

ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»  
Факультет автоматизації виробництва та цифрових технологій  
Кафедра автоматизації, електро- та робототехнічних систем

«Допущено до захисту»  
Гарант ОПП

Олексій КОЙФМАН

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня магістра

за підсумками виконання  
освітньо-професійної програми  
«Інтелектуальні системи управління  
в гірничо-металургійному виробництві»  
за спеціальністю 151 Автоматизація  
і комп'ютерно-інтегровані технології

**на тему «Автоматизована система керування електричною  
частиною 6кВ головної понижуючої підстанції 154/6кВ з метою  
підвищення надійності електромережі металургійного комбінату»**

Керівник роботи

Олексій РАЗЖИВІН

Консультант від  
бази практики

Дмитро БІЛИЙ

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

Здобувач

Юрій ОМЕЛЬНИЦЬКИЙ

Підсумкова оцінка за атестацію			
--------------------------------	--	--	--

Голова ЕК

Андрій ЛЕОНОВ

Кам'янське 2024

## ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»

Факультет	автоматизації виробництва та цифрових технологій
Кафедра	автоматизації, електро- та робототехнічних систем
Ступінь вищої освіти	магістр
Спеціальність	151 Автоматизація і комп'ютерно-інтегровані технології
ОПП	Інтелектуальні системи управління в гірничо-металургійному виробництві

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант ОПП

Олексій КОЙФМАН

«24» листопада 2023 р.

## ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ МАГІСТРА

Омельницького Юрія Анатолійовича

(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

1. Тема роботи Автоматизована система керування електричною частиною 6кВ головної понижуючої підстанції 154/6кВ з метою підвищення надійності електромережі металургійного комбінату

керівник роботи Разживін Олексій Валерійович, доцент, канд. техн. наук,

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

затверджені наказом Університету від 28.08 2023 р. №137.1/29.08.2023

2. Строк подання роботи 10.01.2024 р.

3. Вихідні дані до роботи Навчальна література, державні стандарти з автоматизації, методична література з спеціальних дисциплін та дипломування, науково-дослідницькі роботи з тематики автоматичного регулювання та управління, літературні джерела, технологічні інструкції тощо

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань) Анотація. Зміст. Вступ (актуальність теми; наукова новизна та практичне значення; об'єкт, предмет та методи дослідження, апробація роботи). 1. Аналіз предметної області (літературний огляд, недоліки існуючих систем, сучасні тенденції). 2. Постановка задач автоматизації та обґрунтування запропонованої структури комп'ютерної системи управління (2.1 Вибір технологічних параметрів для проектування системи автоматизації підстанції, 2.2 Визначення параметрів для налагодження системи автоматизації, 2.3 Запропонована структура АСУТП підстанції, 2.4 Обґрунтування вибору підсистем верхнього рівня АСУТП ПС, 2.5 Перелік задач для кожної з підсистем, 2.6 Діаграма взаємодії між функціональними завданнями системи АСУТП). 3. Реалізація запропонованої системи (3.1 Вибір технічних засобів для нижнього рівня АСУТП ПС ГПП, 3.2 Конфігурування рівня контролерів АСУТП ПС, 3.3 Вибір засобів автоматизації верхнього рівня АСУТП, 3.4 Розробка структурної схеми взаємодії між рівнями автоматизації, 3.5 Конфігурування та параметризація терміналів REF 615, 3.6 Конфігурація прийому та передачі GOOSE-пакетів системою верхнього рівня автоматизації, 3.7 Результати впровадження

задачі автоматизації). 4. Економічне обґрунтування запропонованої системи. Висновки. Перелік використаних джерел. Додаток: Опис технологічного процесу.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): Схема структурна автоматизації. Схема функціональна автоматизації. Взаємозв'язок функціональних задач. Блок-схеми алгоритмів керування та програмного забезпечення. Результати розрахунків.

6. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи, що стосуються їх.

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта

7. Дата видачі завдання 24.11.2023

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи
1	Розділ 1. Аналіз предметної області	25.12.2023 – 28.12.2023
2	Розділ 2. Постановка задач автоматизації та обґрунтування запропонованої структури комп'ютерної системи управління	25.12.2023 – 28.12.2023
3	Розділ 3. Реалізація запропонованої системи автоматизації	28.12.2023 – 02.01.2024
4	Розділ 4. Економічне обґрунтування запропонованої системи автоматизації	03.01.2024 – 07.01.2024
5	Висновки, перелік посилань, вступ, зміст, реферат	07.01.2024 – 08.01.2024
6	Подання завершеної роботи. Перевірка на академічний плагіат	08.01.2024 – 10.01.2024
7	Остаточне оформлення роботи, презентаційного матеріалу, автореферату	10.01.2024 – 16.01.2024
8	Рецензування завершеної роботи. Захист	16.01.2024 – 24.01.2024

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Омельницький Ю.А.  
(прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_  
(підпис)

Разживін О.В.  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

*Омельницький Юрій Анатолійович.* Автоматизована система керування електричною частиною 6кВ головної понижуючої підстанції 154/6кВ з метою підвищення надійності електромережі металургійного комбінату.

Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології». ОПП «Інтелектуальні системи управління у гірничо-металургійному виробництві» – ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», Кам'янське, 2024.

*Об'єктом дослідження* є автоматизована система керування електричною частиною 6кВ головної понижуючої підстанції 154/6кВ.

*Предметом дослідження* є автоматизація процесу керування розподільчою електроустановкою.

У першому розділі проведено аналіз області автоматизації розподільчих електромереж. Розглянуто розподільчу підстанцію як об'єкт автоматизації, визначено характеристики технологічних процесів, розглянуто та проаналізовано наявний рівень автоматизації. Проаналізовано рішення щодо впровадження автоматизованої системи керування на аналогічних об'єктах. Визначено необхідність проведення модернізації наявного рівня автоматизації, сформульовано невирішену частину щодо системи моніторингу та диспетчеризації існуючої системи керування.

У другому розділі проаналізовано процес розподілення та передачі електроенергії як об'єкт автоматизації, визначені параметри автоматизації, поставлено задачі керування розподільчою підстанцією, системи моніторингу. Розроблено структурну схему автоматизації, виконано розподілення задач для керування об'єктом. Розглянуто основні функціональні задачі та розроблено схему їх взаємозв'язку.

У третьому розділі обрано та обґрунтовано технічні засоби автоматизації підстанції. Виконано розрахунок параметрів автоматизації та конфігурування контролерів відповідно до поставлених задач. Наведено результати впровадження системи автоматизованого контролю.

У четвертому розділі виконано розрахунок та підтвердження економічної доцільності впровадження розробленої системи автоматизованого контролю.

СИСТЕМА КЕРУВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА ПІДСТАНЦІЯ,  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИЙ ЗАХИСТ, АВТОМАТИКА, SCADA, РОЗПОДІЛЬЧІ  
МЕРЕЖІ.

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ ТА СПЕЦІАЛЬНИХ ТЕРМІНІВ**

ГПП	- головна понижуюча підстанція;
ЗРУ	- закрите розподільче улаштування;
ВРУ	- відкрите розподільче улаштування;
ПС	- підстанція;
АСУ	- автоматизована система управління;
ТП	- технологічний процес;
ПУЕ	- правила улаштування електроустановок;
ОПУ	- оперативна панель управління;
РЗіА	- релейний захист і автоматика;
ДСТУ	- державний стандарт України;
НПАОП	- нормативно-правовий акт з охорони праці;
ETHERNET	- стандарт передачі даних;
REF	- пристрій управління та захисту;
IEC	- міжнародна електротехнічна комісія;
WLAN	- бездротова локальна мережа;
ABB	- корпорація у сфері електротехніки;
SSC	- інтелектуальний пристрій управління;
SCADA	- диспетчерське управління та збір даних;
IED	- інтелектуальний електронний пристрій;
GOOSE	- загальна об'єктно-орієнтована подія на підстанції;
PCM	- програмний інструмент конфігурування.

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	4
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ ТА СПЕЦІАЛЬНИХ ТЕРМІНІВ.....	5
ВСТУП .....	8
1 АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ.....	10
1.1 Аспекти, що регулюють управління електроенергетикою України..	10
1.2 Аналіз сучасних рішень автоматизації електричних підстанції .....	15
1.3 Огляд наявного рівня автоматизації встановленого на підстанції ..	18
1.4 Огляд сучасних рішень автоматизації об'єктів електроенергетики.	21
1.5 Обґрунтування технічного переоснащення системи АСУ підстанції ГПП .....	23
2 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ АВТОМАТИЗАЦІЇ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СТРУКТУРИ КОМП'ЮТЕРНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ .....	24
2.1 Вибір технологічних параметрів для проектування системи автоматизації підстанції ГПП.....	24
2.2 Визначення параметрів для налагодження системи автоматизації	25
2.3 Запропонована структура АСУТП підстанції.....	26
2.4 Обґрунтування вибору підсистем верхнього рівня АСУТП ПС.....	29
2.5 Перелік задач для кожної з підсистеми .....	30
2.6 Діаграма взаємодії між функціональними завданнями системи АСУТП ПС .....	32
3. РЕАЛІЗАЦІЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СИСТЕМИ.....	34
3.1 Вибір технічних засобів для нижнього рівня АСУТП ПС ГПП .....	34
3.2 Конфігурування рівня контролерів АСУТП ПС .....	36
3.3 Вибір засобів автоматизації верхнього рівня АСУТП.....	37
3.4 Розробка структурної схеми взаємодії між рівнями автоматизації .	40
3.5 Конфігурування та параметризація терміналів REF 615 .....	41
3.6 Конфігурація прийому та передачі GOOSE-пакетів системою верхнього рівня автоматизації. ....	42

3.7 Результати впровадження задачі автоматизації.....	44
4 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СИСТЕМИ .....	47
4.1 Капітальні вкладення .....	47
4.2 Вибір та обґрунтування параметрів регулювання потужності шляхом пріоритезації споживачів .....	48
4.3 Техніко-економічні розрахунки зі зниження втрат в електричних мережах.....	53
ВИСНОВКИ .....	56
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	57
ДОДАТОК А. ЕЛЕКТРИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ КОМБІНАТУ ГПП 150/6 КВ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
ДОДАТОК Б. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ .	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

## ВСТУП

*Актуальність теми.* За результатами аналізу конструкції електричної частини підстанції напругою 6,3 кВ, яка взаємодіє з оперативною панеллю управління. В комутаційних пристроях підстанції використовуються вакуумні вимикачі, а для управління - оперативний пульт. Керування силовою електричною частиною здійснюється за допомогою спеціальних інтелектуальних електронних пристроїв REF615. Вони спрямовані на забезпечення захисту, управління, вимірювання та контролю в розподільних мережах розташованих локально.

Сучасне АСУ розподіленими електричними підстанціями вимагають реалізації автоматичного віддаленого управління розподільними установками електропідстанцій. Використання засобів дистанційного контролю та моніторингу роботи електроустановок суттєво підвищить їх надійність, поліпшить систему диспетчерського управління та зменшить витрати на технічне обслуговування. У проекті розглянуто реалізація автоматизованої системи управління для діючої розподільною електропідстанцією напругою 6 кВ.

*Об'єктом автоматизації* є понижуюча підстанція 154/6,3 кВ.

*Мета роботи* полягає в підвищенні ефективності експлуатації понижуючої підстанція 154/6,3 кВ шляхом впровадження в систему управління компонентів інтелектуальної мережі, які підтримують протокол зв'язку за стандартом IEC 61850. [1].

*Завданням* є дослідження процесів роботи електроустановки для можливості оптимізації процесів керування частинами розподільчої установки 150/6 кВ. Розроблення моделі оптимізованої системи керування компонентів, які входять до складу електропідстанції.

*Практичне значення* отриманих результатів дослідження є впровадження інтелектуальної системи керування розподіленими засобами управління, яка відкриває можливість використання телеметричних функцій для експлуатації цих засобів. Це дає змогу отримувати доступ до пристроїв та процесів підстанції через інтерфейс людина-машина (HMI). Реалізація такої системи управління та моніторингу параметрів значно покращить існуючу систему оперативно-диспетчерського контролю за станом електричної мережі що з економічної точки зору для підприємства надає можливість для оптимізації витрат на обслуговування електроустаткування.

*Наукова новизна* полягає в розвитку віддаленого та телемеханічного керування роботою елементів підстанції 150/6 кВ, спрощенні процесів контролю та моніторингу режимів роботи об'єкту. На основі проведеної

роботи можна впроваджувати системи автоматизованого контролю та діагностики на вищезгаданих розподільчих пристроях.

*Апробацією результатів магістерської роботи є наступні публікації тез доповідей:*

1. Омельницький Ю.А. Автоматизована система керування електричною частиною 6 кВ понижуючої підстанції 154/6 кВ на базі пристроїв REF615. Сучасні інформаційні технології, засоби автоматизації та електропривод: матеріали VII Всеукраїнської науково-практичної конференції м. Краматорськ – Тернопіль 20–23 квітня 2023 р. С.206-207.

2. Omelnytskyi Yu. A Digital technical means of automation of distribution networks: material International scientific conference MININGMETALTECH 2023 – THE MINING AND METALS SECTOR: INTEGRATION OF BUSINESS, TECHNOLOGY AND EDUCATION. November 29–30, 2023 P.43-46

DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-361-3-94>

3. Омельницький Ю. А. Автоматизована система керування електричною частиною 6 Кв понижуючої підстанції 154/6 Кв на базі пристроїв REF615 / Ю. А. Омельницький // Стан, досягнення та перспективи інформаційних систем і технологій: матеріали XXIII Всеукр. наук.-техн. конф. молодих вчених, аспірантів та студентів, Одеса, 20–21 квіт. 2023 р. / Одес. нац. технол. ун-т . – Одеса, 2023. – С. 358-359. – Бібліогр.: 4 назв. <https://card-file.ontu.edu.ua/items/fc8d7958-9af8-47a9-a668-41177b3b87d3>

## 1 АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ

### 1.1 Аспекти, що регулюють управління електроенергетикою України

Стан економіки країни, вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя людей мають значущий вплив на розвиток енергетики. Електроенергетика, що є ключовою складовою галуззю енергетики загалом, залежить від методів виробництва енергії для свого постійного функціонування та використовує природні та людські ресурси країни.

Людські ресурси охоплюють інтелектуальні здібності та фізичну працю працівників у науковій, адміністративній та інженерно-технічній сферах.

Електроенергетична система транспортує електроенергію високої напруги за допомогою магістральних та міждержавних повітряних ліній передачі від електрогенеруючих об'єктів, таких як електростанції, до мереж електропостачання як на внутрішньому, так і на зовнішньому ринку споживання електроенергії. Компанія "УКРЕНЕРГО" відповідає за обслуговування магістральних та міждержавних повітряних ліній електропередач та силових підстанцій.

У сфері оперативного керівництва компаній присутні місцеві електромережі: районні, розподільчі повітряні та кабельні лінії передачі електроенергії з напругою від 0,4 до 10 кВ та від 35 до 110-150 кВ. Ці мережі включають понижуючі, трансформаторні підстанції, розподільчі пункти, а також місцеві гідроелектростанції малої потужності, які в основному були споруджені у 50-60-х роках минулого століття.

Необхідно повністю або частково замінити приблизно 60% зношеного обладнання підстанцій від 10 до 750 кВ, провести реконструкцію понад 100 підстанцій напругою 220-750 кВ, термін експлуатації яких перевищує 30 і більше років, замінити понад 200 одиниць потужного трансформаторного та реакторного обладнання напругою 220-750 кВ [2], а також іншого високовольтного обладнання.

Також передбачається реконструкція пристроїв релейного захисту та автоматики з заміною їх на сучасні, що побудовані на мікропроцесорній основі.

Заплановано розвиток і реконструкцію магістральних електричних мереж, які показано на рисунку 1, у поєднанні з телекомунікаційними системами на основі оптичних волоконних мереж. Це дозволить впроваджувати сучасні функціональні системи автоматизованого

управління та дистанційного контролю для забезпечення надійного транспортування електроенергії відповідно до вимог інтеграції України до Європейського співтовариства.

Для поетапної реалізації програми розвитку магістральних електричних мереж до 2030 року буде потрібно інвестувати загалом 47,5 мільярдів гривень.

Тема дипломної роботи має значення не лише з технічної точки зору, а й у контексті можливого використання її результатів у сфері економіки.

Слід визначити, що енергетика у нашій країні має вирішальне значення для економічної незалежності та державної безпеки. Враховуючи стратегічне значення енергетичної галузі для держави, необхідно відзначити, що до цього часу даній сфері не надано належних пріоритетів у її розвитку, особливо на законодавчому рівні.

