

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: Реконструкція ТП 110/10 кВ із встановленням
мікропроцесорних блоків захисту

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТ-41

спеціальності 141

енергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Матвієшин М. Л.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Бабюк С. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

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

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

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)
« 23 » січня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Матвієшину Максиму Любомировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Реконструкція ТП 110/10 кВ із встановленням мікропроцесорних блоків захисту

Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 22 » січня 2024 року № 4/7-50

2. Термін подання студентом завершеної роботи 20 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи Головна сема електричних з'єднань ТП 110/10 кВ, значення реактивних опорів мережі 110 кВ, паспортні дані на трансформатори та вимикачі, що використовуються на даній підстанції, технічна документація на мікропроцесорний блок захисту, графіки навантаження підстанції

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунковий розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці

Загальні висновки

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

Шляхи реконструкції трансформаторних підстанцій. Головна схема електричних з'єднань.

Схема заміщення для розрахунку струмів к.з. Результати розрахунку струмів КЗ. Карта вставок

РЗА. Захист і керування трансформатором на базі терміналу захисту REF541. Автоматична

система керування підстанцією на базі мікропроцесорного блоку захисту REF541

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---|---|----------------|------------------|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| Безпека життєдіяльності, основи охорони праці | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

7. Дата видачі завдання 23 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів роботи | Термін виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|---|--------------------------------|----------|
| 1 | Вступ | 15.02.2024 | |
| 2 | Аналітичний розділ | 28.02.2024 | |
| 3 | Розрахунковий розділ | 31.03.2024 | |
| 4 | Проектно-конструкторський розділ | 30.04.2024 | |
| 5 | Безпека життєдіяльності та основи охорони праці | 01.06.2024 | |
| 6 | Висновки | 10.06.2024 | |
| 7 | Оформлення пояснювальної записки | 15.06.2024 | |
| 8 | Оформлення графічної частини | 15.06.2024 | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Студент

_____ (підпис)

Матвісшин М. Л.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Бабюк С. М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Матвієшин Максим Любомирович. Реконструкція ТП 110/10 кВ із встановленням мікропроцесорних блоків захисту.

Стор. – 69; рис. - 16; табл. - 22; джерел - 26; додатків - - .

Метою кваліфікаційної роботи є реконструкція ТП 110/10 кВ із встановленням мікропроцесорних блоків захисту.

Здійснено розрахунки струмів короткого замикання на ТП 110/10 кВ, відповідно до яких проведено вибір обладнання закритого розподільчого пристрою 10 кВ, а також вибір і розрахунок вставок мікропроцесорного релейного захисту

Встановлено мікропроцесорний блок захисту REF541 на відхідні фідери, секційні та ввідні вимикачі, який забезпечує надійний захист всієї підстанції. Даний блок дозволяє здійснювати автоматичне керування підстанцією та безперервну самодіагностику.

В ході реконструкції були прийняті до виконання наступні види захистів:

- на відхідних фідерах, секційному та ввідних вимикачах захист серії REF541;
- на вводах 110 кВ силових трансформаторів в якості основного захисту встановлюється захист серії REF 541;
- на трансформаторі встановлюємо диференціальну захист SPAD;
- розраховані уставки струмової відсічки, максимальний струмовий захист, а також захисту від перевантаження і від замикання на землю.

Перелік ключових слів: ТРАНСФОРМАТОР, МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ БЛОК ЗАХИСТУ, ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА, ЗАКРИТИЙ РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, МАКСИМАЛЬНИЙ СИРУМОВИЙ ЗАХИСТ , ВИМИКАЧ.

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| ВСТУП | 5 |
| 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ | 8 |
| 1.1 Нормативні вимоги правил улаштування електроустановки при реконструкції підстанції | 8 |
| 1.2 Шляхи реконструкції трансформаторних підстанцій | 11 |
| 1.3 Висновки до розділу 1 | 16 |
| 2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ | 17 |
| 2.1 Характеристика електричного господарства ТП 110/10 кВ | 17 |
| 2.2 Складання початкової розрахункової схеми | 19 |
| 2.3 Розрахунок струмів короткого замикання | 21 |
| 2.3 Висновки до розділу 2 | 29 |
| 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ | 30 |
| 3.1 Вибір обладнання закритого розподільчого пристрою 10 кВ | 30 |
| 3.2 Вибір і розрахунок уставок мікропроцесорного релейного захисту | 49 |
| 3.3 Вибір вставок на секційних і ввідних вимикачах | 53 |
| 3.4 Диференціальний захист шин 10 кВ | 57 |
| 3.5 Розрахунок релейного захисту трансформаторів | 58 |
| 3.6 Висновки до розділу 3 | 61 |
| 4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ | 62 |
| 4.1 Електробезпека | 62 |
| 4.2 Організаційні і технічні заходи по забезпеченню електробезпеки | 65 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ | 67 |
| ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ | 68 |

ВСТУП

У сучасному енергетичному секторі ключовою роллю відіграють трансформаторні підстанції, які забезпечують ефективний та надійний перехід електроенергії від виробника до споживача. Проте, з плином часу технічний знос обладнання, зміна енергетичних потреб та впровадження нових технологій ставлять перед завданням актуалізації та реконструкції трансформаторних підстанцій. У цьому контексті виникає потреба в пошуку оптимальних шляхів покращення їхньої ефективності та надійності.

Основні причини актуальності реконструкції трансформаторних підстанцій наступні [1]:

Технічний знос: Багато трансформаторних підстанцій в експлуатації мають великий термін служби. Технічний знос обладнання може призводити до зниження його продуктивності та надійності.

Зміна енергетичних потреб: За останні десятиліття відбулися значні зміни в структурі енергоспоживання, що вимагає адаптації трансформаторних підстанцій до нових умов та потреб.

Впровадження нових технологій: Розвиток сучасних технологій, таких як цифрові системи керування та моніторингу, сонячна енергія та інші, вимагає модернізації електроенергетичної інфраструктури.

Переваги реконструкції трансформаторних підстанцій:

Підвищення надійності: Реконструкція дозволяє впровадити сучасні технології та підняти рівень надійності електроенергетичних систем.

Підвищення ефективності: Оновлення обладнання та використання новітніх технологій сприяє збільшенню ефективності трансформаторних підстанцій.

Економія енергоресурсів: Модернізація може призвести до оптимізації споживання електроенергії та зменшення втрат під час передачі.

В даний час для електроенергетики існують серйозні виклики та перешкоди при реконструкції трансформаторних підстанцій а саме:

Фінансові обмеження: Реконструкція може вимагати значних витрат, що стає фінансовою перешкодою для багатьох енергетичних компаній та організацій.

Технічні труднощі: Інтеграція нових технологій та обладнання може вимагати додаткових технічних знань та навичок.

Вплив на екологію: Робота з великими енергетичними системами може мати вплив на навколишнє середовище, що потребує ретельного екологічного аналізу.

Актуальність реконструкції трансформаторних підстанцій обумовлена необхідністю пристосування енергетичної інфраструктури до змінних умов та вимог сучасності. Впровадження новітніх технологій та оновлення обладнання дозволять підняти рівень надійності та ефективності систем передачі електроенергії, забезпечуючи стабільне та сталий розвиток енергетичного комплексу. Однак, важливо враховувати економічні, технічні та екологічні аспекти при вирішенні завдань з реконструкції, щоб забезпечити оптимальний баланс між сучасністю та сталістю енергетичних систем.

Оскільки ТП 110/10 кВ забезпечує електроенергією відповідальних споживачів I і II категорії то у відповідності до ПУЕ вона повинна відповідати всім вимогам надійного, безперебійного живлення споживачів.

Тому для підвищення надійності роботи підстанції необхідно:

- спорудити нові КРП-10 кВ із застосуванням мікропроцесорних блоків захисту;
- замінити високовольтні вимикачів ВМП-10Э, ВМПП-10 на сучасні вакуумні вимикачі по причини морального і фізичного зносу;
- провести заміну роз'єднувачів, оскільки через тривале використання вони можуть стати причиною аварії із-за механічних пошкоджень в місці кріплення колонки ізолятора до металеві арматури рроз'єднувача;

- встановити джерело оперативного струму необхідного для живлення мікропроцесорного блоку захисту;
- встановити нові трансформатори ТВП типу ТМ-250/10 напругою 10/0,4 кВ, що дозволить жити пристрої ВАЗП не використовуючи перехідний трансформатора 220/380 В;
- ззамінити реле електромеханічної дії на мікропроцесорний захист та встановити його на силові трансформатори, секційні вимикачі, відхідні фідери.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Нормативні вимоги правил улаштування електроустановки при реконструкції підстанції

Відкритим розподільним пристроєм (ВРП) називається РУ, все або основне обладнання якого розташоване на відкритому повітрі.

Закритим розподільним пристроєм (ЗРУ) називається РУ, обладнання якого розташоване у будівлі.

Комплектним розподільним пристроєм називається РУ, що складається з повністю або частково закритих шаф, або блоків з вбудованими в них апаратами, пристроями захисту та автоматики, що поставляється у зібраному або повністю підготовленому для збирання вигляді.

Трансформаторною підстанцією називається пристрій, призначений для перетворення електричної енергії цієї робочої напруги в інше. Основним елементом кожної підстанції є силовий трансформатор. У цій підстанції 110/10 кВ. застосовуються триобвиткові силові трансформатори, де забезпечується перетворення електричної енергії однієї напруги в дві інші, що диктується різними відстанями до споживачів.

Електрообладнання, струмопровідні частини, ізолятори, кріплення, огороження, несучі конструкції та відстані між ними повинні бути обрані та встановлені таким чином, щоб [2]:

- викликані нормальними умовами роботи електроустановки зусилля, нагрівання, електрична дуга чи інші супутні їй роботи явища (іскріння, викид газів тощо) не могли призвести до пошкодження обладнання та виникнення КЗ або замикання на землю, а також заподіяти шкоду обслуговуючому персоналу;
- за порушення нормальних умов роботи електроустановки була забезпечена необхідна локалізація пошкоджень, обумовлених дією КЗ.

Відповідно до ПУЕ [2] відстань вздовж ліній електропередачі, що проходять ненаселеною місцевістю, встановлюються охоронні зони,

віддаленими від крайніх проводів на відстані:

- для ліній напругою до 10 кВ включно 10м;
- для ліній напругою 35 кВ включно 15м;
- для ліній напругою до 110 кВ включно 20м;

Горизонтальні відстані від крайніх проводів повітряних ліній до найближчих частин будівель мають бути не меншими:

- для ліній напругою 10 кВ включно 2м;
- для ліній напругою до 35 кВ-110кВ включно 4м.

Висота огорож розподільних пристроїв (РУ) має бути не менше 1,7м.

Між струмопровідними частинами різних фаз:

- до 10кВ не менше 13см;
- до 35кВ не менше 44см;
- до 110кВ не менше 100см.

Але практично збільшують до 70%.

Від не ізольованих струмопровідних частин до огорож:

- до 10 кВ не менше 15см;
- до 35 кВ не менше 240см;
- до 110 кВ не менше 290см.

Але практично збільшують на 70%.

У всіх колах РП повинна бути обов'язково передбачена установка роз'єднувальних пристроїв з видимим розривом, що забезпечують можливість від'єднання всіх апаратів (вимикачів, відокремлювачів, запобіжників, трансформаторів струму, трансформаторів напруги тощо)

Вимикач або його привід повинен мати добре видимий і надійно працюючий покажчик положення (включено, відключено). Застосування сигнальних ламп як єдиних покажчиків положення вимикача не допускається. Якщо вимикач не має відкритих контактів і його привід відокремлений стіною від вимикача, то вказівник має бути і на вимикачі, і на приводі.

Ошиновка РП та підстанцій повинна виконуватися, як правило, з алюмінієвих смуг та шин з профілів алюмінію та алюмінієвих сплавів

електротехнічного призначення.

Заземлювальні ножі мають бути пофарбовані у чорний колір. Рукоятки приводів заземлюючих ножів повинні бути пофарбовані в червоний колір.

У місцях, в яких стаціонарні заземлювальні ножі не можуть бути застосовані, на струмопровідних та заземлюючих шинах повинні бути підготовлені контактні поверхні для приєднання переносних заземлюючих провідників.

Застосування бар'єрів допускається при вході до камер вимикачів, трансформаторів та інших апаратів для огляду камер за наявності напруги на струмоведучих частинах. Бар'єри повинні встановлюватися на висоті 1,2 м та бути знімними. При висоті підлоги камер над рівнем землі понад 0,3 м необхідно залишити між дверима та бар'єром відстань не менше ніж 0,5 м або передбачити майданчик перед дверима для огляду.

У тому випадку, коли деформації проводів (шин), зумовлені змінами температури, вібрацією тощо, можуть викликати небезпечну механічну напругу у проводах або ізоляторах, обов'язково слід передбачати заходи, що унеможливають виникнення таких напруг. Наприклад, компенсатори.

Розподільчі пристрої та підстанції повинні бути обладнані електричним освітленням. Але освітлювальна арматура повинна мати можливість безпечного обслуговування.

Металеві конструкції ЗРП, ВРП та підстанцій, і залізобетонних конструкцій повинні бути захищені від корозії.

Розподільні пристрої повинні мати чіткі написи, що вказують на призначення окремих ланцюгів і панелей.

Написи повинні виконуватися на лицьовій стороні пристрою, а при обслуговуванні з двох сторін також на задній стороні пристрою.

У РП має бути забезпечена можливість встановлення переносних захисних заземлень.

Корпуси панелей виконуються з вогнетривких матеріалів, а конструкції кожухів та інших частин пристроїв з вогнетривких або важкозгоральних

матеріалів. Ця вимога не стосується диспетчерських та подібних до них пультів управління.

Розподільні пристрої виконуються так, щоб вібрації, що виникають при дії апаратів, а також від струсу, викликаних зовнішніми впливами, не порушували контактних з'єднань і не викликали розрегулювання апаратів і приладів [2].

1.2 Шляхи реконструкції трансформаторних підстанцій

Шляхи реконструкції трансформаторних підстанцій можуть включати різноманітні аспекти технічного, технологічного та екологічного плану. Нижче наведені основні шляхи реконструкції трансформаторних підстанцій:

Оцінка стану та технічного зносу. Оцінка стану та технічного зносу трансформаторних підстанцій є важливою частиною процесу планування реконструкції чи ремонту. Нижче наведено ключові етапи та методи оцінки:

1. Візуальний огляд:

- Проведення візуального огляду всіх основних елементів трансформаторної підстанції, включаючи трансформатори, вимірювальне та захисне обладнання, комутаційні пристрої, кабельні лінії та будівлі.

- Визначення будь-яких видимих ознак механічного зносу, корозії, пошкоджень або інших дефектів.

2. Вимірювальні та діагностичні процедури:

- Використання технічних вимірювань, таких як вимірювання опору ізоляції, вимірювання струму короткого замикання, випробування напруги та інші, для оцінки електричних характеристик обладнання.

- Діагностичні випробування трансформаторів, такі як оцінка рівня фурфуралового спирту, газоаналізаторні випробування та термометрія.

3. Аналіз історії обслуговування та ремонту:

- Перегляд даних про попередні ремонти, модернізації та обслуговування обладнання.

- Визначення рівня дотримання попередніх технічних вимог та стандартів.

4. Термографічні обстеження:

- Використання термографічних камер для виявлення незвичайного нагрівання, що може свідчити про проблеми з електричним обладнанням.

5. Аналіз викидів газів:

- Випробування на газоаналізаторах для виявлення потенційних проблем у трансформаторах за газами, які вивільняються в процесі їхньої експлуатації.

6. Механічні випробування:

- Проведення механічних випробувань для визначення міцності конструкцій, особливо у випадках великих об'ємів та структур.

7. Оцінка ресурсу та прогнозування залишкового терміну служби:

- Розрахунок залишкового терміну служби на основі даних технічних випробувань та іншої інформації.

Всі ці етапи оцінки дозволяють виявити проблеми та слабкі місця в роботі трансформаторних підстанцій, що є важливими для розробки ефективного плану реконструкції чи ремонту..

Впровадження сучасних технологій. Впровадження сучасних технологій при реконструкції трансформаторних підстанцій може значно поліпшити їхню ефективність, надійність та управління. Нижче наведено деякі сучасні технології, які можуть бути застосовані при реконструкції трансформаторних підстанцій:

1. Цифрові системи керування та моніторингу:

- Використання цифрових систем для дистанційного моніторингу та управління електроенергетичним обладнанням.

