

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Факультет комп'ютерно - інформаційних технологій та автоматизації
(повне найменування інституту, назва факультету)

Автоматика та телекомунікації
(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

В.о. завідувача кафедри автоматики та
телекомунікацій

_____ Валерій ПОЦЕПАЄВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

«___» _____ 2023 р.

Випускна кваліфікаційна робота

_____ бакалавра
(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему «Розробка автоматизованої системи моніторингу параметрів
електричної підстанції на основі технології Node-RED»

Виконав : студент _____ 4 курсу, групи АКТ-19
(шифр групи)

спеціальності

_____ 151 Автоматизація та комп'ютерно-
інтегровані технології
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Григоренко Данило Ігорович
(прізвище та ініціали)

Керівник _____ в.о. зав. каф. АТ, к.т.н., доц.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ім'я)

_____ Валерій ПОЦЕПАЄВ
(підпис)

Рецензент _____ зав. каф. ЕІ, к.т.н., доц.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ім'я)

_____ Олександр КОЛЛАРОВ
(підпис)

Нормоконтроль:

_____ ас. Дар'я ЖУКОВСЬКА
(підпис)

21.06.2023р.

*Засвідчую, що у цій дипломній
роботі немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.*

Студент _____
(підпис)

Луцьк – 2023 р.

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Факультет комп'ютерно-інформаційних технологій та автоматизації
(повне найменування інституту, назва факультету)

Кафедра автоматики та телекомунікацій
(повна назва кафедри)

Захист відбувся _____
(дата)

з оцінкою _____

Секретар ЕК _____
(підпис)

Випускна кваліфікаційна робота бакалавра

Тема: «Розробка автоматизованої системи моніторингу параметрів електричної підстанції на основі технології Node-RED»

Виконавець, студент
 гр. АТК-19

_____ Данило ГРИГОРЕНКО
(підпис, дата, Ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Керівник

_____ Валерій ПОЦЕПАЄВ
(підпис, дата, Ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Консультанти:

_____ Валерій ПОЦЕПАЄВ
(підпис, дата, Ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____ Ганна Теличко
(підпис, дата, Ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Нормоконтроль

_____ Дар'я ЖУКОВСЬКА
(підпис, дата, Ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Луцьк 2023р.

**Державний вищий навчальний заклад
"Донецький національний технічний університет"**

Інститут, факультет Комп'ютерно-інформаційних технологій та автоматизації
 Кафедра Автоматика та телекомунікації
 Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр
 Галузі знань 15 Автоматизація та приладобудування
 (шифр і назва)
 Спеціальність 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
 (шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
В.о. завідувача кафедри АТ
Валерій ПОЦЕПАЄВ
 «_____» _____ 2023 року

З А В Д А Н Н Я

НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ БАКАЛАВРА

Григоренку Данилу Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка автоматизованої системи моніторингу параметрів електричної підстанції на основі технології Node-RED

керівник роботи: к.т.н., доцент Поцєпаєв В.В.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від « 12 » травня 2023 року № 188

2. Строк подання студентом роботи _____

3. Вихідні дані до роботи: НДРС, практика _____

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

1) Аналітичний огляд та аналіз об'єкту керування в системі в умовах INDUSTRY 4.0.

2) Проектування системи автоматичного моніторингу та контролю.

3) Моделювання модернізованої системи автоматичного моніторингу та контролю в NODE-RED.

4) Заходи з охорони праці.

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

35 рисунків, до яких відносяться принципова схема електричних з'єднання елементів електричної підстанції «Шевченко» та принципова схема пристрою РЗА ABB REF615

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
	Поцєпаєв В.В., в.о. зав. каф. АТ		
	Ступак Г.В., старший викладач каф. АТ		
	Теличко Г.О., доц. каф. АТ		
нормоконтроль	Жуковська Д.О.	-	21.06.2023р.

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Аналітичний огляд та аналіз об'єкту керування в системі в умовах INDUSTRY 4.0	05.05.2023	
2	Проектування системи автоматичного моніторингу та контролю	14. 05.2023	
3	Моделювання модернізованої системи автоматичного моніторингу та контролю в NODE-RED	25. 05.2023	
4	Охорона праці та безпека під час надзвичайних ситуацій на підприємстві	06.06.2023	
5	Оформлення	15.06.2023	

Студент _____
(підпис)Данило ГРИГОРЕНКО
(прізвище та ініціали)Керівник роботи _____
(підпис)Валерій ПОЦЕПАСВ
(прізвище та ініціали)

Лист зауважень

Посада П.І.Б.	Суть зауваження, оцінка та підпис

АНОТАЦІЯ

Григоренко Данило Ігорович «Розробка автоматизованої системи моніторингу параметрів електричної підстанції на основі технології Node – RED» / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології». – ДВНЗ ДонНТУ, Луцьк, 2023.

Зміст пояснювальної записки до бакалаврської роботи: 87 сторінок, 35 рисунків, 11 таблиць, 18 посилань.

Об'єкт розробки – система моніторингу та регулювання значеннями фазових струмів електричної підстанції.

Мета роботи – модернізація системи моніторингу та регулювання значеннями струмів короткого замикання на електричній підстанції, що допоможе застерегти виникнення аварійних ситуацій та забезпечити нормовані показники на базі середовища програмування Node–RED.

Методи й засоби розробки: метод моніторингу системи на основі баз даних Microsoft SQL Server, FBD-програмування в середовищі Node–RED на основі протоколу Modbus TCP/IP.

Модернізація системи моніторингу параметрами електричної підстанції має на меті підвищення зв'язності та, як результат, зниження часу отримання телеметричної інформації на ділянці розподільчої електромережі та впровадження необхідних мір для усунення аварійних ситуацій. Це забезпечить стабілізацію струмів на силовому електрообладнанні. В практичному сенсі передбачається реалізація програмованого механізму системи автоматичного регулювання на пристрої РЗА АBB-REF615. Спроектований програмований механізм системи моніторингу та контролю даних може бути застосований в будь-якій конфігурації електросистеми з підключенням до пристроїв РЗА.

Ключові слова: СИСТЕМА АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ, МОНІТОРИНГ, ЗЧИТУВАННЯ ІНФОРМАЦІЇ, РЕЛЕ ЗАХИСТУ, NODE-RED, АBB-REF615

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ОБ'ЄКТУ КЕРУВАННЯ В СИСТЕМІ В УМОВАХ INDUSTRY 4.0	11
1.1 Аналітичний огляд предметної галузі електросистем.....	11
1.2 Аналіз об'єкту керування.....	18
1.3 Аналіз типів конфігурацій підключення об'єкту керування.....	22
1.4 Мета та завдання роботи.....	31
Висновки до розділу 1.....	32
2 ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО МОНІТОРИНГУ ТА КОНТРОЛЮ.....	33
2.1 Обґрунтування модернізації та алгоритму автоматизації електросистеми.....	33
2.2 Принципова електрична схема системи.....	34
2.3 Аналіз трансформаторного обладнання електропідстанції.....	36
2.4 Обчислення допустимих струмів короткого замикання.....	37
2.5 Вибір розподільного вимикача в ланцюгу трансформаторів.....	38
2.6 Вибір розподільного вимикача в ланцюгу відгалуження.....	40
2.7 Вибір роз'єднувача на стороні низької напруги шини 10 кВ.....	41
2.8 Аналіз існуючого рішення релейного захисту та автоматики.....	42
2.9 Вибір пристрою релейного автоматичного захисту.....	44
Висновки до розділу 2.....	47
3 МОДЕЛЮВАННЯ МОДЕРНІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО МОНІТОРИНГУ ТА КОНТРОЛЮ В NODE-RED.....	49

3.1 Структура схеми інформаційних зв'язків.....	49
3.2 Ініціалізація серверу Node-RED.....	50
3.3 Налаштування вузла програмованих блоків для роботи з пристроєм ABB-REF615.....	52
3.4 Налаштування вузла збору інформації з ABB-REF615.....	55
3.5 Налаштування вузла аналізу отриманої інформації з ABB-REF615....	58
3.6 Налаштування вузла блоків графічної візуалізації.....	61
3.7 Налаштування бази даних Microsoft SQL Server.....	62
3.8 Синхронізація MS SQL Server з сервером Node-RED.....	65
3.9 Моніторинг зчитаних даних.....	69
Висновки до розділу 3.....	72
ВИСНОВКИ.....	73
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	74
ДОДАТОК А – Охорона праці.....	76
ДОДАТОК Б – Технічні дані масляного вимикача ВМП-10-1000-20.....	85
ДОДАТОК В – Технічні дані масляного вимикача ВМП-10-630-20.....	86
ДОДАТОК Г – Технічні дані роз'єднувача РВЗ-10/600.....	87

ВСТУП

Актуальність роботи. В століття цифрових технологій будь-який енергетичний процес характеризується набором багатьох параметрів які мають тенденцію до постійної зміни в процесі дослідження та збору відповідної інформації. Моніторинг, аналіз і зберігання постійно надходжуваних в реальному часі даних є інтелектуально та фізично надмірним навантаженням для працівників, а саме тому налаштування автономного режиму роботи комплектуючих апаратного механізму суттєво допомагає спростити роботу і забезпечити надійність збору та обробки режимних параметрів значення досліджуваної величини.

Використання систем моніторингу та контролю інформацією взагалі є особливо актуальним для майбутніх енергосистем в умовах впровадження концепції Industry 4.0. Для налаштування та реалізації таких систем використовуються різноманітні технологічні апарати мови програмування на основі функціонально-блокових діаграм (FBD) для програмованих логічних контролерів (ПЛК) релейного захисту. Але, нажаль, має місце необхідність налаштування синхронізації зв'язку між вимірювальними мікропроцесорними пристроями від різних виробників, бо вони мають певні обмеження щодо підтримки інтерфейсів зв'язку та протоколів передачі інформації. Щоб зберегти цю інформацію з різних пристроїв, часто використовуються бази даних, які найкраще підходять для збереження конкретного типу даних. Об'єднання всіх пристроїв і засобів збереження даних в одну інформаційну систему є критичним етапом, який потребує постійної підтримки між комплектуючими електросистеми.

Об'єкт розробки – система автоматичного моніторингу та регулювання зміни значень струмів короткого замикання на електричній підстанції.

Мета роботи – модернізація системи моніторингу, збору і регулювання значеннями струму короткого замикання електричної підстанції на базі

середовища програмування Node-RED, що застережить від виникнення аварійних ситуацій та забезпечить нормовані показники струму.

Методи й засоби розробки: метод моніторингу системи за допомогою бази даних Microsoft SQL Server, FBD-програмування в середовищі програмування Node-RED через мережу Ethernet на основі протоколу Modbus TCP/IP.

Для досягнення мети потрібно вирішення наступних завдань:

1) Виконати аналіз типів систем електропідстанцій та охарактеризувати їх для визначення об'єкту керування.

2) Провівши аналіз електросистем, визначити пристрій релейного захисту та використовувану конфігурацію налаштування об'єкту керування системи моніторингу та контролю інформацією числових значень струмів короткого замикання.

3) За допомогою FBD-програмування в середовищі Node-RED та бази даних Microsoft SQL Server налаштувати програмну та графічну частини системи моніторингу та контролю.

Практичне значення отриманих результатів. Модернізована система моніторингу та регулювання значень струмів короткого замикання може бути застосована в будь-якій конфігурації електросистеми, яка має можливість підключення пристроїв автоматичного релейного захисту.

Структура та обсяг бакалаврської роботи. До змісту роботи входять: вступ, три головні розділи, висновки по роботі, перелік використаних літературних джерел та додатки. Загальний обсяг роботи складає 87 сторінок. Робота нараховує 35 рисунка, 11 таблиць, 18 посилань на використані літературні джерела та 4 додатка.

1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ОБ'ЄКТУ КЕРУВАННЯ В СИСТЕМІ В УМОВАХ INDUSTRY 4.0

1.1 Аналітичний огляд предметної галузі електросистем

Електрична підстанція – це частина системи виробництва, яка здійснює передачу та розподіл електроенергії за допомогою трансформаторів, приладів керування, розподільчих чи інших допоміжних складових.

За частіше підстанції можуть належати та експлуатуватися електропостачальними компаніями або великими промисловими чи комерційними клієнтами. Як правило, підстанції не обслуговуються, покладаючись на SCADA для дистанційного нагляду та управління [1].

Підстанції можна охарактеризувати за класом напруги, призначенням в електросистемі, методом ізоляції більшості з'єднань, а також за стилем і матеріалами, з яких виготовлені конструкції. Ці категорії не є відокремленими; наприклад, для вирішення певної проблеми перетворювальна підстанція може включати в себе значні функції розподілу енергії однієї напруги в енергію іншої напруги, які зазвичай властиві більше трансформаторним підстанціям.

Для передачі електроенергії від генеруючої установки до розподільчих пристроїв необхідні різні види електрообладнання. Таке обладнання, як шини, ізолятор, силовий трансформатор тощо, збираються разом на електричній підстанції, через яку споживачі отримують електропостачання. Підстанції, як правило, мають комутаційне, захисне та керуюче обладнання, а також трансформатори. На великих підстанціях використовуються автоматичні вимикачі для відключення певних елементів при будь-яких коротких замиканнях чи перевантаженнях, які можуть виникнути в мережі. Менші розподільні станції можуть використовувати вимикачі автоматичного повторного вимкнення або запобіжники для захисту розподільчих ланцюгів [2].

На рисунку 1.1 наведений типовий приклад електричної підстанції, яка умовно поділяється на сторону первинних ліній електропередачі (А) та на сторону вторинних ліній електропередачі (В) [2].

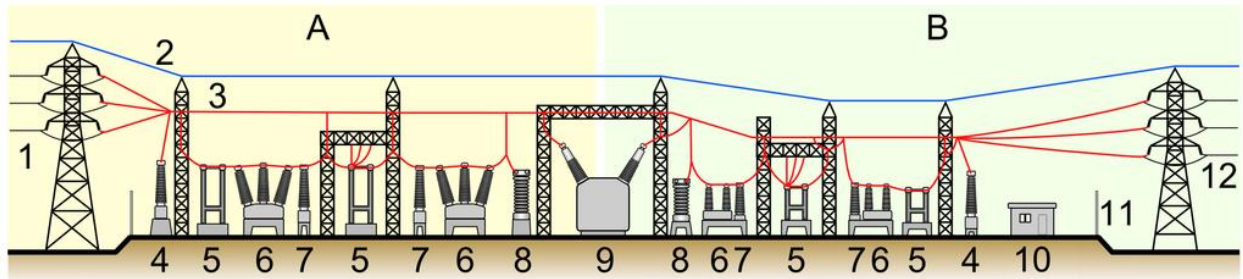


Рисунок 1.1 – Елементи електричної підстанції: 1 – первинні лінії електропередачі; 2 заземлювач; 3 повітряні лінії; 4 трансформатор для вимірювання електричної напруги; 5 роз'єднувач; 6 автоматичний вимикач; 7 трансформатор струму; 8 блискавковідвід; 9 головний(центральный) трансформатор; 10 будівля управління; 11 охоронна огорожа по периметру займаємої площі підстанції; 12 вторинні лінії електропередачі

Варто зазначити, що в залежності від ландшафту та способу підключення підстанції до електричної мережі нормативні документи не встановлюють класифікації підстанцій за місцем і способом приєднання до електричної мережі. Але в деяких джерелах інформації все ж таки приводять згідно схематичного плану та використовуваних типів конфігурації мережі класифікацію електричних підстанцій [6]:

- Тупикові (зациклені) живляться по одній або двох радіальних лініях;
- Відгалуджувальні приєднуються до однієї або двом проходять лініях на відгалудженнях;
- Прохідні підключаються до мережі шляхом заходу одній лінії з двостороннім живленням;
- Вузлові – приєднуються до мережі не менш як трьома лініями живлення;

На рисунку 1.2 наведено схематичні конфігурації мереж, які використовуються на підстанції 35/10 кВ.

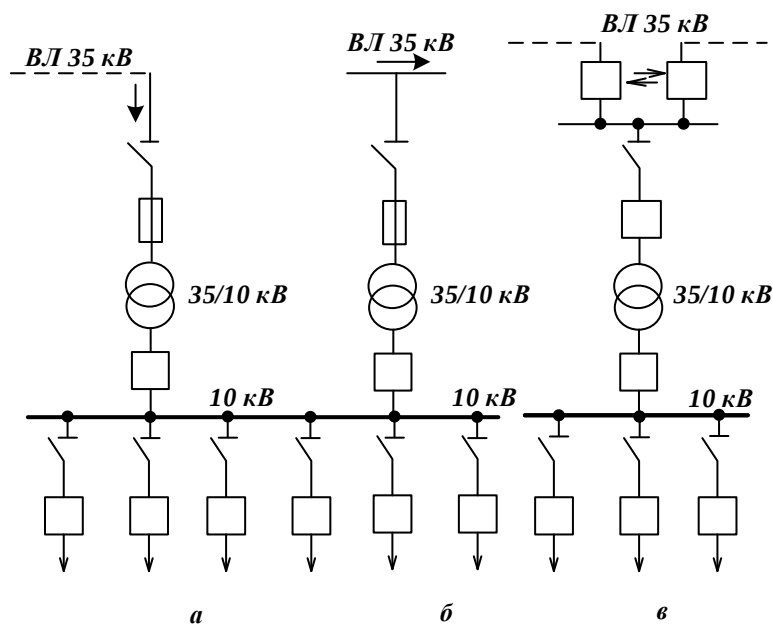


Рисунок 1.2 – Типові схеми підключення: а – тупикова; б – відгалуджувальні; в – прохідна

Зовнішні, наземні конструкції підстанцій включають дерев'яні стовпи, ґратчасті металеві вежі та трубчасті металеві конструкції, хоча можливі й інші варіанти. Там, де достатньо місця і зовнішній вигляд станції не є важливим фактором, сталеві решітчасті вежі забезпечують недорогі опори для ліній електропередач та обладнання. Низькопрофільні підстанції можуть бути використані в приміських зонах, де зовнішній вигляд є більш важливим. Внутрішні підстанції можуть бути електрогазовими (на високій напрузі з електрогазовими розподільчими пристроями) або з розподільчими пристроями в металевому корпусі чи з металевою обшивкою на нижчій напрузі [3]. Міські та заміські внутрішні підстанції можуть бути оздоблені ззовні, щоб гармонійно поєднуватися з іншими будівлями в цьому районі.

