



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 контролю та обліку енергосистеми низької сторони підстанції ГПП 154/6кВ комбінату з метою підвищення стабільності оперативного диспетчерського управління і моніторингу підстанції»**

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

Володимир ПРАСОЛ

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

Голова ЕК

Андрій ЛЕОНОВ

Кам'янське 2024

**mp** metinvest  
polytechnic

Т'ОВ «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

Прасола Володимира Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

1. Тема роботи Автоматизована система контролю та обліку енергосистеми низької сторони підстанції ГПП 154/6кВ комбінату з метою підвищення стабільності оперативного диспетчерського управління і моніторингу підстанції

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

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

затверджені наказом Університету від 29.08 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 (Основні задачі АСУ перерозподілу електричної енергії, опис креслення «Взаємозв'язок функціональних задач», концепція роботи системи, обґрунтування та вибір технічних рішень щодо модернізації системи). 3. Реалізація запропонованої системи (3.1. Вибір та обґрунтування технічних засобів автоматизації, 3.2. Математичне, алгоритмічне та програмне забезпечення окремих задач системи (компенсації реактивної потужності, корегування коефіцієнту потужності в автоматичному режимі). 3.3. Проектування САР корекції  $\cos\phi$ , 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)

Прасол В.А.  
(прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_  
(підпис)

Разживін О.В.  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Прасол В.А. Автоматизована система контролю та обліку енергосистеми низької сторони підстанції ГПП 154/6кВ комбінату з метою підвищення стабільності оперативного диспетчерського управління і моніторингу підстанції. – Кваліфікаційна праця на правах рукопису.

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* система автоматичного управління та система автоматизації підстанції ГПП 154/6 кВ металургійного комбінату.

*Предметом дослідження* є часткова автоматизація системи управління підстанцією та автоматизація компенсуючих пристроїв.

У першому розділі проведено аналіз літературних джерел існуючих систем автоматизації щодо дослідження питань автоматизації системи управління електричною енергією та автоматичної корекції коефіцієнта потужності. В результаті дослідження визначена необхідність часткової модернізації системи автоматизації та виявлено недоліки наявної системи, які планується дослідити в кваліфікаційній роботі.

У другому розділі проведено аналіз наявних схем компенсації реактивної потужності, визначено та сформовано технічні рішення щодо модернізації існуючої системи автоматизації. Обґрунтована запропонована топологія та структура майбутньої системи, наведено перелік функціональних задач.

У третьому розділі вибрано тип та клас технічних засобів для певних рівнів автоматизації, обумовлених системою, спроектовано систему автоматичного регулювання коефіцієнта потужності, розроблено та частково впроваджене конфігурування параметрів терміналу релейного захисту та управління.

У четвертому розділі було економічно підтверджено доцільність запропонованої системи автоматизації шляхом відповідних розрахунків.

Сторінок – 70, рисунків – 37, таблиць – 11, креслень – 6, джерел – 20, додатків – 2.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ, КОЕФІЦІЄНТ ПОТУЖНОСТІ, АВТОМАТИЗАЦІЯ ПІДСТАНЦІЇ, МЕК 61850, АВТОМАТИЧНИЙ КОНТРОЛЕР, ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ.

## ЗМІСТ

СКОРОЧЕННЯ ТА УМОВНІ ПОЗНАЧКИ .....	5
ВСТУП .....	7
I АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ.....	8
1.1 Опис обладнання підстанції.....	9
1.2 Протоколи зв'язку АСУТП та їх застосування .....	13
1.2.1 Протокол зв'язку DNP3 .....	13
1.2.2 Протокол зв'язку Modbus .....	14
1.2.3 Протокол зв'язку Profibus.....	15
1.2.4 GOOSE-повідомлення, SV, MMS.....	16
1.3 Стандарти МЕК 61850 та МЕК 60870 .....	17
1.4 Сучасні рішення та тенденції автоматизації підстанцій .....	18
1.5 Огляд новітніх систем компенсації реактивної потужності.....	20
1.5.1 Статичний компенсатор варіації SVC .....	20
1.5.2 Статичний синхронний компенсатор STATCOM.....	21
2 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ АВТОМАТИЗАЦІЇ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СТРУКТУРИ КОМП'ЮТЕРНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ .....	24
2.1 Постановка задач автоматизації .....	24
2.2 Реалізація схем компенсації реактивної потужності.....	25
2.3 Концепція роботи системи .....	26
2.4 Обґрунтування запропонованої системи .....	27
2.5 Опис взаємозв'язку функціональних задач.....	30
2.6 Конденсаторні батареї та установки.....	34
2.7 Підвищення та корекція коефіцієнту потужності.....	35
2.8 Компенсація реактивної потужності .....	36
3 РЕАЛІЗАЦІЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	39
3.1 Вибір та обґрунтування технічних засобів автоматизації.....	39
3.2 Математичне, алгоритмічне та програмне забезпечення окремих задач системи компенсації реактивної потужності.....	40
3.3 Програмне забезпечення та його практичне застосування.....	49
4 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СИСТЕМИ .....	58
4.1 Оцінка економічної ефективності системи автоматизації .....	58

ВИСНОВКИ .....	64
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	66
ДОДАТОК А. ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
1.1 Опис об'єкта .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
1.2 Опис об'єкта автоматизації .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
ДОДАТОК Б. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ..	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

## СКОРОЧЕННЯ ТА УМОВНІ ПОЗНАЧКИ

- МЕК – міжнародна електротехнічна комісія
- ГПП – головна понижуюча підстанція
- Smart Grid – інтелектуальні мережі електропостачання
- АСКОЕ – автоматична система комерційного обліку електроенергії
- ІЕП – інтелектуальний електронний пристрій
- ВРП – відкритий розподільчий пристрій
- ЗРП – закритий розподільчий пристрій
- ОПУ – загальнопідстанційний пункт управління
- ТН – трансформатор напруги
- ВВ – вакуумний вимикач
- ВН та НН – висока та низька напруга відповідно
- КРП – комплектний розподільний пристрій
- КСО – камера збірна одностороннього обслуговування
- ТП – трансформаторна підстанція
- РЗіА – релейний захист та автоматика
- РПН – регулювання під навантаженням
- МСЗ – максимальний струмовий захист
- КЗ – коротке замикання
- ШОС – шафа постійного струму
- АСУТП – автоматизована система управління технологічним процесом
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок
- SCADA – програмний пакет для системи автоматизації
- RTU – віддалений термінальний пристрій
- FACTS – гнучка система управління передачі змінного струму
- VSC – перетворювач джерела напруги
- АРМ – автоматизоване робоче місце
- ЛМІ – людино-машинний інтерфейс

ПК – промисловий комп'ютер

ДСТУ – державний стандарт України

ХХ – холостий хід

ШІ – штучний інтелект

FDCL – мова нечітких залежностей і команд

МКІ – машинний коефіцієнт інтелекту

КУ – конденсаторна установка

ФБ – функціональний блок

ПЗ – програмне забезпечення

АПВ – автоматичне повторне ввімкнення

ENTSO-E – європейська мережа системних операторів передачі електроенергії

## ВСТУП

Сучасні технологічні процеси вимагають постійного технічного оновлення та впровадження найкращих методів оптимізації роботи. Оптимізація стосується не лише менеджменту, логістики, промислових майданчиків, а й енергетичних об'єктів – підстанцій. Оптимальне використання енергетичних ресурсів, зокрема електричної енергії, є ключовою метою світової спільноти, оскільки природні ресурси виснажуються. Розробка і впровадження альтернативних джерел відновлювальної енергії підштовхнуло технічний розвиток, у тому числі, в сфері енергетики. Цифрові підстанції в Україні з'явилися не так давно, оскільки реконструкція традиційних підстанцій вимагає чималих фінансових інвестицій, але часткове впровадження технічних рішень поступово відбувається.

Метою кваліфікаційної роботи є проведення дослідження щодо оптимізації роботи електричної системи, а саме впровадження часткової системи автоматизації та автоматичного контролера реактивної потужності, оскільки енергопостачальні організації виставляють певні вимоги щодо обліку активної та реактивної потужності.

Виявлено, що після проведення симуляції коефіцієнт потужності автоматично підлаштовується, в залежності від поточного навантаження активного, індуктивного або ємнісного характеру, під задані параметри. Оскільки впровадження автоматичної корекції коефіцієнта реактивної потужності залежить від автоматизованої системи управління підстанцією було проведено аналіз впровадження системи автоматизації підстанції ГПП 154/6 кВ комбінату шляхом об'єднання пристроїв релейного захисту та управління фідерами у єдину мережу.

Актуальність запропонованої системи відображає апробація теми на Міжнародній науково-технічній конференції та на Всеукраїнській науково-практичній конференції. Оптимізація у роботі енергетичної системи є вкрай важливим інструментом, враховуючі умови сучасності, оскільки використання економічних та сучасних систем автоматизації дозволяє підприємству економити ресурси не тільки за допомогою зменшення поточних рахунків, а й за допомогою збереження ресурсу обладнання.

Система компенсації реактивної потужності має не тільки наукове, а й практичне значення, оскільки використання конденсаторних пристроїв вже активно використовується не тільки великими промисловими підприємствами, а й невеликими організаціями, допомагаючи покращувати характеристики мережі, підвищувати життєвий цикл тощо.

Міжнародні стандарти МЕК 61850, МЕК 60870 допомагають підтримувати зв'язок на новому технічному рівні. За допомогою чітких алгоритмів, впроваджених стандартами, здійснюється підтримка протоколів зв'язку та обладнання підстанції.

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

1. Razzhyvin O.V., Prasol V.A. An overview of automated control systems  $\cos \varphi$  in the 6 kV electricity network // International scientific conference “MININGMETALTECH 2023 – The mining and metals sector: integration of business, technology and education” : conference proceedings (November 29–30, 2023. Riga, the Republic of Latvia). Riga, Latvia : “Baltija Publishing”, 2023. Vol. 2. P. 51-56 DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-361-3-97>

2. Прасол В.А. Цифрова підстанція контролю та обліку енергосистеми низької сторони підстанції ГПП 154/6 кВ. Сучасні інформаційні технології, засоби автоматизації та електропривод: матеріали VII Всеукраїнської науково-практичної конференції, м. Краматорськ, 20–23 квітня 2023 р. / ред. О. Ф. Тарасова, 2023. С. 92 – 94. [http://cit.dgma.donetsk.ua/materials/paper\\_citae\\_2023.pdf](http://cit.dgma.donetsk.ua/materials/paper_citae_2023.pdf)

## I АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ

### МЕТ1.1 Опис обладнання підстанції

Згідно з проектом реконструкції, на головній понижувальній підстанції коксохімічного підприємства встановлено 52 комірки КРП. В тому числі:

- комірки вводу, які живлять підприємство;
- комірки трансформаторів напруги;
- комірки для компенсації реактивної потужності;
- комірки для живлення комерційних споживачів;
- комірки секційних вимикачів;
- комірки секційних роз'єднувачів;
- комірки трансформаторів для власних потреб;
- комірки шинного мосту;
- комірки відхідних ліній;
- комірки живлення ТП;
- резервні комірки.

Всі комірки ЗРП обладнані терміналами релейного захисту фідерів REF615, REU615, REV615 відповідно. На ОПУ також встановлені панелі з терміналами REC та RET для захисту секційних вимикачів, ввідних комірок та диференціального захисту трансформаторів сторони високої напруги 154 кВ. Серед встановленого електричного обладнання підстанції підприємства є силові та освітлювальні трансформатори, трансформатори напруги та струму, пристрої релейного захисту та автоматики, шафи оперативного струму, автоматичні вимикачі та роз'єднувачі тощо. На підстанції ГПП використовується класична двотрансформаторна структура.

Вимірювання параметрів та здійснення захисту обладнання потребує засобів вимірювальної техніки з різними технічними параметрами. Такі пристрої як трансформатори напруги та струму мають відповідний параметр – клас точності. Залежно від вимірювальних характеристик застосовують класи 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S та інші. Параметр класу точності важливий при використанні трансформаторів для релейного захисту, здійснення обліку електричної енергії тощо.

Основним обладнанням для автоматизації є термінали релейного захисту, тож, необхідно додати пояснення принципу роботи видів захисту.

Релейний захист є основним типом захисту підстанції є. Система релейного захисту на підстанції потрібна для цілодобового контролю і захисту від аварійних або ненормальних режимів роботи обладнання та захисту персоналу від електротравм. Прилади релейного захисту виявляють та відокремлюють пошкоджену аварійну ділянку від загальної електромережі та за допомогою автоматики від'єднують комутаційне обладнання. Основним видом автоматики на підстанції є релейний захист, без якого унеможлиблюється робота енергетичної системи. За допомогою

постійної оперативної напруги здійснюється живлення захисту підстанції. На підстанції ГПП, серед інших, задіяні наступні види захистів:

- диференційний захист трансформатора;
- газовий захист з дією на сигнал та/або на вимикання;
- струмова відсічка або захист від короткого замикання;
- максимальний струмовий захист;
- захист від перенавантаження;
- захист від дугових замикань.

Диференційний захист є основним захистом на стороні високої напруги та захищає трансформатор від струмів КЗ всередині та на виводах обмоток. Цей тип захисту має абсолютну селективність, тобто тип захисту який спрацьовує навіть при пошкодженні на попередній ділянці. Згідно з «Правилами улаштування електроустановок» такий тип захисту є обов'язковим для трансформаторів великої потужності.

Газовий захист спрацьовує від бурхливого виділення газу в середині трансформатора, при пошкодженні обмоток. Захист потрібен для того щоб локалізувати пошкодження і не допустити катастрофічних наслідків.

Струмовий захист або захист від режимів КЗ миттєво відключає фідер при імпульсному струмовому стрибку. Робота захисту обумовлена певною коміркою на підстанції. Якщо захист не потрібен на тому чи іншому приєднанні – його не використовують.

Максимальний струмовий захист, як правило, застосовують з відносною селективністю. Робота захисту залежить від обраного часу спрацювання. Максимальна поширеність захисту у ланцюгах середньої або низької напруги.

Захист від перенавантажень працює на сигнал з витримкою часу. Застосування саме цифрового варіанту захисту допомагає ефективно вирішити проблему із кратністю перенавантаження. Завдяки великій точності діапазонів вірно спрацьовує і характеристика часу.

Захист від дугових замикань оснований на виділенні великої кількості світлового спектра електричної дуги. Різноманітність типів захисних датчиків дозволяє більш точно спрогнозувати роботу захисту та захистити обладнання від хибних спрацювань. Найчастіше, встановлюється безпосередньо над секцією шин в закритих відсіках комірок КРП [1, с.17].

Перелічені види найчастіше використовуються на підстанціях. Але система релейного захисту дуже складна, розгалужена і залежить від типу підстанції та проектного рішення. Основним видом взаємодії релейного захисту із персоналом є центральна сигналізація та візуалізація системи на мнемосхемі. Першочерговим інструментом сприйняття оперативним персоналом сигналів аварійного або позаштатного режимів роботи підстанції є центральна сигналізація [2, с.8].

Шафи оперативного струму (ШОС) живлять ланцюги релейного захисту та автоматики постійним струмом. Випрямляючі пристрої, які

виконують функцію зарядних пристроїв, також, живлять оперативні кола та заряджають акумулятори. Підключення шафи оперативного струму реалізовано від двох різних трансформаторів. За потреби, можна встановити власний контролер, який має можливість вимірювати постійний струм за допомогою аналогового входу. Також, контролер має підтримку протоколу Modbus RTU, інтерфейсу RS485 так MEK 60870 для передавання інформації. В журнал аварій записується інформація відносно значення аварійних параметрів, дати, часу або інше. Сигналізація шафи оперативного струму інтегрована у загальну центральну сигналізацію підстанції [3, с.11].

Для впровадження комплексної системи автоматизації підстанції обладнання та термінали, стандарти MEK 61850, MEK 60870 та комутаційні пристрої всіх приєднань потрібно поєднати у єдину мережу за допомогою дротів типу «вита пара».

Підстанція ГПП входить до цеху мереж та підстанцій комбінату. Правилами улаштування електроустановок регламентовано, що кожна підстанція повинна мати декілька незалежних вводів. Підстанція ГПП не є виключенням, тому має два незалежних вводи від двох ліній Т-6 та Т-7. Структуру цеху мереж та підстанцій у вигляді блок-схеми можна бачити нижче на Рисунку 1.2.