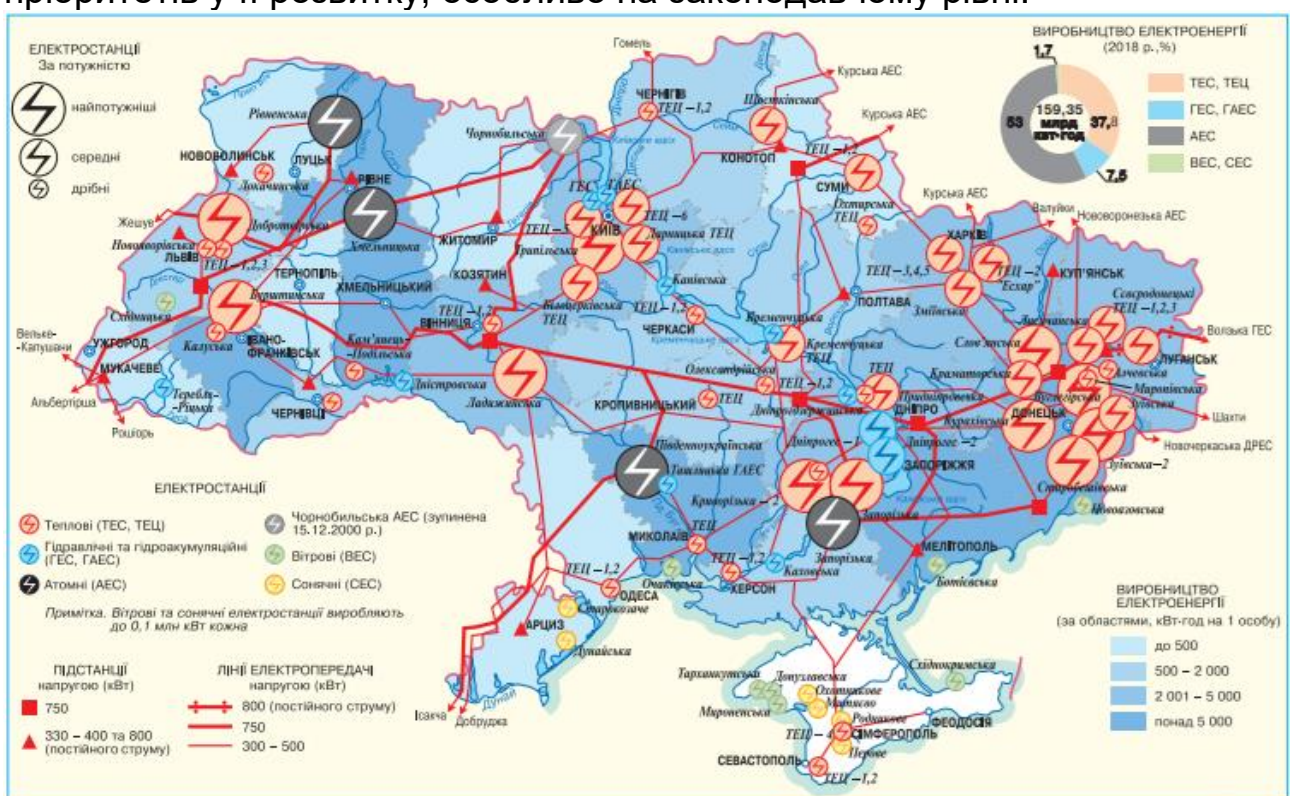


Рисунок 1 – Магістральні електричні мережі України

Підвищення ефективності використання енергії стало пріоритетним завданням енергетиків підприємства через необхідність забезпечення зростаючих потреб у паливі та енергії. Збільшення видобутку й виробництва енергетичних ресурсів для задоволення зростаючого попиту вимагає значних інвестицій та ресурсів, що робить це питання вельми важливим.

Більшість технологічних операцій, які включають програми для оптимізації використання енергії та забезпечення її ефективної економії, можуть негайно забезпечити економію шляхом впровадження невеликих технічних удосконалень. Перш за все, це відбувається через впровадження ефективних програм технічного обслуговування і ремонту.

Можна подати наступні поради щодо зменшення споживання енергії у сфері електроенергетичних систем.

- Використання максимально можливої напруги, яка є практично досяжною, є ключовим. У сфері промислового електропостачання подвоєння напруги зменшує робочий струм вдвічі та зменшує втрати активної потужності у чотири рази.
- Оптимізація вибору потужності трансформаторів: Застосування трансформаторів спричинює енергетичні втрати. Вибір правильного обладнання та робочої напруги може значно зменшити кількість необхідних трансформаторів та знизити втрати енергії.
- Зменшення енергетичних втрат під час розподілу електроенергії є критичним. Втрати енергії, особливо від активної потужності та трансформаторів, є стандартними у всіх системах розподілу електроенергії. Оптимальне проектування та управління цими системами не лише мінімізує втрати енергії, а й зменшує витрати на електроенергію. Багато обладнання працює ефективніше і має кращі коефіцієнти завантаження при близьких до номінальних потужностей. Невикористане обладнання має бути вимкнуте.
- Правильний вибір коефіцієнта потужності у системах електроенергетики. Низькі коефіцієнти разом із значними втратами напруги у мережі можуть призвести до збільшення втрат енергії та вартості електропостачання. Аналіз електроенергетичної системи та можливе використання конденсаторів для коригування коефіцієнта потужності є важливими. Для підприємств, які неефективно використовують енергію, це може призвести до 10-15% економії.
- Зменшення пікових навантажень: Частина вторинних навантажень можна відключати під час пікових періодів без впливу на виробничий процес. Управління цими навантаженнями може бути як ручним, так і автоматизованим.

Вдосконалення контрольно-вимірювальних пристроїв та встановлення допоміжних лічильників і реєстраторів навантаження відіграють ключову роль у процесі економії енергії. Хоча самі лічильники не забезпечують збереження енергії, їхнє встановлення надає керівникам підприємств необхідні дані для оцінки результатів програм з енергозбереження. Часто встановлення лічильників для моніторингу окремих технологічних процесів чи споживання енергії в будівлях призводить до ефективної економії на рівні 5-10%. Це досягається завдяки обліку використання енергії та перевірці результатів вжитих заходів.

Для ефективного керування електричними навантаженнями важливо використовувати мікропроцесорні прилади керування. Це допомагає адаптувати електропостачання до змінних потреб у промислового підприємства. У великих підприємств, де електроенергія є основним ресурсом, пікові навантаження можуть перевищувати ліміти,

встановлені угодами з постачальниками енергії, а це може призвести до зростання тарифів. ЕОМ дозволяє управляти навантаженням, мінімізуючи витрати на електроенергію. В аварійних ситуаціях або при дефіциті палива ЕОМ може програмувати роботу підприємства, забезпечуючи оптимальний рівень виробництва і нормальні експлуатаційні показники. Крім того, контроль та управління за допомогою мікропроцесора забезпечує безперервний і точний облік експлуатаційних даних на підприємстві.

Автоматизована система управління технологічними процесами підстанцій дозволяє підвищити ефективність роботи енергетичного обладнання, скоротити експлуатаційні витрати та полегшити управління енергооб'єктом загалом. Відомо, що галузь електроенергетики має національне значення економіки України. Розвиток електричних мереж, ускладнення режимів їх роботи, збільшення пікових навантажень, старіння інфраструктура мережі – ці та інші проблеми спонукають підприємства з розвиненою електроенергетичною мережею автоматизувати управління енергогосподарством.

Автоматизація підстанцій дає підприємству бізнес-переваги:

- Підвищення ефективності функціонування підстанцій;
- Зростання рівня надійності електропостачання споживачів;
- Виключення помилкових дій чергового персоналу;
- рівномірний розподіл навантаження на електричну мережу;
- Ефективне керування системою електропостачання;
- Забезпечення безпечної роботи електромереж та обладнання;
- Зниження комерційних втрат у мережах та непрямих витрат.

Потреба в електроенергії зростає, а процеси виробництва, передачі та споживання потребують вдосконалення. Електрична мережа - основа електромережевої компанії, тому управління та контроль за станом мережі та технологічними параметрами має високе значення. Автоматизація енергетичних об'єктів сприяє задоволенню зростаючої потреби в якісній та безперебійній електроенергії енергоємних промислових підприємств. Результат впровадження АСУ ТП підстанцій: підвищення надійності мережі, зниження витрат, виключення ризику аварій та оптимальне розподілення навантаження.

Інтелектуальні енергосистеми створені для ефективнішого управління енергією за рахунок оптимізації процесів виробництва та розподілу електроенергії, зниження втрат, підвищення надійності енергооб'єкта. Ефективність діяльності виробників електроенергії, енергозбутових та електромережевих компаній значною мірою залежить від впровадження нових технологій передачі та розподілу електроенергії, модернізації електротехнічних пристроїв та побудови системи управління. Для суб'єктів електроенергетики АСУ ТП підстанцій – це спосіб підвищення надійності електропостачання споживачів за рахунок

зниження втрат енергії в електричних мережах, зменшення помилок персоналу, скорочення кількості аварійних ситуацій.

Автоматизація керування об'єктами електроенергетики дозволяє:

- підвищити стійкість роботи ел. станцій та мереж;
- зменшити аварійність та втрати електроенергії;
- зменшити витрати на ремонт енергетичного обладнання.
- підтримувати встановлені параметри енергосистеми;
- забезпечити економічний режим роботи електричних мереж.

Сьогодні на ринку електроенергії ми спостерігаємо загальносвітову тенденцію щодо впровадження в енергосистему інтелектуальних електромереж та підстанцій нового покоління. «Розумні» мережі відіграють важливу роль у розвитку енергетики та вирішують безліч завдань підприємств цієї галузі. Підстанція – це невід'ємний структурний елемент будь-якої енергосистеми, що виконує функцію перетворювача напруги. Автоматизація керування підстанцій дозволяє оперативно реагувати на позаштатні ситуації в роботі електричної мережі, виключати збої та пошкодження, гарантуючи стабільну якість електроенергії.

Безумовно, всім елементам підстанції необхідний надійний захист, своєчасна діагностика, аналіз та сигналізація для виключення ризику збоїв та аварійних ситуацій. Джерелами інформації для системи служать: пристрої протиаварійної автоматики, релейного захисту, реєстратори аварійних процесів, лічильники, аналізатори якості електроенергії, контролери, системи сигналізації та часу.

Хід технологічного процесу, стан комутаційних апаратів, операційні дані, технічні показники роботи електроустаткування, параметри електричної мережі – вся інформація вчасно надходить до оперативного персоналу. Підвищується керованість енергооб'єкта, забезпечується безаварійна робота підстанцій та розширюються можливості енергосистеми. В автоматичному режимі здійснюється керування напругою, реактивною потужністю та керування складом трансформаторів.

Зростання потреб сучасної електроенергетики вимагають гнучкої та злагодженої роботи всіх енергосистем. Збільшення потужностей, підвищення надійності енергопостачання, безперебійне функціонування обладнання – запорука зміцнення електроенергетичного комплексу та подальшого розвитку економіки. Тому при будівництві та модернізації інфраструктури не обійтися без впровадження передових технологій автоматизації енергооб'єктів.

Впровадження для середніх та великих енергооб'єктів ґрунтуються на архітектурі, що визначається стандартом IEC 61850. У цьому випадку передбачається впровадження автоматизованих систем із розподіленою структурою, де основними елементами виступають інтелектуальні електронні пристрої. У ролі використовуються контролери приєднань, термінали РЗА та інші пристрої, що утворюють польовий рівень системи.

Середній рівень формується комунікаційними контролерами, які об'єднують усі пристрої у загальну SCADA-систему, створюють єдиний інформаційний простір, що складається з різних пристроїв та підсистем, забезпечують зручне спостереження та керування об'єктом за допомогою сучасного програмного забезпечення. Розподілені системи великих енергооб'єктів можуть приймати та обробляти кілька десятків тисяч сигналів.

У сучасній глобальній літературі наразі широко застосовується узагальнюючий термін TELECONTROL, що ефективно поєднує ідеї «віддаленого керування» та «моніторинг» незалежно від характеру впливу на об'єкт. В Українській літературі часто можна зустріти використання поєднання термінів «телемеханічне управління та контроль» або вже звичайний термін «телемеханіка», якщо мова йде про його умовність у вказаному контексті [3].

В області автоматизації розподільчих мереж проводила наукові дослідження авторка наукової статті «Стан розвитку автоматизованих систем управління в електричних мережах» Пантелєєва І.В., у якій виконала огляд та розбір напрямів подальшого розвитку інтелектуальних систем управління підстанціями та визначила необхідність створення і впровадження таких систем для спрощення режимів управління енергетичних об'єктів [4].

## **1.2 Аналіз сучасних рішень автоматизації електричних підстанцій**

Потреба в екологічній та стійкій енергії набуває все більшого значення в сучасному світі, а розрив між попитом та пропозицією електроенергії стає однією з найбільш критичних проблем. Управління електроенергією є важливим завданням на всіх рівнях, особливо в країнах, де зростання споживання, наприклад, в Індії, відбувається найшвидшими темпами.

Сучасні підстанції потребують систем автоматизації для ефективного керування та постачання електроенергії. Основна мета - створення системи SCADA для необхідної підстанції. Автоматизація електроживлення місць електропостачання часто потребує спеціального захисту від несправностей, для чого застосовуються інтелектуальні електронні пристрої (IED), які допомагають уникнути катастроф у системі електропостачання та забезпечують безпеку людей.

Впровадження стандарту IEC 61850 сприятиме автоматизації підстанцій та забезпечить захист як всередині, так і між підстанціями. Система автоматизації підстанцій (SAS) дозволяє контролювати та керувати обладнанням як на місці, так і віддалено, а система диспетчерського контролю та збору даних (SCADA) забезпечує користувачам людино-машинний інтерфейс (HMI), який дозволяє керувати, моніторити та виконувати захист пристроїв [5].

Підстанції є ключовими складовими електромережі, які сприяють ефективності передачі та розподілу електроенергії. Системи автоматизації підстанцій дозволяють керувати та моніторити їх у режимі реального часу, сприяючи максимальній доступності, ефективності, надійності, безпеці та інтеграції даних.

Автоматизація підстанцій (SA) - це система, що дозволяє електричним утилітам дистанційно моніторити, контролювати та координувати роботу розподільних компонентів, що встановлені на підстанції. Вона використовує високошвидкісні віддалені термінали на базі мікропроцесорних одиниць (RTUs) або інтелектуальні електронні пристрої (IED) для автоматизації та захисту підстанцій. Стандарт IEC 61850 був представлений у 2003 році і визначає стандартні протоколи зв'язку та сумісність пристроїв. Система автоматизації підстанцій (SAS) ґрунтується на децентралізованій архітектурі та концепції орієнтованої на захист і доступність в реальному часі.

Система SCADA (Система контролю та збору даних) - це система дистанційного моніторингу та контролю, яка працює з кодованими сигналами через канали зв'язку (зазвичай через один "канал зв'язку для дистанційного керування" на станцію) [6]. Система управління може бути поєднана з системою збору даних шляхом використання кодованих сигналів по каналах зв'язку для отримання інформації про стан віддаленого обладнання для відображення або запису функцій. Це є одним з видів промислових систем управління (ICU), які представляють собою комп'ютерні системи для моніторингу та контролю промислових процесів, що існують у фізичному світі. SCADA системи відрізняються від інших систем ICU тим, що можуть працювати з великими масштабами процесів, охоплюючи кілька підстанцій на великій відстані.

Система SCADA зазвичай складається з наступних компонентів:

- Віддалений термінал (RTU): використовується для збору даних з об'єктів, їх перетворення на цифровий формат та відправлення до центральної системи [7].
- Система телеметрії: відповідає за збір і передачу даних про стан об'єктів на підставню, які можуть бути виміряні та змінені.
- Сервер збору даних: Центральний елемент, що приймає, обробляє та зберігає дані від віддалених терміналів та інших джерел.
- Людино-машинний інтерфейс (HMI): це інтерфейс, який дозволяє операторам спостерігати за процесами, взаємодіяти з системою та вживати керуючі дії.
- Наглядова (комп'ютерна) система: вона відповідає за збір, отримання та відправлення команд до системи SCADA. Ця система також аналізує отримані дані.

- Комунікаційна інфраструктура: забезпечує зв'язок між системами нагляду та віддаленими терміналами, щоб передавати дані та отримувати команди.

Ці компоненти дозволяють системі SCADA ефективно моніторити, збирати дані та виконувати управління в реальному часі, як це показано на рисунку 2.

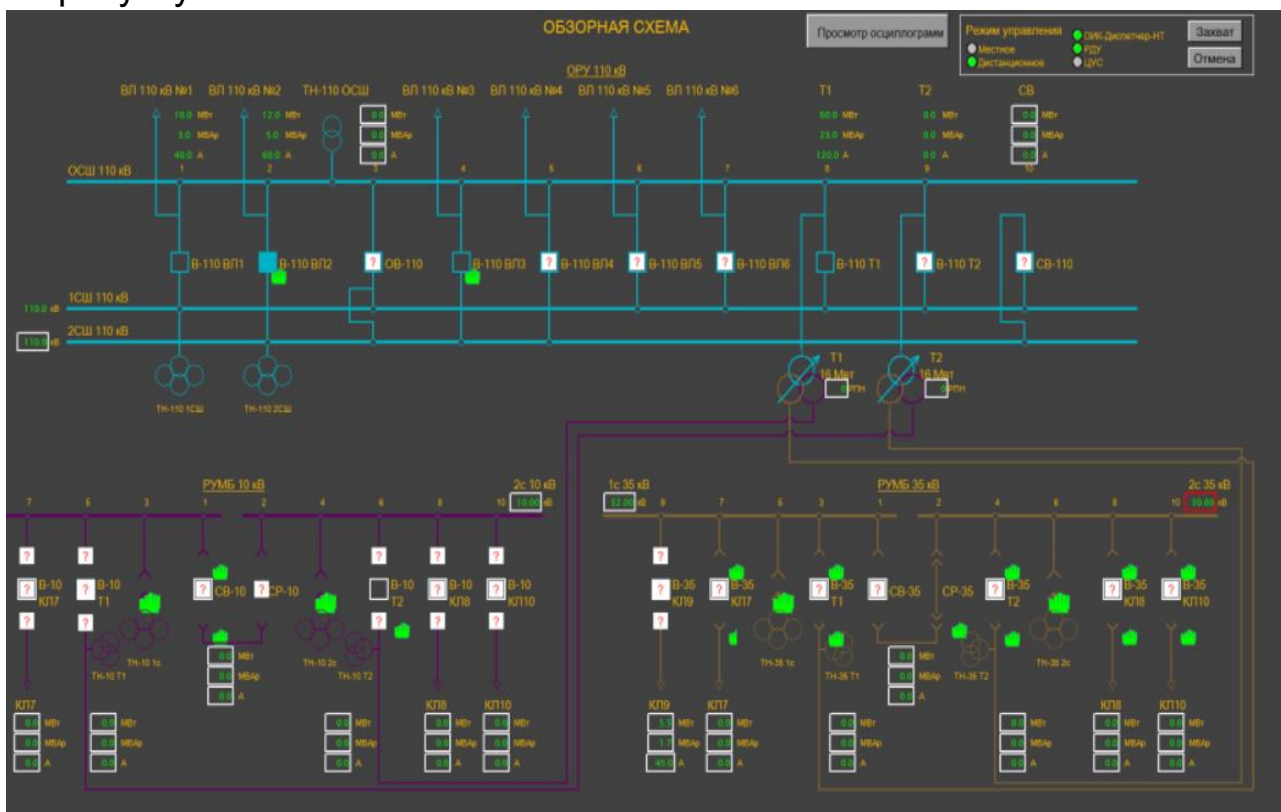


Рисунок 2 – Приклад автоматизованого робочого місця диспетчера підстанції зі впровадженою системою SCADA

Автоматизована система керування електричною частиною може включати в себе два варіанти управління – це локальний та дистанційний режим.