Системи передавальної підстанції з'єднує від двох та більше ліній електропередачі [3]. Найпростіший випадок – це коли всі лінії електропередачі мають однакову напругу. У таких випадках підстанція містить високовольтні вимикачі, які в свою чергу дозволяють з'єднувати або роз'єднувати контакт між лініями для усунення несправностей у разі виникнення аварійних ситуацій або ж

під час проведення технічного обслуговування. На підстанції можуть бути трансформатори(понижувальні/збільшувальні) для перетворення між двома напругами, пристрої регулювання напруги/корекції коефіцієнта потужності, такі як конденсатори, реактори або статичні компенсатори нестабільності напруги, а також обладнання, наприклад, фазозсувні трансформатори для керування потоком електроенергії між двома сусідніми електросистемами.

Найбільші підстанції можуть займати велику площу (кілька акрів/га) з кількома рівнями напруги, великою кількістю вимикачів і великою кількістю обладнання для захисту і управління (трансформатори напруги і струму, реле і системи SCADA). таких як стандарт IEC 61850 [4,].

В системах розподільних підстанцій, як правило, також присутні щонайменше дві лінії електропередачі а також розподільні фідери, які транспортують електроенергію від розподільчих підстанцій до приміщень кінцевих споживачів. Ці фідери обслуговують велику кількість приміщень і зазвичай містять багато відгалужень [3]. Наявність таких фідерів вперш за все обумовлена тим, що безпосереднє підключення споживачів електроенергії до основної мережі передачі є економічно не вигідним, якщо тільки вони не використовують великі обсяги електроенергії, тому розподільна підстанція знижує напругу до рівня, придатного для локального розподілу між абонентами.

На рисунку 1.3 наведена структурна схема типової електросистеми з розподільною підстанцією:

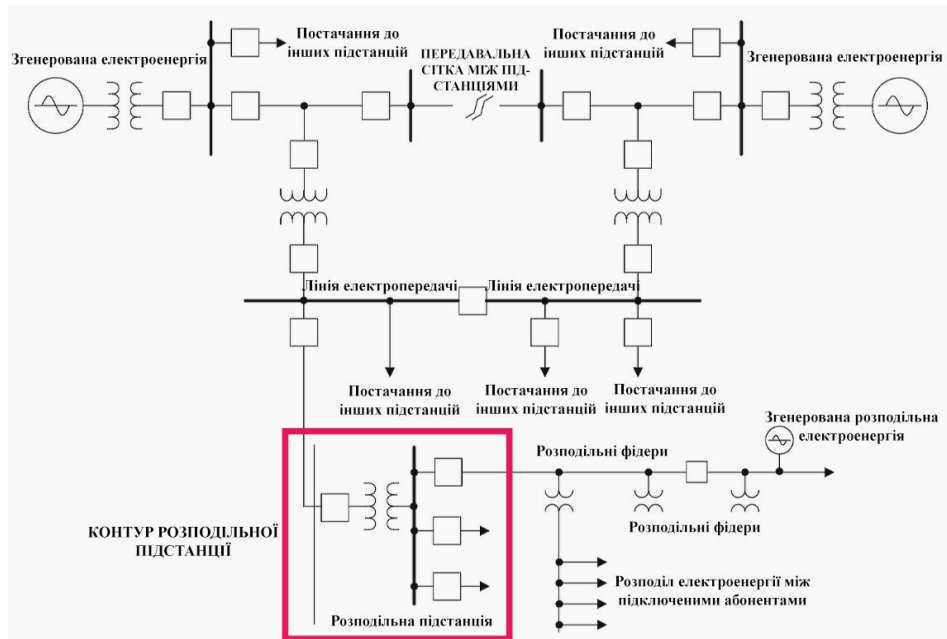


Рисунок 1.3 – Однолінійна схема основних компонентів електричної системи від генерації до споживання

Розподільна напруга, як правило, середня, від 2,4 кВ до 33 кВ, залежно від розміру території, що обслуговується, і практики місцевого комунального підприємства. Фідери проходять вздовж вулиць над землею (або під землею в деяких випадках) і живлять розподільні трансформатори на території або поблизу приміщень споживачів.

Крім перетворення напруги, розподільні підстанції також ізолюють несправності в системах передачі або розподілу. Розподільні підстанції, як правило, є пунктами регулювання напруги, хоча на довгих розподільчих лініях (кілька миль/кілометрів) обладнання для регулювання напруги також може бути встановлене вздовж лінії електропередачі.

На рисунку 1.4 наведена структурна схема конфігурації «вимикач фідер», яка здебільшого використовується на невеликих приміських розподільчих підстанціях:

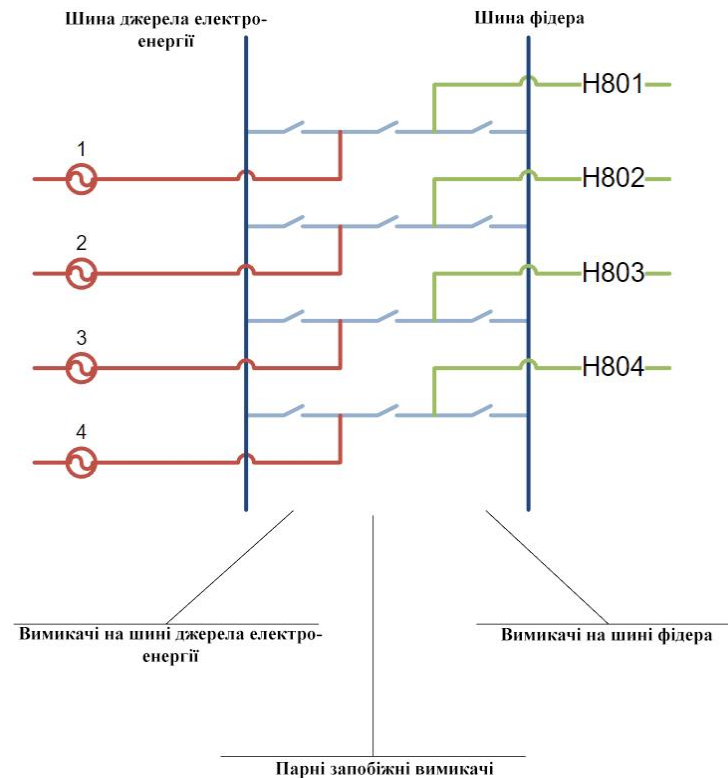


Рисунок 1.4 – Однолінійна діаграма яка ілюструє конфігурацію «вимикач фідер»

Як приклад, в центрах великих міст є складні розподільчі підстанції з високовольтними перемикачами, а також системами перемикання і резервування на низьковольтній стороні. Більш типові розподільчі підстанції мають вимикач, один трансформатор і мінімальне обладнання на низьковольтній стороні. На розподільних підстанціях зазвичай використовуються трифазні трансформатори. Обмотки трифазних силових трансформаторів, які складають за частіше складаються в трифазну групу, з'єднують між собою в зірку або в трикутник. Однак можуть також використовуватися блоки однофазних трансформаторів, якщо відсутня потреба в перетворюванні занадто великих потужностей (більше 80000 кВА).

В деяких проектах розподіленої генерації, таких як вітропарк або фотоелектрична електростанція, може знадобитися колекторна підстанція [5]. Вона нагадує розподільчу підстанцію, хоча потік електроенергії рухається у зворотному напрямку, від багатьох вітрових турбін або інверторів до

передавальної мережі. Зазвичай для економії будівництва колекторна система працює на напрузі близько 35 кВ, хоча деякі колекторні системи працюють при напрузі в 12 кВ, а безпосередньо сама колекторна підстанція підвищує напругу до напруги передачі в електромережу. Колекторна підстанція може також забезпечувати корекцію коефіцієнта потужності, якщо це необхідно, облік і управління вітроелектростанцією. У деяких особливих випадках колекторна підстанція може також містити перетворювальну станцію високої напруги від 110 кВ.

Системи комутаційних підстанцій - це підстанції без трансформаторів, які працюють лише на одному рівні напруги. Підстанції іноді використовуються як колекторні та розподільчі станції. Іноді вони використовуються для перемикання струму на резервні лінії або для паралельного включення ланцюгів у разі аварії.

Підстанція може також називатися розподільчим пунктом, і вони зазвичай розташовані безпосередньо поруч з електростанцією або неподалік від неї. У цьому випадку генератори електростанції подають електроенергію на розподільчий майданчик по генераторній шині з одного боку майданчика, а лінії електропередачі отримують електроенергію від фідерної шини з іншого боку майданчика.

Важливою функцією, яку виконує підстанція та яка власне виокремлює її серед інших підстанцій, є перемикання, тобто підключення та відключення ліній електропередачі або інших компонентів до системи та від неї. Перемикання можуть бути запланованими і незапланованими. Лінію електропередачі або інший компонент може знадобитися знеструмити для технічного обслуговування або для нового будівництва, наприклад, для додавання або видалення лінії електропередачі або трансформатора. Для підтримання надійності постачання компанії прагнуть підтримувати систему в робочому стані під час проведення технічного обслуговування. Всі роботи, які необхідно виконати, від рутинних випробувань до додавання абсолютно нових підстанцій, повинні виконуватися під час роботи всієї системи [2]. Основна

відмінна функція комутаційної станції полягає в тому, щоб в найкоротші терміни ізолювати несправну частину системи у разі виникнення аварійної ситуації або інших несправностей тощо. Знеструмлення несправного обладнання захищає його від подальшого пошкодження, а ізоляція несправності допомагає підтримувати стабільну роботу решти електромережі без ризику виходу з ладу усієї електричної підстанції[5].

1.2 Аналіз об'єкту керування

Автоматизація підстанції – це використання даних з інтелектуально-електронних пристроїв (ІЕП), можливостей управління та автоматизації на підстанції, а також команд управління від віддалених користувачів для керування пристроями електросистеми.

Оскільки повна автоматизація підстанції залежить від інтеграції підстанції при використанні певних технологічний апаратів та їх протоколів передачі та аналізу даних, то ці терміни часто використовуються як взаємозамінні. Автоматизація електросистеми включає процеси, пов'язані з виробництвом і постачанням електроенергії. Моніторинг і контроль систем постачання електроенергії на підстанції та на опорах зменшують частоту відключень і скорочують тривалість відключень, які все ж таки відбуваються. IED, протоколи зв'язку та методи комунікації працюють разом як система для виконання автоматизації електросистеми. Термін "електросистема" описує сукупність пристроїв, які складають фізичні системи, що генерують, передають і розподіляють електроенергію. Термін "система контрольно-вимірювальних приладів і керування (КВП)" відноситься до сукупності пристроїв, які здійснюють моніторинг, керування та захист електросистеми. Багато засобів автоматизації електросистеми контролюються за допомогою SCADA [5].

За об'єкт керування розглядається пристрій релейного автоматичного захисту, який безпосередньо вмонтовується в шафу(панель) релейно-автоматичного керування (РЗА).

Також вказане реле є спеціальним пристроєм захисту фідера, яке використовується для захисту фідера. Воно призначене для двох основних функцій: перш за все, для забезпечення максимального струмового захисту, а також для захисту від замикань на землю у повітряних і кабельних лініях. Це реле застосовується в мережах з ізольованою нейтраллю, мережах з нейтраллю, що заземлена через резистор, або в мережах з компенсованою або ефективно заземленою нейтраллю, в залежності від використовуваної стандартної конфігурації.

На рисунку 1.5 наведено схематичне зображення панелі реле захисту від провідної фірми в галузі АВВ:

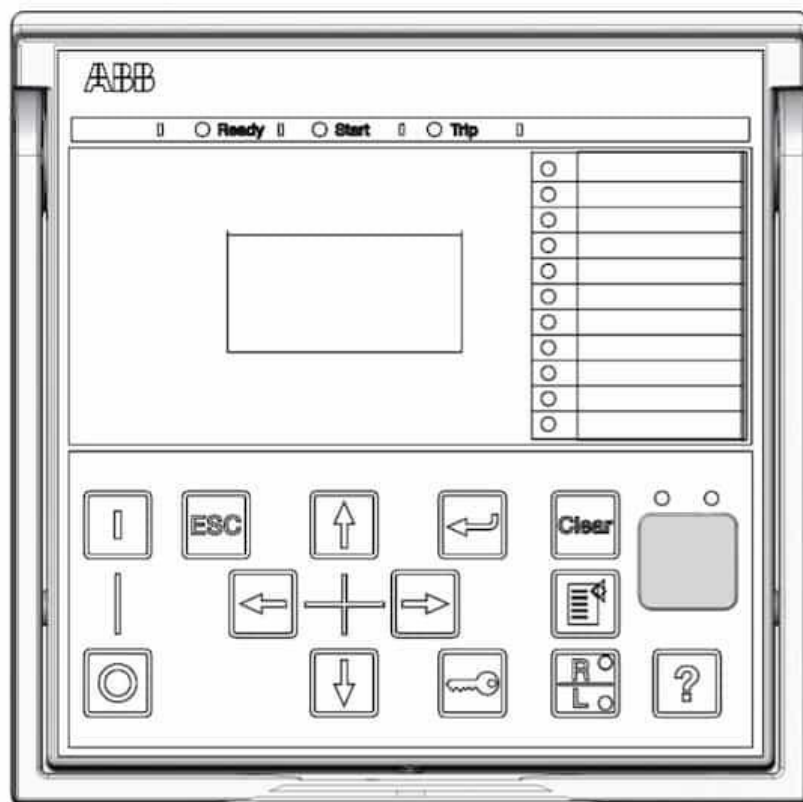


Рисунок 1.5 – Схематичне зображення передньої панелі реле захисту АВВ
REU615

Вибір даного типу реле обумовлено тим, що більшість електричних підстанцій України досі вимагають ручного перемикання або налаштування обладнання, та, як результат, також ручного збору даних про навантаження, споживання енергії та аномальні події, що власне буде відповідати нормам виробництв в рамках впровадження концепції Industry 4.0.

З іншої точки зору вибір реле автоматичного обумовлений й тим, що зі зростанням складності розподільчих мереж виникла економічна необхідність автоматизувати нагляд і управління підстанціями з централізованого пункту, щоб забезпечити загальну координацію в разі надзвичайних ситуацій і знизити експлуатаційні витрати. Перші спроби дистанційного керування підстанціями використовували спеціальні дроти зв'язку, часто прокладені вздовж силових ланцюгів. Лінії електропередачі, мікрохвильове радіо, волоконно-оптичні кабелі, а також спеціальні дротові схеми дистанційного керування застосовувалися для диспетчерського контролю та збору даних (SCADA) для підстанцій.

Розвиток мікропроцесорів призвів до експоненціального збільшення кількості точок, які можна було економічно контролювати та аналізувати надходженні дані. Сьогодні стандартизовані протоколи зв'язку, такі як DNP3, IEC 61850 і Modbus, використовуються для того, щоб дозволити декільком інтелектуальним електронним пристроям спілкуватися один з одним і диспетчерськими центрами управління. Розподілене автоматичне керування на підстанціях є одним з елементів так званої "розумної мережі", яка зазвичай включає в себе певну топологію з декількох центрів управління та моніторингу. В даному випадку є сумісне використання персонального комп'ютера за для можливості налаштування алгоритму роботи пристрою та збору і аналізу актуальної інформації параметрів струму в реальному часі.

Для того щоб підвищити зручність конфігурації та виділити простоту використання даного типу реле, необхідно налаштувати лише специфічні параметри в межах передбачуваної області застосування реле. Стандартну

конфігурацію сигналу можна змінити за допомогою локального ІЧМ, веб-ІЧМ або додаткових функціональних можливостей програмованої технології.

Веб-ІЧМ забезпечує безпечний доступ до релейного захисту через веб-браузер. Коли в пристрої захисту активується параметр Безпечний зв'язок, веб-сервер примусово встановлює безпечне підключення зв'язок, веб-сервер примусово встановлює безпечне підключення (HTTPS) до веб-ІЧМ за умови використання кодування TLS. Перевірку достовірності веб-ІЧМ може виконати Internet Explorer 8.0, 9.0, 10.0 та 11.0. Варто також відмітити, що за замовчуванням Веб-ІЧМ в реле вимкнений, тому при роботі з програмованої технологією Node-RED обов'язково необхідно ввімкнути цей режим для уникнення помилок з синхронізацією параметрів блоків Node-RED [12, 13].

Продукція ABB в сфері реле автоматичного захисту підтримує різні протоколи обміну даними, такі як MEK 61850, MEK 61850-9-2 LE, MEK 60870-5-103, Modbus® і DNP3. Для підтримки протоколу зв'язку Profibus DPV1 можна використовувати конвертер протоколів SPA-ZC 302. Ці протоколи дозволяють контролювати пристрої та отримувати оперативну інформацію. Важливо відзначити, що деякі комунікаційні функції, зокрема горизонтальний зв'язок між пристроями РЗА (релейно-захисного автомату), забезпечуються протоколом Modbus [7].

Реалізація зв'язку за протоколом Modbus підтримує всі функції контролю та управління. Крім того, за допомогою протоколу Modbus забезпечується завдання уставок, вивантаження файлів осцилограм і даних реєстратора аварійних подій. Файли осцилограм у форматі Comtrade за стандартом Modbus доступні майже у будь-якому Ethernet-додатку в тому числі й в Node-RED. ІЕП може надсилати й отримувати дискретні сигнали від інших пристроїв (так званий горизонтальний зв'язок) за протоколом Profibus DPV1 протоколу SPA-ZC 302, яким підтримується клас найвищої функціональності із загальним часом передачі в 3 мс. Крім того, ІЕП підтримує передавання та приймання аналогових подій із використанням GOOSE-повідомлень. відповідає вимогам

GOOSE щодо продуктивності в частині передавання сигналів вимкнення на розподільчих підстанціях, як визначено стандартом Modbus.

Усі комунікаційні роз'єми, за винятком порту на передній панелі, розміщуються у вбудованих модулях зв'язку (вони зазвичай замовляються додатково у фірми-поставника). Як особливість ABB REF615 можна відмітити, що пристрій можна під'єднати до систем зв'язку, що працюють за протоколом Ethernet, за допомогою роз'єму RJ-45 (100Base-TX) або волоконно-оптичного роз'єму LC (100Base-FX) [12].

