

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ Валерій КИРИК
“ ____ ” _____ 2020 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Використання цифрової підстанції в Smart Grid»**

Виконав:

студент II курсу, групи ЕС-91мп
Васильюк Іван Вікторович _____

Науковий керівник:

Доцент, к. т. н.
Буслова Наїна Володимирівна _____

Консультант з розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях»:
проф. кафедри охорони праці, промислової та цивільної безпеки, д. т. н., проф.
Третьякова Лариса Дмитрівна _____

Консультант з розділу «Релейний захист»:
ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем
Хлистов Валерій Михайлович _____

Консультант з розділу «Стартап-проект»:
ст. викл. кафедри економіки і підприємництва
Бахмачук Сергій Васильович _____

Консультант з розділу «Проектування підстанції»:
ас. кафедри електричних мереж та систем
Моссаковський Вадим Ігорович _____

Рецензент:

Доцент кафедри автоматизації енергосистем, к. т. н.,
Марченко Анатолій Андрійович _____

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Василюку Івану Вікторовичу

1. Тема дисертації: «Використання цифрової підстанції в Smart Grid», науковий керівник дисертації доцент, к.т.н., Буслова Наїна Володимирівна, затверджені наказом по університету від «__» _____ 2020 р. №_____.
2. Термін подання студентом дисертації: 11 грудня 2020 р.
3. Об'єкт дослідження: цифрова підстанція в Україні
4. Вихідні дані: параметри підстанції.
5. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) Можливість побудови ЦПС для існуючих підстанцій.
 - 2) Впровадження програмного забезпечення PowerOnAdvantage в АСДТУ.
 - 3) Стартап-проект: заміна масляного трансформатора струму ТФЗМ на оптичний FOCS-FS
 - 4) Розробити засоби із охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації цифрової підстанції.
 - 5) Спроекувати підстанцію 110/35/10 кВ.
 - 6) Розрахувати релейний захист силового трансформатора ТДТН 25000/110

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Структурна схема цифрової підстанції;
- 2) Структура комплексу АСДТУ;
- 3) Структура оптичних вимірювальних трансформаторів;
- 4) Головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ;
- 5) План підстанції 110/35/10 кВ;
- 6) Розрізи ПС 1-1...3-3;
- 7) Релейний захист трансформатора ТДТН 25000/110;
- 8) Стартап проект.

7. Орієнтовний перелік публікацій:

1. Буслова Н. В., Василюк І.В. Ефективність застосування оптичних вимірювальних трансформаторів на підстанціях // Міжнародний науково-технічний журнал «Бъдещето въпроси от света на науката». 2020. 51-54 с.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист	Хлистов В. М., ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем		
Стартап-проект	Бахмачук С. В., ст. викл. кафедри економіки і підприємництва		
Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	Третьякова Л. Д., проф. кафедри охорони праці, промислової та цивільної безпеки		
Проектування підстанції	Моссаковский В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

9. Дата видачі завдання 25 вересня 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літератури по вибраній темі		
2	Робота над спецпитанням		
3	Проект електричної частини ПС 110/35/110 кВ		
4	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації цифрової підстанції		
5	Виконання стартап-проекту		
6	Вибір релейного захисту трансформатора		
7	Оформлення отриманих результатів		
8	Оформлення технічних креслень		

Студент _____

Іван ВАСИЛЮК

Науковий керівник _____

Наїна БУСЛОВА

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 86 сторінках формату А4, яка включає в себе 13 рисунків, 25 таблиць, 10 джерел використаної літератури. Графічна частина складається з 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

В дисертації розглядається застосування цифрових підстанцій в системі Smart Grid. Виконано проект підстанції та обрано електричне обладнання. Обрано установки релейного захисту трансформатора типу RET-670. Розроблено стартап проект заміни традиційних трансформаторів струму на оптичні.

Актуальність теми. З кожним роком в країнах світу здійснюється поступове впроваджувати нових технологій в електроенергетиці. Особливо перспективними з економічної точки зору, є напрямки по впровадженню технології "Цифрова підстанція", що засновані на стандартах серії ІЕС 61850, в яких реалізуються технології управління Smart Grid. Застосування технології "Цифрової підстанції" повинно дозволити в майбутньому істотно скоротити витрати на проектування, експлуатацію та обслуговування енергетичних об'єктів.

Метою магістерської дисертації є аналіз впроваджувальних технологій цифрових підстанцій з використанням програмного пакету PowerOnAdvantage в АСДТУ України.

Об'єкт дослідження: Цифрова підстанція в Україні.

Предмет дослідження: Впровадження цифрових методів для керування та обліку енергії на підстанції.

Методи дослідження. Дослідження автоматизованої системи диспетчерсько-технологічного управління з використанням програмного пакету PowerOnAdvantage.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Буслова Н. В., Василюк І.В. Ефективність застосування оптичних вимірювальних трансформаторів на підстанціях // Міжнародний науково-технічний журнал «Бъдещето въпроси от света на науката». 2020. 51-54 с.

ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ, ДИСПЕТЧЕРСЬКИЙ ПУНКТ, ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ, СТАНДАРТ ІЕС-61850, ЦИФРОВЕ ПРОЕКТУВАННЯ.

ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 86 pages of A4 format, which includes 13 figures, 25 tables, 10 sources of literature used. The graphic part consists of 8 sheets of technical drawings in A1 format.

The dissertation considers the use of digital substations in the Smart Grid System. The substation project was completed and electrical equipment was selected. Relay protection installations for a RET-670 transformer were selected. a startup project was developed to replace traditional current transformers with optical ones.

Relevance of the topic. Every year, the world is gradually introducing new technologies in the electric power industry. Especially promising from an economic point of view is the direction of introducing the "Digital Substation" technology, which is based on the standards of the IEC 61850 series, which implement Smart Grid Control Technologies. The use of "digital substation" technology should significantly reduce the cost of designing, operating and maintaining energy facilities in the future.

The purpose of the master's thesis to analyze the implementation of digital substation technologies using the PowerOnAdvantage software package at ADTCS of Ukraine.

Object of study: Digital Substation in Ukraine.

Subject of the study: Introduction of digital methods for energy management and accounting at substations.

Methods of research: Research of an automated dispatching and technological control system using the PowerOnAdvantage software package.

Publications on research topic:

1. Buslova N. V. Vasyliuk I. V. Efficiency of using optical measuring transformers in Substations // International scientific and technical journal «Бъдещето въпроси от света на науката». 2020. 51-54 p.

DIGITAL SUBSTATION, CONTROL ROOM, MEASURING TRANSFORMERS, IEC-61850 STANDARD, DIGITAL DESIGN.

Зміст

ВСТУП	8
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	9
1 ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ	10
1.1 Теоретичні відомості	10
1.2 Цифрове проектування	18
1.3 Опис архітектури системи АСДТУ	19
1.4 Етапи впровадження ADMS	24
1.5 Варіант побудови ЦПС для реконструкції об'єкту.....	29
Висновки до розділу.....	31
2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ	32
2.1 Опис підстанції.....	32
2.2 Опис головних схем електричних з'єднань	32
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання	32
2.4 Вибір та перевірка обладнання на підстанції	40
2.5 Вибір джерел оперативного струму	47
2.6 Освітлення підстанції та схема акумуляторної установки	48
2.7 Розрахунок блискавкозахисту	50
Висновки до розділу.....	52
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТДТН 25000/110.....	54
3.1 Захист трансформатора.....	55
3.2 Характеристика захисного пристрою RET-670	55
3.3 Газовий захист трансформатора.....	56
3.4 Опис захисту трансформатора від перевантажень	56
3.5 Диференційний захист трансформатора	57
3.6 Розрахунок і вибір параметрів спрацювання диференційного струмового захисту RET-670	57

3.7 Розрахунок уставок диференційного захисту.....	59
3.8 Розрахунок уставок максимального струмового захисту	62
Висновки до розділу.....	66
4 РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ.....	67
4.1 Опис ідеї стартап–проекту.....	67
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	68
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап проекту	71
4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту.....	72
Висновки до розділу.....	74
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЦИФРОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	75
5.1 Технічні характеристики об’єкта	75
5.2 Дослідження та аналіз умов праці та шкідливих чинників.....	76
5.3 Аналіз імовірних небезпек та ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій	78
5.4 Дія програмного устаткування під час надзвичайних ситуацій на цифровій підстанції	80
Висновок до розділу.....	82
ВИСНОВКИ	83
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	84
ДОДОТКИ	85
Додаток А Результати перевірки на плагіт.....	86

ВСТУП

Метою виконання магістерської дисертації є реалізація в енергосистемі України автоматизованої системи диспетчерсько-технологічного управління підстанціями, що є передумовою для забезпечення ефективної роботи сучасної електромережі. Така технологія дозволить зробити мережу більш гнучкою, зменшити кількість рівнів управління, розподілити повноваження і відповідальність виконавців з більшою часткою вигідності, зменшити час прийняття управлінських рішень. Важливим є розуміння того, що таких результатів можна досягти тільки за рахунок впровадження «Цифрової підстанції».

Сьогодні відстежується тенденція до стрімкого впровадження нових технологій в електроенергетиці. Застосування високовольтних оптичних вимірювальних трансформаторів на енергетичних об'єктах є одним з головних етапів у загальному світовому процесі переходу на цифрові технології моніторингу та управління в системах передачі електроенергії. Поява нових міжнародних стандартів зв'язку (ІЕС 61850) і розвиток сучасних інформаційних технологій відкриває можливості інноваційних підходів до вирішення завдань автоматизації та управління енергооб'єктами.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АРМ – Автоматизоване робоче місце

АСДТУ – Автоматизована система диспетчерсько-технологічного управління

АСКОЕ – Автоматизована система комерційного обліку електроенергії

АСУТП – Автоматизована система керування технологічним процесом

ДП – Диспетчерський пункт

ІЕП – Інтелектуальний електронний пристрій

КРП – Комплектні розподільні пристрої

ЛОМ – Локальні обчислювальні мережі

МП – Мікропроцесорний пристрій

ОІК – Оперативний інформаційний комплекс

ПА – Протиаварійна автоматика

ПЗВ – Пристрій захисного вимкнення

ПЗО – Пристрій зв'язку з об'єктом

ПТК – Програмно-технічний комплекс

РЗА – Релейний захист і автоматика

РЕМ – Районна електрична мережа

РПН – Регулювання під навантаженням

ТМ - Телеметрія

ЦПС – Цифрова підстанція

SCADA –система диспетчерського управління та збору даних

DPF – Distribution Power Flow

NMS – Network Management System

OMS – Outage Management System

1 ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ

1.1 Теоретичні відомості

В даний момент виникає таке питання, чи потрібно у наш кризовий час, що супроводжується дефіцитом фінансування, удосконалювати старі і проваджувати нові технології в електроенергетиці. Особливо перспективними з економічної точки зору, на думку багатьох вчених і фахівців, є напрямок по впровадженню технології "Цифрова підстанція" (ЦПС).

В даний час в світі почалося масове впровадження рішень класу «Цифрова підстанція», заснованих на стандартах серії IEC 61850, реалізуються технології управління Smart Grid, вводяться в експлуатацію додатки автоматизованих систем технологічного управління. Застосування технології "цифрової підстанції" повинно дозволити в майбутньому істотно скоротити витрати на проектування, пуско-наладку, експлуатацію та обслуговування енергетичних об'єктів.

Першим великим пілотним проектом по впровадженню стандарту IEC 61850 стала підстанція TVA Bradley 500 кВ в США. Мета проекту полягала в перевірці сумісності реалізації стандарту IEC 61850 в пристроях різних виробників. Реалізація проекту дозволила поліпшити сумісність між пристроями різних виробників, підвищити кваліфікацію персоналу мережевої компанії в частині IEC 61850, а також виявити проблеми, що виникають при впровадженні стандарту.

На підстанції Alcala de Henares в Іспанії проведено експериментальне впровадження шини процесу в частині передачі дискретної інформації. Вся інформація про стан комутаційних апаратів, а також команди управління комутаційними апаратами передавалися по цифрових каналах зв'язку за допомогою GOOSE повідомлень.

На ЦПС Osbaldwick 400 кВ у Великобританії проводилися експерименти, мета яких полягала в порівнянні тимчасових характеристик мікропроцесорної релейного захисту (МПРЗА) на базі традиційних трансформаторів струму і МПРЗА на базі цифрових трансформаторів струму з використанням пристроїв, що передають інформацію про миттєвих значеннях струмів і напруг по протоколу IEC 61850-9-2.

Великий розвиток цифрові підстанції отримали в Китаї. Вже в 2006 р.була введена в експлуатацію цифрова підстанція 110 кВ Qujing, Yunnan. А до 2009 р. Китай зайняв лідируюче місце в світі по ЦПС, який щорічно вводить в експлуатацію десятки таких ПС. Міжнародний досвід спорудження таких підстанцій наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 Міжнародний досвід впровадження ЦПС

Країна	Тип проекту	Кількість	Примітка
Китай	Серійне впровадження	100+	Впроваджуються в основному розробки китайських фірм
США, Канада	Пілотні проекти	До 10 проектів	Реалізовані
Європа	Пілотні проекти	Одиничні проекти в Іспанії, Франції та ін.	Реалізовані
Україна	Пілотні проекти	1-2	В процесі реалізації пілотний проект в «ДТЕК Київські електромережі»

Сучасні інформаційні технології відкривають можливості інноваційних підходів до вирішення завдань автоматизації та управління енергооб'єктами, дозволяючи створювати підстанції нового типу. Цифрова підстанція – одна із базових технологій Smart Grid. В основу побудови цифрової підстанції покладено заміну численних зв'язків, виконаних проводами, для обміну традиційними аналоговими і дискретними сигналами на уніфікований обмін цифровими повідомленнями, які забезпечують можливість розподіленої реалізації функцій системи автоматизації підстанції і повну функціональну сумісність інтелектуальних електронних пристроїв різних виробників.

Найбільш повно сьогодні для практичної реалізації відпрацьовано питання обміну інформацією в рамках стандарту IEC 61850 для таких пристроїв і підсистем підстанції, як вимірювальні трансформатори струму і напруги, комутаційні апарати, мікропроцесорні термінали релейного захисту та автоматики, АСДТУ. При цьому питання інтеграції складних видів електротехнічного обладнання і в першу чергу силових трансформаторів, автотрансформаторів і шунтувальних реакторів, вимикачів розглядаються в контексті функцій самостійного аналізу даних і самодіагностики.

Передбачається, що в «розумних» мережах з необслуговуваними підстанціями буде встановлено «інтелектуальні» трансформатори, під якими розуміються трансформатори, які забезпечують максимально можливий контроль стану всіх систем (активної частини, масла, введів, системи охолодження, РПН, технологічних захистів), самодіагностику і видачу рекомендацій щодо подальших дій у разі появи пошкодження, яке розвивається, або його ненормованого впливу на трансформатор.

Принципово важливим є те, що при цьому трансформатор має забезпечувати всі режими управління своїми регульованими пристроями (РПН) – автоматичний, ручний місцевий і ручний дистанційний, у тому числі з віддалених центрів управління, з повним контролем правильності виконання команд.

«Інтелектуальний» трансформатор має забезпечувати профілактичну діагностику (самодіагностику) з використанням аналітичного програмного забезпечення на основі показників датчиків, автоматичне управління системою охолодження і автоматичне регулювання напруги під навантаженням залежно від відповідної інформації щодо його зміни енергомережі зони обслуговування ідстанції. Подібний трансформатор виробляє компанія «ABB» який зображено на рис 1.1.

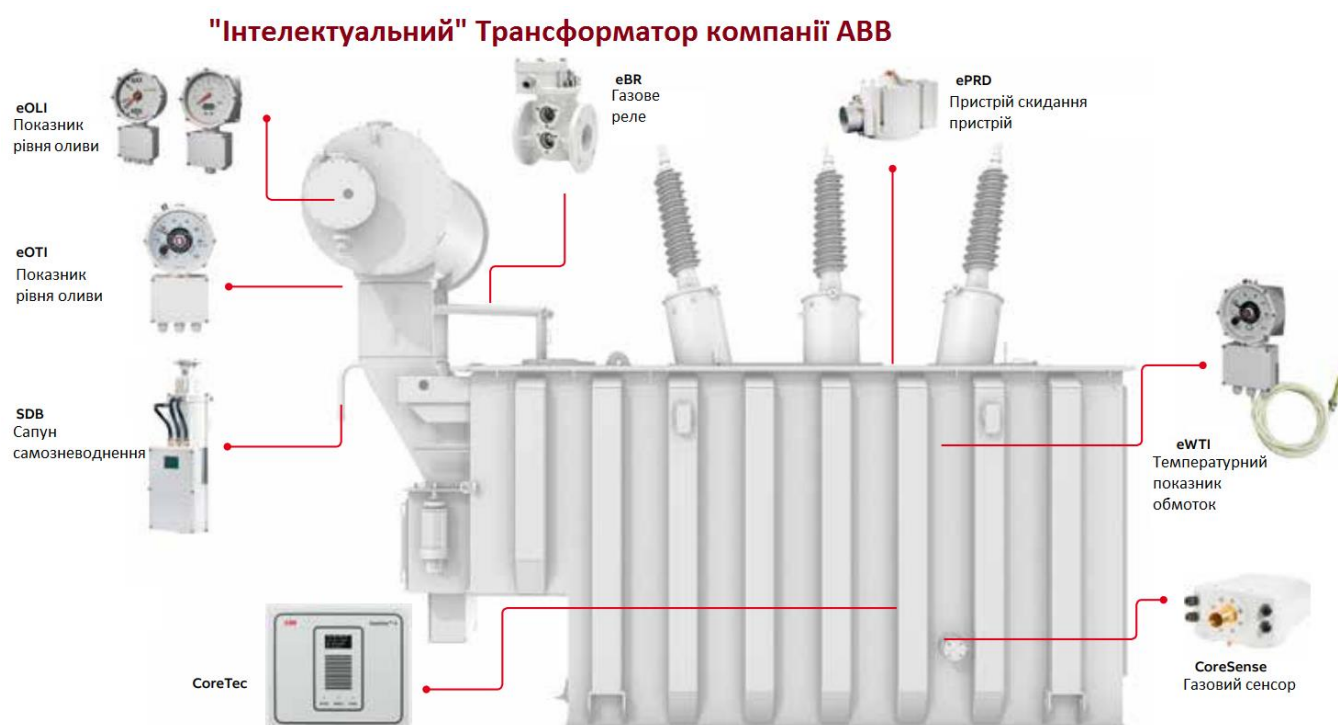


Рис 1.1 Інтелектуальні трансформатори

Система автоматизації енергооб'єкта, побудована за технологією «цифрова підстанція», ділиться на три рівні: «польовий» (рівень процесу), рівень приєднання, станційний.

«Польовий» рівень складається з первинних датчиків для збору як дискретної інформації та передачі команд управління на комутаційні апарати (micro RTU), так і аналогової інформації. Рівень приєднання об'єднує інтелектуальні електронні пристрої (ІЕУ) управління та моніторингу (контролер приєднання, багатофункціональні вимірювальні прилади, лічильники АСКОЕ, системи моніторингу та трансформаторного устаткування тощо), а також термінали РЗА і локальної ПА.

«Станційний» рівень включає в себе: сервери верхнього рівня (бази даних, SCADA, телемеханіки, збору та передачі технологічної інформації тощо, а також концентратор даних); автоматизоване робоче місце оперативного персоналу (АРМ ОП) підстанції. Цифрові вимірювальні трансформатори передають миттєві значення напруги і струмів за протоколом IEC 61850-9-2 пристроям рівня приєднання. Існує два види таких трансформаторів: оптичні та електронні.

Оптичні трансформатори мають більшу перевагу в разі створення систем управління та автоматизації ЦПС, оскільки вони працюють за інноваційним принципом вимірювання, який унеможливорює вплив електромагнітних перешкод. Електронні вимірювальні трансформатори створено на базі традиційних трансформаторів, в яких задіяно спеціалізовані аналогово-цифрові перетворювачі.

