

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Концевич Дмитро Володимирович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Розробка варіанту головної схеми при електричних з'єднань підстанції
110/35/10 кВ та вибір апаратів захисту
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Концевич Д.В.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Журавльов Валерій Пилипович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.ф-м.н., професор кафедри вищої
та прикладної математики

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2025

АНОТАЦІЯ

Концевич Д.В. Розробка варіанту головної схеми при електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ та вибір апаратів захисту Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2025.

Метою даної роботи є підвищення надійності електропостачання, та зменшення витрат на експлуатацію та обслуговування підстанції шляхом запровадження сучасних технологій та рішень.

Запропонована схеми електричних з'єднань підстанції, вибрана розрахункова схема підстанції та її схема заміщення, проведений розрахунок струмів трифазного КЗ та ударних струмів на високій, середній і низькій сторонах напруги.

Ключові слова: електрична підстанція, апарати захисту, електрична схема з'єднань.

ABSTRACT

Kontsevich D.V. Development of a variant of the main circuit for electrical connections of a 110/35/10 kV substation and selection of protection devices Qualification work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2025.

The purpose of this work is to increase the reliability of power supply and reduce the costs of operation and maintenance of the substation by introducing modern technologies and solutions.

The electrical connection schemes of the substation are proposed, the calculation scheme of the substation and its equivalent circuit are selected, the calculation of three-phase short-circuit currents and surge currents on the high, medium and low voltage sides is performed.

Keywords: electrical substation, protection devices, electrical connection scheme.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. РОЗРОБКА ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ	6
1.1. Вихідні дані для модернізації підстанції	6
1.2 Розробка головної схеми електричних з'єднань підстанції	7
Висновки по розділу 1	16
РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	17
2.1 Розрахункова схема підстанції та її схема заміщення	17
2.2 Розрахунок струмів трифазного КЗ та ударних струмів на високій, середній і низькій сторонах напруги	19
Висновки по розділу 2	22
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ПІДСТАНЦІЇ	23
3.1. Вибір вимикачів	23
3.2 Вибір роз'єднувачів	27
3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	29
Висновки по розділу 3	35
ВИСНОВКИ	36
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	37

ВСТУП

Модернізація трансформаторної підстанції 110/35/10 є важливим етапом у розвитку електроенергетичної інфраструктури будь-якої електроенергетичної системи. Основною метою модернізації є підвищення надійності, ефективності роботи та зменшення втрат електроенергії. Важливою складовою цього процесу є адаптація підстанцій до сучасних вимог та технологічних рішень.

Модернізація трансформаторної підстанції 110/35/10 є складним процесом, що вимагає комплексного підходу в плануванні, реалізації та експлуатації. Запровадження сучасних технологій та рішень дозволить не лише підвищити надійність електропостачання, але й зменшити витрати на експлуатацію та обслуговування, адаптувати інфраструктуру до вимог часу. Результати таких заходів сприятимуть стабільному розвитку енергетичного сектору та покращенню якості електроспоживання.

Основні цілі модернізації трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ можуть бути сформульовані наступним чином:

1. Підвищення надійності електропостачання: Однією з основних цілей модернізації є забезпечення безперебійного електропостачання для споживачів. Це досягається через впровадження сучасних технологій, які підвищують стійкість електричної системи до аварій та збоїв, включаючи автоматизацію системи енергопостачання.

2. Оптимізація роботи обладнання: Модернізація передбачає вдосконалення існуючих елементів підстанції, щоб знизити втрати електроенергії і підвищити її ефективність. Це може включати в себе зміну трансформаторів на більш економічні або впровадження енергозберігаючих технологій.

3. Адаптація до нових вимог: У світлі постійних змін у споживанні електроенергії і технологічних процесах, модернізація підстанції дозволяє нейтралізувати різноманітні виклики, пов'язані з новими вимогами до якості

електропостачання, а також адаптуватися до росту споживання енергії в регіоні.

4. Запровадження нових технологій: Включає в себе встановлення цифрових трансформаторних підстанцій, які сприяють автоматизації процесів та зменшенню впливу людського фактора. Ці технології дозволяють покращити контроль за споживанням і якістю електроенергії.

Основною **метою роботи** є підвищення надійності електропостачання, та зменшення витрат на експлуатацію та обслуговування підстанції шляхом запровадження сучасних технологій та рішень.

При виконанні роботи були **використані методи** аналізу та математичного моделювання а також робота по моделюванню в програмному пакеті Multisim та Matlab + Simulink.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

Концевич Д. В., ОСОБЛИВОСТІ ВИБОРУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ РОЗПОДІЛЬЧОГО ПРИСТРОЮ НАПРУГОЮ 110 КВ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та здобувачів вищої освіти факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2025» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 157-160.

Журавльов В.П., Концевич Д. В. РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ ПІДСТАНЦІЇ

Наукові читання – 2025: збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 23 квітня 2025 р. Житомир: Поліський національний університет, 2025. – С 147-149.

Таблиця 1.3 – Характеристики споживачів 35 кВ

Споживачі	P1	P2	P3	P4
Навантаження, МВт	6	6	6	6

Таблиця 1.4 – Характеристики споживачів 10 кВ

Споживачі	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Навантаження, МВт	3	3	3	3	3	3	3	3

Таблиця 1.5 – Номінальні параметри трансформатора ТДТН-40000/110

Номінальна потужність, МВА	Номінальна напруга, кВ			Втрати, кВт	
	ВН	СН	НН	холостого ходу	короткого замикання
40	115	38,5	11	39	200
Напруга короткого замикання, %			Струм холостого ходу, %		
ВН–СН	ВН–НН	СН–НН			
10,5	17,5	6,5	0,6		

1.2 Розробка головної схеми електричних з'єднань підстанції

Головна схема підстанції (ПС) є основним елементом, що визначає всі властивості, особливості, технічну та економічну характеристику ПС в цілому [1,].

При проектуванні електричної частини ПС визначальним являється вибір головної схеми, оскільки вона оприділяє головний склад основних елементів та зв'язки між ними. Визначена схема з'єднань є вихідною для аналізу та упорядкування схем принципів електричних з'єднань, схем внутрішніх потреб, схем вузлових вторинних з'єднань, монтажних схем тощо. [2].

Визначимо основні вимоги до електричних схем з'єднань:

- схема зобов'язана забезпечити гарантоване живлення приєднаних споживачів у нормальних, ремонтних та післяаварійних режимах, відносно до їх категорій навантаження, враховуючи наявність або відсутність резервних джерел живлення;

- вона також повинна гарантувати надійність транзиту потужності через підстанцію у цих же режимах, відповідно до його значення для визначеної ділянки мережі;
- вибрана схема має бути простою, зрозумілою, економічною та забезпечувати автоматичне відновлення живлення споживачів у післяаварійних ситуаціях без участі персоналу.
- крім того, вибрана схема повинна дозволяти поетапний розвиток розподільчого пристрою (РП) з переходом між етапами без значних робіт з реконструкції або перерв у постачанні;
- кількість вимикачів, що одночасно спрацьовують в межах одного пристрою, повинна бути не більше двох при пошкодженні лінії і не більше чотирьох при пошкодженні трансформатора.

1.2.1 Вибір електричної схеми РП 110 кВ

Схеми РП підвищених напруг (35 кВ і більше) повинні виконуватися при урахуванні та виконанні наступних вимог:

- ремонтування вимикачів 110 кВ та вище проводиться на невідключених приєднаннях;
- відключення повітряної лінії від РП забезпечується, як правило, двома вимикачами;
- блоки трансформаторів відключаються від РП, як правило, не більше ніж трьома вимикачами;
- відключення автотрансформаторів зв'язку між двома РП виконується шістьма і менше вимикачами для обох РП і не більше ніж чотирма - для одного з РП;
- відмови вимикачів РП у нормальному та ремонтних режимах не повинні призводити до одночасної втрати двох транзитних паралельних ліній, а також одночасного відключення кількох ліній, якщо при цьому порушується стійкість паралельної роботи електроенергетичних систем (ЕЕС);

- при відмовах вимикачів в нормальному режимі РП не повинно відключатися більше одного блоку, а в ремонтному режимі РП - не більше двох блоків, при цьому не повинно виникати навантаження ліній і порушення стійкості [4].