1.3 Аналіз типів конфігурацій підключення об'єкту керування

Використання спільної лінії зв'язку в сучасних телеметричних системах негативно впливає на якість передачі інформації. Цей недолік пов'язаний зі збільшенням апаратної складності та зниженням швидкості отримання вичерпної інформації моніторингу досліджуваних величин з об'єкту керування.

В свою ж чергу, особливістю багатоканальної структури є об'єднання сигналів з різних каналів на передавальному кінці з подальшим їх розділенням на приймальному кінці. Зокрема, канали, які передають сигнали тільки в одному напрямку, називаються симплексними, тоді як канали, які дозволяють одночасну передачу в обох напрямках, відомі як дуплексні. Найпоширенішим прикладом є двосторонній канал зв'язку тональної частоти, який зазвичай зустрічається в таких кабелях, як телефонні та мережеві кабелі. Ці кабелі зазвичай працюють в діапазоні частот від 300 до 3400 Гц.

Також варто відзначити, що інформаційні канали зв'язку поділяються на прямі (некомутовані) та комутовані, залежно від характеру взаємодії між джерелом та об'єктом управління. Прямі канали зв'язку залишаються безперервно з'єднаними між двома точками. На відміну від них, комутовані канали вимагають ряду попередніх операцій для встановлення зв'язку між

абонентами. Як тільки передача завершується, комутоване з'єднання автоматично розривається.

Дротові лінії зв'язку є найбільш широко використовуваними каналами, що включають в себе як виділені лінії, так і ті, що служать для інших цілей. Наприклад, повітряні лінії електропередачі напругою від 35 до 500 кВ широко використовуються для передачі телевізійної інформації. Через значні перешкоди, присутні в повітряних лініях електропередачі (такі як вищі гармоніки струму промислової частоти, корони, атмосферні впливи тощо), інформація зазвичай передається у високочастотному діапазоні, що перевищує 30 кГц.

Отже, при використанні багатоканальних топологій систем передачі інформації канали лінії зв'язку з'єднуються між собою. Для того, щоб кожен вихідний сигнал дійшов до відповідного пристрою релейного захисту, необхідно розділити шляхи проходження всіх сигналів за допомогою розділення каналів (сигналів). В практичному розділі моделювання системи для полегшення цього процесу в програмному механізмі буде використовувано блоки об'єднання каналів (БОК), які в свою чергу об'єднують вхідні інформаційні сигнали досліджуваної величини від різних джерел в один канал.

Для правильної роботи топології з використанням самовідновлюваної петлі дуже важливо, щоб зовнішні комутатори мережі підтримували протокол Modbus, і щоб він був активований у цих комутаторах. В іншому разі під'єднання топології з використанням петлі може призвести до проблем мережі. Сам пристрій не підтримує виявлення переривання каналу зв'язку. Процес відновлення кільця заснований на застаріванні MAC-адрес, і події встановлення/відключення зв'язку можуть призвести до тимчасового переривання зв'язку. Для кращої роботи самовідновлюваної петлі рекомендується призначати в якості основного комутатора зовнішній комутатор, розташований якомога далі від петлі інтелектуально-електронного пристрою(ІЕП) (пріоритет моста = 0), і пріоритет моста зростає у напрямку до петлі ІЕП. Кінцеві ланки петлі ІЕП можна підключати до одного зовнішнього

комутатора або до двох суміжних зовнішніх комутаторів. Для самовідновлюваного кільця Ethernet потрібен модуль зв'язку не менше ніж із двома інтерфейсами Ethernet для всіх пристроїв [7].

На рисунку 1.6 наведено розповсюджена захисна самовідновлювальна кільцева топологія Ethernet з двома операторами:

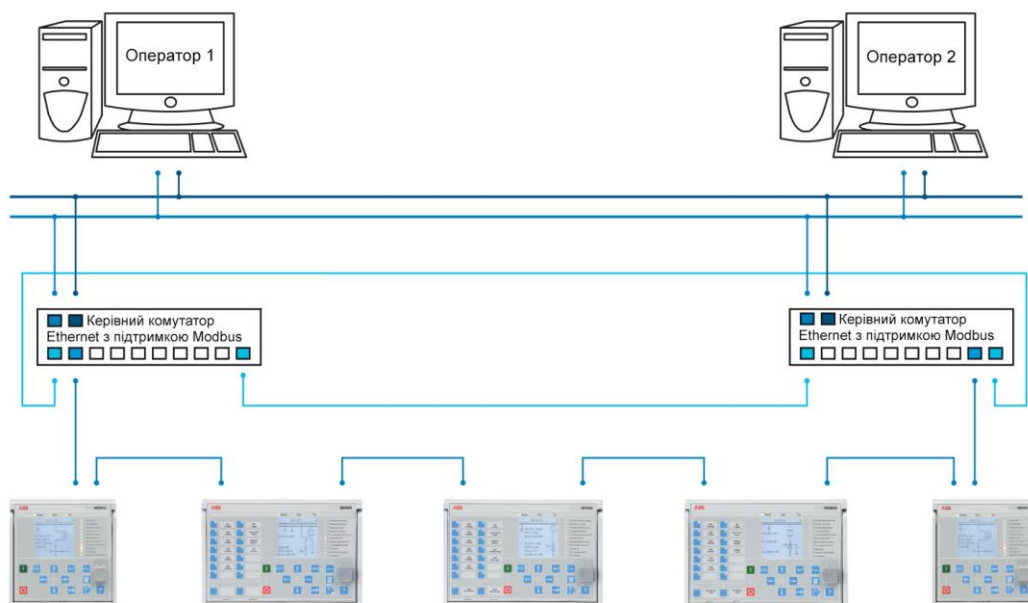


Рисунок 1.6 – Самовідновлювальна кільцева топологія Ethernet з двома операторами

Свою актуальність кільцева топологія мережі Ethernet обумовлює тим, що вона здатна підтримувати підключення до тридцяти інтелектуальних автоматичних пристроїв релейного захисту водночас. Але якщо необхідно підключити понад 30 ІЕП, рекомендується розділити мережу на кілька кільцевих мереж, у кожен з яких буде входитимуть не більше 30 ІЕП. Кожен пристрій захисту має витримку з буферизацією пакетів 50 мкс, і розмір кільця обмежений тридцятьма пристроями для виконання вимог щодо продуктивності для горизонтального зв'язку.

Стандарт Modbus забезпечує резервування мережі, що підвищує готовність системи до обміну даними на підстанції. Резервування мережі засноване на використанні двох протоколів, що доповнюють один одного,

визначених у стандарті МЕК 62439-3:2012: постійного резервування PRP і безшовного резервування високої доступності HSR [7].

В основі обох протоколів лежить дублювання всієї переданої інформації через два Ethernet порти для одного логічного мережевого з'єднання. Таким чином таким чином, обидва можуть впоратися з відмовою каналу зв'язку або комутатора з нульовим часом перемикання, що відповідає найсуворішим вимогам щодо роботи в режимі реального часу стосовно горизонтального зв'язку і синхронізації часу в системах автоматизації підстанцій.

Протокол PRP визначає, що кожен пристрій паралельно підключено до двох локальних мереж. Протокол HSR застосовує принцип PRP до кільцевих топологій і петель, що складаються з кільцевих топологій, для забезпечення економічно ефективного резервування. Таким чином, кожен пристрій містить у собі комутаційний елемент, що спрямовує інформаційні повідомлення від порту до порту. Опція HSR/PRP є для усіх пристроїв серії 615. Однак головним мінусом при використанні на реле захисту до серії RED615 є те, що вони підтримують цю опцію тільки по оптоволоконних каналах зв'язку.

Стосовно використання протоколів PRP/HSR варто зазначити, що вони мають свої визначенні та налаштуванні топології.

Кожен вузол PRP, званий вузлом із подвійним підключенням із PRP (DANP), приєднується до двох незалежних локальних мереж (LAN), що працюють паралельно. локальних мереж (LAN), що працюють паралельно. Ці паралельно працюючі мережі в PRP називаються LAN A і LAN B. Ці мережі повністю розділені для забезпечення повної незалежності під час збоїв, і можуть мати різну топологію. Обидві мережі працюють паралельно, забезпечуючи, таким чином, нульовий час відновлення і безперервний контроль резервування, щоб уникнути відмови каналу зв'язку. Не-PRP вузли, звані вузлами з одиничним підключенням (SAN), під'єднані тільки до однієї мережі (і отже, можуть зв'язуватися тільки з вузлами типу DAN і SAN, підключеними до тієї ж мережі) або підключені через інтерфейсний пристрій релейного захисту, який працює так само, як і DAN.

На рисунку 1.7 наведено одну з найпростіших топологій SCADA-системи з використанням протоколу PRP:

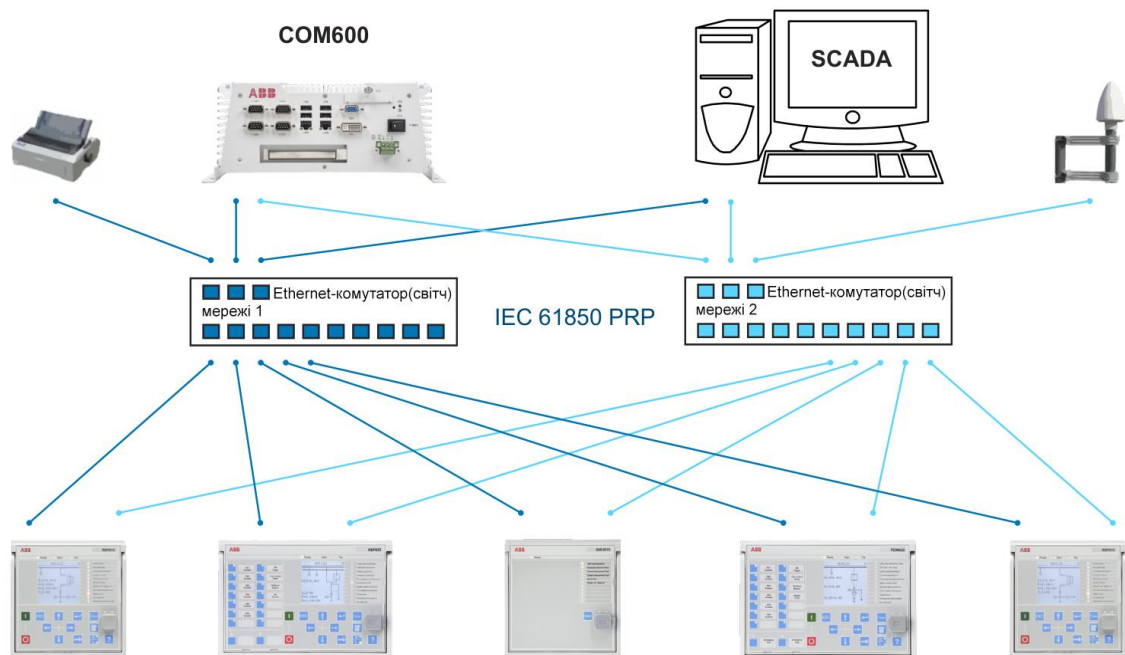


Рисунок 1.7 – Топологія SCADA-системи з використанням протоколу PRP

Якщо переносне автоматизоване робоче місце або АРМ на ПК під'єднано як вузол, який не є PRP-вузлом, до однієї з мереж PRP (LAN A або LAN B), рекомендується використовувати інтерфейсний пристрій або комутатор Ethernet з подібними функціями між PRP і SAN, щоб прибрати з повідомлень Ethernet додаткову PRP-інформацію. В деяких випадках використовувані за замовчуванням адаптери АРМ ПК не можуть обробити повідомлення Ethernet максимальної довжини з кінцевими мітками PRP. Існують різні варіанти підключення переносного АРМ або робочої станції як вузла SAN до мережі PRP [7]:

Також варто зазначити, що існують різні варіанти топологій підключення переносного АРМ або робочої станції як вузла SAN до мережі PRP:

через зовнішній інтерфейсний модуль (одним з найкращих варіантів може слугувати пристрій резервування RedBox) або комутатора(світч);

шляхом безпосереднього підключення вузла до LAN А або LAN В як вузла SAN;

шляхом підключення вузла до порту пристрою релейного захисту.

При налаштуванні топології на протоколі HSR застосовано принцип паралельної роботи PRP до одного кільця, при цьому два напрямки розглядаються як дві віртуальні мережі. Для кожного надісланого повідомлення вузол DAN посилає два повідомлення, по одному через кожен порт. Повідомлення переміщуються по кільцю в протилежних напрямках, і кожен вузол направляє повідомлення, які він отримує, з одного порту в інший. Коли вузол, який надіслав повідомлення вузол отримає повідомлення, надіслане собою, він його відкидає, щоб уникнути циклічного задвоєння повідомлень; таким чином, ніякого кільцевого протоколу не потрібно. Індивідуально підключені вузли типу SAN, як-от переносні АРМи та принтери, мають підключатися через інтерфейсний модуль, що виконує функції кільцевого елемента. Наприклад, як інтерфейсний модуль може використовуватися пристрій автоматичного релейного захисту серії 615 або 620 з підтримкою HSR.

На рисунку 1.8 наведено топологію SCADA-системи з використанням протоколу PRP:

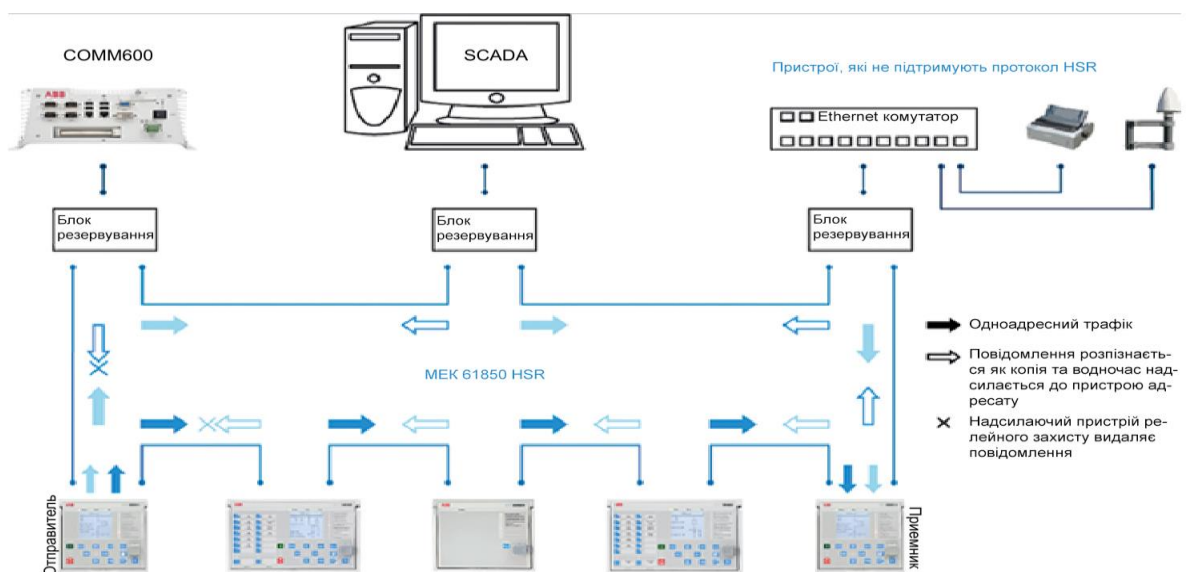


Рисунок 1.8 – Топологія SCADA-системи з використанням протоколу HSR

Шина процесу MEK 61850-9-2 визначає умови передавання вибірки результатів вимірювань у системі автоматизації підстанції. Міжнародною групою користувачів з метою сприяння реалізації та ефективній взаємодії розроблено рекомендації MEK 61850-9-2-2 LE, що регламентують особливості застосування стандарту MEK 61850-9-2 [7]. Шина процесу в режимі реального часу передає дані процесу з первинного ланцюга на всі пристрої в локальній мережі, сумісні з шиною процесу. Потім дані можуть оброблятися будь-яким пристроєм релейного захисту для виконання різних функцій захисту, автоматизації та управління.

Принцип дії розподільчого пристрою UniGear Digital полягає в використанні шини процесу разом з датчиками струму і напруги. Шина процесу забезпечує низку переваг UniGear Digital, зокрема простоту застосування завдяки зменшенню кількості проводів, універсальність завдяки доступності даних для всіх пристроїв, поліпшені діагностичні характеристики та збільшення тривалості періодів між обслуговуванням. періодів між обслуговуванням.

Шина процесу дає змогу замінити гальванічні провідні з'єднання між панелями, призначені для передачі значень напруги шинної системи, на канал зв'язку Ethernet. Передавання вибірки вимірювань по шині процесу також підвищує ймовірність виявлення помилок, оскільки переданий сигнал автоматично контролюється. Можливість використання резервованої мережі Ethernet для передавання сигналів SMV додатково сприяє доступності.

Пристрої релейного захисту серії 615 та новіше підтримують шину процесу з вибіркою аналогових величин струму(в тому числі й струмів короткого замикання) і напруги за стандартом MEK 61850. Виміряні величини передаються як значення вибірок за протоколом MEK 61850-9-2 LE, який використовує ту саму фізичну мережу Ethernet, що і станційна шина за MEK 61850-8-1 [7,12]. Передбачуване застосування вибірок - обмін цими значеннями виміряної напруги між пристроєм релейного захисту серії 615 та іншими

пристроями, оснащеними функціями контролю фазної напруги і сумісними з протоколом з номером 9-2.