Дані про становище комутаційних апаратів та інша дискретна інформація (положення ключів режиму управління, стан ланцюгів обігрівання приводів тощо) збираються за допомогою виносних модулів ПЗО, установлених у безпосередній близькості від комутаційних апаратів. Ці модулі мають релейні виходи для управління комутаційними апаратами і синхронізуються з високою точністю. Дані від виносних модулів ПЗО передаються по волоконно-оптичному зв'язку – частини шини процесу за протоколом IEC 61850-8-1 (GOOSE), команди управління на комутаційні апарати – також через модулі відповідно з цим протоколом.

Силові обладнання оснащуються набором цифрових датчиків. Існують спеціалізовані системи для моніторингу трансформаторного і елегазового обладнання, які мають цифровий інтерфейс для інтеграції в АСУТП без використання дискретних входів і датчиків на струм 4–20 мА.

Сучасні комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) оснащуються вбудованими цифровими трансформаторами струму і напруги, а шафи управління в КРУЕ – виносними ПЗО для збору дискретних сигналів. Цифрові датчики розміщують в КРУЕ на заводі–виробнику, що дозволяє спростити процес проектування, а також монтажні та налагоджувальні роботи на об'єкті.

Крім того, до особливостей побудови системи автоматизації енергооб'єкта відноситься об'єднання середнього (концентраторів даних) і верхнього (сервера і АРМ) рівнів у єдиний станційний. Це пов'язано з тим, що дані передаються за спільним протоколом (стандарт ІЕС 61850-8-1), оскільки середній рівень, який раніше перетворював інформацію в єдиний формат для інтегрованої АСУТП, поступово втрачає своє призначення.

Рівень «приєднання» включає в себе ІЕП, які отримують інформацію від пристроїв «польового» рівня, логічно її обробляють і передають керуючі впливи через пристрої «польового» рівня на первинне обладнання, а також на станційний рівень. До цих пристроїв відносяться контролери приєднання, термінали МП РЗА та інші багатофункціональні МП–пристрої.

Важливою відмінною рисою в структурі системи автоматизації за технологією «цифрова підстанція» є її гнучкість. Пристрої для ЦПС може бути виконано за модульним принципом, що дозволяє поєднувати ряд функцій. Гнучкість побудови ЦПС дозволяє передбачати різні рішення з урахуванням особливостей енергооб'єкта.

З виходом змінених норм технологічного проектування ПС 35-750 кВ цифровою є підстанція з високим рівнем автоматизації, в якій практично всі процеси інформаційного обміну між елементами ПС, а також управління роботою ПС здійснюються в цифровому вигляді на основі стандартів серії ІЕС 61850. Іншими словами, в якості визначальної ознаки ЦПС використовується її "тотальна" ІТ-розвиненість, тобто все процеси інформаційного обміну між елементами програмно-

апаратного комплексу ПС здійснюються в цифровому вигляді. Слід зазначити, що сам стандарт ІЕС 1850 також визначає процес проектування і налагодження, мова опису конфігурації систем автоматизації, методики випробувань обладнання та багато ін. аспекти реалізації та експлуатації ЦПС. Що застосовується до основного силового електрообладнання (високовольтні комутаційні апарати, трансформаторне і реакторне обладнання, системи оперативного постійного і змінного струму та ін.) висувають наступні вимоги:

- використання цифрових трансформаторів струму і трансформаторів напруги з підтримкою протоколу ІЕС 61850-9-2;
- використання систем діагностики та моніторингу стану силових;
- трансформаторів, автотрансформаторів, шунтуючих реакторів, елегазових розподільних пристроїв, маслонаповнених вводів та ін. з підтримкою протоколу ІЕС 61850-8-1;
- використання керованих засобів компенсації реактивної потужності, оснащених контролерами з підтримкою протоколу ІЕС 61850-8-1;
- використання комутаційних апаратів напругою 6-750 кВ, привід яких оснащений вбудованими польовими перетворювачами з підтримкою протоколу ІЕС 61850-8-1 або забезпечення можливості додаткової установки зазначених перетворювачів стороннього виробника;
- використання в щитах постійного струму пристроїв сигналізації та контролю, які підтримують протокол ІЕС 61850-8-1;
- ПТК цифровий ЕС повинен забезпечувати передачу в ПТК цифровий ПС команд управління та результати роботи аналітичних функцій щодо обладнання цифрової ПС (дані визначення стану обладнання, діагностичні дані, дані за результатами достовіризації прийнятої інформації та ін.);
- затримка передачі інформації не повинна перевищувати 100 мс для технологічних нужд и не более 150 мс для корпоративных приложений.

Схема автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління наведено на рис.1.2.

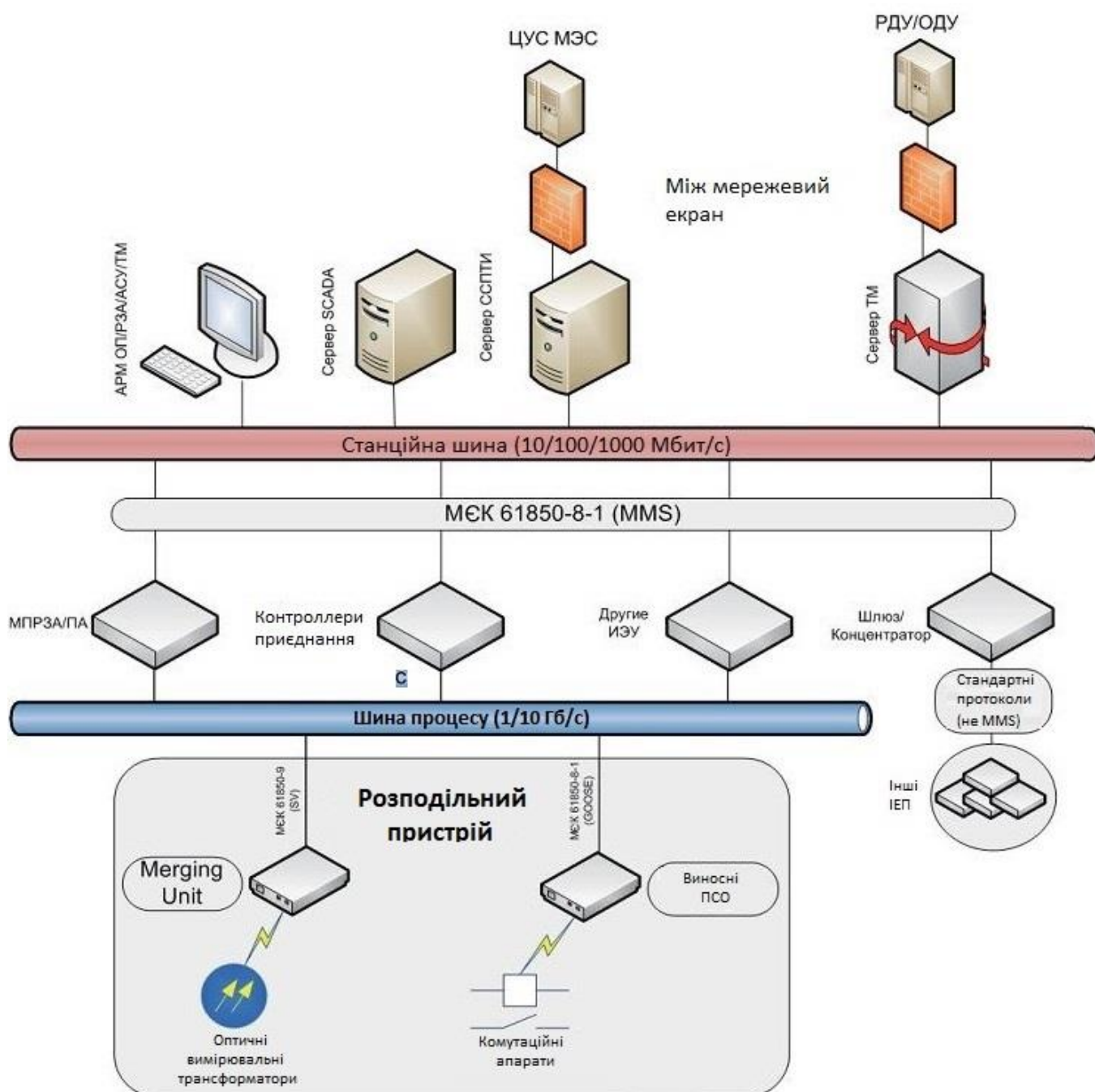


Рис. 1.2 Схема автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління

Переваги цифрової підстанції:

- швидкодія, перешкодозахищеність, висока пожежо-вибухобезпечність і екологічність;
- використання інноваційних та сучасних стандартів і рішень забезпечують сумісність різних (IEC 61850);
- підвищення точності вимірювань;

– значно менше загальна кількість і номенклатуру обладнання в складі програмно технічного комплексу (ПТК), що знижує обсяг профілактичного обслуговування, скорочує час відновлення працездатності;

- значне скорочення кабельних зв'язків;
- скорочення монтажних і налагоджувальних робіт на 40%, простота;
- проектування, експлуатації та обслуговування, зменшення розмірів ПС;
- зниження кількості модулів вводу / виводу на пристроях АСУ ТП і РЗА;
- зниження вартості компонування конструктиву шафи системи ТМ / АСУ ТП (кабельна продукція, клемні колодки та ін.).

Фактори які впливають на надійність ЦПС:

а) надійність ЛОМ: структура (архітектура побудови і методи резервування) і надійність окремих елементів мережі;

б) Надійність окремих пристроїв:

1) нові елементи: виносні ПЗВ і цифрові трансформатори струму і напруги (оптичні і електронні);

2) традиційні інтелектуальні електронні пристрою: контролери АСУТП, РЗА, ПА, АСКОВЕ. Зазнали істотних змін як в частині введення вихідних даних (прийом GOOSE і SV), так і в частині логічної обробки. Необхідно враховувати затримки в передачі миттєвих значень струму і напруги, затримки передачі GOOSE повідомлень і ряд інших проблем пов'язаних з мережевої природою технологій цифровий підстанції.

в) Надійність системи єдиного часу: Для цифрових підстанцій надійність синхронізації є критично важливої для роботи частини елементів (наприклад, для цифрових трансформаторів струму і напруги).

г) надійність «людського» фактору: Забезпечення функціональної надійності лягає як на виробників, в частині створення надійних пристроїв, так і на персонал, якому необхідно правильно здійснити налаштування і експлуатацію закладеного функціоналу. При переході до цифрових підстанцій, змінюються підходи до проектування і налагодження обладнання.

д) надійність архітектури побудови ЦПС: На надійність ЦПС впливає сукупність архітектурних рішень при побудові систем автоматизації і управління (централізована- децентралізована, з суміщенням в різних функцій автоматизації і управління та інші).

1.2 Цифрове проектування

Одною з складових цифрової підстанції являється цифрове проектування. Цифрове проектування це не просто креслення в електронному вигляді, а можливість створення такої проектної документації, яку можна буде завантажувати безпосередньо в пристрої у вигляді файлів конфігурація. Це дає нам вихід на істотно інший рівень типування технічних рішень, а як наслідок – зниження кількості помилок, аварій, підвищення надійності.

Крім того, цифрова передача даних між пристроями це можливість по-новому поглянути на апаратний склад цих систем. Багато технічних рішень на енергооб'єктах приймаються, виходячи з необхідності мати розділені один від одного системи з різним функціональним призначення. Однак коли мова йде про "цифру" і, зокрема, про "оптику", де немає прямого гальванічного зв'язку між різними пристроями, все стає інакше, з'являється необхідність переглянути прийняті нормативи і об'єднати первинні вимірювання для всіх підсистем на єдиній шині.

Нарешті, цифрова передача даних це ще і можливість додавання нових функцій в існуючу систему без необхідності її переробки. Можна порівняти це з сучасною електронікою, коли на ту ж апаратну платформу встановлюється нове програмне забезпечення, відкриває доступ до нових функціональних можливостям. Саме в цьому можна побачити потенціал розвитку і створення рішень, що дозволяють набагато ефективніше використовувати інформацію про роботу обладнання, проводити його діагностику під час його роботи, оптимізувати або повністю автоматизувати проведення планових випробувань обладнання. Реалізація такого проектування реалізується за допомогою програмного пакету SCADA.

1.3 Опис архітектури системи АСДТУ

АСДТУ слугує системою управління диспетчерсько-технологічного та виробничо-технічною діяльністю мережевого підприємства, що забезпечує всебічну підтримку процесів збору, обробки та використання технологічної інформації (інформації про режими електричних мереж, стан мережних об'єктів і їх обладнання, стан засобів і систем управління).

АСДТУ призначена для:

- забезпечення наочного й оперативного представлення процесів, що протікають в електричній мережі;
- діагностування стану основного обладнання;
- оперативного контролю електроспоживання й потужності;
- мінімізації впливу людського фактору на процеси збору, обробки й зберігання інформації;
- забезпечення цілісності, збереження, однозначності й вірогідності інформації;
- імітаційного моделювання режимів мережі (оцінка ефективності заходів щодо підвищення економічності, включаючи енергозбереження, надійності роботи);
- реалізації технологічних завдань, що розв'язуються різними службами й підрозділами для забезпечення диспетчерського управління;
- забезпечення можливості інтеграції системи АСДТУ в сучасні корпоративні системи управління підприємством.

Цілями створення такої системи є:

- впровадження Оперативно-Інформаційного Комплексу (ОІК) на базі сучасних технічних і програмних засобів, що характеризуються високою надійністю, тривалими строками експлуатації для ефективного управління роботою електричних мереж і підстанцій;
- збільшення кількості вимірюваних величин, їхньої точності й вірогідності;
- підвищення стійкості й безаварійності роботи електричних мереж;
- підвищення якості управління в умовах ліквідації аварій, порушень режиму й наслідків стихійного лиха;

- підвищення ефективності експлуатації електричних мереж і підстанцій;
- забезпечення роботи всіх елементів автоматизованої системи диспетчерського управління у єдиному часі, зі збереженням установлених правил переходу на літнє/зимовий час;
- одержання інформації, що дозволяє виконувати аналіз втрат потужності й електроенергії в мережі;
- забезпечення оперативного контролю режимів надходження електричної енергії в мережі поточного навантаження (енергоспоживання) і розподілу навантаження по окремих напрямках; забезпечення інформаційної підтримки рішень оперативного персоналу;

АСДТУ базується на програмно технічному комплексі Power On Advantage. Advanced Distribution Management System (ADMS) виробництва GE Power Grid Solutions. Запропонована АСДТУ забезпечує можливість простого та швидкого розширення, шляхом додавання нових функцій при подальшій реконструкції.

Високий рівень надійності досягається за рахунок застосування резервованих серверів ДЦ і резервованих шлюзів, що працюють в режимі "гарячого" резервування, а також системи гарантованого електроживлення - в кінцевому рахунку, забезпечуючи систему з відсутністю єдиної точки відмови.

Для оптимізації бізнес-процесів управління електричною мережею, забезпечення надійності електропостачання споживачів і зниження операційних витрат на експлуатацію АСДТУ, встановлених в географічно розподілених диспетчерських пунктах ЦДС електромережної компанії, Районів електричних мереж (РЕМ), пропонується використовувати єдину централізовану модель автоматизованої системи оперативно-технологічного управління мережею.

Єдина централізована модель автоматизованої системи управління – модель побудови АСДТУ, при якій у всіх пунктах управління встановлені елементи (серверні вузли, вузли збору або АРМ користувачів) єдиного програмно-апаратного комплексу PowerOn Advantage ADMS. Застосування єдиної централізованої системи дозволяє уніфікувати інформаційну модель і схеми мережі, інтерфейси користувача, функції,

форми введення і відображення інформації на всіх рівнях управління розподільної компанії.

Єдина модель передбачає використання обчислювальних ресурсів, встановлених централізовано, або розподілених по декількох об'єктах з метою резервування та забезпечення відмовостійкості комплексу, і організацію доступу до функцій єдиної системи на кожному диспетчерському пункті за допомогою обчислювальних вузлів системи і АРМ системи. Для розподілу і резервування обчислювальних ресурсів пропонується використовувати основний серверний вузол системи, встановлений в ЦУС/ЦДС, і серверні вузли обмеженого функціоналу, що встановлюються в кожному з ПО/ОДС. Обмін даними між вузлами комплексу ведеться по внутрішньосистемним протоколам, конфігурація і експлуатація такого комплексу виконується централізовано і одного разу для всіх об'єктів управління електромережної компанії. Програмна платформа має в собі підпрограми, що наведені на рис.1.3.

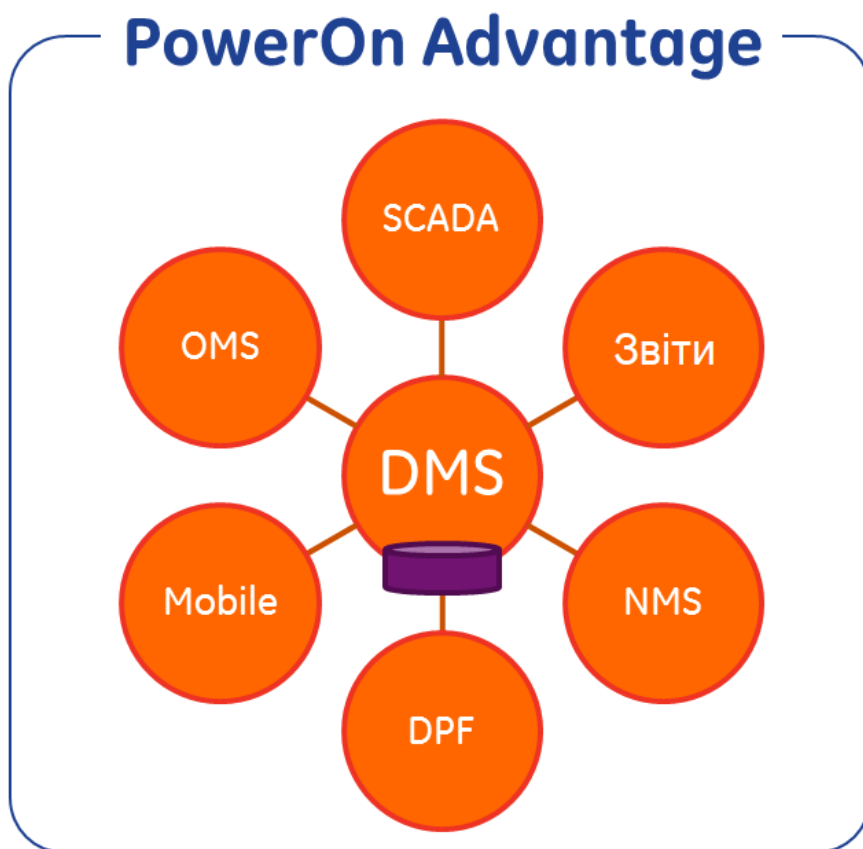


Рис. 1.3 Єдина програмна платформа, БД і модель мережі PowerOn Advantage

NMS – Система управління мережею забезпечує точну, інтелектуальну модель електричної всієї розподільної мережі компанії. При цьому система NMS управляє перемикаваннями і не тільки дозволяє виконувати їх в контрольованому режимі з дотриманням правил і регламентів безпеки робіт, але і надає інструменти для підтримки схеми мережі в актуальному стані і управління всіма новими включеннями нових об'єктів в мережу компанії.

OMS – Інтегрована підсистема єдиної системи АСДТУ автоматично визначає і коригує масштаб інциденту за допомогою даних телеметрії і аналізу дзвінків клієнтів, що забезпечує більш швидке реагування ремонтних бригад. У міру надходження дзвінків від споживачів, інформація в базі даних оновлюється, дозволяючи мати в системі найактуальнішу інформацію про підключення споживачів. Наявність актуальної інформації дозволяє інформувати споживачів про хід відновлювальних робіт, а також повідомляти про плановані відключення.

Звіти – Визначення числа тих споживачів хто зателефонував, визначення їх до конкретної живильної підстанції та розміщення на схемі мережі мітку про те, що є дзвінки про відключення або інших інцидентах. При цьому є два рівня уставок по числу дзвінків, для визначення пріоритету і масштабу аварії. При перевищенні певної кількості дзвінків, які стосуються одного інциденту, система перестає видавати сигнали оповіщення, щоб не відволікати диспетчера.