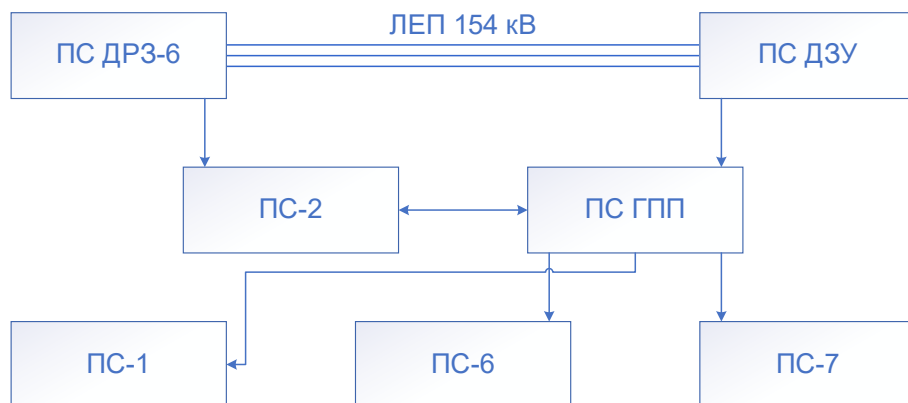
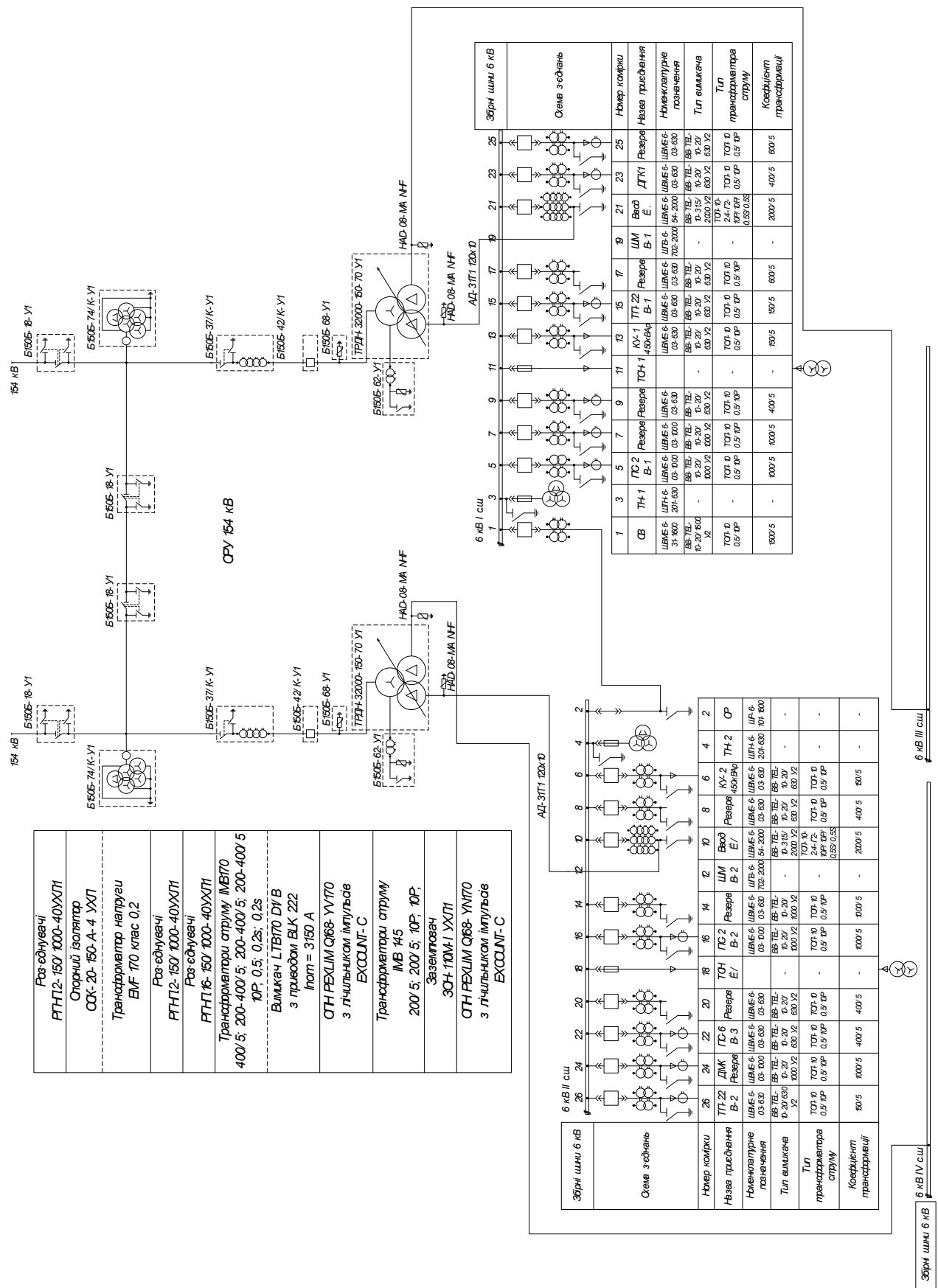


Рисунок 1.1 Структура цеху мереж та підстанцій (коксохімічний підрозділ)

На Рисунку 1.1 відображена схема резервування підстанцій на випадок аварійних відключень. Тобто, якщо буде знеструмлення на підстанції ДЗУ, то живлення поступатиме від підстанції № 2. Живлення підстанцій організовано по двом незалежним джерелам, які також виконують роль резервного живлення. Електрична схема головної понижуючої підстанція наведена на Рисунку 1.2



Роз'єднувачі РТН2-150/1000-40УХЛ1
Отворний ізолятор СОК-20-150-А-4 УХЛ1
Трансформатор напруги ЕВН 170 клас 0,2
Роз'єднувачі РТН2-150/1000-40УХЛ1
Роз'єднувачі РТН1-150/1000-40УХЛ1
Трансформатори струму ІМВ170 400/5; 200-400/5; 200-400/5; 200-400/5 10Р; 0,5; 0,2S; 0,2S
Вимикач ЛТВ170 ДУ/В з приводом ВЛК 222 Іномт = 3150 А
СТН РЕХЛІМ Q68-УН170 з гнучильником імпульсів ЕКСОНІТ-С
Трансформатори струму ІМВ 145 200/5; 200/5; 10Р; 10Р; ЗОН-110М1 УХЛ1
Землювач ЗОН-110М1 УХЛ1
СТН РЕХЛІМ Q68-УН170 з гнучильником імпульсів ЕКСОНІТ-С

Збірні шини 6 кВ	1	3	5	7	9	11	13	15	17	21	23	25	Збірні шини 6 кВ
Назва присвоєння	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	ШМЕ-6-3-600	Назва присвоєння
Гнєклатурне позначення	ТОТ-0	ТОТ-0	ТОТ-0	ТОТ-0	ТОТ-0	ТОТ-0	ТОТ-0	ТОТ-0	ТОТ-0	ТОТ-0	ТОТ-0	ТОТ-0	Гнєклатурне позначення
Тип вилкача	0,5/0Р	0,5/0Р	0,5/0Р	0,5/0Р	0,5/0Р	0,5/0Р	0,5/0Р	0,5/0Р	0,5/0Р	0,5/0Р	0,5/0Р	0,5/0Р	Тип вилкача
Тип трансформатора струму	1000/5	1000/5	1000/5	1000/5	1000/5	1000/5	1000/5	1000/5	1000/5	1000/5	1000/5	1000/5	Тип трансформатора струму
Коефіцієнт трансформації	600/5	600/5	600/5	600/5	600/5	600/5	600/5	600/5	600/5	600/5	600/5	600/5	Коефіцієнт трансформації

Рисунок 1.2 Схема електрична підстанції ГПП 154/6 кВ

## 1.2 Протоколи зв'язку АСУТП та їх застосування

### 1.2.1 Протокол зв'язку DNP3

DNP3 або розподілений мережевий протокол розвинувся з традиційних вимог системи SCADA для віддаленого моніторингу та надійного управління пристроями на великій території, з потенційно ненадійними системами зв'язку та низькою пропускну здатністю. Протокол зосереджений на забезпеченні легкого транспортування відносно простих значень даних і команд управління з високим ступенем цілісності. Пріоритетом виконання є стійкі методи відновлення після збоїв та помилок у системі зв'язку.

Специфікація протоколу DNP3 вперше була опублікована в 1993 році і продовжує розвиватись з розширеннями, надаючи нові типи даних і функцій на запит відповідної індустрії. Одним із керівних принципів цієї постійної еволюції є підтримка сумісності та інтероперабельності між пристроями, які реалізують оригінальну специфікацію та нещодавно додані функції.

Кілька років тому протокол DNP3 було розширено визначенням синтаксису XML-профіля для визначення та керування конфігурацією пристрою. Використовуючи DNP3-XML профіль для визначення роботи пристрою DNP3, включаючи функціональність його протоколу, іменування всіх його точок даних тощо. Профіль пристрою також містить розділ, що визначає відповідність між картою об'єктів даних DNP3 і відповідними атрибутами моделі даних стандарту MEK 61850. Пристрої DNP3 підтримують можливість зчитування профілю іншого пристрою, як засобу налаштування конфігурації зв'язку з цим пристроєм, включаючи таку інформацію як імена об'єктів даних та асоціацію з відповідними атрибутами моделі даних MEK 61850. Подібного роду функціональність робить можливою автоматизацію конфігурації відображення між MEK 61850 та DNP3 у пристрої шлюзу та взаємодію з іншими пристроями DNP3. Структура роботи протоколу DNP3 схематично можна відобразити наступним чином:

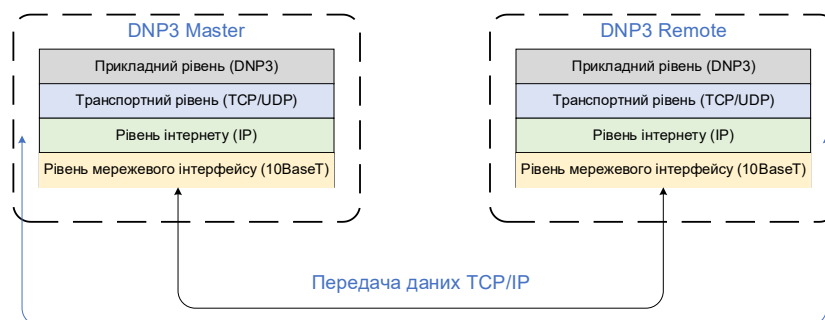


Рисунок 1.3 Структура протоколу DNP3

Структура DNP3 включає головну станцію, яка контролює систему та її обладнання, керує їх поведінкою на основі зібраних даних віддалених терміналів [4, с.1]. Термінали отримують інформацію від обладнання розташованого в межах польового рівня для збору інформації з датчиків, трансформаторів струму, напруги тощо і виконання керуючих дій, які визначені головним пристроєм системи.

### 1.2.2 Протокол зв'язку Modbus

Modbus – стандартний протокол зв'язку в промисловій автоматизації, який є найпоширенішим засобом з'єднання промислових та інтелектуальних електронних пристроїв. Використовується багатьма виробниками в багатьох галузях промисловості. Оскільки Modbus є відкритим протоколом виробники можуть безкоштовно вбудовувати його у свої пристрої та обладнання. Зазвичай використовується для передачі сигналів від контрольно-вимірювальних приладів і пристроїв управління до головного контролера або до системи збору даних, яка передає результати у головну систему автоматизації. Протокол найчастіше використовується для з'єднання диспетчерського комп'ютера з віддаленим термінальним пристроєм (RTU) в системі автоматизації та SCADA. Існують версії протоколу Modbus для послідовних ліній – Modbus RTU і Modbus ASCII та для Ethernet – Modbus TCP. Modbus RTU і Modbus ASCII використовують один і той самий протокол. Відмінність цих двох типів полягає у тому що байти, які передаються дротом, представлені у двійковому вигляді в RTU і у вигляді ASCII для читання в Modbus RTU. Важливою особливістю є той факт, що RTU-повідомлення не мають індикатора початку тексту (Start\_of\_text). Приймаюча сторона в комунікації використовує «тихий» час для того, щоб визначити початок нового повідомлення. ASCII має маркер початку тексту. Двійкові повідомлення коротші за ASCII і тому, теоретично, прийом/передача здійснюється швидше. На пристроях HMI та у системі SCADA швидкість оновлення буде близько 100 мс і можна вибрати будь-який тип зв'язку.

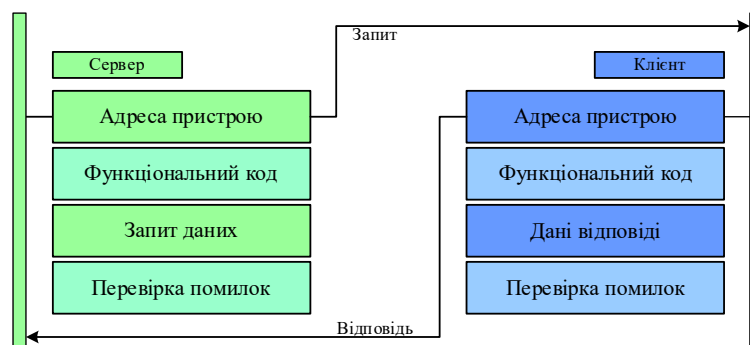


Рисунок 1.4 Структура протоколу Modbus

Modbus передається через послідовні лінії між пристроями. Найпростішим варіантом буде використання кабелю, що з'єднує послідовні порти двох пристроїв – клієнта та сервера [5, с.1].

### 1.2.3 Протокол зв'язку Profibus

Profibus – це стандарт автоматизації на основі польової шини від Profibus & Profinet International. За допомогою одного шинного кабелю Profibus з'єднує контролери або системи керування з децентралізованими польовими пристроями, тобто, датчиками або механізмами на польовому рівні, а також узгоджує обмін даними з комунікаційними системами вищого рангу. Узгодженість Profibus забезпечується використанням єдиного, стандартизованого, незалежного від застосування протоколу зв'язку Profibus DP, який без будь-яких відмінностей підтримує польові рішення як для автоматизації виробництва і процесів, так і для управління рухом завдань, пов'язаних з безпекою.

Profibus має модульну структуру з протоколом зв'язку, як основним компонентом. У поєднанні зі специфічними модулями для передачі, застосування та інжинірингу він утворює комплексні рішення Profibus для конкретних сегментів. Щоб забезпечити правильну взаємодію між численними пристроями автоматизації основні функції та послуги пристроїв повинні бути однаковими з точки зору зв'язку, функціональності та галузевих рішень.

У польових системах функціональність польових пристроїв повинна бути інтегрована в систему керування, щоб вона могла отримати доступ до функцій польових пристроїв під час роботи. Виробники описують функціональність пристрою в текстовому GSD, EDD або програмному DTM файлі, який користувач інтегрує в систему керування за допомогою програмного інструменту. Інтеграція пристрою не потрібна для зв'язку 4 – 20 мА, оскільки існує лише один тип даних – виміряне значення – для обміну з системою керування [6, с.1].

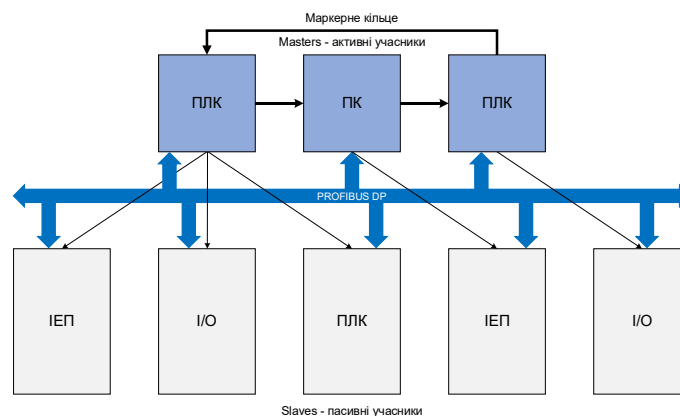


Рисунок 1.5 Структура протоколу Profibus

На Рисунку 1.5 зображено структурну схему протоколу Profibus, де можна бачити правильну взаємодію між пристроями підстанції та технологічною шиною.

#### 1.2.4 GOOSE-повідомлення, SV, MMS

Розрізняють два типи зв'язку між пристроями на підстанції – вертикальний та горизонтальний зв'язок. Вертикальний зв'язок передбачає обмін даними між пристроями, розташованими на різних рівнях з комунікаційною моделлю клієнт-сервер. Горизонтальний зв'язок передбачає обмін даними між пристроями одного рівня, в залежності від ієрархічного порядку. Зазвичай, комунікаційна модель такого типу зв'язку «видавець-підписник». Об'єктно-орієнтовані повідомлення GOOSE обмінюються даними із пристроями на рівні інтерфейсу та рівні приєднань, як можна бачити на Рисунку 1.6. Якщо подія критично важна, наприклад, стосовно захисту електрообладнання, повідомлення GOOSE зв'язуються локальною мережею Ethernet.

Служба передачі даних SV використовується для передачі значень, які були зібрані з рівня приєднання, тобто з трансформаторів струму та напруги. Вимірювальний блок MU публікує дані SV в мережі для обміну даних. При їх передаванні, як і в GOOSE-повідомленнях, застосовується багатоадресний режим, який прописано в стандарті МЭК 61850. Також, служба передачі даних здійснює вибірку даних про характеристики як мережі, так технологічного обладнання, працюючи в режимі реального часу. Структурна схема вказана на Рисунку 1.6.

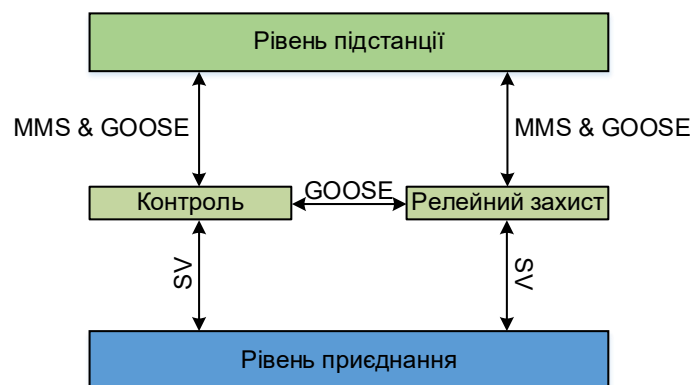


Рисунок 1.6 Система вертикального та горизонтального зв'язку

Одноранговий сервіс MMS служить для захисту вузла моніторингу між обладнанням рівня підстанції та рівнем приєднання. Враховуючи специфікацію виробничих повідомлень є можливість отримання доступу до сервера за допомогою IP-адреси для запису чи зчитування даних та здійснення обміну даними.

### 1.3 Стандарти МЕК 61850 та МЕК 60870

МЕК 61850 – це міжнародний стандарт для систем зв'язку в системах автоматизації підстанцій та управління децентралізованими енергетичними ресурсами. Він розглядається як один із стандартів зв'язку для розумних мереж Smart Grid, що мають тенденції до розвитку. Незважаючи на свою складність та інші недоліки, які ускладнюють його впровадження та використання, протокол є єдиним у своєму роді, який широко використовується виробниками обладнання.

Розроблений міжнародною електротехнічною комісією (МЕК), стандарт МЕК 61850 був розроблений для комунікаційних мереж і систем на підстанціях, і з тих пір він широко охоплює системи автоматизації електроенергетичної галузі. Стандарт визначає різні аспекти мережі зв'язку підстанції в десяти основних розділах, які приведені у таблиці нижче. Частина 3, 4 і 5 стандарту починаються з визначення загальних та специфічних функціональних вимог до зв'язку на підстанції. Ці вимоги потім використовуються як примусові функції, щоб допомогти у визначенні необхідних послуг і моделей даних необхідного прикладного протоколу, а також базових транспортних, мережевих каналів передачі даних та фізичних рівнів, які будуть відповідати загальним вимогам.

Таблиця 1.1 Основні розділи стандарту МЕК 61850

№ з/п	Назва розділу
1	Вступ та огляд
2	Глосарій термінів
3	Загальні вимоги
4	Управління системами та проектами
5	Вимоги до зв'язку для функцій та моделей пристрою
6	Мова опису конфігурації для комунікації в електричних підстанціях пов'язаних з ІЕП
7	Базова структура зв'язку для підстанції та фідерного обладнання
8	Відображення специфічних послуг зв'язку
9	Відображення специфічних послуг зв'язку
10	Випробування та відповідність

Основною архітектурною конструкцією, яку приймає стандарт МЕК 61850, є «абстрагування» – визначення елементів даних та сервісів, тобто створення елементів/об'єктів даних і сервісів, які є незалежними від будь-яких базових протоколів. Абстрактні визначення дозволяють «відображення» об'єктів даних і сервісів на будь-який інший протокол, який може задовольнити вимоги до даних і сервісів.

Стандарт МЕК 61850 повністю доступний для промисловості. Цей стандарт вирішує більшість проблем, які тягне за собою міграція в цифровий світ, особливо стандартизацію назв даних, створення комплексного набору послуг, реалізацію через стандартні протоколи та обладнання, а також визначення процесорної шини [7, с. 3].

Міжнародна електротехнічна комісія визначає стандарти МЕК 60870 для телеконтролю – диспетчерського управління та збору даних. Застосовується в електротехніці та автоматизації енергосистем. МЕК 60870-5 надає профіль зв'язку для надсилання основних повідомлень телеуправління між центральною станцією та дистанційними станціями управління.