На рисунку 1.9 наведено приклад спільного використання фазної напруги та контролю синхронізму за часом шиною процесу:

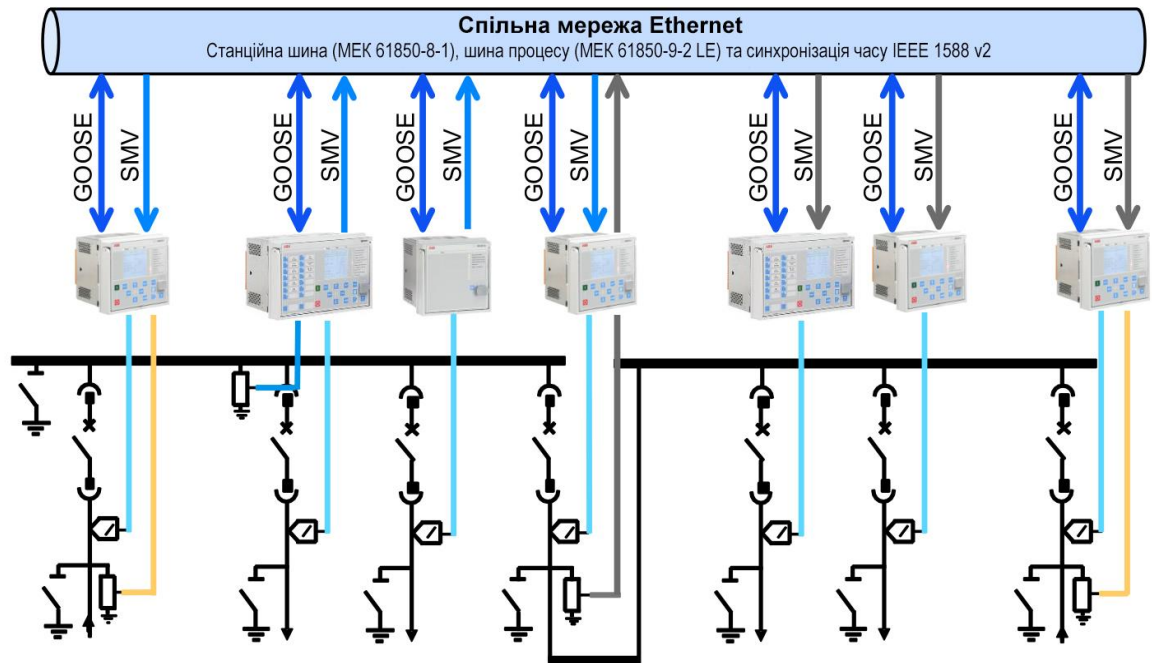


Рисунок 1.9 – Застосування спільного використання напруги та контролю синхронізму за часом шиною процесу відповідно до зазначених протоколів

Пристрої релейного захисту серії 615, що працюють на основі шини процесу, для високоточної синхронізації часу використовують описаний стандартом IEEE 1588 v2 Протокол точного часу (PTP) згідно з профілем потужності IEEE C37.238-2011. У разі використання IEEE 1588 v2 вимоги до інфраструктури вторинних з'єднань знижуються, оскільки дані синхронізації часу передаються тією самою мережею Ethernet, що й інші дані досліджуваних систем автоматичного управління (САУ).

На рисунку 1.10 наведено приклад топологій одинарної мережі з шиною процесу:

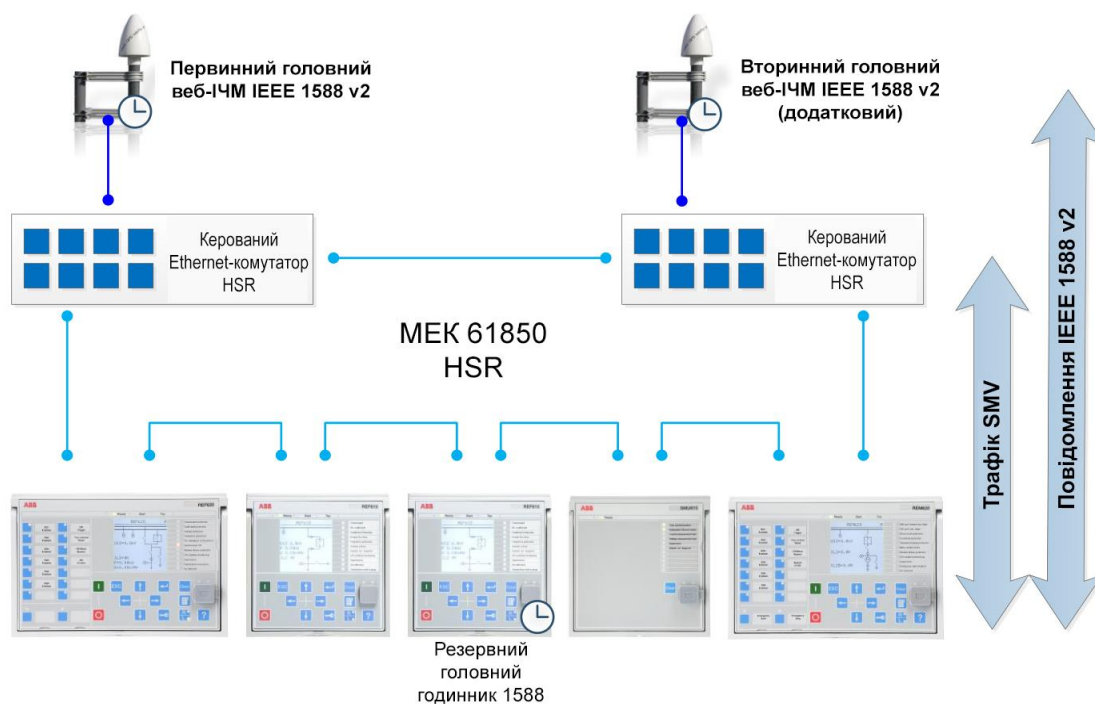


Рисунок 1.10 – Топологія одинарної мережі з шиною процесору, резервування та синхронізацією за стандартом IEEE 1588 v2

Якщо розглядати шину процесу як додаткову функцію, то можна вказати на те, що вона може встановлюватися на всі пристрої релейного захисту серії 615, які мають входи фазної напруги. Але в такому випадку обов'язковою вимогою є наявність плати зв'язку та синхронізації з підтримкою IEEE 1588 v2. Однак REF615 сумісний із цією додатковою функцією тільки в разі вибору плати зв'язку з портами для волоконно-оптичної станційної шини, тому це є вагомим мінусом для вибору топології з одинарною мережею.

Отже, безпосередньо сама реалізація з використанням Modbus підтримує RTU, ASCII та TCP/IP, а також деякі спорідненні з цими протоколи. Пристрій не лише надає стандартні функції Modbus, але також включає можливості вивантаження подій з відмітками часу, зміну групи уставок і вивантаження файлів реєстратора аварійних подій. У разі використання підключення Modbus TCP/IP, до пристрою можуть одночасно підключатися до п'яти клієнтів. Крім того, можлива паралельна робота Modbus RTU і Modbus TCP, а також, при потребі, можуть одночасно синхронно працювати МЕК 61850 та Modbus.

Виходячи з перерахованих протоколів, здійснимо порівняння інтерфейсів/протоколів в вигляді таблиці.

В таблиці 1.1 наведено перелік підтримуваних інтерфейсів/протоколів пристроєм релейного автоматичного захисту ABB REF615:

Таблиця 1.1 – Підтримка інтерфейсів/протоколів ПРЗ ABB REF615

Інтерфейси/ протоколи	Ethernet		Послідовний	
	100BASE- TX RJ-45	100BASE- FX LC	RS-232/RS- 485	Оптоволоконний ST
МЕК 61850-8-1	+	+	-	-
МЕК 61850-9-2 LE	+	+	-	-
MODBUS RTU/ASCII	-	-	+	+
MODBUS TCP/IP	+	+	-	-
DNP3(послідовний)	-	-	+	+
DNP3 TCP/IP	+	+	-	-
МЕК 60870-5-103	-	-	+	+

Так, виходячи з наведених порівняльних характеристик, протокол Modbus TCP/IP підтримує підключення за допомогою Ethernet при зазначених в таблиці інтерфейсах які підтримуються ПРЗ, то найвигіднішим рішенням буде вибір саме протоколу Modbus TCP/IP. Також варто відмітити, виходячи з вибраного середовища розробки програмного механізму, що протокол Modbus має можливість налаштування за допомогою відповідних блоків бібліотеки, яка встановлюється в Node-RED.

1.4 Мета та завдання роботи

Мета роботи – модернізація системи моніторингу та регулювання значеннями фазовими струмами електричної підстанції, що застережить

виникнення аварійних ситуацій та забезпечить нормовані показники на основі розробленого програмованого механізму в середовищі Node –RED.

Для досягнення мети потрібно вирішення наступних завдань:

1) Виконати аналіз типів систем електропідстанцій та охарактеризувати їх для визначення об'єкту керування.

2) Провівши аналіз електросистем, визначити пристрій релейного захисту та використовувану конфігурацію налаштування об'єкту керування системи для моніторингу та аналізу інформації значень параметрів струмів короткого замикання та фазної напруги.

3) За допомогою FBD-програмування в середовищі Node–RED налаштувати програмну та графічну частини системи моніторингу та аналізу.

Висновки до розділу 1

- 1) Виконано аналіз типів електросистем та їх можливих різновидів виходячи з точки зору предметної галузі.
- 2) Визначено, що об'єктом керування виступає пристрій релейного автоматичного захисту. Визначено можливі різновиди топологій підключення та доцільність використання наведених протоколів.
- 3) Виходячи з проведеного аналізу предметної галузі та об'єкту керування визначив, які саме недоліки має електросистема:
 - неопосередкована точність обчислення величин, яка обумовлена відсутністю автоматизації збору інформації зі зміни параметрів в реальному часі;
 - використання різнопланових типів конфігурації мережі, без використання програмованих пристроїв РЗА;
 - при відсутності автоматизованого моніторингу виникає необхідність приймання участі оператора, який буде вводити певні міри у разі виникнення аварійних ситуацій тощо.

2 ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО МОНІТОРИНГУ ТА КОНТРОЛЮ

2.1 Обґрунтування модернізації та алгоритму автоматизації електросистеми

Існуючі електросистеми автоматизованого моніторингу та контролю зміни параметрів величин струмів короткого замикання та фазної напруги мають ті самі недоліки, які потребують модернізації як результаті ускладнення процесу збору інформації та аналізу впливу на безпеку роботи системи зміни досліджуваних величин. Зазвичай компоненти системи розділенні навантаженням між трансформаторами при використанні спільного розімкненого секційного вимикача: на один такий трансформатор може приходити до 8 абонентських підключень з максимальним навантаженням до 5 МВА. В результаті даного недоліку створюється перевантаження на мережу, що в свою чергу призводить до збільшення виходу з ладу компонентів системи та збільшенню аварійних ситуацій в цілому.

Для модернізації системи в рамках уникнення виникнення критичних значень величини струмів короткого замикання, пропонується ввести в електросистему пристрій автоматичного релейного захисту, який безпосередньо вмонтовується в шафу(панель) релейно-автоматичного захисту Т-1.

Тобто, при впровадженні даного пристрою в загальну систему електричної підстанції маємо підвищення зв'язності та, як результат, зниження часу отримання телеметричної інформації на ділянці розподільчої електромережі та впровадження необхідних мір для усунення аварійних ситуацій. Це забезпечить стабілізацію струмів на силовому електрообладнанні. В практичному сенсі передбачається реалізація програмованого механізму підсистеми автоматичного регулювання на РЗА АBB-REF615. Спроектований

програмований механізм системи моніторингу та контролю даних може бути застосований в будь-якій конфігурації електросистеми для підключення до пристроїв автоматичного релейного захисту.

2.2 Принципова електрична схема системи

Як приклад приведена типова знижувальна трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Шевченко» з вузловою схемою приєднання [8].

На рисунку 2.1 наведено функціональну схему.

Електропідстанція підключена до двох ліній напругою по 35 кВ – це «10 Вентиляційний стовбур» (загальна довжина ≈ 28 км) та «Пилопригнічення» (загальна довжина ≈ 37 -38 км). Також варто відмітити, що обидві лінії мережі включають в себе ділянки різного виконання (типів надземного(повітря) та підземного (кабель)), але мають відповідні контури підключення.

Мережеві шини 10 кВ підключені через два трансформатори типів:

- ТД–5000/35.5/11;
- ТДН–15000/35/10.5;

Кожен з трансформаторів підключено через вимикач ВМП-10-1000-20.

Секціонування шин 10 кВ виконано вимикачем ВМП–10П. Загалом до шин 10 кВ підключено 28 приєднань [8]. Кожне приєднання обладнане наступними компонентами:

- ВМП-10, вимикач масляний;
- РВЗ-10/600, роз'єднувач з 3 заземлювачами;
- ВТС РЛНД-10/400, роз'єднувач зовнішньої установки поворотного типу.

Рисунок 2.1 – Принципова схема електричних з’єднання елементів електричної підстанції «Шевченко»

2.3 Аналіз трансформаторного обладнання електропідстанції

Зазвичай при відсутності запасних ланцюгів мереж нижчої фазної напруги, потужність кожного трансформатору визначають в діапазоні 0,65-0,7 від $S_{\max}$. Потужність підключення так само відповідає 0.6 МВА. При виконанні перевірки розділимо навантаження між трансформаторами за умови розімкненого секційного вимикача. Таким чином, трансформатор S_1 (ТД-5000/35.5/11) буде жити 8 підключень з максимальною потужністю $S_{\max 1}$, яка становить 4.8 МВА, а трансформатор S_2 (ТДН-15000/35/10.5) також буде мати 8 підключень з максимальною потужністю $S_{\max 2}$, що складає 15 МВА.

Як було вже зазначено вище, на підстанції «Шевченко» встановлені понижувальні трансформатори [8] для забезпечення живлення мешканців міста.

В таблиці 2.1 наведено технічні дані трансформаторів підстанції:

Таблиця 2.1 – Технічні дані трансформаторів

	$S_{\text{ном}}$, МВА	Межі регулювання, %	$U_{\text{ном}}$, кВ		u_k , %	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %
			ВН	НН				
ТД- 5000/35.5/11	5	$\pm 2 \times 2,5$	35,5	11	7,5	57	18,5	4,5
ТДН- 15000/35/10.5	15	$\pm 4 \times 2,5$	35	10,5	8	122	39	3

Отже, потужність трансформаторів була обрана таким чином, що при відключенні трансформатора S_2 потужність трансформатора S_1 не буде достатньою для живлення всіх підключень. Однак для абонентів, підключених до окремих секцій трансформаторів, потужності буде достатньо.

2.4 Обчислення допустимих струмів короткого замикання

Власне для проведення розрахунку короткого замикання виберемо найгірший варіант, а саме трифазне коротке замикання на мережевих шинах після трансформаторів при ввімкненому секційному масляному вимикачі.

На рисунку 2.2 наведено схему заміщення для розрахунків струмів короткого замикання:

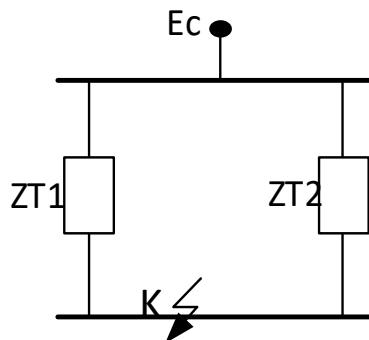


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунків струмів короткого замикання

Зазначимо базисні значення, серед яких визначенні:

$$U_{\phi} = 10,5 \text{ кВ}; S_{\phi} = 5 \text{ МВА}; E^* = 1,1 \text{ в.о.}; \quad (2.1)$$

Для спрощення розрахунків опори трансформаторів будемо визначати, використовуючи лише їх реактивний опір. Опір знижувальних трансформаторів розраховується за формулами [9]:

$$x_{m1} = \frac{U_{\kappa.m1} \cdot S_{\phi}}{100 \cdot S_{н.m2}} = \frac{7,5 \cdot 5}{100 \cdot 15} = 0,075 \text{ в.о.} \quad (2.2)$$

$$x_{m2} = \frac{U_{\kappa.m2} \cdot S_{\phi}}{100 \cdot S_{н.m2}} = \frac{8 \cdot 5}{100 \cdot 15} = 0,027 \text{ в.о.} \quad (2.3)$$

Далі, відповідно до схеми заміщення, знайдемо еквівалентний опір:

$$x_e = \frac{x_{m1} \cdot x_{m2}}{x_{m1} + x_{m2}} = \frac{0,075 \cdot 0,027}{0,075 + 0,027} = 0,02 \text{ в.о.} \quad (2.4)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,275 \text{ кА} \quad (2.5)$$

$$I_{n0*} = \frac{E_*}{x_{\bar{e}}} = \frac{1,1}{0,02} = 55,917 \text{ в.о.} \quad (2.6)$$

$$I_{n0} = I_{\bar{o}} \cdot I_{n0*} = 0,275 \cdot 55,917 = 15,373 \text{ кА} \quad (2.7)$$

Також необхідно розрахувати величину значення ударного струму для мережевої шини напруги 10,5 кВ (сторона низької напруги трансформаторів) [8].

Зазначимо базисні значення, серед яких визначенні:

$$k_{y\partial} = 1,85; T_a = 0,06 \text{ с}; \quad (2.8)$$

Отже, маємо наступне значення струму $i_{y\partial}$:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 15,373 = 40,221 \text{ кА} \quad (2.9)$$

2.5 Вибір розподільного вимикача в ланцюгу трансформаторів

Розподільний вимикач в ланцюгу трансформаторів визначено відносно напруги встановлення $U_{\text{вст}}$ та за усталеним струмом короткого замикання у відповідності з умовами для знижувальних трансформаторів [9].

В ланцюгу трансформаторів встановлено масляний вимикач ВМП-10-1000-20.

На рисунку 2.3 наведено зовнішній вигляд масляного вимикача ВМП-10:



Рисунок 2.3 – Масляний вимикач типу ВМП-10

Відповідно до технічних характеристик масляного вимикач типу ВМП-10 наведених в додатку Б, приведено допустимі критичні параметри вимикача.

В таблиці 2.2 наведено порівняння отриманих розрахункових з паспортними даними вимикача:

Таблиця 2.2 – Порівняння розрахункових, каталожних та допустимих параметрів вимикача

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови перевірки
$U_{вст}=10.5 \text{ кВ}$	$U_{макс}=11.5 \text{ кВ},$	$U_{вст} \leq U_{макс}$ $10.5 \text{ кВ} < 11.5 \text{ кВ}$
$I_{обв}=868 \text{ А}$	$I_{н}=1000 \text{ А}$	$I_{обв} \leq I_{н}$ $868 \text{ А} < 1000 \text{ А}$
$I_{по}=15.14 \text{ кА}$	$I_{від}=20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{від}$ $15.14 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$
$i_{уд}=36.71 \text{ кА}$	$i_{дин}=52 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$ $36.71 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$
$B_{к,розр}=166.876 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к,розр} \leq I_T^2 \cdot t_T$ $160.454 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.6 Вибір розподільного вимикача в ланцюгу відгалуження

Аналогічно до вибору розподільного вимикача в ланцюгу трансформаторів, так само вибрано розподільний вимикач в ланцюгу відгалуження відносно до напруги встановлення $U_{\text{вст}}$ та за усталеним струмом короткого замикання у відповідності з умовами для знижувальних трансформаторів [9].