В локальному режимі оператор обирає об'єкт на інтерфейсі (HMI). Якщо об'єкт заблокований або не може бути вибраний, система відображає тривожне повідомлення. Якщо об'єкт доступний, індикатор показує напрямком, і оператор може вибрати відповідну кнопку "ON" або "OFF", щоб відкрити або закрити цей об'єкт. У цьому режимі не можна виконувати контрольні операції з інших місць, наприклад, дистанційно.

Дистанційний режим передбачає передачу контрольних прав на більш високий рівень, і об'єкт можна контролювати лише дистанційно. Операції з контролю на нижчих рівнях у цьому режимі не можливі.

### 1.3 Огляд наявного рівня автоматизації встановленого на підстанції

Системи контролю та сигналізації розміщені на панелі оперативного управління (ОПУ). Схеми сигналізації та блокування виконані з використанням реле та контактних елементів, що наведено на рисунку 3:

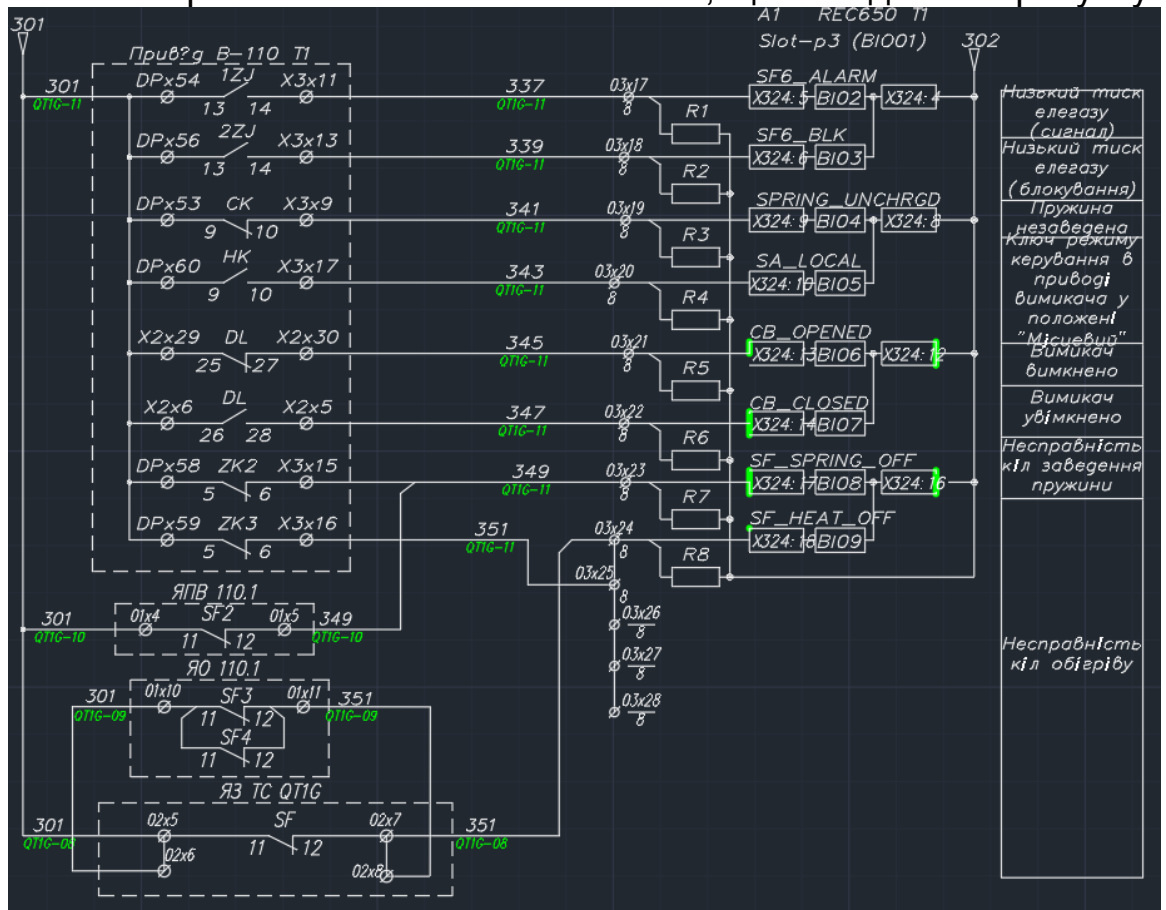


Рисунок 3 – Схеми сигналізації та блокування

В автоматизовану систему управління технологічними процесами підстанції входять наступні підсистеми:

- Автоматичне введення резерву на секційних вимикачах 6 кВ;
- Автоматичне введення резерву власних потреб 0,4 кВ;
- Автоматичне частотне розвантаження (АЧР-6 кВ) ліній, що відходять 6 кВ;
- Автоматичне керування перемикачами напруги силових трансформаторів 150/6/6 кВ під навантаженням з використанням регуляторів АРТ-1М;
- Автоматичне керування обдуванням трансформаторів 150/6/6 кВ;
- Керування обігрівом вимикачів на ВРУ 150 кВ та шаф КМ-1Ф.
- Світлова сигналізація положення вимикачів 150 кВ та 6 кВ;
- Індивідуальна сигналізація аварійного відключення;
- Попереджувальна сигналізація відхилення від нормального режиму роботи обладнання та порушення справності ланцюгів;

- Центральна звукова сигналізація, що забезпечує привернення уваги персоналу при дії запобіжної та аварійної сигналізації.

Для уникнення помилкових дій обслуговуючого персоналу на підстанції передбачено застосування електромагнітного блокування роз'єднувачів.

Для збору, реєстрації та ідентифікації аномальних режимів роботи, автоматичної обробки та архівування інформації використовуються реєстратори РЕКОН 07Б, розташовані на панелі №7 для кожного силового трансформатора на ПС 150/6/6 кВ. Ці реєстратори дозволяють створювати файли експрес-інформації, як показано на рисунках 4 і 5 та передавати їх віддаленому та місцевому персоналу для аналізу функціонування об'єкта в нормальних і аварійних режимах [8]. Крім того, оперативний персонал може переглядати текстовий файл експрес-інформації на вбудованому дисплеї реєстратора. Для забезпечення інформаційного зв'язку через телефонний канал реєстратори обладнані модемом GSM.

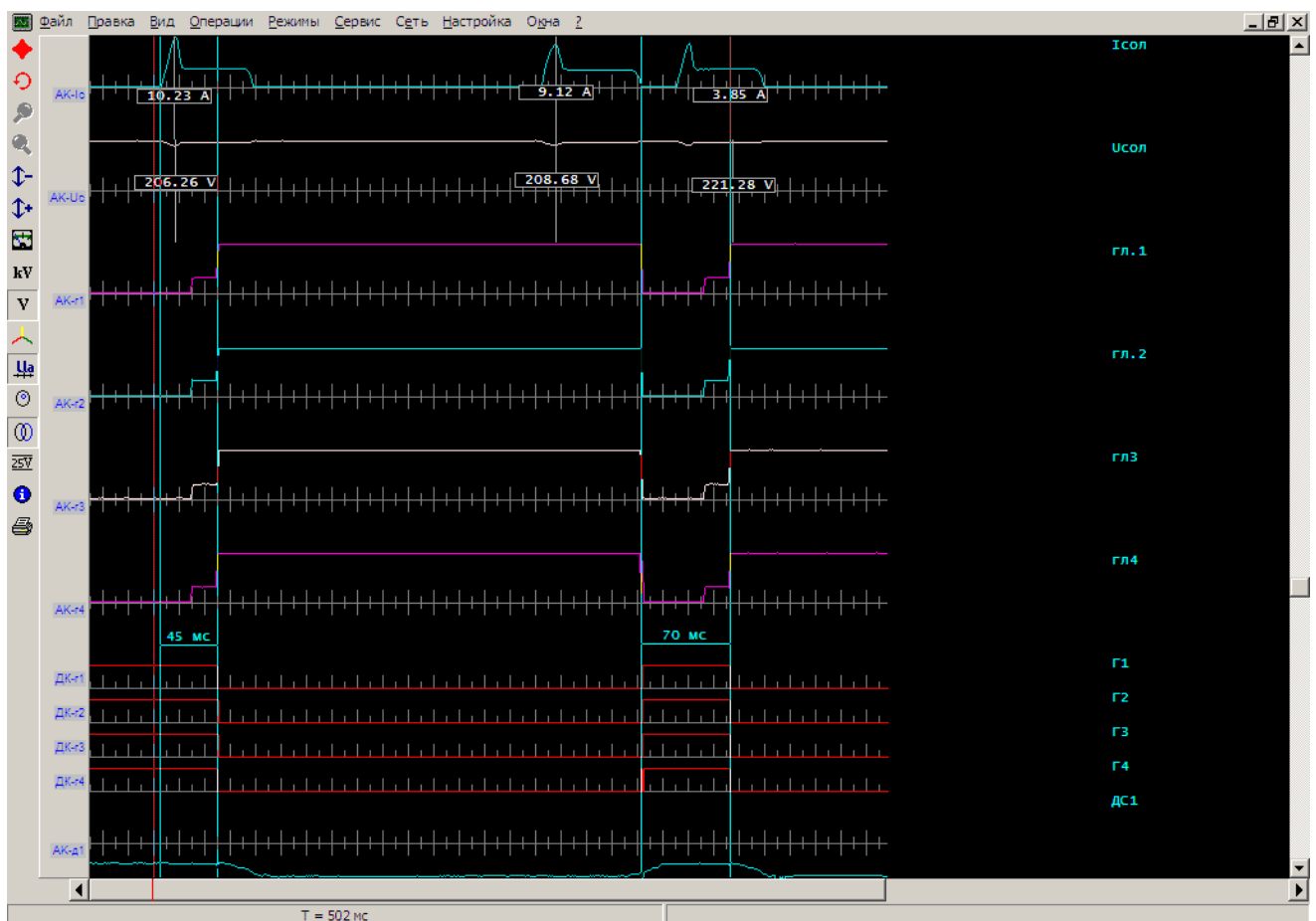


Рисунок 4 – Осцилограма режиму «Вимкнення-увімкнення-вимкнення» вакуумного вимикача

Релейний захист для введів та секційних вимикачів напругою 6 кВ реалізований на мікропроцесорних пристроях від АВВ. Ця апаратура захисту розміщена на панелях ОПУ підстанції. Релейний захист для відхідних приєднань напругою 6 кВ виконується за допомогою мікропроцесорних пристроїв АВВ REF-615. Ця апаратура захисту встановлюється у шафах 6 кВ типу КМ-1Ф.

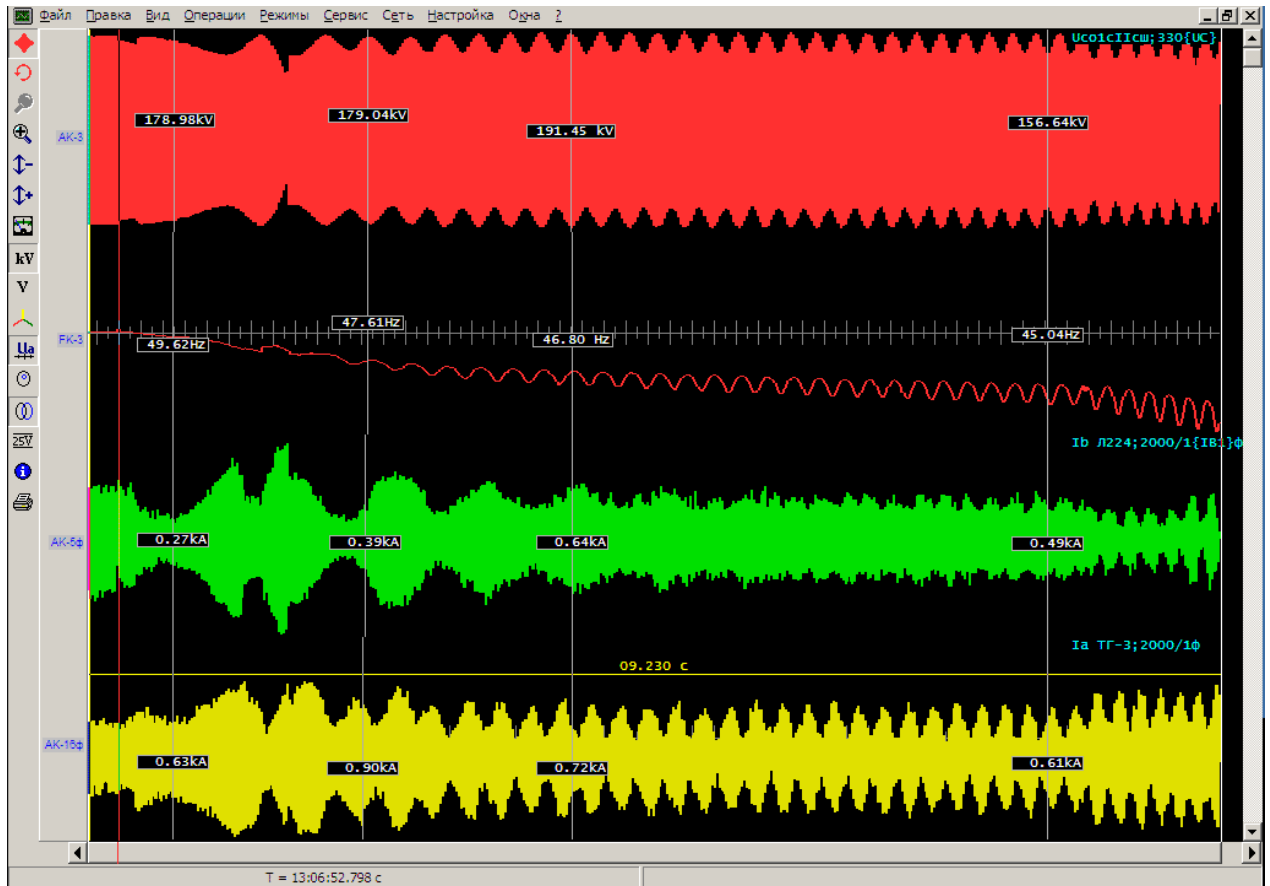


Рисунок 5 – Осцилограма струму, напруги та частоти під час системної аварії

Встановлено ще інші види захисту:

- максимальний струмовий захист із блокуванням мінімальної напруги на вводах 6 кВ, виконана на базі мікропроцесорного пристрою REF-630;
- максимальний струмовий захист секційних вимикачів 6 кВ, виконаний на базі мікропроцесорного пристрою REF-630;
- захист від дугових замикань у шафах 6 кВ КМ-1Ф, з передачею сигналу на відключення вимикачів введів 150 кВ.

Для приєднань, які відводяться, передбачено застосування релейного захисту відповідно до вимог розділу 3 Правил улаштування електроустановок. Цей захист виконаний на основі мікропроцесорних пристроїв REF-615.

## 1.4 Огляд сучасних рішень автоматизації об'єктів електроенергетики

Наразі спостерігається збільшення нових та модернізація існуючих підстанцій, які охарактеризовані як "цифрові" [9].

Мережа розповсюдження технологій автоматизації використовує модель загальнодоступної інформації, яка є мінімальним міжнародно визнаним стандартом. Мережа передачі використовує теоретичний алгоритм, який поєднує практичну роботу з розширеним прикладним програмним забезпеченням. Додаючи координацію алгоритмів сірих нейронів для штучного інтелекту в процесі прогнозування навантаження та використовуючи рекурсивні алгоритми віртуального потоку розподільної мережі, розрахунок завершується в остаточному процесі розрахунку потоку потужності. Основні прориви технології автоматизації розподільних мереж у системі розподілу показані в передовому прикладному програмному забезпеченні, інтеграції мережі розподілу інформації, цифровій моделі мережі середньої та низької напруги та моделі розподільної мережі, які ефективно вирішують перевізника в мережі розподілу занепаду, маршрутизації та інших технічних проблем. Головним чином завдяки застосуванню технології цифрової обробки сигналів покращується чутливість прийому та отримання.

Розвиток промисловості відзначається новим етапом інновацій — цифровою трансформацією, яка охоплює всі сфери науки й техніки, у тому числі й електроенергетику.

Цей процес розпочався понад 20 років тому, коли були створені перші мікропроцесорні блоки для релейного захисту та автоматики. Ці блоки мали можливість інтеграції в автоматизовані системи управління технологічними процесами через цифрові канали зв'язку.

Одним з основних результатів впровадження цифрових технологій було утворення поняття "Цифрова підстанція". Спочатку цей термін не мав чіткого визначення, існувала лише уява, що якщо на підстанції використовуються мікропроцесорні пристрої та системи автоматизації управління технологічними процесами, то її можна віднести до "цифрових".

Зараз поняття "цифрова підстанція" отримало новий вимір. Під цим терміном розуміється розподільна підстанція електроенергетичної системи, де обмін інформацією між її складовими частинами та управління її функціонуванням відбуваються у цифровому форматі, використовуючи стандарти серії IEC 61850. Головною відмінністю цього терміну від попереднього є використання міжнародного стандарту IEC 61850 для реалізації таких підстанцій, що детально описує їх функціональні можливості.

Так, за стандартами IEC 61850, до складових компонентів цифрової підстанції відносяться:

- Передача інформації між системами захисту та автоматизації у цифровому форматі.
- Дистанційне управління вимикачами та всіма засобами комутації.
- Моніторинг технічного стану електроустаткування підстанції.
- Система контролю якості електроенергії.
- Заміна традиційних вимірювальних трансформаторів комплексом оптичних пристроїв, що перетворюють аналогові сигнали.
- Забезпечення кібербезпеки через використання відповідних систем.