Для РП 35-220 кВ при числі приєднань до 4-6 та відсутності необхідності розширення рекомендуються спрощені схеми та схеми багатокутників [4].

Як схему РП ВН до розгляду приймаються два варіанти:

- схема 5АН Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рисунок 1.2) [4].;
- схема 7 Чотирьохкутник (рисунок 1.3).

Варіант схеми 5АН Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів [6].

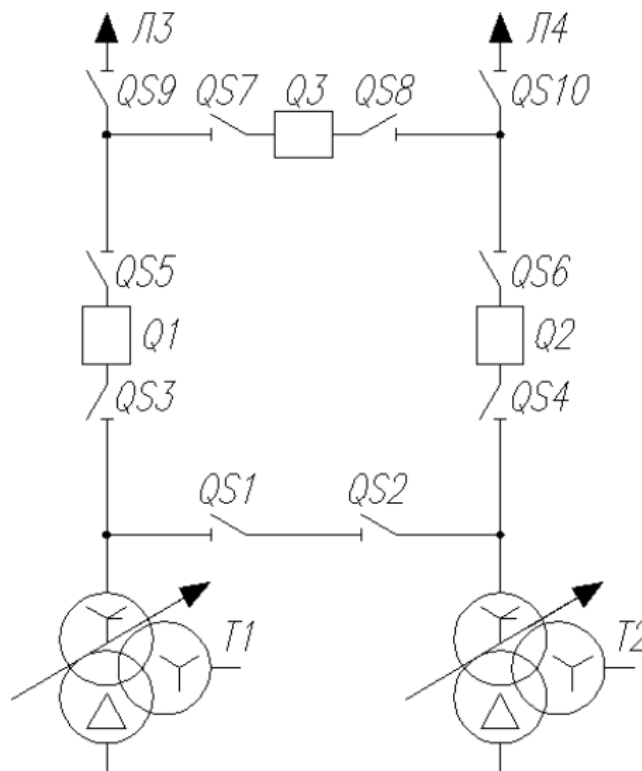


Рисунок 1.2. – Схема 5АН Місток з вимикачами у ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для чотирьох приєднань по ВН у схемі встановлені три вимикачі $Q1$, $Q2$, $Q3$. Вимикач $Q3$ на перемичці між двома лініями ЛЗ і Л4 у містку нормально включений і через нього проходить потік транзитної потужності. При

пошкодженні трансформатора $T1$ відключається вимикач $Q1$, лінії $Л3$ і $Л4$ залишаються в роботі. При пошкодженні на лінії $Л3$ відключаються вимикачі $Q1$ і $Q3$. У цьому випадку трансформатор $T1$ виявляється відключеним, хоча ніяких пошкоджень у ньому немає, що є недоліком схеми містка.

Однак після відключення $Q1$ і $Q3$ відключається роз'єднувач $QS9$ і включаються $Q1$, $Q3$, які відновлюють роботу трансформатора.

Для збереження роботи обох трансформаторів при ревізії одного із трьох вимикачів ($Q1$, $Q2$, $Q3$) передбачена перемичка у складі двох роз'єднувачів $QS1$, $QS2$. У нормальному стані один роз'єднувач $QS1$ даної перемички відключений. Для виконання ревізії вимикача $Q1$ необхідно попередньо включити $QS1$, і тільки потім відключають $Q1$ та роз'єднувачі з обох боків вимикача. В результаті таких дій два трансформатори та дві лінії залишилися в роботі [2].

Варіант схеми 7 Чотириохкутник

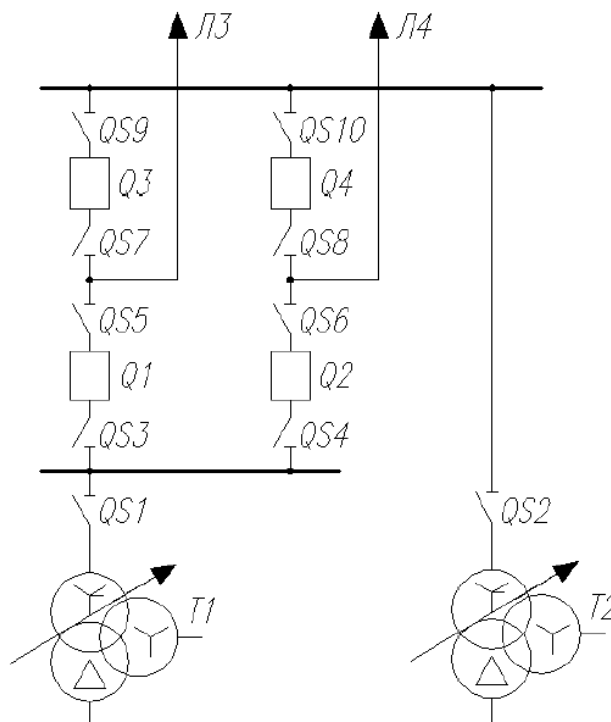


Рисунок 1.3 – Схема 7 Чотириохкутник

Схема чотирикутника дозволяє проводити перевіряти (робити ревізію) та випробувати всі вимикачі без порушення роботи елементів схеми. Дана схема високонадійна, так як відключення всіх приєднань мало ймовірно. Таке

відключення може відбутися тільки при збігу ревізії одного з вимикачів, наприклад $Q3$, та пошкодженням лінії $L4$ і відмові вимикача $Q2$ в другому ланцюзі. При виконанні ремонту лінії $L4$, необхідно відключити вимикачі $Q4$, $Q2$ і роз'єднувачі, які встановлені по бокам ліній. Зв'язок між елементами $L3$, $T1$ і $T2$, що залишилися в роботі, здійснюється через вимикачі $Q3$, $Q1$. Якщо в даний інтервал часу пошкодиться $T1$, то відбудеться відключення вимикача $Q1$, при цьому другий трансформатор і лінія $L3$ залишаться у робочому стані, але буде порушено транзит потужності.

Недоліками такої схеми являється доволі складний вибір трансформаторів струму, вимикачів і роз'єднувачів, які встановлені в кільці, так як змінюється струм, що протікає по апаратах в залежності від режиму роботи схеми. Наглядно, що при ревізії вимикача $Q1$ струм у ланцюгу $Q2$ зростає у двічі. Релейний захист також має бути вибраний з урахуванням усіх можливих режимів під час виведення в ревізію вимикачів чотирикутника [2].

Коли кількість приєднань на стороні 110 кВ невелика то застосовують спрощені схеми, в яких як правило збірні шини відсутні, а тому число вимикачів менше. Використання впрощених схем дозволяє суттєво зменшити число електрообладнання, будівельних матеріалів, понизити кошторис на розподільчі пристрої, скоротити його монтаж. Як правило, дані схеми найбільше використовуються на підстанціях [2]. Виходячи з вищесказаного, до встановлення на стороні 110 кВ прийнята схема 5АН Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

1.2.2 Вибір електричної схеми РП 35 кВ

Як схему РП СН до розгляду приймаються два варіанти:

- схема 9 Одна робоча секційована вимикачем система шин (рисунок 1.4);
- Схема 13 Дві робочі системи шин (рисунок 1.5).

Варіант схеми 9 Одна робоча секційована вимикачем системи шин

Для даної схеми характерна проста та наочність. В ній трансформатори, джерела живлення та лінії до збірних шин приєднані вимикачами та

роз'єднувачами. При цьому необхідний один вимикач, який ставиться на кожен ланцюг. Він виконує функції відключення та вмикання даного ланцюга при нормальних та аварійних режимах. Для здійснення відключення споживача P1 достатньо вимкнути вимикач Q3.

При виводі вимикача Q3 в ремонт, то після його відключення спочатку вимикають лінійний роз'єднувач QS11 і лише потім шинний QS7.