В ланцюгу відгалуження встановлено масляний вимикач ВМП-10-630-20. Так само як і в ланцюгу трансформаторів, відповідно до технічних характеристик наведених в додатку В, приведемо допустимі критичні параметри вимикача.

В таблиці 2.3 наведено порівняння отриманих розрахункових з паспортними даними вимикача:

Таблиця 2.3 – Порівняння розрахункових, каталожних та допустимих параметрів вимикача

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови перевірки
$U_{\text{вст}}=10.5 \text{ кВ}$	$U_{\text{макс}}=11.5 \text{ кВ},$	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{макс}}$ $10.5 \text{ кВ} < 11.5 \text{ кВ}$
$I_{\text{обв}}=35 \text{ А}$	$I_{\text{н}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{обв}} \leq I_{\text{н}}$ $35 \text{ А} < 1000 \text{ А}$
$I_{\text{по}}=15.14 \text{ кА}$	$I_{\text{від}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{від}}$ $15.14 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}=36.71 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$ $36.71 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$
$B_{\text{к,розр}}=166.876 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,розр}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$ $166.876 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.7 Вибір роз'єднувача на стороні низької напруги шини 10 кВ

Роз'єднувач на стороні низької напруги шини 10 кВ так само вибрано відносно до напруги встановлення $U_{вст}$ та за усталеним струмом короткого замикання у відповідності з умовами для знижувальних трансформаторів [9].

На стороні низької напруги шини 10 кВ встановлено роз'єднувач РВЗ-10/600 з 3 заземлювачами.

На рисунку 2.4 наведено зовнішній вигляд роз'єднувача РВЗ-10/600 з 3 заземлювачами:

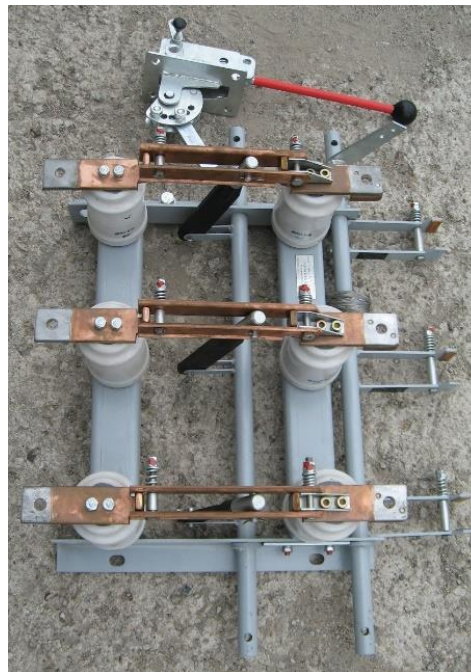


Рисунок 2.4 – Роз'єднувач РВЗ-10/600 з 3 заземлювачами

Відповідно до технічних характеристик наведених в додатку Г, приведено критичні параметри вимикача.

В таблиці 2.4 наведено порівняння отриманих розрахункових з паспортними даними роз'єднувача з заземлювачами:

Таблиця 2.4 – Порівняння розрахункових, каталожних та допустимих параметрів роз'єднувача

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови перевірки
$U_{\text{вст}}=10.5 \text{ кВ}$	$U_{\text{макс}}=12 \text{ кВ},$	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{макс}}$ $10.5 \text{ кВ} < 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{обв}}=35 \text{ А}$	$I_{\text{н}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{обв}} \leq I_{\text{н}}$ $35 \text{ А} < 600 \text{ А}$
$I_{\text{по}}=15.14 \text{ кА}$	$I_{\text{від}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{від}}$ $15.14 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 36.71 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$ $36.71 \text{ кА} < 51 \text{ кА}$
$B_{\text{к,розр}} = 412.595 \text{ ка}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1200 \text{ ка}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,розр}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$ $412.595 \text{ ка}^2 \cdot \text{с}$ $< 1200 \text{ ка}^2 \cdot \text{с}$

2.8 Аналіз існуючого рішення релейного захисту та автоматики

Пристрій серії RET 670 від компанії ABB використовується для захисту трансформаторів та автоматизації. RET 670 є продуктом серії захисних реле, розроблених для надійного та ефективного захисту електричних систем. Він забезпечує захист трансформаторів від різних типів перевантажень, коротких замикань, втрати фази та інших небезпечних станів. Крім того, RET 670 пропонує функціональні можливості автоматизації, які дозволяють керувати та координувати операції електричних систем для оптимізації роботи мережі. Цей пристрій є надійним і широко використовується в галузі електроенергетики. Пристрій призначений для налаштування правильного протиаварійного функціонування в умовах широкої зміни частоти електросистеми під час

анормальних режимів, а також у перехідних режимах вмикання/вимикання генератора, потужного двигуна тощо.

На рисунку 2.5 наведено зовнішній вигляд панелі керування пристрою:



Рисунок 2.5 – Панель керування РЗА ABB RET 670

Зазначається, що розглядуваний пристрій забезпечує швидкодіючий і селективний захист, моніторинг і управління різними типами трансформаторів, такими як дво- і триобмоткові трансформатори, автотрансформатори, блоки генератор-трансформатор, фазорегулятори, спеціальні трансформатори для застосування в залізничній промисловості та шунтувальні реактори. Цей пристрій призначений для надійного функціонування в умовах широкої зміни частоти електричної системи під час аномальних режимів, а також в перехідних режимах, наприклад, під час вмикання або вимикання генератора або потужного двигуна. [13].

Серед інших РЗА даний пристрій виділяється наступними головними характеристиками:

- RET670 пропонує чотири заводські конфігурації з можливістю використання схем з одним або декількома вимикачами.

- Цей пристрій може бути використаний для захисту різних типів обладнання, таких як силові трансформатори, автотрансформатори, шунтуючі реактори, ошиновки, блоки генератор-трансформатор та фазорегулятори.
- RET670 має можливість забезпечувати диференціальний захист для автотрансформаторів і захист нульової послідовності.
- Пристрій також оснащений портами зв'язку Ethernet для підключення до системи контролю (АСК) за протоколом МЕК 61850-8-1.

2.9 Вибір пристрою релейного автоматичного захисту

REF615 є багатофункціональним пристроєм, який призначений для керування та захисту фідерів. Він забезпечує захист, керування вимірюванням та моніторинг в електросистемах загального користування та промислових електросистемах REF615 належить до сімейства пристроїв Relion® від компанії ABB і входить в серію 615, що включає пристрої релейного захисту та автоматики. Ці інтелектуальні пристрої серії 615 відрізняються компактним дизайном та модульною структурою. Варто відзначити, що серія 615 розроблена з нуля з метою повного використання можливостей стандарту Modbus TCP/IP щодо обміну інформацією та функціональної взаємодії між пристроями автоматизації підстанції.

Пристрій РЗА може вмонтовуватись як в радіальні, кільцеві, замкнуті а також в тупикові [6] розподільних мережі трансформаторних електропідстанцій [12].

На рисунку 2.6 наведено зовнішній вигляд пристрою РЗА:

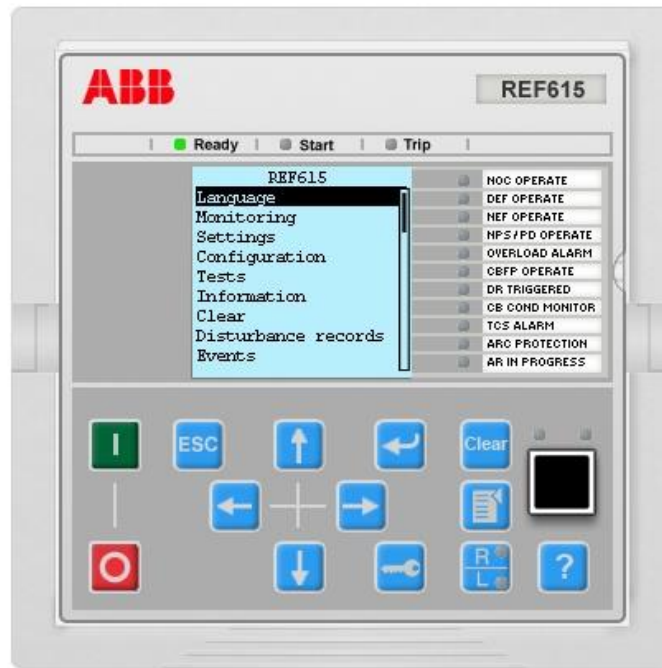


Рисунок 2.6 – Панель керування РЗА ABB REF615

Основні функції пристрою можуть бути реалізовані в різних конфігураціях [12]. Серед цих функцій можна виділити:

- Функції захисту та вимірів на основі контролю напруги та частоти, що дозволяють виконувати захисні функції та вимірювання з використанням контролю напруги та частоти;
- Контроль якості електроенергії, який дозволяє вимірювати та аналізувати різні параметри електроенергії для моніторингу та оцінки її якості;
- Направлений захист від замикань на землю, що дозволяє виявляти та реагувати на замикання на землю у визначеному напрямку.
- Направлений захист від замикань на землю на основі виміру фазної напруги, що дозволяє виявити та реагувати на замикання на землю з використанням вимірювань фазної напруги.
- Ненаправлений максимально-струмовий захист, який забезпечує захист від перевищення максимального струму.
- Високоомний диференційний захист, який забезпечує виявлення і захист від диференційних струмів високої величини.

Як вже було зазначено в першому розділі, серед можливих протоколів та інтерфейсів на пристрої ABB REF615 найчастіше використовують наступні:

- Modbus TCP/IP чи RTU/ASCII;
- IEC 60870-5-103;
- DNP3 TCP/IP або послідовний зв'язок;
- Здатність до вимірювання RTD/mA та забезпечення багатофункціонального захисту;
- IEC 61850-9-2 LE для передачі вибірок досліджуваних даних;
- IEEE 1588 v2 для можливості синхронізації часу.

В залежності від обраної стандартної конфігурації, РЗА може бути обладнаний різними входами для забезпечення захисту від замикань на землю. Одна з можливих конфігурацій включає три входи фазних струмів і один вхід струму нульової послідовності для ненаправленого захисту. У іншій конфігурації пристрій автоматичного релейного захисту може мати три входи фазних струмів, один вхід струму нульової послідовності і один вхід напруги нейтралі для спрямованого захисту від можливих замикань на землю.

На рисунку 2.7 наведена принципова схема пристрою РЗА ABB REF615 [6] з подальшим трифазним включенням в панель релейного захисту Т-1 вказаній в принциповій схемі (рис. 1.1):

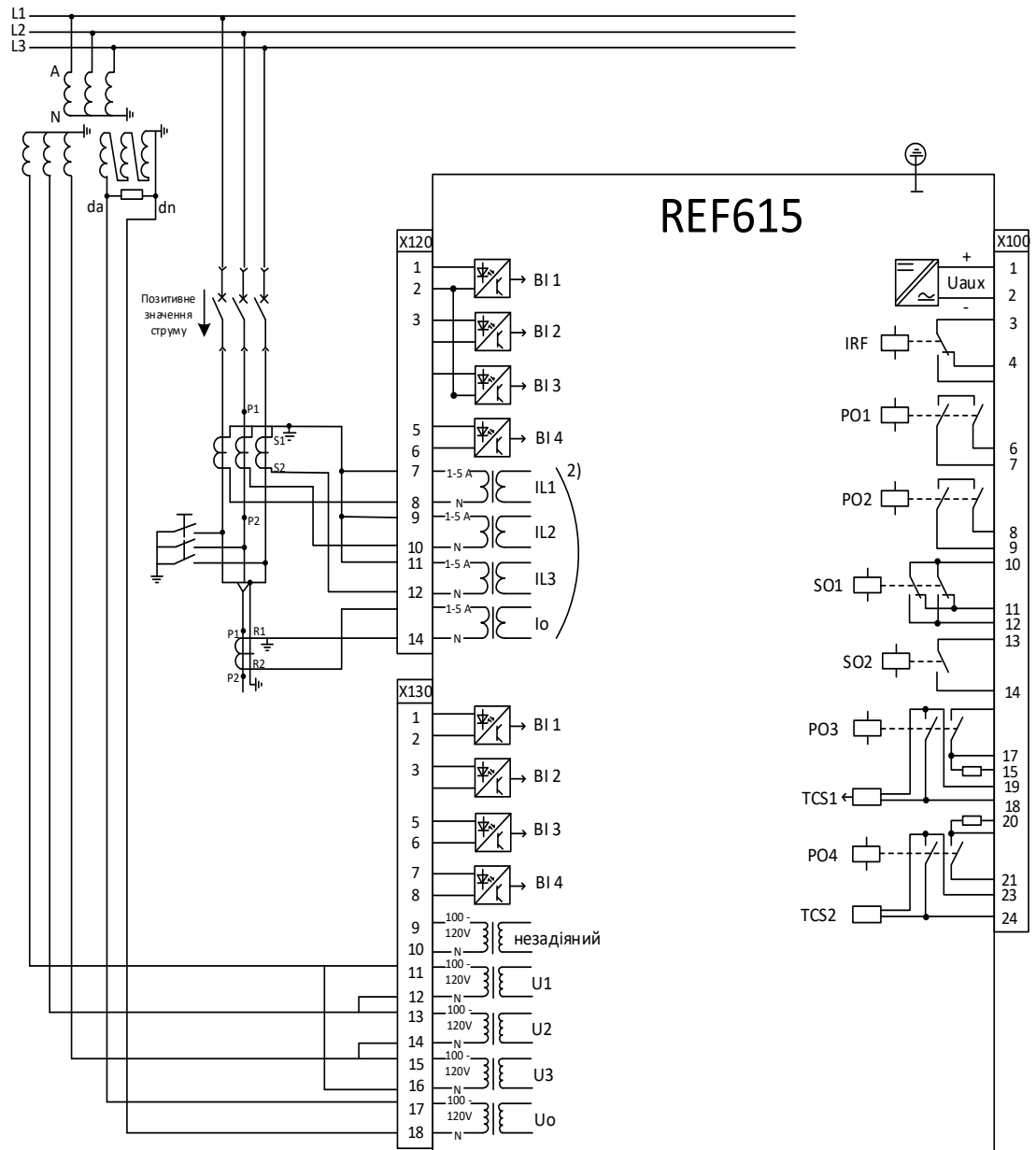


Рисунок 2.7 – Принципова схема пристрою РЗА АВВ REF615

Висновки до розділу 2

- 1) Спроектовано модернізовану принципову схему автоматичної системи моніторингу та контролю стану системи з об'єктом керування РЗА.
- 2) Здійснено розрахунки впливу струмів і навантажень на складових компонентах системи та порівняно отримані формульні значення зі значеннями технічних паспортних даних.

3) Отримано список релейних пристроїв та мікропроцесорної автоматики, зокрема ABB REF615, які мають можливість налаштовуватись для моніторингу та збору інформації в реальному часі за допомогою мережі Ethernet та протоколу Modbus TCP/IP.

4) На підставі дослідженої інформації можна зробити висновок, що збір режимної інформації на основі протоколу Modbus TCP/IP з електропідстанції 35/10 кВ може здійснюватись за допомогою підключення до пристрою автоматичного релейного захисту ABB-REF615 з використанням середовища програмування FBD Node-RED.

3 МОДЕЛЮВАННЯ МОДЕРНІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО МОНІТОРИНГУ ТА КОНТРОЛЮ В NODE- RED

3.1 Структура схеми інформаційних зв'язків

Зазвичай всі схеми інформаційних зв'язків в галузі електроенергетики мають містити визначене відповідне технічне обладнання для збору вимірювання досліджуваних параметрів та безпосередньо використовуваний налаштований програмний механізм, який в свою чергу виконує моніторинг та контроль даних величин та передачу інформації від серверу до бази даних.

На рисунку 3.1 наведено впроваджену структуру схеми інформаційних зв'язків, яка є результатом синхронізації роботи технічного обладнання та програмного механізму:



Рисунок 3.1 – Структура схеми інформаційних зв'язків

До зазначеної схеми входять наступні вказані компоненти системи:

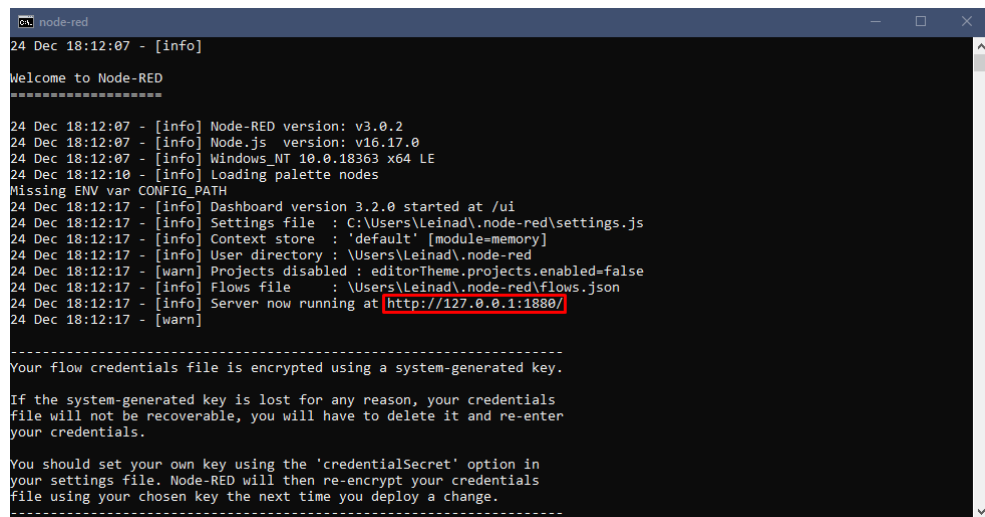
- Пристрої автоматичного релейного захисту(сенсори) обладнані мікроконтролером, які використовуються для вимірювання досліджуваних величин, їхньої первинного моніторингу та для тимчасового зберігання інформації проаналізованої величини в пам'ять пристрою;
- Середовище передачі надходжуваної інформації з пристроїв РЗА по налаштованим каналам зв'язка (вузлам в сервері Node-RED);
- Сервер Node-RED(програмний механізм) з синхронізованими до нього графічно-візуальними веб-додатками та базою даною зберігання та контролю інформацією досліджуваної величини.