Важливою концепцією в розумінні адресації згідно з ІЕС 60870-5 є різниця між напрямками керування та моніторингу. Загальна система має ієрархічну структуру з централізованим управлінням. Згідно з протоколом, кожна станція є або керуючою або контрольованою станцією.

Протокол МЕК 60870-5 містить інформацію про набір інформаційних об'єктів, які підходять як для загальних застосувань SCADA, так і для застосувань електричних систем. Типи інформаційних об'єктів згруповані за напрямком – моніторингу чи управління, і за типом інформації – інформація про процес, системна інформація, параметр, передача файлів. Прикладом інформації про процес у напрямку моніторингу є вимірне значення, наприклад, біт або аналог, а у напрямку керування це може бути команда на встановлення біта або значення. Прикладом системної інформації в напрямку моніторингу може бути прапор ініціації, в напрямку керування – команда опитування, скидання тощо. Залежно від прапора змінної структури може існувати декілька інформаційних об'єктів, кожен з яких містить визначений набір одного або декількох інформаційних елементів. Також, може бути лише один інформаційний об'єкт, що містить ряд ідентичних інформаційних елементів. У будь-якому випадку, інформаційний елемент є основним компонентом, який використовується для передачі інформації за протоколом [8, с.1].

#### **1.4 Сучасні рішення та тенденції автоматизації підстанцій**

Цифрова трансформація електроенергетичних систем головним чином була зумовлена трьома мегафакторами:

- вуглецево-нейтральними ініціативами – зменшення або «нульовий рівень викидів» шкідливих речовин та вуглецю;

- децентралізацією виробництва електричної енергії – нарощування виробництва екологічно чистої енергії;
- диджиталізацією – розробка та впровадження цифрових технологій для оптимізації виробництва та підвищення економічних показників підприємств.

Як вказано в законодавчому документі держави – енергетичною стратегією України до 2035 року, – схваленою розпорядженням Кабінету Міністрів України, передбачено застосування технологій «розумних мереж» у якості ефективного механізму для розвитку електроенергетичної системи України. Електроенергетична галузь України функціонує в рамках ринкової моделі, де електричні станції диспетчеризуються відповідно, а центр управління електричною мережею виконує контрольну роль – балансує активну потужність та надає допоміжні послуги з підтримання якісних та надійних параметрів електричної енергії. Згідно з енергетичною стратегією України, впровадження «розумних мереж» сприяє розвитку національної енергетики – підвищує ефективність діючих мереж, передавання та перерозподіл електричної енергії. Також, використання таких рішень сприяє покращенню можливостей для інтеграції відновлювальних джерел енергії, наприклад, сонячної та вітрової.

Отже, впровадження «розумних мереж» є головним чинником для створення інтелектуальної системи автоматизації мереж, інтегрованої з інформаційними технологіями та комп'ютерними мережами. Використання саме новітніх технологій забезпечує краще функціонування енергетичної системи та якість обслуговування користувачів [9, с.2].

Система автоматизації підстанцій, як і будь-яка сучасна технологія, дуже швидко розвивається. На сьогоднішній день система автоматизації являє собою високорозвинену або інтелектуальну систему, здатну контролювати кожен процес функціонування підстанції. Автоматизація підстанції допомагає системі управління та моніторингу взаємодіяти з елементами управління технологічними процесами – сенсорами, релейним захистом та автоматикою, вимірювальними пристроями, інтелектуальними електронними пристроями тощо.

Безперебійне постачання електричної енергії є основним критерієм у функціонуванні автоматизованої системи управління підстанцією. Саме впровадження та експлуатація пристроїв релейного захисту – терміналів – є великою перевагою у цьому питанні. Мікропроцесорні технології мають значні переваги над електромеханічними реле, зокрема, у швидкодії захисту, дистанційному керуванні тощо. Можливість обробки величезних потоків даних, у тому числі запису, аналізу та видачі готових рішень щодо оптимізації певних режимів роботи мережі, рекомендації черговому персоналу або автоматична компенсація реактивної потужності робить систему автоматизації підстанції привабливою для впровадження.

Як можна бачити з Рисунку 1.7, апаратно-програмний комплекс підстанції складається з рівню підстанції або верхнього рівню, рівню інтерфейсу або рівню користувача та рівню приєднань або польовому рівню.

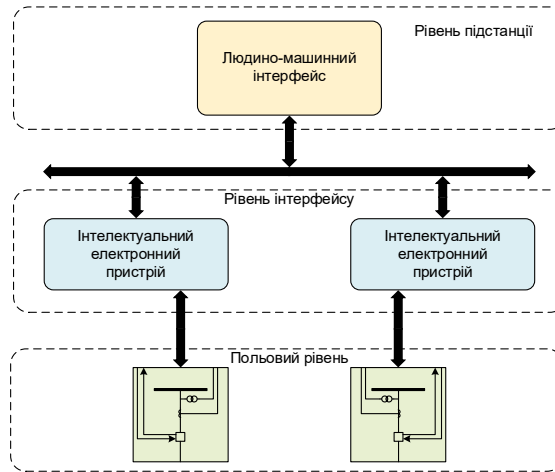


Рисунок 1.7 Архітектура апаратно-програмного комплексу підстанції

На рівні підстанції забезпечується керування системою, здійснюється інформаційний взаємобмін вузлів, виводиться графічна частина стану об'єкту на монітор або віддалений монітор та проводиться загальна обробка отриманої інформації. На рівні інтерфейсу проводиться обмін інформації між інтелектуальними електронними пристроями та пристроями рівня приєднань.

При виборі обладнання для автоматизації підстанцій зазвичай орієнтуються на лідерів галузі, перспективи удосконалення об'єкту та критерії сучасних тенденцій. Використовуючи сучасні технологічні переваги – системи зв'язку, функціонал системи, можливості пристроїв управління – будується сучасна, надійна та безпечна система.

## 1.5 Огляд новітніх систем компенсації реактивної потужності

### 1.5.1 Статичний компенсатор варіації SVC

Статичний компенсатор варіації SVC складається з тиристорного керованого реактору та фіксованого конденсатору. Важливість статичного компенсатора полягає в тому, що він може безперервно регулювати статичний компенсатор, регулюючи кут затримки запуску тиристора. Тиристри мають дуже високу швидкість та миттєво реагують на керуючі сигнали. Також, перевагою є те, що кількість перемикачів для тиристорів не є проблемою і такий компенсатор має високу пристосованість до незбалансованих навантажень в трифазній системі електричної енергії. Однак, при використанні реактора, в тому числі при перемиканнях, генеруються гармоніки високого порядку, які повинні фільтруватись.

Пристрій компенсації має здатність поглинати та віддавати реактивну складову та зазвичай використовується для покращення коефіцієнту потужності. На Рисунку 1.8 зображена схема SVC.

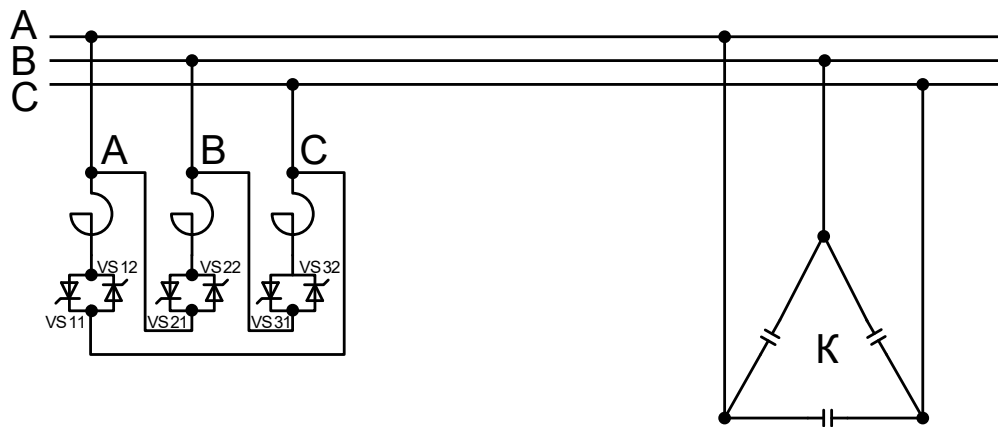


Рисунок 1.9 Схема статичного компенсатора

В даний час статичний компенсатор SVC в основному використовується в системах розподілу електроенергії середньої та високої напруги. Він особливо підходить для випадків з великою навантажувальною здатністю, серйозними гармонічними проблемами, ударними навантаженнями та високою швидкістю зміни навантаження, які присутні на металургійних заводах, високошвидкісній залізниці тощо [10, с.6].

### 1.5.2 Статичний синхронний компенсатор STATCOM

Одною з найпотужніших та найефективніших впроваджень для компенсації реактивної потужності є статичний синхронний компенсатор або STATCOM. Це швидкодіючий пристрій, який здатний генерувати або поглинати реактивний струм, в залежності від поставленої задачі, тим самим регулюючи напругу в точці підключення до електричної мережі. Технологія STATCOM базується на вентилях перетворювача напруги в модульній багаторівневій конфігурації. Цей пристрій відноситься до категорії пристроїв гнучкої системи передачі змінного струму FACTS. FACTS – це загально визнаний термін для групи технологій, які значною мірою підвищили пропускну здатність наявних електромереж на більш ніж 50%, при цьому підвищив стабільність напруги, надійність та енергетичну безпечність.

Під час нормальних збурень в мережі діапазон вихідного реактивного струму є симетричним та динамічним, однак, несиметричні конструкції можливі при введенні механічних або тиристорних шунтуючих елементів з уніфікованими системами управління. Конструктивне виконання пристрою та швидкодія роблять цю технологію дуже зручною для підтримки напруги під час аварії в мережі. STATCOM здатний

забезпечити швидку інжекцію струму під час аварії, обмежену номінальним струмом, підвищуючи стабільність напруги на короткий термін. Також, пристрій може забезпечити корекцію коефіцієнта потужності, контроль реактивної потужності, активну фільтрацію гармонік, демпфування низькочастотних коливань потужності, зменшити мерехтіння і поліпшити якість електричної енергії. В більшості, пристрій застосовується для передачі, перерозподілу електричної енергії на підстанціях, великих промислових підприємствах – там де стабільність напруги та якість електроенергії є надважливими умовами роботи. На Рисунку 1.9 зображено структурну схему компенсуючого пристрою STATCOM.

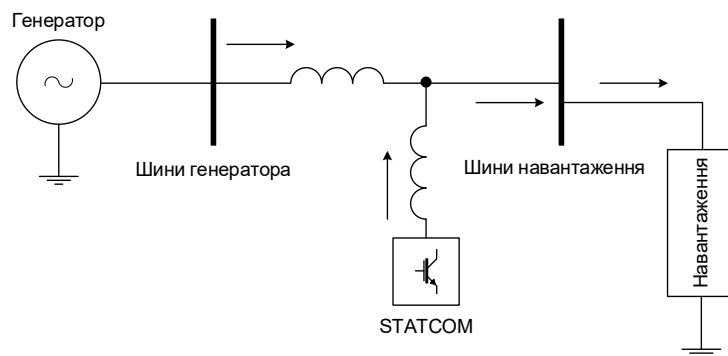


Рисунок 1.9 Статичний синхронний компенсатор STATCOM

Типова конфігурація STATCOM складається з багаторівневих VSC на основі IGBT-транзисторів, фазних реакторів та підвищувального трансформатора. Підключається пристрій до мережі зазвичай через шунт. Генерація або поглинання реактивного струму виконується шляхом створення керованої форми хвилі внутрішньої напруги. Форма сигналу напруги регулюється напругою в точці приєднання до мережі. Загалом, пристрій працює на основі керування змінним струмом, хоча керування вихідним струмом досягається шляхом регулювання внутрішньої напруги за амплітудою, тоді як кут нахилу близький до  $90^\circ$  по відношенню до напруги в точці приєднання до електричної мережі. Якщо амплітудне значення напруги компенсатора вище за амплітудне значення напруги мережі – в мережу видається ємнісна реактивна потужність. Якщо навпаки – виникає індуктивна реактивна потужність. Величина реактивного струму залежить від реактивного опору КЗ трансформатора та різниці напруги. Обмеження здійснюється тепловими характеристиками IGBT-транзисторів. У нормальному режимі роботи, коли напруга системи знаходиться в заданих межах та обидві амплітуди еквівалентні, реактивна потужність компенсатора не обмінюється з електричною мережею. Якщо напруга в мережі поза межами граничного значення то STATCOM зменшує амплітудне значення напруги, та працює на кшталт індуктивного елемента, поглинаючи реактивну потужність з електричної мережі. Якщо напруга

мережі перевищує порогове значення, амплітудне значення напруги збільшується і компенсатор працює як ємнісний елемент, додаючи реактивний струм до електромережі [11, с.1].

Одним із самих суттєвих недоліків наведених систем є велика економічна складова, яка має дуже значний час окупності запропонованої системи. Також, щодо впровадження системи STATCOM – одним із найважливіших факторів, унеможливлуючих встановлення пристрою, є вимушена реконструкція підстанції та виділення території для встановлення необхідного обладнання.

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

### 2.1 Постановка задач автоматизації

Побудувати систему часткової автоматизації низької сторони підстанції ГПП 154/6 кВ з урахуванням функціональних можливостей та особливостей підприємства. Створити систему функціонування підстанції з можливістю диспетчерського управління та моніторингу. Впровадити автоматичний контролер компенсації реактивної потужності для оптимізації роботи компенсуючих пристроїв.

Задля комплексної, частково автоматизованої системи всі вищенаведені пристрої об'єднуються у єдину мережу за допомогою Ethernet-комутаторів та промислових стандартів МЕК 61850 та МЕК 60870. Оскільки задіяна велика кількість пристроїв то і промислові Ethernet-комутатори потрібні з великою кількістю портів – 48 або більше.

В якості сервера та диспетчерського пункту пропонується використати промисловий комп'ютер у форма факторі 2U. Пристрій такої модифікації можна встановлювати у шафи безпосередньо на підстанціях, а монітори виводити окремо на АРМ.

Для взаємодії різних інтерфейсів та мереж встановити пристрої шлюзування, які потрібні для обміну даних між різними типами мереж. Пристрої шлюзування або шлюзи мають оперативну пам'ять для зберігання тимчасової інформації. Реалізація безпечного віддаленого доступу до пристроїв різних рівнів, вбудований фаєрвол та вбудований ЛМІ роблять шлюз важливим інструментом комунікації. Перевагою використання шлюзу є той факт, що він підтримує всі галузеві стандарти та протоколи, має комплексну обробку сигналів аварій та реєстрацію послідовних подій.

Одним із запропонованих рішень з часткової автоматизації підстанції ГПП є встановлення автоматичного контролера або коректора реактивної потужності. Для задоволення потреб підприємства у компенсації реактивної потужності потрібно запровадити систему з автоматичним вводом або виводом певних ступенів конденсаторних батарей. Це можливо реалізувати за допомогою вірно налаштованого контролера з керуючим сигналом безпосередньо на термінали конденсаторних комірок. Контролер постійно збирає інформацію від мережі та, на основі математичних обчислень, здійснює управління відповідними інструментами. Пристрій корекції cos φ запрограмувати методами нечіткої логіки засобами Fuzzy logic. Рішення такого роду широко застосовуються у гірничо-металургійній галузі, енергетичній сфері тощо [12, с.14-16].

## 2.2 Реалізація схем компенсації реактивної потужності

Серед існуючих схем реалізації компенсації реактивної потужності виділяють наступні:

- індивідуальна схема компенсації;
- групова схема компенсації;
- централізована схема компенсації.

Індивідуальна схема компенсації, зазвичай, застосовується для промислових об'єктів з обладнанням, яке має великі обсяги часу напрацювання. Наприклад, електричні двигуни з великою потужністю, локальні трансформаторні установки тощо. Конденсаторні пристрої підключаються до такого обладнання безпосередньо. Такі рішення доцільні для мінімізації реактивних струмів в конкретних випадках. Для того щоб зменшити затрати на розподільчі пристрої, кабельні лінії, зайве обладнання тощо використовують схему індивідуальної компенсації. На Рисунку 2.1 зображено індивідуальне підключення обладнання за такою схемою.

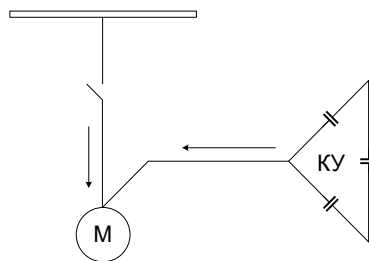


Рисунок 2.1 Схема індивідуальної компенсації

Групова схема компенсації передбачає певну кількість навантажень з переважно індуктивною складовою, яка об'єднується у єдину групу. Такий варіант компенсації застосовується споживачами, які мають власні розподільчі трансформатори та лінії електропередач високої напруги. Реактивна потужність компенсується за допомогою конденсаторів, які під'єднані до вторинних обмоток трансформаторів. Групова схема компенсації в схематичному вигляді зображена на Рисунку 2.2.

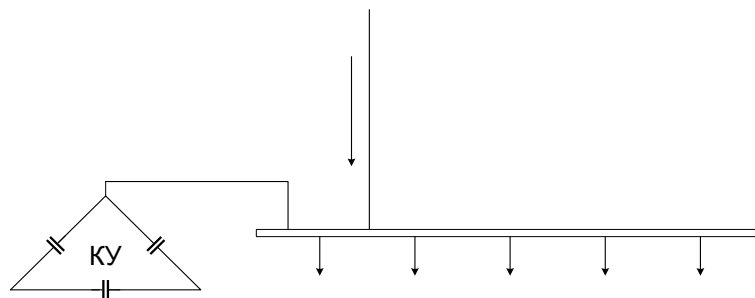


Рисунок 2.2 Групова схема компенсації

Централізована схема компенсації, яка впроваджена на підприємстві, є найпростішим засобом компенсації та найефективнішим в економічному плані. Потужність, маючи реактивну складову, рівномірно розподіляється на конденсаторні пристрої, встановлені на підстанції. Черговий персонал відстежує показники засобів вимірювальної техніки та відповідно до поточних потреб вмикає або вимикає конденсаторні установки. Запропоноване впровадження автоматичного коректора коефіцієнта потужності є удосконаленням централізованої схеми компенсації. На автоматичний коректор реактивної потужності подається інформація з засобів вимірювальної техніки, щодо поточного значення  $\cos \varphi$  та, після обробки інформації, певний алгоритм дії контролера видає керуючий сигнал на певний ступень конденсаторної установки. На Рисунку 2.3 можна бачити централізовану схему компенсації реактивної потужності.