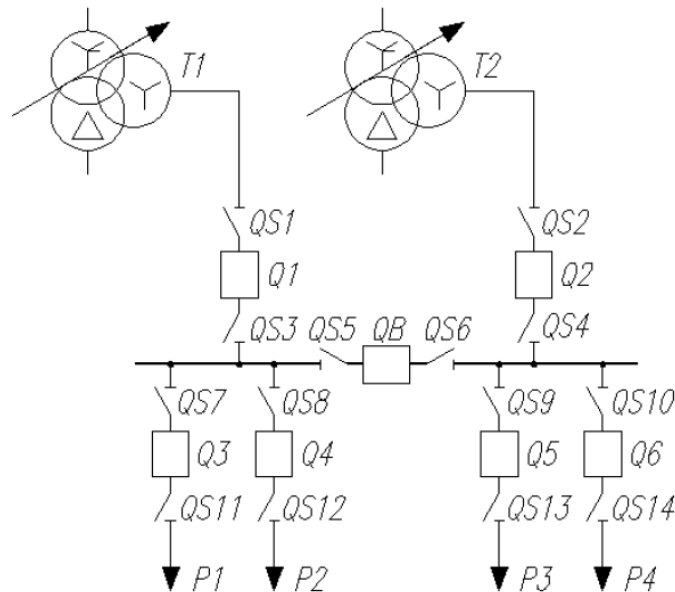


Рисунок 1.4 – Схема 9 Одна робоча секційована вимикачем система шин

Відповідно до сказаного, такі операції з роз'єднувачами виконуються лише під час виведення приєднання з роботи для того щоб забезпечити безпечне виконання робіт. Ввиду того, що такі операції з роз'єднувачами однотипні та прості, дуже мала аварійність й з ними через неправильні дії чергового персоналу. Це є суттєвою перевагою щодо розглядуваної схеми [2].

Поряд з перевагами схема має ряд недоліків.

У разі пошкодження та виконанні ремонтних робіт на одній секції з відповідальними споживачами, які нормально живляться з двох секцій, схема залишаються без резервування, а нерезервовані споживачі в мережі, на час проведення ремонту відключаються. При цьому трансформатор, який підключений до секції, що ремонтується, буде відключеним на весь час ремонту [2].

Це можна усунути, якщо приєднати одночасно джерела живлення до двох секцій, але дана дія суттєво ускладнить конструкцію розподільчого пристрою і приведе до зростання числа секцій (на кожне джерело по дві секції).

Наступним негативом для даної схеми є відмикання всіх трансформаторів при виникненні аварії на вимикачі секції QB або при його відмові на будь-якій секції в момент КЗ. Усунення даного недоліку вирішується шляхом встановлення послідовно двох секційних вимикачів. У цьому випадку при ситуації аварії, яка розглянута вище, відключається джерело живлення та одна секція.

Варіант схеми 13 Дві робочі системи шин

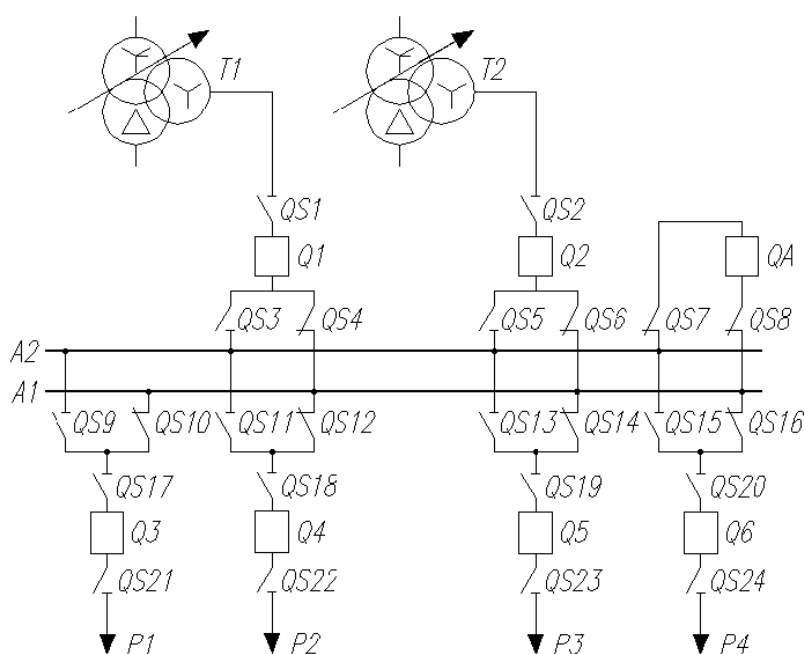


Рисунок 1.5 – Схема 13 Дві робочі системи шин

Якщо врахувати особливості схеми електропостачання з електроприймачами I, II категорій або при відсутності резерву по мережі, а також при наявності великої кількості приєднань до збірних шин для РП, то при техніко-економічному обґрунтуванні системи електропостачання можна передбачати схему з двома системами збірних шин, кожен елемент в якій через розв'язку приєднується до двох шинних роз'єднувачів [2].

Схема в робочого стану зображена на рисунку 1.5: до системи збірних шин A приєднані трансформатори $T1$ і $T2$, від якої живляться в подальшому

споживачі $P1-P4$. Резервною являється друга система шин $A2$, напруга на ній в нормальному стані відсутня. Дані системи утворюють шини можуть бути з'єднані між собою вимикачем QA , який відключений в нормальному режимі роботи.

Якщо обидві системи шин знаходяться під напругою то відбувається інший режим роботи цієї схеми і всі приєднання розподіляються між ними рівномірно. Даний режим як правило застосовується на шинах підвищеної напруги, і його називають роботою з фіксованим приєднанням ланцюгів, [2].

Представлена схема, що розглядається, є цілком надійною і гнучкою. Недоліками її велика кількість роз'єднувачів, ізоляторів, струмопровідних матеріалів та вимикачів, що утворюють складнішу конструкцію розподільчого пристрою, а це в свою чергу збільшує капітальні витрати на спорудження РП.

Суттєвим недоліком є те що роз'єднувачі як використовуються оперативні апарати. Значна кількість операцій які виконуються роз'єднувачами та громоздке і складне блокування між вимикачами та роз'єднувачами можуть спонукати помилкове відключення струму навантаження роз'єднувачами. У таких схемах із двома системами шин, імовірність аварій через неправильну дію обслуговуючого персоналу, більша, ніж у схемах із однією системою шин [2].

Враховуючи простоту та нижчу вартість схеми 9 Одна робоча секційована вимикачем система шин порівняно зі схемою 13 Дві робочі системи шин до встановлення на стороні 35 кВ прийнято першу схему.

1.2.3 Вибір електричної схеми РП 10 кВ

Схеми РП 10 кВ повинні відповідати таким вимогам:

- погашення секції збірних шин, відмова вимикача не повинні призводити до перерви електропостачання відповідальних споживачів (I категорії за правилами влаштування електроустановок (ПУЕ));
- розширення РП зі зростанням місцевих навантажень не повинно призводити до зміни схеми та значних будівельних та монтажних робіт.

Цим вимогам задовольняють схеми з однією або двома системами шин з одним вимикачем на приєднання. Секціонування збірних шин дозволяє задовольнити вимоги до надійності. Розширення РП здійснюється заповненням резервних осередків або введенням нової секції. Обхідна система шин з вимикачем для ремонту вимикачів зазвичай в РП 10 кВ не застосовується.

Схема з однією системою збірних шин (рисунок 1.6) дозволяє застосовувати коміртки комплектного розподільчого пристрою (КРП) і обходиться дешевше в будівництві та експлуатації. Тому, якщо за умовами режиму роботи споживачів можливе повне відключення однієї секції РП для її ремонту, слід віддавати перевагу схемі з однією секційованою системою збірних шин. Застосування подвійної системи шин потребує техніко-економічного обґрунтування з урахуванням збитків від перерви електропостачання споживачів із безперервним процесом виробництва [4].