SCADA – Підсистема дозволяє використовувати існуючу у мережевого оператора інфраструктуру і системи диспетчерського управління та збору даних (SCADA) на нижніх рівнях, інтегрувавши всі дані в єдину централізовану систему оперативно-технологічного управління.

DPF – Розрахункові модулі (Distribution Power Analysis - DPF) системи PowerOn Advantage ADMS є вбудованим засобом розрахунку режиму мережі, який дозволяє користувачам здійснювати розрахунок перетоків потужностей і струмів короткого замикання в реальному часі, до або під час проведення перемикань.

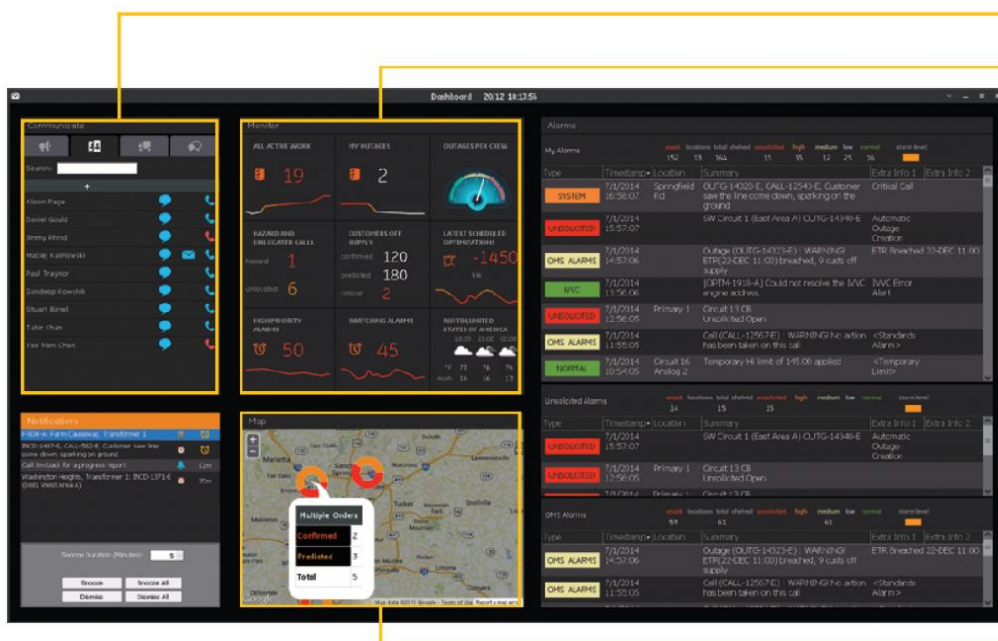
Mobile – Програмне забезпечення PowerOn Advantage Mobile забезпечує можливість обміну інформацією в режимі реального часу між диспетчерами і оперативно-виїзними бригадами (ОВБ), включаючи передачу даних про інциденти,

перемикання і безпеку в розподільній мережі. Продукт складається з компонентів управління мережею і відключеннями, які можуть працювати як спільно, так і окремо.

Система управління мережею (NMS) забезпечує точну, інтелектуальну модель електричної всієї розподільної мережі компанії. При цьому система NMS управляє перемиканнями і не тільки дозволяє виконувати їх в контрольованому режимі з дотриманням правил і регламентів безпеки робіт, але і надає інструменти для підтримки схеми мережі в актуальному стані і управління всіма новими включеннями нових об'єктів в мережу компанії.

В системі PowerOn Advantage підсистеми NMS (управління мережею) і OMS (управління процесом відновлення електропостачання при відключеннях) інтегровані в єдине програмне рішення, яке використовує єдину схему мережі і єдину базу даних реального часу. Такий підхід довів свою перевагу в порівнянні з ADMS рішеннями з роздільними, що взаємодіють один з одним, системами OMS і DMS. Єдина база даних PowerOn DMS і OMS забезпечує підвищену надійність управління мережею і безпеку виконання перемикань, скорочення операційних витрат на експлуатацію системи, уніфікацію інтерфейсів і призначених для користувача форм, зручність роботи диспетчера, зводить до мінімуму час на збір звітної інформації по аварійних відключень.

Диспетчер отримує уніфіковані інструменти перегляду всіх повідомлень про будь-які відхилення від нормального стану мережі будь-якого рівня напруги в режимі реального часу на єдиної, цілісної схемою мережі, без необхідності вручну вносити сигнали, інциденти та аварії. Панель управління системи рис.1.4. Будь-які дії, перемикання, плакати, заявки, що вносяться іншими диспетчерами ЦДС або окремих ДП РЕМ, ментально стають видимі на єдиній схемі мережі і будуть враховуватися при виконанні переключень, аналізів та розрахунках режимів мережі іншими диспетчерами. Ця ж єдина схема мережі буде використовуватися в розподільній скриньці відключеннями (PowerOn Advantage OMS), і вся інформація про аварійні відключення, відключених споживачах, Недовідпуск по кожному споживачеві і інша найважливіша інформація буде ментально доступна для формування актуальних звітів.



Модуль зв'язку

Модуль зв'язку представляє собою упорядкований спосіб обміну даними між персоналом, як в диспетчерському пункті, так і за його межами (включаючи можливість здійснити телефонний дзвінок, в один дотик, відправки електронної пошти і підтримки чату і SMS).

Віджети панелі управління

Настроюються анімовані віджети, відображають загальні зведення про стан елементів. Віджети можуть бути налаштовані окремо для кожного класу користувача. Якщо потрібна негайна дія диспетчера, віджет позначається візуальною підказкою.

Модуль накладення

У модулі накладення наводиться огляд району відповідальності оператора (з попередньо налаштованими і змінними рівнями інформації, які можуть накладатися один на одного).

Рис. 1.4- Панель управління системи PowerOn Advantage

Як правило, істотне підвищення продуктивності праці диспетчера і поліпшення показників надійності мережі досягається шляхом правильного застосування системи DMS і процесу управління перемикаваннями, що реалізуються на першому етапі. Впровадження системи на наступних етапах реалізації інтелектуальних функцій ADMS дозволяє домогтися помітних показників підвищення надійності мережі і скоротити час відновлення.

1.4 Етапи впровадження ADMS

Впровадження системи ADMS побудовано на поетапне впровадження (див. Рис. 1.5) в залежності від зрілості, пріоритетів і вимог електромережної компанії, готовність об'єктів розподільчих мереж (стан каналів зв'язку, рівень телемеханізації і т.д.), якості і формату вихідних даних та інших чинників. Незалежно від масштабів електромережної компанії і обсягів даних, система PowerOn Advantage забезпечує масштабованість і можливості подальшого вдосконалення і розвитку при модернізації взаємодії з нею обладнання та суміжних інформаційних систем.



Рис. 1.5 - Етапи впровадження ADMS

На першому етапі оператор реалізує базові функції шляхом впровадження ядра системи ADMS:

- Вводяться дані (прорисовується) схеми мережі всіх або окремих рівнів напруги, в залежності від обраної галузі управління. У схемі мережі враховуються всі об'єкти мережі і комутаційні пристрої, що впливають на зв'язність, як телекеровані, так і ручні. Топологія єдиної схеми мережі підтримується оперативним персоналом (диспетчерами) в єдиній базі даних, і являє собою актуальний стан мережі в реальному часі.

- Забезпечується інтеграція АСДТУ з існуючими системами консолідації інформації ОБК, УСПД, ЦППС, АСУТП. Вся телесигналізація і телевимірювання надходять в систему ADMS і відображаються на єдиній схемі мережі.

- Впроваджується телеуправління комутаційних пристроїв через графічний інтерфейс PowerOn Advantage.

- Нові ТВ/ТС підключаються до нової системи в міру їх «обв'язків» легко і без втрати управління мережею за допомогою вбудованих інструментів введення сигналів в експлуатацію.

– Паралельно, при необхідності, впроваджуються системи збору і передачі даних на підстанціях, розподілені сенсори і датчики.

На даному етапі досягається спостережливість і керованість мережі, причому спостережливість мережі однаково ефективна для ділянок як з телемеханізацією, так і без телемеханізації. Вся телесигналізація і телевимірювання з розподілених пристроїв телемеханіки потрапляють в централізовану систему диспетчерського управління PowerOn Advantage, позбавляючи оператора від необхідності установки окремих ОВК на рівні РЕЗ та ОДС. Система забезпечує єдиний, централізований інтерфейс до всіх даних SCADA, виключаючи необхідність окремих дисплеїв SCADA на нижньому рівні і на рівні підстанцій (Див. Рис. 1.6).

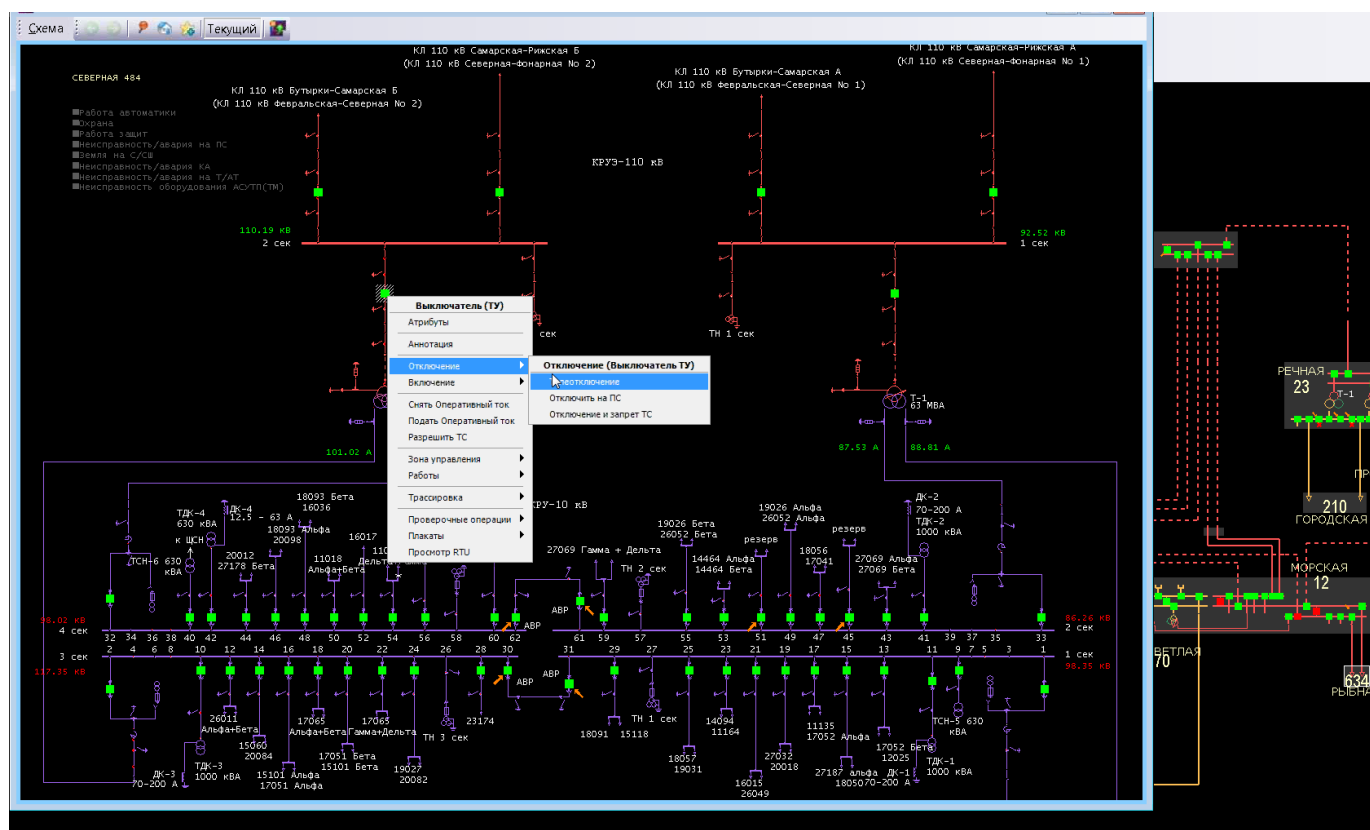


Рис. 1.6 - Интерфейс АРМ диспетчера PowerOn Advantage ADMS

Диспетчер отримує уніфіковані інструменти перегляду всіх повідомлень про будь-які відхилення від нормального стану мережі будь-якого рівня напруги в режимі

реального часу на єдиної, цілісної схемою мережі, без необхідності вручну вносити сигнали, інциденти та аварії.

На другому етапі впроваджуються розширені модулі системи ADMS, що забезпечують інтелектуальні перемикання і управління відновленням при непланових відключеннях (аваріях та інших перебоях електропостачання):

–Управління перемиканнями. Будь-яка зміна комутаційного пристрою - будь то телекерованого або ручне - емулюється в системі і його наслідки і вплив на всю мережу прораховуються і візуалізуються. Кожна дія перевіряється на відповідність корпоративним/галузевим нормативно-правовим документам і техніці безпеки. Дії диспетчера, що не відповідають вимогами підприємства або впливають на безпеку робіт, які можуть виконуватися на інших ділянках мережі, не будуть дозволені. Якщо всі операції пройшли необхідні перевірки, модуль може автоматично формувати наряди на перемикання разом з необхідними регламентами та документацією з техніки безпеки, прийнятими на підприємстві. Виконання всіх операцій в системі фіксується в оперативному журналі, при цьому операції згруповані за приналежністю до роботи або заявці на перемикання.

–Планування перемикань. Сучасні системи ADMS дозволяють повністю виключити паперовий документообіг, надаючи інтерфейс для створення програм і бланків перемикань (як типових, так і разових). Всі програми перевіряються на перетин з уже запланованими роботами на предмет конфліктів і порушень техніки безпеки. Всі роботи і програми - планові та позапланові - ведуться і відображаються на єдиній схемі мережі. Актуальна інтеграція систем АСДУ з ПК «Заявки», яка підтримується в PowerOn Advantage.

–Управління відключеннями. Інтегрована система управління відключеннями (OMS), яка функціонує на базі єдиної схеми мережі. Забезпечує управління інцидентами (аварійними відключеннями) на підставі самої актуальної інформації, координацію інцидентів і управління оперативно-виїзними бригадами. Всі перемикання, необхідні для відновлення електропостачання, створюються,

тестуються і виконуються в єдиній системі без необхідності ручного введення в різні вікна розрізнених систем.

На третьому етапі впроваджуються інтелектуальні модулі системи ADMS, що забезпечують підтримку прийняття рішень в режимі реального часу, визначення місць пошкодження в мережі, їх автоматичне ізолювання з вибором оптимальної схеми реконфігурації мережі для безпечного відновлення електропостачання відключених споживачів з мінімальним впливом на інші ділянки розподільної мережі.

При цьому враховуються як поточне навантаження, так і стан мережі. Дані функції можливі при наявності сучасного обладнання і телекерованих пристроїв для визначення місць пошкодження в мережі. На даному етапі можуть бути впроваджені модулі по оптимізації розподільної мережі за рівнем напруги і компенсації реактивної потужності (IVVC - Integrated Volt Var Control) при наявності відповідного обладнання і пристроїв в мережі. Функції даного етапу наведені на рис.1.7.

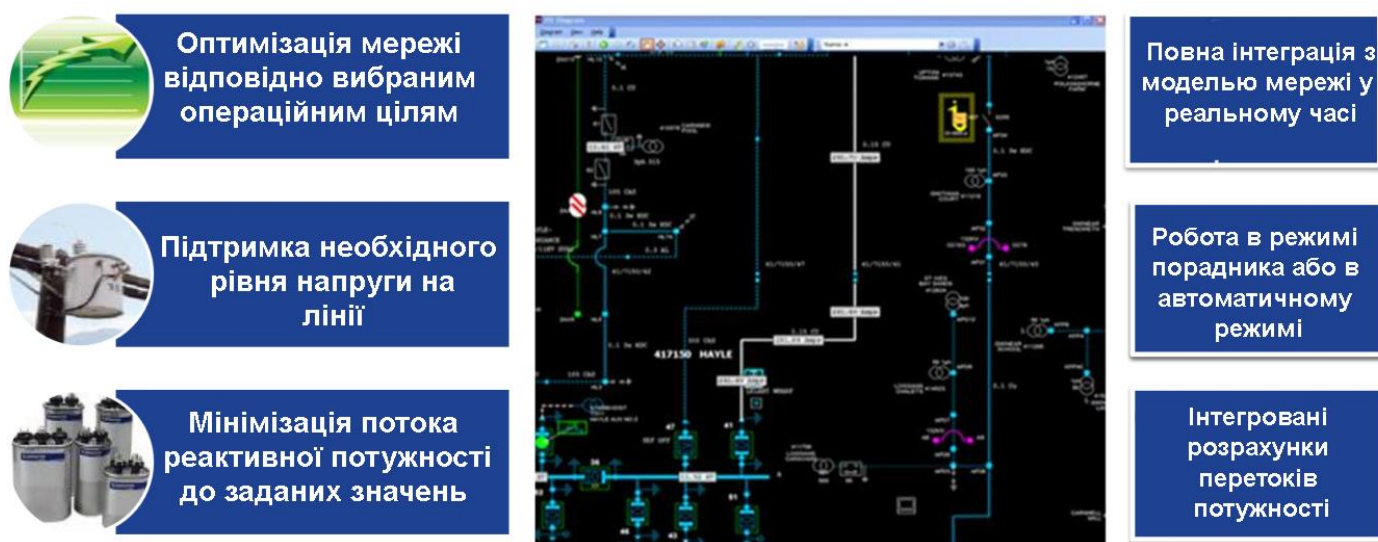


Рис.1.7 - Функції оптимізації мережі IVVC

Системи розрахунку електричних режимів дозволяють, використовуючи єдину модель мережі АСДТУ PowerOn Advantage ADMS, моделювати навантаження кожного елемента мережі в режимі часу, близькому до реального. Завдяки цьому можна збільшувати коефіцієнт використання обладнання і уникати перевантаження устаткування. Також, розрахунки режиму електричної мережі дозволяють збільшити

спостережність тих об'єктів, що не охоплені системами телемеханіки і на яких відсутній постійний оперативний персонал.

1.5 Варіант побудови ЦПС для реконструкції об'єкту

Одночасний перехід на цифрову передачу даних в рамках всього об'єкта є досить складним завданням. Для частково реконструйованих і розширюваних ПС пропонується комбіноване технічне рішення, яке забезпечує для нових і реконструйованих приєднань повний обсяг функцій АСУ ТП, а для існуючих приєднань – функції СЗПІ (збір дискретних сигналів і вимірювання з прямим введенням).

Перехід до цифрової підстанції відбувається поетапно. На першому етапі встановлюються мікропроцесорні системи захисту з урахуванням вимог стандарту IEC 61850.

Між собою пристрої обмінюються даними по шині процесу, аналогічно відбувається і обмін інформацією з первинними перетворювачами дискретних і аналогових сигналів:

- дискретна інформація по протоколу IEC 61850-8-1 (GOOSE);
- аналогова інформація по протоколу IEC 61850-9-2 (SV).

При цьому реалізується передача даних між терміналами по цифровому інтерфейсу Ethernet за допомогою GOOSE-повідомлень для пристроїв в мережах високої напруги. Для середньої напруги передачу даних можна залишати без змін і виконувати її по контрольному кабелю при здійсненні передачі даних в АСУ ТП відповідно до рекомендацій IEC 61850. У разі поетапного переходу пристрої РЗА на об'єкті необхідно встановлювати з підтримкою класичної та цифрової схеми вимірювань.

На другому етапі здійснюється: заміна або додаткове установлення нових вимірювальних трансформаторів струму і напруги, для цифрової ПС можуть використовуватися оптичні датчики струму і напруги на основі магніточутливого оптоволокна. При реконструкції ПС допускається використовувати вимірювальні ТС і ТН з аналоговим виходом з використанням цифрових перетворювачів при

відповідному економічному обґрунтуванні перехід. Дискретні виходи, які призначено для передачі команд управління на приводи комутаційних апаратів, залишаються задіяними для дублювання цифрової передачі під час управління.