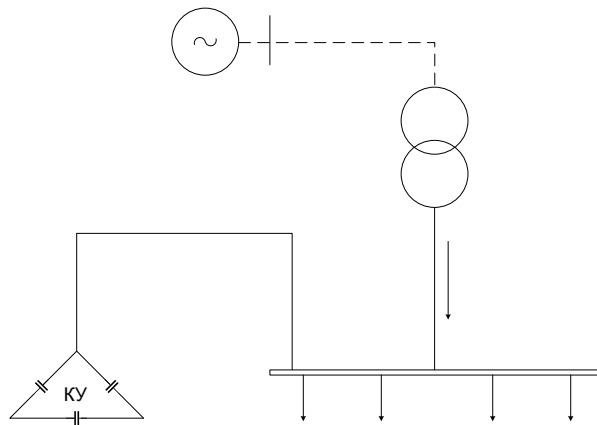


Рисунок 2.3 Централізована схема компенсації

При мінімальних затратах, з точки зору економічної складової, проводиться оптимізація роботи обладнання, яке автоматично видає потрібні характеристики та зменшує ризик пов'язаний з помилкою персоналу.

### 2.3 Концепція роботи системи

Робота автоматичного контролера компенсації реактивної потужності, в даному випадку, залежить від автоматизації системи управління, оскільки концепцією побудови системи є дистанційне керування оператором роботи обладнання підстанції. Тож, враховуючи часткову модернізацію системи, автоматичний контролер здійснюватиме перемикання певних ступенів конденсаторної установки, видаючи керуючий сигнал на термінал релейного захисту, який, в свою чергу, видає керуючий сигнал на блок управління вакуумним вимикачем. Принцип роботи системи полягає у наступному – будь-яка електрична мережа має пропускну здатність, обумовлену перетином кабельної лінії, встановленим

обладнанням тощо. Розглядаючи трифазну систему змінного струму, яка має як активну так і реактивну потужність, пропускна здатність обумовлена перебігом активної і реактивної енергії одночасно. Тобто, реактивна потужність це енергія, яка передається від генератора до споживача і назад протягом одного періоду коливань, віднесеним до цього періоду. Реактивна потужність може бути як зі знаком «+» – тобто, йде генерація, так і знаком «-» – тобто, йде споживання. Отже, виходячи з того, що від збільшення реактивної потужності залежать не тільки рахунки за електроенергію, а й збереження обладнання, на підстанціях встановлені пристрої компенсації реактивної потужності – конденсаторні установки.

Наявна система спроектована таким чином, що здійснення перемикань в автоматичному режиму неможливе. Черговий персонал, виходячи з поточного значення коефіцієнту потужності, повинен здійснювати перемикання власноруч, звіряючи показники з приладами обліку. Поточна система є зовсім неефективна та контрпродуктивна, оскільки персонал не може звіряти показники кожний момент часу.

Робота автоматизованої системи компенсації полягає у наступному. З приладів польового рівня зчитуються дані щодо поточного стану коефіцієнта потужності в системі з певною частотою дискретизації. Далі, ці дані за допомогою протоколів зв'язку зчитуються контролером реактивної потужності, який на основі математичного алгоритмування проводить порівняльну характеристику з наявними параметрами своєї системи. Після вирахування поточних даних контролер видає сигнал на перемикання того чи іншого ступеню конденсаторного пристрою, в залежності від потрібного рівня компенсації.

Таким чином, за допомогою автоматизації, рівень поточного значення коефіцієнту потужності можливо утримувати на рівні 0.92...0.95, як того потребують відповідні положення.

Для підтвердження теорії було проведено дослідження щодо автоматичного корегування коефіцієнту потужності та здійснено симуляцію програмними засобами Matlab. Параметризація автоматичного контролеру була впроваджена за допомогою програмних інструментів для синтезу нечітких моделей Fuzzy logic. Було використано модель контролера для створення системи нечіткого логічного вводу, виводу класифікації та її інтегрування в графічну середу програмування Simulink. Виявлено, що після проведення симуляції коефіцієнт потужності автоматично підлаштовується, в залежності від поточного навантаження активного, індуктивного або ємнісного характеру, під задані параметри. Результати дослідження представлені у відповідному розділі.

## **2.4 Обґрунтування запропонованої системи**

Існують декілька можливих рішень реалізації топології – самовідновлювальне кільце, резервування пристроїв та топологія мережі з шиною процесу, резервуванням і синхронізацією. Виходячи з масштабів

системи, складності її реалізації та відповідних фінансових затрат пропонується обрати систему «резервування пристроїв». Недоліком системи «самовідновлювальне кільце» є той факт що така топологія підтримує підключення до 30 інтелектуальних пристроїв. Якщо потрібно підключення 30 або більше пристроїв тоді потрібно розподіляти мережу на декілька кільцевих мереж. Кожен пристрій захисту має витримку с буферізацією пакетів 50 мкс, тому розмір кільця обмежено продуктивністю в межах горизонтального зв'язку та кількістю під'єднаних пристроїв. Топологія «мережі з шиною процесу, резервуванням і синхронізацією» доцільна у випадках із повною системою автоматизації та в складних або надважливих об'єктах.

Резервування мережі ґрунтується на використанні двох взаємодоповнюючих протоколів які зазначено в стандартах MEK. PRP – протокол постійного резервування та HSR – протокол безшовного резервування високої доступності. Базою обох протоколів є дублювання всіх даних за допомогою двох портів Ethernet для одного логічного мережевого з'єднання. Таким чином реалізована можливість виключення відмови каналу зв'язку або комутатора з нульовим часом перемикання. Виконання цих умов відповідає найсуворішим потребам з автоматизації підстанцій у відношенні горизонтального зв'язку та синхронізації за часом. Саме протокол PRP з'ясовує чи паралельно підключені пристрої у двох локальних мережах. Протокол HSR використовує цей же принцип до кільцевих топологій для забезпечення економічної доцільності резервування. Таким чином, кожен пристрій мережі направляє інформацію стану від порту до порту.

Також, пристрої релейного захисту підтримують безпечний зв'язок при використанні веб-ЛМІ та безпечну передачу даних за допомогою протоколу FTP. Якщо таку функцію задіяно то клієнти повинні мати підтримку протоколів з використанням методу шифрування на базі TLS. Враховуючи це налаштування доступ до веб-ЛМІ має бути здійснено через веб-застосунок який підтримує протокол HTTPS. У разі передачі даних клієнти мають використовувати FTPS.

Автоматизований контролер компенсації реактивної потужності виконує функції моніторингу та автоматичної корекції  $\cos \varphi$ . При впровадженні коректора за приведеною схемою його ефективність буде покращена, а оптимізація роботи буде виконана за рахунок можливості одночасного відстеження параметрів на обох секціях шин, також знижується додаткове обладнання та узгодження між пристроями.

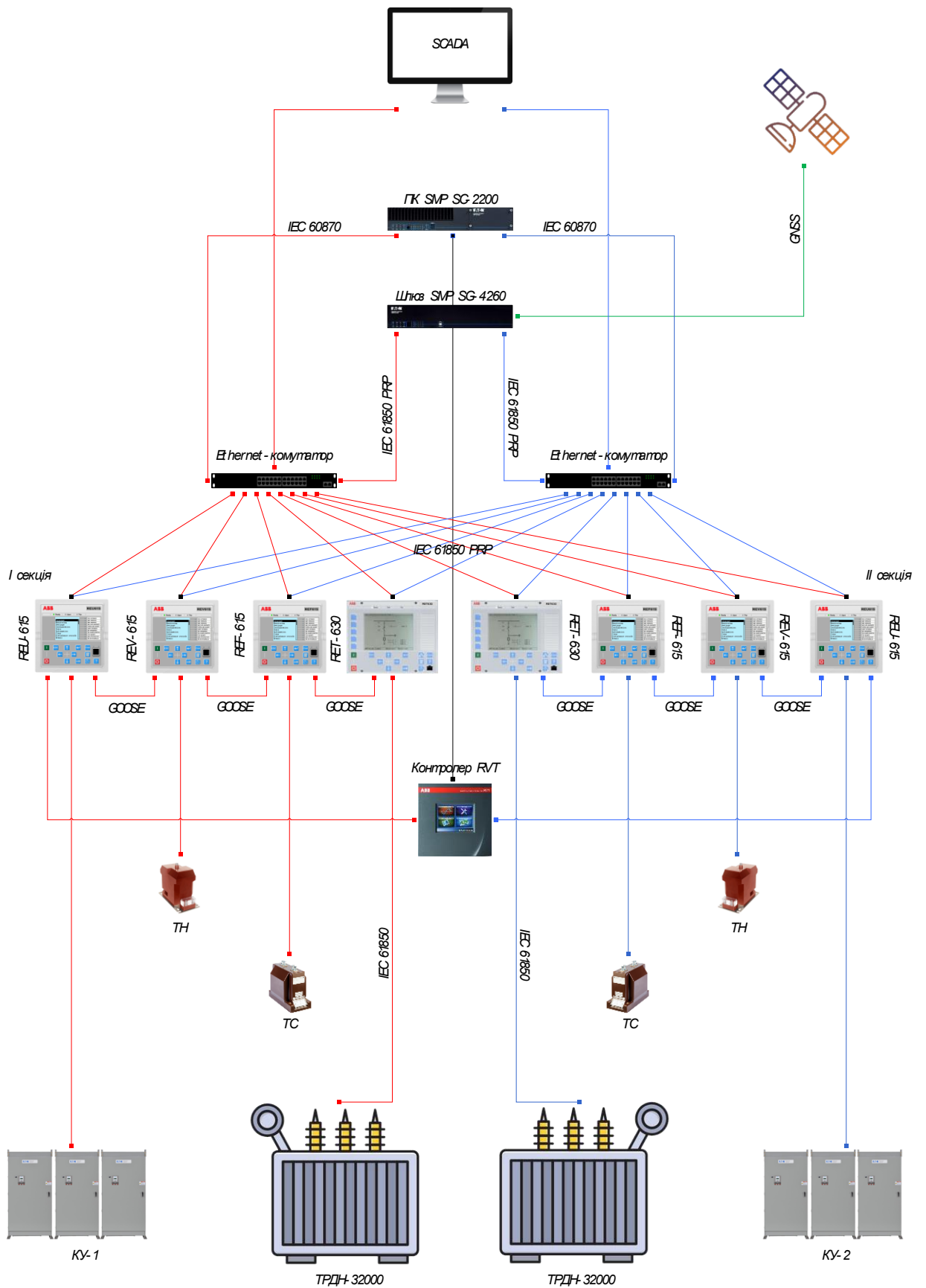


Рисунок 2.4 Топологія системи автоматизації підстанції ГПП 154/6 кВ

Запропонована система автоматизації підстанції ГПП приведена на Рисунку 2.4. Саме таке впровадження системи надає максимум можливостей управління та захисту. Здійснення функції корекції коефіцієнта потужності впроваджується не тільки для одного фідера, а й надає можливість корегувати споживання або генерацію реактивної потужності всієї підстанції. Як можна бачити з топології системи, контролер впроваджено для корекції коефіцієнту в межах декількох секцій, незалежно одна від одної.

## **2.5 Опис взаємозв'язку функціональних задач**

Програмне забезпечення системи автоматизації це один із фундаментів на якому базується якість та функціональність системи. Метою створення системи автоматизації є: оптимізація роботи електричного обладнання, збереження ресурсів, безпечна робота персоналу, збереження обладнання від аварій та некоректних режимів роботи. Користуючись сучасними технологіями та функціонуючим програмним забезпеченням всі ці потреби задовольняються.

Для розробки взаємозв'язку функціональних задач систему потрібно поділити на підсистеми, зазначити перелік їх задач та визначити функціонал. Кожна підсистема має пріоритет та перелік поставлених задач призначених саме цій підсистемі. Таким чином, надбудова підсистеми проводиться узгоджуючи певні алгоритми роботи обладнання.

Запропонована система автоматизації підстанції ГПП має наступні підсистеми:

- інформаційна підсистема;
- підсистема управління;
- підсистема релейного захисту і автоматики;
- підсистема бази даних;
- підсистема збору інформації;
- підсистема контролю і моніторингу.

Інформаційна підсистема відображає загальну схему або мнемосхему на пристроях людино-машинного інтерфейсу, відображає параметри електромережі та створює або дублює сигнали світло-звукової сигналізації. Також, функцією підсистеми є відстеження активних чи пасивних сигналів від датчиків, які вказують на поточний стан комутації обладнання. Для забезпечення високої ефективності здійснюється постійне відстеження стану електричної схеми взагалі, за допомогою опитування обладнання. Підсистема отримує дані від підсистеми збору інформації або, в разі аварійного режиму, від підсистеми контролю та моніторингу. У разі виникнення потреби, підсистема привертає увагу оперативних чергових за допомогою світлової сигналізації та звукового оповіщення. Інформаційна підсистема також отримує дані від підсистеми релейного захисту і автоматики під час спрацювання, і також надає рекомендації персоналу. Для подальшого аналізу та збереження

інформації здійснюється регулярна передача даних до підсистеми бази даних. Всі зареєстровані системою події мають відповідні позначки часу для ефективності подальшого аналізу.

Підсистема управління здійснює безпечне управління технологічними операціями за заданими алгоритмами. Визначення оптимальних режимів роботи електричної мережі, визначення певних тенденцій здійснюється за рахунок аналітичних даних. У разі виникнення нештатних режимів роботи чи аварійних подій підсистема забезпечує автоматичне управління та керування певними ланцюгами. Після отримання відповідних сигналів від підсистеми релейного захисту, підсистеми збору інформації, підсистеми контролю та моніторингу, згідно з заданими логічними ланцюгами, здійснюється управління системою. Через занадто малий час для прийняття рішення людині неможливо зреагувати на ті чи інші події мережі, тому при виникненні аварії або для оптимізації електричних параметрів підсистема отримує сигнал і далі спрацьовують певні алгоритми – автоматичне введення ступенів конденсаторних пристроїв, автоматичне введення резерву, автоматичне повторне ввімкнення, автоматичне частотне розвантаження тощо.

Підсистема релейного захисту та автоматики виконує функцію захисту електричного обладнання від струмів КЗ, пожеж, помилкових спрацювань тощо. Через задані інтервали часу, з заданою частотою дискретизації, підсистема отримує сигнали від пристроїв підсистеми збору інформації щодо спрацювання чи збільшення або перетинання межі уставки. Підсистема, згідно заданої логіки, обробляє цю інформацію, обчислює фізичні величини та відповідні коефіцієнти. В межах роботи підсистеми релейного захисту всі отримані підсистемою сигнали постійно порівнюються з «нормальним», «аварійним» чи «анормальним» режимом роботи. При порушенні межі уставки верхнього граничного рівня або нижнього граничного рівня відповідно, здійснюється передача інформації до інформаційної підсистеми і, в залежності від розвитку події, до підсистеми управління. Також, важливою функцією підсистеми релейного захисту є постійна самодіагностика та контроль достовірності наданої інформації від обладнання.

Підсистема бази даних застосовується для збору даних та інформації від всього обладнання підстанції всіх рівнів приєднання. Базування мережі на єдиному програмному стандарті забезпечує цілісність підсистеми. За допомогою відповідного програмного забезпечення, яким оснащена систему автоматизації, здійснюється надійний та безпечний режим роботи, збереження інформації та формування бази даних. Також, в межах роботи підсистеми бази даних є шифрування, дублювання, копіювання та архівування даних.

Підсистема збору інформації отримує дані від рівня приєднання. Особливістю підсистеми є робота з усіма підсистемами системи автоматизації. Тобто, підсистема отримує інформацію з трансформаторів

струму і напруги, датчиків тиску та масла, проводить масштабування та фільтрацію сигналів, видає керуючі сигнали на відповідні підсистеми та передає інформацію на вищі рівні приєднання. Функціональними особливостями підсистеми є прийом аналогових сигналів від вторинних кіл, періодичне опитування обладнання, відстеження поточних параметрів електричної мережі на лініях приєднання електричної мережі, відстеження потужності з розкладом на активну та реактивну, тангенсу кута діелектричних втрат тощо.

Підсистема контролю і моніторингу потрібна для постійного контролю обладнання, контролю режимів роботи. Після обробки інформації дані оновлюються в режимі циклічності. Підсистема передає дані до систем управління або релейного захисту в залежності від важливості події та зазначеного пріоритету. Наприклад, якщо зафіксоване різке падіння напруги у мережі, система реєструє цю подію, аналізує час та тривалість цього випадку та створює файл із цією подією. Після реєстрації події у базі даних оперативний персонал має змогу провести аналіз, побудувати графіки або передати реєстраційний файл для опрацювання. В залежності від побудованої системи графічна візуалізація виводиться на ЛМІ. Оскільки підстанція є об'єктом підвищеної небезпеки то і контроль за параметрами обладнання повинен бути постійним. Вольтметри, амперметри, частотоміри, ватметри відстежують та контролюють відповідні параметри вимірювальних величин. Підсистема забезпечує безперервний обмін даними між рівнями всіх приєднань системи автоматизації та між пристроями. Підтримка зв'язку підстанції забезпечується протоколами та міжнародними стандартами зв'язку МЕК 61850 та МЕК 60870 [2, с. 23-25].

Розробка та впровадження взаємозв'язку функціональних задач є дуже важливим етапом у створенні системи автоматизації підстанцій, оскільки рішення, які закладено в технічні вимоги, щодо функціонування загальної системи, залежать від розробки даного розділу. На етапі формування алгоритмів розділу важливим завданням є експериментальна перевірка роботи обладнання на діючих електроустановках, враховуючи специфіку підстанції.

На Рисунку 2.5 можна бачити графічну частину взаємозв'язків функціональних задач ті відповідних підсистем. Функціональні зв'язки потрібні для формування залежностей та алгоритмів між підсистемами у майбутній системі автоматизації підстанції ГПП.