Всі зазначені компоненти свідчать про необхідність організації обміну, збирання, зберігання та захисту інформації у цифровому форматі на цифровій підстанції. Це передбачає, що всі прилади, пов'язані з цими функціями, мають базу на мікропроцесорах, а їх взаємозв'язок здійснюється через цифрові сигнали [10].

У зв'язку з розвитком і прогресом науки і техніки технологія електричної автоматизації поступово набула широкого застосування завдяки дедалі досконалішій комп'ютерній техніці. На основі достатньої кількості експериментальних даних, наданих системою моделювання, технологія електричної автоматизації може проводити синхронні експерименти для стаціонарного та перехідного режимів різновидів та різних систем живлення, допомагати дослідникам у тестуванні нових пристроїв. Різноманітність різних керуючих пристроїв може утворювати замкнуту систему з ними, гнучко забезпечуючи умови високої якості для систем передачі та експериментів із інтелектуальними стратегіями керування захистом. Впровадження системи моделювання в режимі реального часу в енергосистемі створює зручні умови для поглибленого вивчення імітаційного моделювання енергосистеми в режимі реального часу та моніторингу динамічних характеристик навантаження з метою побудови лабораторії з умовами моделювання в режимі реального часу.

Планування проектування, аналіз роботи, діагностика несправностей енергосистеми та її компонентів проводяться для практичних досліджень з аспектів еволюційної теорії, експертних систем та нечіткої логіки. У поєднанні з потребами розвитку відповідних підприємств вивчаються інтелектуальне управління та застосування енергетичної системи. На основі вивчення вищезазначеного практичного програмного забезпечення вдосконалюється робота енергосистеми та рівень інтелектуального керування.

Також через прискорення розвитку сучасних міст залежність технологій автоматизації від розвитку багатьох галузей стає все сильнішою. Тому електротехніка автоматизації займає все більш високі позиції. Зі збільшенням розширення ринку електроенергії контрольованість електричних технологій автоматизації також стикається з більшими вимогами з боку людей.

## 1.5 Обґрунтування технічного переоснащення системи АСУ підстанції ГПП

Всі зазначені компоненти свідчать про необхідність організації обміну, збирання, зберігання та захисту інформації у цифровому форматі на цифровій підстанції. Це передбачає, що всі прилади, пов'язані з цими функціями, мають базу на мікропроцесорах, а їх взаємозв'язок здійснюється через цифрові сигнали.

Наразі на підстанції функціонують мікропроцесорні пристрої REF-615 та REF-630, встановлені в шафах 6 кВ КМ-1Ф. Хоча ці пристрої мають широкий спектр можливостей, їх потенціал на підстанції ГПП 150/6/6 не повністю використовується [11]. Ці пристрої можуть об'єднуватися через інтерфейс RS485 з перетворювачем інтерфейсів U 485-1 в систему АСУ для підключення до основного комп'ютера. Тут здійснюється передача накопиченої мікропроцесорами інформації для подальшої обробки та зберігання. На екрані відображена мнемосхема підстанції, що дозволяє контролювати положення вимикачів 6 кВ та відправляти команди на дії - увімкнення або вимкнення вимикачів. Отримана інформація також передається до диспетчерського пункту для подальшого аналізу та керування.

Розглянувши всі аспекти, основними метами розробки АСУТП на підстанції є:

- Забезпечення автоматизованого контролю за різними процесами, що відбуваються на підстанції.
- Оптимізація управління вимикачами та іншими комутаційними пристроями з використанням телекерування.
- Впровадження системи моніторингу, яка дозволяє відстежувати стан електрообладнання.
- Забезпечення контролю якості електроенергії та вимірювання параметрів.
- Поступовий перехід від традиційних вимірювальних трансформаторів до оптичних вимірювальних трансформаторів.
- Забезпечення системи кібербезпеки для захисту інформації та обладнання від зовнішніх загроз.
- Підтримка ефективного інформаційного обміну між обладнанням та контролерами за допомогою відповідних мережних інтерфейсів.

Ці завдання спрямовані на покращення ефективності, безпеки та моніторингу роботи електроенергетичної підстанції.

Цю інформацію необхідно обробити для формування інформаційно-контрольної системи управління з сильною керованістю, яка покращує керованість електротехніки автоматизації та робить систему більш стабільною. Поліпшення керованості електричної автоматизації може не тільки сприяти безпеці та стабільності роботи енергосистеми, але й значно сприяти розвитку енергетики.

## 2 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ АВТОМАТИЗАЦІЇ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СТРУКТУРИ КОМП'ЮТЕРНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ

### 2.1 Вибір технологічних параметрів для проектування системи автоматизації підстанції ГПП

Для створення автоматизованої системи управління технологічними процесами електроенергетичних систем потрібно визначити ключові параметри, які будуть використовуватись. Вибір кожного параметра залежить від конкретної задачі, яку потрібно вирішити, та властивостей самого процесу.

У випадку автоматизації енергетичної системи, основними технологічними параметрами є рівень напруги, струму, потужності та частоти. Ці параметри необхідні для ефективного контролю та регулювання енергетичного процесу, забезпечуючи його безпечну та ефективну роботу [12].

Технологічні параметри підстанції охоплюють будь-які величини, які визначають основні технологічні характеристики електроенергетичного процесу, що відбувається на даній підстанції. До таких параметрів можна віднести:

- Напруга – основний показник, який описує функціонування електричної мережі на підстанції. Її величина змінюється в залежності від режиму роботи трансформаторів, розподільних пристроїв та інших компонентів електричної мережі.
- Струм – вимірюється для моніторингу навантаження на обладнання та розрахунку струмів короткого замикання, що є ключовими для проектування захисних пристроїв.
- Потужність – головний параметр, що визначає енергетичний потік на підстанції. Вимірюється для визначення розміру та кількості трансформаторів та інших елементів.
- Частота – встановлюється для контролю точності роботи генераторів та інших устаткувань, які працюють зі змінним струмом.
- Рівень шуму та вібрації – вимірюється для контролю стану обладнання та виявлення можливих проблем.
- Рівень ізоляції – характеризує електричну ізоляцію елементів електричної мережі та їх відповідність вимогам безпеки.
- Температура – важливий параметр для контролю роботи трансформаторів та інших елементів, що працюють з великими навантаженнями.
- Кількість елементів – залежно від розміру та потужності підстанції визначає кількість трансформаторів, розрядних пристроїв, автоматичних вимикачів, заземлювальних пристроїв та інших елементів системи АСУТП.

- Витрата енергії – вимірюється для оцінки ефективності роботи підстанції та забезпечення економічної вигідності.
- Рівень надійності – ключовий параметр, який визначає можливість безперебійної та стабільної роботи електроенергетичної системи та забезпечення надійного постачання електроенергії споживачам.

Під час вибору технологічних параметрів для проектування системи автоматизованого управління технологічними процесами на підстанції ГПП, ми уважно враховуємо унікальні особливості саме цієї станції, її робочі режими і вимоги до стабільності та надійності електропостачання. Професійний підбір технологічних параметрів є важливим етапом для ефективної та безперебійної функціонування системи автоматизованого управління та забезпечення надійного та якісного електропостачання.

Для удосконалення автоматизації об'єкту, ми віддаємо перевагу таким характеристикам:

1. Моніторинг і вимірювання вхідної напруги.
2. Контроль і вимірювання частоти змінної напруги в мережі.
3. Моніторинг і вимірювання струму на відгалуженнях.
4. Контроль стану ізоляції на всіх рівнях електричних систем.
5. Вимірювання споживаної електричної енергії.

## **2.2 Визначення параметрів для налагодження системи автоматизації**

Напруга та частота. Відповідно до НПАОП 40.1-1.32-02 "Норми якості електричної енергії", напруга в мережі 6,3 кВ повинна відповідати наступним критеріям:

- Максимальне значення напруги не повинно перевищувати 110% від номінального значення, тобто 6,93 кВ.
- Мінімальне значення напруги не може бути менше 90% від номінального значення, тобто 5,67 кВ.

Максимальне значення частоти мережі може становити 50,2 Гц, а мінімальне - 49,8 Гц [13].

Струм та навантаження. У закритому розподільному улаштуванні підстанції ГПП є 41 комірка, ідея полягає в тому, щоб їх об'єднати в систему автоматизованого управління. Це означає, що треба створити сполучену систему з цих комірок для автоматизації керування 4 комірками, що живлять чотири основні секції шин;

- 9 комірок, які живлять розподільчі підстанції;
- 2 комірки, що живлять прямо силові трансформатори;
- 2 комірки, що живлять трансформатори для внутрішніх потреб;
- 6 комірок для живлення систем компенсації реактивної потужності;
- 2 комірки з секційними вимикачами.
- 16 резервних комірок.

Кожен тип комірок має свої власні параметри струму та навантаження, які визначають його функціональні можливості та специфіку роботи в системі [14].

Отримані параметри струму та встановлені типи реле для кожного типу комірок відображені в Таблиці 1, згідно з актуальною проектною документацією та картою розрахунку уставок.

### **2.3 Запропонована структура АСУТП підстанції**

Система автоматизованого управління технологічним процесом підстанції включає наступні підсистеми:

- Інформаційна система;
- Підсистема оперативного управління;
- Автоматична система управління;
- Система передачі та прийому інформації;
- Система зв'язку;
- Система релейного захисту;
- Система діагностики стану основного обладнання

Нижній рівень автоматизованої системи управління та контролю технологічного процесу (АСУТП) на підстанції складається з цифрових пристроїв захисту. Ці цифрові термінали використовуються не лише для захисту, а також для передачі інформації до функціональних контролерів. Інформація з нижнього рівня передається на верхній рівень через шину ETHERNET. Ця інформація включає дані про поточні параметри нормального режиму, активацію захистів і попереджувальну сигналізацію.

Верхній рівень системи дозволяє керувати параметрами захистів і вручну керувати вимикачами. Для об'єднання цифрових терміналів в мережу можна використати схему підключення за технологією "Шина". У цій схемі передача інформації здійснюється за допомогою інтерфейсу RS-485 через електричні кабелі з крученою парою.

Верхній рівень включає в себе наступні функції:

- Збір, відображення та передача інформації від блоків РЗА до верхнього рівня;
- Телемеханічне управління комутаційним обладнанням;
- Запис та аналіз осцилограм аварійних процесів;
- Синхронізація системи єдиного часу.

На рисунку 6 показана структурна схема втілення запропонованої системи автоматизованого управління технологічним процесом підстанції [15].

Таблиця 1 – Визначення струмів, при яких спрацюває захисне реле, та обрання відповідного реле захисту.

Найменування обладнання приєднань	Вид захисту	Максимальний робочий струм	Коефіцієнт трансформації трансформатора струму	Вибір параметрів спрацювання та типу реле						
				Умови вибору струму спрацювання	Розрахункове значення струму налаштування I <sub>розр.</sub> , А	Прийнятий струм спрацювання		Тип реле	Витримка часу, t, с	Розрахункове значення струму К.З. I <sub>к.з.</sub> , хв., А
						Уставка реле I <sub>с.р.</sub> , А	Первинний струм I <sub>с.з.</sub> , А			
Комірка №15, №26	Струмова відсічка	96	K <sub>та</sub> =150/5	Від максимального значення струму зі сторони НН	I <sub>нал.</sub> = I <sub>кз</sub> =1441	50	1500	REF - 615	0	9410
	МСЗ			Від максимального значення струму навантаження	I <sub>нал.</sub> = I <sub>макс.нав.</sub>	4,4	132		0,5	1395
Комірка №33, №38	МСЗ	46 2	K <sub>та</sub> =800/5	Від максимального значення струму навантаження	I <sub>нал.</sub> = I <sub>макс.нав.</sub>	3,9	624	REF - 615	0,5	11785
Комірка №5, №16	МСЗ	94 0	K <sub>та</sub> =100/5	Від максимального значення струму навантаження	I <sub>нал.</sub> = I <sub>макс.нав.</sub>	6,4	1280	REF - 615	0,5	11416
Комірка №22, №40, №43	МСЗ	34 0	K <sub>та</sub> =400/5	Від максимального значення струму навантаження	I <sub>нал.</sub> = I <sub>макс.нав.</sub>	5,8	464	REF - 615	0,5	11671
Комірка №31, №44	МСЗ	38 0	K <sub>та</sub> =400/5	Від максимального значення струму навантаження	I <sub>нал.</sub> = I <sub>макс.нав.</sub>	6,5	529	REF - 615	0,5	11136
Комірка №1, №27	МСЗ		K <sub>та</sub> =150/5	Від максимального значення струму навантаження	I <sub>нал.</sub> = I <sub>макс.нав.</sub>	7	2100	REF - 630	1	12261
Комірка №10, №21, №36, №47	МСЗ		K <sub>та</sub> =200/5	Від максимального значення струму навантаження	I <sub>нал.</sub> = I <sub>макс.нав.</sub>	7	2100	REF - 630	1	12261
*Інші (в т.ч. резерв)	МСЗ		K <sub>та</sub> =150/5	Від максимального значення струму навантаження	I <sub>нал.</sub> = I <sub>макс.нав.</sub>	5	150	REF - 615	0,5	1500

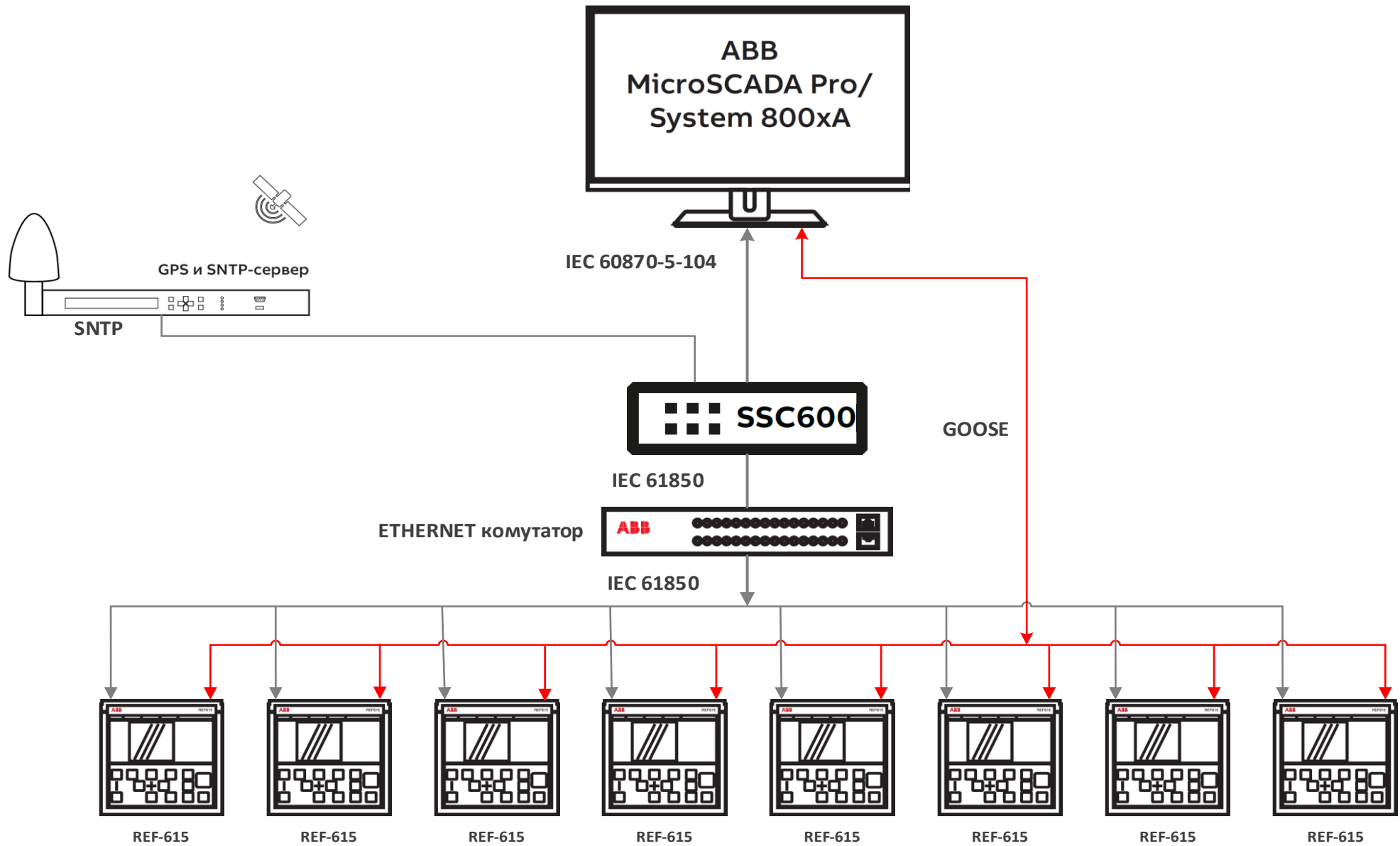


Рисунок 6 – Запропонована структура схема організації АСУТП ПС

## **2.4 Обґрунтування вибору підсистем верхнього рівня АСУТП ПС**

Підсистеми програмного забезпечення грають ключову роль у процесі автоматизації підстанцій в електроенергетиці, забезпечуючи ефективність та безпеку енергетичних систем. Наступні важливі підсистеми програмного забезпечення використовуються при автоматизації підстанції ГПП.

Підсистема збору та аналізу даних: ця підсистема здійснює збір інформації з мікропроцесорних пристроїв, що встановлені на комірках та іншому обладнанні, наприклад, датчиках та реле захисту. Вона також проводить аналіз та обробку цих даних, дозволяючи відстежувати технічний стан обладнання та прогнозувати можливі відмови.

Підсистема віддаленого керування: ця підсистема дозволяє операторам дистанційно керувати підстанцією та її обладнанням з центрального пункту керування. Це зменшує ризик аварій та покращує безпеку роботи персоналу.

Підсистема моніторингу та діагностики: ця підсистема відслідковує технічний стан обладнання на підстанції та діагностує можливі відмови. Вона допомагає вчасно виявляти несправності та вживати заходів для їх усунення, збільшуючи надійність підстанції.