- Впровадження систем збору та аналізу даних для попередження аварій та планування обслуговування.

2. Технології "Інтернет речей" (IoT):

- Застосування датчиків та пристроїв IoT для збору реального часу інформації про стан обладнання та енергетичних параметрів.

- Використання систем моніторингу IoT для підвищення ефективності та передбачення можливих витрат.

3. Технології штучного інтелекту (AI) та машинного навчання (ML):

- Використання алгоритмів штучного інтелекту для оптимізації режимів роботи трансформаторних підстанцій та прогнозування навантаження.

- Застосування систем машинного навчання для аналізу даних та виявлення аномалій у роботі обладнання.

4. Системи енергозбереження:

- Впровадження систем енергозбереження для оптимізації використання електроенергії та зменшення витрат.

- Використання сучасних технологій для управління освітленням, кондиціонуванням повітря та іншими системами енергоспоживання.

5. Застосування високовольтних ключових елементів:

- Використання високовольтних ключових елементів для забезпечення високої ефективності та мінімізації електромагнітних втрат.

- Впровадження сучасних технологій виробництва із застосуванням високотехнологічних матеріалів.

6. Електронні системи захисту та керування:

- Використання сучасних електронних пристроїв для захисту та керування обладнанням.

- Впровадження інтелектуальних систем автоматичного відключення в разі виявлення несправностей.

7. Використання енергії з відновлювальних джерел:

- Зіставлення трансформаторних підстанцій з системами відновлювальної енергії, такими як сонячні панелі чи вітрові турбіни.

- Використання технологій для інтеграції відновлювальних джерел енергії в електричні мережі.

Ці сучасні технології можуть значно покращити ефективність, надійність та енергетичну стійкість трансформаторних підстанцій, забезпечуючи їхню готовність до майбутніх викликів енергетики.

Оптимізація потужності. Оптимізація потужності при реконструкції трансформаторних підстанцій є важливим етапом для досягнення ефективності та адаптації до змін в енергетичних потребах. Нижче наведено деякі стратегії та підходи до оптимізації потужності:

1. Аналіз навантаження та попиту: - Збір та аналіз даних про реальне навантаження та попит на електроенергію.

- Прогнозування майбутніх змін у споживанні електроенергії для розробки оптимального плану реконструкції.

2. Оптимізація розподілу та конфігурації:

- Розгляд оптимального розміщення та конфігурації трансформаторів та іншого обладнання для максимальної ефективності.

- Врахування факторів, таких як довжина ліній передачі та втрати енергії при передачі.

3. Використання гнучких технологій розподілу:

- Застосування інтелектуальних систем керування та розподілу для динамічного управління потужністю та автоматичного реагування на зміни у мережі.

- Реалізація систем управління навантаженням для підтримки стійкості системи.

4. Інтеграція відновлювальної енергії:

- Розгляд можливостей включення відновлювальних джерел енергії в систему, таких як сонячні батареї чи вітрові турбіни.

- Використання ефективних систем зберігання енергії для згладжування коливань виробництва відновлювальної енергії.

5. Удосконалення ефективності трансформаторів:

- Заміна застарілих трансформаторів більш вискоефективними моделями.

- Використання трансформаторів з регульованою потужністю для оптимального використання ресурсів.

6. Енергозберігаючі технології:

- Застосування енергозберігаючих технологій, таких як LED-освітлення, системи управління теплопостачанням та інші.

- Впровадження ефективних систем кондиціонування повітря та охолодження.

7. Аналіз витрат та ефективність:

- Проведення аудиту витрат для визначення діючих патернів споживання енергії та розробки стратегій для їхньої оптимізації.

- Вивчення енергоефективності обладнання та вибір ефективних технологій.

Ці підходи до оптимізації допоможуть підняти рівень ефективності та стійкості трансформаторних підстанцій, забезпечуючи більш ефективне використання електроенергії та готовність до змін у виробництві та споживанні енергії.

Підвищення енергоефективності:

- Заміна застарілого обладнання енергоефективнішим.

- Впровадження систем енергозбереження та управління енергетичними втратами.

Екологічні заходи:

- Мінімізація викидів та забруднення при виконанні робіт.

- Розгляд можливостей для використання більш екологічно чистих технологій та матеріалів.

Фінансова обґрунтованість:

- Ретельний аналіз фінансових витрат на реконструкцію та визначення економічних вигід від впроваджених змін.

- Розробка довгострокового плану інвестування та фінансування.

Навчання та підготовка персоналу:

- Організація навчань та підготовки персоналу для роботи з новим обладнанням та технологіями.

- Створення програм професійного розвитку для забезпечення високої кваліфікації персоналу.

Реконструкція трансформаторних підстанцій – це комплексний процес, що вимагає виваженості рішень у всіх аспектах, починаючи від технічних питань і закінчуючи економічною та екологічною допустимістю.

1.3 Висновки до розділу 1

У першому розділі були розглянуті нормативні вимоги правил улаштування електроустановки при реконструкції трансформаторних підстанцій.

Розглянуто шляхи реконструкції трансформаторних підстанцій, які можуть включати різноманітні аспекти технічного, технологічного та екологічного плану, а саме: оцінка стану та технічного зносу; впровадження сучасних технологій; оптимізація потужності; підвищення енергоефективності; екологічні заходи; фінансова обгрунтованість; навчання та підготовка персоналу.

Реконструкція трансформаторних підстанцій – це комплексний процес, що вимагає виваженості рішень у всіх аспектах, починаючи від технічних питань і закінчуючи економічною та екологічною допустимістю.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Характеристика електричного господарства ТП 110/10 кВ

Живлення за напругою 110 кВ здійснюється по двох лініях ПЛ-1 та ПЛ-2. У нормальному режимі роботи ввімкнені обидві лінії.

На ТП 110/10 встановлено два силові трансформатори типу *ТРДН – 25000 / 110*. Розподіл електроенергії здійснюється за допомогою розподільчих пристроїв: *ВРП – 110кВ*, *ЗРП – 10 кВ* і *РПВП – 0,23 кВ*.

ВРП 110 кВ виконано по схемі: “Одна робоча система шин, секціонована вимикачем і обхідна системи шин, з віддільниками в колах трансформаторів із суміщеними секційними і обхідними вимикачами”. Ошиновка ВРП виконана марки *АСО – 300*.

Територія ВРП-110 кВ відокремлена від інших споруд бетонною огорожею. Обладнання змонтоване або на залізобетонних стояках (розрядники, однофазні роз’єднувачі), або на залізобетонному фундаменті з металевими конструкціями (трансформатори напруги, роз’єднувачі). Оливонаповнене обладнання (силові трансформатори, високовольтні вимикачі) встановлено в захищених залізобетонними плитами оливоприймальних ямах.

Для захисту від прямих ударів блискавки на *ВРП – 110 кВ* передбачено окремо стоячі блискавковідводи, а також блискавковідводи, які розташовано на порталах. Кабелі кіл керування, оперативних кіл, РЗА закриті плитами, які також є пішохідною доріжкою територією ВРП.

На *ВРП – 110кВ* розміщено таке обладнання:

- силові трансформатори типу *ТРДН – 25000 / 110*;
- комутаційна апаратура: роз’єднувачі *РЛНД – 1 – 110*; *РЛНД – 2 – 110*, віддільники в колах силових трансформаторів *ВД – 110*, короткозамикачі *КЗ – 110У1*;
- розрядники *РВС – 110*;

- на відходящих живлячих лініях передбачається встановлення апаратів високочастотної обробки окремих фаз $B3 - 630$;
- паперово-масляні конденсатори зв'язку типу $СМР-110/\sqrt{3}$ і $2СМР-55/\sqrt{3}$;
- підвісні ізолятори зібрані в гірлянди.

$ЗРП-10кВ$ зібрано за схемою: “Одиночна секційна система шин”, таких систем на ТП 110/10 кВ чотири. Ошиновку виконано алюмінієвими смуговими шинами – $A (100 \times 8)$. Електричні з'єднання силових трансформаторів з $РП-10 кВ$ здійснено гнучкими струмопроводами $2 \times AC - 400/51$, які зібрано в шинні мости. Прокладення кабелів зв'язку, контрольних кабелів, кабелів споживачів власних потреб здійснюється по $ЗРП-10кВ$ відкрито в металевих і пластмасових трубах.

Для запобігання зниженню температури в приміщенні $ЗРП-10кВ$ в зимовий період нижче $-25^\circ C$, а також для просушки в перехідні періоди, передбачено пристрій електроопалення. В якості нагрівальних приладів використовуються електропечі типу $ПТЕ-4$ потужністю $1 кВт$ кожна, з яких керуються як вручну, так і автоматично від датчиків температури, які встановлено у верхніх зонах приміщення.

Основним обладнанням $ЗРП-10кВ$ на ТП 110/10 кВ є:

- вимикачі типу $ВМПП-10, ВК-10; ВР-1; ВМП-10Э$
- трансформатори власних потреб $ТМ-100/10$ та $ТМСА-100/6$;
- вимірювальні трансформатори струму і напруги $ТПЛ-10, ТВЛМ-10, ТПШЛ-10, ТПОЛ-10, НТМІ-10; НАМІ-10$
- трансформатори ДГК: $ТМ-400/10, ТМ-320/6$;
- ДГК типу $ЗРОМ-300/10, РЗДПОМ-400/10, РЗДПОМ-630/10$;
- розрядники $РВП-10, ОПН-10$;
- запобіжники типу $ПК-10, ПКТ-10$.

Розподільний пристрій власних потреб складається з двох секцій номінальною напругою $0,23 кВ$. Зв'язок між секціями може здійснюватися

резервною перемичкою. Також встановлено розвилку, через яку живлення другої секції може здійснюватися від *ТВП-1* по кабелю, який жорстко підключений до виводів *0,23 кВ* трансформатора. У нормальному режимі живлення власних потреб відбувається від *ТВП-1* і *ТВП-2* з встановленим *АВР-0,23кВ* від *ТВП-1*.

2.2 Складання початкової розрахункової схеми

Розрахунки струмів КЗ необхідно виконати для досягнення таких цілей:

- вибору апаратів і провідників, їх перевірка за умовами електродинамічної і термічної стійкості;
- визначення умов роботи споживачів в аварійних режимах;
- проектування і наладки пристроїв релейного захисту і автоматики;
- проектування і перевірки захисних пристроїв;
- порівняння, оцінки і вибору схеми електричних з'єднань;
- визначення числа заземлених нейтралей і їх розміщення в ЕС;
- визначення впливу ліній електропередачі на лінії зв'язку;
- вибору розрядників.

Струми КЗ з врахуванням дії пристроїв релейного захисту зазвичай тривають не значний час, але їх необхідно ретельно розраховувати і враховувати з причини того, що із-за термічної і електродинамічної дії можливі серйозні пошкодження електрообладнання і провідників, які приведуть до відмови основного обладнання електроустановок, аварії на підстанції, а у найгіршому випадку і до системної аварії.

Розрахунок струмів КЗ також необхідно проводити для вибору вставок релейного захисту і визначення їх чутливості.

Розрахунки струмів к.з. спрощується при використанні схем заміщення. У схемах заміщення всі величини повинні бути взяті за одних і тих же умов. При розрахунках струмів к.з. початкові схеми заміщення, в яких представлені конкретні елементи початкових реальних схем, шляхом послідовних

еквівалентних перетворень приводяться до простих еквівалентних схем заміщення джерело-опір-точка к.з. При цьому широко використовується відомі з курсу теоретичних основ електротехніки способи еквівалентного перетворення схем. Розрахункова схема будується на основі схем головних електричних з'єднань і електричної мережі. У розрахункову схему вводяться всі джерела живлення, що беруть участь в підживленні місця короткого замикання, і всі елементи електричної мережі (лінії, трансформатори і так далі). Розрахункова схема заміщення ТП 110/10 кВ представлена на рис. 2.1.

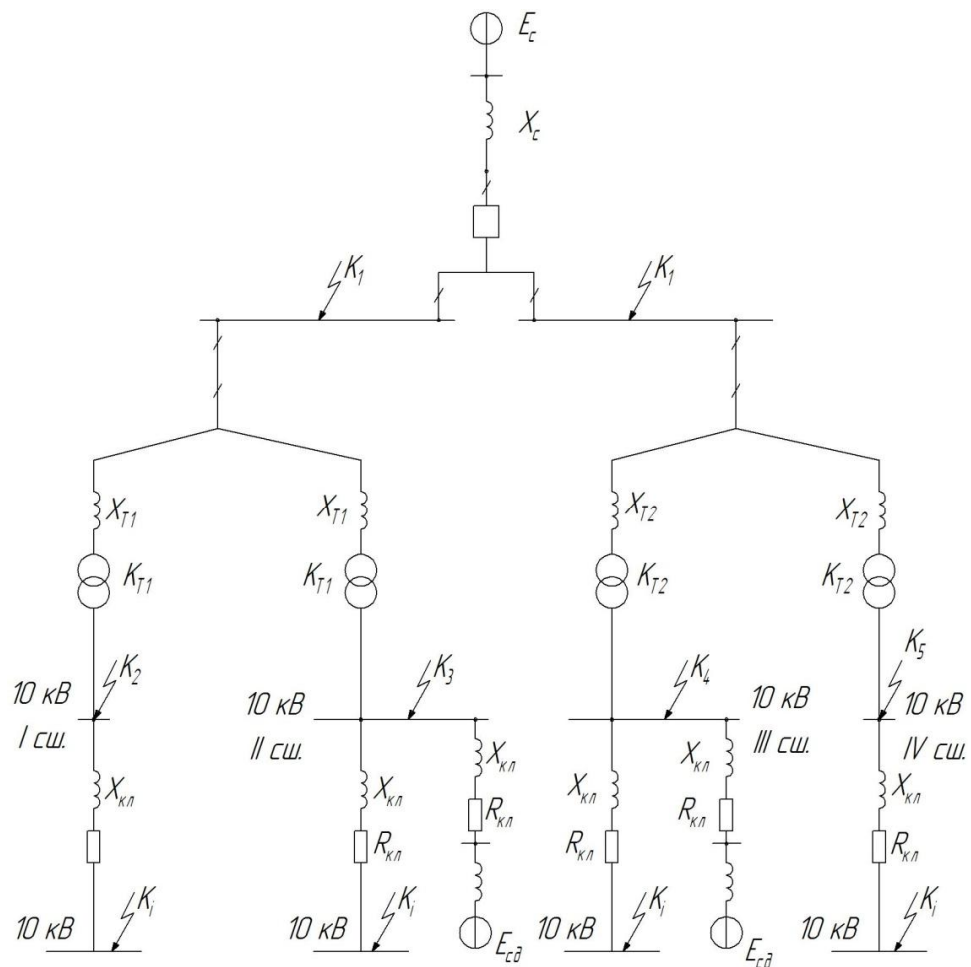


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема заміщення

Вона включає: опір енергосистеми в максимальному і мінімальному режимі її роботи, опір силових трансформаторів. А також в цілях вивчення на другу і третю секцію шин підстанції підключено два двигуни по 5000 кВт кожен, які теж підживлюють точки к.з. Під максимальним режимом роботи системи розуміється живлення підстанції по двох ПЛ – 110 кВ ПЛ- і ПЛ-2 і

включених двох двигунах, а під мінімальним режимом – живлення здійснюється тільки по лінії ПЛ – 110 кВ ПЛ-1, а двигуни відключені. Силкові трансформатори на стороні 10 кВ працюють роздільно.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Початковою розрахунковою точкою при визначенні струмів к.з. є шини низької (НН) напруги даної підстанції, від якої живиться задана розподільча мережа. Силкові трансформатори з вищою напругою (ВН) 110 кВ обладнані пристроями РПН. При регулюванні напруги перемикачем РПН змінюється не тільки коефіцієнт трансформації, але і реактивний опір трансформатора. Окрім цього, енергосистема, що живить трансформатор, також змінює свій реактивний опір залежно від режиму роботи (максимальний або мінімальний). В зв'язку з цим, в розрахунковій точці необхідно визначити значення як максимальних, так і мінімальних струмів к.з. для коректного вибору уставок захисту.