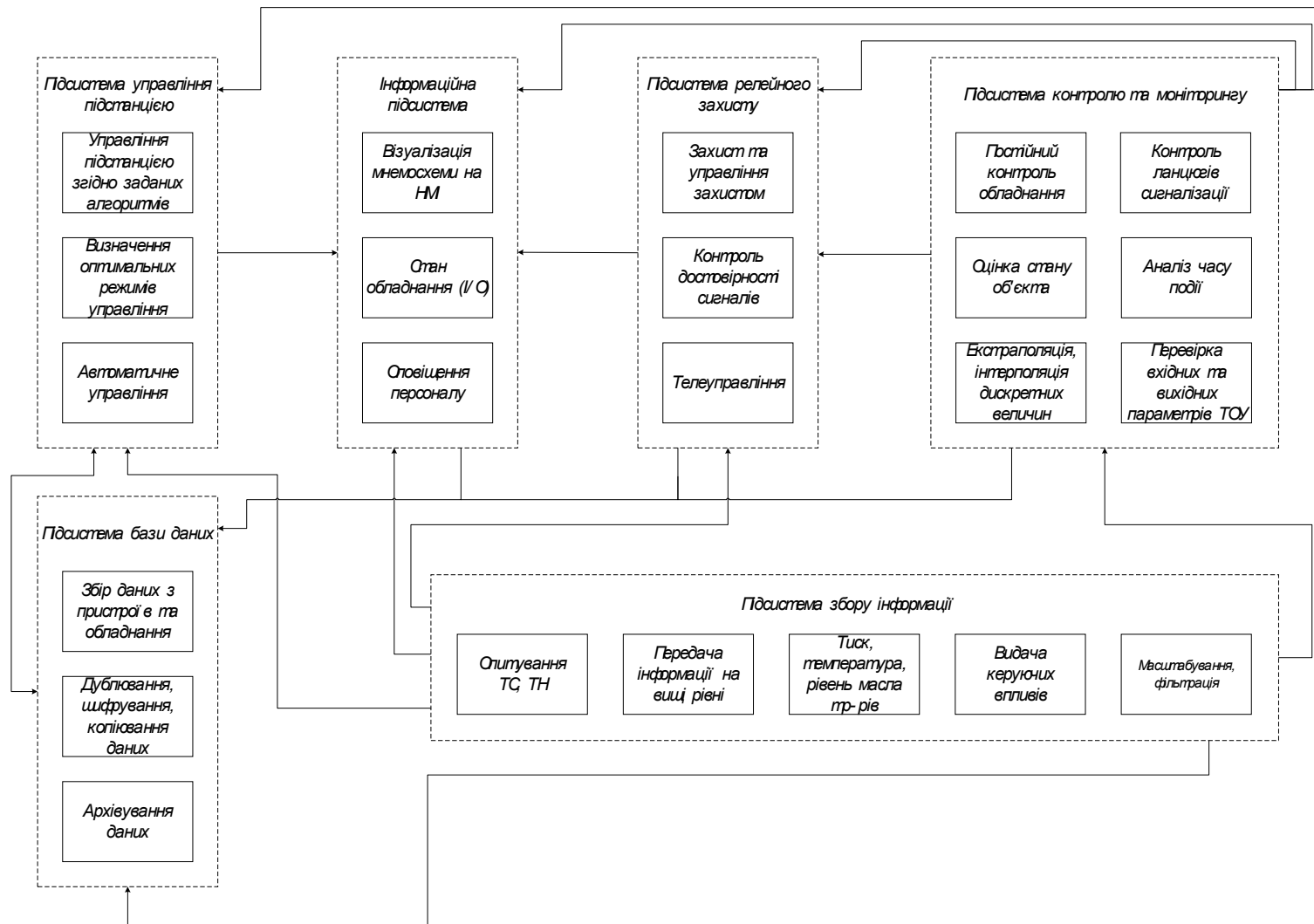


Рисунок 2.5 Взаємозв'язок функціональних задач

## 2.6 Конденсаторні батареї та установки

Конденсатори або конденсаторні установки, в залежності від реалізованої схеми, відіграють одну з ключових ролей у функціонуванні підстанції, виконуючи подвійну функцію: підвищуючи коефіцієнт потужності системи та зменшуючи гармоніки вищих порядків. Покращуючи коефіцієнт потужності конденсатори сприяють підвищенню експлуатаційної ефективності, а функціонування конденсаторів як фільтрів гармонік допомагає мінімізувати гармонічні спотворення в електричній системі. Використання конденсаторів сприяє зменшенню провалів напруги під час збоїв або аварійних подій та підвищенню загальної стійкості енергетичної інфраструктури, певною мірою виконуючи роль стабілізатора.

Окрім локальних переваг, конденсаторні установки відіграють вирішальну роль у забезпеченні реактивної потужності енергетичної системи. Включення конденсаторної батареї в систему енергопостачання дозволяє виправити дефіцит електроенергії з найменшими витратами. Загалом, використання конденсаторних пристроїв на підстанціях охоплює цілий спектр переваг, які в сукупності оптимізують ефективність, надійність та якість системи. Серед переваг використання конденсаторних пристроїв виділяють наступні пункти:

- збільшення пропускної здатності системи за рахунок можливості підключення більшого навантаження, без задання шкоди трансформаторам або кабельним лініям;
- зниження вартості електроенергії за рахунок уникнення штрафних санкцій за реактивну потужність або низький коефіцієнт потужності;
- зменшення ризиків падіння напруги за рахунок регулювання;
- захист обладнання від пошкодження через перегрів від надмірної реактивної потужності.

Зазвичай, конденсаторні батареї встановлюють в певних точках системи, таких як фідери або підстанції, де вони спроможні забезпечити оптимальний обсяг компенсації реактивної потужності. Конденсаторні батареї можуть бути шунтуючими, тобто паралельно з'єднаними з навантаженням, або послідовними, тобто з'єднаними послідовно з лінією електропередачі. Шунтуючі конденсаторні батареї є більш поширеним впровадженням і використовуються для усунення або зменшення запізнювання реактивної потужності, спричиненого індуктивним навантаженням. Послідовні конденсаторні батареї використовуються для зменшення імпедансу довгих ліній електропередач і підвищення їх здатності передавати потужність [13, с.1].

## 2.7 Підвищення та корекція коефіцієнту потужності

Згідно з «Договором про постачання електроенергії» між оператором системи розподілу і основним споживачем – промисловим підприємством, згідно з «Правилами улаштування електроустановок» та діючими ДСТУ про норми якості електроенергії є певні зобов'язання з дотримання параметрів електричної мережі, які повинна виконувати кожна із сторін договору. Серед таких параметрів є частота з гранично допустимим межами відхилення 50 Гц  $\pm 0,4$  Гц та напруга з гранично допустимою напругою на виводах електроприймачів  $\pm 10\%$  від номінальної напруги. В межах діючих стандартів також існують прямі та непрямі фактори, які впливають на якість електричної енергії. Відхилення частотної характеристики, коливання напруги, асиметрія напруги, імпульси, реактивна потужність – все це може вплинути як на якість електричної мережі так і на порушення договірних відносин [14. с, 595].

Однак, порушення стосується не тільки оператору системи розподілу, а й підприємства-споживача. Одним із вагомих показників якості електричної енергії є коефіцієнт потужності. Згідно з діючими нормативами, мінімальне значення середньозваженого коефіцієнта потужності для підприємств промисловості повинно бути 0,92 – 0,95. Оскільки вплив на якість електричної мережі може бути не тільки зі сторони підприємства то і зниження параметрів коефіцієнта потужності допускається лише в окремих випадках. За рахунок компенсації реактивної потужності дотримується кут зсуву фаз між струмом та напругою. Підвищенням коефіцієнта потужності є ряд заходів серед яких і впровадження пристроїв для компенсації реактивної потужності. Працює це наступним чином – при вмиканні компенсатора на окремій ділянці електричної мережі генерується реактивна потужність, яка стабілізує характеристики мережі та зменшує струми. Якщо увімкнути більше за потрібну кількість пристроїв компенсації – виникає перекомпенсація, за яку виставляють штрафні санкції. Якщо існує недокомпенсація, тобто низький показник  $\cos \varphi$ , – це сприяє протіканню струму реактивної потужності, перепаду напруги, підвищенню струму та температури в кабельних лініях, зростає необхідність підвищення потужності силових трансформаторів. Втрати енергії на нагрів трансформаторів та провідників складають непродуктивні витрати, які певним чином впливають на собівартість продукції.

Тому, в умовах існуючої системи електричного постачання, впровадження та використання контролера реактивної потужності, і таким чином, встановлення коефіцієнту потужності у межах дозволених параметрів буде економічно доцільним.

За нормальних умов експлуатації певні електричні навантаження (наприклад, асинхронні двигуни, зварювальне обладнання, дугові печі та флуоресцентне освітлення) споживають не лише активну потужність з

мережі, але й індуктивну реактивну потужність яка вимірюється у кВАр. Ця реактивна потужність необхідна для правильної роботи обладнання, але може розглядатися як небажане навантаження на електромережу. Коефіцієнт потужності навантаження визначається як відношення активної потужності до повної потужності, і позначається як  $\cos \varphi$ . Чим ближче  $\cos \varphi$  до одиниці, тим менше реактивної потужності споживається з мережі.

Ємнісна реактивна потужність, що виникає в результаті підключення конденсаторної установки вирахованого значення, може компенсувати індуктивну реактивну потужність, необхідну електричному навантаженню. Це забезпечує зниження реактивної потужності, що споживається від мережі, і називається корекцією коефіцієнта потужності.

В таблиці 2.1 приведено споживачів, які впливають на коефіцієнт. Незалежно один від одного, споживачі можуть як знижати коефіцієнт потужності підприємства так і підвищувати, наприклад, за рахунок синхронних електричних двигунів.

Таблиця 2.1 Приклади навантажень та їх коефіцієнти

Навантаження	Коефіцієнт потужності
Трансформатори в режимі ХХ	0,1 – 0,15
Приводи постійного струму	0,4 – 0,75
Електричні двигуни	0,7 – 0,85
Зварювальні трансформатори	0,4 – 0,5
Дугова сварка	0,35 – 0,6
Індукційні печі	0,2 – 0,6
Люмінесцентні лампи без компенсації	0,4 – 0,6

Ємнісна реактивна потужність, що виникає в результаті підключення правильно підібраної конденсаторної установки, може компенсувати індуктивну реактивну потужність, необхідну електричному навантаженню. Це забезпечує зниження реактивної потужності, що споживається з мережі, і називається корекцією коефіцієнта потужності. Корекція реактивної потужності може здійснюватися у ручному режимі – черговий персонал здійснює перемикання в залежності від потреб компенсації чи в автоматичному – за допомогою контролера.

## 2.8 Компенсація реактивної потужності

Реактивна потужність, необхідна для досягнення бажаного коефіцієнта потужності, вираховується за формулою:

$$Q_C = P \cdot F, \quad (2.1)$$

де  $Q_c$  – необхідна потужність конденсаторної установки,  $P$  – активна потужність навантаження, яке потрібно скорегувати,  $F$  – коефіцієнт перерахунку.

Для визначення необхідної потужності конденсаторного пристрою користуються Таблицею 2.2. Для отримання бажаного коефіцієнта компенсації необхідно застосувати цільовий коефіцієнт перетворення  $F$ .

Наприклад, підприємство споживає 2 186 386 кВт активної енергії та 2 286 420 кВАр реактивної енергії, середній час напрацювання обладнання складає 744 години/рік. На основі даних підприємства маємо наступні значення:

$$E_A = 2\,186\,386 \text{ кВт};$$

$$E_P = 2\,286\,420 \text{ кВАр};$$

$$t = 744 \text{ години}$$

Таблиця 2.2 Цільові коефіцієнти перетворення

cos φ	Цільовий коефіцієнт перетворення або F									
	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00
0.20	3.879	4.017	4.149	4.279	4.415	4.473	4.536	4.607	4.696	4.899
0.25	2.853	2.991	3.123	3.253	3.389	3.447	3.510	3.581	3.670	3.873
0.30	2.160	2.298	2.430	2.560	2.695	2.754	2.817	2.888	2.977	3.180
0.35	1.656	1.795	1.926	2.057	2.192	2.250	2.313	2.385	2.473	2.676
0.40	1.271	1.409	1.541	1.672	1.807	1.865	1.928	2.000	2.088	2.291
0.45	0.964	1.103	1.235	1.365	1.500	1.559	1.622	1.693	1.781	1.985
0.50	0.712	0.85	0.982	1.112	1.248	1.306	1.369	1.440	1.529	1.732
0.55	0.498	0.637	0.768	0.899	1.034	1.092	1.156	1.227	1.315	1.518
0.60	0.313	0.451	0.583	0.714	0.849	0.907	0.97	1.042	1.130	1.333
0.65	0.149	0.287	0.419	0.549	0.685	0.743	0.806	0.877	0.966	1.169
0.70		0.138	0.27	0.4	0.536	0.594	0.657	0.729	0.817	1.020
0.75			0.132	0.262	0.398	0.456	0.519	0.59	0.679	0.882
0.80				0.13	0.266	0.324	0.387	0.458	0.547	0.75
0.85					0.135	0.194	0.257	0.328	0.417	0.62
0.90						0.058	0.121	0.193	0.281	0.484
0.95								0.037	0.126	0.329

Визначення активної потужності вираховується наступним чином:

$$P = \frac{E_A}{t} = \frac{2\,186\,386}{744} = 2\,938,7 \text{ кВт.} \quad (2.2)$$

Визначення коефіцієнта потужності вираховується наступним чином:

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{E_P}{E_A}\right)^2 + 1}} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{2\ 286\ 420}{2\ 186\ 386}\right)^2 + 1}} = 0,69. \quad (2.3)$$

Для покращення коефіцієнта потужності до, наприклад, 0,92 потрібно використати цільовий коефіцієнт перетворення F. Користуючись формулою (2.1) та таблицею 2.2 винаходимо потрібне значення. Розрахунки покращеного коефіцієнта потужності будуть виглядати наступним чином:

$$Q_C = 2\ 938,7 \cdot 0,594 = 1\ 745,6 \text{ кВАр}. \quad (2.4)$$

Отже, застосувавши необхідний коефіцієнт бачимо, що в поточний момент часу для компенсації реактивної потужності потрібно застосувати конденсаторний пристрій на 1 745,6 кВАр. Приведені розрахунки дуже спрощені і використовуються тільки для приблизного рахування, оскільки детальні розрахунки виконуються після впровадження певного проєкту схеми з усіма необхідними даними.

Використання перерахунків черговим персоналом в кожен момент часу неможливе, тому компенсація реактивної потужності не спроможна бути ефективною на максимальну рівні. Впровадження автоматизованої системи управління з автоматичним коректором коефіцієнта потужності відслідковує параметри мережі в реальному часі, і, завдяки математичним алгоритмам програмного забезпечення, цілком виконує поставлену задачу з утримання  $\cos \varphi$  в межі від 0.92 до 0.95 [15, с.1].

## **3 РЕАЛІЗАЦІЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ**

### **3.1 Вибір та обґрунтування технічних засобів автоматизації**

Основними технічними засобами при вимірюванні типів електричних величин є пристрої польового рівня, а саме трансформатори струму та напруги. Функціями вимірювальних трансформаторів є передача інформації на відповідні прилади обліку, передача аналогових чи дискретних сигналів на системи автоматики, системи управління та контролю. Система автоматизації підстанції будується також на даних від перетворень цих фізичних величин [16. с.245].

Трансформатор струму (ТС) - це пристрій, який використовується для вимірювання струму в електричній системі та пропорційно, і з дотриманням фази, перетворює один або кілька первинних струмів мережі в стандартизовані вторинні струми. ТС підключається послідовно до ланцюга, і струм, що протікає через ланцюг, вимірюється трансформатором. Зазвичай, трансформатори високої напруги ізольовані литою смолою і, окрім своєї основної функції трансформатора струму, також слугують опорами для шин. Їх конструкція і фізичний принцип дії забезпечує гальванічне розділення первинного ланцюга від вимірювальної обмотки, забезпечуючи захист у випадку несправності. Оскільки значення струмів в первинних ланцюгах досить великі то і пряме вимірювання не є доцільним – використовують трансформатори. Трансформатори бувають різних видів, типів, класів та розраховані на різний клас напруги. На підстанції ГПП використовуються трансформатори струму типу ТОЛ-10 2000/5 А, 1000/5 А, 600/5 А тощо, в тому числі, з класом точності 0.5S для системи комерційного обліку.

Так як і трансформатори струму трансформатори напруги потрібні для передачі даних на системи управління та контролю. Рівень напруги необхідно вимірювати, щоб забезпечити передачу оптимального значення в різних точках системи розподілу електроенергії. Ця напруга часто буває дуже високою, що неможливо виміряти звичайним вольтметром. Для вимірювання дуже високої напруги в енергосистемі використовуються спеціалізовані трансформатори, відомі як вимірювальні трансформатори. Коли напруга подається на первинну обмотку, вона індукуює напругу на вторинній обмотці. Ця напруга нижча за напругу на первинній обмотці і пропорційна кількості витків на первинній і вторинній сторонах. Трансформатор, що використовується для вимірювання високої напруги, називається трансформатором напруги ТН. На підстанції ГПП використовуються трансформатори типу ЗНОЛ-10 6000/100 В, які, також, застосовуються для здійснення роботи релейного захисту підстанції та для систем комерційного обліку електроенергії. Вибір технічних засобів підстанції обумовлено встановленим обладнанням.

### 3.2 Математичне, алгоритмічне та програмне забезпечення окремих задач системи компенсації реактивної потужності

При впровадженні системи автоматичної корекції  $\cos \varphi$  пропонується застосовувати метод нечіткої логіки або Fuzzy logic. Сфери застосування цього методу дуже різноманітні, починаючи від побутових електронних пристроїв і закінчуючи промисловими підприємствами. Нечітка логіка є майже синонімом теорії нечітких множин, яка відноситься до класів об'єктів без чітких та ясно визначених меж. В такому випадку приналежність до множини є питанням ступеня. Навіть у більш вузькому визначенні нечітка логіка відрізняється від традиційних багатозначних логічних систем, як за концепцією, так і за змістом. Основною концепцією, яка лежить в основі Fuzzy logic є концепція лінгвістичної змінної, тобто змінної, значеннями якої є слова, а не числа. Більшу частину логіки можна розглядати як методологію для обчислень зі словами, а не з числами. Хоча слова за своєю природою менш точніші за числа, їх використання ближче до людської інституції. Крім того, обчислення словами використовують толерантність до неточності і, таким чином, знижують вартість розв'язку.

Однією з базових концепцій є концепція нечіткого правила «якщо – тоді» або нечіткого правила. Хоча системи, засновані на правилах, мають довгу історію використання в штучному інтелекті (ШІ), в таких системах відсутній механізм роботи з нечіткими наслідками і нечіткими передумовами. У нечіткій логіці цей механізм забезпечується обчисленням нечітких правил. Обчислення нечітких правил слугує основою для того, що можна назвати мовою нечітких залежностей і команд (FDCL). Хоча FDCL не використовується явно в інструментарії, вона фактично є однією з його основних складових. У більшості застосувань нечіткої логіки рішення на основі нечіткої логіки насправді є перекладом людського рішення на FDCL.

Тенденція, яка стає все більш помітною, пов'язана з використанням нечіткої логіки в поєднанні з нейрокомп'ютерингом і генетичними алгоритмами. Загалом, нечітка логіка, нейрокомп'ютерні технології та генетичні алгоритми можуть розглядатися як основні складові того, що можна назвати «м'якими обчисленнями». На відміну від традиційних, жорстких обчислень, м'які обчислення враховують неточності реального світу. Керівний принцип м'яких обчислень полягає в наступному: використовувати толерантність до неточності, невизначеності та часткової істини, щоб досягти гнучкості, надійності та низької вартості рішення. У майбутньому м'які обчислення можуть відігравати все більш важливу роль у створенні та розробці систем, чий МКІ (машинний коефіцієнт інтелекту) буде набагато вищим, ніж у систем, розроблених традиційними методами [17, с.1]. Прикладом використання нечіткої логіки може бути «насіп вугілля». Опишемо множину –  $A =$  «насіп вугілля». Врахувати окремо

кожну фракцію неможливо, тому треба розглянути безперервну область визначення, наприклад,  $V(x)$  – об'єм вугілля.

