$

З переліку прямих шин за посібником [19] вибираємо односмугові прямі шини перетином $80,0 \times 8,0 \text{ мм}^2$ (загальною площею $640,0 \text{ мм}^2$) та виконуємо перевірку на найбільший тривалий струм навантаження за формулою:

$$I_{роб.макс} \leq I_{дон}, \quad (3.13)$$

де $I_{дон}$ – значення допустимого струму навантаження (у нашому випадку для вибраних шин він становить $1214,0 \text{ А}$).

Для ввідних шин найбільший робочий струм становить $809,0$, отже, умова виконується, так як $809,0 \text{ А} < 1214,0 \text{ А}$. Проведемо перевірку на термічну витривалість до струмів короткого замикання за виразом:

$$q_{\min} \leq q, \quad (3.14)$$

де q_{\min} – значення найменшого допустимого нагрівання шини струмом короткого замикання, і яке можна знайти за формулою:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m} \left(\text{мм}^2 \right), \quad (3.15)$$

де C_m – значення температурного коефіцієнта (за посібником [19] для алюмінієвих шин він рівний $90 \text{ А} \times \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$).

Для вхідних шин значення теплового імпульсу становить $B_{\kappa} = 56,6 \text{ кА}^2 \text{с}$ (табл. 3.1), тоді значення найменшого допустимого нагрівання шини струмом короткого замикання буде становити:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{56,657 \cdot 10^6}}{90} = 104,0 \text{ мм}^2.$$

Бачимо, щ умова виконується: $104,0 \text{ мм}^2 < 640,0 \text{ мм}^2$.

Виконаємо перевірку електродинамічної стійкості до струмів короткого замикання за формулою:

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{дон}}, \quad (3.16)$$

де $\sigma_{\text{дон}}$ – величина допустимої механічної напруга в шинах (за посібником [16] для алюмінієвих шин вона рівна 75 МПа);

$\sigma_{\text{розр}}$ – величина розрахункової механічної напруги в шинах, яку можна визначити за формулою:

$$\sigma_{\text{розр}} = M / W \text{ (МПа)}, \quad (3.17)$$

де W - значення моменту опору (м^3);

M - значення моменту вигинання, яке можна визначити за формулою;

$$M = \frac{fl^2}{10} \text{ (Н} \times \text{м)}, \quad (3.18)$$

де l – величина відстані між ізоляторами (за посібником [16] для комплектних розподільних пунктів вона становить $0,95 \text{ м}$);

f - значення сили вигинання, прикладеної до одиниці довжини, і яку можна визначити за формулою:

$$f = \sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 K_{\phi} 10^{-9} / a \text{ (Н / м)}, \quad (3.19)$$

де a – величина відстані між фазними осями (для комплектних розподільних пунктів вона становить 0,22 м);

K_ϕ – значення коефіцієнта форми (приймаємо рівним 1, тому що відстань між фазами менша за периметр перетину шин).

Визначаємо значення моменту опору для прямих шин за формулою:

$$W = \frac{hb^2}{6} \quad (3.20)$$

де h, b – розмірні параметри шини (м).

Визначаємо значення моменту опору для трубчастих шин за формулою:

$$W = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}, \quad (3.21)$$

де D, d – значення зовнішнього і внутрішнього діаметру шини (м).

Якщо взяти до уваги формули (3.18) – (3.21), то формула (3.22) для прямих шин набирає можна записати наступним чином:

$$\sigma_{розр} = \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 K_\phi 10^{-8} l^2 6}{ahb^2}, \quad (3.22)$$

і для трубчастих шин:

$$\sigma_{розр} = \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 K_\phi 10^{-8} l^2 32D}{a\pi(D^4 - d^4)} \quad (3.23)$$

$$\sigma_{розр} = \frac{\sqrt{3} \cdot 18,81^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8} \cdot 0,95^2 \cdot 6}{0,22 \cdot 0,008 \cdot 0,08^2} = 4,8 \text{ МПа.}$$

Бачимо, що умова виконується: 4,8 МПа < 75,0 МПа.

Вибрані шини приймаємо до встановлення в розподільний пристрій напругою 10 кВ реконструйованої підстанції, так як вони пройшли умови перевірки. Аналогічним чином виконуємо розрахунок, вибір і перевірку інших шин (без збірних шин розподільного пристрою), а отримані результати фіксуємо в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати вибору і перевірки твердих шин

Місце установки	Призначення	Розрахункові дані					Номінальні данні шин					
		$I_{роб}$, А	$I_{роб. макс}$, А	$q_{ек}$, мм ²	q_{min} , мм ²	$\sigma_{розр}$, Па	Профіль	Спосіб установки	q , мм ²	Розмір шин, мм ²	$I_{дон}$, А	$\sigma_{дон}$, МПа
РП-10 кВ	Ввід	320	809	715	149,2	4,76	Плоский однополюсний	Нав-значки	640	80×8	1214	90
	Відгалуження до фідерів	184	257	167		38,06						
		39	55	36								
		31	44	29								
	36	51	33									
РП-110 кВ	Всі шини	30	74	119	54,91	70,56	Трубчастий	–	134	30/27	500	90

Паспортні дані прямих та трубчастих шин вибираємо з таблиць навчального посібника [16], а вибір збірних шин виконаємо за найбільшим робочим струмом навантаження згідно формули (3.13).

Виконаємо вибір та перевірку для збірних шин розподільного пристрою напругою 10 кВ, для яких найбільший робочий струм становить 809 А. Далше необхідно вибирати прямі односмгові шини з алюмінію профілю перетином $q = 80 \times 8 \text{ мм}^2$ (640,0 мм²), для яких допустимий струм становить 1214,0 А.