При визначенні опору короткого замикання в розрахунковій точці, тобто на шинах НН підстанції рекомендується користуватися наступними узагальненими виразами, справедливими для будь-якого трансформатора:

$$X_{НН.МІН} = \frac{U_{НН}^2}{U_{НОМ.ВН}} \cdot \left[\frac{X_{С.МАХ}}{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U)} + \frac{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U) \cdot U_{К.МІН}}{100 \cdot S_{Н.ТР}} \right]; \quad (2.1)$$

$$X_{НН.МАХ} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.МІН}}{U_{СР.ВН}^2} + \frac{U_{К.МАХ}}{100 \cdot S_{Т.ТР}} \right], \quad (2.2)$$

де $U_{НН}$ – номінальна напруга трансформатора сторони НН, кВ; залежно від типу трансформатора може мати значення 10,5; 11 кВ;

$U_{НОМ.ВН}$, $U_{СР.ВН}$, $U_{МАХ.ВН}$ – значення відповідно номінальної, середньої і максимальної напруги живлячої енергосистеми, рівні 110, 115, 126 кВ;

ΔU – відносний діапазон регулювання напруги перемикачем РПН, рівний 0,16 або 0,1 відповідно при межах регулювання $\pm 16\%$ і $\pm 10\%$;

$X_{c.max}$, $X_{c.min}$ – значення реактансів на шинах 110 кВ даній підстанції, Ом; отримують по запиту від служби РЗА енергосистеми;

$U_{k.min}$, $U_{k.max}$ – значення напруги короткого замикання на крайніх відгалуженнях регульованої обмотки ВН трансформатора %; визначаються з паспорта на даний трансформатор.

$S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА; для 2-х обвиткового трансформатора з розщепленою обмоткою приймається значення $0,533S_{н.тр}$.

Струми трифазного КЗ на шинах НН підстанції визначаються по виразу:

$$I_{K.HH.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MIN}}; \quad (2.3)$$

$$I_{K.HH.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MAX}}. \quad (2.4)$$

Приведення вказаних струмів КЗ до сторони ВН трансформатора проводиться з урахуванням зміни коефіцієнта трансформації трансформатора перемикачем РПН:

$$I_{K.BH.MAX}^{(3)} = I_{K.HH.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)}; \quad (2.5)$$

$$I_{K.BH.MIN}^{(3)} = I_{K.HH.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{BH.MAX}}. \quad (2.6)$$

Для визначення струмів КЗ на відходящих фідерах від шин підстанції, тобто в заданій розподільній мережі 10 кВ до знайдених значень X_{HH} додають опір лінії фідера, причому обов'язково з урахуванням активного опору кабельної або повітряної лінії:

$$Z_l = R_{каб} + j(X_{каб} + X_{HH}). \quad (2.7)$$

Струм трифазного короткого замикання визначається по виразу, кА

$$I_{KЗ}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z} \quad (2.8)$$

де U_{HH} – напруга в максимальному або мінімальному режимі, кВ;

Z – повний опір до точки к.з. у максимальному або мінімальному режимі, Ом.

Максимальне значення струмів к.з. використовується при виборі уставок релейного захисту, а мінімальні струми, причому двофазні – для перевірки чутливості.

За даними РЗА «Рівнеобленерго» на 04.04.2013 опір енергосистеми на лініях 110 кВ підстанції «Імбекс» в максимальному і мініальному режимах відповідно складає:

На шинах 110 кВ:

$$Z_{max} = 3,5 + j11,7 \text{ Ом};$$

$$Z_{min} = 4,9 + j22,7 \text{ Ом}.$$

Знайдемо опори трансформатора ТРДН-25000/110-66У1, що знаходиться на підстанції. Напругу короткого замикання трансформатора при крайніх положеннях РПН ми не знаємо, отже користуватимемося усередненими значеннями [10, таблиця 10.1]:

$$U_{к.маx} = 11,72 \% ; U_{к.ср} = 10,8 \% ; U_{к.мін} = 9,81 \% ; \Delta U = 0,16 .$$

По формулі (2.1) визначаємо опір к.з:

Для першої секції шин 10 кВ:

$$X_{HH1.MIN} = \frac{10,5^2}{110} \cdot \left[\frac{11,7}{115 \cdot (1 - 0,16)} + \frac{115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 9,81}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 0,8342 \text{ Ом};$$

$$X_{HH1.MAX} = 10,5^2 \cdot \left[\frac{22,7}{126^2} + \frac{11,72}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 1,273 \text{ Ом}.$$

Для другої секції шин 10 кВ:

$$X_{HH1.MIN} = \frac{10,5^2}{110} \cdot \left[\frac{11,7}{115 \cdot (1 - 0,16)} + \frac{115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 9,81}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 0,8342 \text{ Ом};$$

$$X_{HH1.MAX} = 10,5^2 \cdot \left[\frac{22,7}{126^2} + \frac{11,72}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 1,273 \text{ Ом}.$$

Для третьої секції шин 10 кВ:

$$X_{HH1.MIN} = \frac{10,5^2}{110} \cdot \left[\frac{11,7}{115 \cdot (1 - 0,16)} + \frac{115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 9,81}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 0,8342 \text{ Ом};$$

$$X_{HH1.MAX} = 10,5^2 \cdot \left[\frac{22,7}{126^2} + \frac{11,72}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 1,273 \text{ Ом.}$$

Для четвертої секції шин 10 кВ:

$$X_{HH1.MIN} = \frac{10,5^2}{110} \cdot \left[\frac{11,7}{115 \cdot (1-0,16)} + \frac{115 \cdot (1-0,16) \cdot 9,81}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 0,8342 \text{ Ом;}$$

$$X_{HH1.MAX} = 10,5^2 \cdot \left[\frac{22,7}{126^2} + \frac{11,72}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 1,273 \text{ Ом.}$$

Припустивши, що від трансформаторів живляться два синхронні двигуни потужністю по 5000 кВт, то при КЗ поблизу шин 10 кВ через вимикач фідера пройдёт сума струмів КЗ і струмів підживлення від електродвигунів. Струм підживлення КЗ від двигуна в теорії електричних машин розглядається як пряме включення двигуна в мережу з нескінченно малим опором. Значення періодичної складової струму підживлення від двигунів до моменту відключення струму КЗ вимикачем визначається по виразу:

$$I_{п.дв} = \gamma_1 \sum I''_{сд},$$

де γ_1 – коефіцієнт, що враховує ступінь загасання періодичного струму синхронного двигуна ;

$I''_{сд}$ – пусковий струми синхронного двигуна. До моменту відключення вимикача струмовою відсічкою з часом спрацьовування 0,1 с., як показано в «Збірці директивних матеріалів по експлуатації енергосистем» 1981 р., коефіцієнт γ буде рівним $\gamma_1 = 0,6$

Номинальний струм двигуна:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9 \cdot 0,975} = 313,3 \text{ А;}$$

$$I_{пуск} = I_{ном} \cdot K_{пуск} = 313,3 \cdot 7,72 = 2490 \text{ А.}$$

Тоді періодична складова сумарного струму підживлення від даних двигунів складе:

$$I_{п.дв.} = 0,6 \cdot 313,3 = 1,451 \text{ кА}$$

Визначаємо струми на шинах 10 кВ:

На першій секції:

$$I_{K.HH1.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH1}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH1.MIN}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,8342} = 7,267 \text{ кА};$$

$$I_{K.HH1.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH1}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH1.MAX}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,1273} = 5,3776 \text{ кА}.$$

На другій секції:

$$I_{K.HH2.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH2}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH2.MIN}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,8342} = 7,267 \text{ кА};$$

$$I_{K.HH2.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH2}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH2.MAX}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,1273} = 5,3776 \text{ кА}.$$

Періодична складова сумарного струму короткого замикання від енергосистеми і струму підживлення від електродвигуна в максимальному режимі:

$$I_{ПЕР.MAX2} = I_{K.HH2.MAX}^{(3)} + I_{П.ДВ} = 7,267 + 1,451 = 8,718 \text{ кА}.$$

На третій секції:

$$I_{K.HH3.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH3}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH3.MIN}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,8342} = 7,267 \text{ кА};$$

$$I_{K.HH3.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH3}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH3.MAX}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,1273} = 5,3776 \text{ кА}.$$

Періодична складова сумарного струму короткого замикання від енергосистеми і струму підживлення від електродвигуна в максимальному режимі:

$$I_{ПЕР.MAX3} = I_{K.HH3.MAX}^{(3)} + I_{П.ДВ} = 7,267 + 1,451 = 8,718 \text{ кА}.$$

На четвертій секції:

$$I_{K.HH4.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH4}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH4.MIN}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,8342} = 7,267 \text{ кА};$$

$$I_{K.HH4.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH4}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH4.MAX}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,1273} = 5,3776 \text{ кА}.$$

Знайдені струми к.з. приводимо до сторони ВН трансформатора по (2.5) і (2.6):

Від першої, другої, третьої і четвертої секції 10 кВ:

$$I_{K.BH1,2,3,4MAX}^{(3)} = I_{K.HH1.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH1}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)} = 7,267 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 0,79 \text{ кА};$$

$$I_{K.BH1,2,3,4MIN}^{(3)} = I_{K.HH1.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH1}}{U_{BH.MAX}} = 5,3776 \cdot \frac{10,5}{126} = 0,448 \text{ кА}.$$

Для спрощення розрахунку струмів к.з. в кінці приєднань результати розрахунку на шинах підстанції зведемо в табл. 2.1

Таблиця 2.1 – Розрахункові значення струмів к.з. на шинах ПС “Імбекс”

| Отримані значення | Шини 10 кВ | | | | Шини 110 кВ |
|-------------------|------------|-----------|------------|-----------|-------------|
| | I секція | II секція | III секція | IV секція | |
| $I_{k3.max}$, кА | 7.276 | 8.718 | 8.718 | 7.276 | 0.79 |
| $I_{k3.min}$, кА | 5.3776 | 5.3776 | 5.3776 | 5.3776 | 0.448 |
| $X_{i.max}$, Ом | 1.1273 | 1.1273 | 1.1273 | 1.1273 | 11.7 |
| $X_{i.min}$, Ом | 0.8342 | 0.8342 | 0.8342 | 0.8342 | 22.7 |

Для розрахунку струмів короткого замикання в кінці відходящих фідерів необхідно знати їх основні параметри. Інформація по фідерах представлена в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахункові опори і ємнісні струм кабельних ліній

| № Кабельної лінії | Марка і січення кабелю | Довжина лінії, км. | R, Ом | X, Ом | Ємнісний струм, А |
|-------------------|------------------------|--------------------|--------|--------|-------------------|
| 59 – РП-43 | ААБ 3×185 | 2 | 0.416 | 0.112 | 2.8 |
| 57 – РП-23 | АШВ 3×185 | 0.055 | 0.01 | 0.0031 | 0.077 |
| 55 – Тяга | АСГ 3×120 | 1 | 0.32 | 0.057 | 1.1 |
| 53 – РП-18 | ААШВ 3×120 | 0.512 | 0.164 | 0.029 | 0.5632 |
| 51 – РП-17 | АСБ 3×120 | 1.25 | 0.4 | 0.07 | 1.375 |
| 41 – ТП-476 | ААБ 3×185 | 0.041 | 0.0085 | 0.0023 | 0.057 |
| 39 – ЦРП-2 | АСБ 3×240 | 0.707 | 0.113 | 0.039 | 1.13 |
| 37 – ТП-166 | АСБ 3×70 | 0.95 | 0.52 | 0.056 | 0.855 |
| 35 – ТП-152 | ААБ 3×120 | 0.22 | 0.0704 | 0.013 | 0.242 |
| 33 – РП-22 | АСБ 3×150 | 0.2 | 0.0512 | 0.0112 | 0.26 |
| 46 – РП-20 | ААБ 3×240 | 1.31 | 0.21 | 0.072 | 2.096 |
| 44 – РП-1 | ААБ 3×240 | 0.58 | 0.0928 | 0.0319 | 0.928 |
| 42 – РП-6 | АСБ 3×120 | 0.504 | 0.16 | 0.029 | 0.554 |
| 40 – РП-8 | ААБ 3×185 | 0.25 | 0.052 | 0.014 | 0.35 |

продовження таблиці 2.2

| | | | | | |
|-------------|------------|-------|--------|--------|--------|
| 38 – РП-21 | АСБ 3×120 | 0.72 | 0.23 | 0.041 | 0.792 |
| 36 – ТП-169 | АСБ 3×150 | 0.205 | 0.052 | 0.011 | 0.2665 |
| 34 – РП-7 | АСБ 3×120 | 0.32 | 0.1024 | 0.018 | 0.352 |
| 27 – РП-40 | АСБ 3×185 | 3.65 | 0.7592 | 0.2044 | 5.11 |
| 25 – КНС-5 | ААШВ 3×120 | 0.55 | 0.176 | 0.03 | 0.605 |
| 21 – РП-6 | АСБ 3×50 | 2.65 | 2.038 | 0.159 | 2.041 |
| 19 – РП-21 | АСБ 3×240 | 0.15 | 0.024 | 0.008 | 0.24 |
| 11 – РПЖД | ААШВ 3×185 | 0.44 | 0.092 | 0.025 | 0.616 |
| 9 – РП-17 | ААБ 3×240 | 0.9 | 0.144 | 0.05 | 1.44 |
| 7 – ТП-24 | ААШВ 3×185 | 0.215 | 0.045 | 0.012 | 0.301 |
| 26 – РП-8 | АСБ 3×185 | 3.3 | 0.6864 | 0.1848 | 4.62 |
| 24 – Тяга 6 | АСБ 3×120 | 2.1 | 0.672 | 0.1197 | 2.31 |
| 22 – РП-22 | ААБ 3×150 | 1.183 | 0.303 | 0.066 | 1.34 |
| 20 – РП-18 | ААБ 3×240 | 0.25 | 0.04 | 0.014 | 0.4 |
| 18 – РП-26 | ААСБ 3×185 | 0.18 | 0.037 | 0.01 | 0.252 |
| 16 – ТП-169 | ААШВ 3×70 | 0.2 | 0.11 | 0.012 | 0.18 |
| 14 – РП-11 | ААШВ 3×150 | 0.96 | 0.246 | 0.054 | 1.248 |
| 12 – ТП-449 | АСБ 3×150 | 0.975 | 0.25 | 0.0546 | 1.27 |
| 6 – РП-3 | ААБ 3×150 | 0.525 | 0.1344 | 0.0294 | 0.68 |
| 4 – РП-17 | ААБ 3×150 | 1.75 | 0.0448 | 0.098 | 2.275 |