На останньому етапі здійснюються заміна первинного обладнання енергооб'єкта, а також модернізація інших систем: щитків власних потреб (ЩВП), впроваджуються системи діагностики первинного обладнання тощо.

У разі модернізації існуючої підстанції, заміни її силового обладнання для збору і «оцифрування» її первинної інформації застосовують виносні шафи ПЗО (пристрої зв'язку з об'єктом). При цьому виносні ПЗО, крім плат дискретного введення/виведення, містять плати прямого аналогового виведення даних (1/5 А), які дозволяють збирати, оцифровувати і видавати відповідно до протокола ІЕС 61850-9-2 дані, які надходять від ТС і ТН.

У подальшому повна або часткова заміна первинного обладнання, у тому числі і вимірювальних електромагнітних трансформаторів на оптичні, не призводитиме до зміни рівня приєднання та підстанційного рівня. У разі використання КРУЕ існує можливість суміщення функцій виносного ПЗО, аналогового мультипроцесора Merging Unit і контролера приєднання. Таке суміщення пристроїв, які встановлюються в шафі керування КРУЕ, дозволяє оцифровувати всю вихідну інформацію (аналогову або дискретну), а також виконувати функції контролера приєднання та резервного місцевого управління.

Силове обладнання оснащується набором цифрових датчиків. Існують спеціалізовані системи для моніторингу трансформаторного і елегазового обладнання, які мають цифровий інтерфейс для інтеграції в АСУ ТП без використання дискретних входів і датчиків 4-20 мА. Сучасні КРПЕ (Комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією) оснащуються вбудованими цифровими трансформаторами струму і напруги, а шафи управління в КРПЕ дозволяють встановлювати виносні ПЗО для збору дискретних сигналів. Установка цифрових датчиків в КРПЕ проводиться на заводі-виробнику, що дозволяє спростити процес проектування, а також монтажні та налагоджувальні роботи на об'єкті.

З появою стандарту ІЕС 61850 ряд виробників почали випускати відповідну продукцію для ЦПС. Сьогодні у світі реалізовано цілий ряд проектів, пов'язаних із застосуванням зазначеного стандарту, які показали переваги цієї технології.

Висновок до розділу

Робота енергетичної галузі в умовах функціонування енергоринку висуває підвищені вимоги до системи обліку, а саме, до рівня її автоматизації, точності, надійності і цілісності. Точність і достовірність системи обліку, в першу чергу, визначається засобами застосовуваної інформаційно-вимірювальної техніки, а також принципами її використання.

Перехід на цифрові підстанції дозволить забезпечити точність, достовірність та одночасність представлення інформації. При цьому вирішуються питання аналізу та контролю внутрішнього балансу суб'єктів енергоринку.

2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ

2.1 Опис підстанції

В даному розділі буде розглядатися підстанцію напругою 110/35/10 кВ на якій встановлено два паралельно працюючі трансформатори типу ТДТН-25000/110. До нашої підстанції підходять дві ПЛ з проводом АС-150 довжиною 25,1 км, 22,73 км. Навантаження цієї підстанції станом на 2020 рік складає 22,6 МВт.

2.2 Опис головних схем електричних з'єднань

На стороні 110 кВ відкритий розподільчий пристрій виконано за схемою місток з вимикачами в колі трансформаторів з неактивною ремонтною перемичкою, та має дві лінії приєднання.

КРП на стороні 35 кВ представлений схемою одна секціонована система шин. На стороні 35 кВ система має 4 приєднання споживачів з навантаженням 13,5 МВт

ЗРП на стороні 10 кВ виконано також за схемою одна секціонована система шин. Кількість приєднань споживачів до системи шин становить 18 приєднань з навантаженням 9,1 МВт.

Для обмеження струмів КЗ на стороні 35 кВ та 10 кВ встановлено секційні вимикачі. В нормальному режимі роботи він відключений. При виходу з роботи одного з трансформаторів він автоматично вмикається пристроєм АВР.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Небезпекою струму короткого замикання (КЗ) є те, що він проходить із суттєвим виділенням теплоти, в результаті якого відбувається плавлення дротів та псування обладнання. Перейдемо до розрахунку струму КЗ для підстанції.

Для початку потрібно розрахувати струм КЗ на шинах 110 кВ підстанції (ПС).

Для розрахунку потрібно привести опір системи до базисних умов:

$$S_B = 1000 \text{ МВА}, U_B = 115 \text{ кВ}.$$

Звідси:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Розрахуємо 3-фазний струм КЗ на шинах 110 кВ. Однолінійну схему підстанції представлено на рис. 2.1.0

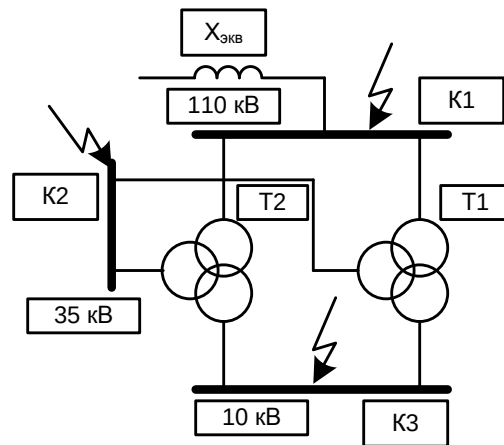


Рисунок 2.1 – Однолінійна схема ПС

Завдяки програмі для розрахунку режимів та струмів КЗ «ГрафСканер» було розраховано еквівалентний опір системи прямої, зворотної та нульової послідовності. Для системи прямої та зворотної послідовності: $x_e = 0,98$ в. о.,

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(3)} = \frac{U \cdot I_6}{x_e} = \frac{1 \cdot 5.02}{0,98} = 5,12 \text{ кА.}$$

Перейдемо до визначення ударного струму КЗ, з використанням ударного коефіцієнта $k_y = 1,8$:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,12 = 13,04 \text{ кА.}$$

Розрахуємо найбільше значення повного струму КЗ:

$$I_{\text{пов}}^{(3)} = I_{\text{пс}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5,12 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,7 \text{ кА.}$$

Розрахуємо три-фазний струм КЗ на шинах 110 кВ. При дво-фазному КЗ використовують коефіцієнт пропорційності $m^{(2)} = \sqrt{3}$.

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_6}{x_{\text{пе}} + x_{\text{зе}}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 5.02}{0,98 + 0,98} = 4,4 \text{ кА.}$$

Перейдемо до визначення ударного струму КЗ, з ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,4 = 11,3 \text{ кА.}$$

Розрахуємо найбільше значення повного струму КЗ:

$$I_{\text{пов}}^{(2)} = I_{\text{пс}}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 4,4 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 6,7 \text{ кА.}$$

Еквівалентний опір схеми прямої послідовності також розраховано за допомогою програми «ГрафСканер» та складає $x_{0e} = 1,37$ в. о.

Розрахуємо 1-фазне КЗ на шинах 110 кВ. При 1-фазному КЗ використовують коефіцієнт пропорційності $m^{(1)} = 3$.

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{U \cdot I_{\text{б}}}{x_{\text{пе}} + x_{\text{зе}} + x_{0e}} = 3 \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{0,98 + 0,98 + 1,37} = 4,52 \text{ кА.}$$

Перейдемо до визначення ударного струму КЗ, з ударний коефіцієнт $k_y = 1,8$:

$$i_y^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(1)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,52 = 11,51 \text{ кА.}$$

Розрахуємо найбільше значення повного струму КЗ:

$$I_{\text{пов}}^{(1)} = I_{\text{пс}}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 4,52 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 6,83 \text{ кА.}$$

Розрахуємо струми КЗ на шинах 35 кВ. Розрахункову схему для визначення струму КЗ на шинах 35 кВ показано на рис. 2.2.

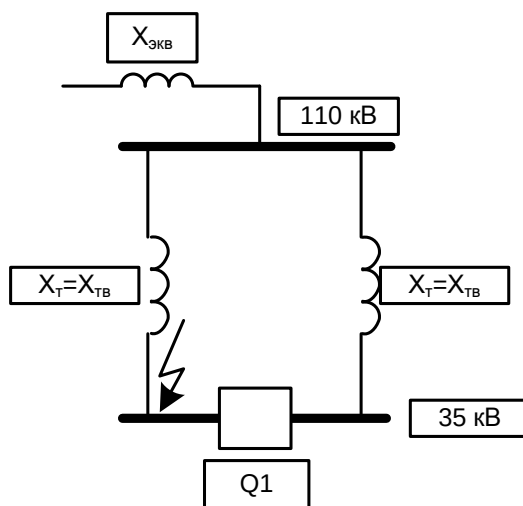


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема для визначення струму КЗ на шинах 35 кВ

Одно-фазне КЗ на шинах 35кВ для включеного секційного вимикача

Базисні умови для розрахунку:

$$S_B = 1000 \text{ МВА}, \quad U_B = 38,5 \text{ кВ}.$$

Опір трансформатора прямої та зворотної послідовності

$$X_{T-вс} = \frac{u_{к-вс}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,3 \text{ в.о.}$$

Для включеного секційного вимикача:

а) пряма послідовність:

$$\begin{aligned} X_{e35-1} &= \left(\left(x_{екв-1} + \frac{x_{T-вс}}{2} \right) + \left(x_{екв-1} + \frac{x_{T-вс}}{2} \right) + (x_{екв-0}) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right) = \\ &= \left(\left(0,98 + \frac{4,3}{2} \right) + \left(0,98 + \frac{4,3}{2} \right) + (1,37) \right) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right) = 2,554 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

б) зворотна послідовність:

$$X_{e35-2} = X_{e35-1} = 2,554 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{п0-35} = \frac{I_6}{X_{e35-1}} = \frac{5,02}{2,554} = 1,965 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$k_y = 1,8; \quad I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0-35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,965 = 5,003 \text{ кА}.$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{п35} = I_{п0-35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,965 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 2,968 \text{ кА}$$

Для відключеного секційного вимикача:

а) пряма послідовність:

$$\begin{aligned} X_{e35-1} &= \left((x_{екв-1} + x_{T-вс}) + (x_{екв-1} + x_{T-вс}) + (x_{екв-0}) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right) = \\ &= ((0,98 + 4,3) + (0,98 + 4,3) + (1,37)) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right) = 3,994 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

б) зворотна послідовність:

$$X_{e35-2} = X_{e35-1} = 3,994 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6}{X_{e35_2}} = \frac{5,02}{3,994} = 1,257 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$k_y = 1,8; I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,257 = 3,2 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,257 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 1,898 \text{ кА}$$

Дво-фазне КЗ на шинах 35кВ для відключеного секційного вимикача:

а) пряма послідовність:

$$\begin{aligned} X_{e35-1} &= \left((x_{екв_1} + x_{T_вс}) + (x_{екв_1} + x_{T_вс}) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right) = \\ &= ((0,98 + 4,3) + (0,98 + 4,3)) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right) = 3,535 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

б) зворотна послідовність:

$$X_{e35-2} = X_{e35-1} = 3,535 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6}{X_{e35_2}} = \frac{5,02}{3,535} = 1,42 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$k_y = 1,8; I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,42 = 3,615 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,42 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 2,144 \text{ кА}$$

Для включеного секційного вимикача:

а) пряма послідовність:

$$\begin{aligned} X_{e35-1} &= \left(\left(x_{екв_1} + \frac{x_{T_вс}}{2} \right) + \left(x_{екв_1} + \frac{x_{T_вс}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right) = \\ &= \left(\left(0,98 + \frac{4,3}{2} \right) + \left(0,98 + \frac{4,3}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right) = 2,096 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

б) зворотна послідовність:

$$X_{e35-2} = X_{e35-1} = 2,096 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{п0_35} = \frac{I_6}{X_{e35-2}} = \frac{5,02}{2,096} = 2,396 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$k_y = 1.8; I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0_35} = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,396 = 6,098 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{п35} = I_{п0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,396 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1.8 - 1)^2} = 3,617 \text{ кА}$$

Розрахуємо струми КЗ на шинах 10 кВ. Розрахункову схему для визначення струму КЗ на шинах 10 кВ показано на рис. 2.3.

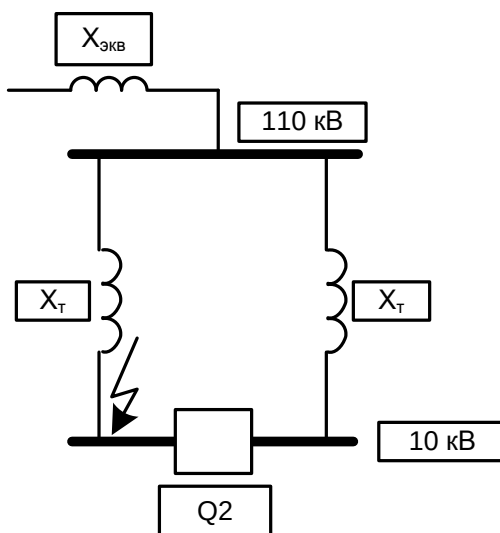


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема для визначення струму КЗ на шинах 10 кВ

Одно-фазне КЗ на шинах 10кВ для відключеного секційного вимикача

Базисні умови для розрахунку:

$$S_B = 1000 \text{ МВА}, U_B = 10,5 \text{ кВ.}$$

Опір трансформатора прямої та зворотної послідовності

$$X_{T-ec} = \frac{u_{к-ec}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{6,75 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 2,7 \text{ в.о.}$$

Для включеного секційного вимикача:

а) пряма послідовність:

$$X_{e10-1} = \left(\left(x_{екв-1} + \frac{x_{T-вс}}{2} \right) + \left(x_{екв-1} + \frac{x_{T-вс}}{2} \right) + \left(x_{екв-0} + \frac{x_{T-вс}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right) = \\ = \left(\left(0,98 + \frac{2,7}{2} \right) + \left(0,98 + \frac{2,7}{2} \right) + \left(1,37 + \frac{2,7}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right) = 0,674 \text{ в.о.}$$

б) зворотна послідовність:

$$X_{e10-2} = X_{e10-1} = 0,674 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0-10} = \frac{I_6}{X_{e10-1}} = \frac{5,02}{0,674} = 7,451 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$k_y = 1.8; I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0-10} = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,451 = 18,966 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0-10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,451 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1.8 - 1)^2} = 11,25 \text{ кА}$$

Для відключеного секційного вимикача:

а) пряма послідовність:

$$X_{e10-1} = \left(\left(x_{екв-1} + x_{T-вс} \right) + \left(x_{екв-1} + x_{T-вс} \right) + \left(x_{екв-0} + x_{T-вс} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right) = \\ = \left((0,98 + 2,7) + (0,98 + 2,7) + (1,37 + 2,7) \right) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right) = 1,01 \text{ в.о.}$$

б) зворотна послідовність:

$$X_{e10-2} = X_{e10-1} = 1,01 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0-10} = \frac{I_6}{X_{e10-2}} = \frac{5,02}{1,01} = 4,972 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$k_y = 1.8; I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0-10} = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,972 = 12,657 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 4,972 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,508 \text{ кА}$$

Дво-фазне КЗ на шинах 35кВ для відключеного секційного вимикача:

а) пряма послідовність:

$$\begin{aligned} X_{e10-1} &= \left((x_{екв_1} + x_{T_вс}) + (x_{екв_1} + x_{T_вс}) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right) = \\ &= ((0,98 + 2,7) + (0,98 + 2,7)) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right) = 0,672 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

б) зворотна послідовність:

$$X_{e10-2} = X_{e10-1} = 0,672 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0_10} = \frac{I_\delta}{X_{e10_2}} = \frac{5,02}{0,672} = 7,471 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$k_y = 1,8; I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,471 = 19,018 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,471 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,281 \text{ кА}$$

Для включеного секційного вимикача:

а) пряма послідовність:

$$\begin{aligned} X_{e10-1} &= \left(\left(x_{екв_1} + \frac{x_{T_вс}}{2} \right) + \left(x_{екв_1} + \frac{x_{T_вс}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right) = \\ &= \left(\left(0,98 + \frac{2,7}{2} \right) + \left(0,98 + \frac{2,7}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right) = 0,496 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

б) зворотна послідовність:

$$X_{e10-2} = X_{e10-1} = 0,496 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К2:

$$I_{n0_10} = \frac{I_\delta}{X_{e10_2}} = \frac{5,02}{0,496} = 10,128 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$k_y = 1.8; I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,128 = 25,783 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 10,128 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1.8 - 1)^2} = 15,293 \text{ кА}$$

Результати розрахунку зведено в табл. 2.1.

Місце КЗ		Вид КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$I_{п}, \text{кА}$
ВРП 110 кВ, точка К ₁		Трифазне	5,12	13,04	7,7
		Двофазне	4,4	11,3	6,7
		Однофазне	4,52	11,51	6,83
ВРП 35 кВ, точка К ₂	СВ вкл.	Однофазне	1,965	5,03	2,968
		Двофазне	2,396	6,098	3,617
	СВ відк.	Однофазне	1,257	3,2	1,898
		Двофазне	1,42	3,615	2,144
ЗРП 10 кВ, точка К ₃	СВ вкл.	Однофазне	7,451	18,966	11,25
		Двофазне	10,128	25,783	15,293
	СВ відкл.	Однофазне	4,972	12,657	7,508
		Двофазне	7,471	19,018	11,281

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку струмів КЗ для підстанції 110/35/10 кВ

2.4 Вибір та перевірка обладнання на підстанції

Виконаємо вибір вимикачів на стороні 110 кВ.

Перевіримо до встановлення елегазовий вимикач типу LTB 145D1/B з номінальною напругою 132 кВ та номінальним струмом 3150 А.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (2.1)$$

де $B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{вмк} + T_a)$ - розрахункове значення теплового імпульсу;

I_T, t_T – граничний струм термічної стійкості та тривалість його протікання.

Перевірка вимикача за умовами трифазного КЗ показано в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Перевірка вимикача за умовами КЗ на стороні 110 кВ

Параметр порівняння	Розрахункові дані	Параметри вимикача
Періодична складова струму КЗ	5,12 кА	40 кА
Ударний струм КЗ	13,04 кА	160 кА
Термічна стійкість	$B_k=78,64 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_T^2 t_T=40^2 \cdot 3=4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Номінальний струм відключення	7,7 кА	40 кА

Розрахуємо значення довготривалого допустимого струму:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{22600}{\sqrt{3} \cdot 115} = 158,8 \text{ А.}$$

Оскільки вимикач підходить по умовам КЗ, обираємо до встановлення вимикач ЛТВ 145D1/В на стороні 110 кВ.

Виконаємо вибір вимикачів на стороні 35 кВ

Перевіримо до встановлення елегазовий вимикач ОНВ 40.12.25 з номінальною напругою 40,5 кВ та номінальним струмом 1250 А.

Перевірка вимикача за умовами КЗ показано в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Перевірка вимикача за умовами КЗ на стороні 35 кВ

Параметр порівняння	Розрахункові дані	Параметри вимикача
Періодична складова струму КЗ	3,617 кА	25 кА
Ударний струм КЗ	6,098 кА	63 кА
Термічна стійкість	$B_k=40,4 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_T^2 t_T=25^2 \cdot 0,3=187,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Номінальний струм відключення	2,39 кА	25 кА

Оскільки вимикач підходить по умовам КЗ, обираємо до встановлення вимикач ОНВ 40.12.25 на стороні 35 кВ.

Виконаємо вибір вимикачів на стороні 10 кВ.

До встановлення приймаємо вакуумний вимикач ВР2-10-31,5/630 з номінальною напругою 10 кВ та номінальним струмом 630 А.

Перевірка вимикача для роздільної роботи секцій РП 10кВ представлена в табл.2,4

Таблиця 2.4 – Перевірка вимикача за умовами КЗ на стороні 10 кВ

Параметр порівняння	Розрахункові дані	Параметри вимикача
Періодична складова струму КЗ	15,29 кА	31,5 кА
Ударний струм КЗ	25,78 кА	80 кА
Термічна стійкість	$B_k=70,13 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T=31,5^2 \cdot 0,3=297,67 \text{ кА}^2\text{с}$
Номінальний струм відключення	10,13 кА	31,5 кА

Оскільки вимикач пройшов перевірку по умовам КЗ, обираємо до встановлення вимикач ВР2-10-31,5/630 на стороні 10 кВ.