За формулою (3.9) проведемо перевірку на термічну витривалість до струму короткого замикання. Для напруги 10 кВ значення найменшого допустимого нагрівання шини струмом короткого замикання буде становити 149,2 мм², відповідно, умова виконується - $149,2 \text{ мм}^2 < 640,0 \text{ мм}^2$.

За формулою (3.8) проведемо перевірку на електродинамічну витривалість до струму короткого замикання:

$$\sigma_{розр} = \frac{\sqrt{3} \cdot 18,81^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8} \cdot 0,95^2 \cdot 6}{0,22 \cdot 0,008 \cdot 0,08^2} = 4,8 \text{ МПа}.$$

Бачимо, що умова виконується: $4,8 \text{ МПа} < 75,0 \text{ МПа}$.

Вибрані шини приймаємо до встановлення в розподільній пристрій напругою 10 кВ реконструйованої підстанції, так як вони пройшли умови перевірки. Паспортні дані прямих шин вибираємо за таблицями навчального посібника [16].

Гнучкі струмопровідні частини. Згідно формули (3.11) проведемо вибір виконуємо гнучких струмопровідних частин за економмічною густиною струму і перевіримо їх на найбільший тривалий струм навантаження за формулою (3.13) та на термічну витривалість до струмів короткого замикання за формулою (3.14). У випадку, коли струми короткого замикання є більшими за 20 кВ, то потрібно виконати перевірку гнучких струмопровідних частини на електродинамічну витривалість до струмів короткого замикання. Оскільки струми короткого замикання на реконструйованій підстанції становлять менше 20 кА (табл. 3.1), то перевірку на електродинамічну витривалість до струмів короткого замикання можна не проводити.

Виконаємо вибір провідників для підключення силових трансформаторів і комплектного розподільного пристрою, для яких $q_{ек} = 715 \text{ мм}^2$ (табл. 3.6). Згідно номенклатури сталевалюмінієвих провідників (навчальний посібник [4]) вибираємо дріт марки АС–700/86, що має сумарний перетин:

$$q = q_{ал} + q_{ст}, \quad (3.24)$$

де $q_{ал}$ – величина перетину алюмінієвого провідника (мм^2);

$q_{ст}$ – величина перетину сердечника зі сталі (мм^2).

$$q = 687 + 85,9 = 772,9 \text{ мм}^2.$$

Для цього провідника допустимий струм становить 1180,0 А (згідно посібника [4]). Найбільший робочий цього провідника рівний 809, А, відповідно, виконується умова перевірки на найбільший тривалий струм навантаження: $1180,0 \text{ А} > 809,0 \text{ А}$. В табл. 3.7 приведено дані результатів вибору і перевірки гнучких струмопровідних частин.

Таблиця 3.7 – Результати вибору і перевірки гнучких струмопровідних частин

Місце установки	Розрахункові дані				Номінальні дані шин		
	$I_{роб}$, А	$I_{роб.макс}$ А	$q_{ек}$, мм ²	q_{min} , мм ²	Марка дроту	q , мм ²	$I_{дон}$, А
РП–10 кВ	320	809	715	149,2	АС – 700/86	772,9	1180
РП–110 кВ	30	74	119	54,91	АС – 95/16	111,3	330

Ізолятори. За величиною номінальної напруги виконаємо вибір опорних ізоляторів згідно такої умови:

$$U_n \leq U_{n.i}, \quad (3.25)$$

де U_n – величина номінальної мережевої напруги (кВ);

$U_{n.i}$ – величина номінальної напруги ізолятора (кВ).

За величиною допустимого навантаження виконаємо вибір опорних ізоляторів згідно умови:

$$F_{розр} \leq F_{доп}, \quad (3.26)$$

де $F_{розр}$ – діюча на ізолятор сила (Н);

$F_{доп}$ – величина допустимого навантаження на головку ізолятора (Н).

$$F_{доп} = 0,6F_{руїн}, \quad (3.27)$$

де $F_{руїн}$ – величина руйнівного навантаження на вигин (Н).

$$F_{розр} = \sqrt{3} \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} lK_h 10^{-7}, \quad (3.28)$$

де K_h – значення поправочного коефіцієнта на висоту шини ($K_h = 1$, [16]).

Якщо врахувати вирази (3.27) і (3.28), то вираз (3.26) буде наступним:

$$F_{руїн} \geq F'_{розр} = \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 lK_h 10^{-7}}{0,6a}, \quad (3.29)$$

Виконаємо вибір для опорних ізоляторів розподільного пристрою напругою 10 кВ, для яких $U_{n.i} \geq 10$ кВ.

$$F_{руїн} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 18810^2 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{0,6 \cdot 0,22} = 712 \text{ Н.}$$

За навчальним посібником [16] виконаємо вибір опорних ізоляторів внутрішньої установки типу І4–80 УХЛЗ, в яких $U_{n.i} = 10$ кВ, а $F_{руїн} = 4000$ Н.

Аналогічно виконуємо вибір опорних ізоляторів для розподільного пристрою напругою 110 кВ, а отримані результати заносимо в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати вибору опорних ізоляторів

Місце установки	Розрахункові дані		Номінальні дані ізоляторів		
	$U_{н.і}$, кВ	$F'_{руйін}$, Н	Тип ізолятора	$U_{н.і}$, кВ	$F_{руйін}$, Н
РП–10 кВ	10	712	І4 – 80 УХЛЗ	10	4000
РП–110 кВ	110	115	ІОСПК-10-110/450-ІІ-УХЛІ	110	

Прохідні ізолятори. Виконаємо вибір прохідних ізоляторів для вводу в комплектний розподільний пристрій згідно умов (3.28) і (3.29). Також потрібно скористатися ще однією умовою вибору:

$$I_{роб.макс} \leq I_{н.і}, \quad (3.30)$$

де $I_{н.і}$ – величина номінального струму ізолятора (А).