Струм трифазного короткого замикання в кінці лінії 59 визначається по виразу (2.8):

$$I_{\text{кз max}}^{(3)} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,21^2 + (0,072 + 0,8342)^2}} = 6,52 \text{ кА};$$

$$I_{\text{кз min}}^{(3)} = \frac{U_{\text{na}}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,21^2 + (0,072 + 1,438)^2}} = 4,97 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів к.з. на інших фідерах аналогічний. Результати розрахунку всіх струмів к.з. представлені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку струмів трифазного КЗ

| Точка КЗ | | Максимальний режим | | Мінімальний режим | |
|-----------------------|-----|--------------------|-------------------------|-------------------|-------------------------|
| | | Z, Ом | $I_{k \max}^{(3)}$, кА | Z, Ом | $I_{k \min}^{(3)}$, кА |
| Шини 110 кВ | К1 | 11,7 | 0,79 | 22,7 | 0,448 |
| Шини 10 кВ | К2 | 0,8342 | 7,267 | 1,1273 | 5,3776 |
| | К3 | 0,8342 | 8,718 | 1,1273 | 5,3776 |
| | К4 | 0,8342 | 8,718 | 1,1273 | 5,3776 |
| | К5 | 0,8342 | 7,267 | 1,1273 | 5,3776 |
| Відходящі фідери 10кВ | | | | | |
| 59 – РП-43 | К6 | 1,034 | 5,86 | 1,307 | 4,638 |
| 57 – РП-23 | К7 | 0,8374 | 7,239 | 1,1304 | 5,363 |
| 55 – Тяга | К8 | 0,947 | 6,4 | 1,227 | 4,941 |
| 53 – РП-18 | К9 | 0,8786 | 6,9 | 1,1679 | 5,191 |
| 51 – РП-17 | К10 | 0,989 | 6,13 | 1,262 | 4,803 |
| 41 – ТП-476 | К11 | 0,8366 | 7,246 | 1,1297 | 5,366 |
| 39 – ЦРП-2 | К12 | 0,8805 | 6,885 | 1,1718 | 5,173 |
| 37 – ТП-166 | К13 | 1,031 | 5,88 | 1,293 | 4,688 |
| 35 – ТП-152 | К14 | 0,85 | 7,13 | 1,143 | 5,304 |
| 33 – РП-22 | К15 | 0,847 | 7,157 | 1,14 | 5,32 |
| 46 – РП-20 | К17 | 0,93 | 6,518 | 1,2175 | 4,98 |
| 44 – РП-1 | К18 | 0,8711 | 6,96 | 1,163 | 5,213 |
| 42 – РП-6 | К19 | 0,878 | 6,905 | 1,1673 | 5,19 |
| 40 – РП-8 | К20 | 0,85 | 7,132 | 1,1425 | 5,306 |
| 38 – РП-21 | К21 | 0,905 | 6,7 | 1,191 | 5,09 |
| 36 – ТП-169 | К22 | 0,847 | 7,157 | 1,139 | 5,322 |
| 34 – РП-7 | К23 | 0,858 | 7,065 | 1,15 | 5,27 |
| 27 – РП-40 | К24 | 1,286 | 4,717 | 1,533 | 3,954 |
| 25 – КНС-5 | К25 | 0,882 | 6,87 | 1,171 | 5,177 |
| 21 – РП-6 | К26 | 2,267 | 2,674 | 2,41 | 2,515 |
| 19 – РП-21 | К27 | 0,8425 | 7,195 | 1,136 | 5,336 |
| 11 – РПЖД | К28 | 0,864 | 7,016 | 1,156 | 5,244 |
| 9 – РП-17 | К29 | 0,896 | 6,776 | 1,186 | 5,11 |
| 7 – ТП-24 | К30 | 0,8604 | 7,046 | 1,153 | 5,258 |
| 26 – РП-8 | К31 | 1,2286 | 4,934 | 1,481 | 4,093 |
| 24 – Тяга 6 | К22 | 1,167 | 5,195 | 1,417 | 4,278 |
| 22 – РП-22 | К33 | 0,9498 | 6,383 | 1,23 | 4,929 |
| 20 – РП-18 | К34 | 0,819 | 7,402 | 1,142 | 5,308 |
| 18 – РП-26 | К35 | 0,845 | 7,174 | 1,138 | 5,327 |
| 16 – ТП-169 | К36 | 0,853 | 7,107 | 1,145 | 5,294 |
| 14 – РП-11 | К37 | 0,922 | 6,575 | 1,207 | 5,023 |
| 12 – ТП-449 | К38 | 0,923 | 6,568 | 1,208 | 5,018 |
| 6 – РП-3 | К39 | 0,844 | 7,183 | 1,165 | 5,204 |
| 4 – РП-17 | К40 | 1,034 | 5,863 | 1,305 | 4,645 |

2.4 Висновки до розділу 2

В даному розділі проведено характеристику електричного господарства ТП 110/10 кВ. Складено початкову розрахункову схем.

Здійснено розрахунок струмів короткого замикання, на базі проведених розрахунків і отриманих результатів питання про впровадження засобів, що обмежують струми короткого замикання, а саме струмообмежувальних реакторів, не розглядається оскільки їх максимальні значення не перевищують допустимих.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір обладнання закритого розподільчого пристрою 10 кВ

Вибір комплектного розподільчого пристрою

Для встановлення на ТП-110/10 кВ приймемо КРП виробника ТОВ «ТЕХЕЛЕКТРОМОНТАЖ» типу КРП «ТЕМ-10», який обладнано висувним вакуумним або елегазовим вимикачем (контактором) середнього розташування, з розділеними відсіками, повітряна ізоляція, із забезпеченням локалізації аварійної ситуації призначена для розподілу електроенергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц , номінальною напругою 10 кВ в мережах з ізольованою або заземленою нейтраллю. Дані КРП можуть бути використані для комплектування ЗРП електростанцій, трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів.

Вибір комутаційної апаратури: вимикачів

Вибір вимикачів виконуємо по наступних параметрах:

1. По напрузі електроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (3.1)$$

2. По максимальному робочому струму:

$$I_{\text{роб.н}} \leq I_{\text{ном}} \quad (3.2)$$

де $U_{\text{ном}}, I_{\text{ном}}$ – паспортні (каталожні) характеристики вимикача;

3. Перевірка на вимикаючу здатність вимикача:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{відкл}} \quad (3.3)$$

4. Перевірку на електродинамічну стійкість слід виконати за такими умовами:

$$i_y < I_{\text{м дин}} \quad (3.4)$$

де I_{no} та i_y – розрахункові значення періодичної складової струму КЗ і ударного струму в колі, для якого потрібно вибирати вимикач, $кА$;

$I_{дин}, I_{тдин}$ – діюче та амплітудне значення граничного і наскрізного струму КЗ. (паспортні дані вимикача), $кА$.

5. На термічну стійкість вимикач перевіряють по умові:

$$B \leq B_k \quad (3.5)$$

де B_k – значення імпульсу квадратичного струму, яке гарантується заводом виробником, визначається за формулою:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T, \quad (3.6)$$

де I_T – струм термічної стійкості, $кА$;

t_T – допустимий час дії термічного струму граничної стійкості, $с$;

B – розрахунковий імпульс квадратичного струму КЗ, визначається за формулою:

$$B = I_{no}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a), \quad (3.7)$$

де $t_{відкл}$ – час відключення КЗ:

$$t_{відкл} = t_{рз} + t_{вим} \quad (3.8)$$

де $t_{рз}$ – час дії релейного захисту приймається $0,4 с$;

$t_{вим}$ – власний час відключення вимикача (паспортні дані), $с$.

У ЗРП – 10 кВ пропонуємо до встановлення вакуумні вимикачі, які призначені для роботи в КРП і КСО. Це комутаційні апарати нового покоління. Встановленню підлягають: на введення – вимикачі фірми SIEMENS типу Відмінною особливістю даних вимикачів є використання пофазних електромагнітних приводів з “магнітним затвором”, які механічно зв’язані загальним валом. Дана конструкція має ряд переваг над класичними вимикачами:

- мале споживання в колах увімкнення та вимкнення;
- високий механічний ресурс;
- малі габаритні розміри та вага;

- низька трудоемність виробництва, відповідно нижча ціна.

Здійснимо вибір ввідних вимикачів:

Як максимальний робочий струм приймемо номінальний струм трансформаторів на стороні 10 кВ, але з врахуванням можливого 40% перевантаження:

$$I_{p.max} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 962,25 \text{ А.}$$

Визначимо ударний струм :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 8,718 \cdot 1,8 = 22,192 \text{ кА.}$$

Вибір вимикачів за умовами (3.1) - (3.5) зводимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір ввідних вимикачів на стороні 10 кВ

| Розрахункові параметри | Паспортні дані вимикача | Умови вибору |
|---|---|------------------------|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} < U_{ном}$ |
| $I_{роб.н} = 962,25 \text{ А}$ | $I_{ном} = 1250 \text{ А}$ | $I_{роб.н} < I_{ном}$ |
| $I_{ПО} = 8,718 \text{ кА}$ | $I_{ВДКЛ} = 20 \text{ кА}$ | $I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$ |
| $i_y = 22,192 \text{ кА}$ | $I_{м дин} = 40 \text{ кА}$ | $i_y \leq I_{м дин}$ |
| $B = I_{ПО}^2 \cdot (t_{ВДКЛ} + T_a) =$ $= 8,718^2 \cdot (0,4 + 0,08) = 36,482(\text{кА})^2 \text{ с}$ | $B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 (\text{кА})^2 \text{ с}$ | $B \leq B_k$ |

Вибраний тип вимикача проходить за всіма умовами табл. 3.1.

Здійснимо вибір секційних вимикачів:

Як максимальний робочий струм приймемо 70% номінального струму силового трансформатора:

$$I_{p.max} = 0,7 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \cdot \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 481,25 \text{ А}$$

Ударний струм приймаємо таким же, як і для ввідного вимикача.

Вибір вимикачів за умовами (3.1) – (3.5) приведемо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

| Розрахункові параметри | Каталожні дані вимикача | Умови вибору |
|---|---|------------------------|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кА}$ | $U_{уст} < U_{ном}$ |
| $I_{роб.н} = 481,125 \text{ А}$ | $I_{ном} = 800 \text{ А}$ | $I_{роб.н} < I_{ном}$ |
| $I_{ПО} = 8,718 \text{ кА}$ | $I_{ВДКЛ} = 20 \text{ кА}$ | $I_{ПО} \leq I_{ВДКЛ}$ |
| $i_y = 22,192 \text{ кА}$ | $I_{м дин} = 40 \text{ кА}$ | $i_y \leq I_{м дин}$ |
| $B = I_{но}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a) =$ $= 8,718^2 \cdot (0,4 + 0,08) = 36,482 (\text{кА})^2 \text{ с}$ | $B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 (\text{кА})^2 \text{ с}$ | $B \leq B_k$ |

Вибраний тип вимикача проходить за всіма умовами табл. 3.2.

Здійснимо вибір лінійних вимикачів:

Значення максимального робочого струму приймемо виходячи з потужностей, які проходять лініями. Дані потужностей наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Навантаження по фідерах ПС “Імбекс”

| Фідер | S, кВА | I, А | Фідер | S, кВА | I, А |
|-------------|-----------|---------|-------------|-----------|---------|
| 59 – РП-43 | 1350 | 74,2 | 27 – РП-40 | 580 | 31,9 |
| 57 – РП-23 | 1400 | 77 | 25 – КНС-5 | 500 | 27,5 |
| 55 – Тяга 3 | 700 | 38,5 | 21 – РП-6 | 800 | 44 |
| 53 – РП-18 | 450 | 24,7 | 19 – РП-21 | 500 | 27,5 |
| 51 – РП-17 | 4210 | 231,5 | 11 – РПЖД | 220 | 12,1 |
| 41 – ТП-476 | 700 | 38,5 | 9 – РП-17 | 490 | 26,9 |
| 39 – ЦРП | 570 | 31,3 | 7 – ТП-244 | 300 | 16,5 |
| 37 – ТП-166 | 460 | 25,3 | 26 – РП-8 | 550 | 30,2 |
| 35 – ТП-152 | 1400 | 77 | 24 – Тяга 6 | 1450 | 79,7 |
| 33 – РП-22 | 700 | 38,5 | 22 – РП-22 | 630 | 34,6 |
| 54 – резерв | 4210 | 231,5 | 20 – РП-18 | 1450 | 79,7 |
| 46 – РП-20 | 650 | 35,7 | 18 – РП-26 | 110 | 6 |
| 44 – РП-1 | 650 | 35,7 | 16 – ТП-169 | 220 | 12,1 |
| 42 – РП-6 | 400 | 22 | 14 – РП-11 | 1200 | 66 |
| 40 – РП-8 | 700 | 38,5 | 12 – ТП-449 | 300 | 16,5 |
| 38 – РП-21 | 500 | 27,5 | 9 – РП-3 | 1000 | 55 |
| 36 – ТП-169 | 200 | 11 | 4 – РП-17 | 790 | 43,4 |
| 34 – РП-7 | 880 | 48,4 | | | |

Вибір лінійних вимикачів за умовами (3.1) – (3.5) на фідерах живлення представлено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Вибір лінійних вимикачів на фідерах живлення 10 кВ

| Розрахункові параметри | Каталожні дані вимикача | Умови вибору |
|--|--|------------------------|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} < U_{ном}$ |
| $I_{роб.н} = 486,71 \text{ А}$ | $I_{ном} = 800 \text{ а}$ | $I_{роб.н} < I_{ном}$ |
| $I_{ПО} = 14,246 \text{ кА}$ | $I_{ВДКЛ} = 20 \text{ кА}$ | $I_{ПО} \leq I_{ВДКЛ}$ |
| $i_y = 36,26 \text{ кА}$ | $I_{м.дин} = 40 \text{ кА}$ | $i_y \leq I_{м.дин}$ |
| $B = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) =$ $= 14,246^2 \cdot (0,465 + 0,05) = 104,52 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$ | $B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$ | $B \leq B_k$ |

За максимальний робочий струм взята максимальна величина струму з табл. 3.3.

Вибраний тип вимикача ЗАН5 113-1 УЗ проходить по всіх вимогах вибору вимикачів.

Вибір трансформаторів власних потреб

Склад споживачів власних потреб представлено в табл. 3.5.

Значення розрахункової потужності споживачів власних потреб підстанції визначається по виразу, кВА

$$S_{роз} = k_n S_{уст} \quad (.3.9)$$

де k_n – коефіцієнт попиту, який враховує коефіцієнти одночасності і завантаження, приймемо рівним 0,85.

Таблиця 3.5 – Власні потреби підстанції.

| | | Установлена потужність, кВт | | | cos φ | Навантаження | |
|---|-----------|-----------------------------|---------------------------------|--------------|-------|-----------------|-----------------|
| | | Одиниць | $P_{\text{нум}}$ кВт/ год | Всього го | | $P_{\text{ус}}$ | $Q_{\text{ус}}$ |
| Підігрів приводів роз'єднувачів на стороні 110 кВ | | 25 | 0,6 | 15 | 1 | 15 | - |
| Підігрів вимикачів на стороні 110 кВ | | 7 | 1,8 | 12,6 | 1 | 12,6 | - |
| 4.Підігрів шаф КРП-10 | | 44 | 1 | 44 | 1 | 44 | - |
| 5.Підігрів релейних шаф | | 8 | 1 | 8 | 1 | 8 | - |
| 6.Опалювання, освітлення, вентиляція | ЗРП 10 кВ | 1 | 6 | 6 | 1 | 6 | - |
| | ОПУ | 1 | 70 | 70 | 1 | 70 | - |
| 7.Освітлення ВРП-110 кВ. | | 7 | 1 | 7 | 1 | 7 | - |
| 8.Охолодження трансформаторів | | 2 | 8 | 16 | 0,85 | 16 | 9,9 |
| 9.Маслогосподарство | | 1 | 150 | 150 | 1 | 150 | - |
| 10.Підзарядний пристрій ВАЗП | | 2 | 23 | 46 | 1 | 46 | - |
| Всього: | | | | | | 374,6 | 9,9 |

Разом значення повної встановленої потужності ВП, кВА

$$S_{\text{усм}} = \sqrt{P_{\text{усм}}^2 + Q_{\text{усм}}^2} = \sqrt{374,6^2 + 9,9^2} = 374,73 \text{ кВА}$$

Визначимо розрахункову потужність:

$$S_{\text{роз.}} = 0,85 \cdot 374,73 = 318,52 \text{ кВА.}$$

Потужність трансформатора визначається:

$$S_{\text{T}} = \frac{S_{\text{роз.}}}{k_{\text{ав}} \cdot (n-1)}, \quad (3.10)$$

де $S_{\text{роз}}$ – сумарна розрахункова потужність споживачів ВП, кВА;

$k_{\text{ав}}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження, $k_{\text{ав}} = 1,4$;

n – кількість трансформаторів.

$$S_T = \frac{S_{роз}}{1,4} = \frac{318,52}{1,4} = 227,5 \text{ кВА.}$$

Вибираємо згідно [3], табл.3.4. трансформатор типу *ТМЗ – 250 / 10*.

Вибір схеми власних потреб.

Усі ТВП приєднуються через кабель до шин 10 кВ. Трансформатори приєднуємо до II-ої і III-ьої секції шин. Захисний апарат, який встановлюється перед ТВП, запобіжник типу *ПКТ (ПК)*.

Вибір запобіжників.

Як захисту ТВП використаємо запобіжники. Вибір запобіжників проводиться:

- по струму $I_{норм} < I_{ном}, I_{max} < I_{ном}$;
- по напрузі установки $U_{уст} < U_{ном}$;
- по конструкції і роду установки;
- по струму відключення $I_{по} < I_{відкл.ном}$

де $I_{відкл.ном}$ – граничний симикаючий струм, А.