На стороні 35 кВ обираємо комплектний розподільний пристрій з елегазовою ізоляцією «NXPLUS», технічні параметри якої наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічні параметри шафи NXPLUS

Номінальна напруга, кВ	40,5
Номінальний струм, А	2000
Номінальний струм збірних шин, А	2000
Номінальний струм вимкнення, кА	31,5
Струм термічної стійкості (3 с), кА	31,5
Граничний наскрізний струм, кА	170
Номінальний піковий струм, кА	80

На стороні 10 кВ обираємо комплектний розподільний пристрій, технічні характеристики якого наведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Технічні параметри шафи КРП 10 кВ

Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Номінальний струм збірних шин, А	1000
Номінальний струм вимкнення, кА	20
Струм термічної стійкості (3 с), кА	20
Граничний наскрізний струм, кА	51

Виконаємо вибір роз'єднувачів на підстанції. В якості роз'єднувачів обираємо РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 на стороні 110 кВ; РДЗ-2-35/1000 УХЛ1 на стороні 35 кВ; КМ-1Ф на стороні 10 кВ. Параметри даного обладнання представлено в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Технічні параметри роз'єднувача РДЗ-2-110/1000 У1

Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, А	1000
Граничний наскрізний струм, кА	63

Вибір збірних шин на стороні 10 кВ.

У відсіку КРП типу КМ-1Ф розташовуються шини у вершин рівностороннього трикутника та кріпляться на опорні ізолятори.

Приймаємо алюмінієві шини прямокутного перерізу $S=60 \times 6$ мм з допустимим струмом

$$I_{\text{доп}}=870\text{ А.}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{шн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{шн}} \cdot \cos \varphi_{\text{шн}}} = \frac{9100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,81} = 617,7 \text{ А}$$

Перевірка шин за умови нагрівання:

$$I_{\text{max}} = 617,7 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 870 \text{ А}$$

Шини необхідно перевіряти на термічну та динамічну стійкість.

Перевірка шин на термічну стійкість:

Температура шин в нормальному режимі роботи:

$$t_{\text{ш}} = t_0 + (t_{\text{доп.}} - t_0) \cdot \left(\frac{I_{\text{роб.}}}{I_{\text{доп.}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{617,7}{870} \right)^2 = 47,68 \text{ } ^\circ\text{C},$$

де $t_0=+25 \text{ } ^\circ\text{C}$ температура навколишнього середовища;

$t_{\text{доп.}}=+70 \text{ } ^\circ\text{C}$ – допустима температура нагрівання шини в нормальному режимі.

Маючи температуру шини в нормальному режимі, за кривою нагрівання струмопровідних частин при короткому замиканні знаходимо квадрат щільності струму в часі, який відповідає нормальному режимі роботи:

$$A_{\text{ш}} = 0,35 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2}{\text{мм}^4} \cdot \text{с.}$$

Квадрат щільності струму в часі при КЗ:

$$A_k = A_n + \left(\frac{I_{n,t}}{S} \right)^2 \cdot t = 0,35 \cdot 10^4 + \left(\frac{23,61 \cdot 10^3}{360} \right) \cdot 0,06 = 0,3504 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2}{\text{мм}^4} \text{с}.$$

де S – площа поперечного перерізу шини, мм^2 .

Маючи A_k за тими ж кривими нагрівання, визначаємо температуру шини при короткому замиканні:

$$t_k = 49 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Шина буде термічно стійкою оскільки виконується нерівність:

$$t_k = 49 \text{ } ^\circ\text{C} < [t_{k,a.}] = 140 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Перевірка шин на динамічну стійкість.

Сила, що діє на шину середньої фази:

$$F = 0,17 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} = 0,17 \cdot 39,83^2 \cdot \frac{1,1}{0,3} = 988,874 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

де l – відстань між опорними ізоляторами, приймаємо 1 м;

a – міжосьова відстань приймається в межах 0,2-0,4 м.

Гнучкий момент шини:

$$M = \frac{F \cdot l}{10} = \frac{988,874}{10} = 108,77 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Момент опору шини залежить від способу кріплення її до ізоляторів.

Момент опору шини, яка до ізолятора кріпиться пліском є:

$$W_n = \frac{h^2 \cdot b}{6} = \frac{0,06^2 \cdot 0,006}{10} = 3,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

де h – більша сторона шини, м;

b – менша сторона шини незалежно від способу кріплення до ізолятора, м.

Момент опору шини, яка до ізолятора кріпиться на ребро:

$$W_p = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{0,06 \cdot 0,006^2}{10} = 3,6 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3.$$

Шина перевіряється на динамічну стійкість при закріпленні пліском і на ребро.

Визначаємо механічну напругу в шині, що кріпиться пліском:

$$\delta_n = \frac{M}{W_n} = \frac{39,294}{3,6 \cdot 10^{-6}} = 10,915 \text{ МПа}$$

Шина буде динамічно стійкою оскільки виконується нерівність:

$$\delta_n = 10,915 \text{ МПа} < [\delta_a] = 70 \text{ МПа}.$$

Визначаємо механічну напругу в шині, що кріпиться на ребро:

$$\delta_n = \frac{M}{W_n} = \frac{39,294}{3,6 \cdot 10^{-7}} = 109,15 \text{ МПа}$$

Шина не буде динамічно стійкою оскільки не виконується нерівність:

$$\delta_n = 109,15 \text{ МПа} < [\delta_a] = 70 \text{ МПа}.$$

Шину до ізоляторів необхідно кріпити пліском.

Момент інерції перерізу:

$$J = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{0,06 \cdot 0,006^3}{12} = 1,08 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4$$

Визначимо резонансну частоту коливань шини:

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 1,1^2} \cdot \sqrt{\frac{70 \cdot 10^9 \cdot 1,08 \cdot 10^{-9}}{2700 \cdot 0,00036}} = 25,95 \text{ Гц}$$

де l – відстань між опорними ізоляторами окремо взятої шини окремої фази, м;

E – модуль Юнга, Па;

J – момент інерції перерізу;

ρ – густина матеріалу шини, кг/м³;

S – переріз шини, м².

Оскільки всі умови виконуються, приймаємо алюмінієві шини прямокутного перерізу $S=60 \times 6$ мм з допустимим струмом $I_{\text{доп}}=870$ А.

Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН)

ОПН – електричний апарат, призначений для захисту обладнання систем електропостачання від комутаційних та грозових перенапруг.

ОПН обираються за умовами:

$$U_{\text{мережі}} < U_{\text{ном.розр}}$$

$$U_{\text{пробою розр.}} > U_{\text{пробою}} \cdot$$

Обираємо наступні ОПН: PEXLIM Q 96 XV123 для РП-110 кВ, MWK 41 KL для РП-35 кВ та MWK-12 для РП-10 кВ.

Для контролю режиму роботи устаткування на ПС до шин 110 та 35 кВ приєднано два оптичні трансформатори струму ОТС фірми «NxtPhase» та «Airak» напругою 110 та 35 Кв відповідно. Технічні характеристики наведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Технічні характеристики ОТС фірми.

Характеристика	Airak-35	NxtPhase-100
Клас напруги	35	115
Частота	50-60 Гц	50-60 Гц
Номинальний струм	0,003-30 кА	0,1-40 кА
Клас точності	0,2	0,25
Частотна полоса	5-5000 Гц	0,01-6000 Гц
Маса	0,57 кг	55 кг

Включення інтелектуальних мереж і цифрових підстанцій: цифровий інтерфейс, розроблений для зв'язку МЕС-61850-9-2LE для інтеграції в цифрові системи автоматизації підстанцій.

Точність таких установок відповідає ключовим сучасним вимогам до точності роботи в широкому діапазоні температур. Конструкція по своїй суті вільна від магнітного насичення, тому підходить для захоплення швидких перехідних струмів, струмів короткого замикання.

Оптичні трансформатори характеризуються тим, що замість виводів вторинної обмотки у них знаходяться роз'єми для підключення оптоволоконних кабелів. Як наслідок – відстань між трансформатором та пунктом приймання сигналу вже не має жодного значення. Оскільки інформація про первинні параметри є цифровим сигналом, дані трансформатори не вимагають перевірки на допустиме вторинне навантаження.

Для контролю режиму роботи устаткування на ПС по напрузі до шин 110 кВ приєднано електронні ємнісні дільник напруги фірми «ABB» EOVT-110. Такі трансформатори напруги виготовляються тільки для високих напруг, тому для шин 35/10 кВ використаємо традиційні аналогові трансформатори напруги фірми АBB. Технічні характеристики оптичних трансформаторів напруги наведені в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Технічні характеристики ОН фірми «ABB» EOVT-115

Характеристика	Значення
Клас напруги	115 кВ
Клас точності	0,2
Цифровий інтерфейс	MEC-61850-9-2LE
Маса	50 кг

2.5 Вибір джерел оперативного струму

Джерела змінного струму. Основними джерелами енергії змінного оперативного струму підстанцій є ТС, ТН та ТВП. Найбільш надійними джерелами оперативного струму є трансформатори струму. При живленні оперативних ліній ланцюгів від трансформаторів струму оперативним струмом є струм короткого замикання (нормальний режим роботи ТС), що проходить по його вторинній обмотці. Значення цього струму забезпечує надійність дії релейного захисту та відключення вимикача. Трансформатори напруги зазвичай використовують як джерела оперативного струму для захисту від одно-фазних замикань на землю в мережі з ізольованою нейтраллю (10 й 35 кВ). На даній підстанції приймемо за джерело оперативного струму систему оперативного живлення УРЗА на змінному струмі й напрузі.

Для живлення складних дистанційних і диференційно-фазних релейних захистів вимикачів 110 кВ та апаратури ВЧ-зв'язку, телемеханіки та телесигналізації використовується акумуляторна батарея типу АК-12 напругою 110 кВ із підзарядним пристроєм.

Джерела постійного струму. Для живлення оперативних ланцюгів підстанції може застосовуватися змінний і постійний струм. На підстанції з РП-110 кВ необхідно застосовувати джерела постійного оперативного струму.

Джерелом постійного струму є стаціонарна кислотна акумуляторна батарея, в якій допускається короточасний розряд, типу СК.

Споживачів енергії, що живляться від акумуляторної батареї (АБ), можна поділити на такі три групи:

- пристрої з постійно ввімкненим навантаження (апарати пристроїв керування, сигналізації, блокування, релейного захисту, частина аварійного освітлення яка постійно ввімкнена),

- короткочасне навантаження, що з'являється при відсутності змінного струму під час аварійного режиму (струму живлення аварійного освітлення);

- короткотривале навантаження тривалістю не більше 5с (струми ввімкнення та вимкнення приводів вимикачів, сигналізації релейних захистів, струми навантаження апаратів керування, в яких короткочасно протікає струмом).

На таких підстанціях АБ експлуатується в режимі постійної підзарядки. У цьому режимі живлення навантаження здійснюється від випрямних зарядних пристроїв, які приєднані до мережі змінного струму. З появою незначного короткочасного навантаження (1-2с) АБ приймає його на себе. Таке навантаження може бути викликане, наприклад, включенням масляних вимикачів з електромагнітним приводом. При зникненні змінного оперативного струму АБ приймає навантаження ЕУ постійного струму, забезпечуючи роботу релейного захисту, пристроїв телемеханіки, телесигналізації й зв'язку та, можливість ввімкнення та вимкнення вимикачів. Тривалість аварійного режиму приймається для засобів зв'язку та телемеханіки 1-2 с, для інших приймачів оперативного струму - 0,5 год.

2.6 Освітлення підстанції та схема акумуляторної установки

На підстанції 110/35/10 кВ використовується природне та штучне освітлення. Для штучного освітлення території підстанції прийняті прожектори ЖОО1-250-01 установлювані на окремих стійках СВ105-5. Живлення прожекторів здійснюється по кабельних жилах.

Освітлення приміщень ЗРП та ОПК здійснюється світильниками з люмінесцентними лампами та лампами розжарювання.

Мережа робочого освітлення живиться Напруга 220 В змінного струму, ремонтного – 12 В змінного струму та аварійного 220 В від блоку аварійного освітлення (БАО).

Ввімкнення прожекторів на підстанції здійснюється обслуговуючим персоналом за допомогою вимикача. Аварійне освітлення включається автоматично при зникненні робочого освітлення. Живлення аварійного освітлення здійснюється від акумуляторних батарей типу СК.

Розподіл постійного оперативного струму, зв'язок зарядних і підзарядно-зарядних пристроїв з АБ здійснюється через щит постійного струму підстанції, на якому розміщується комбінована апаратура і КІП. АБ, зарядні і підзарядні агрегати, електроприймачі постійного струму між собою пов'язані кабельними лініями.

Наразі застосовують схему постійного підзаряду, наведену на рис. 2.4, що має в наявності спеціальний підзарядний агрегат. Підзарядний агрегат працює безперервно, несучи постійне навантаження, підключене до шин, та підзаряджуючи АБ невеликим струмом.

На рис. 2.4 показаний комутатори P1-P2, призначення якого є підтримка постійної напруги на затискачах батарей. При відхиленні напруги від нормального режиму, елементарний комутатор підключає або відключає відповідну частину акумуляторів, підтримуючи напругу на шинах постійною. Як комутатори застосовуються тиристорні зарядно-підзарядні пристрої (випрямні агрегати). При цьому в нормальному режимі навантаження живиться від випрямного пристрою VS1, що одночасно виконує функцію підзаряду всієї батареї, а при підвищеному навантаженні тиристорний пристрій миттєво підключає до шин додаткові елементи.

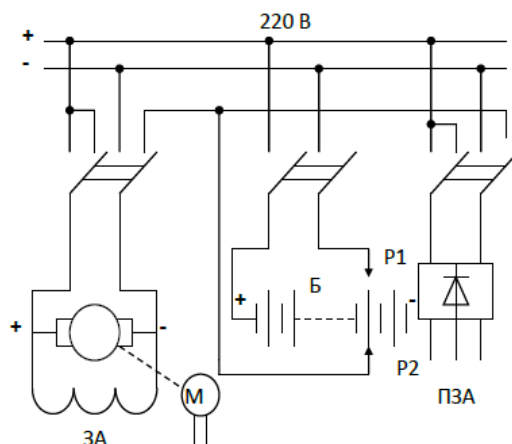


Рис. 2.4 – Схема зарядно-підзарядного агрегату

2.7 Розрахунок блискавкозахисту

Необхідно визначити параметри зони блискавкозахисту, яка забезпечує рівень надійності понад 95%, а також можливий рівень ураження прямим ударом блискавки об'єктів підстанції 110/35/10, що проектується. Підстанція оснащена 6 блискавковідводами, встановленими на порталах. Кількість грозових годин за рік $n=60$ год.

Вздовж довжини підстанції $a=116$ м, $b=64,8$ м, розташовано наступні об'єкти електроенергетики, а саме ВРП-110 кВ ($h_{x1} = 11$ м), силові трансформатори та ЗРП-10 кВ ($h_{x2} = 7$ м), та високовольтне обладнання ВРП-35 кВ ($h_{x3} = 5$ м). Найменша відстань між сусідніми блискавковідводами становить $l_1 = 42$ м, а найбільша $l_2 = 58$ м, а також $l_3 = 47$ м та $l_4 = 45$ м. Для кожної попарно взятої групи блискавковідводів найбільша відстань між блискавковідводами становить:

$$L_1 = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{42^2 + 58^2} = 72 \text{ м}$$

$$L_2 = \sqrt{l_3^2 + l_4^2} = \sqrt{47^2 + 45^2} = 65 \text{ м}$$

Перевищення висоти блискавковідводу над об'єктом, що вимагає захисту, обчислюється зі співвідношення

$$h_a \geq \frac{L_1}{8} = \frac{72}{8} = 9 \text{ м}$$

$$h_a \geq \frac{L_2}{8} = \frac{65}{8} = 8,1 \text{ м}$$

Повна стандартна висота блискавковідводу становить:

$$h_1 = h_{x1} + h_a = 11 + 9 = 20 \text{ м}$$

$$h_2 = h_{x2} + h_a = 7 + 9 = 16 \text{ м}$$

$$h_3 = h_{x3} + h_a = 5 + 11,1 = 16,1 \text{ м (стандартна величина 18 м);}$$

Висота вершини конусу окремого блискавковідводу становить:

$$h_3 = h_{x3} + h_a = 5 + 11,1 = 16,1 \text{ м}$$

$$h_{02} = 0,92 \cdot h_2 = 0,92 \cdot 16 = 14,72 \text{ м}$$

$$h_{03} = 0,92 \cdot h_3 = 0,92 \cdot 18 = 16,56 \text{ м}$$

Радіус зони захисту на рівні землі r_0 та об'єкту, що вимагає захисту r_x становлять:

$$r_{x1} = 1,5 \cdot \left(h_1 - \frac{h_{x1}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(20 - \frac{11}{0,92} \right) = 12,06 \text{ м}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h_1 = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м}$$

$$r_{x2} = 1,5 \cdot \left(h_2 - \frac{h_{x2}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(16 - \frac{7}{0,92} \right) = 12,58 \text{ м}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h_2 = 1,5 \cdot 14 = 21 \text{ м}$$

$$r_{x3} = 1,5 \cdot \left(h_3 - \frac{h_{x3}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(5 - \frac{5}{0,92} \right) = 12,84 \text{ м}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h_3 = 1,5 \cdot 18 = 27 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найменшої відстані l_1 становить:

$$h_{\min l_1} = h_{01} - 0,14 \cdot (l_1 - h_1) = 18,4 - 0,14 \cdot (42 - 20) = 15,32 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найбільшої відстані l_2 становить:

$$h_{\min l_2} = h_{02} - 0,14 \cdot (l_2 - h_2) = 14,72 - 0,14 \cdot (58 - 14) = 8,56 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найбільшої відстані l_3 становить:

$$h_{\min l_3} = h_{03} - 0,14 \cdot (l_3 - h_3) = 16,58 - 0,14 \cdot (47 - 18) = 12,52 \text{ м}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для найменшої відстані l_4 становить:

$$h_{\min l_4} = h_{02} - 0,14 \cdot (l_4 - h_2) = 18,4 - 0,14 \cdot (45 - 14) = 14,06 \text{ м}$$

Радіуси на рівні висоти об'єкту, що вимагає захисту, для зазначених висот становлять:

$$r_{l_1} = r_{01} \cdot \frac{h_{\min l_1} - h_{x1}}{h_{\min l_1}} = 30 \cdot \frac{15,32 - 11}{15,32} = 8,46 \text{ м}$$

$$r_{l_2} = r_{0.2} \cdot \frac{h_{\min l_2} - h_{x2}}{h_{\min l_2}} = 21 \cdot \frac{8,56 - 7}{8,56} = 3,82 \text{ м}$$

$$r_{l_3} = r_{0.3} \cdot \frac{h_{\min l_3} - h_{x3}}{h_{\min l_3}} = 27 \cdot \frac{12,52 - 5}{12,52} = 16,52 \text{ м}$$

$$r_{l_4} = r_{0.2} \cdot \frac{h_{\min l_4} - h_{x2}}{h_{\min l_4}} = 21 \cdot \frac{14,06 - 7}{14,06} = 13,55 \text{ м}$$

Кількість прямих уражень підстанції 110/35/10 блискавкою за рік становить:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot 10^{-6} = \\ = 0,06 \cdot 60 \cdot (116 + 10 \cdot 11) \cdot (64 + 10 \cdot 11) \cdot 10^{-6} = 0,141.$$

Кількість відключень підстанції через пряме ураження блискавкою:

$$\gamma = N \cdot \psi_i \cdot \psi_g = 0,141 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 6,7 \cdot 10^{-5}.$$

Показник грозостійкості, є величиною, оберненою до кількості річних відключень підстанції 110/35/10:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{0,000067} = 14839.96 \text{ років.}$$

На даній проектованій підстанції встановлюємо щогли блискавкозахисту МГ-24: 2 біля порталів ВРП-110 кВ, 2 біля порталів ВРП-35 кВ та 2 біля ЗРП-10 кВ.