Визначимо діючу на ізолятор силу для прохідних ізоляторів за формулою:

$$F_{розр} = 0,5\sqrt{3} \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} 110^{-7}. \quad (3.31)$$

Якщо врахувати вирази (3.28) і (3.29), то вираз (3.31) буде наступним:

$$F_{руйін} \geq \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 110^{-7}}{0,6a}. \quad (3.32)$$

Вхідне значення найбільшого робочого струму для комплектного розподільного пристрою буде рівним 809 А (табл. 3.6):

$$U_{н.і} \geq 10 \text{ кВ}; \quad I_{н.і} \geq 809 \text{ А},$$

$$F_{руйін} \geq \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 18810^2 \cdot 0,95 \cdot 10^{-7}}{0,6 \cdot 0,22} = 356 \text{ Н}.$$

За навчальним посібником [16] виконаємо вибір прохідних ізоляторів зовнішньо-внутрішньої установки серії ПІ-10/1000-1250 УХЛІ_з такими параметрами: $U_{н.і} = 10$ кВ, $I_{н.і} = 1000$ А, $F_{руйін} = 1250$ Н.

3.4 Вибір вимірювального обладнання

Трансформатори струму вимірювальні. Відповідно до найбільшого робочого струму навантаження вибираємо коефіцієнти трансформації трансформаторів струму за умовою [25]:

$$I_{роб.макс} \leq I_{1н}, \quad (3.33)$$

де $I_{1н}$ – номінальне значення струму первинної обмотки трансформатора (А).

Номінальне значення напруги трансформатора струму має відповідати номінальному значенню напруги мережі, а їх клас точності для підключення повинен бути КШ–0,5.

Виконаємо вибір трансформаторів струму для встановлення в колі трансформатора на стороні напруги 10 кВ з найбільшим робочим струмом 809 А (табл. 3.7). Згідно навчального посібника [25] обираємо трансформатор струму серії ТЛ–10–Р/0,5–1000/5 УЗ, в якому $I_{1н} = 1000 \text{ А}$.

Проведемо перевірку на електродинамічну витривалість до струмів короткого замикання за умовою:

$$i_y^{(3)} \leq i_{дин}, \quad (3.34)$$

де $i_{дин}$ – значення струму електродинамічної витривалості (відповідно до [25] $i_{дин} = 128,0 \text{ кА}$).

Бачимо, що умова виконується: $18,8 \text{ кА} < 128,0 \text{ кА}$.

Проведемо перевірку на термічну витривалість до струмів короткого замикання, вважаючи що тепловий імпульс на стороні 10 кВ становить $B_{\kappa} = 56,6 \text{ кА}^2\text{с}$ (табл. 3.1). Оскільки вибрані трансформатори струму мають $I_m = 40 \text{ кА}$, $t_m = 3 \text{ с}$, то

$$I_m^2 t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800,0 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Бачимо, що умова виконується: $4800,0 \text{ кА}^2\text{с} > 56,6 \text{ кА}^2\text{с}$.

Проведемо перевірку на вторинне навантаження та клас точності за умовою:

$$Z_{2н} \geq r_2, \quad (3.35)$$

де $Z_{2н}$ – значення вторинного номінального навантаження трансформатора струму ($Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ з класом точності 0,5, [25]);

r_2 – величина розрахункового навантаження трансформатора струму (Ом).

Для визначення вторинного навантаження трансформаторів струму можна використати наступну формулу:

$$r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{к}} + r_{\text{др}}, \quad (3.36)$$

де $r_{\text{прил}}$ – величина опору приладів у вторинному колі трансформатора струму (Ом);

$r_{\text{к}}$ – величина опору контактів ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ при 3-х і більше підключених приладів, в іншому випадку $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$);

$r_{\text{др}}$ – величина опору з'єднувальних провідників (Ом).

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2н}^2}, \quad (3.37)$$

де $S_{\text{прил}}$ – загальна споживана приладами потужність, підключених до трансформатора струму (ВА);

$I_{2н}$ – номінальне значення струму вторинної обмотки трансформатора струму ($I_{2н} = 5 \text{ А}$, [25]).

$$r_{\text{др}} = \frac{\rho l_p}{q}, \quad (3.38)$$

де ρ – значення питомого опір з'єднувальних провідників (для алюмінію воно рівне $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \times \text{мм}^2 / \text{м}$);

l_p – значення розрахункової довжини з'єднувальних провідників (м);

q – значення перетину з'єднувальних провідників (мм^2).

Приймаємо для вибраного трансформатора $S_{\text{прил}} = 6 \text{ ВА}$ (див. табл. 3.9).

$$r_{\text{прил}} = 6 / 5^2 = 0,24 \text{ Ом}.$$

Також приймаємо $r_k = 0,1 \text{ Ом}$ так як до трансформатора струму підключено більше 3 приладів. Довжина з'єднувальних провідників рівна $l_p = 50 \text{ м}$.