Підсистема аварійного керування: ця підсистема забезпечує автоматичне управління підстанцією під час аварійних ситуацій через автоматичні пристрої релейного захисту.

Підсистема візуалізації та звітності: ця підсистема відображає інформацію про стан обладнання та технологічні процеси на підстанції, надаючи операторам зручний доступ до даних для прийняття обґрунтованих рішень.

Підсистема комунікацій: ця підсистема забезпечує зв'язок між пристроями та системами на підстанції, використовуючи комунікаційний протокол IEC 61850 [16].

Ці підсистеми програмного забезпечення допомагають автоматизувати роботу підстанцій та забезпечують їх ефективність та безпеку. Вони надають операторам та керівництву підстанції широкий спектр інструментів для контролю технологічних процесів, виявлення несправностей та прийняття заходів для оптимізації роботи. Моніторинг стану обладнання допомагає у вчасному виявленні можливих відмов та уникненні аварійних ситуацій, а підсистема діагностики дозволяє вчасно реагувати на несправності та усувати їх причини, підвищуючи надійність роботи підстанції. Схема взаємодії усіх підсистем наведена на рисунку 7.

## 2.5 Перелік задач для кожної з підсистеми

Автоматизація головної понижуючої підстанції використовує комп'ютеризовані системи для збору, обробки та аналізу даних з метою покращення ефективності обладнання та забезпечення безперебійного електропостачання. Підсистеми програмного забезпечення АСУ ПС є ключовою частиною автоматизованої системи керування підстанцією та виконують такі завдання:

1) Інформаційна підсистема збору та аналізу даних в MicroSCADA System pro [17] виконує наступні функції:

- Збір даних: підсистема отримує інформацію з ІДЕ-пристроїв, таких як REF 615, вимикачі та інші компоненти підстанції. Інформація збирається в реальному часі та передається до системи для подальшого використання.

- Аналіз даних: підсистема проводить аналіз зібраних даних для забезпечення ефективного управління підстанцією. Аналітичний процес включає різноманітні обчислення, моделювання та інші методи з метою визначення оптимальних параметрів функціонування підстанції.

2) Підсистема дистанційного управління включає наступні функції:

- Забезпечення доступу до системи - розробка програмного та апаратного забезпечення для неперервного доступу до системи дистанційного керування на підстанції.

- Віддалене керування та моніторинг - розробка програмного забезпечення, що дозволяє дистанційно управляти обладнанням на підстанції та стежити за його станом.

- Передача даних - розробка програмних інструментів для обміну даними між підстанцією та центральною системою.

3) Система моніторингу та діагностики на підстанції може включати наступний перелік функцій:

- Програми для моніторингу стану обладнання - це інструменти, що аналізують дані з контролерів для оцінки стану обладнання на підстанції.

- Програми для аналізу даних - це програмні засоби, які виконують оцінку даних для виявлення можливих проблем з обладнанням та інфраструктурою на підстанції.

- Програми для діагностики несправностей - це інструменти, що проводять діагностику проблем з обладнанням та інфраструктурою на підстанції та надають рекомендації щодо їх усунення.

- Програми для моніторингу енергоспоживання - це засоби, які дозволяють відслідковувати споживання електроенергії на підстанції та виявляти енергоефективні процеси.

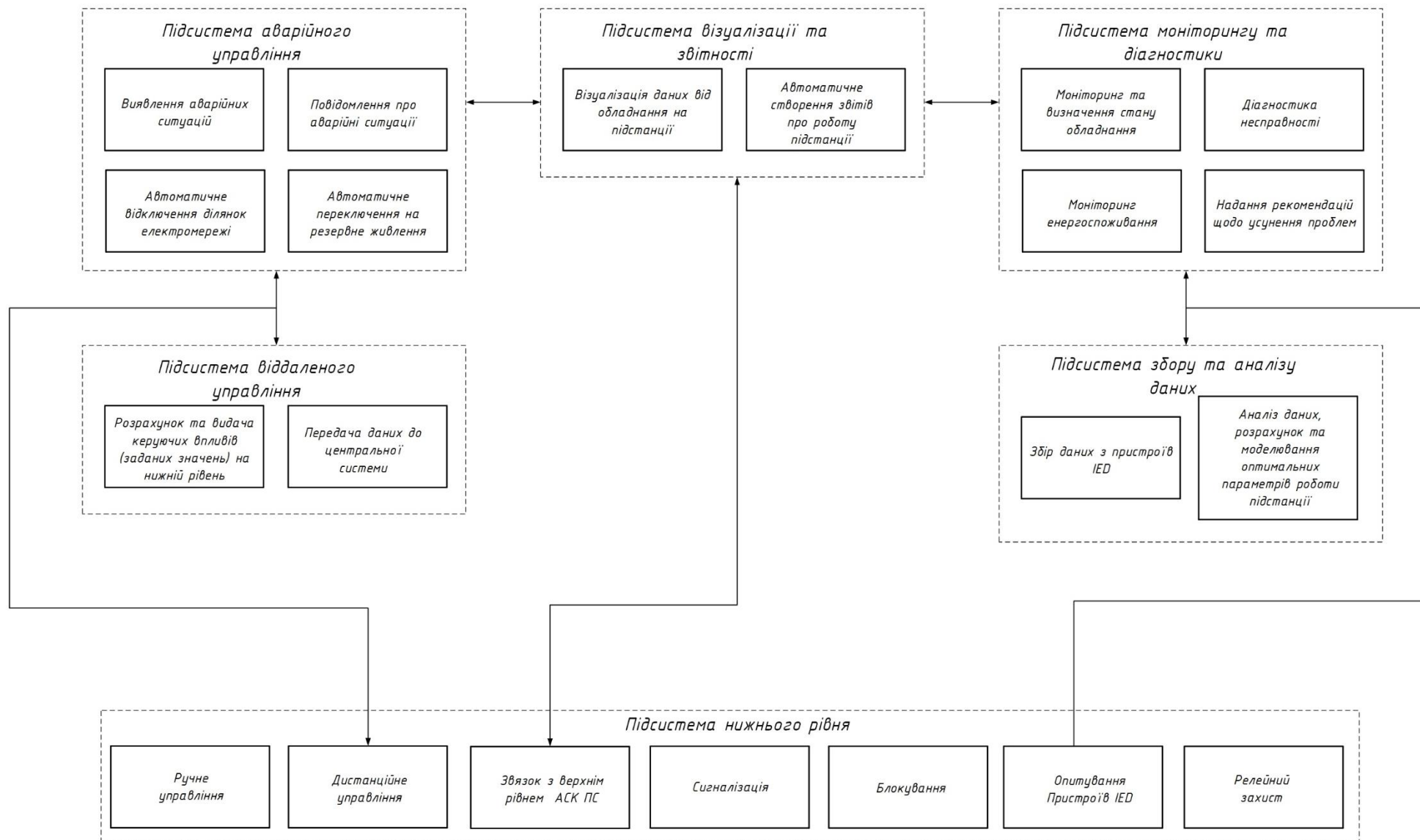


Рисунок 7 – Схема функціонального зв'язку підсистем

4) Підсистема автоматичного керування повинна включати наступний набір програм:

- Програми для виявлення аварійних ситуацій - це програми, які слідкують за станом обладнання та виявляють можливі аварійні ситуації на підстанції.

- Програми для управління підстанцією - це програмні рішення, що автоматично керують обладнанням на підстанції з метою запобігання аварійних ситуацій. Вони можуть включати автоматичне відключення певних ділянок мережі або автоматичний запуск додаткового обладнання.

- Програми для інформування про аварії - це програми, що сповіщають операторів про аварійні ситуації на підстанції та надають швидкий доступ до інформації про їх стан.

- Програми для резервного живлення - це програми, які забезпечують перехід на резервне живлення у випадку відмови основного джерела енергії, що забезпечує безперебійну роботу підстанції у разі аварії.

5) Функції, які можуть бути включені в підсистему візуалізації та звітності в системі MicroSCADA Pro на підстанції.

- Програми візуалізації даних створюють графічне відображення інформації, отриманої від обладнання на підстанції. Це дозволяє операторам швидко оцінювати поточний стан системи та реагувати на проблеми у відповідний час.

- Програми для створення звітів генерують документи із зібраних на підстанції даних. Ці звіти містять інформацію про функціонування системи, її продуктивність та стан обладнання.

## **2.6 Діаграма взаємодії між функціональними завданнями системи АСУТП ПС**

Функції візуалізації та звітності, аварійного керування, моніторингу та діагностики, віддаленого керування, збору та аналізу даних у системі MicroSCADA Pro на підстанції взаємодіють між собою для забезпечення надійної та ефективної роботи підстанції.

Функції візуалізації та звітності є основними інтерфейсами для операторів, де вони переглядають та аналізують дані для прийняття рішень. Вони взаємодіють з системою збору та аналізу даних, щоб забезпечити доступ до потрібної інформації для відображення та створення звітності.

Функції моніторингу та діагностики відстежують стан обладнання та виявляють відхилення у його роботі. Вони взаємодіють з системою збору та аналізу даних, щоб отримати потрібну інформацію про стан обладнання та передавати її до функцій віддаленого та аварійного керування.

Функції віддаленого керування та аварійного керування забезпечують швидке та надійне реагування на аварійні ситуації. Вони взаємодіють з функціями моніторингу та діагностики, щоб отримувати актуальну інформацію про стан обладнання, а також з системою збору та аналізу даних для отримання необхідної інформації про процеси та передачі команд до обладнання на підстанції.

### 3. РЕАЛІЗАЦІЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СИСТЕМИ

#### 3.1 Вибір технічних засобів для нижнього рівня АСУТП ПС ГПП

Усі процеси автоматизації на підстанції ГПП опираються на вже наявні мікропроцесорні пристрої REF-615, що були обрані та описані у таблиці 1 – «Визначення струмів, при яких спрацьовує захисне реле, та обрання відповідного реле захисту», які є універсальними реле та пристроями управління. Ці пристрої можуть взаємодіяти з різноманітними системами автоматизації, включаючи:

- Сенсори та вимірювальні прилади: для отримання даних про стан електричної мережі, такі як трансформатори струму, напруги, а також датчики температури та інші.
- Реле захисту: для виявлення та автоматичного відключення обладнання у разі появи аномальних умов у електромережі.
- Електромагніти: для виконання команд на управління електрообладнанням та забезпечення необхідного режиму роботи.
- Мікропроцесорні пристрої: для реалізації автоматичних алгоритмів управління та захисту.
- Комп'ютери та засоби зв'язку: для взаємодії з іншими пристроями автоматизації та передачі даних до диспетчерського пункту.

REF 615 підтримує протокол IEC 61850, що дозволяє йому функціонувати в системах керування та автоматизації за цим стандартом. Крім того, цей пристрій підтримує інші стандарти зв'язку, такі як Modbus і DNP3, що робить його універсальним для використання у різноманітних системах автоматизації [18].

REF 615 відкриває можливості для впровадження різноманітних автоматизаційних рішень у електричних мережах, включаючи:

- Автоматизований захист та управління електричною мережею.
- Слідкування та діагностика стану електрообладнання.
- Керування живленням (наприклад, автоматичне підключення резервного джерела, якщо основне відключиться).
- Регулювання параметрів електричної мережі (наприклад, вимкнення навантаження при перевищенні заданого рівня напруги).
- Віддалене управління та спостереження за електричною мережею.

Функції REF 615 можуть бути розширені за допомогою додаткових модулів та програмного забезпечення, які розширюють його функціональні можливості. Наприклад, використання додаткових модулів може дозволити автоматично відключати навантаження, якщо в мережі виявлені несприятливі умови, або для контролю температури та інших параметрів електрообладнання. Для регулювання вхідних параметрів та доцільної роботи захистів виконано розрахунок параметрів спрацювання, який наведено у таблиці 3.

Таблиця 3 - Розрахунок МСЗ для параметризації REF

№	Найменування величин	Позначення та спосіб визначення	МСЗ з пуском від напруги		Перевантаження	
			150	6	150	6
1.	Номінальний струм з боку, А	$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{H,CP}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 280A$	$\frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 2402A$	280	2402
2.	Коефіцієнт трансформації, Т.С	$\frac{K_{TC}}{K_{CX}}$	$K_{CX} = 1$ $K_{TC} = 300 / 5$	$K_{CX} = \sqrt{3}$ $K_{TC} = 2500 / 5$	$K_{CX} = 1$ $K_{TC} = 300 / 5$	$K_{CX} = \sqrt{3}$ $K_{TC} = 2500 / 5$
3.	Первинний струм спрацювання, А	$I_{C.3} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_{BOZ}}$	$\frac{1,3 \cdot 280}{0,9} = 404$	$\frac{1,3 \cdot 2402}{0,9} = 3470$	-	-
4.	Струм спрацювання реле, А	$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{K_{TC}}$	$\frac{404 \cdot 1}{60} = 6,7A$	$\frac{2402 \cdot \sqrt{3}}{500} = 8,3A$	6,7	8,3
5.	Струм спрацювання захисту, А	$I_{C.3} = 1,2 \cdot I_H$	-	-	$1,2 \cdot 280 = 336A$	$1,2 \cdot 2402 = 2882$
6.	Коефіцієнт чутливості	$K_q = \frac{I_{п0}^{(3)}}{I_{C.3}}$	$\frac{1,07 \cdot 10^3}{404} = 2,64$	$\frac{4,23 \cdot 10^3}{3470} = 1,22$	$\frac{1,13 \cdot 10^3}{420} = 2,7$	$\frac{4,1 \cdot 10^3}{3604} = 1,1$
7.	Напруга спрацювання, В	$U_1 = 0,06 \cdot U_{CP}$	$0,06 \cdot 110000 = 19800$	$0,06 \cdot 35000 = 2100$	-	-
8.	Напруга спрацювання реле, В	$U_{CP} = \frac{U_1}{K_{TH}}$	$U_{CP} = \frac{19800}{3300} = 6$	$U_{CP} = \frac{2100}{350} = 6$	-	-
9.	Коефіцієнт чутливості	$K_q = \frac{U^{(2)}}{U_1}$	$K_q = \frac{165000}{19800} = 8,33$	$K_q = \frac{17500}{2100} = 8,33$	-	-

Продовження таблиці 3

10.	Напруга спрацюван ня захисту, В	$U_{с.з.} = 0,4 \cdot U_{ср}$	$0,4 \cdot 330000 =$ $= 132000$	$0,4 \cdot 35000 = 14000$	-	-
11	Напруга спрацюван ня реле, В	$U_{ср} = \frac{U_{с.з.}}{K_{ТН}}$	$U_{ср} = \frac{132000}{3300} =$ $= 40$	$U_{ср} = \frac{14000}{350} = 40$	-	-

### 3.2 Конфігурування рівня контролерів АСУТП ПС

Вибір комутатора для створення мережі ETHERNET. Отже, для об'єднання вже наявних пристроїв РЗА рекомендується внести у систему ETHERNET-комутатор. В якості такого комутатора можна розглянути Cisco Catalyst 2960XR-48TS-I [19]. Він має 48 портів із швидкістю 1 Гбіт/с, що дозволяє підключити до 40 пристроїв на підстанції та забезпечити можливість розширення швидкості у майбутньому. Також він підтримує протокол IEC 61850, що полегшить інтеграцію з системою автоматизації на підстанції. У разі необхідності бездротового доступу до комутатора, можна розглянути варіанти з модулем WLAN, наприклад, Cisco Catalyst 2960XR-48LPS-I, що дасть можливість розширити функціонал підстанції в майбутньому.

Вибір контролеру управління об'єднаною мережею. Для досягнення повної сумісності рекомендується використовувати обладнання від одного виробника, такого як АВВ. Один зі спеціалізованих контролерів цієї компанії - ABB SSC600, є частиною системи автоматизації підстанцій та входить до лінійки захищених інтелектуальних пристроїв. Він здатний реалізовувати контроль та керування електричною мережею в режимі реального часу.

SSC600 володіє обширним функціоналом для збору, обробки та передачі даних, що поступають з різних пристроїв автоматизації, таких як вимірювальні прилади, комутаційне обладнання тощо. Контролер спроможний взаємодіяти з системами зберігання даних, керувати навантаженням та виконувати дистанційне керування обладнанням [20].

Основні характеристики ABB SSC600:

- Корпус виготовлений з міцної металевої конструкції із ступенем захисту IP40, що забезпечує надійний захист.
- Відкриті можливості збору, обробки та передачі даних через використання різноманітних протоколів зв'язку, таких як IEC 61850, Modbus TCP / IP, DNP3, IEC 60870-5-104 та інших.
- Підтримка різних стандартів зберігання даних та протоколів безпеки для високої надійності та сумісності.
- Висока продуктивність завдяки потужному чотирьохядерному процесору, що забезпечує ефективну обробку інформації.

- Наявність графічного інтерфейсу для зручного відображення стану системи та можливості управління процесами.

Додаткові технічні деталі щодо пристрою ABB SSC600:

SSC600 від ABB відомий своєю надійністю та здатністю до контролю та керування електромережею, що робить його цінним елементом в системі автоматизації підстанцій. Використання пристрою SSC600 в системі АСУТП ПС відкриває декілька переваг.

По-перше, пристрій підтримує протокол зв'язку IEC 61850, стандарт у сфері електроенергетики, що забезпечує сумісність із сучасними пристроями, що використовують цей стандарт.

По-друге, SSC600 має значну кількість портів (до 40), що дозволяє підключати до нього багато різних пристроїв, що є важливим для систем автоматизації з багатьма пристроями, які повинні бути підключені до одного комутатора.

По-третє, швидкість передачі даних становить 100 Мбіт/с, що гарантує швидкі та ефективні обміни інформацією між пристроями.

Також, пристрій має вбудований Wi-Fi модуль, що дозволяє бездротове підключення пристроїв, особливо коли важко прокласти дротові з'єднання.

До переваг SSC600 також належать висока надійність та можливості розширення функціоналу. Він має вбудовану функцію захисту від перевантаження та коротких замикань, що забезпечує безпеку підключених пристроїв.