Ефективність даної схеми полягає від синхронізації пристрою автоматичного релейного захисту з сервером Node-RED та його доповненнями, який налаштовано для моніторингу та контролю інформації. В даній роботі особливу увагу також приділено швидкодії та точності отримання та передачі даних між компонентами схеми.

3.2 Ініціалізація серверу Node-RED

Після встановлення зазначеного програмного забезпечення, за допомогою Windows провідника виконаємо запуск командного рядку. Далі необхідно безпосередньо ввести команду `node-red -v` для того, щоб ініціалізувати старт серверу Node-RED за адресою `http://127.0.0.1:1880`. Зазвичай достатньо тільки цієї команди, але інколи можуть виникнути помилки при запуску роботи сервера, тому варто спробувати ввести поступово наступні три команди: `node --version && npm --version, npm install -g --unsafe-perm node-red` та `node-red`.

На рисунку 3.2 наведено успішну ініціалізацію запуску роботи сервера програмованої технології NodeRED:



```

node-red
24 Dec 18:12:07 - [info]
Welcome to Node-RED
=====
24 Dec 18:12:07 - [info] Node-RED version: v3.0.2
24 Dec 18:12:07 - [info] Node.js version: v16.17.0
24 Dec 18:12:07 - [info] Windows_NT 10.0.18363 x64 LE
24 Dec 18:12:10 - [info] Loading palette nodes
Missing ENV var CONFIG_PATH
24 Dec 18:12:17 - [info] Dashboard version 3.2.0 started at /ui
24 Dec 18:12:17 - [info] Settings file : C:\Users\Leinad\.node-red\settings.js
24 Dec 18:12:17 - [info] Context store : 'default' [module=memory]
24 Dec 18:12:17 - [info] User directory : \Users\Leinad\.node-red
24 Dec 18:12:17 - [warn] Projects disabled : editorTheme.projects.enabled=false
24 Dec 18:12:17 - [info] Flows file : \Users\Leinad\.node-red\flows.json
24 Dec 18:12:17 - [info] Server now running at http://127.0.0.1:1880
24 Dec 18:12:17 - [warn]

-----
Your flow credentials file is encrypted using a system-generated key.

If the system-generated key is lost for any reason, your credentials
file will not be recoverable, you will have to delete it and re-enter
your credentials.

You should set your own key using the 'credentialSecret' option in
your settings file. Node-RED will then re-encrypt your credentials
file using your chosen key the next time you deploy a change.
-----

```

Рисунок 3.2 – Консоль командного рядка з успішною ініціалізацією запуску серверу з робочим полем Node-RED

На рисунку 3.3 наведено робоче поле та панель з програмованими блоками :



Рисунок 3.3 – Робоче поле Node-RED

Щоб налагодити роботу з протоколом Modbus та веб-додатками доступними для виведення графічних звітів інформації роботи побудованої системи, обов'язково потрібно встановити оновленні бібліотеки. Для цього необхідно в верхньому правому куту вибрати кнопку у вигляді трьох

горизонтальних ліній та у з'явившомуся списку вибрати «Manage Pallet» (також це вікно можна визвати за допомогою комбінації клавіш Alt+Shift+p). В полі пошуку необхідно ввести наступні назви бібліотек додатків:

- Бібліотека для роботи з протоколом передачі даних Modbus «node-red-contrib-modbus» (версія 5.25.0) [14];
- Бібліотека побудови графічного інтерфейсу для виведення поточної інформації для оператора «node-red-dashboard» (версія 3.3.1) [15];
- Бібліотека підключення до баз даних Microsoft SQL Server «node-red-contrib-mssql-plus» (версія 0.7.3 або 0.7.7).

3.3 Налаштування вузла програмованих блоків для роботи з пристроєм ABB-REF615

Після встановлення бібліотеки «node-red-contrib-modbus» з переліку доступних блоків-вузлів вибираємо «Modbus-Read» який буде безпосередньо налаштовувати конфігурацію роботи пристрою релейного захисту в системі моніторингу.

На рисунку 3.4 наведено доступні блоки-вузли та сам блок налаштувань «Modbus-Read», які надаються встановленою бібліотекою:

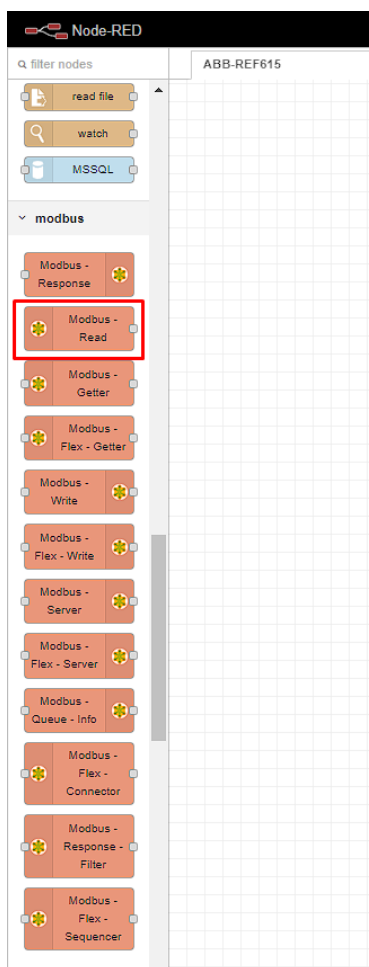
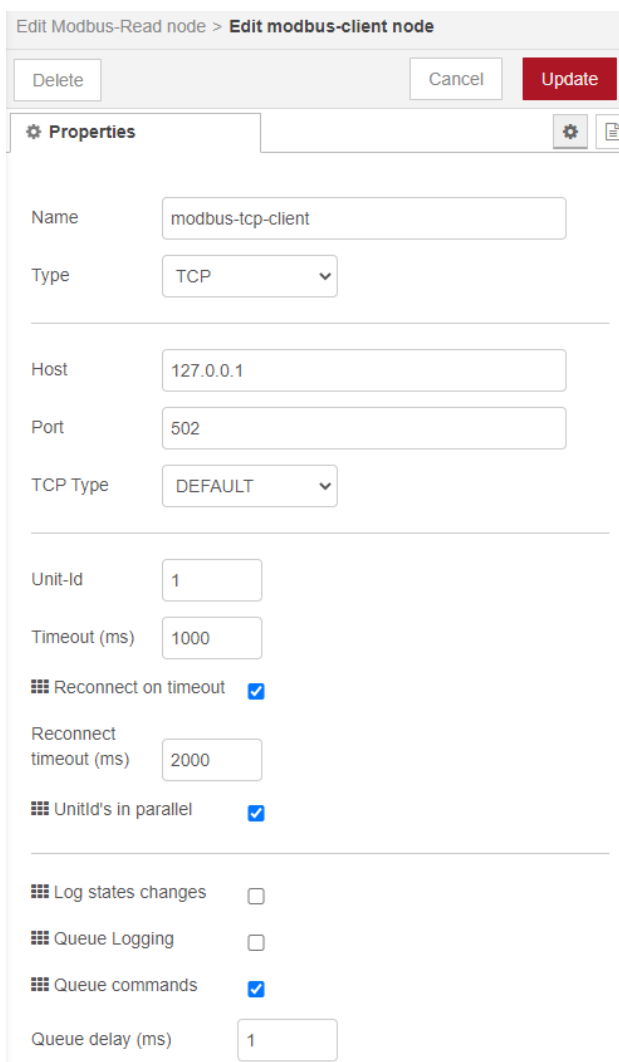


Рисунок 3.4 – Доступні блоки бібліотеки «node-red-contrib-modbus»

Вибравши блок керування та перейшовши у вікно налаштування зазначаємо відповідні значення для синхронізації з сервером Node-RED.

На рисунку 3.5 наведено вікно конфігурації «Modbus-client» для синхронізації з сервером Node-RED:



Edit Modbus-Read node > Edit modbus-client node

Delete Cancel Update

Properties

Name: modbus-tcp-client

Type: TCP

Host: 127.0.0.1

Port: 502

TCP Type: DEFAULT

Unit-Id: 1

Timeout (ms): 1000

Reconnect on timeout: ☒

Reconnect timeout (ms): 2000

UnitId's in parallel: ☒

Log states changes: ☐

Queue Logging: ☐

Queue commands: ☒

Queue delay (ms): 1

Рисунок 3.5 – Вікно конфігурації «Modbus-client»

З наведеного рисунка 3.5 вікна конфігурації «Modbus-client» для протоколу Modbus TCP/IP налаштовуються наступні параметри:

- Host IP-адреса об'єкту керування, налаштовується в пристрої релейного захисту та відповідає IP-адресі серверу, що забезпечує синхронізацію налаштувань пристрою з системою моніторингу;
- Port – визначений порт TCP, який як й значення Host налаштовується в пристрої релейного захисту;
- Unit-id – номер послідовності підключення пристрою у вибраній топології;
- Timeout – затримка перепідключення при запуску роботи серверу системи;

- Reconnect – кількість (частота) спроб пристрою на повторне підключення при втраті зв'язку з сервером.

Варто також відмітити, що кількість блоків «Modbus-Read» на один пристрій релейного захисту складає як мінімум два незалежних один від одного вузла в загальній системі: вузол зчитування/запису для числових параметрів струму короткого замикання та вузол зчитування числових параметрів фазної напруги. Обидва параметри постійно змінюються в реальному часі тому існує необхідність створення вибірки нормованих числових значень, згідно з якими буде порівнюватись реальний стан системи.

3.4 Налаштування вузла збору інформації з ABB-REF615

Щоб налагодити автоматичний вивід зчитування змісту регістрів пристрою необхідно використати блок зчитування «Modbus-Read».

На рисунку 3.6 наведені налаштування блоку зчитування для моніторингу значень струму короткого замикання (аналогічно цьому блоку налаштовується такий ж самий блок наведений на рисунку 3.7 але для значень фазної напруги в електросистемі):

Edit Modbus-Read node

Delete Cancel Done

Properties

Settings Options

Name ABB-REF615 Current measurement

Topic Topic

Unit-Id

FC FC 1: Read Coil Status

Address 138

Quantity 3

Poll Rate 1 second(s)

Delay on start ☐

Server modbus-tcp-client

Рисунок 3.6 – Вікно налаштування блоку «Modbus-Read» Current measurement

Edit Modbus-Read node

Delete Cancel Done

Properties

Settings Options

Name ABB-REF615 Voltage measurement

Topic Topic

Unit-Id

FC FC 1: Read Coil Status

Address 138

Quantity 3

Poll Rate 1 second(s)

Delay to activate input ☐

Server modbus-tcp-client

Рисунок 3.7 – Вікно налаштування блоку «Modbus-Read» Voltage measurement

У вікні блоку надані поля наступних властивостей та налаштувань:

- FC(Current Functions) – одна з поточних функцій зчитування відповідних параметрів протоколу Modbus TCP/IP. В даному випадку для зчитування значень струмів короткого замикання підходить функція типу «Стан Котушки»(Coil Status);
- Address – задана початкова адреса регістру зчитування вхідної інформації значень величини (задається у визначеному діапазоні від 0 до 65535 та відповідає адресі діючого серверу Node–RED);
- Quantity – визначена чисельна кількість регістрів зчитування вхідної інформації значень величини (задається у визначеному діапазоні від 0 до 1 до 65535 та відповідає адресі діючого серверу Node–RED);
- Poll Rate – кількість надісланих запитів в секунду з пристрою релейного захисту на отримання актуальної інформації стосовно числового значення величини;
- Server – згенероване посилання серверу для синхронізації з «Modbus-Client».

Для синхронізації з блоком «Modbus-Client», у створених блоках «Modbus-Read» (перший блок ABB-REF615 Current measurement(Струмові налаштування)) налаштовано зчитування інформації з регістрів. Вибір регістрів відповідає технічній документації автоматики ABB REF615 [7], а безпосередньо в цих самих регістрах визначенні значення амплітуд фазних струмів А, В, С у зазначених одиницях (к.з.).

На виході блоку Current measurement будуть створені відповідні графічні підблоки, які відповідають зазначеним регістрам:

Елемент А – амплітуда струму фази А, відповідно до регістру №138;

Елемент В – амплітуда струму фази В, відповідно до регістру №139;

Елемент С – амплітуда струму фази С, відповідно до регістру №140;

Аналогічним чином налаштовуємо блок по напрузі «Modbus-Read» (другий блок ABB-REF615 Voltage measurement), який зчитує параметри напруги відповідно за регістрами, які так само відповідають технічній

документації ABB REF615 [7]. знаходяться виміряні значення амплітуд лінійної напруги АВ, ВС, СА відповідно.

На виході блоку Voltage measurement будуть створені відповідні графічні підблоки, які відповідають зазначеним регістрам:

Елемент АВ – амплітуда лінійної напруги АВ, відповідно до регістру №155;

Елемент ВС – амплітуда лінійної напруги ВС, відповідно до регістру №156;

Елемент СА – амплітуда лінійної напруги СА, відповідно до регістру №157;

3.5 Налаштування вузла аналізу отриманої інформації з ABB-REF615

Налаштувавши блоки збору інформації, необхідно ввести блоки обробки. Найбільш придатні для цього блоки це блоки типу «Function», які являють собою набір функцій перетворення повідомлень та керування потоком серверу. Головними вхідними і вихідними даними для цих блоків слугує зібрана інформація параметрів величин з об'єкту керування. Власно блок Function дозволяє виконувати код JavaScript для обробки повідомлень, що передаються через нього. Повідомлення передається у вигляді об'єкту з назвою msg. За замовченням він має властивість msg.payload що містить основну структуру повідомлення. Інші блоки можуть додавати до повідомлення власні властивості, які повинні бути описані у технічній документації [13,14]. Повернений функцією об'єкт-повідомлення не завжди може бути тим самим типом інформації об'єкту, який був надісланий їй. За допомогою даної бібліотеки існує можливість реалізувати будь-яку обробку отриманої інформації досліджених значень величини за допомогою числового формату обміну даних при використанні JSON(JavaScript Object Notation).

На рисунку 3.8 наведено перелік доступних блоків з бібліотеки «Function»:

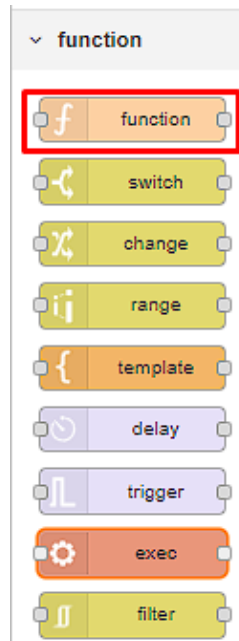


Рисунок 3.8 – Доступні блоки бібліотеки «Function» з власне самим блоком «Function»

Для того, щоб оператор міг оцінити поточну ситуацію згідно з актуальними значеннями струмів і напруги та завдати відповідних налаштувань, існує необхідність виконати розподіл вказаних підблоків регістрів, з виводом візуалізованої та графічної інформації, за допомогою спільного блоку «Function».

На рисунку 3.9 наведено код функції налаштування блоку «Function»:

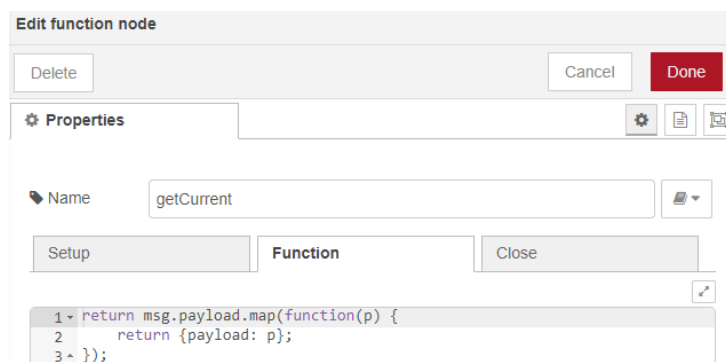


Рисунок 3.9 – Вікно налаштувань блоку «Function» з трьома виводами

На основі програмного коду javascript виконано конвертацію налаштованих масивів вхідних чисельних значень регістрів в спільний масив інформаційного об'єкту з полем «payload», для подальшого виводу числових значень величин на графіки:

```
return msg.payload.map(function(p) {
  return {payload: p};
});
```

Розділено інформаційні об'єкти на окремі елементи за допомогою налаштування кількості виводів блоку «Function» - «Outputs». Загальна кількість виводів дорівнює відповідній кількості елементів в регістрах, тобто по 3 на кожен блок налаштувань «Modbus-Read».

Відповідно, що в першому виводі зчитуються величини значень першого регістру (А для струму та АВ для напруги) та, за зазначеним описом, так само й для другого та третього регістрів. Послідовність підключення графічних блоків має бути дотримана, так як порядок відображення графічних вікон в dashboard (бібліотека «node-red-dashboard») власне повністю ідентичний підключеним вузлам.

На рисунку 3.10 наведено вузли між блоками після підключення до них блоків «Function» з трьома відповідними виводами:

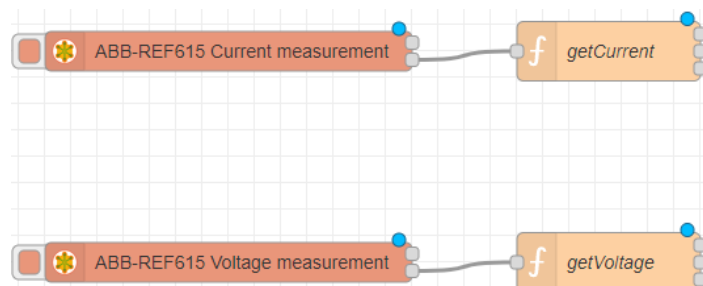


Рисунок 3.10 – Налаштовані вузли між блоками зчитування «Modbus-Read» та блоками об'єктів інформації «Function»

3.6 Налаштування вузла блоків графічної візуалізації

Для відображення вікон графіків в встановленому додатку dashboard є блок графічних налаштувань «Chart» з бібліотеки «node-red-dashboard»[15]. За допомогою цього блоку всі значення, які зчитуються сервером Node-RED, утворюють лінійні графіки досліджуваних величин в реальному часі.