Висновки до розділу

Складено головну схему електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ. ВРП-110 кВ виконано за схемою місток з вимикачами на стороні ліній та ремонтною перемичкою. КРП-35 кВ виконано за схемою одна секціонована система шин. ЗРП-10 кВ – також за схемою одна секціонована система шин. Рекомендовано роботу РП в нормальному режимі з вимкненим секційним вимикачем.

Максимальні ударні струми короткого замикання становлять 13,04 кА для шин 110 кВ, 6,1 кА для шин 35 кВ і 25,78 кА для шин 10 кВ, відповідно до яких обрано основне електрообладнання підстанції.

Встановлення на підстанції цифрового обладнання, а саме елегазових вимикачів напругою 35 та 110 кВ з цифровими виходами та оптичні вимірювальні

трансформатори струму та напруги дасть можливість проводити дистанційну діагностику обладнання та керування ним (з диспетчерського пункту системи). При цьому використання оптичних вимірювальних трансформаторів приводить до збільшення точності вимірювань для роботи релейного захисту та обліку енергії. Все це безумовно підвищить надійність роботи підстанції.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТДТН 25000/110

3.1 Захист трансформатора

Завдяки відсутності в трансформаторах рухомих чи обертальних частин, трансформатори є конструктивно надійними. Незважаючи на такі переваги, в процесі експлуатації мають місце їх пошкодження та порушення нормальних режимів роботи. Тому трансформатори укомплектовуються відповідним релейним захистом. Для вибраного трансформатора застосовуємо захисний пристрій RET-670 фірми «ABB».

Для даного трансформатору повинно бути передбачено релейний захист від таких пошкоджень:

- багатозазні замикання в обмотках та виводах;
- однофазні замикання на землю в обмотці і на виводах
- виткові замикання в обмотках;
- надструми в обмотках, обумовлені зовнішніми КЗ;
- надструми в обмотках, обумовлені перевантаженнями;
- зниження рівня оливи, підвищення її температури;

Таблиця 3.1 – Захисти, що встановлюють на трансформаторах 110 кВ.

Вид захисту	Опис захисту
1	2
Газовий захист	Захист спрацьовує при внутрішніх пошкодженнях трансформатора, спрацьовує при збільшенні тиску газу в баці, або на аварійне зниження рівня оливи в трансформаторі.
Струменевий захист бака РПН	Всі пошкодження всередині бака РПН супроводжуються викидом трансформаторної оливи в розширювальний бак, тому в разі наявності потоку масла миттєво спрацьовує струменевий захист, здійснюється автоматичне відключення силового трансформатора від електричної мережі.
Реле рівня масла	Газове реле сигналізує про повну відсутність оливи в розширювальному бучку силового трансформатора, але важливо вчасно виявити крєтине зниження рівня масла - цю функцію виконує реле рівня масла.
Диференційний захист трансформатора	Диференціальний захист трансформатора (ДЗТ) є основним захистом і слугує для захисту трансформатора від коротких замикань обмоток і струмопроводів, що знаходяться в області дії даного релейного захисту.
Струмовий ступінчастий захист трансформатора	Для кожної з обмоток трансформатора використовується окремий максимально струмовий захист (МТЗ) на кілька щаблів. Для кожного ступеня захисту встановлюється особиста уставка по струму і часу спрацьовування.

Закінчення таблиці 3.1

1	2
Пристрій резервування при відмові вимикача	Забезпечує відключення трансформатора вимикачами суміжних елементів у випадку відмови його вимикачів.
Захист від перенапруг	Для захисту трансформатора від перенапруги на ошиновці з кожного боку трансформатора встановлюють обмежувачі напруги (ОПН) або розрядники.

3.2 Характеристика захисного пристрою RET-670

Даний пристрій має повний набір базових функцій та попередню конфігурацію, що спрощує роботу з установкою. Також в склад додаються додаткові функції для виконання специфічних вимог, визначених конкретною моделлю трансформатора.

RET-670 забезпечує виключно диференціальний захист швидкої дії з автоматичним узгодженням коефіцієнта перетворення ТС і компенсацією групи з'єднань, що робить його ідеальним рішенням для широкого спектра застосувань. Крім того, ІЕУ RET-670 може бути модифіковано для застосування двох комплектів диференціального захисту. Дана ІЕУ призначений для коректної роботи в широкому діапазоні частот з метою адаптації до змін частоти в енергетичній системі при зовнішніх збуреннях, а також при пуску і зупинці генераторів. Конструкція характеризується дуже низькими вимогами до ТС і відсутністю необхідності використання проміжних ТС.

У пристрої RET-670 також реалізовані декілька функцій локального і дистанційного управління апаратами на всіх рівнях силового трансформатора. Оперативне блокування на рівні приєднання і станції забезпечує безпеку персоналу і дозволить уникнути небезпечних ситуацій при роботі з комутаційними апаратами.

3.3 Газовий захист трансформатора

Однією з основних базових систем захисту трансформатора є газовий захист. Дана система призначена для відключення трансформатора 110 кВ від живлення в разі виникнення внутрішніх пошкоджень в баку трансформатора.

Даний захисний пристрій встановлюється в мастилопроводі, який з'єднує бак трансформатора з його розширником. Один з основних конструктивних елементів

газового реле - поплавків і дві пари контактів, які з'єднуються при опусканні поплавка. При нормальному режимі роботи газове реле заповнене трансформаторною оливою, і поплавків знаходиться у верхньому положенні на поверхні, в такому положенні обидві пари контактів розімкнені.

У разі виникнення міжвиткових коротких замикань обмоток трансформатора, або в разі порушення ізоляції листів сталі магнітопровода, в баку з'являються надлишкові гази, що утворюються при розкладанні електротехнічних матеріалів під впливом електричної дуги. Утворений газ потрапляючи в газове реле витісняє з нього масло. При цьому поплавків опускається і замикає контакти. Залежно від кількості скупченого газу контакти що діють на сигнал можуть замикатися, або на повне відключення трансформатора від мережі або.

Спрацювання газового реле може бути також через значне зниження рівня оливи в баку силового трансформатора, що свідчить про повну його відсутність в розширювачі. Тобто даний пристрій виступає в ролі захисту від надмірного зниження рівня оливи в трансформаторі.

3.4 Опис захисту трансформатора від перевантажень

Як правило перевантаження трансформатора є симетричним. Тому захист від перевантажень виконується за допомогою МСЗ, включеного на струм однієї з фаз. Захист діє з витримкою часу, що більша за витримку часу захистів від КЗ, зазвичай діє на сигнал. Струм спрацювання від перевантажень обирається з умови повернення струмового реле за номінального струму.

На трансформаторах захист від перевантажень встановлюється зі сторони вищої напруги та зі сторони виводів обмотки трансформатора до нейтралі для контролювання перевантажень загальної частини обмотки. Захист встановлюється в нейтралі.

3.5 Диференціальний захист трансформатора

Диференціальний захист трансформатора (ДЗТ) є основним захистом трансформатора і використовується для захисту від коротких замикань обмоток трансформатора і струмопроводів, що знаходяться в області дії даного захисту.

Принцип дії такого захисту заснований на порівнянні струмів навантаження кожної обмотки трансформатора. У нормальному режимі на виході реле диференціального захисту відсутній струм небалансу. У разі виникнення дво-трифазного короткого замикання виникає струм небалансу - диференційний струм і реле дає сигнал на повне відключення трансформатора від живлення.

Зона дії даного захисту - трансформатори струму кожного зі сторін введів силового трансформатора. Наприклад, в триобмотковому трансформаторі 110/35/10кВ область дії захисту крім самого трансформатора включається в себе ошиновку (кабель), яка йде від введів трансформатора до трансформаторів струму 110, 35 і 10 кВ.

3.6 Розрахунок і вибір параметрів спрацювання диференційного струмового захисту RET-670

Основним засобом захисту в даному пристрої є диференційний захист з гальмуванням та диференційна відсічка.

Захист виконується пофазно незалежними і використовує струми з усіх сторін захищеного трансформатора. З кожної сторони до захисту можуть підводитися одна або дві трифазні групи ТС. Струми сторін ВН, СН та НН приводяться до опорної сторони і порівнюються одне з одним в цифровому реле.

В якості головної сторони для розрахунку значень первинного струму використовується обмотка яка підключена до першого входу, що відповідає обмотці трансформатора зі схемою підключення "зірка", функціонально диференціального блоку захисту, тобто сторона більш високої напруги. Гальмівна характеристика наведена на рис. 3.1.

Відносний диференціальний струм відкладений уздовж осі ординат (в частках номінального струму базисної сторони). Диференціальні струми всіх трьох фаз, як для миттєвих, так і для діючих значень, формуються як сума первинних струмів плечей захисту, що приведені до опорної сторони.

$$I_{\text{диф}} = |I_1 + I_2|, \quad (4.1)$$

де I_1, I_2 – вектори основної гармоніки розглянутої фази першого та другого плечей захисту.

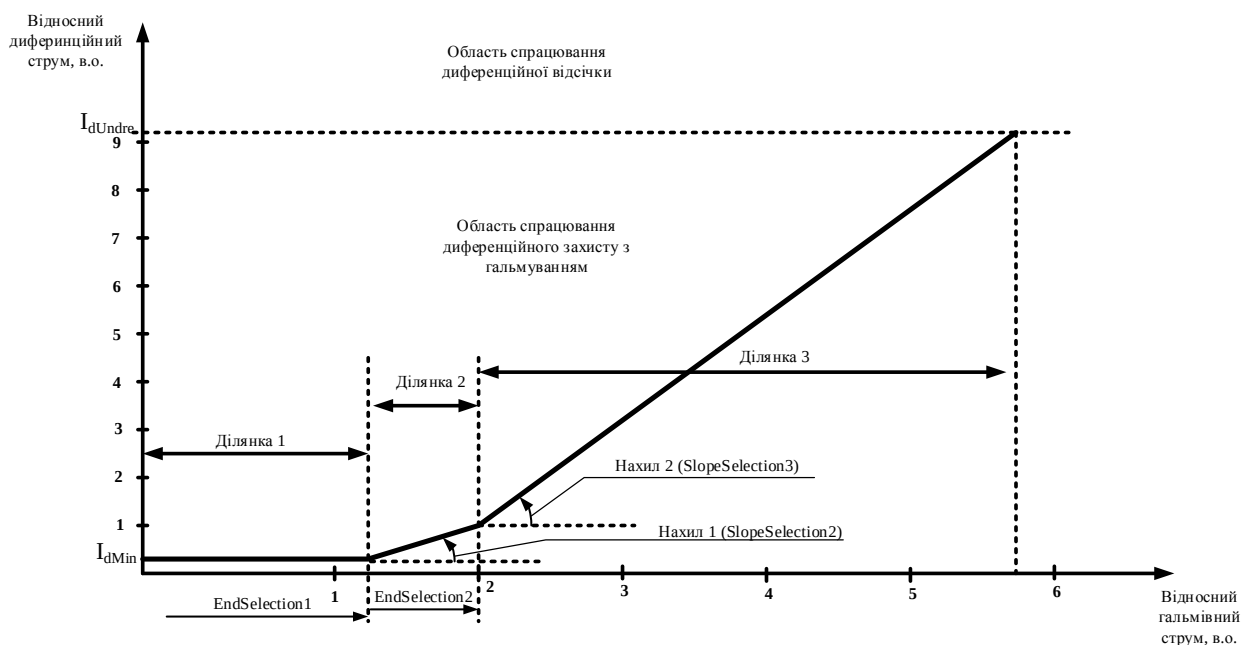


Рисунок 3.1 – Гальмівна характеристика функції диференційного захисту пристрою RET-670.

По осі абсцис відкладаємо відносний гальмівний струм (в долях від номінального струму опорної сторони), який формується на базі діючих значень перших гармонік струмів фаз в первинних обмотках ТС. В якості гальмівного струму приймається найбільший із струмів всіх фаз і всіх сторін трансформатора.

$$I_{\text{Гальм}} = \max(I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}), \quad (4.2)$$

де $I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}$ – модулі струмів першого і другого плеча (сторони) захисту фаз А, В, С.

При обрахунку диференціальних струмів беруться до уваги модулі та зсуви фаз струмів на вводах силового трансформатора.

Гальмівна характеристика показана на рис. 3.1, яка складається з трьох ділянок:

а) горизонтальна (ділянка 1) – це а ділянка до гальмівного струму, рівного EndSelection1. Спрацювання на цій ділянці захисту обумовлюється параметром спрацювання по диференційному струму I_{dMin} .

б) перша нахилена (ділянка 2) – ця ділянка з гальмівним струмом EndSelection2 має нахилом 1 з коефіцієнтом гальмування SlopeSelection2

в) друга нахилена (ділянка 3) – ця ділянка з максимально можливим гальмівним струмом EndSelection2 має нахилом 2 з коефіцієнтом гальмування SlopeSelection3.

Коефіцієнт гальмування нахиленої ділянки визначається по виразу:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{\Delta I_{\text{диф}}}{\Delta I_{\text{гальм}}} \cdot 100\%, \quad (4.3)$$

де $\Delta I_{\text{диф}}$ – приріст диференційного струму на межі спрацювання;

$\Delta I_{\text{гальм}}$ – приріст гальмівного струму на межі спрацювання.

3.7 Розрахунок уставок диференційного захисту

Засобом захисту даного трифазного трансформатора було обрано пристрій фірми ABB - RET-670. Параметри даного трансформатора наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Параметри трансформатора

Параметр трансформатора	Позначення параметру	Одиниця виміру	Значення
Схема з'єднання	–	–	Y/Δ-11гр
Номинальна потужність	$S_{\text{ном}}$	МВА	25
Номинальна напруга обмотки ВН	$U_{\text{ном.ВН}}$	кВ	115
Номинальна напруга обмотки СН	$U_{\text{ном.СН}}$	кВ	38,5
Номинальна напруга обмотки НН	$U_{\text{ном.НН}}$	кВ	11
Пристрій РПН	–	–	9×1,78%

Номинальні струми трансформатора:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 125,51 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном.СН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.СН}}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 10^3} = 374,9 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 1312,16 \text{ A}.$$

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму, встановлених зі сторони ВН, СН та НН рівні: 300/5, 600/5 та 1000/5 відповідно.

Вторинні струми ТС:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{n_{\text{ТС}}} = \frac{125,51}{300/5} = 2,09 \text{ A};$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = \frac{I_{\text{НОМ.СН}}}{n_{\text{ТС}}} = \frac{374,9}{600/5} = 3,12 \text{ A};$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{n_{\text{ТС}}} = \frac{1312,16}{1000/5} = 6,56 \text{ A}.$$

Визначимо розрахунковий коефіцієнт небалансу, де $K'_{\text{пер}}=1$; $\varepsilon_{\text{ТС}}=0,1$; $\varepsilon_{\text{ПТС}}=0$, $\Delta U_{\text{рег}}=2 \times 2,5 \% = 0,16$; $\Delta f_{\text{вир}}=0,02$.

$$K_{\text{нб.розр.}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{ТС}} + \varepsilon_{\text{ПТС}})^2 \cdot \left(1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}}) + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})\right)^2} =$$

$$= \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,16 + 0,02) + (0,16 + 0,02))^2} = \sqrt{0,046} = 0,214.$$

Розрахуємо $I_{d\text{Min}}$ 1.4, де $K_{\text{від}}$ приймаємо рівним 1,2 та EndSelection1 – 1,15:

$$I_{d\text{Min}} = K_{\text{від}} \cdot K_{\text{нб.розр.}} \cdot \text{EndSelection1} = 1,2 \cdot 0,214 \cdot 1,15 = 0,295.$$

Відносний розрахунковий мінімальний струм $I_{d\text{Min}}$ при КЗ на стороні НН:

$$I_{\text{диф.розр}} = \frac{I_{\text{ХВ}}^3}{I_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{632,7}{125,51} = 5,04 \text{ A}.$$

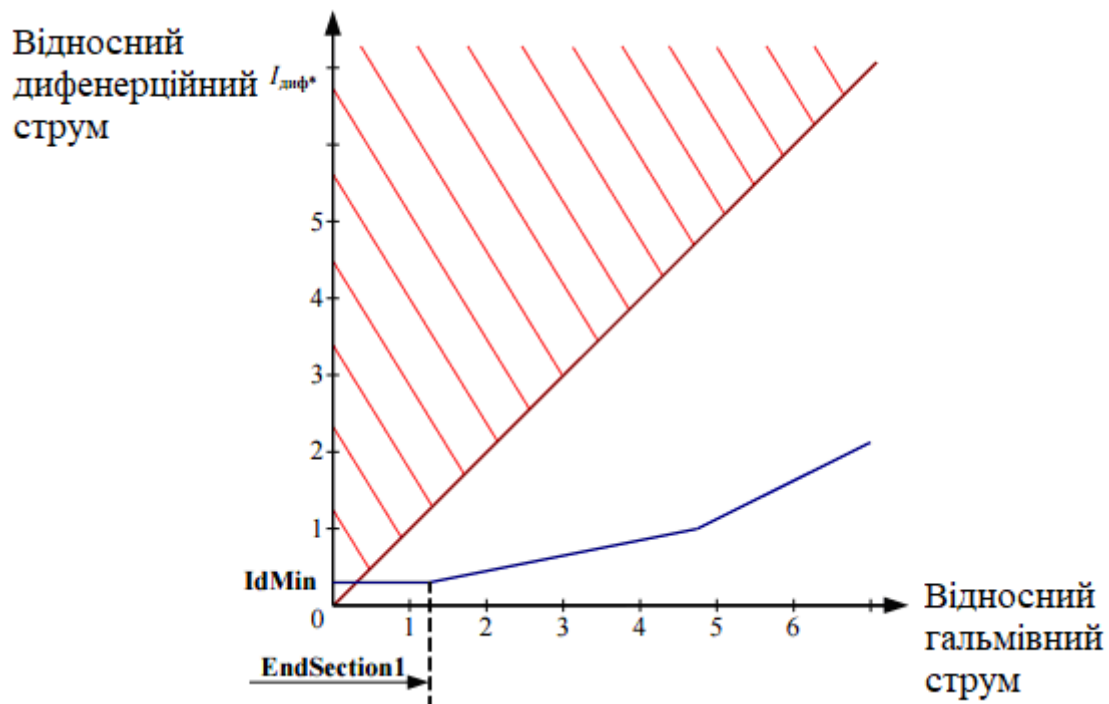


Рисунок 3.2 Область гальмівної характеристики, відповідна внутрішнім КЗ

Відносний максимальний струм при зовнішньому КЗ:

$$I_{\text{КЗ.макс*}} = \frac{I_{\text{КЗмакс}}}{I_{\text{ном.опор}}} = \frac{632,7}{125,51} = 5,041 \text{ А.}$$

Розрахуємо параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки (в нормальному режимі має бути не менше 500%):

$$I_{\text{dunre}} \geq K_{\text{відл}} \cdot K_{\text{нб(1)}} \cdot I_{\text{КЗ.макс*}} \cdot 100\% = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,041 = 4,234$$

Параметри та уставки для RET 670 приймаються у відповідності з рекомендаціями фірми «АВВ». Результат наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Уставки диференційного захисту

Позначення параметру	Значення	Одиниця виміру	Опис параметру
1	2	3	4
RatedVoltageW1	115	кВ	Номінальна напруга обмотки ВН
RatedVoltageW2	38,5	кВ	Номінальна напруга обмотки СН
RatedVoltageW3	11	кВ	Номінальна напруга обмотки НН
I_{dMin}	0,328	в.о.	Відносний мінімальний диференційний струм спрацювання на першій ділянці гальмівної характеристики
Закінчення Табл. 3.3 I_{dUndre}	9	в.о.	Відносний мінімальний диференційний струм спрацювання диференційної відсічки
SlopeSelection2	40	%	Коефіцієнт гальмування другої ділянки гальмівної характеристики
SlopeSelection3	65	%	Коефіцієнт гальмування третьої ділянки гальмівної характеристики
$I_2/I_{1\text{ratio}}$	15	%	Параметр спрацювання диференційного захисту по другій гармоніці
$I_5/I_{1\text{ratio}}$	30	%	Параметр спрацювання диференційного захисту по п'ятій гармоніці

3.8 Розрахунок уставок максимального струмового захисту

Розрахунок МСЗ - 11 кВ з пуском по напрузі.