SSC600 підтримує функції мережевого управління та моніторингу, що спрощує дистанційне керування та контроль системою, покращуючи її управління та обслуговування.

З огляду на зазначені переваги, SSC600 від ABB може бути ефективним вибором для використання в системі АСУТП ПС. Він підтримує необхідні протоколи зв'язку, має достатню кількість портів, високу швидкість передачі даних, вбудований Wi-Fi модуль та захисні функції, що підвищує його привабливість для впровадження у сучасні системи управління електромережею. На рисунку 8 представлена схема компонування конфігурації технічних засобів автоматизації [21].

### **3.3 Вибір засобів автоматизації верхнього рівня АСУТП.**

Технічні засоби центральних обчислювальних ресурсів у цілому та в частині окремих компонентів повинні задовольняти загальним вимогам. Модульний принцип побудови та відкрита архітектура на основі міжнародних стандартів, що забезпечують модернізацію та розвиток функціональних можливостей, використання як серверів та робочих станцій IBM PC сумісних комп'ютерів, сервери повинні мати резервовану схему функціонування з резервним зберіганням інформації та автоматичним перемиканням на резерв. Сервери представлені сервером

бази даних, де концентрується вся інформація від контролерів нижнього рівня.

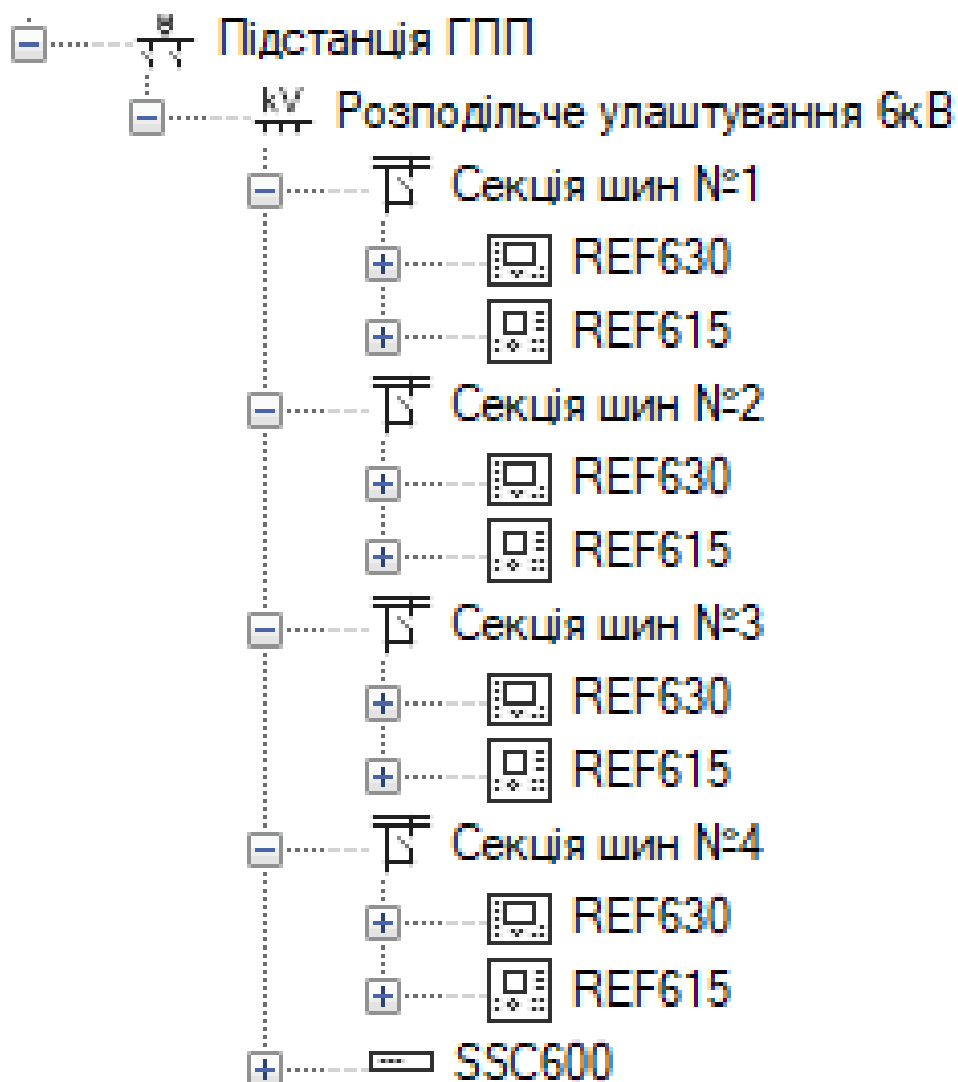


Рисунок 8 – Схема взаємодії пристроїв REF та SSC в програмному середовищі PCM600 від ABB

Локальна мережа підстанції, що охоплює сервери та робочі станції, має бути побудована на основі технології Ethernet мережевим протоколом TCP/IP швидкістю передачі 100Мбіт/с, топологія мережі – резервоване кільце, середовище передачі – оптоволокно;

Центральні обчислювальні ресурси повинні включати систему діагностики та моніторингу з можливістю доступу до функцій діагностики локально та дистанційно з кущового пункту диспетчеризації та управління;

Мережеві засоби центральних обчислювальних ресурсів повинні забезпечувати зв'язок з кущовим пунктом управління рахунок використання основного і резервного каналу з достатньою ємністю.

ABB MicroScada — це сучасне програмне забезпечення для автоматизації енергопостачання, яке забезпечує централізоване керування та роботу всієї системи розподілу електроенергії на об'єкті та є основною вимогою для безперебійного енергопостачання.

Завдяки підтримці багатьох стандартних протоколів зв'язку, ABB Microscada має можливість працювати з найвищою продуктивністю разом із обладнанням, яке має такі функції зв'язку, як реле, аналізатори, ПЛК і RTU. Програмне забезпечення може спілкуватися не лише з реле ABB, але й з усіма реле, які підтримують такі протоколи, як Modbus-IEC, і може зчитувати та подавати всі дані про події та тривоги, які можуть надавати реле.

SDA500 — це попередньо сконструйована та зібрана система автоматизації, яка забезпечує всі функції вторинної системи розподілу в одному рішенні. Відповідаючи галузевим стандартам і протоколам, SDA500 додає рівень захисту для захисту критично важливих активів від кібератак. Серія RTU600, на якій базується рішення, матиме той самий HMI, що й MicroSCADA, забезпечуючи інформативний досвід користувача та забезпечуючи безпечну роботу. SDA500 також підтримує підстанційні пристрої сторонніх виробників і може додатково масштабуватися відповідно до різних робочих середовищ.

Мікросистема управління MicroSCADA Pro від ABB – це один з варіантів для верхнього рівня АСУТП ПС на основі REF 615 та SSC600. Ця система забезпечує централізоване управління та контроль усіх компонентів АСУТП ПС, включаючи вимірювання, регулювання та моніторинг різних параметрів, таких як енергопостачання, стан обладнання, управління режимами та аварійне управління.

MicroSCADA Pro має розширені можливості і налаштовується під конкретні вимоги підстанції. Вона підтримує відкриті стандарти, такі як IEC 61850, для інтеграції з іншими пристроями та системами. Ця система здатна збирати та аналізувати дані, які використовуються для оптимізації ефективності та споживання енергії на підстанції.

MicroSCADA Pro може бути прекрасним вибором для верхнього рівня АСУТП ПС на базі REF 615 та SSC600 через свою надійність, широкий функціонал та підтримку відкритих стандартів.

Для роботи з MicroSCADA Pro потрібний комп'ютер із відповідними характеристиками та програмним забезпеченням, як правило, це ПК з ОС Windows та певними програмами, такими як Microsoft .NET Framework та Microsoft SQL Server. Рекомендовані характеристики комп'ютера залежать від обсягу даних та розміру системи, і можуть бути вибрані під час модернізації підстанції.

Додатково до комп'ютера, потрібні монітори та інші пристрої для відображення даних та контролю процесів в реальному часі.

Завдання системи MicroSCADA Pro полягає в зборі, аналізі та візуалізації даних з різних джерел для забезпечення ефективності та безпеки електропостачання.

Система MicroSCADA Pro включає в себе збір, обробку та відображення даних з пристроїв нижнього та середнього рівня, таких як REF615 та SSC600. Основна мета цього рівня полягає в координації

роботи пристроїв та підсистем. Вона збирає дані з REF615 та SSC600, обробляє та аналізує їх для прийняття рішень та керування вимикачами на підстанції.

SCADA відстежує стан REF615 через послідовне опитування терміналів та керує ними, щоб забезпечити захист електричної мережі в разі аварійних ситуацій. Крім того, система може контролювати та керувати SSC600 для правильної функціонування контролера та збору необхідних даних для управління пристроями на підстанції.

### 3.4 Розробка структурної схеми взаємодії між рівнями автоматизації

На нашому об'єкті автоматизації, однією з ключових функцій системи SCADA є нагляд за станом обладнання та видача команд для перемикачів. Моніторинг стану обладнання відбувається через опитування пристроїв IED, використовуючи стандарт GOOSE. Цей стандарт, який базується на протоколі IEC 61850, є відкритим та встановлює стандарти обміну даними в електричних мережах. Управління перемикачів відбувається шляхом висилання сигналу керування від SSC600 безпосередньо на термінали REF615, дотримуючись протоколу IEC 61850.

На прикладі структурної схеми, зображеної на рисунку 9, розглянемо процес передачі даних.

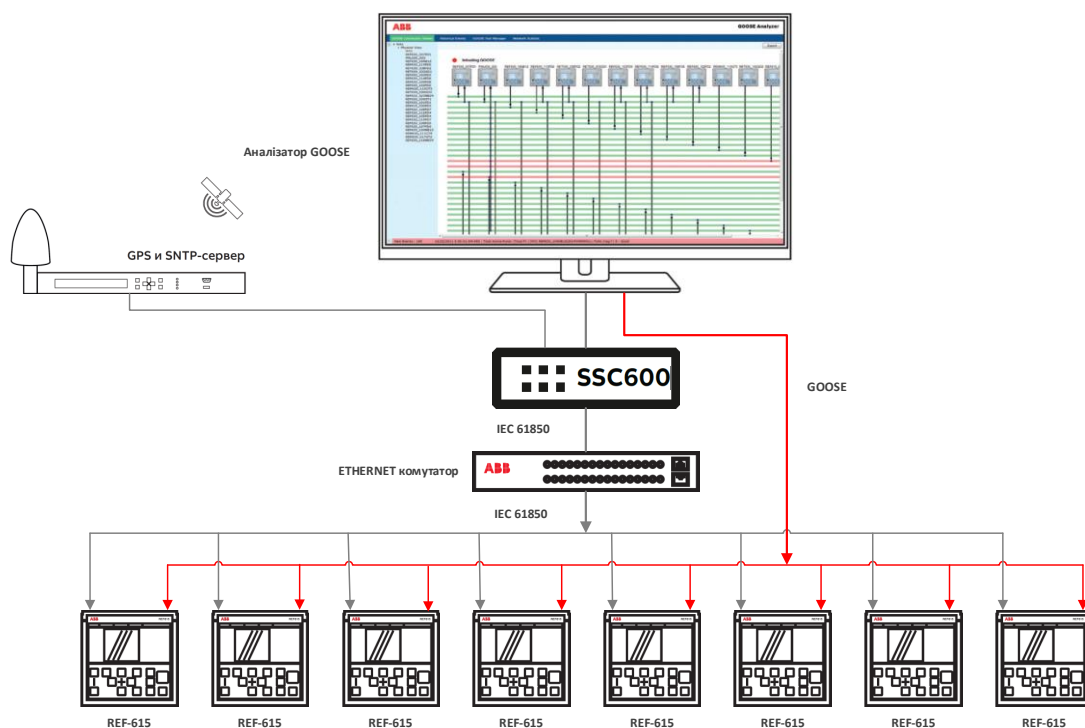


Рисунок 9 – Структурна схема, взаємодії верхнього та нижнього рівнів

### 3.5 Конфігурування та параметризація терміналів REF 615

Конфігурація терміналів REF 615 для підтримки GOOSE здійснюється через програмне забезпечення PCM-600 шляхом виконання кількох послідовних кроків:

1. Встановлення IP-адреси на REF 615 згідно скріншоту наведеному на рисунку 10.

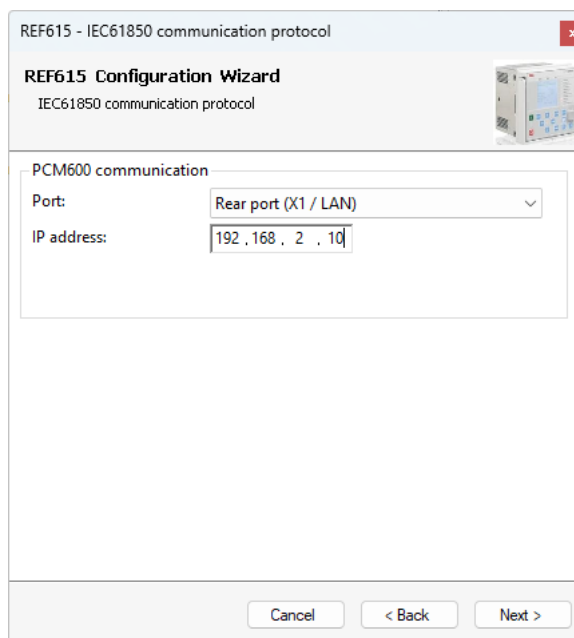


Рисунок 10 – Адреса IP налаштована для REF 615

2. Логічний блок, який програмується на пристроях REF 615, тепер має можливість створювати GOOSE-повідомлення, що орієнтовані на клієнта, як це показано на рисунку 11.

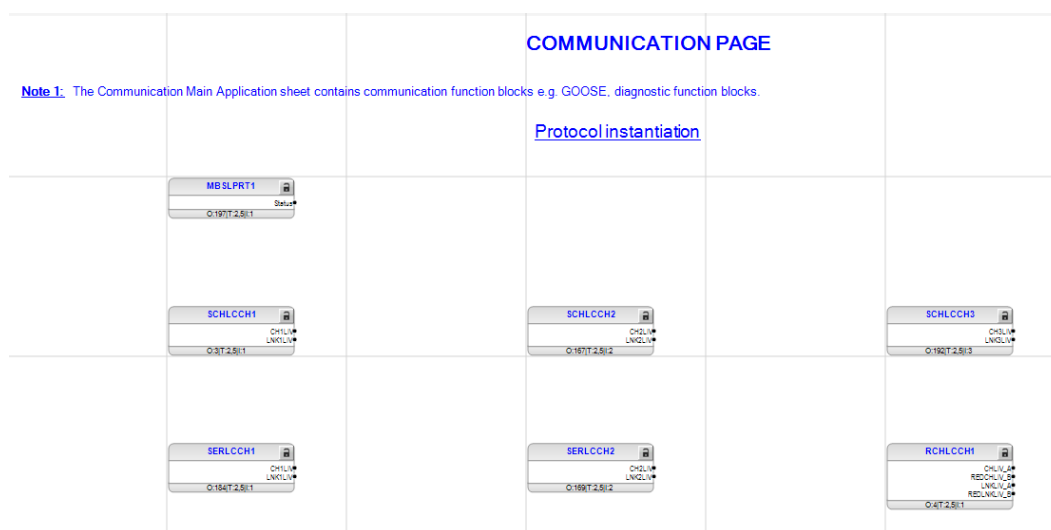


Рисунок 11 – GOOSE-повідомлення підтримується

3. Задано частоту відправлення пакетів даних на рівні 2,5

мілісекунди, як видно на рисунку 12.

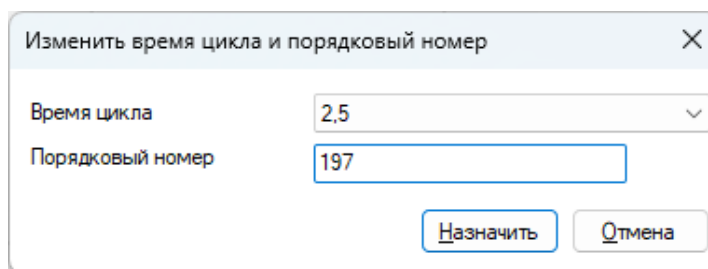


Рисунок 12 – Встановлена частота відправлення пакетів даних

### 3.6 Конфігурація прийому та передачі GOOSE-пакетів системою верхнього рівня автоматизації.

Налаштування процесу прийому пакетів верхнім рівнем аналогічна налаштуванню терміналів REF 615 та виконується у наступній послідовності:

1. Налаштувати IP-адресу пристрою.
2. Увімкнути підтримку GOOSE.
3. Щодо послідовності опитування REF 615 за допомогою пакетів GOOSE:
4. Відправити пакети GOOSE від REF 615 до SCADA-системи.
5. Перевірити прийом відповідних даних GOOSE-пакетів терміналом REF 615.
6. Перевірити відображення відповідних даних з терміналів REF 615 на приймачі GOOSE-пакетів..

Встановлення взаємодії між REF 615 та SSC600 для обміну керуючими сигналами відповідно до протоколу IEC 61850 виконується за допомогою програмного забезпечення PCM-600.

Встановлення параметрів взаємодії виконується через кілька послідовних кроків:

1. Призначення IP-адреси для REF 615 слід виконати, відповідно до зображеного на рисунку 13.