Знайдемо номінальний струм трансформатора на високій стороні:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,43 \text{ А.}$$

Максимальним струмом для запобіжника буде струм на 40–50% більший номінального, через струм намагнічування:

$$I_{МАХ} = I_{НОМ} \cdot 1,5 = 14,43 \cdot 1,5 = 21,64 \text{ А.}$$

Напруга встановлення: $U = 10 \text{ кВ}$.

Вибираємо згідно [3], запобіжник типу *ПК102 – 10 – 31,5 – 31,5У3*.

$$I_{max} = 21,64 \text{ А} < I_{ном} = 31,5 \text{ А};$$

$$I_{по} = 14,246 \text{ кА} < I_{відкл} = 31,5 \text{ кА.}$$

Даний запобіжник відповідає умовам вибору.

Вибір струмоведучих частин 10 кВ

Здійснимо вибір шини на стороні 10 кВ. Шини розташуємо по вершинах прямокутного трикутника. Відстань між фазами 0,8 м і прольотом $l = 2 \text{ м}$.

Перевірка за допустимим струмом ($I_{max} < I_{don}$):

$$I_{max} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 721,69 \text{ А.}$$

Збірні шини за економічною щільністю струму не вибирають, тому перетин шини виберемо за допустимим струмом. Прийнемо алюмінієві шини прямокутного перетину 606; $I_{don} = 870 \text{ А}$.

Дані шини перевіримо на термічну стійкість. Перевірку проведемо за умовою:

$$q_{min} \leq q_{роз}. \quad (3.11)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (3.12)$$

де B_k – термічний імпульс к.з., визначається за формулою (2.6).

$C = 90$, постійна для алюмінію.

Термічний імпульс для шин рівний термічному імпульсу для вимикачів $B_k = 36,482 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Визначимо мінімально можливий перетин:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{36,482}}{90} \cdot 10^3 = 67,11 \text{ мм}^2$$

$$q_{min} = 67,11 \text{ мм}^2 \leq q_{роз} = 360 \text{ мм}^2$$

За термічною стійкістю шини проходять.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість здійснимо за формулою:

$$f_0 \leq 30, \quad f_0 \geq 200 \text{ Гц}, \quad (3.13)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{J}, \quad (3.14)$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами, $м$;

J – момент інерції поперечного перерізу шини.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{6 \cdot 0,6^3}{12} = 0,108 \text{ см}^3$$

де b – товщина шини, $см$;

h – ширина шини, см;

q – поперечний перетин шини, см².

$$f_0 = \frac{173.2}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,108}{3,6}} = 7,5 \text{ Гц.}$$

Оскільки $f_0 \leq 30$ Гц, то шини проходять за динамічною стійкістю.

Здійснимо механічний розрахунок шин.

Шини будуть механічно міцними при виконанні умови:

$$\sigma_{роз} \leq \sigma_{доп}$$

де $\sigma_{доп}$ – допустима механічне напруження в матеріалі шин (для алюмінієвих шин 82,3 МПа [8,таблиця 4-3]);

$\sigma_{роз}$. – розрахункова напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{роз} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W_a},$$

де i_y – ударний струм, кА;

l – відстань між ізоляторами, м;

W_a – момент опору шини щодо осі, перпендикулярної дії сили, см.

При розташуванні шин на ребро:

$$W_a = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{6 \cdot 0,6^2}{6} = 0,36 \text{ см}^2;$$

$$\sigma_{роз} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22192^2 \cdot 2^2}{0,36} = 94,78 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{роз}=94,78 > \sigma_{доп}=82,3.$$

Отже вибираємо наступний більший переріз шинопроводу і знову перевіряємо його на механічну міцність.

$$W_a = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{8 \cdot 0,6^2}{6} = 0,48 \text{ см}^2;$$

$$\sigma_{роз} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22192^2 \cdot 2^2}{0,48} = 71,08 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{роз}=71,08 < \sigma_{доп}=82,3.$$

Умова виконується, отже шина є механічно міцною.

Приймаємо: алюмінієві шини прямокутного перетину $8063I_{дон} = 1150 \text{ А}$.

Вибираємо гнучкі струмопроводи для з'єднання КРП з силовими трансформаторами. Гнучкі струмопроводи для з'єднання трансформаторів з РП 10кВ виконуються пучком проводів, які закріплено по колу в кільцях.

Потужність, яка протікає по шинах:

$$S_{max} = 12,5 \text{ МВА}.$$

Тоді значення робочого струму:

$$I_{норм} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 721,69 \text{ А}.$$

Визначаємо розрахунковий (економічний) перетин:

$$F_e = \frac{I}{j_e} = \frac{721,69}{1,1} = 656,08 \text{ мм}^2.$$

Перетин несучого дроту приймаємо:

$$F_{HEC} = 0,15 \cdot F_e = 0,15 \cdot 656,08 = 98,412 \text{ мм}^2$$

Приймаємо один несучий провідник типу АСО-150 з $I_{дон} = 440 \text{ А}$.

Тоді загальний перетин алюмінієвих проводів:

$$F_A = F_e - F_{HEC} = 656,08 - 150 = 506,08 \text{ мм}^2$$

Приймаємо перетин алюмінієвих проводів А-150 з $I_{дон} = 440 \text{ А}$.

Визначимо кількість проводів:

$$n = \frac{F_A}{150} = \frac{506,08}{150} = 3,5 \approx 4$$

Перевіряємо вибраний струмопровід по допустимому струму:

$$I_{max} = \frac{S_{max} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{12500 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1010,4 \text{ А};$$

$$I_{дон} = 2200 \text{ А} > I_{ав} = 1010,04 \text{ А}.$$

Умова виконується, остаточно вибираємо струмопровід марки $1 \times \text{АСО} - 150 + 4 \times \text{А} - 150$.

Проведемо вибір кабелів для з'єднання шин з ТВП.

Умови вибору кабелів:

- по напрузі установки $U_{уст} < U_{ном}$;
- по економічній щільності $q_e = \frac{I_{ном}}{j_e}$;
- по нагріву тривалим допустимим струмом $I_{max} \leq I_{дон}$;

Живлення шин ВП від ТВП приймемо кабелем з паперовою просоченою ізоляцією (АСБ трижильний). Визначимо перетин за економічною щільністю:

$$I_{ном} = I_{НОМ.ТР} = 14,43 \text{ А};$$

$$q_e = \frac{14,43}{1,4} = 10,31 \text{ А}.$$

$j_e = 1,4$ - по [10, таблиця 4.7.]

Вибиремо кабель АСБ – 3×16 з допустимим струмом $I_{дон} = 75 \text{ А}$ з врахуванням того, що кабель прокладено в землі при температурі 15 C^0 .

$$I_{max} = 21,64 \text{ А} < I_{дон} = 75 \text{ А};$$

За умовою нагріву максимальним струмом даний кабель підходить, остаточно вибираємо кабель АСБ – 3×16.

Вибір трансформаторів струму та напруги.

Трансформатори струму (ТС) вибираються за такими умовами:

- по напрузі установки: $U_{уст} < U_{ном}$;
- по струму: $I_{роб.мах} < I_{ном}$;
- по класу точності і конструкції;
- за динамічною стійкістю: $i_y \leq I_{дин}$,
- за термічною стійкістю: $B_k \leq t_k \cdot (k_T \cdot I_{ном})^2$,

де k_T – кратність термічної стійкості;

t_T – час протікання струму термічної стійкості;

B_k – розрахунковий імпульс квадратичного струму КЗ.

- по вторинному навантаженню: $Z_2 < Z_{ном}$

де $Z_{ном}$ – номінально-допустиме навантаження для вибраного класу точності;

Z_2 – вторинне навантаження ТС.

Значення індуктивного опору вторинних кіл невелике, тому $Z_2 \sim r_2$

$$r_2 = r_{прил.} + r_{пров.} + r_{к.},$$

Де $r_{прил.}$ – опір приладів;

$r_{пров.}$ – опір вимірювальних проводів;

$r_{к.}$ – перехідний опір контактів;

$$r_{прил.} = \frac{S_{прил.}}{I_{2ном}^2},$$

Вибір ТС на відхідних лініях зводимо в табл. 3.6.

Максимальний струм вибираємо з табл. 3.1.3. $I_{max} = 231,5$ А.

Таблиця 3.6 – Вибір трансформаторів струму на підходящих лініях

| Розрахункові дані | Каталожні дані | Умови вибору |
|----------------------------------|--|--|
| $U_{уст} = 10$ кВ | $U_{ном} = 10$ кВ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $I_{max} = 231,5$ А | $I_n = 300$ А | $I_{max} \leq I_{ном}$ |
| $i_y = 22,192$ кА | $I_{мдин} = 52$ кА | $I_y \leq I_{тдин}$ |
| $B_k = 36,482$ кА ² с | $t_k \cdot (I_{ном} \cdot k_T)^2 = 40$ кА ² с | $B_k \leq t_k \cdot (k_T \cdot I_{ном})^2$ |

Прилади, приєднані до трансформатора струму, вказані в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Прилади на відходящих фідерах

| Найменування і тип приладу | Кількість | Навантаження фази, ВА | | |
|------------------------------|-----------|-----------------------|--------|--------|
| | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | 1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Лічильник активної енергії | 1 | 2,5 | - | 2,5 |
| Лічильник реактивної енергії | 1 | 2,5 | - | 2,5 |
| Разом: | | 5,1 | 0,1 | 5,1 |

Перевірку за допустимим навантаженням проведемо для найбільш завантаженого трансформатора.

Опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5,1}{25} = 0,204 \text{ Ом.}$$

Визначаємо допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,204 - 0,05 = 0,146 \text{ Ом.}$$

Перетин проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,146} = 1,679 \text{ мм}^2.$$

Вибір ТС на секційному вимикачі зведемо в табл. 3.8.

Максимальний струм $I_{\text{max}} = 481,125 \text{ А}$.

Таблиця 3.8 – Вибір трансформаторів струму на секційному вимикачі

| Розрахункові дані | Каталожні дані | Умови вибору |
|--|--|--|
| $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{max}} = 481,125 \text{ А}$ | $I_{\text{н}} = 600 \text{ А}$ | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ |
| $i_{\text{у}} = 22,192 \text{ кА}$ | $I_{\text{тдин}} = 81 \text{ кА}$ | $I_{\text{у}} \leq I_{\text{тдин}}$ |
| $B_{\text{к}} = 36,482 \text{ кА}^2\text{с}$ | $t_{\text{к}} \cdot (I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{т}})^2 = 40 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{к}} \leq t_{\text{к}} \cdot (k_{\text{т}} \cdot I_{\text{ном}})^2$ |

Прилади, приєднані до трансформатора струму, вказані в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Прилади на секційному вимикачі

| Найменування і тип приладу | Кількість | Навантаження фази, ВА | | |
|----------------------------|-----------|-----------------------|--------|--------|
| | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | 1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Разом: | | 0,1 | 0,1 | 0,1 |

Перевірку за допустимим навантаженням проведемо для найбільш завантаженого трансформатора.

Опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{0,1}{25} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Значення вторинного навантаження в класі точності $0,5Z_2 = 0,4 \text{ Ом}$.

Для встановлення вибираємо ТС марки $ТЛК - 10 - 3 УЗ$.

Опір контактів приймаємо $r_{\text{к}} = 0,05$.

Визначаємо допустимий опір проводів:

$$r_{np} = z_{2ном} - r_{прил} - r_k = 0,4 - 0,004 - 0,05 = 0,346 \text{ Ом}.$$

Перетин проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,346} = 0,71 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності мінімальний перетин становить $2,5 \text{ мм}^2$, тому приймаємо перетин провідника $S = 2,5 \text{ мм}^2$. Контрольний кабель типу *АКВРТ* з трьома жилами перетином $2,5 \text{ мм}^2$.

Вибір ТС на вводах зводимо в табл. 3.10.

Максимальний струм $I_{max} = 962,25 \text{ А}$.

Таблиця 3.10 – Вибір трансформаторів струму на вводах

| Розрахункові дані | Каталожні дані | Умови вибору |
|-------------------------------------|---|--|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $I_{max} = 962,25 \text{ А}$ | $I_H = 1000 \text{ А}$ | $I_{max} \leq I_{ном}$ |
| $i_y = 22,192 \text{ кА}$ | $I_{тдин} = 100 \text{ кА}$ | $I_y \leq I_{тдин}$ |
| $B_k = 36,482 \text{ кА}^2\text{с}$ | $t_k \cdot (I_{ном} \cdot k_T)^2 = 40 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k \leq t_k \cdot (k_T \cdot I_{ном})^2$ |

Таблиця 3.11 – Прилади на ввідному вимикачі

| Найменування і тип приладу | Кількість | Навантаження фази, ВА | | |
|------------------------------|-----------|-----------------------|--------|--------|
| | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | 1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Лічильник активної енергії | 1 | 2,5 | - | 2,5 |
| Лічильник реактивної енергії | 1 | 2,5 | - | 2,5 |
| Разом: | | 5,1 | 0,1 | 5,1 |

Перевірку за допустимим навантаженням проведемо для найбільш завантаженого трансформатора.

Опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2} = \frac{5,1}{25} = 0,204 \text{ Ом}.$$

Значення номінального вторинне навантаження в класі точності $0,5Z_2 = 0,4 \text{ Ом}$.

Для встановлення вибираємо ТС марки *ТШЛК – 10 – 3 У3*.

Опір контактів $r_k = 0,05$ (оскільки підключається тільки три прилади).

Визначаємо допустимий опір проводів:

$$r_{np} = z_{2ном} - r_{прил} - r_k = 0,4 - 0,204 - 0,05 = 0,146 \text{ Ом}.$$

Перетин проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,146} = 1,679 \text{ мм}^2.$$

По умові механічної міцності мінімальний перетин рівний $2,5 \text{ мм}^2$, тому приймаємо перетин провідника $S = 2,5 \text{ мм}^2$. Контрольний кабель типу *АКВРТ*, трижильний перетином $2,5 \text{ мм}^2$.

Виберемо трансформатори напруги (ТН):

Вибір ТН приведемо в табл. 3.12. Виберемо найбільш навантажену 1-у секцію з підключеними 10 лініями і ДГК.

Таблиця 3.12 – Вибір ТН

| Найменування і тип приладу | Число котушок | Потужність однієї котушки | sinφ | cosφ | Число приладів | Загальна потужність | |
|----------------------------|---------------|---------------------------|-------|------|----------------|---------------------|--------|
| | | | | | | P, Вт | Q, Вар |
| Вольтметр | 1 | 2 | 0 | 1 | 1 | 2 | - |
| Ватметр | 2 | 1.5 | 0 | 1 | 1 | 1,5 | - |
| Лічильник активний | 2 | 2.5 | 0,925 | 0,38 | 11 | 20,9 | 50,88 |
| Лічильник реактивний | 2 | 2.5 | 0,925 | 0,38 | 10 | 19 | 46,25 |
| Варметр | 2 | 1.5 | 0 | 1 | 1 | 1,5 | - |
| Разом: | | | | | | 44,9 | 97,13 |

Тоді навантаження вторинних кіл ТН рівне:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{44,9^2 + 97,13^2} = 107,01 \text{ ВА}$$

Вибираємо трансформатор типу *НАМІТ – 10 – У3*. $S_{2ном} = 200 \text{ ВА}$ при класі точності 0,5.

Вибір дугогасильних котушок (ДГК)

ДГК вибирається виходячи з ємнісного струму, що проходить по приєднаннях.

$$S_{\text{ДР}} = K_3 \cdot U_{\phi} \cdot I_{\text{С.З}} \quad (3.15)$$

де K_3 – коефіцієнт запасу, $K_3 = 1,1 \div 1,25$;

U_{ϕ} – фазна напруга, кВ;

$I_{\text{С.З}}$ – сумарний ємнісний струм приєднань:

$$I_{\text{С.З}} = \sum I_{\text{КЛЕП}} + \sum I_{\text{СД}} \quad (3.16)$$

Визначимо ємнісний струм ліній, що приєднані до I-ої секції шин:

З табл. 2.2:

$$\sum I_{\text{КЛЕП}} = 8,46 \text{ А};$$

$$I_{\text{СД}} = 0 \text{ А}$$

Сумарний струм для першої секції:

$$I_{\text{С.З}} = \sum I_{\text{КЛЕП}} + \sum I_{\text{СД}} = 8,46 + 0 = 8,46 \text{ А}$$

Розрахуємо потужність:

$$S_{\text{ДР}} = K_3 \cdot U_{\phi} \cdot I_{\text{С.З}} = 1,1 \cdot 6,3 \cdot 8,46 = 58,63 \text{ кВА}$$

Приймаємо потужність котушки $S_{\text{ДР}} = 70$ кВА, а потужність ФЗМО $S_{\text{ФЗМО}} = 80$ кВА.