Таблиця 3.4 – Первинні номінальні струми для сторін 115; 38,5; 11 кВ

Величина	Числові значення		
	ВН 115 кВ	СН 38,5 кВ	НН 11 кВ
Первинний струм т-ра	125,51	374,9	1312,16

Визначимо струм спрацювання за умови відстройки від струму навантаження:

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 1,3 \cdot 1312,16 = 2154,53 \text{ A},$$

де K_H – приймаємо 1,2 (для терміналів фірми «АВВ»);

$K_B=0,95$ – коефіцієнт повернення реле; K_3 -коефіцієнт запаса.

Знайдемо струм спрацювання за умовами забезпечення чутливості при 2-фазному КЗ на шинах 11 кВ трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{I_{кз}}{K_q} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4317}{2 \cdot 1,5} = 2492,42 \text{ A}.$$

Розрахуємо струм спрацювання за умовою узгодження з часом спрацювання приєднань 11 кВ:

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{сзМТЗ} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ A},$$

де $K_H = 1,2$ – коефіцієнт спрацювання.

Визначимо час спрацювання за умовами узгодження з часом спрацювання приєднань 11 кВ:

$$t = t_{сз} + \Delta t = 0,5 + 0,4 = 0,9 \text{ сек.}$$

Розрахуємо струм та час спрацювання:

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{сзМТЗ} = 1,2 \cdot 800 = 960 \text{ A};$$

$$t = t_{сз} + \Delta t = 1,0 + 0,4 = 1,4 \text{ сек.}$$

Визначаємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}} = \frac{2492,42 \cdot 1}{1000/5} = 12,46 \text{ A}.$$

Визначимо напругу спрацювання реле мінімальної напруги.

За умовами забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{мін}}{K_{від} \cdot K_B} = \frac{0,85 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 5902 \text{ В}.$$

За умовами відстройки від напруги самозвпуску при включенні від АПВ чи АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{зап}}{K_{від}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{1,2} = 5833,33 \text{ В}.$$

Вторинне значення:

$$U_{cp} \leq \frac{U_{c3}}{K_{TH}} = \frac{5833,33}{\frac{10000}{100}} = 58,33 \text{ В.}$$

Отже, приймаємо напругу спрацювання реле: первинна напруга $U_{c3} = 5800 \text{ В}$, вторинна напруга реле $U_{cp} = 58 \text{ В}$.

Розрахунок МСЗ - 35 кВ з пуском по напрузі

Визначимо струм спрацювання за умови відладки від струму навантаження:

$$I_{c3} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 1,3 \cdot 374,9 = 615,6 \text{ А.}$$

Визначимо струм спрацювання за умовами забезпечення чутливості при 2-фазному КЗ на шинах трансформатора 35 кВ:

$$I_{c3} = \frac{I_{КЗ}}{K_q} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1372}{2 \cdot 1,5} = 795,76 \text{ А.}$$

Розрахуємо струм та час спрацювання за умовою узгодження з чутливістю МСЗ 35 кВ де струм спрацювання захисту складає 240 А, а час спрацювання захисту 2,5сек.

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3MT3} = 1,2 \cdot 240 = 288 \text{ А;}$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ сек.}$$

Розрахуємо струм та час спрацювання за умовою узгодження з чутливістю МСЗ 35 кВ де струм спрацювання захисту складає 500 А, а час спрацювання захисту 2,5сек.

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3MT3} = 1,2 \cdot 500 = 600 \text{ А;}$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ сек.}$$

Розрахуємо струм та час спрацювання за умовою узгодження з чутливістю МСЗ 35 кВ де струм спрацювання захисту складає 550 А, а час спрацювання захисту 2,9сек.

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3MT3} = 1,1 \cdot 550 = 605 \text{ А;}$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 2,9 + 0,4 = 3,3 \text{ сек.}$$

Розрахуємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3} \cdot K_{cx}}{K_{TT}} = \frac{605 \cdot 1}{300/5} = 10,08 \text{ А.}$$

Визначимо напругу спрацювання реле мінімальної напруги.

За умовами забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{\min}}{K_{\text{від}} \cdot K_B} = \frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20659,7 \text{ В.}$$

За умовами відстройки від напруги самозвпуску при включенні від АПВ чи АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{\text{зап}}}{K_{\text{від}}} = \frac{0,7 \cdot 35000}{1,2} = 20416,7 \text{ В.}$$

Вторинне значення:

$$U_{\text{ср}} \leq \frac{U_{сз}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{20416,7}{\frac{35000}{100}} = 58,33 \text{ В.}$$

Отже, приймаємо напругу спрацювання реле: первинна напруга $U_{сз} = 20300 \text{ В}$, вторинна напруга реле $U_{\text{ср}} = 58 \text{ В}$.

Розрахунок МСЗ - 110 кВ з пуском по напрузі.

Визначимо струм спрацювання за умови відстройки від струму навантаження:

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 1,3 \cdot 125,51 = 206,1 \text{ А.}$$

Визначаємо струм та час спрацювання приведені до сторони 110 кВ, за умовами узгодження по чутливості з МСЗ – 35 кВ трансформатора, струм спрацювання захисту 618 А, час спрацювання захисту 3,3 сек.

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{сз\text{МТЗ-35кВ}} \cdot \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{ВН}}} = 1,2 \cdot 618 \cdot \frac{38,5}{115} = 248,3 \text{ А;}$$

$$t = t_{сз} + \Delta t = 3,3 + 0,4 = 3,7 \text{ сек.}$$

Визначаємо струм та час спрацювання приведені до сторони 110 кВ, за умовами узгодження по чутливості з МСЗ – 11 кВ трансформатора, струм спрацювання захисту 1400 А, час спрацювання захисту 1,4 сек.

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{сз\text{МТЗ-35кВ}} \cdot \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{ВН}}} = 1,2 \cdot 1400 \cdot \frac{10,5}{115} = 153,39 \text{ А;}$$

$$t = t_{сз} + \Delta t = 1,4 + 0,4 = 1,8 \text{ сек.}$$

Визначимо струм спрацювання за умовами забезпечення чутливості при 2-фазному КЗ на шинах 35 кВ трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз}}{K_{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{504}{1,2} = 365,4 \text{ А.}$$

Визначимо струм спрацювання за умовами забезпечення чутливості при 2-фазному КЗ на шинах 11 кВ трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{I_{кз}}{K_{ч}} = \frac{342}{1,2} = 285 \text{ А.}$$

Розрахуємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}} = \frac{285 \cdot 1}{300/5} = 4,75 \text{ А.}$$

Отже, напругу спрацювання реле напруги приймаємо $U_{сз} = 20300/58 \text{ В}$ від ТН-35 кВ; $U_{сз} = 5800/58 \text{ В}$ від ТН-11 кВ.

Висновки до розділу

Розглянуто основні та резервні захисти для трансформатора ТДТН-25000/110. Розрахований диференційний захист трансформатора, де використовувалось реле типу RET-670 фірми «ABB» як основний захист.

Розрахований максимальний струмовий захист з пуском по напрузі, який використовувався як резервний. Також були розглянуті різні види пошкоджень та нестандартні режими роботи трансформаторів і проаналізовано інші види захистів трансформаторів.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ

Вступ

Традиційний ТС ТФЗМ-500 являє собою високоаварійний електричний апарат, який потребує постійного догляду під час роботи та частого ремонту. Беручи до уваги те, що масляний трансформатор струму типу ТФЗМ-500 застарілий, точність їх вимірювань вже не задовільняє сучасним РЗА та засобів обліку, витрати на часті повірки даного пристрою обходиться за період експлуатації в значні вкладення.

Оптичний трансформатор струму FOCS-FS-550 (Fiber Optic Current Sensor-FS) є сучасним високонадійним електричним апаратом, міжповірочний інтервал якого складає 8 років, він не вимагає постійного догляду за технічним станом, та є гарною альтернативою традиційний трансформатор струму ТФЗМ-500, що дасть змогу значно підвищити надійність роботи електричної станції та енергосистеми в цілому.

4.1 Опис ідеї стартап-проекту

В даному підрозділі проаналізовано та подано у вигляді таблиці:

- зміст ідеї (що розглядається);
- напрямки застосування;
- основна вигода, що отримає користувач даного пристрою ;
- відмінності від існуючих аналогів, замінників.

Перші три пункти були показані у формі таблиці (табл. 4.1), вони дають уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямок застосування	Основні переваги
Ідея полягає в заміні масляного трансформатора струму ТФЗМ на оптичний FOCS-FS	РП електричних станцій	Висока точність вимірювань Надійність роботи
	Цифрові підстанції	
	Традиційні підстанції	обладнання на вторинному колі трансформатора

Для того, щоб зрозуміти чим буде відрізнятись трансформатор струму FOCS-FS-550 від існуючого пристрою ТФЗМ-500, був проведений аналіз потенційних техніко-економічних переваг.

Трансформатор струму FOCS-FS-550 в порівнянні з ТФЗМ-500, передбачає:

- більшу надійність та якість роботи;
- висока точність вимірювань;
- повна пожежо-та вибухобезпека;
- відсутність ферорезонансу;
- менша періодичність ремонту;
- зниження габаритних розмірів, маси;
- можливість вимірювання гармонійних складових до 100 порядку;
- можливість підключати необмежену кількість приладів;
- низька сприйнятливості до вібрацій і змін температури;
- можливість підключати необмежену кількість приладів.

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Для реалізації ідеї – реконструкцію електромагнітного трансформатору струму ТФЗМ-500 на трансформатор FOCS-FS-550, проведено розробку проекту реконструкції трансформатору комірки разом з блоком перетворення електричного сигналу на цифровий, тому що проблемно сумістити обладнання, що не завжди вдається виконати з достатньою ефективністю.

Оптоволоконні датчики струму FOCS-FS (Fiber Optic Current Sensor-FS) для високовольного обладнання. Характерною особливістю датчиків струму АВВ FOCS-FS є цифровий інтерфейс, який робить ці датчики ідеальним рішенням для цифрових підстанцій і полегшує налаштування пристроїв відповідно до майбутніх потреб по автоматизації підстанції. Цифровий інтерфейс FOCS-FS відповідає вимогам міжнародного стандарту «Комунікаційні мережі і системи підстанцій» ІЕС 61850, що дозволяє забезпечити взаємодію з обладнанням інших виробників.

Нові FOCS-FS будуть придатні для сучасних вимірювальних пристроїв на підстанціях напругою від 245кВ до 800кВ. Просте і гнучке використання

характеризує цю технічну інновацію. Виходячи з магніто-оптичного ефекту (ефект Фарадея) в однокіневому оптичному волокні навколо поточного провідника, FOCS може вимірювати одно- або бінаціофункціональні струми постійного струму до 500 кА з точністю 0,1 % від вимірюваного значення.

В порівнянні з ЕВТ оптичні мають наступні переваги:

- Широкий динамічний діапазон – від 1 А до 4800 А. Трансформатор струму працює в широкому динамічному діапазоні з одним і тим же сенсором. Захищений від кидків струму до 216 кА (пікове значення). Смуга пропускання становить від 20 до 20000 кГц.

- Готовність для підключення до Smart Grid – Моделі FOCS-FS забезпечують прямий цифровий сигнал відповідно до ІЕС 61850-9. 2 або 1 а для додатків обліку.

- Використовуючи стандартний волоконно-оптичний кабель для підключення всього електронного обладнання, ми пропонуємо нашим клієнтам значну економію при глобальному обслуговуванні.

- Суттєво зменшуються затрати на кабельно-провідникову продукцію у вторинних колах і кількість каналів для їх прокладання, наблизивши джерела цифрових сигналів до первинного обладнання. Відсутність електричних зв'язків між силовими і вимірювальними ланцюгами виключає пошкодження при аварійних режимах роботи силових мереж;

- Мала вага – Стандартно, оптичний сенсор має вагу 10% від ваги маслонаповненого трансформатора. Так як вартість транспортування і установки залежить від ваги, економія проявляється відразу. Крім того, немає необхідності в забезпеченні спеціальних умов транспортування з захистом від вібрації. Крім цього, фундаменти також залежать від ваги і розміру, тому в глобальному сенсі вартість установки також знижується.

Відзначимо інші ключові переваги оптичних трансформаторів струму і напруги в порівнянні з індукційними:

- висока точність зберігається в широкому діапазоні температур;
- точне відтворення форми струму при короткому замиканні;

– розширена смуга пропускання і лінійність амплітудно-частотної характеристики в широкому діапазоні дозволяють контролювати якість електроенергії з урахуванням до 100 гармонік;

- висока точність контролю і обліку електроенергії;
- низька сприйнятливість до вібрації і підвищена сейсмостійкість;
- підвищена безпека внаслідок відсутності масла і елегазу;
- стійкість до забрудненості полімерного ізолятора;
- немає небезпеки розмикання вторинних ланцюгів;
- але існують і недоліки:
- висока вартість;
- складність обслуговування;
- відсутність досвіду експлуатації.

Вимірювальний трансформатор струму типу ТФЗМ-500 однофазний масляний з зовнішньою фарфоровою ізоляцією призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам і пристроям захисту і управління в установках змінного струму напругою 220, 330 і 500 кВ частотою мережі 50 і 60 Гц в електричних системах із заземленою нейтраллю.

Трансформатор складається з обмоток: первинної та вторинної, вони зібрані в єдиний комплект і закріплені на металевій підставці. Вторинна обмотка в свою чергу встановлюється на цоколі. Обидві обмотки, які містять в собі трансформатори струму ТФЗМ, ізолювані один від одного за допомогою паперово-масляного матеріалу. Вони поміщені в порцелянову покривку і заповнені трансформаторним маслом.

На бічній стінці цоколя розташований масловипускний патрубок для зливу і зняття проб масла. Для запобігання надходження повітря всередину ТФЗМ на кришці трансформатора встановлений повітреосушувач, він же є вологопоглинаючим фільтром.

Опорою для трансформатора ТФЗМ служить цоколь, на ньому є спеціальний болт для заземлення. На трансформаторі здійснюється механічне кріплення порцелянової кришки до цоколя. Завдяки м'якій гумовій прокладці трансформатор ТФЗМ дуже щільно і надійно закривається порцеляновою кришкою. Трансформатори

для номінальної напруги 500 кВ і вище представлені у вигляді двох ступенів: нижньої і верхньої. Це значно збільшує їх вартість відносно оптичних трансформаторів струму, які мають одну ступінь вимірювання, що значно зменшує витрати коштів на матеріали. В свою чергу істотно зменшує вагу, що дасть змогу в період встановлення зменшити вартість транспортування та монтажу. Визначення технологічної здійсненності проекту наведено в табл. 4.2

Таблиця 4.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технологія її реалізації	Наявність технології	Доступність технології
1	Заміна трансформатора струму	Розробка проекту реконструкції	Наявна	Доступна
2	Заміна трансформатора струму	Вибір необхідного обладнання	Наявна	Доступна
3	Заміна трансформатора струму	Монтаж трансформатора	Наявна	Доступна

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап проекту

Для того щоб спланувати напрями розвитку проекту та потреби потенційних клієнтів, треба визначити ринкові можливості, які застосовуються під час ринкового впровадження об'єкту.

Аналіз попиту: наявність попиту, динаміка розвитку ринку, обсяг; відображено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Характеристика потенційного ринку стартап-проекту

№ п/п	Показники стану ринку (найменування)	Характеристика
1	Динаміка ринку	Зростає
2	Кількість головних гравців, од.	>5
3	Наявність обмежень для входу (вказати характер обмежень)	-відсутність масового виробництва
4	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Стандарти з випереджаючими вимогами
5	Середня норма рентабельності в галузі (або по ринку), %	52%

Таблиця 4.4 – Характеристики потенційних клієнтів стартап проекту

Потреба	Цільова аудиторія	Вигоди
Збільшення надійності роботи РЗ, моніторингу, обліку	Генеруючі компанії, ОСР, ОСП, МСР	Збільшення надійності, зменшення експлуатаційних витрат

Визначення можливостей впровадження стартап-проекту на основі SWOT–аналізу наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 SWOT – аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: - збільшення точності вимірів - підвищення надійності обладнання - зменшення хибних спрацювань РЗ	Слабкі сторони: - необхідність заміни суміжного обладнання - висока ціна для низьких класів напруг
Можливості: - заміна застарілих електромагнітних вимірювальних трансформаторів на сучасні - при збільшенні попиту, зниження собівартості та ціни обладнання - перехід на цифрові прилади	Загрози: - розроблення конкурентної продукції - принципи формування інвестиційних і ремонтних програм енергопідприємств державним регулятором

4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії першим кроком передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних клієнтів.

Реконструкція традиційних трансформаторів струму ТФЗМ-500 на сучасні оптичні трансформатор струму FOCS-FS-550 є фінансово затратним, але необхідним кроком для забезпечення безперебійної роботи електричних станцій, підстанцій та енергосистеми в цілому.

При оцінці економічного ефекту від використання оптичних трансформаторів на підстанціях 500 кВ ми прийшли до висновку, що їх установка доцільна при докорінній реконструкції наявних підстанцій або побудові нових. При цьому комплексний вимірювач параметрів електричної енергії, вбудований в оптичні

трансформатори, видаватиме дані відразу для АСКОЕ, систем телемеханіки і вимірювання параметрів якості електроенергії. Істотна економія також досягається за рахунок збільшення міжповірочного інтервалу з 4 до 12 років і виключення ряду повірочних процедур.

Було відзначено ряд позитивних характеристик, які дозволяють таким приладам залучати все більше покупців, а саме:

- масштабне перетворення і вимірювання як змінного, так і постійного, імпульсного струмів різних видів напруги;
- забезпечення оптико-електронного малоінерційного перетворення світлових сигналів. При цьому відсутні явища гістерезису, магнітне насичення і залишкове намагнічування, що відрізняє такі трансформатори від собі подібних;
- наявність великого динамічного діапазону і високої точності вимірювань;
- можливість захисту струмових ланцюгів;
- прилад безпечний для екології, не допускає виникнення пожеж, оскільки в ньому відсутні шкідливі речовини і електропровідні матеріали;
- такі трансформатори дуже довговічні, стабільні, прості в застосуванні, тому не вимагають особливого технічного обслуговування і постійної перевірки.

Всі ці переваги дозволяють з успіхом застосовувати оптичні трансформатори в різних сферах життєдіяльності. Таким чином, оптичний трансформатор це більш точний і зручний вид приладу, який поєднує в собі функції перетворення струму і напруги, допомагає виміряти їх величину. На даний момент це зручний варіант захисту промислових процесів та забезпечення безпеки працівників.

Вибір виду залежить від типу робіт і діяльності компанії, яка вирішує його встановлювати. Тому варто завжди приділяти увагу технічним характеристикам таких приладів, а не їх вартості.

Висновки до розділу

В даному розділі розглядалася ідея розробки стартап-проекту заміни традиційних вимірювальних трансформаторів струму на сучасні оптичні трансформатори.

Узагальнивши проведений аналіз потрібно зазначити:

- З огляду на необхідність даного стартап-проекту, ринкова комерціалізація проекту є актуальною, а надалі і необхідною при переходу до цифрової підстанції;
- Є перспективи впровадження з огляду на потенційні групи клієнтів, бар'єри входження, стан конкуренції та конкурентоспроможність проекту;
- Для ринкової реалізації проекту слід обрати технологію, яка передбачає заміну вимірювальних трансформаторів під час ремонтних робіт;
- Подальша імплементація проекту є доцільною.