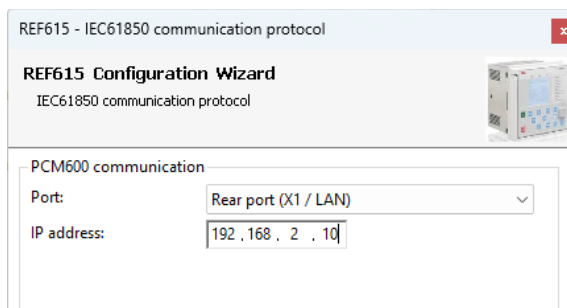


Рисунок 13 – Реєстрація IP-адреси для REF 615 успішно завершена

2. Одночасно встановлюємо однаковий протокол зв'язку на обох пристроях, як показано на рисунках 14 і 15:

Для REF 615:

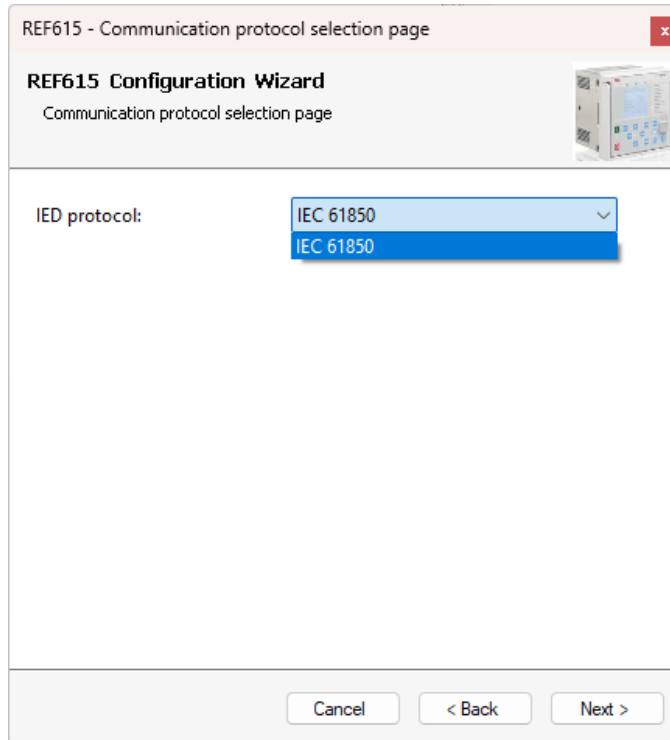


Рисунок 14 –Протокол IEC 61850 для REF 615 встановлено

Для SSC 600:

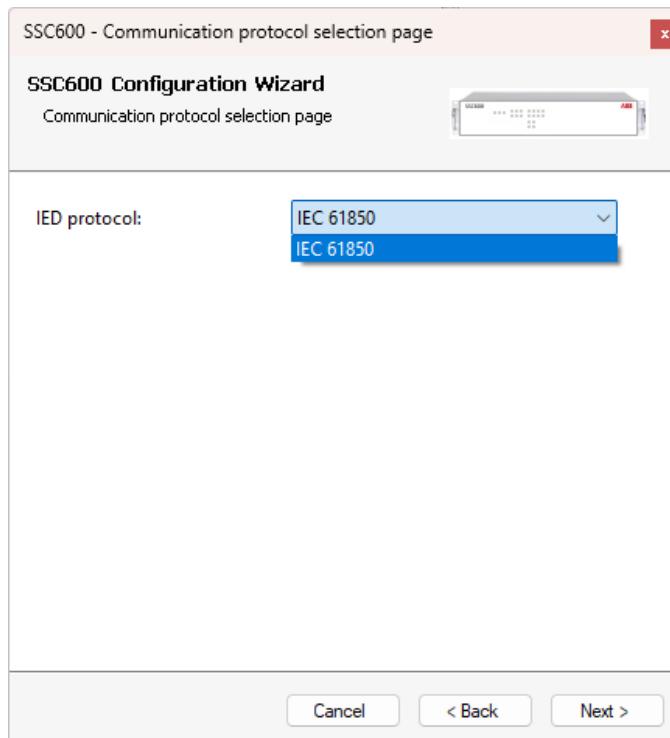


Рисунок 15 – Протокол IEC 61850 для SSC 600 встановлено

3. На SSC 600 встановлюється вихідний контакт, який відповідає вимогам потрібного керуючого сигналу на REF. У вас це сигнал для включення або виключення вимикача, як показано на рисунку 16.

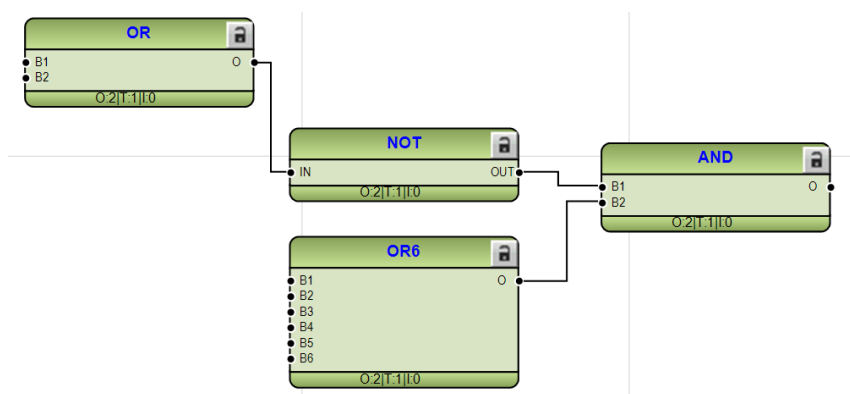


Рисунок 16 – Параметризація вихідних імпульсів для SSC 600

4. Налаштування вхідних контактів на REF 615 виконується для забезпечення відповідності сигналів, що надходять від контролера. Це важливо, щоб вхідні контакти правильно розпізнавали сигнали від контролера SSC 600 та виконували відповідні дії на підключеному обладнанні, такому як вимикачі. Така настройка забезпечує коректну інтерпретацію сигналів в системі автоматизації, що показано на рисунку 17.

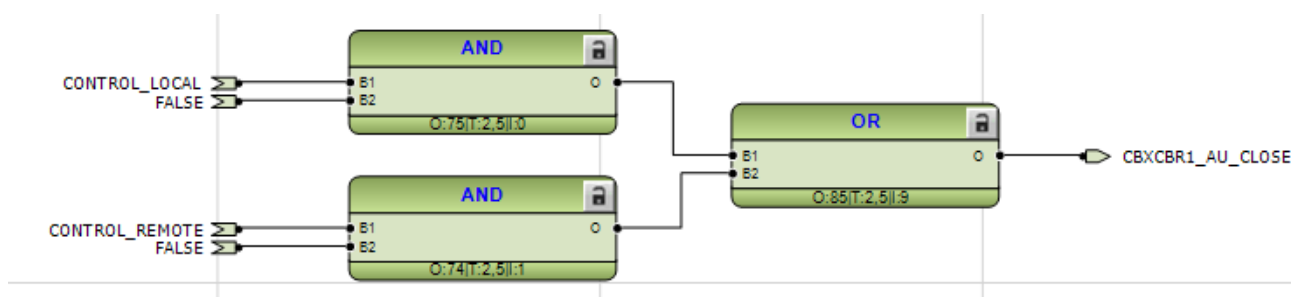


Рисунок 17 – Параметризація вхідних сигналів для REF615

### 3.7 Результати впровадження задачі автоматизації

Після успішного налаштування мережі GOOSE та віддаленого керування, об'єкт матиме можливість дистанційно контролювати різні функції та параметри, пов'язані з SSC600 та REF615. Це означає можливість дистанційного управління положенням вимикачів, налаштування рівня захисту від перевантаження чи короткого замикання, налаштування часових параметрів та інше.

Крім цього, система зможе надсилати дані та повідомлення щодо

стану системи захисту та керування на віддалений пристрій, що дає можливість реального часу моніторити роботу системи та при необхідності швидко реагувати, вже на цьому етапі на момент проходження практики вдалось налагодити систему створення автоматичної звітності, приклад якого показано на рисунку 18:



### Краткий отчет об аварии

#### Информация о записях осциллограмм

##### Информация об устройстве

Название станции REF615  
 Название объекта 192.168.2.10

##### Информация о повреждении

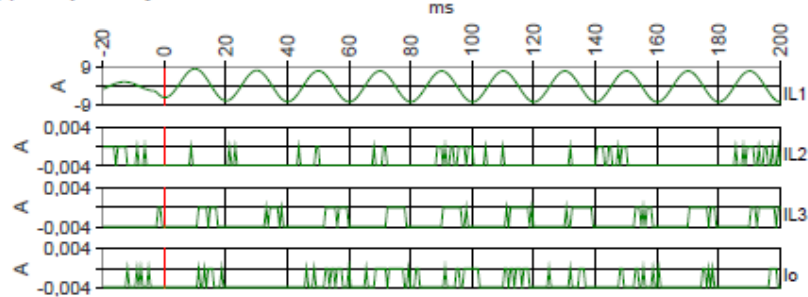
Дата и время пуска 02.12.2019 13:57:38.465

##### Общая информация о записях

Частота системы 50 Hz

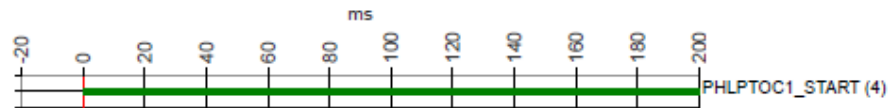
#### Диаграмма аналоговых сигналов во времени

Дата/время пуска: 02.12.2019 13:57:38.465



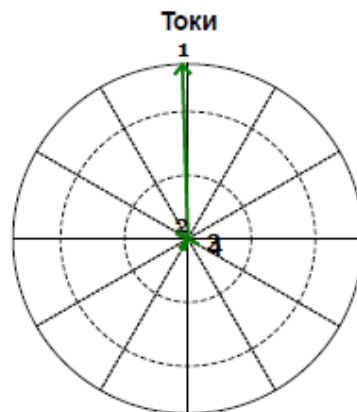
#### Диаграмма дискретных сигналов во времени

Дата/время пуска: 02.12.2019 13:57:38.465



#### Векторные диаграммы

Интервал расчета : 0 мс - 19,375 мс



N	Имя	RMS	Угол
1	IL1	5,169(A)	91,8°
2	IL2	0,004(A)	112,5°
3	IL3	0,003(A)	17,6°
4	Io	0,004(A)	6,9°

Рисунок 18 – Звіт щодо опрацювання аварійного режиму в мережі

В цілому, налаштування мережі GOOSE та віддаленого керування допоможе покращити продуктивність та безпеку системи захисту та керування, що має значення для надійності енергетичних мереж та інфраструктури промислових об'єктів.

## 4 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СИСТЕМИ

Економічна доцільність впровадження системи АСУТП на підстанції досягається завдяки наступним факторам:

- моніторингом значень напруги, струму та частоти, дистанційним включенням/відключенням комутаційного обладнання, що дозволяє зменшити витрати робочого часу та транспортних затрат, а також кількість задіяного оперативного персоналу;
- захисту обладнання підстанцій;
- аварійних зупинок та простоїв, мінімальними вимогами для проведення поточних ремонтів (перевірка 1 раз на рік).

Для проведення розрахунку економічної доцільності проекту проведемо розрахунок зменшення споживання електричної енергії, зменшення кількості задіяного персоналу при виконанні оперативних перемикачів.

### 4.1 Капітальні вкладення

Впровадження системи АСУТП на об'єкті дослідження – головній понижуючій підстанції вимагає додаткових затрат у вигляді придбання додаткового обладнання. Оціночна вартість необхідного обладнання зведена у таблиці 4:

Таблиця 4 - Оціночна вартість додаткового обладнання

№ з/ч	Назва елемента	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці обладнання, грн	Загальна вартість
1	Пристрій SSC600 АВВ	шт.	1	340000	340000
2	Шафи клемні	шт.	4	2000	8000
3	Блок живлення D 4524	шт.	1	2700	2700
4	ETHERNET-комутатор Cisco Catalyst 2960XR-48TS-I	шт.	1	22300	22300
5	Персональний комп'ютер	шт.	1	45000	45000
6	Монітор 27'	шт.	1	6000	12000

Виходячи з орієнтованої вартості загальна вартість обладнання становить – 430 000 грн. Враховуючи вартість матеріалів та складність монтажу додаємо 100 000 грн на виконання монтажних робіт можна зробити висновок щодо повної вартості впровадження даної системи на об'єкті – 530 000 грн.

#### 4.2 Вибір та обґрунтування параметрів регулювання потужності шляхом пріоритезації споживачів

Для отримання електроенергії відповідного класу напруги на підприємстві застосовують силові трансформатори трифазного змінного струму [22].

Відповідно до технічного завдання встановлені силові трансформатори напруги: ТРДН 150/6 32 кВА. Технічні характеристики агрегатів зведені в таблицю 5:

Таблиця 5 - Технічна характеристика трансформаторів живлення

Кількість трансформаторів	Тип трансформаторів	$P_H$ МВт	$S_H$ МВА	$U_H$ кВ	$\cos\varphi$	$I_{НОМ}$	$X^{\text{д}}$ $B_0$
1	ТРДН 150/6	31.25	25	6,3	0,8	1,718	0,153
1	ТРДН 150/6	32	27	6,3	0,8	1,814	0,153

Визначення балансу навантаження для ввідних комірок на підстанції ГПП ЗРУ- 6 кВ  
Максимальна активна потужність

$$P_{\text{макс}} = n_{\text{л}} \times P_{\text{одн. л}} \times K_0 \quad (4.1)$$

де  $n_{\text{л}}$ - кількість ліній (завдання)  
 $P_{\text{одн.л}}$  - потужність однієї лінії (завдання)  
 $K_0$  – коефіцієнт одночасності (завдання)

$$P_{\text{макс}} = 6 \times 3,8 \times 0,95 = 21,66 \text{ МВт}$$

Максимальна реактивна потужність

$$Q_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (4.2)$$

$$\text{tg}\varphi = f(\cos\varphi) \quad (4.3)$$

$$\text{tg}\varphi = f(0,8) = 0.62$$

$$Q_{\text{макс}} = 3,8 \times 0,62 = 2,35 \text{ Мвар}$$

Повна максимальна потужність

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2} \quad (4.4)$$

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{21.66^2 + 2.35^2} = 25.48 \text{ (МВ * А)}$$

Відповідно (4.1)

Мінімальна активна потужність

$$P_{\text{мін}} = 3 \times 0,95 \times 6 = 17,1 \text{ МВт}$$

Відповідно (4.2)

Мінімальна реактивна потужність

$$Q_{\text{мін}} = 3 \times 0,62 = 1,86 \text{ Мвар}$$

Відповідно (4.4)

Повна мінімальна потужність

$$S_{\text{мін}} = \sqrt{17.1^2 + 1.86^2} = 20.11 \text{ (МВ * А)}$$

ЗРУ - 6 кВ

Відповідно (4.1)

$$P_{\text{макс}} = 10 \times 2,8 \times 0,94 = 26,32 \text{ МВт}$$

Відповідно (4.3)

$$\text{tg}\varphi = f(0,8) = 0,75$$

Відповідно (4.2)

$$Q_{\text{макс}} = 2,8 \times 0,75 = 2,1 \text{ Мвар}$$

Відповідно (4.4)

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{26.32^2 + 2.1^2} = 32.9 \text{ (МВ * А)}$$

Відповідно (4.1)

$$P_{\text{мін}} = 10 \times 2,2 \times 0,94 = 20,68 \text{ МВт}$$

Відповідно (4.3)

$$\operatorname{tg}\varphi = 0,75$$

Відповідно (4.2)

$$Q_{\min} = 2,2 \times 0,75 = 1,65 \text{ Мвар}$$

Відповідно (4.4)

$$S_{\min} = \sqrt{20,68^2 + 1,65^2} = 25,85 \text{ (МВ * А)}$$

Потужність трансформаторів блоку 50 МВт

$$S_{\text{тр.бл.}} \geq S_{\Gamma} - S_{\text{вп}} \quad (4.5)$$

$$S_{\text{вп}} = \frac{S_{\Gamma} - S_{\text{ВВ}\%}}{100} \cdot K_{\Pi} \quad (4.6)$$

$$S_{\text{вп}} = 10 \%$$

Коефіцієнт попиту

$$K_{\Pi} = 0,8$$

Навантаження споживачів власних потреб

$$S_{\text{вп}} = \frac{20 \cdot 10}{100} \times 0,8 = 18,4 \text{ МВА}$$

$$P_{\text{в.п.}} = \frac{P_{\Gamma} \cdot P_{\text{в.п.}\%}}{100} \cdot K_{\Pi} \quad (4.8)$$

$$P_{\text{в.п.}} \sim 10\%$$

Загальні навантаження на систему без впровадженої системи АСУТП:  
а) режим максимальних навантажень

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{макс}10} - P_{\text{в.п.}})^2} + \sqrt{(\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{макс}10} - Q_{\text{в.п.}})^2} \quad (4.9)$$

$$S_1 = \sqrt{(50 - 21,66 - 5)^2} + \sqrt{(31 - 2,35 - 3,1)^2} = 34,60 \text{ (МВ * А)}$$

б) Режим мінімального навантаження

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{мін}10} - P_{\text{в.п.}})^2} + \sqrt{(\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{мін}10} - Q_{\text{в.п.}})^2} \quad (4.10)$$

$$S_2 = \sqrt{(50 - 17.1 - 5)^2} + \sqrt{(31 - 1.86 - 3.1)^2} = 38.16 \text{ (МВ * А)}$$

в) Ремонтний режим

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{макс10}} - P_{\text{макс Н}} - P_{\text{в.п.}})^2} + \sqrt{(\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{макс Г}} - Q_{\text{макс Н}} - Q_{\text{в.п.}})^2} \quad (4.11)$$

$$S_3 = \sqrt{(50 * 25 - 21.66 - 5)^2} + \sqrt{(31 * 2.35 - 15.5 - 3.1)^2} = 10.1 \text{ (МВ * А)}$$

$$\Gamma) S_4 = \frac{S_2}{1,4} \quad (4.12)$$

$$S_4 = \frac{38.16}{1.4} = 27.25 \text{ (МВ * А)}$$

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{153,35}{1,4} = 109,53$$

Загальні навантаження на систему після впровадження АСУТП:

а) Режим максимальних навантажень

Згідно (4.9):

$$S_1 = \sqrt{(50 - 26.32 - 5)^2} + \sqrt{(31 - 2.1 - 3.75)^2} = 26.60 \text{ (МВ * А)}$$