Для підключення трансформаторів струму і контрольно-вимірювальних приладів використаємо контрольний кабель серії АКРВГ з перетином жил 4 мм^2

$$\text{Тоді} \quad r_{op} = 0,0283 \cdot 50 / 4 = 0,35 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,24 + 0,1 + 0,35 = 0,69 \text{ Ом}.$$

Бачимо, що умова виконується: $0,69 \text{ Ом} < 0,8 \text{ Ом}$. Отже, вибрані трансформатори струму можуть функціонувати в потрібному класі точності 0,5. Аналогічно вибираємо і перевіряємо інші трансформатори струму, а отримані результати зводимо в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Місце установки	Прилад	Тип	$S_{прил}, \text{ ВА}$
Коло трансформатора на стороні 10 кВ	амперметр	Е – 335	0,5
	ватметр	Д – 335	0,5
	лічильник активної енергії	СА3 I - 680	2,5
	лічильник реактивної енергії	СР4 I - 673	2,5
	Разом		6
Коло відхідних фідерів на стороні 10 кВ	амперметр	Е – 335	0,5
	лічильник активної енергії	СА3 I - 680	2,5
	лічильник реактивної енергії	СР4 I - 673	2,5
	Разом		5,5
Коло секційних вимикачів 10 кВ, всі кола на стороні 110 кВ	амперметр	Е – 335	0,5
	Разом		0,5

За посібником [25] вибираємо номінальні дані трансформаторів струму.

Трансформатори струму і напруги вимірювальні. Значення номінальної напруги трансформаторів напруги має відповідати величині напруги збірних шин, на яких вони встановлюються (див. табл. 3.10), а їх клас точності для підключення повинен бути КІП–0,5. Вибір виконуємо за вторинним навантаженням згідно наступної умови:

$$S_{2н} \geq S_{2\Sigma}, \quad (3.39)$$

де $S_{2н}$ – значення номінального навантаження трансформаторів напруги (ВА);

$S_{2\Sigma}$ – значення розрахункового навантаження трансформаторів напруги (ВА).

Таблиця 3.10 - Вторинне навантаження трансформаторів напруги

Прилад	Тип	S, ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приладів	P, Вт	Q, ВАр
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Лічильник активної енергії	СА3 І-680	2 Вт	2	0,38	0,925	8	32	77,89
Лічильник реактивної енергії	СР4 І-673	3 Вт	2	0,38	0,925	8	48	116,84
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	4	0
Разом							87	194,73

В табл. 3.11, сформованої за даними посібника [17], приведено вторинне навантаження трансформаторів напруги для кожної секції збірних шин. Виконаємо вибір трансформаторів напруги, що будуть встановлені на збірних шинах напругою 10 кВ. Визначимо величину вторинного навантаження трансформаторів напруги за формулою:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (3.40)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{87^2 + 194,73^2} = 213,28 \text{ ВА}.$$

Так як передбачається встановлення комплектного розподільного пристрою на стороні 10 кВ, то вибираємо трансформатор напруги ЗНОЛ.09–10 У2 з такими параметрами: $U_n = 10 \text{ кВ}$, $S_{2n} = 75 \text{ ВА}$, класі точності 0,5. Три трансформатори напруги з'єднуємо зіркою і отримуємо потужність 225 ВА, яка є більшою за $S_{2\Sigma} = 213,28 \text{ ВА}$. Отже, обрані трансформатори напруги будуть працювати в потрібному класі точності 0,5, а отримані результати вибору представлені в табл. 3.12. За даними посібника [17] вибираємо номінальні дані трансформаторів напруги.

Так як маємо незначні втрати потужності в з'єднувальних провідниках, то можемо виконати вибір їх перетину за умовою механічної міцності [26]. Найменший за умовою механічної міцності для кабелів з алюмінієвими жилами перетин рівний $2,5 \text{ мм}^2$. Тому контрольний кабель серії АКРВГ з перетином жил $2,5 \text{ мм}^2$ вибираємо для підключення трансформаторів напруги з контрольно-вимірювальними приладами.

Таблиця 3.11 – Результати вибору і перевірки вимірювальних трансформаторів струму

Місце установ- ки	Коло	Розрахункові дані					Номінальні дані трансформаторів струму						
		U_n , В	$I_{роб.макс}$ А	B_k , кА ² с	$i_y^{(3)}$, кА	r_2 , Ом	Тип	U_n , В	$I_{1н}$, А	$I_{2н}$, А	$I_{m^2m}^2$, кА ² с	$i_{дин}$, А	$Z_{2н}$, Ом
РП– 10 кВ	Коло транс- форма- тора	10	809	56,6	18,8	0,69	ТЛ-10-Р/0,5-- 1000/5У3	10	1000	5	4800	128	0,8
	Коло відхід- них фідерів		320			0,32	ТЛ-10-Р/0,5-- 300/5У3		300		1200	51	0,4
			55				ТЛ-10-Р/0,5-- 50/5У3		50		300		
			44						ТЛ-10-Р/0,5-- 600/5У3		600		
	51		0,36										
Коло секцій- ного вимика- ча	551	0,36	ТЛ-10-Р/0,5-- 600/5У3	600	4800	128							
РП- 110кВ	Всі кола	110	74	24,4	8,07	0,92	ТФЗМ 110Б- Р/0,5-100/5У1	110	100	5	192	82	1,2

Таблиця 3.12 – Результати вибору вимірювальних трансформаторів напруги

Місце установки	Розрахункові дані		Номінальні дані трансформатора		
	U_n , кВ	$S_{2\Sigma}$, ВА	Тип	U_n , кВ	$S_{2н}$, ВА
РП–10 кВ	10	213,28	ЗНОЛ 09-10У2	10	225

3.5 Висновки до розділу 3

1. Виконано підбір силового обладнання і струмопровідних елементів і надано перевагу вакуумним вимикачам, оскільки передбачається встановлення на стороні 10 кВ комплектного розподільного пристрою.

2. Виконано вибір комутаційного обладнання за номінальною напругою та за найбільшим робочим струмом і проведено перевірку на динамічну стійкість та термічну стійкість до струмів короткого замикання.