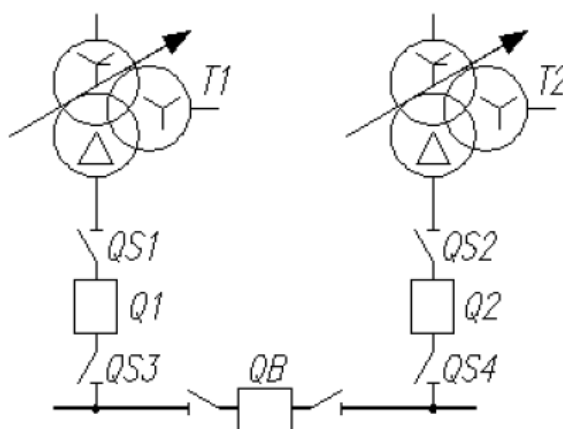


Рисунок 1.6 – Схема 9 Одна робоча секційована
вимикачем система шин

До установки на стороні 10 кВ прийнята схема 9 Одна робоча секційована вимикачем система шин.

1.2.4 Вибір схеми живлення власних потреб

Приймачами власних потреб ПС є оперативні ланцюги, електродвигуни систем охолодження трансформаторів, електродвигуни компресорів, освітлення, електроопалення приміщень електропідігрів комутаційної

апаратури високої напруги і шаф, встановлених на відкритому повітрі, зв'язок, сигналізація і т.д.

Приймачі власних потреб підстанцій за рівнем відповідальності поділяються на групи.

До першої групи відносяться приймачі, відключення яких призводить до часткового або повного відключення або до аварій з пошкодженням основного обладнання, що є порушенням нормального режиму експлуатації. Для живлення електроприймачів першої групи необхідні два джерела з автоматичним включенням резерву (І категорія ПУЕ) [1].

Електроприймачі, відключення яких можливо на 20-40 хв на підстанціях з черговим персоналом або до прибуття обслуговуючого персоналу, якщо такий на підстанції відсутній відносяться до другої групи. Відновлення живлення у приймача цієї групи здійснюється вручну (ІІ категорія з ПУЕ).

Електроприймачі, відключення яких допустимо більш тривалий час належать до третьої групи (ІІІ категорія по ПУЕ) [1,4].

Потужність споживачів СН підстанцій невелика, тому вони живляться від мережі 380/220 кВ, яка отримує живлення від понижувальних трансформаторів. На двотрансформаторних підстанціях 35-750 кВ, як правило, встановлені два трансформатори власних потреб (ТВП), їх потужність вибирають відповідно до сумарних навантажень, з урахуванням допустимого навантаження ($K_n=1,3$) при виконанні ремонтних робіт і відмови одного з трансформаторів. Номінальна потужність ТВП становить 1-2% від номінальної потужності трансформатора. Гранична потужність ТВП - 630, 1000 кВА [3].

З урахуванням наведених рекомендацій до встановлення прийнято два ТВП потужністю 630 кВА типу ТМ-630/10.

Приєднання ТВП до мережі залежить від системи оперативного струму. На підстанціях 110 кВ і вище із змінним або випрямленим оперативним струмом ТВП приєднуються через запобіжники до вводів 6-10 кВ головних трансформаторів до вимикачів.

На рисунку 1.7 представлено схему живлення власних потреб ПС.

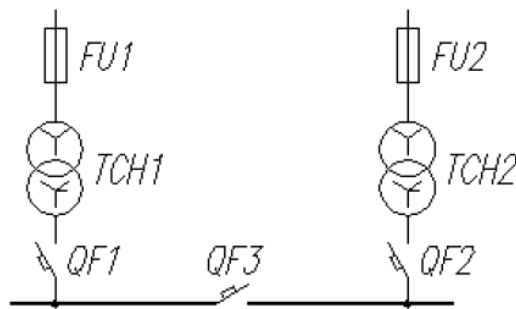


Рисунок 1.7 – Схема живлення власних потреб підстанції

Висновки по першому розділу

У розділі зроблено вибір головної схеми шляхом порівняння варіантів за об'єктивними кількісними показниками (економічність, надійність).

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

2.1 Розрахункова схема підстанції та її схема заміщення

Коротким замиканням (КЗ) називають всяке, не передбачене нормальними умовами роботи, замикання між фазами, а системах із заземленими нейтраліями – замикання однієї чи кількох фаз на землю.

Розрахунки струмів КЗ необхідні:

- для зіставлення, оцінки та вибору основних схем електричних станцій, мереж та підстанцій;
- вибору та перевірки електричних апаратів та провідників;
- проектування та налаштування пристроїв релейного захисту та автоматики;
- визначення впливу струмів нульової послідовності ліній електропередачі на лінії зв'язку;
- проектування заземлюючих пристроїв;
- аналізу аварій в електроустановках та електричних системах;
- оцінки допустимості та розробки методики проведення різних випробувань в електричних системах;
- аналізу стійкості роботи енергосистем [2].

Розрахунок струмів КЗ проводиться у системі відносних одиниць.

Подання фізичних величин у відносних одиницях дозволяє спростити деякі теоретичні викладки і надати їм більш загальний характер. У практичних розрахунках це надає результату більшої наочності і дозволяє швидше орієнтуватися в порядку визначених величин.

Під відносним значенням будь-якої величини розуміють її відношення до іншої однойменної величини, обраної за одиницю виміру та званої базисної одиницею.

У розрахунках електроенергетичних завдань використовують чотири базові параметри: S_6 – базисна потужність трифазної системи, МВА; U_6 –

міждуфазна базисна напруга, кВ; - I_6 базисний фазний струм, кА; X_6 - азисний фазний опір, Ом.

З чотирьох базисних одиниць дві вибирають довільно, частіше і , а дві інші отримують відомих співвідношень для симетричної трифазної системи [5].

Як базисну потужність приймається $S_6=1000$ МВА.

За базисні напруги на відповідних щаблях трансформації приймаються напруги з шкали середніх номінальних напруг: $U_{6I}=115$ кВ, $U_{6II}=37$ кВ, $U_{6III}=10,5$ кВ.

Розрахункова схема підстанції представлена на рисунку 2.1

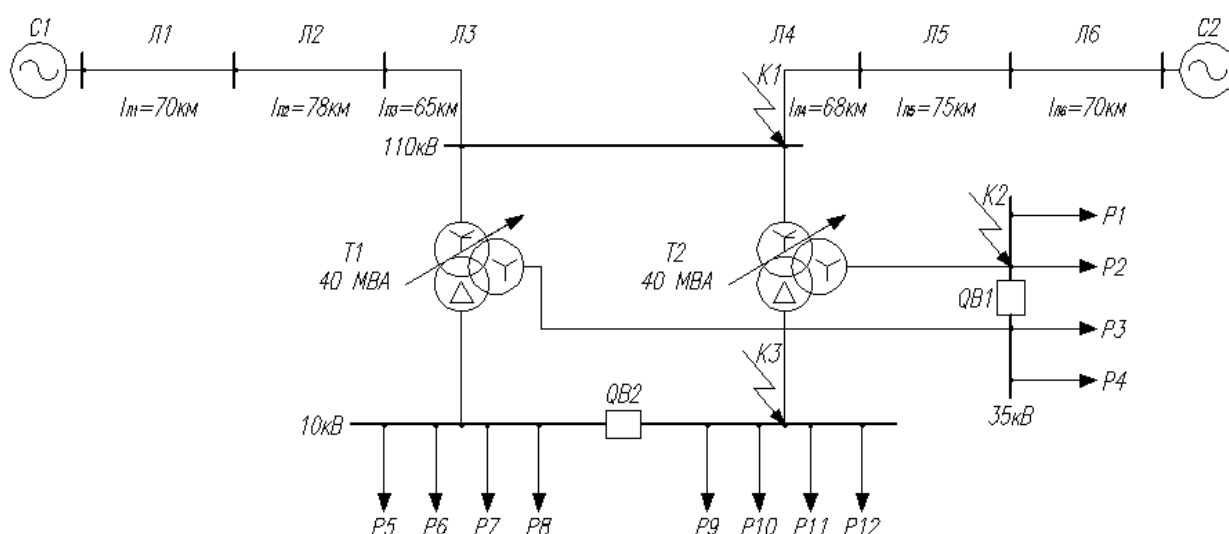


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема підстанції

За розрахунковою схемою складається електрична схема заміщення, представлена на малюнку 2.2