Визначимо ємнісний струм ліній, приєднаних до другої секції шин:

З табл. 2.2:

$$\sum I_{\text{КЛЕП}} = 5,53 \text{ А};$$

$$I_{\text{СД}} = 0 \text{ А}$$

Сумарний струм для другої секції:

$$I_{\text{С.З}} = \sum I_{\text{КЛЕП}} + \sum I_{\text{СД}} = 5,53 + 0 = 5,53 \text{ А}$$

Розрахуємо потужність:

$$S_{\text{ДР}} = K_3 \cdot U_{\phi} \cdot I_{\text{С.З}} = 1,1 \cdot 6,3 \cdot 5,53 = 38,32 \text{ кВА}$$

Приймаємо потужність котушки $S_{\text{ДР}} = 60$ кВА, а потужність ФЗМО $S_{\text{ФЗМО}} = 80$ кВА.

Визначимо ємнісний струм ліній, приєднаних до третьої секції шин:

З табл. 2.2:

$$\sum I_{c_{\text{КЛЕП}}} = 10,353 \text{ А};$$

$$I_{\text{СД}} = 0 \text{ А}$$

Сумарний струм для третьої секції:

$$I_{c.3} = \sum I_{c_{\text{КЛЕП}}} + \sum I_{c_{\text{СД}}} = 10,53 + 0 = 10,53 \text{ А}$$

Розрахуємо потужність:

$$S_{\text{ДР}} = K_3 \cdot U_{\text{Ф}} \cdot I_{c.3} = 1,1 \cdot 6,3 \cdot 10,53 = 71,75 \text{ кВА}$$

Приймаємо потужність котушки $S_{\text{ДР}} = 80 \text{ кВА}$, а потужність ФЗМО $S_{\text{ФЗМО}} = 80 \text{ кВА}$.

Визначимо ємнісний струм ліній, приєднаних до четвертої секції шин:

З табл. 2.2:

$$\sum I_{c_{\text{КЛЕП}}} = 14,775 \text{ А};$$

$$I_{\text{СД}} = 0 \text{ А}$$

Сумарний струм для четвертої секції:

$$I_{c.3} = \sum I_{c_{\text{КЛЕП}}} + \sum I_{c_{\text{СД}}} = 14,775 + 0 = 14,775 \text{ А}$$

Розрахуємо потужність:

$$S_{\text{ДР}} = K_3 \cdot U_{\text{Ф}} \cdot I_{c.3} = 1,1 \cdot 6,3 \cdot 14,775 = 102,39 \text{ кВА}$$

Приймаємо потужність котушки $S_{\text{ДР}} = 110 \text{ кВА}$, а потужність ФЗМО $S_{\text{ФЗМО}} = 200 \text{ кВА}$.

У кожному комірці встановлюємо ОПН на напругу 10 кВ .

Кількість елементів АКБ визначається по виразу:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{нз}}}, \quad (3.17)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,29} = 100$$

Загальне число елементів, батареї:

$$n = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ар}}}, \quad (3.18)$$

$$n = \frac{220}{2,12} = 104$$

тоді кількість додаткових елементів:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0 = 104 - 100 = 4$$

Знайдемо типовий номер батареї N :

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (3.19)$$

Знайдене значення округлимо до найближчого більшого.

Даний акумулятор необхідно перевірити за найбільшим у струмом поштовху:

$$46 \cdot N \geq I_{T \text{ max}}, \quad (3.20)$$

де 46 – коефіцієнт, що враховує допустиме перевантаження;

$$I_{T \text{ max}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}};$$

$I_{\text{пр}}$ – струм, що споживається електромагнітними приводами вимикачів, які включаються в кінці аварійного режиму, А.

$$I_{\text{нз}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{н}}, \quad (3.21)$$

Значення напругу підзарядного пристрою, B

$$U_{\text{нз}} \geq 2,15 \cdot n_0. \quad (3.22)$$

Зарядний пристрій розрахуємо на струм заряду, A

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{н}}. \quad (3.23)$$

Напруга в кінці заряду 2,75 В на елемент, B

$$U_3 = 2,75 \cdot n. \quad (3.24)$$

Як зарядний пристрій використаємо двигун-генератор.

Виконаний розрахунок навантаження представимо у вигляді табл. 3.14.

Таблиця 3.14 – Підрахунок навантаження акумуляторної батареї

| Приймач | Номинальна потужність, кВт | К-ть | Номинальний струм, А | Пусковий струм, А | Розрахунковий струм длит. режиму, А | Розрахункові навантаження, А | | |
|-----------------------------|----------------------------|------|----------------------|-------------------|-------------------------------------|------------------------------|---|---|
| | | | | | | Аварійний реж. до 30хв | Поштовх струму на початку аварійного реж. | Найб. поштовховий струм в кінці розряду |
| Постійне нвант | - | - | - | - | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Аварійне освіт. | - | - | - | - | 10 | 10 | - | 10 |
| Приводи вим. 10кВ | - | 33 | 20 | - | - | - | 660 | - |
| Перетворювачі опер. зв'язку | 7.2 | 1 | 38 | 100 | 30 | 30 | 100 | 30 |
| Привід вим. 110 кВ | - | 7 | 720 | - | - | - | - | 5040 |
| Розрахункові величини | | | | | | 60 | 780 | 5100 |

Приймаємо АКБ з числом основних елементів $n_0 = 100$, повним числом елементів $n = 104$.

Типовий номер батареї N:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{60}{23} = 3$$

За найбільшим струмом поштовху:

$$46 \cdot 3 = 138 < 1520 \text{ А}$$

АКБ не підходить, тому, необхідно вибрати АКБ з типовим номером:

$$N \geq \frac{1520}{46} = 33,04 \text{ приймаємо } VB - 34.$$

Значення струму зарядного пристрою, при можливих тривалих розрядах:

$$I_{nz} \geq 0,15 \cdot 34 + 20 = 25,1 \text{ А}$$

Напруга підзарядного пристрою по (3.22):

$$U_{nz} \geq 2,15 \cdot n_0 = 2,15 \cdot 100 = 215.$$

Зарядний пристрій:

$$I_z = 5 \cdot N + I_n = 5 \cdot 34 + 20 = 190 \text{ А};$$

$$U_z = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 104 = 286 \text{ В}.$$

Як підзарядний пристрій залишається випрямний агрегат з твердими випрямлячами типу $ВАЗП - 380 / 260 - 40 / 80$.

Як зарядний пристрій приймаємо генератор постійного струму $П - 92$ ($P_{ном} = 60 \text{ кВт}, U_{ном} = 270 / 360 \text{ В}, I_{ном} = 222 \text{ А}$).

3.2 Вибір і розрахунок уставок мікропроцесорного релейного захисту

Проведемо розрахунок уставок СВ, МСЗ, захисту від перевантаження, і ЗНЗ фідера № 59 – РП-43 згідно вищевикладеної методики.

Для цього приєднання:

Максимальний струм $I_{роб.мах} = 400 \text{ А}$.

З табл. 2.3 і 2.4: $I_{k1мах} = 7267 \text{ А}, I_{k2мах} = 5860 \text{ А}$

$$I_{k1min} = 5377,6 \text{ А}, I_{k2min} = 4638 \text{ А}.$$

Виберемо уставки для струмової відсічки:

Згідно (3.33) струм спрацьовування:

$$I_{С.З.СВ} = K_{нал} \cdot I_{к2.мах} = 1,1 \cdot 5860 = 6446 \text{ А}.$$

Обчислимо згідно (3.27) струм спрацьовування реле:

$$I_{С.Р} = \frac{I_{С.З.СВ} \cdot K_{сх}}{k_T} = \frac{6446 \cdot 1}{80} = 80,58 \text{ А}.$$

Приймаємо уставку на терміналі захисту $I_{с.р.у} = 81 \text{ А}$, з дією на відключення.

Тоді струм спрацьовування на первинній стороні буде:

$$I_{с.з.у} = k_T \cdot I_{с.р.у} = 81 \cdot 80 = 6480 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{I_{k1min}}{I_{с.з.у}} = 0,87 \cdot \frac{5377,6}{6480} = 0,55 \leq 1,5.$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості по трифазному струму:

$$K_{ч.о} = \frac{I_{k1min}}{I_{с.з.у}} = \frac{5377,6}{6480} = 0,83 \leq 1,5.$$

Виберемо вставки для МСЗ:

Згідно (3.25) струм спрацювання:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_n}{K_n} \cdot K_{c3n} \cdot I_{\text{РОБ.МАХ}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,8 \cdot 400 = 825 \text{ .А.}$$

Обчислимо згідно (3.27) струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{cx}}{k_T} = \frac{825 \cdot 1}{80} = 10,31 \text{ .А.}$$

Приймаємо уставку на терміналі захисту $I_{c.p.y} = 10,3 \text{ А}$, з дією на відключення.

Струм спрацювання на первинній стороні:

$$I_{c.z.y} = k_T \cdot I_{c.p.y} = 10,3 \cdot 80 = 824 \text{ А}$$

Значення коефіцієнта чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{c.o} = 0,87 \cdot \frac{I_{k1\min}}{I_{c.z.y}} = 0,87 \cdot \frac{5377,6}{824} = 5,7 \geq 1,5$$

Значення коефіцієнта чутливості в резервній зоні захисту:

$$K_{c.p} = 0,87 \cdot \frac{I_{k2\min}}{I_{c.z.y}} = 0,87 \cdot \frac{4638}{824} = 4,9 \geq 1,2$$

Час спрацьовування МСЗ приймаємо $t_{c3} = 0,4 \text{ с}$.

Виберемо вставки для захисту від перевантаження:

Струм спрацювання:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_n}{K_n} \cdot I_{\text{РОБ.МАХ}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 400 = 458,3 \text{ .А.}$$

Обчислимо згідно (3.27) струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{cx}}{k_T} = \frac{458,3}{80} = 5,8 \text{ .А.}$$

Приймаємо уставку на терміналі захисту $I_{c.p.y} = 5,8 \text{ А}$, з дією на відключення.

Тоді струм спрацювання на первинній стороні:

$$I_{c.z.y} = k_T \cdot I_{c.p.y} = 80 \cdot 5,8 = 464 \text{ А.}$$

Час спрацьовування захисту приймаємо $t_{c3} = 30 \text{ с}$.

Виберемо вставки для захисту від КЗ на землю:

Довжина кабельної лінії $l = 2$ км.

Значення ємнісного струму лінії:

$$I_C = m \cdot l \cdot I_{C.3.0} = 1 \cdot 2 \cdot 1,4 = 2,8 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування в початковий момент часу $t = 0$ с:

$$I_{c.з.} = K_{нал} \cdot K_{кид} \cdot I_c = 1,2 \cdot 4 \cdot 2,8 = 16 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (3.27) струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.з.} \cdot K_{cx}}{k_T} = \frac{16 \cdot 1}{80} = 0,2 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування у момент часу $t = 4$ с:

$$I_{c.з.} = K_{нал} \cdot K_{кид} \cdot I_c = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 2,8 = 8 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (3.27) струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.з.} \cdot K_{cx}}{k_T} = \frac{8 \cdot 1}{80} = 0,1 \text{ А.}$$

Функція пристрою резервної відмови вимикача (ПРВВ).

При відмові вимикача повинен діяти ПРВВ на відключення ближчого до джерела живлення вимикача. При відмові вимикача сторони НН (другий НН) цим вимикачем є вимикач сторони ВН трансформатора. Дія ПРВВ при відмові вимикача в першому випадку здійснюється всередині пристрою REF 541 підключенням функції ПРВВ до відповідного вихідного реле, а в другому випадку – сигнал ПРВВ видається в зовнішню схему.

Витримка часу ПРВВ повинна забезпечувати повернення схеми після нормального відключення вимикача.

Таким чином, час дії ПРВВ можна прийняти $0,15 \div 0,3$ с., з урахуванням якості використовуваних вимикачів.

Розрахунок уставки проведемо по наступній формулі:

$$I_{c.з.} = 0,9 \cdot I_{C.3.MT3} = 0,9 \cdot 824 = 741,6 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{cx}}{k_T} = \frac{741,6 \cdot 1}{80} = 9,3 \text{ А.}$$

Розрахунок уставок решти відходящих ліній ідентичний, тому розрахунок зводимо в табл. 3.15.

Таблиця 3.15 – Розрахунок захисту фідерів

| № кабельної лінії | МСЗ | | Захист від перевантаження | | Захист від замикання на землю | | | | ПРВВ | |
|-------------------|-------------|-------------|---------------------------|-------------|-------------------------------|-------------|------------------|-------------|-------------|-------------|
| | | | | | $t=0\text{ с}$ | | $t=0,4\text{ с}$ | | | |
| | $I_{с.з.у}$ | $I_{с.р.у}$ | $I_{с.з.у}$ | $I_{с.р.у}$ | $I_{с.з.у}$ | $I_{с.р.у}$ | $I_{с.з.у}$ | $I_{с.р.у}$ | $I_{с.з.у}$ | $I_{с.р.у}$ |
| 59 – РП-43 | 824 | 10,3 | 464 | 5,8 | 16 | 0,2 | 8 | 0,1 | 5832 | 72,9 |
| 57 – РП-23 | 309 | 10,3 | 174 | 5,8 | 0,3 | 0,01 | 0,15 | 0,005 | 7182 | 239,4 |
| 55 – Тяга 3 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 6 | 0,1 | 2,4 | 0,04 | 6372 | 106,2 |
| 53 – РП-18 | 412 | 10,3 | 232 | 5,8 | 4 | 0,1 | 1,2 | 0,03 | 6840 | 171 |
| 51 – РП-17 | 412 | 10,3 | 232 | 5,8 | 8 | 0,2 | 4 | 0,1 | 6084 | 152,1 |
| 41 – ТП-476 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 0,3 | 0,005 | 0,12 | 0,002 | 7182 | 119,7 |
| 39 – ЦРП-2 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 6 | 0,1 | 2,4 | 0,04 | 6804 | 113,4 |
| 37 – ТП-166 | 412 | 10,3 | 232 | 5,8 | 4 | 0,1 | 1,6 | 0,04 | 5832 | 145,8 |
| 35 – ТП-152 | 412 | 10,3 | 232 | 5,8 | 1,2 | 0,03 | 0,4 | 0,01 | 7056 | 176,4 |
| 33 – РП-22 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 1,2 | 0,02 | 0,5 | 0,008 | 7074 | 117,9 |
| 46 – РП-20 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 12 | 0,2 | 6 | 0,1 | 6480 | 108 |
| 44 – РП-1 | 824 | 10,3 | 464 | 5,8 | 8 | 0,1 | 1,6 | 0,02 | 6912 | 86,4 |
| 42 – РП-6 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 6 | 0,1 | 1,2 | 0,02 | 6858 | 114,3 |
| 40 – РП-8 | 412 | 10,3 | 232 | 5,8 | 1,6 | 0,04 | 0,8 | 0,02 | 6840 | 171 |
| 38 – РП-21 | 412 | 10,3 | 232 | 5,8 | 4 | 0,1 | 1,6 | 0,04 | 6624 | 165,6 |
| 36 – ТП-169 | 103 | 10,3 | 58 | 5,8 | 1,3 | 0,13 | 0,5 | 0,05 | 6633 | 663,3 |
| 34 – РП-7 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 1,8 | 0,03 | 0,6 | 0,01 | 7020 | 117 |
| 27 – РП-40 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 24 | 0,4 | 12 | 0,2 | 4698 | 78,3 |
| 25 – КНС-5 | 309 | 10,3 | 174 | 5,8 | 3 | 0,1 | 1,2 | 0,04 | 6804 | 226,8 |
| 21 – РП-6 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 12 | 0,2 | 6 | 0,1 | 2646 | 44,1 |
| 19 – РП-21 | 309 | 10,3 | 174 | 5,8 | 1,2 | 0,04 | 0,6 | 0,02 | 7128 | 237,6 |
| 11 – РПЖД | 412 | 10,3 | 232 | 5,8 | 4 | 0,1 | 1,2 | 0,03 | 6948 | 173,7 |
| 9 – РП-17 | 412 | 10,3 | 232 | 5,8 | 8 | 0,2 | 4 | 0,1 | 6696 | 167,4 |
| 7 – ТП-24 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 1,8 | 0,03 | 0,6 | 0,01 | 7020 | 117 |
| 26 – РП-8 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 24 | 0,4 | 12 | 0,2 | 4914 | 81,9 |
| 24 – Тяга 6 | 309 | 10,3 | 174 | 5,8 | 1,2 | 0,4 | 6 | 0,2 | 5157 | 171,9 |
| 22 – РП-22 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 7,2 | 0,12 | 2,4 | 0,04 | 6318 | 105,3 |
| 20 – РП-18 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 1,8 | 0,03 | 0,6 | 0,01 | 7344 | 122,4 |
| 18 – РП-26 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 1,2 | 0,02 | 0,6 | 0,01 | 7128 | 118,8 |
| 16 – ТП-169 | 412 | 10,3 | 232 | 5,8 | 0,8 | 0,02 | 0,4 | 0,01 | 7056 | 176,4 |
| 12 – ТП-449 | 824 | 10,3 | 464 | 5,8 | 8 | 0,1 | 2,4 | 0,03 | 6480 | 81 |
| 14 – РП-11 | 824 | 10,3 | 464 | 5,8 | 8 | 0,1 | 2,4 | 0,03 | 6552 | 81,9 |
| 6 – РП-3 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 6 | 0,1 | 1,2 | 0,02 | 7128 | 118,8 |
| 4 – РП-17 | 618 | 10,3 | 348 | 5,8 | 12 | 0,2 | 6 | 0,1 | 5832 | 97,2 |