3. Проведено вибір додаткового устаткування, зокрема, заземлювачів нейтралі, запобіжників, струмопровідні частини, твердих шин з перевіркою на термічну витривалість до струмів короткого замикання.

4. Проведено вибір вимірювального обладнання, включаючи трансформатори струму і напруги з номінальною напругою, що відповідає напрузі збірних шин, на яких вони будуть встановлені.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Розрахунок грозозахисту знижувальної підстанції

Небезпечні грозові перенапруження в розподільчих пристроях підстанції виникають як при безпосередньому ураженні їх блискавкою, так і при набіганні на підстанцію грозових хвиль з ПЛ (повітряних ліній) внаслідок ураження дротів ПЛ блискавкою або удару блискавки у вершину опори або трос [27].

Захист від набігаючих хвиль здійснюється за допомогою обмежувачів перенапруження, а захист від прямих ударів блискавки здійснюється окремо стоячими громовідводами, що мають відокремлені заземлювачі. На проєктованій підстанції передбачаю 4 громовідводи, які встановлюю на прожекторних щоглах.

Грозозахист, заземлення і освітлення підстанції представлено на слайді графічної частини кваліфікаційної роботи.

Відстані між громовідводами:

- між 1 і 2, 3 і 4: $l_1 = 36$ м;
- між 1 і 4, 2 і 3: $l_2 = 31,6$ м.

Найвища точка підстанції, що захищаю має $h_x = 8,25$ м.

Простір між громовідводами повністю перекривається зоною захисту, якщо [28]:

$$D \leq 7h_a p, \quad (4.1)$$

де D – діаметр описаного кола, що проходить через центри громовідводів, м;

p – коефіцієнт, який залежить від висоти громовідводу H ;

h_a – активна висота громовідводу – перевищення її над висотою захищуваного об'єкту h_x , м.

$$h_a = H - h_x. \quad (4.2)$$

З виразів (4.1) і (4.2) виходить, що

$$H \geq \frac{D}{7p} + h_x. \quad (4.3)$$

$$D = \sqrt{36^2 + 31,6^2} = 47,9 \text{ м};$$

$$H \geq \frac{47,9}{7 \cdot 1} + 8,25 = 15,09 \text{ м}.$$

Приймаємо висоту громовідводу $H=28$ м, яку враховуємо з висотою прожекторних щогл.

Радіус зони захисту на висоті об'єкту, що захищаємо:

$$r_x = 1,6 \frac{h_a}{1 + h_x / H} p. \quad (4.4)$$

$$h_a = 28 - 8,25 = 19,75 \text{ м};$$

$$r_x = 1,6 \frac{19,75}{1 + 8,25 / 28} = 24,4 \text{ м}.$$

Визначати ширину зони захисту на висоті об'єкту, що захищаємо, не обов'язково, тому що, як видно з влаштування зони захисту на слайді графічної частини роботи, територія підстанції повністю перекривається зонами захисту - чотири одиночних громовідводи.

Відповідно до вимог [29] вибираємо для громовідводів сталевий три-стрижневий заземлювач зібраний із стержнів діаметром $d=15$ мм, довжина яких $l=2,5$ м. Відстань між стержнями $c=5$ м. Стержні з'єднані між собою сталеву смугою з розмірами 40×4 мм. Заземлювач заглиблений в землю на глибину $t=0,7$ м. Струмівідвід виконується з круглого сталевого дроту діаметром 6 мм.

Розрахуємо опір імпульсного заземлювача.

Опір одного стержня заземлювача:

$$r_{\sigma} = 0,366 \frac{\rho_e}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (4.5)$$

$$r_{\sigma} = 0,366 \cdot \frac{100}{2,5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,015} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 0,7 + 2,5}{4 \cdot 0,7 - 2,5} \right) = 46,04 \text{ Ом}$$

Опір всіх вертикальних заземлювачів:

$$r_{\Sigma} = \frac{r_g}{n\eta}, \quad (4.6)$$

де n – число вертикальних заземлювачів;

η – коефіцієнт використання ($\eta = 0,86$).

$$r_{\Sigma} = 46,04 / 3 \cdot 0,86 = 17,84 \text{ Ом.}$$

Опір сполучних смуг:

$$r_{n\Sigma} = 0,366 \frac{\rho_e}{nc\eta} \lg \frac{2nc}{bt}, \quad (4.7)$$

де b – ширина смуги, м.

$$r_{n\Sigma} = 0,366 \frac{100}{3 \cdot 5 \cdot 0,67} \lg \frac{2 \cdot 3 \cdot 5}{0,04 \cdot 0,7} = 11,03 \text{ Ом.}$$

Загальний опір заземлювачів:

$$r_{заг} = \frac{r_{\Sigma} r_{n\Sigma}}{r_{\Sigma} + r_{n\Sigma}}, \quad (4.8)$$

$$r_{заг} = \frac{17,84 \cdot 11,03}{17,84 + 11,03} = 6,82 \text{ Ом.}$$

Імпульсний опір заземлювачів:

$$r_{i.з} = \alpha_i \cdot r_{заг}, \quad (4.9)$$

де α_i – імпульсний коефіцієнт ($\alpha_i = 0,75$).

$$r_{i.з} = 0,75 \cdot 6,82 = 5,12 \text{ Ом.}$$

Допустимий імпульсний опір заземлювачів громовідводу $r_{дон} = 10 \text{ Ом}$ [29].

Оскільки $5,12 \text{ Ом} < 10 \text{ Ом}$, то заземлювач задовольняє вимогам ПУЕ і може застосовуватися на проектуваній підстанції [8].