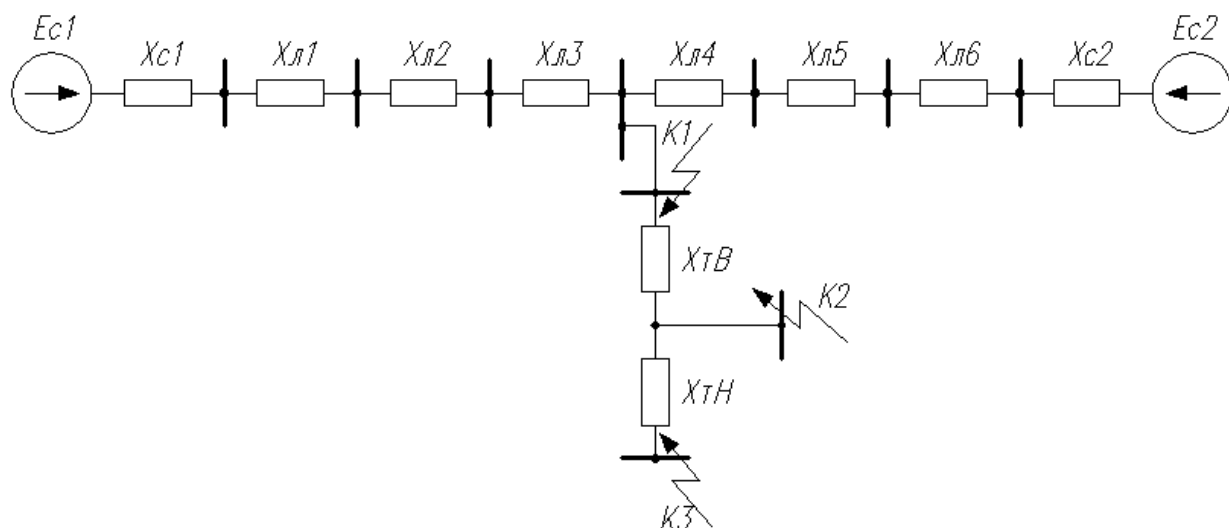


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Проведемо розрахунок параметрів схеми заміщення і розрахунок струмів трифазного КЗ

2.2 Розрахунок струмів трифазного КЗ та ударних струмів на високій, середній і низькій сторонах напруги

Спочатку знаходимо індуктивний опір лінії Л1:

$$X_{л1} = X_{пит} \cdot l_{л1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta l}^2}, \quad (2.1)$$

де $X_{пит}$ - питомий індуктивний опір струмам прямої послідовності, $X_{пит} = 0,444 \text{ Ом/м}$ [6];

$l_{л1}$ – довжина лінії, км;

$U_{\delta l}$ – базисна напруга на ступені напруги розглянутої лінії, кВ.

$$X_{л1} = 0,444 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,35 \text{ у.о.}$$

Аналогічно в програмі «Microsoft Excel 2010» розраховуються опір ліній Л2–Л6, результати зводяться до таблиці 2.1

Індуктивний опір систем:

$$X_{c1} = \frac{S_{\delta}}{S_k}, \quad (2.2)$$

де S_k – потужність короткого замикання від системи, МВА.

$$X_{c1} = \frac{1000}{300} = 3,333 \text{ у.о.}$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{350} = 2,857 \text{ у.о.}$$

Таблиця 2.1 - Розрахунок індуктивних опорів ліній

Лінія	l, км	U _{бл} , кВ	X _{пит} , Ом/км	S _б , МВА	X _л , у.о.
Л1	70	115	0,444	1000	2,350
Л2	78	115	0,444	1000	2,619
Л3	65	115	0,444	1000	2,182
Л4	68	115	0,444	1000	2,283
Л5	75	115	0,444	1000	2,518
Л6	70	115	0,444	1000	2,350

Знаходимо індуктивний опір трансформаторів:

$$X_{mB} = \frac{(U_{kB-H} \% + U_{kB-C} \% - U_{kC-H} \%)}{200} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad (2.3)$$

$$X_{mC} = \frac{(U_{kB-C} \% + U_{kC-H} \% - U_{kB-H} \%)}{200} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad (2.4)$$

$$X_{mH} = \frac{(U_{kB-H} \% + U_{kC-H} \% - U_{kB-C} \%)}{200} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad (2.5)$$

де U_{kB-C} , U_{kB-H} , U_{kC-H} - напруги КЗ між обмотками з напругами вища-середня, вища-нижча, середня-нижча, %;

$S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА.

$$X_{mB} = \frac{(17,5 + 10,5 - 6,5)}{200} \cdot \frac{1000}{40} = 2,688 \text{ у.о.},$$

$$X_{mC} = \frac{(10,5 + 6,5 - 17,5)}{200} \cdot \frac{1000}{40} = 0,$$

$$X_{mH} = \frac{(17,5 + 6,5 - 10,5)}{200} \cdot \frac{1000}{40} = 1,688 \text{ у.о.}$$

Для розрахунку струму трифазного короткого замикання використовується модифікована в програмі «Multisim 12.0» схема заміщення.

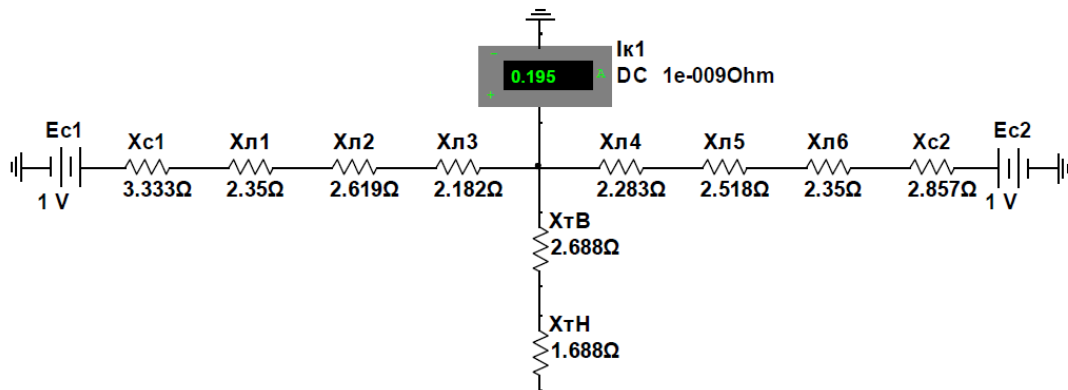


Рисунок 2.3 – Струм трифазного КЗ на стороні 110 кВ в у.о.

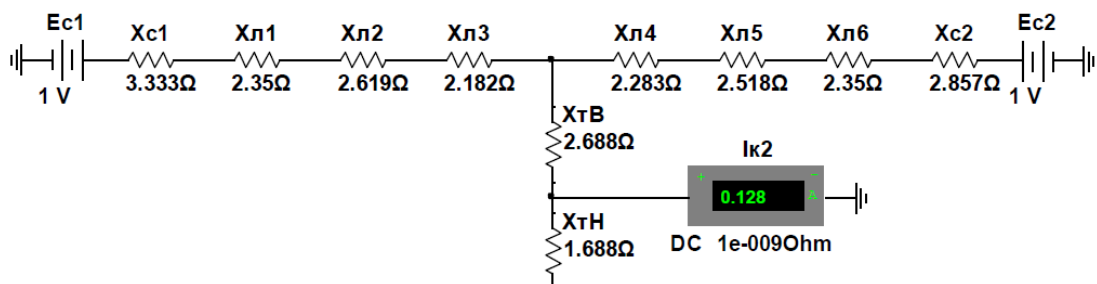


Рисунок 2.4 – Струм трифазного КЗ на стороні 35 кВ в у.о.