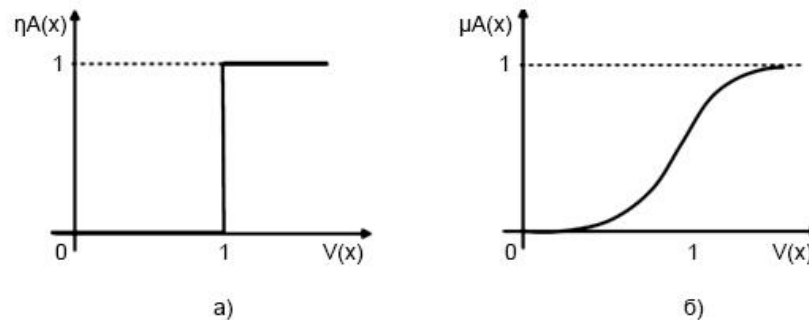


Рисунок 3.1 Приклади чіткої та нечіткої логіки

На Рисунку 3.1 зображені графіки а) та б). На графіку а) можна бачити чітку логіку – або «1» або «0»; на графіку б) можна визначити хіба діапазон від «0» до «1».

На Рисунку 3.2 зображено систему вимірювання, управління та корегування активної/реактивної потужності підстанції ГПП 154/6 кВ. Основним контролером управління системою компенсації є блок нечіткої логіки – на рисунку позначено сірим кольором. Принцип роботи можна описати наступним чином. Є лінія розподільчих мереж 154 кВ, трансформатор 154/6 кВ та лінія електропередач низької сторони з відповідними параметрами імпедансів. Кабельні лінії під'єднані до блоку вимірювання вольт-амперних характеристик та до активного, індуктивного або ємнісного навантаження. З блоку вимірювання значення поступають на блок обчислення миттєвих параметрів звідки виходять сигнали розподілу активної чи реактивної потужності. Далі, за допомогою математичних операторів та формулою визначення потужностей проводиться розрахунок параметрів мережі. Інформація поступає на дисплей коефіцієнту потужностей – позначено жовтим та дисплей відображення потужностей. Сигнал від пристрою обчислення коефіцієнту поступає на автоматичний контролер компенсації реактивної потужності. Після формування нечіткої логіки контролер видає сигнал з керуючим впливом на відповідне обладнання. Конденсаторні пристрої у вигляді КУ-1, КУ-2, КУ-3, КУ-4, які під'єднані централізовано до навантаження для компенсації, вступають у роботу при певному вхідному та вихідному значенні контролера. Оскільки після симуляції у середовищі Matlab поточний коефіцієнт дорівнює 0.9794 то і логічним виходом на дисплеях положень вимикача є «0».

Отже, використання нечіткої логіки для керування компенсуючими пристроями має певні алгоритми дій. Для моделювання потрібно створити систему автоматизації з використанням автоматичного контролера регулювання компенсації реактивної потужності.

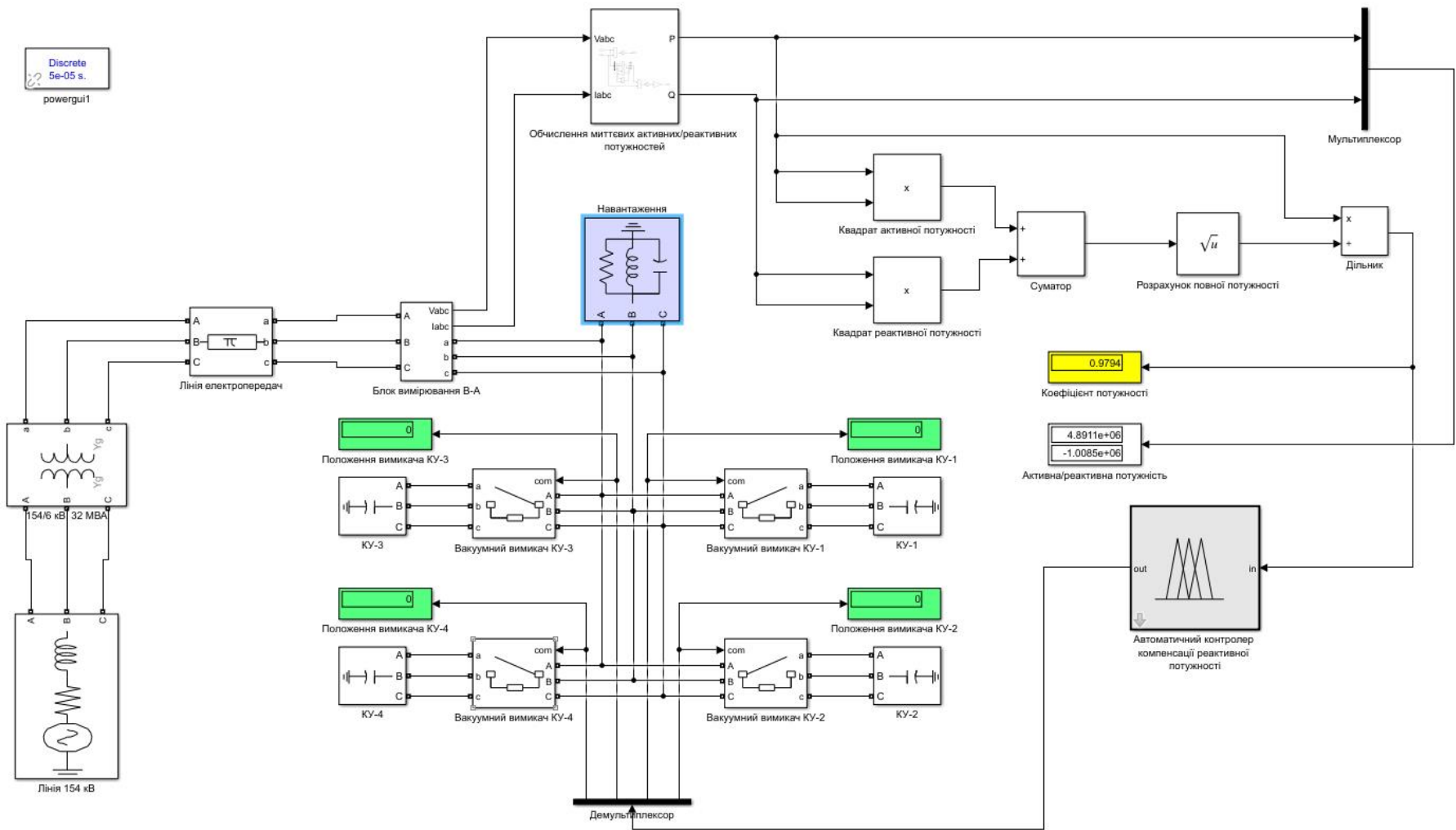


Рисунок 3.2 Загальна модель автоматизації пристроїв компенсації підстанції ГПП 154/6 кВ

Контролер програмується наступним чином – є вхідні та вихідні канали з певною логікою mamdani, як зображено на Рисунку 3.3

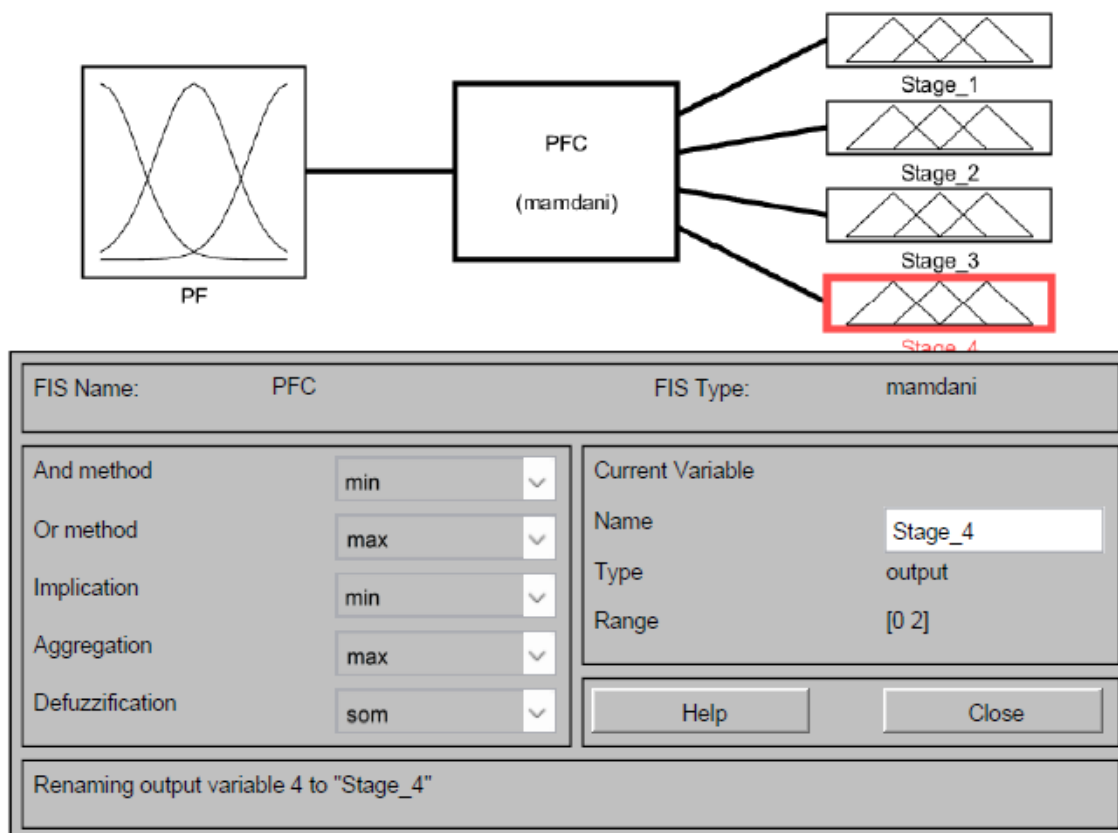


Рисунок 3.3 Логіка спрацьовування контролера

Вхідний канал «in» використовує сигнал із засобу обчислення активної та реактивної потужності, як вказано на Рисунку 3.2. Вихідні канали «out» множаться за допомогою демультиплектора та логічна «1» або «0» у вигляді керуючого сигналу направляються на оперативні кола вакуумного вимикача. Положення вимикача можна бачити на відповідних дисплеях пристроїв комутації, зазначених зеленим кольором. Логіку конфігурування вхідного каналу «in» можна бачити на Рисунку 3.4. Тип вхідного параметру «gaussmf», що означає обчислення нечітких значень за допомогою гауссової функції приналежності. Гаусова функція належності не тотожна гаусівському розподілу ймовірностей. Наприклад, гаусова функція належності завжди має максимальне значення 1. Також, використання гауссової функції приналежності обумовлено більш плавним регулюванням, згідно нормальному закону розподілу.

На Рисунку 3.4 задано 6 логічних каналів сприйняття сигналу. Кожний сигнал, у вигляді синусоїди mf1...mf6, окремо запрограмований на певний діапазон значень – від 0.142 до 0.95 відповідно. На Рисунку 3.5 задано діапазон значень каналів «out» з зазначеними параметрами «1 1 1» – параметри для ідеального моделювання.

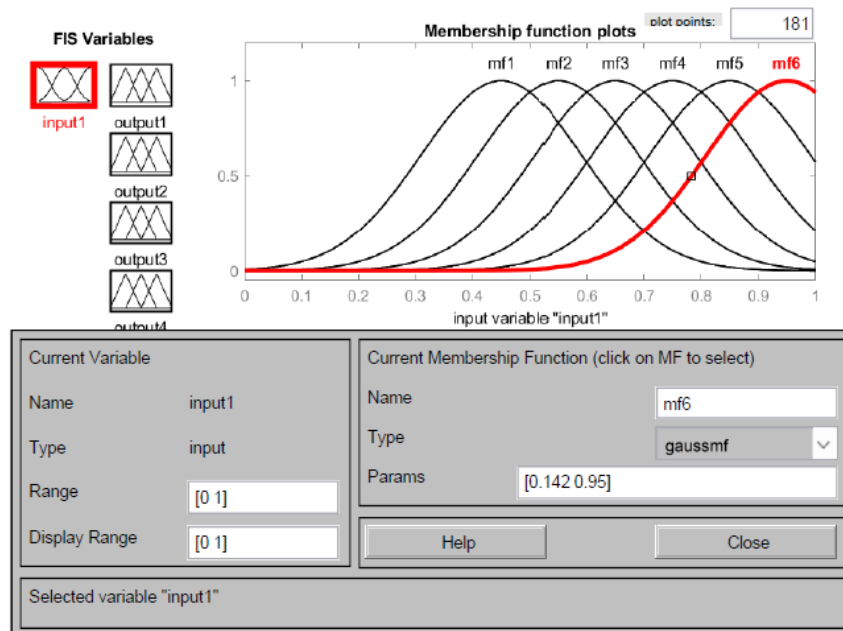


Рисунок 3.4 Конфігурування вхідного каналу «in»

Як можна бачити на Рисунок 3.5, тип вихідного параметру «trimf» – обчислює нечіткі значення належності за допомогою трикутної функції належності.

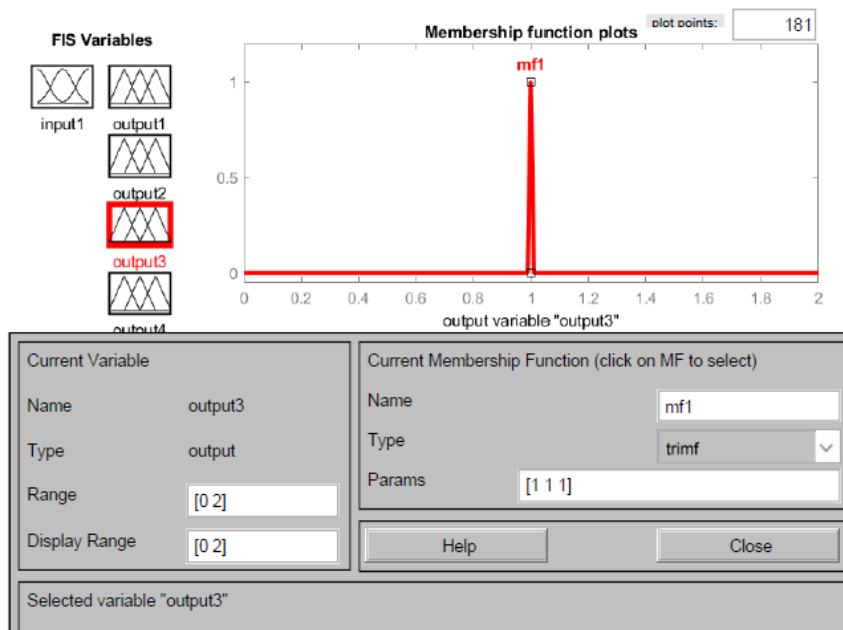


Рисунок 3.5 Параметри конфігурації вихідних каналів «out»

Наступним кроком є визначення правил роботи контролера. Тобто, при певному значенні каналу «in» буде створено правило при якому визначатиметься спрацювання того чи іншого ступеню конденсаторної установки, на Рисунок 3.2 позначені як КУ-1, КУ-2, КУ-3, КУ-4.

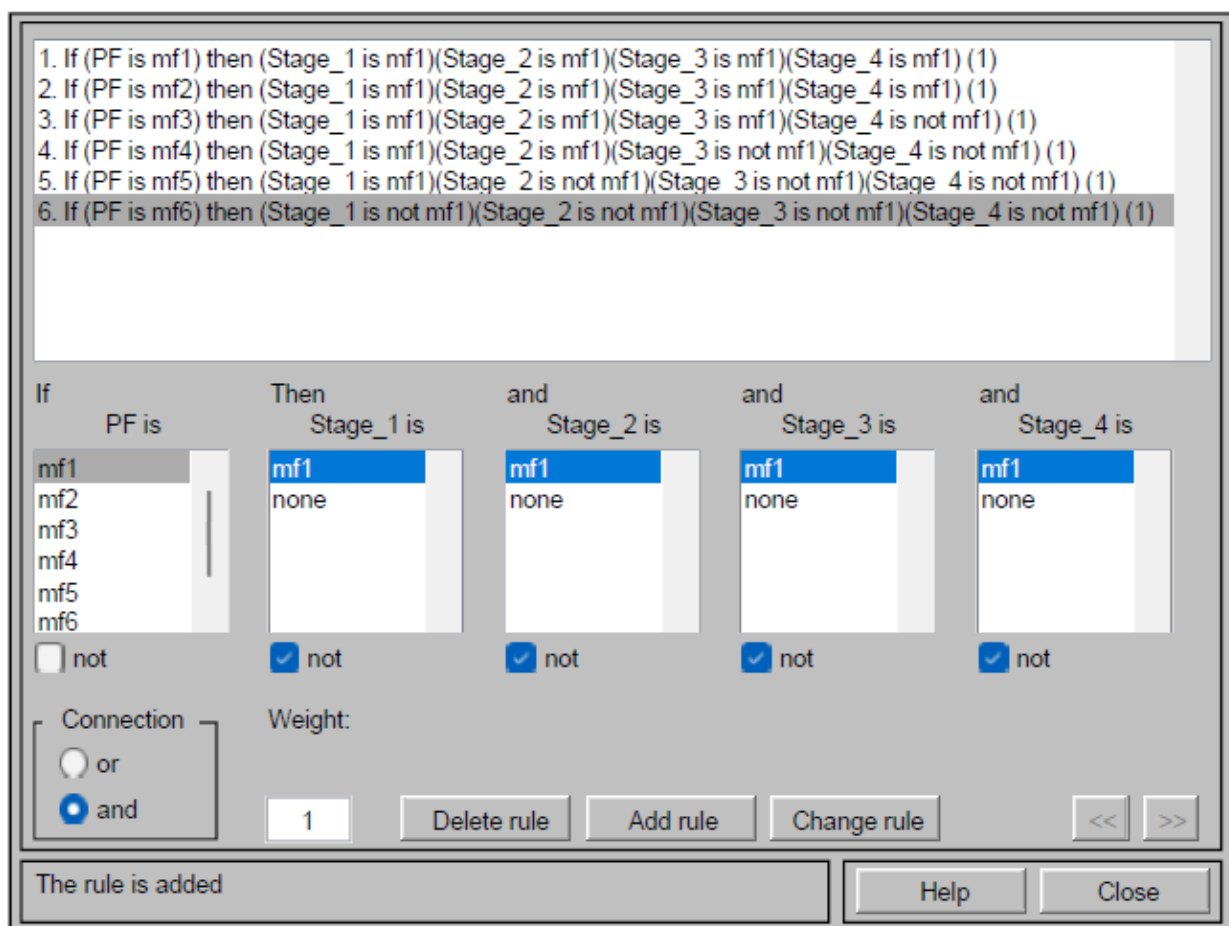


Рисунок 3.6 Правила конфігурації нечіткої логіки

Як можна бачити з Рисунок 3.6, є шість чітко сформованих правил. Логіка роботи правил наступна – при вимірювання коефіцієнта потужності є певний діапазон від 0.142 до 0.95, в залежності від якого задіяна та чи інша конденсаторна установка. Якщо коефіцієнт падає нижче заданого рівня – вмикаються всі наявні установки, якщо вище заданого рівня – по чергово вмикаються.