4.2 Розрахунок заземляючого пристрою підстанції

Згідно ПУЕ заземляючі пристрої електроустановок 110 кВ виконуються з врахуванням опору заземляючого пристрою $R_3 \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику [8].

Розрахунок за допустимим опором $R_3 \leq 0,5$ Ом приводить до невиправданої перевитрати провідникового матеріалу і трудовитрат при спорудженні заземляючого пристрою для підстанції невеликою площею, що не має природних заземлювачів. Досвід експлуатації РП–110 кВ і вище дозволяє перейти до нормування напруги дотику, а не величини R_3 .

Заземляючий пристрій, виконаний згідно норм напруги дотику, і повинен забезпечувати у будь-який час року обмеження напруги дотику U_{np} до нормованого значення в межах всієї території підстанції, а напруга на заземляючому пристрої U_3 має бути не вище 10 кВ.

Заземляючий пристрій для установок 110 кВ і вище виконується з вертикальних заземлювачів, сполучних смуг, смуг, прокладених уподовж рядів устаткування, і вирівнюючих смуг, прокладених в поперечному напрямі і створюючих заземляючу сітку із змінним кроком.

Проведений розрахунок заземляючого пристрою з врахуванням допустимої напруги дотику [30].

Розрахункова тривалість дії напруги дотику:

$$\tau_{\partial} = 0,01 + t_{ng}, \quad (4.10)$$

де t_{ng} – повний час відключення вимикача (для вимикача МКП – 110 цей час складає 0,08 сек).

$$\tau_{\partial} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ сек.}$$

Найбільша допустима напруга дотику для $\tau_{\partial} = 0,09$ сек

$$U_{np, \text{доп.}} = 1,5 \rho_{\text{ч}} \cdot I_k + I_{\text{ч}} \cdot r_{\text{х}} = 1,5 \cdot 83,5 \cdot 0,75 + 0,75 \cdot 1000 = 844 \text{ В} .$$

Коефіцієнт дотику:

$$K_{\partial} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_{\partial}L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (4.11)$$

де l_{∂} – довжина вертикального заземлювача, м (приймаємо $l_{\partial} = 5$ м);

L_2 – довжина горизонтального заземлювача, м (приймаємо $L_2 = 980,2$ м за планом заземляючого пристрою на слайді графічної частини роботи);

a – відстань між вертикальними заземлювачами, м (приймаємо $a = 10$ м за планом заземляючого пристрою на аркуші графічної частини проекту);

S – площа заземляючого пристрою, м² (приймаємо $S = 4800$ м² за планом заземляючого пристрою на аркуші графічної частини проекту);

M – розрахунковий параметр, залежний від ρ_1 / ρ_2 ;

ρ – питомий опір шарів землі, Ом×м;

β – коефіцієнт, визначуваний по опору тіла людини $R_{ч}$ і опору розтіканню струму від ступень R_c .

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_c}, \quad (4.12)$$

$$R_c = 1,5\rho_1 = 1,5 \cdot 130 = 195 \text{ Ом}; \quad \beta = 1000 / (1000 + 195) = 0,837;$$

$$M = 0,536 \text{ для } \rho_1 / \rho_2 = 130 / 100 = 1,3.$$

$$K_n = \frac{0,536 \cdot 0,837}{\left(\frac{5 \cdot 980,2}{10 \cdot \sqrt{4800}}\right)^{0,45}} = 0,169$$

Потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = U_{np.\partial on} / K_n, \quad (4.13)$$

$$U_3 = 500 / 0,169 = 2958,6 \text{ В},$$

що менше допустимого, оскільки $2958,6 \text{ В} < 10000 \text{ В}$.

Допустимий опір заземляючого пристрою:

$$R_{3.\partial on} = U_3 / I_3, \quad (4.14)$$

де I_3 – струм, що стікає із заземлювача проектованого заземляючого пристрою при однофазному КЗ, А.

$$I_3 = I_{no}^{(1)} (1 - X_{o\Sigma} / X_{m1}), \quad (4.15)$$

де X_{m1} – опір нульової послідовності трансформаторів, Ом.

$$I_3 = 2,833 \cdot \left(1 - \frac{30,28}{56,87 + 35,71} \right) = 1,906 \text{ кА.}$$

$$R_{3.\partial on} = 2958,6 / 1906 = 1,55 \text{ Ом.}$$

Дійсний план заземляючого пристрою перетворюємо в розрахункову модель із стороною $\sqrt{S} = \sqrt{4800} = 69,28 \text{ м.}$

Число комірок на стороні квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1. \quad (4.16)$$

$$m = \frac{980,2}{2 \cdot 69,28} - 1 = 6,07$$

Приймаємо $m = 6$.

Довжина смуг в розрахунковій моделі:

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m+1). \quad (4.17)$$

$$L_2' = 2 \cdot 69,28 \cdot (6+1) = 969,92 \text{ м.}$$

Довжина сторін комірки:

$$b = \sqrt{S} / m. \quad (4.18)$$

$$b = 69,2 / 6 = 11,55 \text{ м.}$$

Число вертикальних заземлювачів за периметром контура:

$$n_B = 4\sqrt{S} / b. \quad (4.19)$$

$$n_{\text{г}} = 69,28 \cdot 4 / 11,55 = 24$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_{\text{г}} = l_{\text{г}} n_{\text{г}} \quad (4.20)$$

$$L_{\text{г}} = 5 \cdot 24 = 120 \text{ м.}$$

Відносна глибина:

$$\Gamma_{\text{відн}} = \frac{l_d + t}{\sqrt{S}}, \quad (4.21)$$

де t – глибина заставляння горизонтальних провідників, м ($t = 0,7$ м).

$$\Gamma_{\text{відн}} = (5 + 0,7) / 69,28 = 0,073$$

Оскільки, $\Gamma_{\text{відн}} < 0,1$ то загальний опір складного заземлювача, перетвореного в розрахункову модель:

$$R_3 = (0,444 - 0,84 \Gamma_{\text{відн}}) \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_2 + L_{\text{г}}}, \quad (4.22)$$

де ρ_e – еквівалентний питомий опір землі, Ом·м ($\rho_e = \rho_2 = 100$ Ом·м).

$$R_3 = (0,444 - 0,84 \cdot 0,073) \cdot \frac{100}{69,28} + \frac{100}{969,92 + 120} = 0,444,$$

що менше допустимого $R_{3,\text{дон}} = 0,5$ Ом.