На рисунку 3.11 наведені налаштування блоку «Chart» для амплітуди струму фази А:

The screenshot shows the 'Edit chart node' configuration window. At the top, there are 'Delete', 'Cancel', and 'Done' buttons. Below is a 'Properties' tab with several settings:

- Group:** [ABB-REF615-2] Current measuremen (with a dropdown arrow and an edit icon)
- Size:** auto
- Label:** Phase current A amplitude, r.u.
- Type:** Line chart (with a dropdown arrow and an 'enlarge points' checkbox)
- X-axis:** last 5 minute OR 1000 points
- X-axis Label:** HH:mm:ss (with a dropdown arrow and an 'as UTC' checkbox)
- Y-axis:** min 0 max 6
- Legend:** None (with a dropdown arrow) and Interpolate linear (with a dropdown arrow)
- Series Colours:** A grid of nine color swatches (blue, light blue, orange, green, light green, red, pink, purple, and light purple).
- Blank label:** display this text before valid data arrives
- Class:** Optional CSS class name(s) for widget
- Name:** Name

Рисунок 3.11 – Налаштування блоку Chart» для амплітуди струму фази А

Аналогічно до параметрів цього вікна налаштовані й інші амплітуди струму та фазної напруги. Після створення відповідної кількості графічних блоків «Chart», їх необхідно підключити до виводів блоку «Function» у зазначеній послідовності, як було зазначено в пункті 3.4. В результаті створено дві незалежні одна від одної підсистеми, кожна з яких має окремий ПРЗ зчитування налаштованих величин (струму короткого замикання або фазної напруги мережі) з графічним виводом зазначених параметрів відповідно до нормованих діапазонів [7].

На рисунку 3.12 наведено налаштований вузловий зв'язок двох підсистем потоку, після підключення графічних блоків «Chart»:

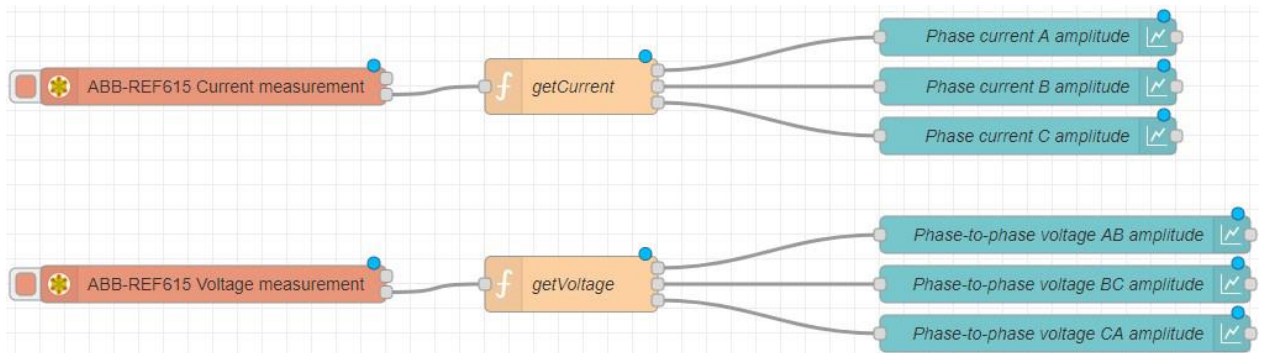


Рисунок 3.12 – Налаштований вузловий зв'язок двох підсистем потоку, після підключення графічних блоків «Chart»

3.7 Налаштування бази даних Microsoft SQL Server

За основу збереження інформації надходжувальних чисельних величин використовується програмне забезпечення Microsoft SQL Server, яка уявляє собою реляційну систему керування базами даних (СУБД) [17].

В програмному забезпеченні створено діаграму з чотирьох таблиць споріднених баз даних досліджуваних компонентів наступних форматів: чисельного значення вимірювання величин (MEASUREMENT); формату вимірювання (MEASUREMENT_FORMAT); інформація по пристрою

автоматичного релейного захисту (DEVICE_INFO); ідентифікатору пристрою автоматичного релейного захисту (DEVICE_ID).

В таблиці 3.1 наведено інформацію структури MEASUREMENT

Таблиця 3.1 – Структура MEASUREMENT

Ім'я колонки	Тип даних	Опис
ID	int	Унікальний ідентифікатор
DEVICE_ID	int	Унікальний ідентифікатор пристрою
MESUREMENT_TYPE_ID	int	Унікальний ідентифікатор пристрою
VALUE	numeric(10, 6)	Значення виміру
DATETIME	datetime	Дата час виміру

В таблиці 3.2 наведено інформацію структури MEASUREMENT_FORMAT

Таблиця 3.2 – Структура MEASUREMENT_FORMAT

Ім'я колонки	Тип даних	Опис
ID	int	Унікальний ідентифікатор
NAME	varchar(255)	Ім'я типу вимірювань
UNIT	varchar(10)	Одиниця виміру

В таблиці 3.3 наведено інформацію структури DEVICE_INFO

3.8 Синхронізація MS SQL Server з сервером Node-RED

При налаштуванні бази даних використано бібліотеку «node-red-contrib-mssql-plus» яка містить лише один блок «MSSQL». Безпосередньо за допомогою блоку «MSSQL» відбувається синхронізація Microsoft SQL Server з сервером Node-RED для подальшого підключення до таблиць бази даних[16].

На рисунку 3.14 наведено вікно налаштувань блоку «MSSQL» за допомогою якого й проходить синхронізація між програмними середовищами:

The image shows the configuration window for the 'MSSQL' block in Node-RED. The window is titled 'Properties' and contains various input fields and checkboxes for configuring the database connection. The fields are as follows:

- Name:** DB_MEASUREMENT
- Server:** 127.0.0.1
- Port:** 502
- Username:** DataBase1
- Password:** *****
- Domain:** INTEGER
- Database:** MEASUREMENT
- TDS Version:** 7_4 (SQL Server 2012 ~ 2019)
- Use Encryption?** ☒ (Note: SQL Databases hosted on Azure will need this checked)
- Assume UTC?** ☒ (Note: Pass time values in UTC or local time.)
- Connect Timeout:** 15000 (Note: The number of milliseconds before the attempt to connect is considered failed.)
- Request Timeout:** 15000 (Note: The number of milliseconds before a request is considered failed, or 0 for no timeout.)

Рисунок 3.14 – Вікно налаштувань синхронізації блоку «MSSQL»

З вікна налаштувань блоку «MSSQL» налаштовуються наступні поля:

- Name ім'я таблиці діаграми бази даних;
- Server – ip-адреса сервера SQL яка повинна відповідати ip-адресі сервера потоку Node–RED;
- Port – визначений порт TCP пристрою релейного захисту;
- Username – зареєстроване ім'я користувача в Microsoft SQL;
- Password – зареєстроване паролі користувача в Microsoft SQL;
- Domain налаштовуваний тип даних, який визначає вибрану числову множину допустимих значень (в даному випадку підходить тип INTEGER, який уявляє собою множину усіх цілих чисел) [18];
- Database – назва структур таблиць діаграми бази даних;
- TDS Version вибір версії використовуваного програмного забезпечення (в даному випадку була використана версія 2019 року).

У блоці також необхідно виконати налаштування поля «Connection», яке буде звертатись на кожен вузол з шести блоків «MSSQL» та відправляти числову інформацію у відповідні таблиці діаграми у створену базу даних Microsoft SQL.

Запит-повідомлення на внесення числового значення струму фази за амплітудою A має наступний приведений програмний код, який, в свою чергу, по вказаним параметрам також є аналогічним для інших досліджуваних амплітуд:

```
insert into MEASUREMENT
    (DEVICE_ID, MEASUREMENT_TYPE_ID, VALUE, DATETIME)
values
    (1, 5, @measurementValue, @dateTimeValue)
```

На рисунку 3.15 наведено налаштування синхронізації блоку «MSSQL» з відповідною таблицею діаграми в підключеній базі даних Microsoft SQL Server:

Edit MSSQL node

Delete Cancel Done

Properties

Connection DB_MEASUREMENT

Name CurrentValue

Query mode Query

Query Editor

```

1 insert into MEASUREMENT
2 (DEVICE_ID, MEASUREMENT_TYPE_ID, VALUE, DATE_TIME)
3 values
4 (1, 5, @measurementValue, @dateTimeValue)

```

Parameters Editor

Input	Name	Type	Name
Input	measur	Type	msg. payload
Input	dateTim	Type	Datetime (now)

+ add

Output property msg. payload

Output type Original output

Error Handling Send in msg.error

Рисунок 3.15 – Вікно налаштування синхронізації блоку «MSSQL»

В полі «Parameters» прописується програмний код з урахування типу даних та досліджуваних величин зі структур таблиці вимірів (MEASUREMENT) з наступними характеристиками [12]:

- Значення «1» в четвертому рядку це заводський ідентифікатор пристрою автоматичного релейного захисту ABB REF-615 з структури таблиці інформації по приладу (DEVICE_INFO);

- Значення «5» в четвертому рядку це заводський ідентифікатор типу виміру з таблиці формату вимірювання (MEASUREMENT_FORMAT);
- Значення «@measurementValue» в четвертому рядку – це посилання на параметр зі значенням виміру досліджуваної величини, який зчитано з пристрою автоматичного релейного захисту ABB REF-615;
- Значення «@dateTimeValue» в четвертому рядку – це посилання на параметр з зазначенням поточної дати та часу отримання інформації стосовно досліджуваної величини;

На рисунку 3.16 наведено підсистеми з введеними блоками синхронізації «MSSQL» налаштовані на зберігання даних в діаграмі таблиць бази даних Microsoft SQL Server:

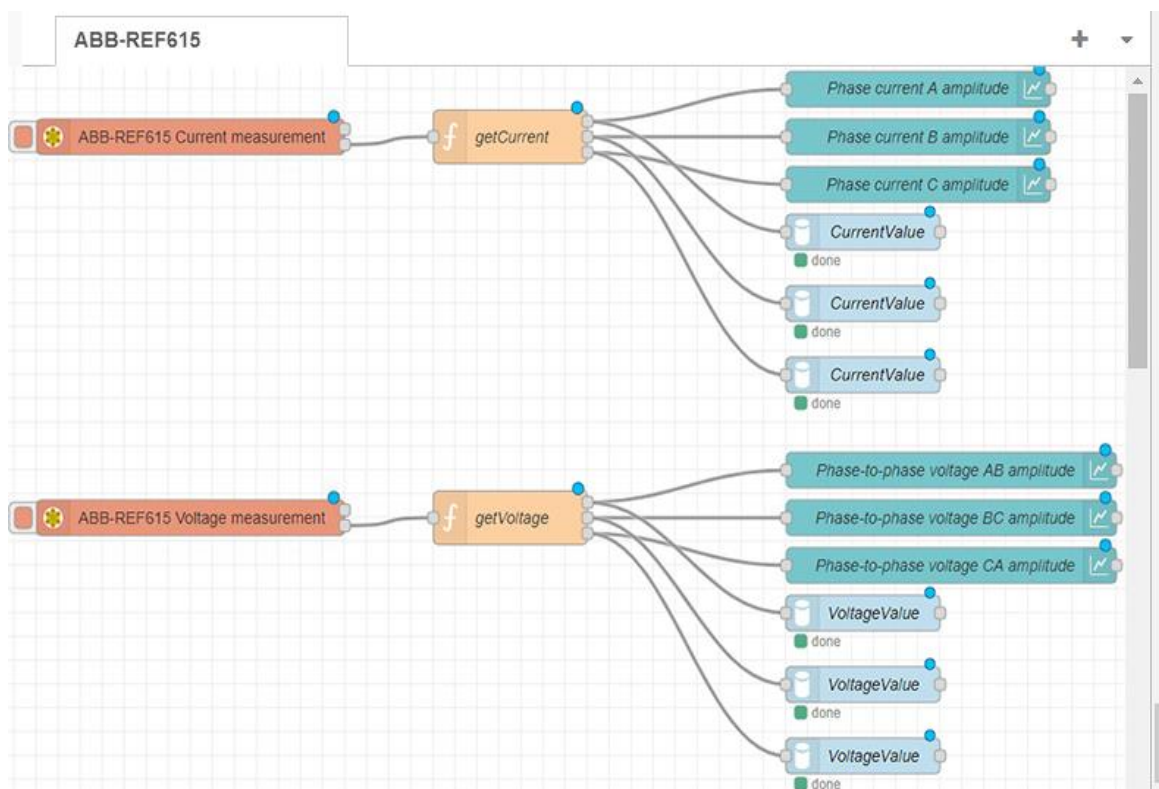


Рисунок 3.16 – Робоче поле вузлів підсистем з введеними блоками синхронізації «MSSQL» налаштовані на зберігання даних в діаграмі таблиць бази даних Microsoft SQL Server

3.9 Моніторинг зчитаних даних

Всі досліджувані числові величини відображаються в графічному додатку Dashboard та зберігаються в базі даних Microsoft SQL Server. Власне саме відображення цієї інформації налаштовано в вищезазначених блоках Node-RED. Програмний код SQL-запиту до бази даних для відображення вимірів пристрою автоматики за зазначені дату та час:

```
select
    DEVICE_TYPE.NAME as DEVICE_TYPE_NAME,
    DEVICE.NAME as DEVICE_NAME,
    MEASUREMENT_TYPE.NAME as MEASUREMENT_TYPE_NAME,
    MEASUREMENT_TYPE.UNIT,
    MEASUREMENT.VALUE,
    MEASUREMENT.DATETIME
from DEVICE_TYPE
    join DEVICE on DEVICE_TYPE.ID = DEVICE.DEVICE_TYPE_ID
    join MEASUREMENT on DEVICE.ID = MEASUREMENT.DEVICE_ID
    join MEASUREMENT_TYPE on MEASUREMENT_TYPE.ID =
MEASUREMENT.MEASUREMENT_TYPE_ID
where
    MEASUREMENT.DATETIME >= '20201208'
```

Результатом відповіді на запит так само є таблиця з числовими даними.

В таблиці 3.5 наведено структуру відповіді на SQL-запит:

Таблиця 3.5 – Структура відповіді на SQL-запит

Ім'я колонки	Тип даних	Опис
DEVICE_TYPE_NAME	varchar(254)	Ім'я типу пристроїв
DEVICE_NAME	varchar(254)	Ім'я типу пристроїв
MESUREMENT_TYPE_NAME	varchar(254)	Ім'я типу пристроїв
UNIT	varchar(10)	Одиниця виміру
VALUE	numeric(10, 6)	Значення виміру
DATETIME	datetime	Дата час виміру

В таблиці 3.6 наведено приклад видавану таблицю SQL-запиту:

Таблиця 3.6 – Результат SQL-запиту

DEVICE_TYPE_NAME	DEVICE_NAME	MESUREMENT_TYPE_NAME	UNIT	VALUE	DATETIME
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude A (A)	A	0.190000	2022-12-26 14:29:05.143
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude B (A)	A	0.210000	2022-12-26 14:29:05.147
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude C (A)	A	0.180000	2022-12-26 14:29:05.147
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude A (A)	A	0.280000	2022-12-26 14:29:10.743
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude B (A)	A	0.290000	2022-12-26 14:29:10.743
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude C (A)	A	0.280000	2022-12-26 14:29:10.743
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude A (A)	A	0.380000	2022-12-26 14:29:15.747
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude B (A)	A	0.410000	2022-12-26 14:29:15.747
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude C (A)	A	0.390000	2022-12-26 14:29:15.747
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude A (A)	A	0.480000	2022-12-26 14:29:20.796
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude B (A)	A	0.500000	2022-12-26 14:29:20.796
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude C (A)	A	0.510000	2022-12-26 14:29:20.796
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude A (A)	A	0.580000	2022-12-26 14:29:25.747
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude B (A)	A	0.590000	2022-12-26 14:29:25.750
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude C (A)	A	0.580000	2022-12-26 14:29:25.750
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude B (A)	A	0.710000	2022-12-26 14:29:30.747
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude A (A)	A	0.690000	2022-12-26 14:29:30.747
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude C (A)	A	0.700000	2022-12-26 14:29:30.750
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude A (A)	A	0.790000	2022-12-26 14:29:30.747
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude C (A)	A	0.780000	2022-12-26 14:29:35.747
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude B (A)	A	0.790000	2022-12-26 14:29:35.747
ABB-REF615	ABB-REF615-1	Phase current amplitude A (A)	A	0.890000	2022-12-26 14:29:35.747

Відповідно до вкладки «Вимірювання» відтворено вкладки з графічними вікнами: «Current measurement» та «Average current measurement value».

На рисунку 3.17 наведено вкладку «Current measurement» на якій налаштовано вивід лінійних графіків зміни амплітуди струму в амперах у відносно зазначених елементів А, В, С відповідно до впроваджених регістрів (№138, №139, №140):

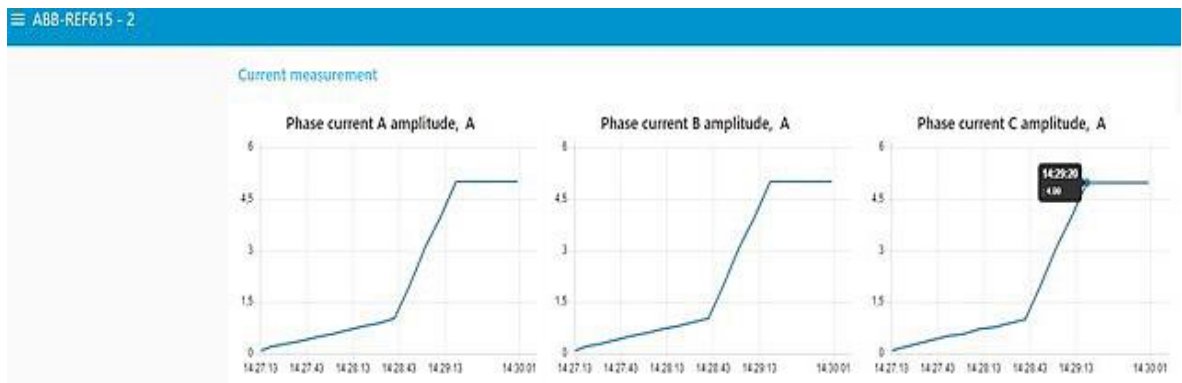


Рисунок 3.17 – Лінійні графіки значень струму елементів А, В та С відносно поточного часу

На рисунку 3.18 наведено вкладку «Average current measurement value» на якій налаштовано шкалу вибірки середніх значень струму в діапазоні від 0 до 1.5 ампер:

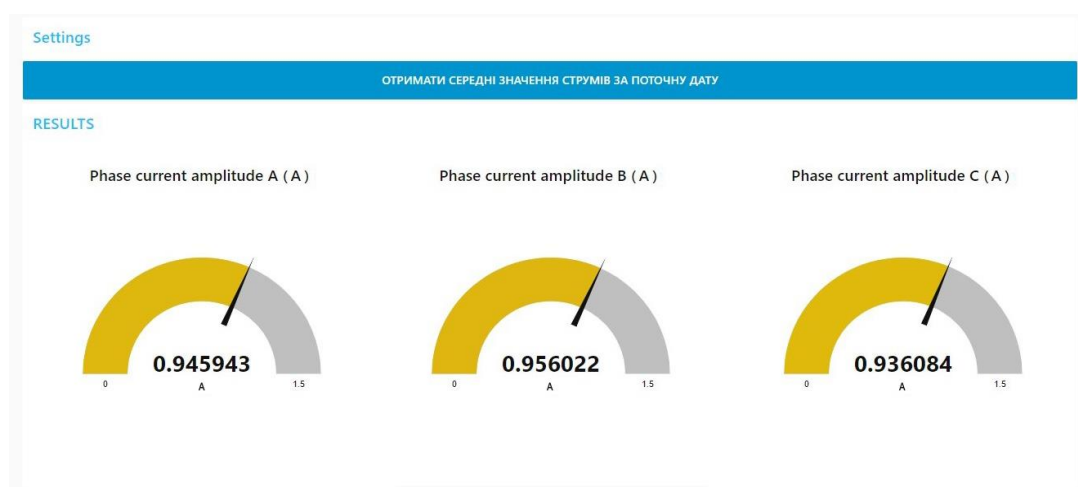


Рисунок 3.18 – Вибірка середніх значень струму елементів А, В та С

Висновки до розділу 3

1) В даному практичному розділі на основі теоретичної частини, яка була проаналізована та досліджена в попередніх розділах, розроблено модернізовану систему моніторингу та регулювання величинами струму короткого замикання та реалізовано базу даних у вигляді діаграми таблиць відповідно до схеми інформаційних зв'язків.