Виконуючи симуляцію моделі треба змінювати параметри налаштувань для аналізу загальної роботи контролера. Отже, змінюючи параметри активної, індуктивної або ємнісної складової навантаження можна бачити зміни у характеристиках електричної мережі. В блоці параметрів навантаження задаємо переважно індуктивну складову, конфігурацію підключення навантаження, номінальну лінійну напругу 6 кВ, частоту 50 Гц тощо, як зазначено на Рисунок 3.7.

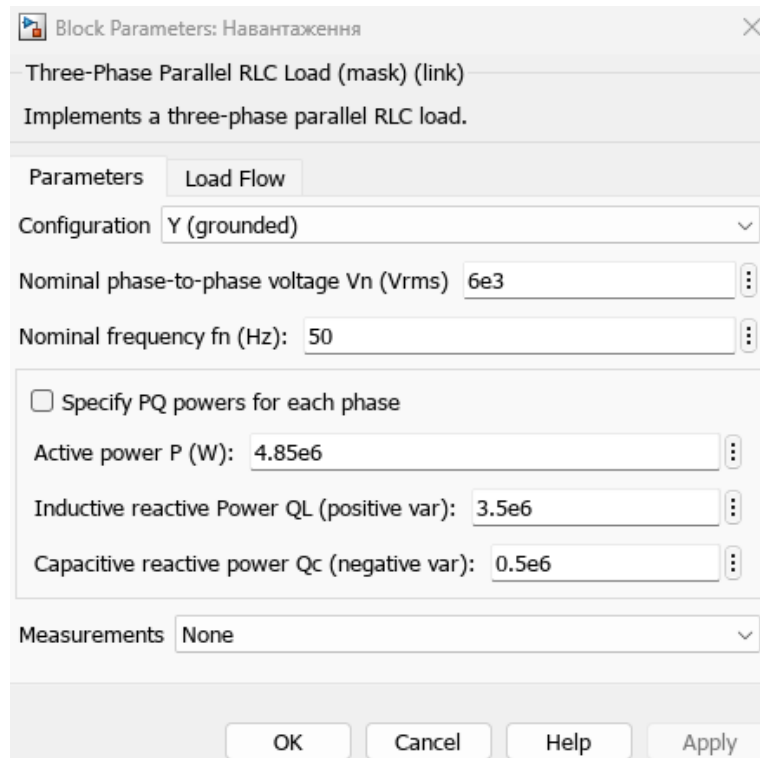


Рисунок 3.7 Параметри моделі з переважно індуктивною складовою

За час проведення симуляції моделі напруга майже не змінилась, як зазначено на Рисунку 3.8, значно зменшився показник коефіцієнта потужності до 0.3089, як зазначено на Рисунку 3.10, та дуже суттєво підвищились струми фази А, В, С, як зазначено на Рисунку 3.9.

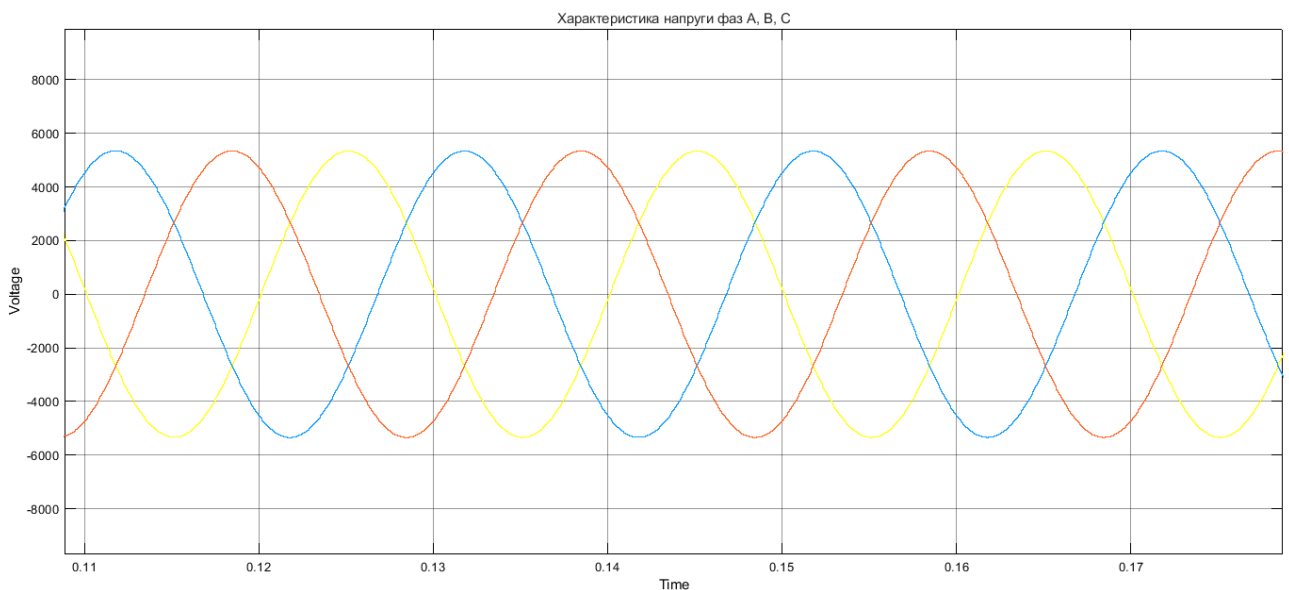


Рисунок 3.8 Характеристика напруги фази А, В, С

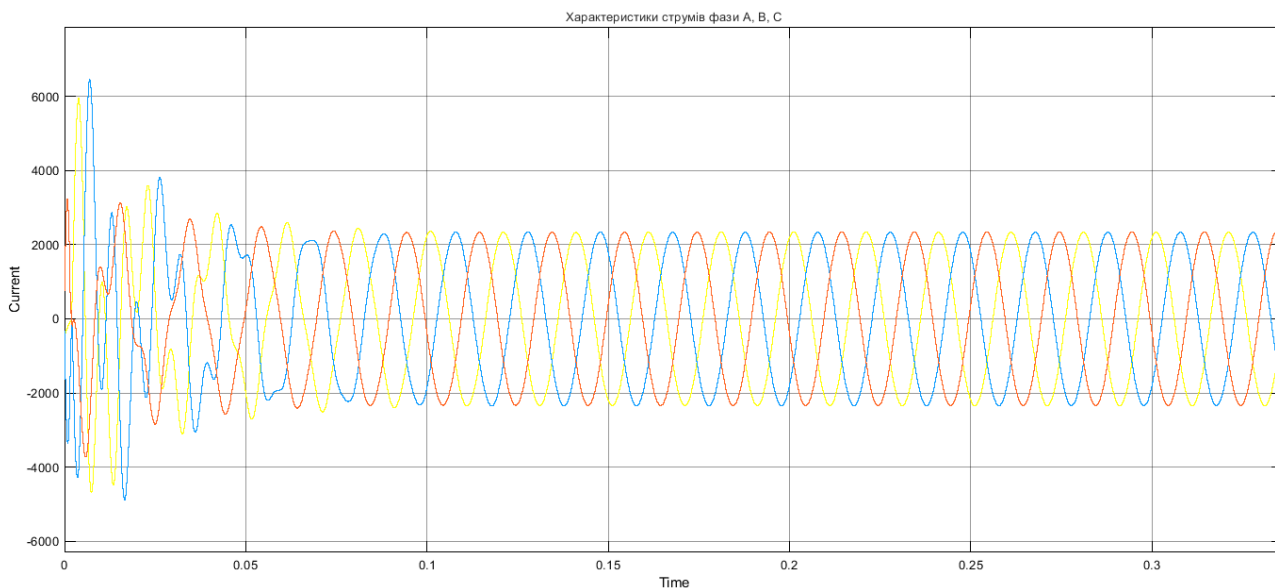


Рисунок 3.9 Характеристики струмів фази А, В, С без корекції

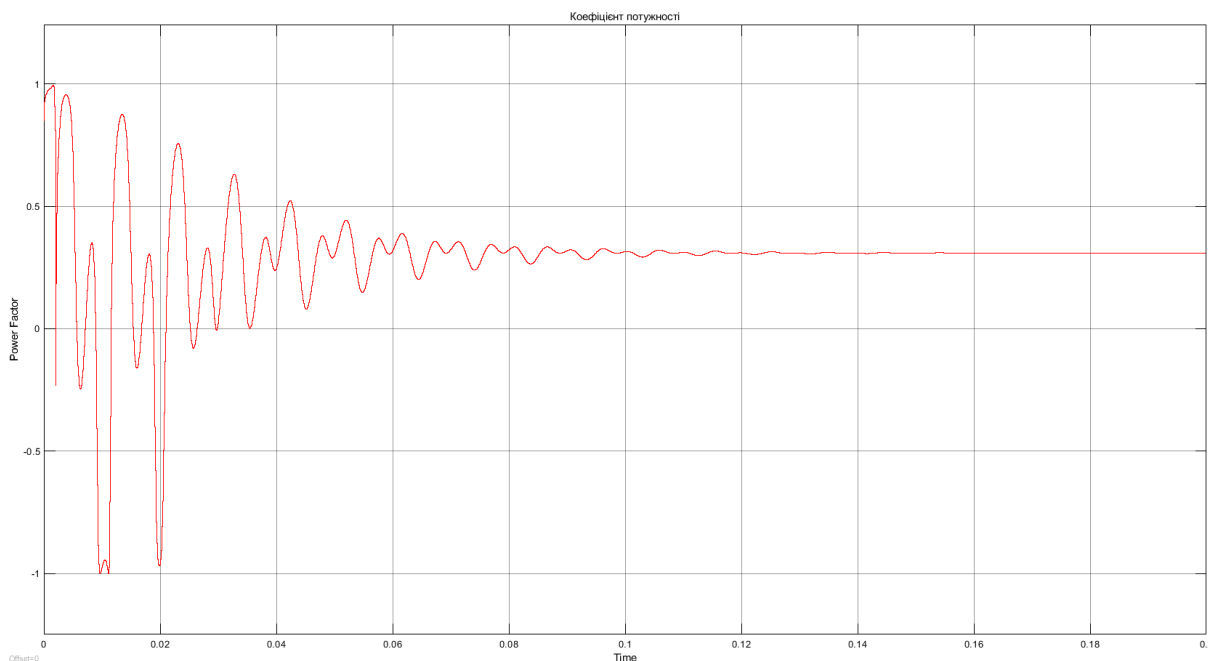


Рисунок 3.10 Характеристика коефіцієнту потужності без компенсації

При різкому зменшенні коефіцієнта потужності стрибкоподібно зростає струм, майже до струмів КЗ, що може привести до непередбачуваних подій таких як виведення зі строю обладнання, спрацювання релейного захисту або аварії. За результатами моделювання всі пристрої компенсації були задіяні після зменшення коефіцієнту потужності до критично низького рівня, тобто контролер працює так як того вимагає логіка.

Після випробування моделі, імітуючи аварійний або не правильний режим роботи, проводимо симуляцію з переважно ємнісною складовою –

тобто імітуючи введення в роботу конденсаторних пристроїв. Задаємо відповідні параметри у вікні властивостей навантаження, як зазначено на Рисунку 3.11, при цьому не змінюючи інших параметрів навантаження.

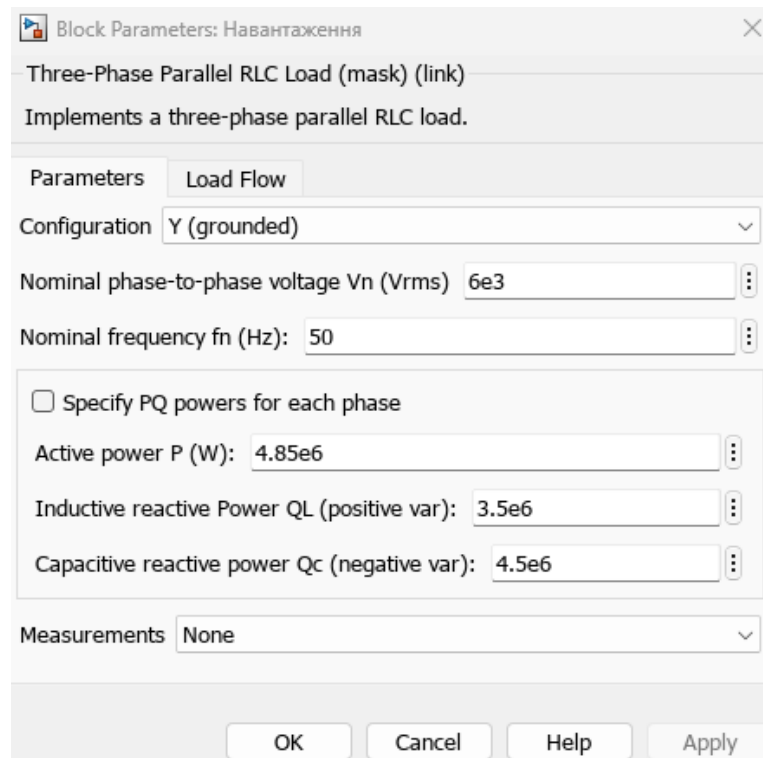


Рисунок 3.11 Параметри моделі з переважно ємнісною складовою

Як можна бачити на Рисунку 3.12, характеристики струмів фаз А, В, С значною мірою зменшились – майже в 4 рази. При цьому характеристика напруги осталась незмінною, як видно на Рисунку 3.8, а коефіцієнт потужності піднявся до показника 0.9794, як зазначено на Рисунку 3.13.

На основі отриманих даних, після симуляції програмними засобами Simulink, можна зробити висновок що за допомогою автоматичного контролера корекції коефіцієнту потужності, запрограмованого методом нечіткої логіки, автоматичне управління конденсаторними пристроями цілком відповідає цілям проведеного дослідження. Автоматичне управління конденсаторними пристроями зменшує струми протікання, ризик виходу зі строю обладнання, підвищує загальні характеристики електричної мережі, стабілізуючи їх, та зменшує споживання реактивної потужності підприємством.

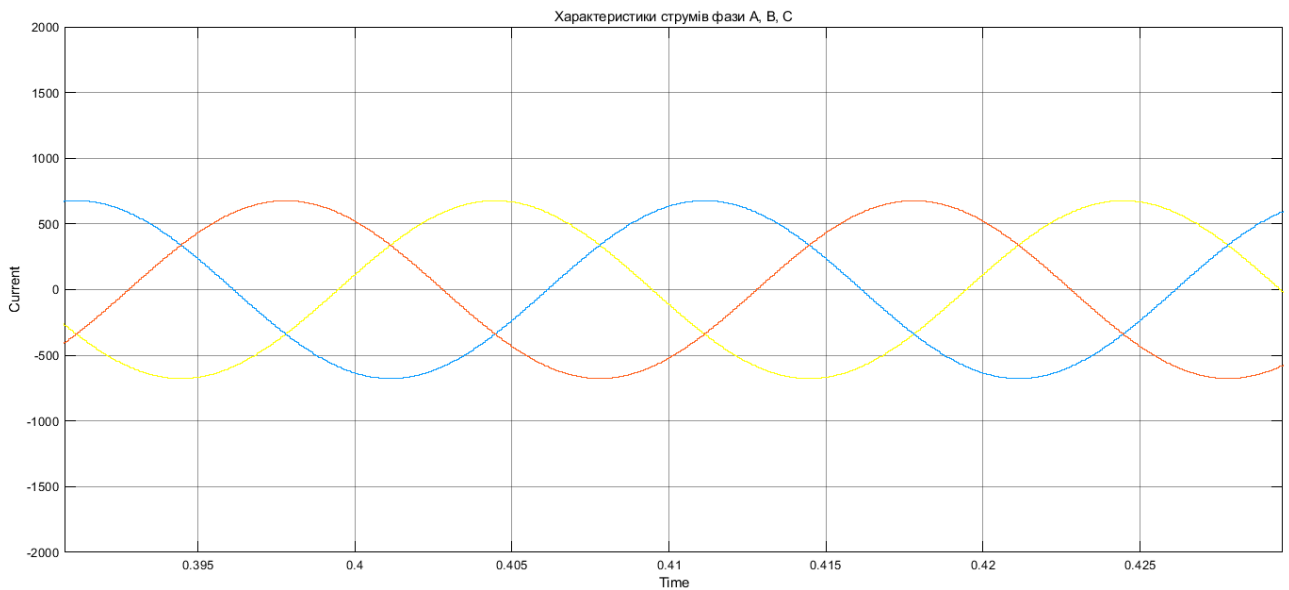


Рисунок 3.12 Характеристики струмів фази А, В, С після корекції

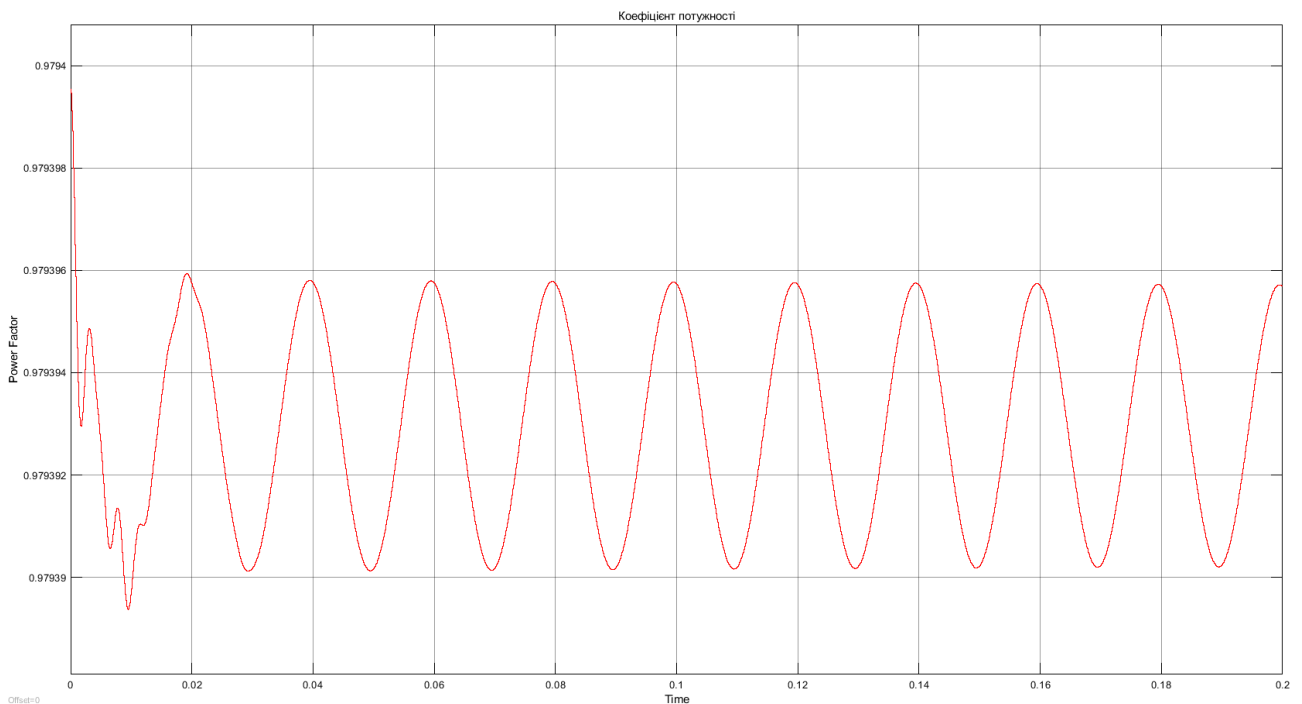


Рисунок 3.13 Характеристики коефіцієнту потужності з компенсацією

### 3.3 Програмне забезпечення та його практичне застосування

Для побудови мережі із терміналів релейного захисту використовуються штатні засоби від виробника обладнання, а саме інструмент конфігурування мережі – програмне забезпечення РСМ600. Застосування програмного забезпечення є можливим, оскільки термінали релейного захисту та управління REF вже встановлені на підприємстві та функціонують. Оскільки капіталовкладення для модернізації існуючої

системи будуть мінімальними, то і розрахунок системи йде переважно на програмне забезпечення, яке використовується. На прикладі впроваджені конфігурації побудуємо структуру запропонованої схеми автоматизації підстанції. На прикладі побудови системи засобами програми створимо структуру мережі термінальних пристроїв, яку можна бачити на Рисунку 3.14.