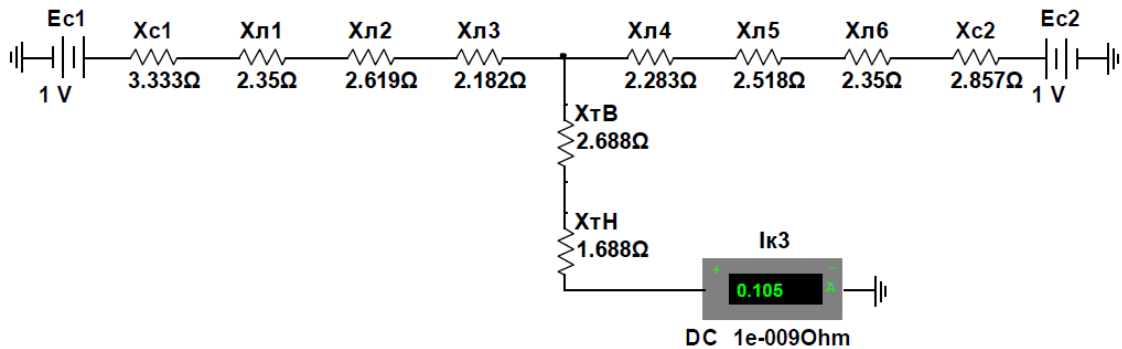


Рисунок 2.5 – Струм трифазного КЗ на стороні 10 кВ в в.о.

Виконується перерахунок струмів КЗ з відносних одиниць у іменовані та розрахунок ударних струмів у іменованих одиницях.

Струм трифазного короткого замикання на стороні 110 кВ:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot I_{\delta I}, \quad (2.6)$$

$$I_{\delta I} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta I}}, \quad (2.7)$$

де $I_{\delta I}$ – базисний фазний струм, кА.

$$I_{\delta I} = 0,195 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,979 \text{ кА.}$$

Знаходимо ударний струм:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\kappa 1}^{(3)}, \quad (2.8)$$

де k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової T_a , $k_y = 1,608$ [5].

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 0,979 = 2,226 \text{ кА.}$$

Аналогічно в програмі Microsoft Excel 2010 проводиться перерахунок струмів КЗ і розрахунок ударних струмів на сторонах 35 кВ і 10 кВ.

Результати розрахунків зведено у таблицю 3.1

Таблиця 3.1 - Розрахунок струмів трифазного КЗ та ударних струмів

Струми трифазного КЗ, в.о.		Струми трифазного КЗ, кА		Ударні струми, кА	
I_{K1}	0,195	I_{K1}	0,979	i_{y1}	2,226
I_{K2}	0,128	I_{K2}	1,997	i_{y2}	4,542
I_{K3}	0,105	I_{K3}	5,774	i_{y3}	14,860

Висновки по другому розділу

На основі розрахункової схеми підстанції створена її схема заміщення. Проведений розрахунок струмів трифазного КЗ та ударних струмів на високій, середній і низькій сторонах напруги.

Для розрахунку струму трифазного короткого замикання використовуємо модифіковану в програмі «NI Multisim 12.0» схему заміщення.

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ПІДСТАНЦІЇ

3.1. Вибір вимикачів

Вимикачі є основними комутаційними апаратами і служать для відключення та включення ланцюгів у різних режимах роботи. Найбільш відповідальною операцією є відключення струмів КЗ і включення на існуюче КЗ[2].

При виборі вимикачів необхідно враховувати основні вимоги до них. Вимикачі повинні надійно відключати будь-які струми: нормального режиму та КЗ, а також малі індуктивні та ємнісні струми без появи при цьому небезпечних комутаційних перенапруг. Для збереження стійкої роботи системи відключення КЗ має проводитися якнайшвидше; вимикач повинен бути пристосований для швидкого автоматичного повторного включення (АПВ). Конструкція вимикача повинна бути простою, зручною для експлуатації та транспортування, вимикач повинен мати високу ремонтпридатність, вибухо- і пожежну безпеку [4].

Вибір високовольтних вимикачів здійснюється за наступними параметрами [2]:

по напрузі

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \quad (3.1)$$

По струму

$$I_{ном} \geq I_{норм}, \quad (3.2)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс}, \quad (3.3)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга вимикача, кВ;

$U_{уст.ном}$ – номінальна напруга установки, кВ;

$I_{ном}$ - номінальний струм вимикача, А;

$I_{норм}$ - найбільший струм нормального режиму, А;

$I_{макс}$ - найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму, А.А.

Перевірка високовольних вимикачів здійснюється за наступними параметрами [2]:

за здатністю відключати

$$I_{від.ном} \geq I_{п,τ}, \quad (3.4)$$

за включаючою здатністю

$$i_{вкл} \geq i_y, \quad (3.5)$$

на термічну стійкість

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (3.6)$$

де $I_{від.ном}$ - номінальний струм відключення вимикача, кА;

$I_{п,τ}$ - значення періодичної складової струму КЗ для моменту розходження контактів вимикача, кА;

$I_{вкл}$ - найбільший пік струму включення, кА;

i_y - ударний струм КЗ в ланцюгу вимикача, кА;

B_k - тепловий імпульс струму КЗ, $кА^2 \cdot с$;

$I_{тер}$ - струм термічної стійкості, кА;

$t_{тер}$ - час дії струму термічної стійкості, с.

Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Розглядаються два варіанти: елегазовий вимикач типу 3AP1 123 FG виробництва фірми SIEMENS, та елегазовий вимикач типу LTB 145D1/B виробництва фірми ABB .

Визначимо розрахункові струми тривалого режиму:

$$I_{ном} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.7)$$

$$I_{макс} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.8)$$

де $S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА.

$$I_{ном} = 0,7 \cdot \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 146,96 \text{ А},$$

$$I_{макс} = 1,4 \cdot \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 293,92 \text{ А}.$$

Визначається тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{від}} + T_a), \quad (3.9)$$

де $I_{n,0}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ в ланцюзі вимикача, А;

$t_{\text{від}}$ - час відключення КЗ, $t_{\text{від}} = 0,1$ с [2];

T_a - постійна часу згасання аперіодичної складової струму КЗ, $T_a = 0,02$ [2].

Усі розрахункові та каталожні дані зводяться до таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Вибір вимикачів 110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	3AP1 123 FG (SIEMENS)	LTD 145D1/B (ABB)
$U_{\text{уст.ном}} = 110$ кВ	$U_{\text{ном}} = 123$ кВ	$U_{\text{ном}} = 110$ кВ
$I_{\text{макс}} = 293,92$ А	$I_{\text{ном}} = 4000$ А	$I_{\text{ном}} = 3150$ А
$I_{\text{п,т}} = 0,979$ кА	$I_{\text{від.ном}} = 40$ кА	$I_{\text{від.ном}} = 40$ кА
$i_y = 2,226$ кА	$i_{\text{вкл}} = 108$ кА	$i_{\text{вкл}} = 104$ кА
$B_k = 0,115$ кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с

До встановлення на РП 110 кВ прийнято елегазові вимикачі серії 3AP1 123 FG виробництва фірми SIEMENS.

Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

Розглядаються два варіанти: вакуумний вимикач типу 3AF0144 виробництва фірми SIEMENS, та вакуумний вимикач типу OVB-VBF 36 виробництва фірми ABB.

Визначаються розрахункові струми тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = 0,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,5 \cdot \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 230,94 \text{ А},$$

$$I_{\text{макс}} = 2I_{\text{норм}} = 461,88 \text{ А}.$$

Визначимо тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{від}} + T_a) = 1,997^2 \cdot (0,2 + 0,002) = 0,877 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Усі розрахункові та каталожні дані зводяться до таблиці 3.2

Таблиця 3.2 – Вибір вимикачів 110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	3AF0144 (SIEMENS)	OVB-VBF 36 (ABB)
$U_{уст.ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 36 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 36 \text{ кВ}$
$I_{макс}=461,88 \text{ А}$	$I_{ном}=2000 \text{ А}$	$I_{ном}=2000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 1,997 \text{ кА}$	$I_{від.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{від.ном} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 4,542 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 108 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 104 \text{ кА}$
$B_k = 0,115 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

До встановлення на РП 35 кВ прийнято вакуумні вимикачі серії 3AF0144 виробництва фірми SIEMENS.

Вибір осередків КРП на стороні 10 кВ

Розглядаються два варіанти: осередок КРП серії SIMOPRIME виробництва фірми SIEMENS, осередок КРП серії SPY виробництва фірми ABB.