Напруга дотику:

$$U_{\text{np}} = K_n I_3 R_3. \quad (4.23)$$

$$U_{\text{np}} = 0,169 \cdot 1906 \cdot 0,444 = 207,44 \text{ В,}$$

що менше допустимого значення 844 В.

Найменший допустимий перетин провідника за умовами термічної стійкості визначається з наступних формул:

Для горизонтальних заземлювачів:

$$q_{\text{ту}} = I_3 \sqrt{\tau_{\text{г}}} / 136. \quad (4.24)$$

$$q_{\text{тy}} = 1906 \cdot \sqrt{0,09} / 136 = 4,2 \text{ мм}^2.$$

Для вертикальних заземлювачів:

$$q_{\text{тy}} = I_3 \sqrt{\tau_8} / 68. \quad (4.25)$$

$$q_{\text{тy}} = 1906 \cdot \sqrt{0,09} / 68 = 8,4 \text{ мм}^2.$$

За умовами механічної міцності вибираємо для вертикальних заземлюючих провідників круглі сталеві прутки діаметром 10 мм², перетин яких складає $q = 78,5 \text{ мм}^2$. Для горизонтальних заземлювачів вибираємо сталеві смуги перетином $q = 4 \times 12 = 48 \text{ мм}^2$.

4.3 Заходи щодо захисту в умовах надзвичайних ситуацій

Інженерно-технічний комплекс будь-якого підприємства включає в себе будівлі і споруди, технологічне обладнання і комунікації електромережі, тепломережі, водопровід, каналізацію і газопровід [31].

Для підвищення надійності елементів інженерно-технічного комплексу на об'єкті проводяться наступні заходи.

Підвищення стійкості будівель і споруд. Від стійкості будівель і споруд залежить в основному стійкість всього об'єкта.

Захист технологічного обладнання. Надійно захистити все технологічне обладнання від впливу ударної хвилі практично неможливо, оскільки доводити міцність будівель цехів до захисних властивостей притулків економічно недоцільно.

Підвищення надійності постачання електроенергією, парю, водою і газом. Для сучасних підприємств характерна велика кількість комунікацій для подачі води, пари, електроенергії, газу, які розташовані відкрито на високих естакадах або зовнішніх стінах будівель, що полегшує їх регулярний огляд і поточний ремонт, але, з іншого боку значно знижує стійкість до впливу ударної хвилі ядерного вибуху.

Система електропостачання є визначальною на промисловому підприємстві. Підвищення стійкості цієї системи досягається проведенням як загальноміських, так і об'єктних інженерно-технічних заходів.

Виключно важливе значення має створення *стійкої системи водопостачання об'єкта*.

Підвищення протипожежної стійкості. На промислових об'єктах проводяться протипожежні профілактичні заходи як для запобігання пожежам, так і для створення умов, що затримують поширення вогню і що полегшують боротьбу з ним в осередку пожежі.

Протипожежна стійкість технологічного процесу. Протипожежна стійкість технологічного процесу залежить від його характеру і особливостей. Заходи, що проводяться для зменшення впливу світлового випромінювання на технологічний процес виробництва і обладнання, тісно пов'язані із заходами, що проводяться для підвищення протипожежної стійкості об'єкта.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В результаті виконання кваліфікаційної роботи було проєкт реконструкції знижувальної підстанції для електропостачання споживачів центрального району міста Виноградова Закарпатської області згідно до діючих вимог та державних стандартів.

Під час виконання кваліфікаційної роботи були вирішені наступні поставлені завдання.

1. Проведено аналіз задач реконструкції діючих міських електромереж, який показав, що із ростом навантаження останнім часом все актуальнішим стає реконструкція діючих кабельних мереж напругою 6 кВ на напругу 10 кВ.

2. Розглянуто характеристики підстанції, що підлягає реконструкції, і визначено, що підключення живлення реконструйованої підстанції необхідно реалізувати за допомогою двоколової повітряної лінії напругою 110 кВ.

3. Проведено розрахунок потужності і кількості силових трансформаторів, який показав, що доцільно обирати трансформатори серії ТДТН на напругу 110/10 кВ..

4. Виконано розрахунок освітлення реконструйованої підстанції, який здійснюється від трансформаторів власних потреб, а для освітлення реконструйованої підстанції встановлюємо 5 прожекторів.

5. Виконано підбір силового обладнання і струмопровідних елементів і надано перевагу вакуумним вимикачам, оскільки передбачається встановлення на стороні 10 кВ комплектного розподільного пристрою.

6. Виконано вибір комутаційного обладнання за номінальною напругою та за найбільшим робочим струмом і проведено перевірку на динамічну стійкість та термічну стійкість до струмів короткого замикання.