2) Виконано підключення до ПРЗ ABB-REF615 за допомогою мережі Ethernet при використанні протоколу Modbus TCP/IP, а також організовано отримання та збереження вимірювань струмів короткого замикання з використанням серверу Node-RED.

3) Реалізовано вивід чисельної інформації на графіки в візуальному доповненні Dashboard середовища Node-RED та створено базу даних у вигляді діаграми таблиць у Microsoft SQL Server.

ВИСНОВКИ

1) Проведено загальний аналіз предметної галузі електричних систем підстанцій та досліджено технологічний процес на існуючі діагностичні рішення: моніторинг та контроль, зберігання інформації, керування досліджуваними величинами тощо.

2) Спроековано принципову схему модернізованої системи автоматичної моніторингу та контролю з пристроєм автоматичного релейного захисту системи.

3) Наведено складові компоненти силового обладнання та релейного захисту підстанції 35/10 кВ, що дуже важливо для підвищення швидкодії та точності отримання інформації досліджуваних величин, а також для забезпечення безпеки та надійності електросистеми. Крім того, отримано перелік автоматики та мікропроцесорних пристроїв релейного захисту електросистеми, які підтримують віддалений автоматичний моніторинг збору інформації через мережу Ethernet з використанням протоколу Modbus TCP/IP.

4) Налаштовано підключення та синхронізацію пристрою автоматичного релейного захисту ABB-REF615 з сервером технологію програмування FBD Node-RED для проведення вимірювань струмів короткого замикань та їх подальшого аналізу для визначення ступеню аварійності системи на основі зазначених нормованих показників.

5) Крім того, було розроблено структуру бази даних для зберігання вимірювань з використанням системи керування базами даних Microsoft SQL Server, а також проведено синхронізацію бази даних з сервером Node-RED та її встановлених доповнень.

Отже, можна зазначити, що поставлені завдання бакалаврської роботи реалізовані, її мета виконання досягнута.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене / Х.: Вид-во «Форт», 2011. 736 с.
2. Електрична частина станцій та підстанцій: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко. Київ: КПІ ім. Ігоря, 2022. 183 с.
3. Stockton, Blaine. "Design Guide for Rural Substations" (PDF). USDA Rural Development. United States Department of Agriculture. URL: https://www.rd.usda.gov/files/UEP_Bulletin_1724E-300.pdf (дата звернення 17.12.2022).
4. Donald G. Fink, H. Wayne Beatty Standard Handbook for Electrical Engineers Eleventh Edition, McGraw Hill. Chapter 16 Substation Design. New Mexico, 2013. 76 p.
5. Мілих В.І., Павленко Т.П. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей. Харків : ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.
6. Мала гірничо-енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Д. Донбас, 2004. 640 с.
7. 615 series 5.0 FP1 IEC, Technical Manual. URL: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS756887&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (дата звернення 20.12.2022).
8. Донецька філія ДП «Регіональні електричні мережі». URL: <https://dfmereg.com> (дата звернення 12.12.2022).
9. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України. – 5-те вид., перероб. і доп. (станом на 22.08.2014) (чинне з 22.11.2014). Архівовано 22 серпня 2015. Харків, 2012. 793 с.

10. Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». URL: <http://jour.fea.kpi.ua/> (дата звернення 15.12.2022).

11. Документація протоколу передачі даних Modbus. URL: <https://modbus.org> (дата звернення 18.12.2022).

12. Документація до пристрою автоматичного керування та захисту ABB-REF615 (МЕК). URL: <https://abbua.com.ua/keruvannya-zakhistom-i-fidera-ref615-ies> (дата звернення 18.12.2022).

13. Technical manual, Transformer protection RET670 version 2.2 ANSI . URL: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRK504164-UUS&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (дата звернення 18.12.2022).

14. Основи роботи з Node-RED. Робота з Modbus. URL: <http://edu.asu.in.ua/mod/book/view.php?id=123&chapterid=309> (дата звернення 18.12.2022).

15. Основи роботи з Node-RED. Підключення та ознайомлення з модулем node-red-dashboard. URL: <http://edu.asu.in.ua/mod/book/view.php?id=123&chapterid=307%209> (дата звернення 18.12.2022).

16. Node RED. node-red-contrib-mssql-plus. URL: <https://flows.nodered.org/node/node-red-contrib-mssql-plus> (дата звернення 19.12.2022).

17. What's new in SQL Server 2019 (15.x). URL: <https://learn.microsoft.com/en-us/sql/sql-server/what-s-new-in-sql-server-2019?view=sql-server-ver15> (дата звернення 19.12.2022).

18. Date on Database Writings 2000–2006. URL: <https://www.lob.de/pdf/159059746X.pdf> (дата звернення 21.12.2022).

ДОДАТОК А – Охорона праці

А.1 Характеристика підстанції «Шевченко»

Електропідстанція підключена до двох ліній напругою по 35 кВ – це «10 Вентиляційний стовбур» (загальна довжина ≈ 28 км) та «Пилопригнічення» (загальна довжина $\approx 37-38$ км). Також варто відмітити, що обидві лінії мережі включають в себе ділянки різного виконання (типів надземного(повітря) та підземного (кабель)), але мають відповідні контури підключення.

Мережеві шини 10 кВ підключені через два трансформатори типів:

- ТД–5000/35.5/11;
- ТДН–15000/35/10.5;

Кожен з трансформаторів підключено через вимикач ВМП-10-1000-20.

Секціонування шин 10 кВ виконано вимикачем ВМП–10П. Загалом до шин 10 кВ підключено 28 приєднань [1]. Кожне приєднання обладнане наступними компонентами:

- ВМП-10, вимикач масляний;
- РВЗ-10/600, роз'єднувач з 3 заземлювачами;
- ВТС РЛНД-10/400, роз'єднувач зовнішньої установки поворотного типу.

Стисла характеристика підстанції

- Класифікація: трансформаторна підстанція.
- Вид розміщення: відкритого типу.
- Розміщення робочого місця: окреме приміщення на поверхні землі (20х23х4) м.
- Категорія робочого місця: приміщення з рівнем підвищеної безпеки.
- Категорія з пожежної безпеки: категорія Г з помірною небезпекою виникнення пожежі.

А.2 Визначення класифікації та послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об'єкту

В таблиці А.2 наведено стисла класифікація робіт при обслуговуванні пристрою(-їв) автоматичного релейного захисту:

Таблиця А.2 – Класифікація робіт при обслуговуванні пристрою(-їв) автоматичного релейного захисту

Вид роботи	Спосіб доставки і розгрузки	Період і тривалість виконання робіт	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Обслуговування/ремонт/заміна релейного захисту	Вручну	Впродовж усього року, 2 дні	3 особи	IV або вища

А.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

В таблиці А.3 наведено рекомендовані чинники та показники умов праці при технічному обслуговуванні або ремонті пристрою(-їв) автоматичного релейного захисту:

Таблиця А.3 – Чинники та показники умов праці

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення
Параметри мікроклімату	Температура повітря	(19...21) °С
	Вологість	(60...40) %
	Швидкість вітру	(0,2-0,3) м/сек
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 1 кг
	Робоче положення	«Стоячи»
	Статичні та динамічні навантаження	176-232 Вт (151-200 ккал/год)
	Категорія робіт	II категорія

А.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Щоб дотримуватись норм безпечної експлуатації та обслуговування пристрою(-їв) релейного автоматичного захисту, до шафи релейного захисту обмежено доступ працівникам без необхідної групи електробезпеки.

При експлуатації пристрою(-їв) релейного автоматичного захисту в закритому розподільчому пристрої потрібно використовувати:

- Індикатори наявності струму та напруги;
- Спеціальні електротехнічні інструменти з ізольованими ручками.

Перелік небезпечних і шкідливих чинників при роботі з ПРЗ:

- Напруга (при фактичному значенні 100 В та допустимому значенні 6 В);
- Струм (при фактичному значенні 220 мА та допустимому значенні 0,6 мА).

А.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

В таблиці А.5 наведено базові технічні і організаційні заходи, які передбачені для захисту персоналу:

Таблиця А.5 – Технічні та організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Ізоляція	Ізоляція струмопровідних частин	Полівінілхлорид. Використовується для ізоляції струмопровідних частин пристроїв РЗ
Заземлення	Заземлюючий пристрій шафи РЗ	Приєднання затискачів заземлення в шафі РЗ до основного заземлюючого пристрою провідниками, що прокладені в підлозі.
Організаційні заходи з електробезпеки		
Наявність відповідної кваліфікації	Група кваліфікованих спеціалістів з трьох осіб, що проводять роботи по обслуговуванню пристрою РЗ	Для обслуговування ЕУ допускається група працівників з фірми виробника, група електробезпеки не нижче III.
Категорія робіт	Роботи без напруги	Поточна експлуатація
Розміщення заборонного знаку	Заборонний знак	Встановлюється на частинах ЕУ, що можуть бути під напругою

А.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

В таблиці А.6.1 наведено використовувані засоби індивідуального захисту:

Таблиця А.6.1 – Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка, модель, матеріал	Термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Костюм загально-виробничий	ЗС Маркет Карго, поліестр, бавовна	1 рік	Робочий, захисний
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень ніг та від напруги	CALZA TURIFICIO 5BI MG40519-3B, натуральна шкіра	1 рік	Зовнішній шар з гуми подвійної щільності з високими діелектричними властивостями
Захист рукавички	Захист від механічних ушкоджень ніг та від напруги	Lahti PRO10 поліеستر, нейлон	6 робочих змін	З протидією вислизанню, для роботи з електричним обладнанням
Захист голови	Захист від механічних ушкоджень та електричного впливу	Delta Plus, поліпропилен	2 роки	Для роботи з електро-обладнанням

В таблиці А.6.2 наведено перелік електрозахисних засобів:

Таблиця А.6.2 – Перелік електрозахисних засобів

ВИД ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення та норми випробувань
Електрозахисний ЗІЗ	Діелектричні рукавички	Роботи при напрузі до 1 кВ	Підключення ЕУ після ремонту Раз на 6 місяці
Електрозахисний ЗІЗ	Діелектричне взуття	Роботи при напрузі до 1 кВ	Підключення ЕУ після ремонту
	Діелектрична каска	Роботи при напрузі до 1 кВ	Підключення ЕУ після ремонту
Захисні пристосування	Попереджувальні знаки та плакати безпеки	Виконання робіт	Раз на 24 місяці

А.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Таблиця А.7 – Перелік заходів з пожежної та технічної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Запобіжники в ланцюгах підключення вводів	Струм спрацювання 0,1 А.	Захист від потрапляння на них напруги, яка перевищує допустимі значення.

Продовження таблиці А.7

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Вимикач в ланцюгах живлення	Автоматичний, струм спрацювання 1 А.	Захист ЕУ від аварій в ланцюгах живлення.
Пожежний інвентар та вогнегасники	Пересувні вогнегасники, ящики з піском, совкові лопати.	Вогнегасники об'ємом 15 л. Пожежний інвентар – один на все приміщення.
Система автоматичного пожежогасіння	Автоматичне сповіщення та спрацювання	Автоматичне спрацювання. Заповнення речовиною для гасіння пожежі.
Блискавкозахист	Тросовий, на поверхні даху.	II категорія
Організаційні		
Інформаційні заходи з попередження пожеж і вибухів	Плани евакуації, дотримання протипожежних вимог, виконання правил безпеки	Відділ з охорони праці

А.8 Розрахунок заземлення шафи релейного захисту автоматики Т-1

Розрахунок на вимикаючу здатність передбачає розрахунок струму однофазного короткого замикання $I_{к.з.}$ і співставлення отриманої величини зі значенням номінального струму спрацьовування МСЗ Розрахунок струму однофазного к.з. для дротових мереж виконується за формулою:

$$I_{\kappa 3} = \frac{U_{\phi}}{r_{\phi} + r_3 + \frac{r_{TP}}{3}}, \quad (\text{A.8.1})$$

Де U_{ϕ} фазна напруга, В;

r_{ϕ} активний опір фазного проводу, Ом;

r_3 - активний опір захисного проводу, Ом;

r_{TP} - активний опір трансформатора, Ом.

Формула для визначення фазної напруги:

$$U_{\phi} = \frac{U_L}{\sqrt{3}}, \quad (\text{A.8.2})$$

Де U_L лінійна напруга, В.

Активний опір фазного та нульового провідника визначають за формулою:

$$r = \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot l_i}{S_i}, \quad (\text{A.8.3})$$

Де p_i -питомий опір матеріалу проводів, для сталі 0,1 (Ом·мм²)/м;

l_i -довжина ділянки проводу одного матеріалу та одного перерізу, м;

S_i -площа поперечного перерізу проводу, мм².

Активний опір трансформатора визначаємо за формулою:

$$r_{TP} = \frac{P_{\kappa 3} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (\text{A.8.4})$$

Визначимо фазну напругу:

$$U_{\phi} = \frac{U_L}{\sqrt{3}} = \frac{100}{\sqrt{3}} = 57,735 \text{ В} \quad (\text{A.8.5})$$

Визначимо активний опір фазного провідника:

$$r_{\phi} = \frac{p \cdot l}{S} = \frac{0,1 \cdot 150}{120} = 0,125 \text{ Ом} \quad (\text{A.8.6})$$

Визначаємо активний опір нульового провідника:

$$r_3 = \frac{p \cdot l}{S} = \frac{0,1 \cdot 10}{50} = 0,02 \text{ Ом} \quad (\text{A.8.7})$$

Визначимо активний опір трансформатора:

$$r_{TP} = \frac{P_{K3} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{8,25 \cdot 100^2}{300^2} = 0,917 \text{ Ом} \quad (\text{A.8.8})$$

Визначимо струм короткого замикання:

$$I_{K3} = \frac{U_{\phi}}{r_{\phi} + r_3 + \frac{r_{TP}}{3}} = \frac{57,735}{0,125 + 0,02 + \frac{0,917}{3}} = 128,11 \text{ А} \quad (\text{A.8.9})$$

Визначимо напругу на корпусі електроустановки. Без повторного заземлення захисного провідника напруга на корпусі U_K ПРЗ визначимо за формулою:

$$U_K = I_{K3} \cdot Z_C \leq U(t_c), \quad (\text{A.8.10})$$

Де $U_d(t_c)$ допустима напруга дотику в 36 В;

Z_3 повний опір захисного проводу, при умові $Z_3 = r_3$.

Визначимо напругу на корпусі ПРЗ:

$$U_K = I_{K3} \cdot Z_C = 128,11 \cdot 0,02 = 2,562 \text{ В} \quad (\text{A.8.11})$$

$$2,562 \text{ В} < 36 \text{ В}$$

Отже, виходячи з виконаних розрахунків, можна стверджувати, що умова перевірки заземлення шафи релейного захисту автоматики Т-1 виконується.

ДОДАТОК Б – Технічні дані масляного вимикача ВМП-10-1000-20

Таблиця Б.1 – Технічні дані масляного вимикача ВМП-10-1000-20

Номинальна напруга, кВ	10 (максимальна 11.5 кВ)
Номинальна потужність вимкнення, МВА	200
Номинальний струм, кА	1
Номинальний струм вимкнення, кА	20
Номинальний струм динамічної стійкості (діюче значення), кА	52
Граничний струм термічної стійкості, кА	20
Допустимий час дії граничного струму, с	4
Власний час відключення, с	0,1

ДОДАТОК В – Технічні дані масляного вимикача ВМП-10-630-20

Таблиця В.1 – Технічні дані масляного вимикача ВМП-10-630-20

Номінальна напруга, кВ	10 (максимальна 11.5 кВ)
Номінальна потужність вимкнення, МВА	200
Номінальний струм, кА	1
Номінальний струм вимкнення, кА	20
Номінальний струм динамічної стійкості (діюче значення), кА	52
Граничний струм термічної стійкості, кА	20
Допустимий час дії граничного струму, с	4
Власний час відключення, с	0,1

ДОДАТОК Г – Технічні дані роз'єднувача РВЗ-10/600

Таблиця Г.1 – Технічні дані роз'єднувача РВЗ-10/600

Номінальна напруга, кВ	10 (максимальна 12 кВ)
Номінальна потужність вимкнення, МВА	200
Номінальний струм, кА	0,6
Номінальний струм динамічної стійкості (діюче значення), кА	51
Граничний струм термічної стійкості, кА	20
Допустимий час дії граничного струму, с	3