Визначаються розрахункові струми тривалого режиму:

$$I_{норм} = 0,5 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0,5 \cdot \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 808,29 \text{ А},$$

$$I_{макс} = 2I_{норм} = 1616,58 \text{ А}.$$

Визначимо тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{від} + T_a) = 5,993^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 8,335 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Усі розрахункові та каталожні дані зводяться до таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Вибір осередків КРП 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	SIMOPRIME (SIEMENS)	SPY (ABB)
$U_{уст.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$
$I_{макс}=1616,58 \text{ А}$	$I_{ном}=3600 \text{ А}$	$I_{ном}=3150 \text{ А}$
$I_{п,т} = 5,993 \text{ кА}$	$I_{від.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{від.ном} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 13,129 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 8,335 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

До встановлення прийнято КРП 10 кВ на базі осередків серії SIMOPRIME виробництва фірми SIEMENS.

3.2 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі призначені для відключення та вмикання ланцюгів без струму та для створення видимого розриву ланцюга в повітрі. В установках невеликої потужності дозволяється відключати роз'єднувачем ненавантажені трансформатори, включати і відключати навантажувальний струм ліній до 15 А при напрузі 10 кВ і нижче, відключати (у певних межах) зарядний струм повітряних і кабельних ліній і струм КЗ на землю [7]. При цьому передбачається наявність триполюсних роз'єднувачів.

До надійності роз'єднувачів висувають високі вимоги. Це об'ясняється великим числом роз'єднувачів в електричних установках і важливістю їх для схем електричних з'єднань. Надійність роботи всієї установки значною мірою залежить від надійності роботи роз'єднувачів.

Для забезпечення надійної та безпечної експлуатації роз'єднувачів слід прагнути до застосування роз'єднувачів переважно триполюсного типу. Щоб виключити помилкові дії з роз'єднувачами, встановлюють блокування (механічні, електричні), які дозволяють оперувати з роз'єднувачами тільки в тому випадку, якщо пов'язаний з ними вимикач вимкнений [4].

Вибір високовольтних роз'єднувачів здійснюється за такими параметрами [2]:

за напругою

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}},$$

по струму

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}},$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}},$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга роз'єднувача, кВ;

$U_{\text{уст.ном}}$ – номінальна напруга установки, кВ;

$I_{\text{ном}}$ - номінальний струм роз'єднувача, А;

$I_{\text{норм}}$ - найбільший струм нормального режиму, А;

$I_{\text{макс}}$ - найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму, А.А.

Перевірка роз'єднувачів здійснюється за наступними параметрами [2]:

по електродинамічній стійкості

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \quad (3.10)$$

на термічну стійкість

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (3.11)$$

де $i_{\text{пр.скв}}$ - найбільший пік (струм електродинамічної стійкості), кА;

$I_{\text{ц,т}}$ - значення періодичної складової струму КЗ для моменту розходження контактів вимикача, кА;

i_y - ударний струм КЗ в ланцюгу роз'єднувача, кА;

B_k - тепловий імпульс струму КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$I_{\text{тер}}$ - струм термічної стійкості, кА;

$t_{\text{тер}}$ - час дії струму термічної стійкості, с.

Всі розрахункові і каталожні дані роз'єднувачів на напругу 110 кВ зведені в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	3DN1CB123 (SIEMENS)	SDF 123 (ABB)
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 123 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 123 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 293,92 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$i_y = 2,226 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$
$B_k = 0,115 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

До встановлення на РП 110 кВ прийнято роз'єднувач серії 3DN1CB 123 виробництва фірми SIEMENS.

Усі розрахункові та каталожні дані роз'єднувачів на напругу 35 кВ зведемо до таблиці 3.5

Таблиця 3.4 – Вибір роз'єднувачів 35 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	D BF4 72,5 (SIEMENS)	NPS 36 (ABB)
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 72,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 36 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 461,88 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$
$i_y = 4,542 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 0,525 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

До встановлення на РП 35 кВ прийняті роз'єднувачі серії D BF4 72,5 виробництва фірми SIEMENS.

3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибір вимірювальних трансформаторів струму виконується по наступним параметрам [2]:

по напрузі

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст.НОМ}},$$

по струму

$$I_{1\text{НОМ}} \geq I_{\text{норм}},$$

$$I_{1\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс}},$$

де $U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга трансформатора струму, кВ;

$U_{\text{уст.НОМ}}$ – номінальна напруга установки, кВ;

$I_{1\text{НОМ}}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму, А;

$I_{\text{норм}}$ – найбільший струм нормального режиму, А;

$I_{\text{макс}}$ – найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму, А.

Перевірка роз'єднувачів здійснюється за наступними параметрами [2]:

по термічній стійкості

$$(k_t I_{1\text{НОМ}})^2 t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (3.13)$$

по вторинному навантаженню

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (3.14)$$

де k_t – кратність термічної стійкості;

$t_{\text{тер}}$ - час дії струму термічної стійкості, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

B_k - тепловий імпульс струму КЗ, ;

Z_2 - вторинне навантаження трансформатора струму, ВА;

$Z_{2\text{ном}}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму у вибраному класі точності, ВА.

Вибір трансформаторів струму на стороні 110 кВ

Для визначення опору навантаження вторинної обмотки використовуючи каталожні дані приладів знаходимо навантаження по фазах (таблиця 3.6).

Таблиця 3.6 – Вторинне навантаження трансформаторів струму на стороні 110 кВ

Прибор	Тип	Споживана потужність, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Е-365	0,5	0,5	0,5
Лічильник енергії	Альфа А1800	0,003	0,003	0,003
РЗА		$0,3 \times 3$	$0,3 \times 3$	$0,3 \times 3$
Разом		1,403	1,403	1,403

Визначаємо опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2} \quad (3.15)$$

де $S_{\text{прил}}$ - потужність, яка споживається приборами, $S_{\text{прил}}=1,403$ ВА;

I_2 – вторинний номінальний струм прибора, $I_2 = 5$ А.

$$r_{\text{прил}} = \frac{1,403}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

До встановлення на РП 110 кВ прийнятні трансформатори струму (ТС) типу ТФНД-110М. Трансформатори струму поєднані за схемою повної зірки. Довжина сполучного проводу для даної схеми $l_{\text{розр}}$ становить 75 м. Застосований провід з мідними жилами, так як дана вимога пред'являється при підключенні терміналу. Вторинна номінальна допустима навантаження трансформатора струму $Z_{2\text{ном}}$ класі точності Д становить 1,2 Ом. Опір контактів r_k приймається рівним 0,1 Ом, тоді опір з'єднувальних проводів:

$$r_{\text{пл}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_k, \quad (3.16)$$

$$r_{np1} = 1,2 - 0,056 - 0,1 = 1,044 \text{ Ом.}$$

По величині опору r_{np1} визначається перетин з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho l_{розр}}{r_{np1}}, \quad (3.17)$$

де ρ - питомий опір матеріалу проводу, $\rho=0,0175$.

$$q = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,044} = 1,277 \text{ мм}^2.$$

До встановлення прийнято контрольний кабель КВВГ з жилами перетином $S=2,5 \text{ мм}^2$.

Визначаємо остаточний опір з'єднувальних проводів:

$$r_{np2} = \frac{\rho l_{розр}}{S}, \quad (3.18)$$

$$r_{np2} = 0,0175 \cdot \frac{75}{2,5} = 0,525 \text{ Ом.}$$

Визначимо розрахунковий опір вторинного навантаження:

$$Z_2 = r_{прил} + r_{np2} + r_k = 0,056 + 0,525 + 0,1 = 0,681 \text{ Ом.}$$

Усі розрахункові та каталожні дані зведені до таблиці 3.7

Розрахункові дані	Каталожні дані
	ТФНД-110М
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 293,924 \text{ А}$	$I_{1ном} = 600 \text{ А}$
$B_k = 0,115 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(k_m I_{1ном})^2 t_{мер} = (43,3 \cdot 600)^2 = 2025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 0,681 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

Вибір трансформаторів струму на стороні 35 кВ

Для визначення опору навантаження вторинної обмотки використовуючи каталожні дані приладів знаходимо навантаження по фазах (таблиця 3.6).