б) Режим мінімальних навантажень

Згідно (4.10):

$$S_2 = \sqrt{(50 - 20.68 - 5)^2} + \sqrt{(31 - 1.65 - 37.5)^2} = 25.64 \text{ (МВ * А)}$$

в) Ремонтний режим

Згідно (4.11):

$$S_3 = \sqrt{(50 - 25 - 26.32 - 5)^2} + \sqrt{(31 - 15.5 - 1.65 - 37.5)^2} \\ = 11.91 \text{ (МВ * А)}$$

г) Аварійний режим

Згідно (4.12):

$$\frac{26.6}{1,4} = 19 \text{ (МВ * А)}$$

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{74,97}{1,4} = 53,55$$

З приведених вище розрахунків можна спостерігати, що автоматизована система керування дозволяє оптимізувати споживання електроенергії на понад 10 МВт, в свою чергу це дає змогу знизити споживання електроенергії, де 6 – орієнтовна вартість грн кВт/год:

$$W = 10000 \times 6 = 60\ 000 \text{ грн/год}$$

зважаючи на режим роботи електроустановки, пікові навантаження спостерігаються у більшості випадків в нічний час, тому для об'єктивного оцінювання приймемо ефект 10 год/добу, що становить:

$$W = 60 \times 10 \times 365 = 219\ 000 \text{ грн/рік}$$

Вибір трансформатору блоку

$$S_{\text{тр блоку}} = S_{\text{ген}} - S_{\text{в.п}} \quad (4.13)$$

$$S_{\text{тр блоку}} = 78,75 - 7,87 = 24,2 \text{ (МВ * А)}$$

Складаємо баланс перетоку потужностей для складення алгоритму дії перемикачів між споживачами:

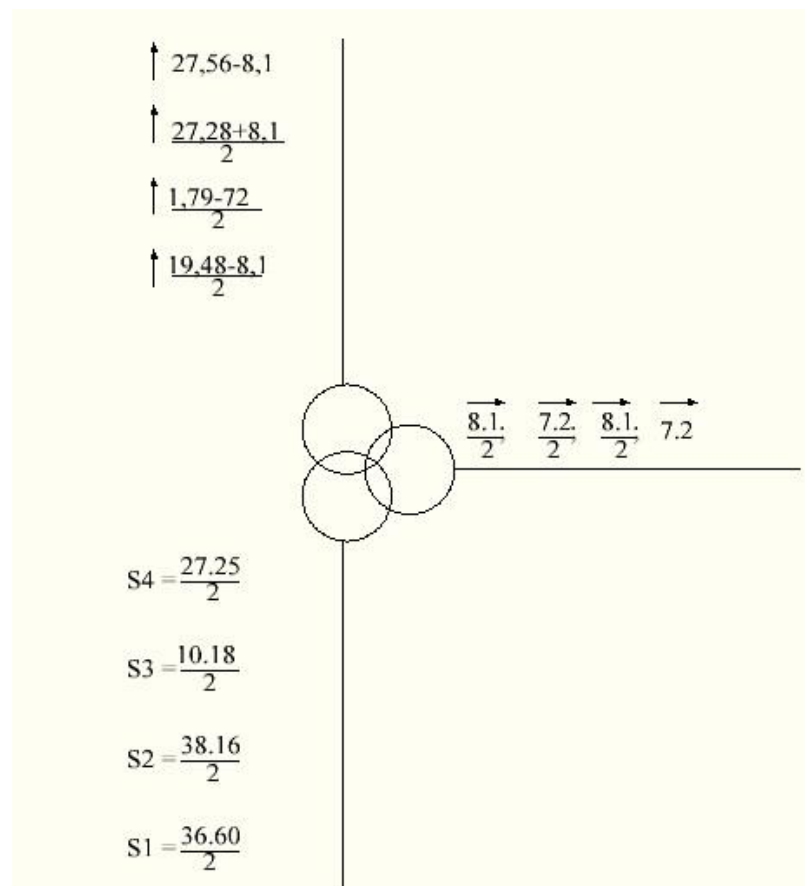


Рисунок 19 - Перетоки потужності трансформатора Т6

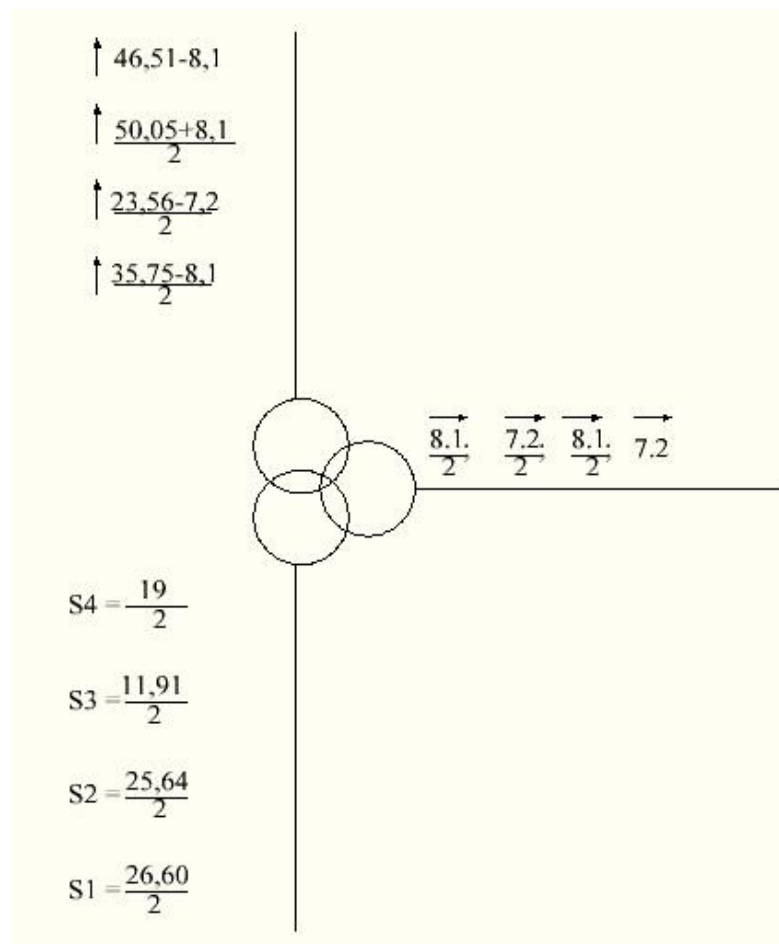


Рисунок 20 - Перетоки потужності трансформатора Т7

### 4.3 Техніко-економічні розрахунки зі зниження втрат в електричних мережах

Визначення втрат електроенергії в трансформаторах

Варіант 1

Втрати електричної енергії в блочному трансформаторі ТРДН 32000/150

$$\Delta W_1 = P_{xx} \times T_{уст.} + P_{кз} \left( \frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \times \tau \quad (4.14)$$

$P_{xx}$ - втрати потужності хх,кВт [табл.2]

$P_{кз}$ - втрати потужності при кз,кВт [табл.2]

$T_{уст.}$ - тривалість роботи трансформатора ( $T_{уст.}=8760$  год.)

$S_{max}$ - розрахункове навантаження трансформатора,МВА [табл.2]

$S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора,МВА [табл.2]

$\tau$ - тривалість максимальних втрат,год

$\tau=f(T_{макс})$

$T_{макс}$  , год

$$\Delta W_1 = 35 \times 8760 + 145 \times \left(\frac{18,4}{25}\right)^2 \times 4800 = 0,68 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах зв'язку Т<sub>6</sub> ТРДН 32000/150

$$\Delta W_2 = P_{\text{xx}} \times T_{\text{уст.}} + P_{\text{к, в}} \left(\frac{S_{\text{max, в}}}{S_{\text{ном, в}}}\right)^2 \times \tau_{\text{в}} + P_{\text{к, с}} \left(\frac{S_{\text{max, с}}}{S_{\text{ном, с}}}\right)^2 \times \tau_{\text{с}} + P_{\text{к, н}} \left(\frac{S_{\text{max, н}}}{S_{\text{ном, н}}}\right)^2 \times \tau_{\text{н}} \quad (4.18)$$

$$\Delta W_2 = 28,5 \times 8760 + 140 \times \left(\frac{17,69}{25}\right)^2 \times 6800 + 100 \times \left(\frac{7,2}{25}\right)^2 \times 6800 + 140 \times \left(\frac{35,75}{25}\right)^2 \times 6800 = 1,65 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Загальні втрати електричної енергії в трансформаторах зв'язку Т<sub>6</sub>, Т<sub>7</sub>

$$\Delta W = W \cdot n_{\text{тр.зв}} \quad (4.15)$$

$$\Delta W = 1,65 \times 10^6 \times 2 = 3,3 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Загальні втрати електричної енергії складають

$$\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2 \quad (4.16)$$

$$\Delta W = 4,4 \times 10^6 + 1,4 \times 10^6 = 5,8 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Варіант 2

Втрати електроенергії блочному трансформаторі

$$\Delta W_3 = 50 \times 8760 + 200 \times \left(\frac{38,41}{40}\right)^2 \times 6800 + 195 \times \left(\frac{7,2}{40}\right)^2 \times 6800 + 195 \times \left(\frac{35,75}{40}\right)^2 \times 6800 = 2,82 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Загальні втрати електроенергії в трансформаторах зв'язку  
Відповідно (4.17)

$$\Delta W = \Delta W = 2,82 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Втрати в трансформаторах Т<sub>6</sub> та Т<sub>7</sub>

Відповідно (4.23)

$$\Delta W = 2,82 \times 10^6 \times 2 = 5,64 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Загальні витрати складають

$$\Delta W = 5,64 + 1,36 = 7 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Загальні витрати 1 варіанту:

$$T1-T2=3.3 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$T3-T4=5.6 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$\Delta W = 8.94 \times 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Загальні витрати 2 варіанту:

$$T1-T2=1.36 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$T3-T4=5.64 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$\Delta W = 1.36+5.64=7 \times 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Отже, без автоматизованого керування електричною потужністю трансформаторів сума електричних втрат становить  $7 \times 10^6$  кВт · год, а при впровадження системи контролю ми отримуємо втрати на рівні  $5.8 \times 10^6$  кВт · год, що на  $1.2 \times 10^6$  кВт · год ефективніше. Враховуючи, що трансформатори працюють у режимі 24/7, а оціночна вартість електроенергії для підприємства становить 6 грн/кВт, можна вирахувати річну економію тільки за рахунок збереження електроенергії:

$$W = 6 \times 24 \times 365 \times 1,2 \text{ кВт} = 63\,072 \text{ грн/рік}$$

Після проведення розрахунків ми отримуємо економічний ефект у розмірі 63 072 (економія за рахунок зниження електричних втрат) + 219 000 (економія за рахунок оптимізованого розподілу електроенергії) = 282 072 грн-рік. З урахуванням загальної вартості впровадження проєкту термін окупності проєкту складає приблизно два роки.

## ВИСНОВКИ

У магістерській роботі приведено результат теоретичних досліджень модернізації існуючої системи релейного захисту та автоматики підстанції ГПП для впровадження нової автоматизованої системи, що базується на пристроях REF615 та SSC600. Використання цієї системи покращує функціональність та ефективність управління електричною частиною підстанції. REF615 забезпечує надійний контроль електропостачання та моніторинг стану обладнання, а SSC600 - контроль безпеки працівників та можливість управління системою в автоматичному та ручному режимах. Після проведення дослідницької роботи зроблено наступні висновки:

Проаналізовано аспекти, що регулюють управління електроенергетикою України, особливості використання систем АСУТП в розподільчих пристроях високої та середньої напруги. Проведено огляд існуючих систем управління на аналогічних об'єктах.

Запропоновані варіанти оптимізації системи електропостачання шляхом використання диспетчеризації та телеметрії на диспетчерських пунктах.

Розглянуто подальший розвиток розподільчого пристрою з використанням автоматизованої системи управління, який базується на приведених результатах.

Завдяки розробці автоматизованої системи керування для електричної частини підстанції 150/6 кВ з використанням пристроїв REF-615, вдалося виконати технічне оновлення існуючої системи управління.

Впровадження пристроїв, що підтримують стандарти промислової автоматизації та протоколи передачі даних, такі як IEC 61850 та GOOSE, покращує функціональність та ефективність системи електропостачання. Модернізація на основі цих пристроїв дозволяє знизити час простою обладнання, підвищити продуктивність та керувати процесами виробництва з більшою ефективністю.

Використання пристроїв REF615 та SSC600 забезпечує безперебійну та надійну роботу системи, що стає основою для стабільності та безпеки електропостачання.

Розроблена та оптимізована система керування електричною частиною 6кВ головної понижуючої підстанції 154/6кВ відповідає поставленим завданням, вимогам енергозбереження, екології навколишнього середовища, ефективній роботі обслуговуючого персоналу, безпеці життєдіяльності людини та є економічно доцільною.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Intelligent system for digital substation control / A. Ostroukh et al. ScienceDirect.com | Science, health and medical journals, full text articles and books. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S235214652100693>
2. Про затвердження та введення в дію нормативних документів: Норми часу на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж. Том 4. Повітряні лінії напругою 220 - 750 кВ та Том 5 частина 2. Обладнання електричних підстанцій напругою 35 кВ і вище. Офіційний вебпортал парламенту України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0259732>.
3. Морозов А. The development of the multifunctional device for the information and control telemechanical complex. EZTUIR Home. URL: <https://eztuir.ztu.edu.ua/handle/123456789/7590>.
4. Пантелеєва І. Стан розвитку автоматизованих систем управління в електричних мережах. Записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки. 2018;
5. HMI: Human-Machine Interface. Inductive Automation. URL: <https://inductiveautomation.com/resources/article/what-is-hmi>.
6. Loshin P. What is SCADA (supervisory control and data acquisition)? WhatIs. URL: <https://www.techtarget.com/whatis/definition/SCADA-supervisory-control-and-data-acquisition>.
7. What is RTU? - RealPars. Home - RealPars. URL: <https://www.realpars.com/blog/rtu>.
8. РЕКОН прилади та програмні засоби. URL: <http://recon.dp.ua>.
9. Від класичної до цифрової підстанції / Гриб Олег Герасимович та ін. Вісник № 01. Гідравлічні машини та гідроагрегати Кафедра "Автоматизація та кібербезпека енергосистем". 2021. С. 1–2.
10. HashiCorp Terraform - Provision & Manage any Infrastructure. HashiCorp. URL: [https://www.hashicorp.com/products/terraform?utm\\_source=google&utm\\_channel\\_bucket=paid&utm\\_medium=sem&utm\\_campaign=CLOUD\\_EM\\_EA\\_UKI\\_ENG\\_TOFU\\_PRACTITIONER\\_SEM\\_A\\_ALL\\_TERRAFORM\\_CLD\\_GG\\_-\\_Obility&utm\\_content=software%20configuration%20management%20tools-142697585022-645696251900&utm\\_offer=signup&qclid=CjwKCAiA-vOsBhAAEiwAIWR0TR0mcaXUBrkzUWrvq6PxJJ2qF4HzJIAAnSy09UXhD6CvtLhZPXuVpmxoCg-UQAvD\\_BwE](https://www.hashicorp.com/products/terraform?utm_source=google&utm_channel_bucket=paid&utm_medium=sem&utm_campaign=CLOUD_EM_EA_UKI_ENG_TOFU_PRACTITIONER_SEM_A_ALL_TERRAFORM_CLD_GG_-_Obility&utm_content=software%20configuration%20management%20tools-142697585022-645696251900&utm_offer=signup&qclid=CjwKCAiA-vOsBhAAEiwAIWR0TR0mcaXUBrkzUWrvq6PxJJ2qF4HzJIAAnSy09UXhD6CvtLhZPXuVpmxoCg-UQAvD_BwE).
11. Бібліотека продукції ABB URL: [https://library.e.abb.com/public/7ecba894678f450896bccc29528fb23a/REF615\\_broch\\_757266\\_LRRUc.pdf](https://library.e.abb.com/public/7ecba894678f450896bccc29528fb23a/REF615_broch_757266_LRRUc.pdf).
12. Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 р. № 310 : станом на 29 листоп. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>.
13. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (61662). ДНАОП - Нормативно-правова бібліотека інструкції документи. URL: [https://dnaop.com/html/61662/doc-ДСТУ\\_EN\\_50160\\_2014](https://dnaop.com/html/61662/doc-ДСТУ_EN_50160_2014).
15. АСУ ТП підстанцій | Напрямки діяльності | Екніс-Інжиніринг. Екніс-Інжиніринг. URL: <http://eknis.net/ua/solutions/substation-automation/>.

16. IEC 61850, "Communication networks and system in substations", Ed.1, 2003.
17. MicroSCADA Pro. abb.com. URL: [https://library.e.abb.com/public/7ae83d8fffbefbc0c12574dd004d6c9d/MSPro\\_SA\\_broch\\_756628\\_LRRUa.pdf](https://library.e.abb.com/public/7ae83d8fffbefbc0c12574dd004d6c9d/MSPro_SA_broch_756628_LRRUa.pdf).
18. 615 series 5.0 FP1 IEC, Technical Manual (RU). URL: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758991&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch>.
19. Cisco WS-C2960XR-48TS-I. TOB "АЙ ПІ Україна". URL: <https://ip-tech.com.ua/WS-C2960XR-48TS-I>.
20. Smart substation control and protection SSC600 - Protection and control products for power distribution | ABB. ABB Group. Leading digital technologies for industry – ABB Group. URL: <https://new.abb.com/medium-voltage/digital-substations/campaigns/smart-substation-control-and-protection-ssc600>.
21. Програмний інструмент конфігурування інтелектуальних пристроїв захисту та управління PCM600 - Інженерний інструментарій (Продукти та рішення для автоматизації розподільчої мережі) | ABB. ABB Group. Leading digital technologies for industry – ABB Group. URL: <https://new.abb.com/medium-voltage/ru/reshenia-dlya-avtomatizatsii-raspred-seti/inzhenerny-instrumentariy/programmny-instrument-pcm600>.
22. Про затвердження "Правил будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок" (ДНАОП 0.00-1.32-01). Офіційний вебпортал парламенту України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.