3.3 Вибір вставок на секційних і ввідних вимикачах

Якщо підстанція не обладнана спеціальними пристроями, що забезпечують груповий або почерговий самозапуск двигунів при короткочасній втраті живлення, то за максимальне навантаження з урахуванням коефіцієнта $K_{сзн}$ приймається режим пуску одного електродвигуна при максимальній (реально можливій) кількості включених приєднань:

$$K_{сзн} \cdot I_{роб.мах} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{НН\ min} + X_{ЕК})} \quad (3.42)$$

де $X_{НН.min}$ – мінімальний опір джерела живлення (система плюс трансформатор), приведений до шин сторони НН;

$X_{ек}$ – еквівалентний опір загальмованого двигуна X''_d і сумарного навантаження приєднань $X_{нав.сум}$:

$$X_{ек} = \frac{X''_d \cdot \kappa \cdot X_{нав.сум}}{X''_d + \kappa \cdot X_{нав.сум}} \quad (3.43)$$

де κ – коефіцієнт збільшення струму навантаження за рахунок провалу напруги, викликаного пуском електродвигуна, приймається рівним $0,8 \div 0,9$.

Даний вираз справедливий як для МСЗ вводів, так і для МСЗ секційного вимикача, маючи на увазі, що через ввідний вимикач може проходити навантаження обох секцій шин, а через секційний – тільки одне.

Також на вимикачах передбачаємо АВР.

Виберемо вставки для секційних вимикачів:

Значення найбільшого струму для секційного вимикача:

$$I_{рмах} = 0,7 \cdot \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 0,7 \cdot \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 481,13 \text{ А.}$$

Визначимо сумарний опір навантаження:

$$X_{нав.сум} = \frac{U_{НН}^2}{S_{ном} - S_{ДВ}} = \frac{10,5^2}{12500 \cdot 0,7 - 5698} \cdot 1000 = 36,12 \text{ Ом.}$$

Визначимо опір двигуна:

$$X_d'' = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{ПВСК}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 2539,5} \cdot 1000 = 2,27 \text{ Ом.}$$

Визначимо еквівалентний опір:

$$X_{ек} = \frac{X_d'' \cdot \kappa \cdot X_{нав.сум}}{X_d'' + \kappa \cdot X_{нав.сум}} = \frac{2,27 \cdot 0,9 \cdot 36,12}{2,27 + 0,9 \cdot 36,12} = 2,12 \text{ Ом.}$$

Мінімальний опір джерела живлення на другій секції шин з табл. 2.1:

$$X_{нн.min} = 0,8342 \text{ Ом.}$$

Визначимо коефіцієнт самозапуску з формули (3.40) :

$$K_{сзн} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \cdot (X_{нн.min} + X_{ЕК}) \cdot I_{роб.max}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,8342 + 2,12)} = 4,27.$$

Виберемо вставки для МСЗ:

Згідно (3.25) струм спрацювання:

$$I_{С.З.} \geq \frac{K_{нал}}{K_n} \cdot K_{сзн} \cdot I_{РОБ.МАХ} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 4,27 \cdot 481,13 = 2354,03 \text{ А}$$

По формулі (3.26):

$$I_{СЗ.НАСТ.} \geq K_{нал} \cdot (I_{СЗ.ПОПЕР} + \sum I'_{РОБ.МАХ}) = 1,1 \cdot (824 + 2150) = 3271,4 \text{ А.}$$

З двох струмів вибираємо максимальний і подальший розрахунок ведемо по ньому.

Обчислимо згідно (3.27) струм спрацьовування реле:

$$I_{С.Р.} = \frac{I_{С.З.} \cdot K_{сх}}{k_T} = \frac{3271,4 \cdot 1}{100} = 32,7 \text{ А.}$$

Приймаємо уставку на терміналі захисту $I_{с.р.у} = 32,7 \text{ А}$, з дією на відключення.

Тоді струм спрацювання на первинній стороні:

$$I_{С.З.У.} = k_T \cdot I_{С.Р.У.} = 100 \cdot 32,7 = 3270 \text{ А.}$$

Значення коефіцієнта чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{ч.о.} = 0,87 \frac{I_{k1min}}{I_{С.З.У.}} = 0,87 \cdot \frac{5377,6}{3270} = 1,5 \geq 1,5$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту:

$$K_{ч.р.} = 0,87 \frac{I_{k2min}}{I_{C.3.V.}} = 0,87 \cdot \frac{4638}{3270} = 1,2 \geq 1,2$$

Час спрацювання МСЗ прийємо $t_{cз} = 0,6$ с.

Виберемо вставки для захисту від перевантаження:

Струм спрацювання:

$$I_{C.3.} \geq \frac{K_n}{K_n} \cdot I_{РОБ.МАХ} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 481,13 = 551,3 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (3.27) струм спрацювання реле:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.} \cdot K_{cx}}{k_T} = \frac{551,3 \cdot 1}{100} = 5,51 \text{ А.}$$

Приймаємо уставку на терміналі захисту $I_{c.p.y} = 5,5$ А, з дією на відключення.

Струм спрацювання на первинній стороні буде:

$$I_{C.3.V.} = k_T \cdot I_{C.P.V.} = 100 \cdot 5,5 = 550 \text{ А.}$$

Час спрацювання захисту приймаємо $t_{cз} = 60$ с.

Значення найбільшого струму для ввідного вимикача:

$$I_{pmax} = 1,4 \cdot \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1,4 \cdot \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 962,25 \text{ А.}$$

Визначимо сумарний опір навантаження:

$$X_{нав.сум} = \frac{U_{HH}^2}{S_{ном} - S_{ДВ}} = \frac{10,5^2}{12500 - 5698} \cdot 1000 = 16,21 \text{ Ом.}$$

Визначимо опір двигуна:

$$X_d'' = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{ПУСК}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 2539,5} \cdot 1000 = 2,27 \text{ Ом.}$$

Визначимо еквівалентний опір:

$$X_{ек} = \frac{X_d'' \cdot \kappa \cdot X_{нав.сум}}{X_d'' + \kappa \cdot X_{нав.сум}} = \frac{2,27 \cdot 0,9 \cdot 16,21}{2,27 + 0,9 \cdot 16,21} = 1,96 \text{ Ом.}$$

Мінімальний опір джерела живлення на другій секції шин з табл. 2.1:

$$X_{HH.min} = 0,8342 \text{ Ом}$$

Визначимо коефіцієнт самозапуска з формули (3.40):

$$K_{c3n} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \cdot (X_{нн\ min} + X_{ЕК}) \cdot I_{роб\ max}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,8342 + 1,96)} = 2,25.$$

Виберемо вставки для МСЗ:

Струм спрацювання:

$$I_{C.3.} \geq \frac{K_{нал}}{K_n} \cdot K_{c3n} \cdot I_{РОБ.МАХ} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,25 \cdot 962,25 = 2480,8 \text{ А.}$$

По формулі (3.26):

$$I_{C3.НАСТ.} \geq K_{нал} \cdot (I_{C3.ПОПЕР} + \sum I'_{РОБ.МАХ}) = 1,1 \cdot (824 + 1350) = 2391,4 \text{ А.}$$

З двох струмів вибираємо максимальний.

Обчислимо згідно (3.2.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.} \cdot K_{cx}}{k_T} = \frac{2480,8 \cdot 1}{200} = 12,404 \text{ А.}$$

Приймаємо вставку на терміналі захисту $I_{c.p.y} = 12,4 \text{ А}$, з дією на відключення.

Тоді струм спрацювання на первинній стороні:

$$I_{C.3.Y.} = k_T \cdot I_{C.P.Y.} = 200 \cdot 12,4 = 2480 \text{ А.}$$

Значення коефіцієнта чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{ч.о.} = 0,87 \frac{I_{k1min}}{I_{C.3.Y.}} = 0,87 \cdot \frac{5377,6}{2480} = 1,9 \geq 1,5$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту:

$$K_{ч.р.} = 0,87 \frac{I_{k2min}}{I_{C.3.Y.}} = 0,87 \cdot \frac{4638}{2480} = 1,6 \geq 1,2$$

Час спрацювання МСЗ приймемо $t_{c3} = 0,8 \text{ с}$.

Виберемо вставки для захисту від перевантаження:

Струм спрацювання:

$$I_{C.3.} \geq \frac{K_n}{K_n} \cdot I_{РОБ.МАХ} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 962,25 = 1102,6 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (3.27) струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.} \cdot K_{cx}}{k_T} = \frac{1102,6 \cdot 1}{200} = 5,51 \text{ А.}$$

Приймаємо уставку на терміналі захисту $I_{c.p.y} = 5,6 \text{ A}$, з дією на сигнал.

Струм спрацювання на первинній стороні:

$$I_{c.з.у} = k_T \cdot I_{c.p.y} = 200 \cdot 5,6 = 1120 \text{ A.}$$

Час спрацювання захисту приймаємо $t_{cз} = 60 \text{ с}$.

Результати вибору уставок ввідних вимикачів зводимо в табл. 3.17.

Таблиця 3.17 – Розрахунок уставок ввідних вимикачів

| Тип захисту | Найменування величини | Секція шин | | | |
|-------------------------------|-----------------------|------------|------|------|------|
| | | I | II | III | IV |
| Максимальний струмовий захист | $I_{c.p.y}$ | 16,4 | 12,4 | 12,4 | 12,8 |
| | $I_{c.з.у}$ | 3280 | 2480 | 2480 | 2560 |
| | $K_{ч.о.}$ | 1,5 | 1,9 | 1,9 | 1,8 |
| | $K_{ч.р.}$ | 1,2 | 1,6 | 1,6 | 1,6 |
| | $t_{c.з}$ | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Захист від перевантаження | $I_{c.p.y}$ | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 |
| | $I_{c.з.у}$ | 1120 | 1120 | 1120 | 1120 |
| | $t_{c.з}$ | 60 | 60 | 60 | 60 |

3.4 Диференціальний захист шин 10 кВ

Струм короткого замикання на першій секції шин з таблиці 2.3 рівний

$$I_{кmax} = 7,267 \text{ кА. } I_{нав} = 656,5 \text{ А}$$

Визначимо струм небалансу:

$$I_{НБ} = K_{ан} \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{кmax} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 7267 = 726,7 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацювання захисту:

з умови налаштування від струму навантаження:

$$I_{c.з.1} = \frac{K_H}{K_H} \cdot I_{нав} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 656,5 = 820,625 \text{ А.}$$

з умови налаштування від струму небалансу:

$$I_{c.з.2} = K_H \cdot I_{НБ} = 1,1 \cdot 726,7 = 799,37 \text{ А.}$$

Приймаємо струм спрацювання захисту $I_{c.з} = 820,6 \text{ А}$.

Тоді струм спрацювання реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{cx}}{k_T} = \frac{820,6 \cdot 1}{200} = 4,1 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{I_{k1min}}{I_{с.з.у}} = 0,87 \cdot \frac{5377,6}{820,6} = 5,7 \geq 2$$

Час спрацьовування захисту приймаємо рівним 0 с.

Розрахунок захистів для чотирьох секцій шин зводимо в таблицю 3.18.

Таблиця 3.18 – Розрахунок захисту шин

| Найменування величини | Позначення | Секція шин | | | |
|--|---------------|------------|-------|-------|-------|
| | | I | II | III | IV |
| Максимальний струм короткого замикання | $I_{кmax}, A$ | 7267 | 8718 | 8718 | 7267 |
| Максимальний струм небаланса | $I_{нб}, A$ | 726,7 | 871,8 | 871,8 | 726,7 |
| Струм спрацьовування захисту | $I_{с.з.}, A$ | 820,6 | 959 | 959 | 820,6 |
| Струм спрацьовування реле | $I_{с.р.}, A$ | 4,1 | 4,8 | 4,8 | 4,1 |
| Коефіцієнт чутливості | $K_{ч}$ | 5,7 | 4,9 | 4,9 | 5,7 |
| Час спрацьовування | $t_{с.з.}$ | 0 | 0 | 0 | 0 |

3.5 Розрахунок релейного захисту трансформаторів

На трансформаторі обов'язково встановлюється газовий захист, на базі терміналу захисту REF 541.

Для захисту трансформатора необхідно розрахувати максимальний струмовий захист і диференціальний захист трансформаторів.

Виберемо уставки для максимального струмового захисту:

По налаштуванні від самозапуску:

$$I_{с.з.тр.нн} = \frac{K_{нал}}{K_n} \cdot K_{сзн} \cdot I_{MAX.C} \cdot 2 = \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,5 \cdot 2 \cdot 481,13 = 2756,47 A.$$

Даний струм спрацьовування захисту, але приведений до сторони ВН при мінімальному коефіцієнті трансформації трансформатора за рахунок РПН:

$$I_{с.з.тр.вн} = I_{с.з.тр.нн} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн.сп} \cdot (1 - \Delta U_{рпн})} = 2756,47 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 222,3 A.$$

По умові узгодження із захистом вводу:

$$I_{C.3.TP.BH} = K_{нал} \cdot (I_{C.3.B} + I_{HAB 35}) \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH.CP} \cdot (1 - \Delta U_{pHH})} = 1,2 \cdot (3280 + 0) \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 427,8 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{cx}}{k_T} = \frac{427,8 \cdot 1}{100} = 4,28 \text{ А.}$$

Приймаємо уставку 4,3 А, струм спрацьовування буде становити 430 А.

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{I_{k1min}}{I_{c.з.у}} = 0,87 \cdot \frac{5377,6}{430} = 10,9 \geq 1,2.$$

Перевіримо по трифазному струму:

$$K_{ч.о} = \frac{I_{k1min}}{I_{c.з.у}} = \frac{5377,6}{430} = 12,5 \geq 1,2$$

До встановлення приймаємо захист SPAD 346С, який має наступну характеристику захисту, зображену на рис. 3.1.