Таблиця 3.8 – Вторинне навантаження трансформаторів струму на стороні 35 кВ

Прибор	Тип	Споживана потужність, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Е-365	0,5	0,5	0,5
Лічильник енергії	Альфа А1800	0,003	0,003	0,003
РЗА		0,3×3	0,3×3	0,3×3
Разом		1,403	1,403	1,403

Визначаємо опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2}$$

де $S_{\text{прил}}$ - потужність, яка споживається приборами, $S_{\text{прил}}=1,403$ ВА;

I_2 – вторинний номінальний струм прибора, $I_2 = 5$ А.

$$r_{\text{прил}} = \frac{1,403}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

До встановлення на РП 35 кВ прийняті трансформатори струму (ТС) типу ТФНД-35М. Трансформатори струму поєднані за схемою повної зірки. Довжина сполучного проводу для даної схеми $l_{\text{розр}}$ становить 75 м. Застосований провід з мідними жилами, так як дана вимога пред'являється при підключенні терміналу. Вторинна номінальна допустима навантаження трансформатора струму $Z_{2\text{ном}}$ класі точності Р становить 0,8 Ом. Опір контактів r_k приймається рівним 0,1 Ом, тоді опір з'єднувальних проводів:

$$r_{\text{рп1}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_k,$$

$$r_{\text{рп1}} = 0,8 - 0,056 - 0,1 = 0,644 \text{ Ом.}$$

По величині опору $r_{\text{рп1}}$ визначається перетин з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho l_{\text{розр}}}{r_{\text{рп1}}},$$

де ρ - питомий опір матеріалу проводу, $\rho=0,0175$.

$$q = \frac{0,0175 \cdot 75}{0,644} = 2,038 \text{ мм}^2.$$

До встановлення прийнято контрольний кабель КВВГ з жилами перетином $S=2,5 \text{ мм}^2$.

Визначаємо остаточний опір з'єднувальних проводів:

$$r_{np2} = \frac{\rho l_{розр}}{S},$$

$$r_{np2} = 0,0175 \cdot \frac{75}{2,5} = 0,525 \text{ Ом.}$$

Визначимо розрахунковий опір вторинного навантаження:

$$Z_2 = r_{прил} + r_{np2} + r_k = 0,056 + 0,525 + 0,1 = 0,681 \text{ Ом.}$$

Усі розрахункові та каталожні дані зведені до таблиці 3.9

Розрахункові дані	Каталожні дані
	ТФНД-110М
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 461,88 \text{ А}$	$I_{1ном} = 600 \text{ А}$
$B_k = 0,877 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(k_m I_{1ном})^2 t_{мер} = (32 \cdot 600)^2 = 2621 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 0,681 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$

Вибір трансформаторів струму на стороні 10 кВ

Для визначення опору навантаження вторинної обмотки використовуючи каталожні дані приладів знаходимо навантаження по фазах (таблиця 3.10).

Таблиця 3.10 – Вторинне навантаження трансформаторів струму на стороні 10 кВ

Прибор	Тип	Споживана потужність, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Е-365	0,5	0,5	0,5
Лічильник енергії	Альфа А1800	0,003	0,003	0,003
РЗА		0,3×3	0,3×3	0,3×3
Разом		1,403	1,403	1,403

Визначаємо опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}$$

де $S_{прил}$ - потужність, яка споживається приборами, $S_{прил} = 1,403 \text{ ВА}$;

I_2 – вторинний номінальний струм прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$.

$$r_{прил} = \frac{1,403}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

До встановлення на РП 10 кВ прийняті трансформатори струму (ТС) типу ТОЛ-10. Трансформатори струму поєднані за схемою повної зірки. Довжина сполучного проводу для даної схеми $l_{розр}$ становить 75 м. Застосований провід з мідними жилами, так як дана вимога пред'являється при підключенні терміналу. Вторинна номінальна допустима навантаження трансформатора струму $Z_{2ном}$ класі точності Р становить 0,6 Ом. Опір контактів r_k приймається рівним 0,1 Ом, тоді опір з'єднувальних проводів:

$$r_{np1} = Z_{2ном} - r_{прил} - r_k,$$

$$r_{np1} = 0,6 - 0,056 - 0,1 = 0,444 \text{ Ом.}$$

По величині опору r_{np1} визначається перетин з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho l_{розр}}{r_{np1}},$$

де ρ - питомий опір матеріалу проводу, $\rho=0,0175$.

$$q = \frac{0,0175 \cdot 75}{0,444} = 2,956 \text{ мм}^2.$$

До встановлення прийнято контрольний кабель КВВГ з жилами перетином $S=2,5 \text{ мм}^2$.

Визначаємо остаточний опір з'єднувальних проводів:

$$r_{np2} = \frac{\rho l_{розр}}{S},$$

$$r_{np2} = 0,0175 \cdot \frac{75}{4} = 0,328 \text{ Ом.}$$

Визначимо розрахунковий опір вторинного навантаження:

$$Z_2 = r_{прил} + r_{np2} + r_k = 0,056 + 0,328 + 0,1 = 0,484 \text{ Ом.}$$

Усі розрахункові та каталожні дані зведені до таблиці 3.9

Розрахункові дані	Каталожні дані
	ТОЛ-10
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 1616,58 \text{ А}$	$I_{1ном} = 3000 \text{ А}$
$B_k = 0,877 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(k_m I_{1ном})^2 t_{тер} = (32 \cdot 600)^2 \cdot 4 = 1475 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$Z_2 = 0,681 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,6 \text{ Ом}$
--------------------------	------------------------------------

Висновки по третьомк розділу

Вимикачі є основними комутаційними апаратами і служать для відключення та включення ланцюгів у різних режимах роботи. Найбільш відповідальною операцією є відключення струмів КЗ і включення на існуюче КЗ.

При виборі вимикачів необхідно враховувати основні вимоги до них.

ВИСНОВКИ

Модернізація трансформаторної підстанції 110/35/10 є складним процесом, що вимагає комплексного підходу в плануванні, реалізації та експлуатації. Запровадження сучасних технологій та рішень дозволить не лише підвищити надійність електропостачання, але й зменшити витрати на експлуатацію та обслуговування, адаптувати інфраструктуру до вимог часу. Результати таких заходів сприятимуть стабільному розвитку енергетичного сектору та покращенню якості електроспоживання.

У даній кваліфікаційній роботі було спроектовано трансформаторну підстанцію 110/35/10 кВ, що належить АТ «Житомиробленерго».

У розділі «Розробка головної схеми електричних з'єднань підстанції» в якості схеми РП ВН прийнята схема 5АН Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів. На сторонах СН та ПН РУ виконано за схемою 9 Одна робоча секційована вимикачем система шин.

У розділі «Вибір електричних апаратів» на підставі розрахунку струмів трифазного КЗ проведений вибір та перевірка основного електрообладнання підстанції на сторонах ВН, СН, і НН. Як основне комутаційне обладнання обрано обладнання фірми SIEMENS.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.
2. ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанцій та електричної мережі. Терміни та визначення.
3. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2007, IDT) (2014) Характеристики напруги електроживлення, постачаної розподільчими мережами загальної призначеності. Київ, Мінекономрозвитку України.
4. Проектування електричних мереж напругою 0,4- 110 кВ: ГІД 34.20.178.2005: затв. М-вом Полива та енергетики України 08.04.05: Надано чинності 479 з 01.06.2005-К.: ОЕП „ГРІФТЕ”,2005-43 с
5. Козирський В.В. Основи електропостачання: підруч. / Козирський В.В., Волошин С.М., – К.: Компринт, 2021. – 497с.
6. Півняк Г. Г. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання : навч. посібник / Г. Г. Півняк, Г. А. Кігель, Н. С. Волотковська; за ред. Г. Г. Півняка. – 4-те вид, доопрац. і доп. – Дніпро: Національний гірничий університет, 2011. – 223 с.
7. Кирик В.В. Електричні мережі та системи: підручник /В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с. ISBN 978-966-990-031-9
8. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с., рис. 41, табл. 20.
9. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярський, Е.В. Майструк, І.П. Козярський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с
10. О. Є. Рубаненко В.В. Гасич ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАМИКАНЬ В МЕРЕЖАХ 6-35 кВ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ВІД НИХ// Вінницький

національний технічний університет. - Режим доступу::
<https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/41189/17201.pdf?sequen>