7. Проведено вибір вимірювального обладнання, включаючи трансформатори струму і напруги з номінальною напругою, що відповідає напрузі збірних шин, на яких вони будуть встановлені.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ткачук Д.О. Перспективи розвитку мереж, нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії – Проектний інститут «Укрзахіденергопроект», 2022.
2. Реконструкція підстанцій. Світові-тенденції. [Електронний ресурс].– <https://cigre.org.ua/wp-content/uploads/2021/02/> (дата звернення 11.04.2026)
3. Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 1251с.
4. Онисько Ю. Ю. Реконструкція електричної мережі напругою 110/35 кВ для підвищення надійності електропостачання : кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю "141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" / Ю. Ю. Онисько. – Тернопіль: ТНТУ, 2023. – 70 с.
5. Оробчук Б., Прокопчук В. Бартошевський Р. Методи зниження втрат електричної енергії в розподільчих мережах. Актуальні задачі сучасних технологій: зб. тез доповідей міжнар. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів, (Тернопіль, 6-7 грудня 2023) // М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]: ТНТУ, 2023
6. ГОСТ 13109-97. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
7. Харченко В. Ф. Електропостачання міст та промислових підприємств : конспект лекцій (для студентів усіх форм навчання галузі знань 14 – Електрична інженерія, спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, професійне спрямування «Електротехнічні системи електроспоживання») / В. Ф. Харченко, О. А. Якунін, В. Г. Воропай ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 238 с.
8. ПУЕ - Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання)/ Наказ від 21.07.2017 № 476 Про затвердження Правил улаштування електроустановок

9. Шкрабець Ф. П. Електропостачання [Текст]: навчальний посібник / Ф. П. Шкрабець. – Дніпропетровськ : НГУ, 2015. – 540 с.
10. Давиденко Л. В. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум [Текст] : навчальний посібник / Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда, В. А. Давиденко, М. М. Євсюк – Луцьк : ВП ЛНТУ, 2022. – 244 с.
11. Маліновський А. А. Основи електроенергетики та електропостачання [Текст] : підручник / А. А. Маліновський, Б. К. Хохулін. – Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2009. – 436 с.
12. Оробчук Б., Терновий В. Підвищення надійності роботи силового обладнання підстанцій. Актуальні питання розвитку агропромислового комплексу. ВП НУБІП України «Бережанський агротехнічний інститут». - Бережани, 2017 р.
13. Основи електропостачання [Електронне видання] : Конспект лекцій для студентів 4 курсу денної і заочної форм навчання, напрям підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Суми : СНАУ, 2018. – 90 с.
14. ДСТУ-Н Б В.2.5.-80:2015. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. – Уведено вперше ; чинний від 28.10.15. – Київ : Мінрегіон, 2016. – 79 с.
15. Укренерго: Добовий графік виробництва/споживання електроенергії [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstvaspozhyvannya>. – (дата звернення 19.04.2026). – Назва з екрана.
16. Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж, оперативно-диспетчерське керування / ГКД 34.20.507-2003. - К.: ДП "НТУКЦ", 2004. -795 С.
17. Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник / А.О. Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с. ISBN 978-966-929-611-5

18. Бурбело М.Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навч. посібник / М.Й. Бурбело, О.О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
19. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: Навч. посіб. / О.М. Сірий. - К.: НУХТ, 2011. – 319 с
20. Оробчук Б., Харевич В. Задачі компенсації реактивної потужності в міських розподільних електромережах. - Матеріали X Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів. Актуальні задачі сучасних технологій – Тернопіль, 2018, С. 46-47.
21. ДБН В.2.5-28:2018. Природне і штучне освітлення. Технічні норми. – Чинні з 28.02.2019. – К.: 2018. – 133с.
22. Салтиков В.О. Освітлення міст: Навч. посібник.- Харків: ХНАМГ, 2009.– 221 с.
23. Ю.М. Лаврінченко, П.В. Олійник, В.В. Савченко. Автоматичні вимикачі та пристрої захисного вимикання. Технічні характеристики та правила вибору // Навчальний довідник з дисципліни „Проектування систем електрифікації, автоматизації та електропостачання сільського господарства”. – Київ, 2013 р.
24. Оробчук Б., Братковський Н, Семенюк В. Дослідження перехідних процесів при замиканнях на землю // VI Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ -Тернопіль, ТНТУ ім. Івана Пулюя 2017 р.
25. Електричні апарати: Навчальний посібник. / В.О. Лесько, С.В. Кравчук, О.В. Сікорська – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 145 с.
26. Кацадзе Т.Л., Янковська О.М. Регулювання режимів електричних систем. Частина 3. Проектування дальньої електропередачі. Практикум (електронний ресурс): Навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» - Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. - 74 с.
27. Кухаровський П. П. Електробезпека на виробництві та в побуті. Хмельницький: [б.в.], 2007. 240 с.

28. Дмитренко О.О. Розрахунок параметрів спрацювання захистів за струмом електричних мереж 6–35 кВ: Методичні вказівки. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2014. - 49 с.
29. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О. Охорона праці і промислова безпека: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2010. - 425 с.
30. Бондаренко О.В., Іоргачов Д.В.. Дослідження опорів заземлювальних пристроїв у неоднорідній землі // Методичне керівництво до лабораторної та навчально-дослідницької роботи студентів. – Одеса, 2003
31. Методичний посібник для здобувачів освітнього ступеня «магістр» всіх спеціальностей денної та заочної (дистанційної) форм навчання «Безпека в надзвичайних ситуаціях» / В.С. Стручок –Тернопіль: ФОП Паляниця В.А., –156 с.
Отримано з <https://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39196>
32. Оробчук Б.Я., Буняк О.А., Бабюк С.М., Сисак І.М., Вакуленко О.О. Методичні вказівки щодо виконання та оформлення дипломної роботи. Тернопіль, ТНТУ імені Івана Пулюя, 2017 р.