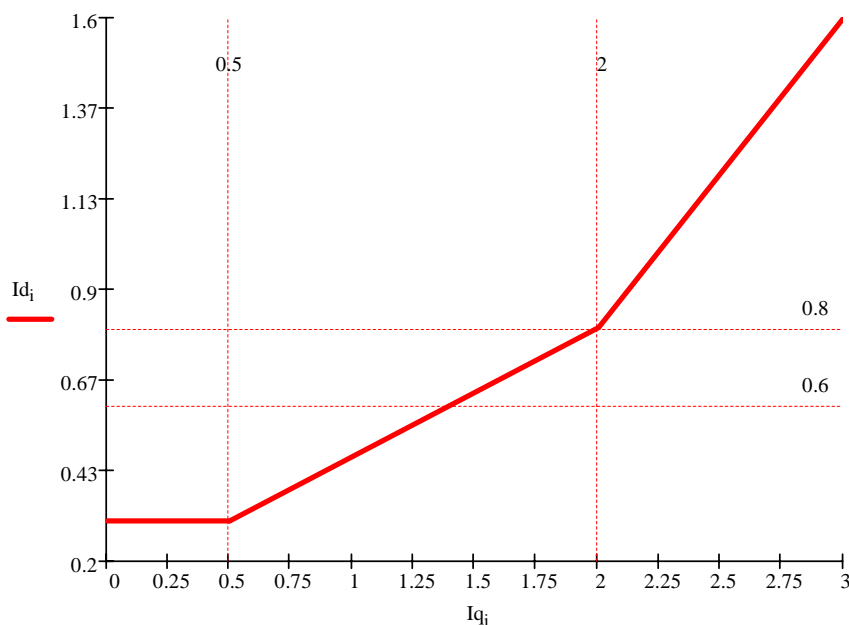


Рисунок 3.1 – Характеристика спрацювання диф. захисту з гальмуванням

Для розрахунку необхідно визначити струм небалансу, обумовлений похибкою трансформатора струму і регулюванням напруги силового трансформатора:

$$I_{\text{НБ.РОЗ}} = K_{\text{нер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{В}}, \quad (3.44)$$

де ε – відносна похибка по струму трансформаторів струму;

$\Delta U_{\text{рег}}$ – відносна похибка по напрузі трансформатора;

Δf_{ε} – відносна похибка вирівнювання струмів в плечах захисту.

Диференціальний струм спрацьовування захисту:

$$I_{\text{Д.СР}} = K_{\text{нал}} \cdot I_{\text{НБ.РОЗ}}, \quad (3.45)$$

де $K_{\text{нал}}$ – коефіцієнт налаштування, приймається рівним 1,5.

Основна уставка:

$$P_{\text{РОЗ}} = 0,5 \cdot K_{\text{нал}} \cdot (\varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{В}}). \quad (3.2.21)$$

Уставка, що визначає гальмівну характеристику:

$$S = \frac{K_{\text{нал}} \cdot I_{\text{НБ.РОЗ}} \cdot I_{\text{В-Р.ПР}}}{I_{\text{В-0,5}}}, \quad (3.46)$$

де $I_{\varepsilon} = 2$ – установка другого згину характеристики спрацьовування, в.о.

Струм спрацьовування диференціальної відсічки:

$$I_{\text{НАЛ}} = K_{\text{нал}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кзmax}}, \quad (3.47)$$

де $K_{\text{нал}}$ – коефіцієнт налаштування, рівний 1,2;

$$K_{\text{нб}} = 0,7;$$

$I_{\text{кзmax}}$ – струм к.з. на стороні 10 кВ, приведений до високої сторони.

Розрахуємо диференціальний захист трансформатора:

Струм небалансу:

$$I_{\text{НБ.РОЗ}} = K_{\text{нер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{В}} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,45 \text{ в.о.}$$

Диференціальний струм спрацьовування захисту:

$$I_{\text{Д.СР}} = K_{\text{нал}} \cdot I_{\text{НБ.РОЗ}} = 1,5 \cdot 0,45 = 0,675 \text{ в.о.}$$

Приймаємо струм спрацьовування захисту $I_{\text{д.ср.пр}} = 0,7 \text{ в.о.}$

Основна уставка:

$$P_{\text{РОЗ}} = 0,5 \cdot K_{\text{нал}} \cdot (\varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{В}}) = 0,5 \cdot 1,5 \cdot (0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,225 \text{ в.о.}$$

Приймаємо значення основної уставки $P_{\text{пр}} = 0,4 \text{ в.о.}$

Уставка, що визначає гальмівну характеристику:

$$S = \frac{K_{\text{нал}} \cdot I_{\text{НБ.РОЗ}} \cdot I_{\text{В-Р}}}{I_{\text{В-0,5}}} = \frac{1,3 \cdot 0,45 \cdot 2 - 0,4}{2 - 0,5} = 0,513 \text{ в.о.}$$

Приймаємо уставку $S_{\text{нр}} = 0,6 \text{ в.о.}$

Перевіряємо налаштування від струму небаланса в сталому режимі:

$$P_{\text{ПР}} + 0,5 \cdot S_{\text{ПР}} \geq 1,3 \cdot I_{\text{НБ.РОЗ}} ;$$

$$0,4 + 0,5 \cdot 0,6 = 0,7; \quad 1,3 \cdot 0,45 = 0,585; \quad 0,7 \geq 0,585 \text{ умова виконується}$$

Струм спрацьовування диференціальної відсічки:

$$I_{\text{НАЛ}} = K_{\text{нал}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{квmax}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{1457 \cdot \sqrt{3}}{300} = 7,06 \text{ в.о.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot \frac{765}{0,7 \cdot 300} = 3,16 \geq 2$$

3.6 Висновки до розділу 3

В даному розділі здійснено вибір обладнання закритого розподільчого пристрою 10 кВ, а також проведено вибір і розрахунок уставок мікропроцесорного релейного захисту.

Прийнято для встановлення в комірці термінали захисту REF 541, тому що дані види захисту задовольняють всі вимоги для захисту відходящих фідерів, а також для захисту двигунів.

В ході реконструкції були прийняті до виконання наступні види захистів:

- на відхідних фідерах, секційному та ввідних вимикачах захист серії REF541;
- на вводах 110 кВ силових трансформаторів в якості основного захисту встановлюється захист серії REF 541;
- на трансформаторі встановлюємо диференціальну захист SPAD;
- розраховані уставки струмової відсічки, максимальний струмовий захист, а також захисту від перевантаження і від замикання на землю.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Електробезпека

Оперативне обслуговування і огляди електроустановок

Оперативні перемикання повинен виконувати оперативний або оперативно-ремонтний персонал, допущений розпорядливим документом керівника організації, черговий електрик або електромонтер по експлуатації електрообладнання.

У електроустановках напругою вище 1000 В працівники з числа оперативного персоналу, одноосібно обслуговуючі електроустановки, повинні мати групу по електробезпеці IV, інші працівники в зміні – групу III.

У електроустановках напругою до 1000 В працівники з числа оперативного персоналу, які одноосібно обслуговують електроустановки, повинні мати групу III.

У електроустановках не допускається наближення людей, механізмів і вантажопідійомних машин до необгородженим струмоведучих частинам, які знаходяться під напругою, на менші відстані ніж вказаних в таблиці. 4.1.

Таблиця 4.1 – Допустимих відстаней до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою

| Напруга, кВ | Відстань від людей і використовуваних ними інструментів і пристосувань, від тимчасових обгороджень, м | Відстані від механізмів і вантажопідійомних машин в робочому і транспортному положенні, від стропів, вантажозахватних пристосувань і вантажів, м |
|-------------|---|--|
| До 1 | Не нормується (без дотику) | 1,0 |
| 1-35 | 0,6 | 1,0 |

Одноосібний огляд електроустановок, електротехнічної частині технологічного обладнання може виконувати працівник, що має групу не нижче III, з числа оперативного персоналу, що обслуговують цю

електроустановку в робочий час або знаходиться на чергуванні, або працівник з числа адміністративно-технічного персоналу, що має групу V, для електроустановок напругою вище 1000 В, і працівник, що має групу IV, для електроустановок напругою до 1000 В і право одноосібного огляду на підставі письмового розпорядження керівника організації.

Працівники, не обслуговуючі електроустановки, можуть допускатися до них у супроводі оперативного персоналу, що має групу IV – в електроустановках напругою вище 1000 В, і що має групу III – в електроустановках напругою до 1000 В, або працівника, що має право одноосібного огляду.

Супроводжуючий працівник повинен стежити за безпекою людей, допущених в електроустановки, і попереджати їх про заборону наближатися до струмоведучих частин.

При огляді електроустановок дозволяється відкривати двері щитів, складок, пультів керування та інших пристроїв.

При огляді електроустановок напругою вище 1000 В не допускається входити в приміщення, камери, не обладнані обгородженнями (вимоги до встановлення обгороджень приведені в ПУЕ) або бар'єрами, що перешкоджають наближенню до струмоведучих частин на відстані менші ніж вказаних в табл. 4.1. Не допускається проникати за обгородження і бар'єри електроустановок.

Не допускається виконання будь-яких робіт під час огляду.

При замиканні на землю в електроустановках напругою 3-35 кВ наближатися до місця замикання на відстань менше 4 м в ЗРП допускається тільки для оперативних перемикачів з метою ліквідації замикання і звільнення людей, що потрапили під напругу. При цьому слід користуватися електрозахисними засобами.

Відключати і включати роз'єднувачів, віддільників і вимикачі напругою вище 1000 В з ручним приводом необхідно в діелектричних рукавичках.

Знімати і встановлювати запобіжники слід при знятій напрузі.

Допускається знімати і встановлювати запобіжники, що знаходяться під напругою, але без навантаження.

Під напругою і під навантаженням допускається замінювати: запобіжники у вторинних колах, запобіжники трансформаторів напруги і запобіжники пробкового типу.

При знятті і встановленні запобіжників під напругою необхідно користуватися:

- у електроустановках напругою вище 1000 В – ізолюючими кліщами(штангою) із застосуванням діелектричних рукавичок і засобів захисту обличчя і очей;
- у електроустановках напругою до 1000 В – ізолюючими кліщами або діелектричними рукавичками і засобами захисту обличчя або очей.

Двері приміщень електроустановок, камер, щитів і складок, окрім тих, в яких проводяться роботи, мають бути закриті на замок.

Порядок зберігання і видачі ключів від електроустановок визначається розпорядженням керівника організації. Ключі від електроустановок повинні знаходитися на обліку у оперативного персоналу.

Ключі мають бути пронумеровані і зберігатися в ящику, що замикається. Один комплект має бути запасним.

Ключі повинні видаватися під розписку:

- працівникам, що мають право одноосібного огляду (у тому числі оперативному персоналу) від усіх приміщень;
- при допуску по наряді-допуску (допускаючому з числа оперативного персоналу, відповідальному керівникові і виконавцеві робіт) від приміщень, в яких належить працювати.

Ключі підлягають поверненню щодня після закінчення огляду або роботи.

Видача і повернення ключів повинні записуватись в спеціальному журналі довільної форми або в оперативному журналі.

При нещасних випадках для звільнення потерпілого від дії електричного струму напруга має бути знята негайно без попереднього дозволу.

4.2 Організаційні і технічні заходи по забезпеченню електробезпеки

До роботи в електроустановках повинні допускатися особи, що пройшли інструктаж і навчання безпечним методам праці, перевірку знань правил безпеки і інструкцій відповідно до займаної посади стосовно виконуваної роботи з привласненням відповідної кваліфікаційної групи по техніці безпеки і які не мають медичних протипоказань, встановлених Міністерством охорони здоров'я.

Для забезпечення безпеки робіт в діючих електроустановках повинні виконуватися наступні організаційні заходи:

- призначення осіб, відповідальних за організацію і безпеку виконання робіт;
- оформлення наряду або розпорядження на виконання робіт;
- здійснення допуску до проведення робіт;
- організація нагляду за проведенням робіт;
- оформлення закінчення роботи, перерв в роботі, переведень на інші робочі місця;
- встановлення раціональних режимів праці і відпочинку.

Для забезпечення безпеки робіт в електроустановках слід виконувати:

- відключення установки (частини установки) від джерела живлення;
- перевірку відсутності напруги;
- механічне замикання приводів комутаційних апаратів;
- зняття запобіжників ;
- від'єднання кінців живлячих ліній та інші заходи, що унеможливають помилкове подання напруги до місця роботи;
- заземлення відключених струмоведучих частин (накладення переносних заземлювачів, включення заземлюючих ножів);
- обгородження робочого місця або струмоведучих частин, які залишилися під напругою, до яких в процесі роботи можна доторкнутися або наблизитися на неприпустиму відстань.

При проведенні робіт зі зняттям напруги в діючих електроустановках або поблизу них:

- відключення установки (частини установки) від джерела живлення електроенергією;
- механічне замикання приводів відключених комутаційних апаратів;
- зняття запобіжників;
- від'єднання кінців живлячих ліній та інші заходи, що забезпечують неможливість помилкового подання напруги до місця роботи;
- встановлення знаків безпеки і обгороджень струмоведучих частин, які залишаються під напругою, до яких в процесі роботи можна доторкнутися або наблизитися на неприпустиму відстань;
- накладення заземлень (включення заземлюючих ножів або накладення переносних заземлень);
- обгородження робочого місця і встановлення попереджувальних знаків безпеки.

При проведенні робіт на струмоведучих частинах, що знаходяться під напругою виконують роботи по наряду не менше ніж двоє осіб, із застосуванням електрозахисних засобів, із забезпеченням безпечного розташування працюючих і використовуваних механізмів і пристосувань.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У даній кваліфікаційній роботі проведено реконструкцію ТП 110/10 кВ із встановленням мікропроцесорних блоків захисту.

Здійснено розрахунки струмів короткого замикання на ТП 110/10 кВ, відповідно до яких проведено вибір обладнання закритого розподільчого пристрою 10 кВ, а також вибір і розрахунок вставок мікропроцесорного релейного захисту

Встановлено мікропроцесорний блок захисту REF-541 на відхідні фідери, секційні та ввідні вимикачі, який забезпечує надійний захист всієї підстанції. Даний блок дозволяє здійснювати автоматичне керування підстанцією та безперервну самодіагностику.

В ході реконструкції були прийняті до виконання наступні види захистів:

- на відхідних фідерах, секційному та ввідних вимикачах захист серії REF541;
- на вводах 110 кВ силових трансформаторів в якості основного захисту встановлюється захист серії REF-541;
- на трансформаторі встановлюємо диференціальну захист SPAD;
- розраховані уставки струмової відсічки, максимальний струмовий захист, а також захисту від перевантаження і від замикання на землю.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Бабюк, С. М., Хлопик, В. В. (2019). Актуальність задачі відновлення електропостачання знеструмлених споживачів трансформаторних підстанцій. Збірник тез доповідей VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 7-7.
2. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
3. Електрична частина станцій та підстанцій: виконання та оформлення домашніх контрольних робіт: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» /КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: О.В. Остапчук, Р.В. Вожаков. – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 84 с.
4. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 82-83.
5. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначеності (EN 50160:2010, IDT) : ДСТУ EN 50160: 2014. – [Чинний від 2014-10-01]. – К.Мінекономрозвитку України, 2014. – 33 с. – (Національний стандарт України)
6. Технічна політика: Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Київ: ДП «НЕК «Укренерго», 2014. 250 с.
7. Бабюк, С. М., Красножоний, О. В., Барило, В. П., & Брич, Б. В. (2020). Фактори, що впливають на надійність електропостачання. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 84-85.
8. Бабюк С. М. Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання / С. М. Бабюк, Я. В Пліс // Збірник тез доповідей IX

Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 25-26 листопада 2020 року. — Т. : ТНТУ, 2020. — Том 2. — С. 82–83.

9. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.

10. Зорін В.В., Штогрін Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навчальний посібник для студентів вищ. техн. навч. закл.– Ніжин ТОВ “Видавництво”Аспект-поліграф”, 2011. – 248 с.

11. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.

12. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні : Навч. посіб. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик; Вінниц. держ. техн. ун-т. - Вінниця, 2002. - 111 с. 77 23

13. Algorithms for automatic of metrological characteristics of transducers / Serhiy Babiuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Yaroslav Osadtsa // Scientific Journal of TNTU. — Tern. : TNTU, 2022. — Vol 107. — No 3. — P. 67–75.

14. Vakulenko, O., Sysak, I., Babiuk, S., & Bunko, V. (2021, December). Features of the enameled wires insulation diagnosing by voltage. In Proceedings of the International Conference „Advanced applied energy and information technologies 2021”, 2021 (pp. 27-32). TNTU, Zhytomyr «Publishing house „Book-Druk “» LLC.

15. Буняк, О., Бабюк, С., & Сисак, І. (2019). Інтелектуальний пристрій автоматичного регулювання параметрів електомережі. Матеріали ІV Міжнародної науково-технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій “присвячена 80-ти річчю з дня народження професора ЯІ Проця, 268-270.

16. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.