Було проведено характеристика потенційних клієнтів проекту, SWOT-аналіз проекту показав, що сильні сторони проекту – збільшення точності вимірювання, значне підвищення надійності обладнання, зменшення хибних спрацювань релейного захисту, що збільшить надійність безперервного електропостачання споживачів.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЦИФРОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Особливістю цифрових підстанцій є використання інформаційних технологій, що дає можливість перейти до автоматизованого проектування ЦПС, керованих цифровими інтегрованими системами.

Передбачається, що мережі «smart grid» з необслуговуваними підстанціями буде інтегровано «інтелектуальні» трансформатори, та застосована автоматика для діагностики та управління комутаційним обладнанням. Інтелектуальні трансформатори, які забезпечують максимально можливий контроль стану всіх систем (масла, активної частини, вводів, системи охолодження, технологічних захистів, РПН), самодіагностику і видачу рекомендацій що до подальших дій у разі появи пошкодження, яке розвивається, або його ненормованого впливу на трансформатор.

Такі засоби зменшують ймовірність виникнення надзвичайних ситуацій на підстанціях.

5.1 Технічні характеристики об'єкта

Загальна площа комплектної трансформаторної підстанції становить -5600м².
Склад та характеристика проектованої підстанції ТП 110/35/10 занесені в табл. 5.1

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики обладнання

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
1	2	3
-Роз'єднувачі	Тип	РНДЗ-110/1000 У1
	Напруга	110
-Роз'єднувачі	Номінальний струм	2000 А
	Наскрізний струм КЗ	100А
	Тип	РДЗ-35/2000 УХЛ1
	Напруга	35
	Номінальний струм	2000 А
	Наскрізний струм КЗ	80А

Закінчення табл. 5.1

1	2	3
-Вимикачі	Тип	GL-312F1
	Напруга 110 кВ	
	Струм	2500 А
	Струм відключення	40 кА
	Тип	ОНВ 40.12.25
	Напруга	35 кВ
	Струм	2550 А
	Струм відключення	25 кА
	Тип	ВМП 10/600
	Напруга	10 кВ
	Струм	600 А
	Струм відключення	20 кА
-Трансформатори струму	Тип	GIF-123
	Напруга	110 кВ
	Струм	1000/5 А
	Тип	GIF-38
	Напруга	35 кВ
	Струм	600/5 А
-Трансформатор напруги	Тип	НКФ-110-III У1
	Напруга	10 кВ
	Гранична потужність	2000 ВА
	Тип	DNT SM-36
	Напруга	35
	Гранична потужність	200 ВА
	Тип	НКФ-110-83У1
	Напруга	110
	Гранична потужність	400 ВА

5.2 Дослідження та аналіз умов праці та шкідливих чинників

Для виконання ремонтних робіт працівники мають мати 4 групу допуску з електробезпеки. Всі роботи виконуються за нарядом-допуском. Показники умов праці наведені в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Показники умов праці

Найменування показника	Основні характеристики	Фактичне значення
Кваліфікація працівників бригади	Кількість Група з електробезпеки	7 IV
Місце виконання робіт	Відкрите чи закрите Площа Постійне чи тимчасове	Відкрите 5600 м ² Тимчасове
Розташування робочого місця	На поверхні землі На висоті	На поверхні землі Висота до 6 метрів
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	Від -15 до 30 С 65-75 % 3-4 м/с
Важкість праці	Статичні та динамічні навантаження, положення виконання робіт Напруженість органів чуття:	2 категорія важкості положення стоячи 30% робочого часу
Зовнішнє освітлення	Природне та штучне Вид світильників Потужність джерел Рівень освітленості	Прожектори ЖО-04В-1000-71 400 Вт 300 лк

Небезпечні і шкідливі виробничі чинники, які виникають у ході виконання ремонтних робіт, представлені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	110 кВ	6 В
Струм	839 А	0,6 мА
Напруженість електричного поля	8 кВ/м	5 кВ/м
Напруженість магнітного поля	4,2 кА/м	1,4 кА /м
Неелектричного походження		
Шум	115 дБА	85 дБА
Оцінка умов праці	Шкідливі II категорії	

Технічні та організаційні заходи впроваджують для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників, наведено у табл. 5.4.

Таблиця 5.4. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Ізоляція	Робота струмопровідних частин	Керамічні. полівінілхлорид. $R = 10^{15} \text{ Ом}$, $\text{tg}\delta = 0,02$
Огороджувальний засіб	Огорожа трансформатора	Сітчаста, висота 2 м, механічне блокування входу
Попереджувальна сигналізація, написи, плакати	Попередження небезпеки	Показчики напруги та знеструмлених частин
Організаційні заходи з електробезпеки		
Заземлюючі пристрої	Робота без напруги	Заземлення струмопровідної частини
Пристрої захисного відключення ЕУ		Відключення ЕУ дід напруги при надзвичайних ситуаціях
Захист від коротких замикань і перенапружень	РЗА, ОПН, розрядники	Обмеження КЗ, та перенапруг
Грозозахисні пристрої	Щогли	Захист від ударів блискавки

5.3 Аналіз імовірних небезпек та ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій

Під час ремонтних робіт основними небезпечними чинниками є небезпека праці з струмопровідними частинами підстанції, підйом важких елементів ПС (ізоляторів, струмопровідних жил, і т. д.). Для захисту від уражень електричним струмом монтажники повинні, упевнитися у заземленні та знеструмленні ЕУ, використовувати сигналізатори напруги, електровимірювальні кліщі, спец одяг та захисні каски.

Під час виконання ремонтних робіт необхідно дотримуватись вимог НАПБА 01.001-2014 "Правила пожежної безпеки.

На території підстанції повинен бути пожежний щит з нормативним набором засобів пожежогасіння: вогнегасники- 2 шт., негорюча повсть 2х2 м – 1 шт., гаки – 2 шт., ломи – 1 шт., лопати – 2 шт., сокири – 1 шт., поряд повинні бути ящики з піском та бочка з водою. Вогнегасники повинні бути пінні чи водяні місткістю 10 л або порошкові місткістю 5 л. Бочка для води має мати місткість 200 л та укомплектована

пожежним відром 8 л. Ящик для піску повинен бути місткістю 0,5 м³ та укомплектований совковими лопатами.

Перелік основних джерел небезпек та електрозахисних засобів для роботи на підстанції наведені в табл.5.5-5.6.

Таблиця 5.5 – Основні джерела небезпек

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Наслідки	Небезпеки
Ураження електричним струмом	Пробій інструментів	Несправне заземлення	Ураження персоналу
Електромагнітне поле	Поле струмопровідної частини, трансформатор		Несправності обладнання
Падіння з висоти	Не виконання техніки безпеки		Ураження персоналу
Загорання горючих матеріалів	Порушення нормального режиму роботи		Життю персоналу
Розлив маса	Механічне ушкодження		Виникнення пожежі
Витік електричного струму	Втрата властивостей установок		Хімічне забруднення
Важкість. Пов'язана з вагою елементів КТП	Статичні і динамічні навантаження		Хімічне забруднення
			3 категорія важкості

Перелік електрозахисних засобів для роботи на підстанції наведені в табл.5.6.

Таблиця 5.6. Перелік електрозахисних засобів

Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Діелектричні рукавички, спецодяг, каска	Для робіт під напругою до 35 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - що 6 місяців
Ізолювальні кліщі,	Накладання муфт, заміна плавких вставок	0,4-35 кВ Раз у 24 місяці
електровимірювальні кліщі, сигналізатори напруги	Визначення потенціалу струмопроводу	0,4-110 кВ Раз у 24 місяці
Захисне заземлення,	Виконання робіт	Заземлення елементів

Під час виконання ремонтних робіт необхідно дотримуватись вимог НАПБА 01.001-2014 "Правила пожежної безпеки.

На території підстанції повинен бути пожежний щит з нормативним набором засобів пожежогасіння: вогнегасники- 2 шт., негорюча повсть 2х2 м – 1 шт., гаки – 2

шт., ломи – 1 шт., лопати – 2 шт., сокири – 1 шт., поряд повинні бути ящики з піском та бочка з водою. Вогнегасники повинні бути пінні чи водяні місткістю 10 л або порошкові місткістю 5 л. Бочка для води має мати місткість 200 л та укомплектована пожежним відром 8 л. Ящик для піску повинен бути місткістю 0,5 м³ та укомплектований совковими лопатами.

5.4 Дія програмного устаткування під час надзвичайних ситуацій на цифровій підстанції

Єдина база даних PowerOn DMS і OMS забезпечує підвищену надійність управління мережею і безпеку виконання перемикачів, уніфікацію інтерфейсів і призначених для користувача форм, зручність роботи диспетчера, зводить до мінімуму час на збір звітної інформації про надзвичайні ситуації.

Досягається це за рахунок того, що всі користувачі системи - від диспетчера і майстра оперативно-виїзної бригади (ОВБ) до співробітника контакт-центру оперують з одними і тими ж даними, які обробляються в одній базі даних і візуалізуються на єдиній схемі мережі.

В системі за замовчуванням налаштовані блокування безпеки, які дозволяють контролювати (тобто математично моделювати) поточний стан секцій електричної мережі і не допускати певні дії, такі як:

- заземлення небезпечного ділянки мережі;
- подача напруги на заземлену ділянку мережі.

При цьому в системі PowerOn Advantage для забезпечення безпечного виконання ремонтних робіт різняться такі стану електричної мережі:

- під напругою;
- без напруги - відсутній електричний зв'язок з джерелами напруги;
- схема розібрана – на ділянці з усіх можливих сторін подачі напруги існує видимий розрив, і допустиме виконання робіт ОВБ;
- частково заземлена зона – на ділянці встановлені заземлення, але не з усіх можливих сторін подачі напруги. Заземлення можуть бути подані як стаціонарними заземлювальними ножами, так і переносними заземлювачами в точках схеми мережі.

- повністю заземлена зона – встановлені заземлення з усіх можливих сторін.

Диспетчеру на робочому екрані в реальному часі показується сповіщення про вихід з ладу обладнання, зображено на рис. 5.1. Що в подальшому передається оперативно-виїзній бригаді (ОВБ), і ремонту несправності.

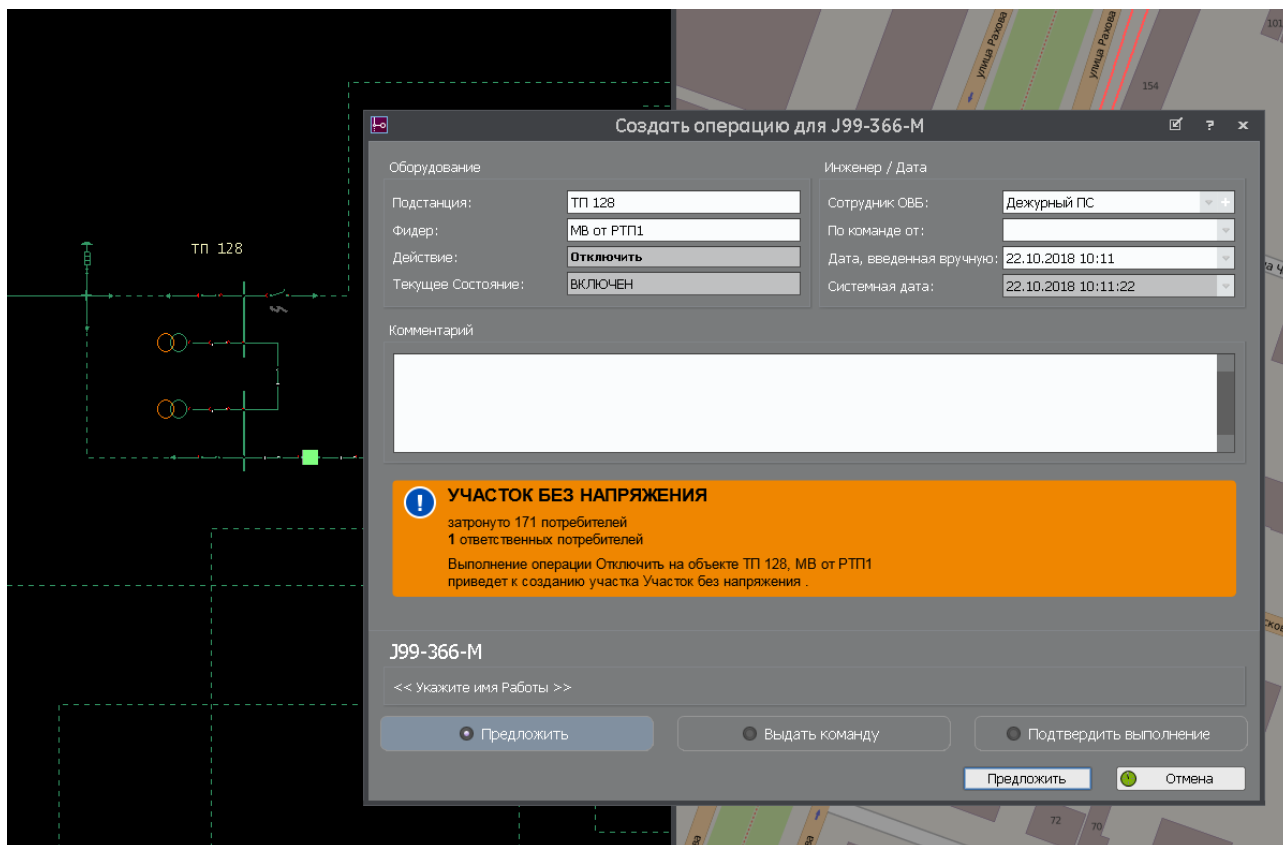


Рис.5.1 - Робочі екрани АРМа диспетчера PowerOn Advantage ADMS

В системі за замовчуванням налаштовані блокування безпеки, які дозволяють контролювати (тобто математично моделювати) поточний стан секцій електричної мережі і не допускати певні дії, такі як:

- заземлення небезпечного ділянки мережі;
- подача напруги на заземлену ділянку мережі.

При цьому в системі PowerOn Advantage для забезпечення безпечного виконання ремонтних робіт різняться такі стану електричної мережі:

- під напругою;
- без напруги - відсутній електричний зв'язок з джерелами напруги;

– схема розібрана – на ділянці з усіх можливих сторін подачі напруги існує видимий розрив, і допустиме виконання робіт ОВБ;

– частково заземлена зона – на ділянці встановлені заземлення, але не з усіх можливих сторін подачі напруги. Заземлення можуть бути подані як стаціонарними заземлювальними ножами, так і переносними заземлювачами в точках схемі мережі.

– повністю заземлена зона – встановлені заземлення з усіх можливих сторін.

Графічне відображення відповідного стану елементів електричних з'єднань (ЛЕП, ошиновки) налаштовується адміністратором системи і може бути сконфігуровано за результатами запитів замовника. При цьому в системі існують базові правила безпеки (які можуть бути розширені при реалізації проекту):

– не можна встановити заземлення на ділянку електричної мережі, якщо схема в цьому ділянці не розібрана

– не можна подати напругу на частково заземлений або повністю заземлений ділянку мережі.

Додатково система розрізняє стан нормальної схеми (як для трифазних ділянок мережі, так і для ділянок з пофазним моделюванням):

- нормальний стан;
- відхилення від нормального – Паралельне живлення;
- відхилення від нормального – живлення за ненормальною схемою;
- зворотне живлення.

Висновок до розділу

У даному розділі було розглянуто основні заходи для зменшення впливу небезпечних та шкідливих факторів які можуть виникнути під час виконання ремонтних робіт на цифровій підстанції. Було визначено небезпечні та шкідливі чинники на робочому місці – робота з струмопровідними частинами підстанції, підйом важких елементів ТП. Рівень важкості праці визначено II ступеня. Робота на поверхні та на рівні до 6 метрів над землею. Умови праці визначено шкідливими II категорії.

Особливістю «розумних» мереж є швидкість реагування та збір інформації про пошкодження, для подальшого його усунення. Програмний комплекс інформує робітників про стан обладнання (заземлення установок, ділянки під напругою), що зменшує виникнення небезпечних ситуацій під час ремонтних робіт.

Роботи виконується за нарядом допуску. Кваліфікація працівників складає IV групу з електробезпеки. Для безпеки монтажників вибрано: сигналізатори напруги, електровимірювальні кліщі, спец одяг та захисні каски. Вибрані заходи і засоби уникнення пожежі на підстанції.

ВИСНОВОК

В головному розділі було проаналізовано впровадження АСДТУ в енергосистему України. Та впровадження цифрової підстанції. Перехід на цифрові підстанції дозволить забезпечити точність, достовірність та одночасність представлення інформації. При цьому вирішуються питання аналізу та контролю внутрішнього балансу суб'єктів енергоринку.

Складено головну схему електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ. ВРП-110 кВ виконано за схемою місток з вимикачами на стороні ліній та ремонтною перемичкою. КРП-35 кВ виконано за схемою одна секціонована система шин. ЗРП-10 кВ – також за схемою одна секціонована система шин. Рекомендовано роботу РП в нормальному режимі з вимкненим секційним вимикачем.

Максимальні ударні струми короткого замикання становлять 13,04 кА для шин 110 кВ, 6,1 кА для шин 35 кВ і 25,78 кА для шин 10 кВ, відповідно до яких обрано основне електрообладнання підстанції.

Виконання розрахунку диференційного захисту силового трансформатора ТДТН-25000/110 на базі реле типу RET-670 фірми «ABB». Дійшли до висновку, що дане реле підходить для використання як основного релейного захисту трансформатора. Також розраховано максимальний струмовий захист з пуском по напрузі, який використовується як резервний.

Розроблений стартап-проект заміни традиційних ТС на оптичні, показав актуальність ринкової комерціалізації проекту, і надалі є перспективним для впровадженням з огляду на потенційні групи клієнтів, стан конкуренції та конкурентоспроможність проекту.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сокол Е.И. Сетецентрическое диспетчерское управление в электроэнергетике / Сокол Е.И., Гриб О.Г., Белов Н.С., Гапон Д.А., Шевченко С.Ю. // Вестник Национального технического университета «Харьковский политехнический институт»: «Проблемы автоматизированного электропривода Теория и практика» – Харьков: НТУ «ХПИ», 2014. – № 12 (1121). – С.23-29.
2. Richards S., Alstom Grid, UK, Pavaiya, N., Omicron Electronics, Boucherit, M. and Ferret, P., Alstom Grid, France, Diemer P., Energinet.dk, Denmark New World. PAC World Magazine. June 2014.
3. Горелик Т. Г. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии “цифровая подстанция”. Первый российский прототип / Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко // Релейная защита и автоматизация – 2012. – № 1(05).– С. 86–89.
4. IEC 61850, “Communication networks and system in substations”, Ed.1, 2003.
5. ДБН 2.09.04-87. Державні будівельні норми. Адміністративні та побутові будівлі.
6. НПАОП 40.1-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. Цей документ затверджений Мінпраці України і включає деякі питання електричного освітлення та обладнання спеціальних установок зі змінами і доповненнями відповідно до чинних в Україні і міжнародних нормативних актів.
7. ДСТУ 4676:2006. Засоби індивідуального захисту.
8. Правила улаштування електроустановок. Київ, 2017. 159 с.
9. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы». Стандарт организации. ОАО «ФСК ЕЭС». Чебоксары, 2011. 69 с.
10. Инновационное развитие: от систем автоматизации к цифровым подстанциям. Л.Орлов. Профессиональный журнал №3(98), 2013.

ДОДАТОК А
Результати перевірки на плагіат



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

ID перевірки:
1005433301

Дата перевірки:
11.12.2020 13:42:50 EET

Тип перевірки:
Doc vs My Database

Дата звіту:
11.12.2020 13:44:28 EET

ID користувача:
38476

Назва документа: Диплом Василюк ЕС-91мп

Кількість сторінок: 83 Кількість слів: 14539 Кількість символів: 105435 Розмір файлу: 1.74 MB ID файлу: 1005724240

6.35% Схожість

Найбільша схожість: 2.72% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: EF-579513)

Пошук збігів з Інтернетом не проводився

0% Джерела з Бібліотеки 185

Сторінка 85

0% Цитат

Не знайдено жодних цитат

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи 263