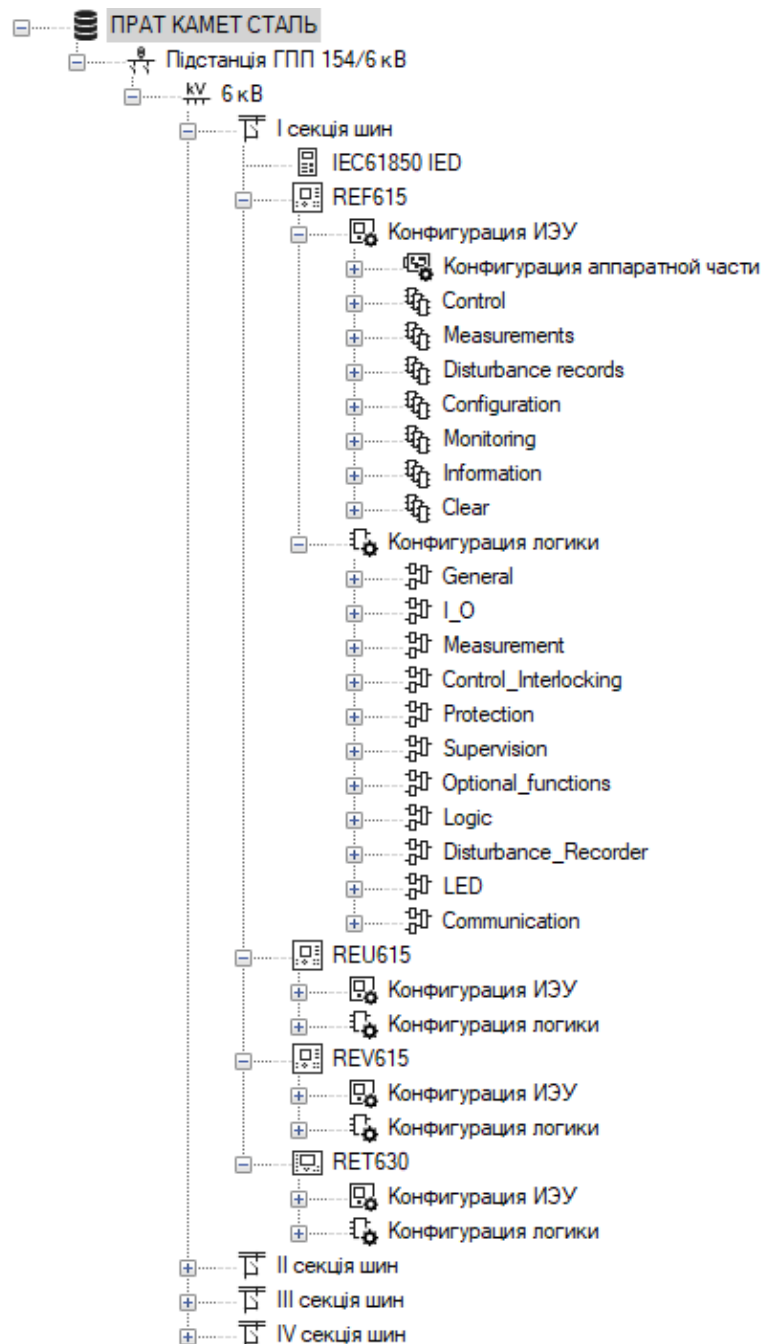


Рисунок 3.14 Мережа зв'язку терміналів REF, REU, REV, RET

Як можна бачити на рисунку 3.14, в кожній секції розташовано по 4 пристрої – REF, REU, REV, RET (для прикладу). Кожен термінал має 2

конфігурації – конфігурацію інтелектуального електронного пристрою та конфігурацію логіки.

Конфігурація ІЕП має налаштування апаратної частини, а саме розташування вхідних та вихідних контактів на відповідних клемних колодках – X100, X110, X120, X130. Налаштування параметрів контролю, вимірювання, аварійних записів або осцилограм, конфігурування деяких параметрів комунікації, спрацювання тощо, моніторинг, інформаційний підрозділ також конфігурується у цьому меню. На Рисунку 3.15 відображено приклад конфігурування функціональних блоків осцилографа.

Головна сторінка основної програми реєстратора збурень містить функціональний блок реєстратора збурень функціональний блок та підключення до змінних. Функціональні блоки OR, OR6 використовуються для виконання операції «АБО» над бульовими змінними. Вихід «О» стає активним, якщо на одному із входів є значення «1». Всі входи «В1... В6» мають значення «0» за замовчуванням, тож завдяки цьому є можливість використання певної кількості входів. На даному прикладі, на входи функціонального блоку під'єднані сигнали спрацювань релейного захисту: РНІРТОС1, РННТОС1, РНЛРТОС1 тощо – струмова відсічка, максимальний струмовий захист та максимальний струмовий захист низького ступеню відповідно.

Функціональний блок RDRE – це блок аварійного осцилографа, який дозволяє робити запис до 12 аналогових та до 64 дискретних сигналів. Аналогові сигнали можуть призначатись для запису форми сигналу або зміни струмів та напруги, також сигнали можуть бути сконфігуровані таким чином, що запуск реєстрації буде здійснено за фактом зменшення або збільшення порогових значень. Дискретні канали можуть бути налаштовані на запуск реєстратора по передньому або задньому фронту дискретного каналу або одразу по обом. Записи зберігаються у енергонезалежній пам'яті для подальшого аналізу.

Частота дискретизації аналогових каналів залежить від загальної частоти енергетичної системи – тобто 50 Гц. Оскільки вибірки дискретних каналів здійснюються один раз за цикл виконання задачі осцилографу то і частота дискретних каналів дорівнює 400 Гц при частоті енергосистеми 50 Гц.

Є можливість під'єднання зовнішнього або внутрішнього дискретного сигналу від ІЕП с динамічною прив'язкою. Наприклад, це можуть бути сигнали від функціональних блоків релейного захисту. До одного дискретного каналу аварійного реєстратора можливе підключення декількох цифрових сигналів. В такому випадку ці сигнали можна конфігурувати з логічними блоками «І», «АБО». Вихідний канал «TRIGGERED» має значення «1» після запуску реєстратора.



Конфігурація логіки має такі підрозділи:

- загальне;
- бінарні канали вводу/виводу або I/O;
- підрозділ вимірювання;
- підрозділ блокування і управління;
- підрозділ захисту;
- підрозділ нагляду;
- додаткові функції;
- підрозділ логіки;
- підрозділ реєстратора аварійних подій;
- підрозділ налаштування світлодіодів пристрою;
- підрозділ зв'язку.

Підрозділ загальне може бути використаний для вставки, без загальних функціональних блоків, які пов'язані тільки з ІЕП. Тут можуть бути використані блоки «НІ» з логікою «ПРАВДА» чи «НЕПРАВДА», місцевий/дистанційний перемикач, логіка натискання кнопок на інтелектуальних електронних пристроях.

Підрозділ бінарних каналів має апаратні канали зі змінними. Високострумкові контакти застосовуються для керування вимикачем, наприклад, подання напруги на котушки ввімкнення/вимкнення. Контакти з меншим струмом споживання використовуються для реєстрації подій, зовнішньої сигналізації, індикації тощо [18, с.4].

Підрозділ вимірювання має функціональні блоки вимірювання параметрів електричної мережі. Блоки вимірювання остаточного струму – СММХУ, послідовної напруги – VSMSQI, частоти – FMMXU, трифазного вимірювання потужності та енергії – PEMMXU та інші конфігуруються в залежності від технічного завдання і потреб конкретної системи управління і моніторингу. Функція PEMMXU застосовується для контролю та вимірювання активної потужності, реактивної потужності, повної потужності, коефіцієнта потужності. Також можливий розрахунок сумарно витраченої енергії активної/реактивної в обох напрямках. Функція розраховує ці величини за допомогою векторів основної частоти, тобто DFT-величини сигналів вимірюваного фазного струму та напруги. Інформацію щодо конкретного фідеру можна отримати завдяки ЛМІ на певній комірці, за допомогою ПЗ для конфігурування пристроїв. Також, якщо впровадити систему автоматизації відображену на Рисунку 2.4, то можна отримати автоматично налаштовану мережу з можливістю відстеження та передавання параметрів безпосередньо в автоматичний контролер, для автоматичної корекції параметрів.

Підрозділ блокування і управління містить логіку основних функціональних блоків об'єкта таких як вимикач, роз'єднувач заземлювач з додатковою логікою управління або блокування. Окрім конфігурування логічних блоків «І» та «АБО» є блоки управління вимикачем – СВХСВР, індикатор положення роз'єднувача – DCSXSWI, індикатор положення

заземлюючого ножа – ESSXSWI, функція контролю синхронізму та подачі напруги – SECRSYN. Функції управління індикаторами положення відображають в якому поточному стані знаходиться той чи інший пристрій. В області автоматизації розподілених систем 6 кВ дуже важливу роль відіграє надійність управління первинними комутаційними пристроями. Відображення їх поточного стану дає можливості для відстеження або управління станом обладнання на робочому місці – тобто дистанційно. Функція контролю синхронізму і наявності напруги контролює положення вимикача та дає дозвіл на включення.

Підрозділ захисту включає в себе підпункти струмового захисту, захисту по нарузі, частотний захист, диференційний та інші. Оскільки основна функція терміналу релейного захисту це захист обладнання то і кількість функціональних блоків захисту досягає декількох десятків. Найбільше застосовуються блоки саме струмового захисту та захисту по нарузі, але це, знову ж таки, залежить від конкретного проектного рішення. Функції захисту від замикання на землю – EFIPTOC, струмове відсікання – RHIPTOC, максимальний струмовий захист – RHIPTOC – це струмові захисти які використовуються на підприємстві. Функції захисту від підвищення напруги – RHPTOV, захисту від зниження напруги – RHPTUV, захисту від залишкової напруги – ROVPTOV – це захисти по нарузі, які використовуються на підприємстві. Після того як спрацював релейний захист за допомогою логічних блоків «АБО» формується сигнал на блок таймеру мінімальної довжини імпульсу – TPGAPC. Функція таймеру має два незалежних таймера з можливістю установки довжини імпульсу в мілісекундах/секундах/хвилинах. Після активації входу встановлюється певна довжина вихідного імпульсу, в залежності від уставки.

Підрозділ нагляду містить функціональні блоки нагляду наприклад, контроль ланцюга відключення, контроль струму та моніторинг стану. Окрім блоків логіки «АБО» чи «НІ» використовуються функціональні блоки контролю стану вимикача – SSCBR, контролю ланцюгів вимикання – TCSSCBR, контролю струмових ланцюгів – CCSPVC та контролю справності ланцюгів змінної напруги – SEQSPVC. Блок контролю стану вимикача зазвичай використовується для відстеження періоду проведення технічного обслуговування. Енергія розраховується за даними вимірювання вхідних струмів як сума значень. Аварійні сигнали генеруються після перетину порогових значень. Блок контролю ланцюгів вимикання потрібен для управління аварійним вимикачем. Несправність ланцюгів відображається за допомогою спеціального контакту з функцією контролю. Після виявлення несправності дані передаються до відповідного блоку конфігурації релейного захисту. Блок контролю струмових ланцюгів використовується для контролю та порівняння вторинних кіл трансформаторів струму. Функція розраховує суму фазних струмів та порівнює суму з виміряним струмом нульової послідовності, виявляє КЗ в ланцюгах вимірювання та відповідно сигналізує або

спрацьовує блокуванням функцій захисту. Блокування функцій захисту потрібно для того щоб не було хибних спрацювань. Блок контролю справності ланцюгів потрібен для при пошкодженні во вторинних колах між ТН та ІЕП, для унеможливлення спрацювання захисту по напрузі.

У підрозділі додаткові функції зібрані блоки автоматичного повторного ввімкнення – DARREC, дугового захисту – ARCSARC, виявлення місця пошкодження – SCEFRFLO. Блок АПВ потрібен для безперервного живлення електричної мережі у разі нестійкого КЗ. Логіка блоку працює наступним чином – якщо на вході блоку логічна «1» вихід блоку блокується до того часу поки не спрацює повернення функції захисту. Якщо вхід блоку визначено як сигнал захисту, активується в період часу обмеження дії АПВ, АПВ блокується. Блок дугового захисту виявляє наявність світла або спрацювання кінцевого вимикача. Також функція контролює фазні струми та струми нульової послідовності для прийняття відповідного рішення.

Блок логіки потрібен для створення додаткових логічних функцій управління згідно з технічним завданням.

Блок конфігурації осцилографа потрібен для конфігурації реєстратора подій. Треба зауважити, що здійснення параметризації реєстратора аварійних подій доступна як у конфігурації ІЕП так і у конфігурації логіки.

Блок налаштування світлодіодної арматури конфігурується для потреб чергового персоналу та кращого сприйняття інформації. Можливість налаштування відображення спрацювання функцій захисту, аварійних подій тощо. Налаштування можливе в довільній формі та різними кольорами.

Блок налаштування комунікації підтримує функціональні блоки GOOSERCV, GOOSERCV\_CMV, GOOSERCV\_ENUM тощо. Блок GOOSERCV використовується для приймання однобітового сигналу по зв'язку GOOSE. GOOSERCV\_CMV використовується для приймання вхідних сигналів виміряних величин GOOSE [19, с.97].

Всі найменування блоків конфігурування, наприклад «CBXCBR», «PEMMXU» – використовуються згідно стандартів MEK 61850 для позначення блоків. Кожен функціональний блок може мати персоніфіковану конфігурацію або довільну логічну структуру. Згідно технічної інструкції можливо визначити особливості та опис роботи кожного блоку або функції окремо. Створення проекту підстанції, конфігурування логічних блоків, задання уставок можна експортувати у вигляді проекту PCM600 або у вигляді фалу PDF.

Приклад конфігурування уставок релейного захисту можна переглянути на Рисунку 3.16.

Группа / Имя параметра	Значение в ИЭУ	Значение в ПК	Единицы	Мин	Макс	Format
Setting Group 1						
Start value		3,00	xIn	1,00	40,00	
Start value Mult		1,0		0,8	10,0	
Operate delay time		20	ms	20	200000	
Setting Group 2						
Start value		1,00	xIn	1,00	40,00	
Start value Mult		1,0		0,8	10,0	
Operate delay time		20	ms	20	200000	
Setting Group 3						
Start value		1,00	xIn	1,00	40,00	
Start value Mult		1,0		0,8	10,0	
Operate delay time		20	ms	20	200000	
[+] Setting Group 4						
[+] Setting Group 5						
[+] Setting Group 6						
PHHPTOC1: 1						
[+] 3 >>(1)						
[+] Setting Group 1						
Setting Group 2						
Start value		0,58	xIn	0,10	40,00	
Start value Mult		1,0		0,8	10,0	
Time multiplier		1,00		0,05	15,00	
Operate delay time		500	ms	40	200000	
Operating curve type		IEC Def. Time				
Type of reset curve		Immediate				
Setting Group 3						
Start value		0,10	xIn	0,10	40,00	
Start value Mult		1,0		0,8	10,0	
Time multiplier		1,00		0,05	15,00	
Operate delay time		40	ms	40	200000	
Operating curve type		IEC Def. Time				
Type of reset curve		Immediate				
Setting Group 4						
Start value		0,10	xIn	0,10	40,00	
Start value Mult		1,0		0,8	10,0	
Time multiplier		1,00		0,05	15,00	
Operate delay time		40	ms	40	200000	
Operating curve type		IEC Def. Time				
Type of reset curve		Immediate				
Setting Group 5						
Start value		0,10	xIn	0,10	40,00	
Start value Mult		1,0		0,8	10,0	
Time multiplier		1,00		0,05	15,00	
Operate delay time		40	ms	40	200000	
Operating curve type		IEC Def. Time				

Рисунок 3.16 Конфігурування уставок РНІРТОС та РНРТОС

При конфігурування всіх типів уставок використовується вікно конфігурації. За потрібним варіантом реалізації обирається певна характеристика, наприклад пускове значення спрацювання захисту, тип кривої захисту, час спрацювання тощо.

<i>Тістанція ГПП 154/6 кВ-&gt;6 кВ-&gt;I секція шин-&gt;IEC61850 IED (AA1J1Q01A1)</i>		
Атрибути ІЕУ	Конфігурація РСМ600	Конфігурація ІЕУ
Тип изделия	IEC61850 IED	
Заголовок	IEC61850 IED	
Присоединение	I секція шин	
Технический ключ	AA1J1Q01A1	
IP - адрес	192.168.0.254	
<i>Тістанція ГПП 154/6 кВ-&gt;6 кВ-&gt;I секція шин-&gt;REF615 (AA1J1Q01A3)</i>		
Атрибути ІЕУ	Конфігурація РСМ600	Конфігурація ІЕУ
Bay Name	REF615	
IED Type	REF615	
Order code	НВFKBCFEBHC1BQN21G	
IP Address	192.168.0.254	
Subnet mask	255.255.255.0	
Technical Key	AA1J1Q01A3	
IED Serial Number	1XXXXXXXXXXXX	
IED Firmware Version	X.X	
IEC61850 Version	ED1	
Default Gateway	192.168.2.1	
IP SNTP Primary	10.58.125.165	
IP SNTP Secondary	192.168.2.165	
<i>Тістанція ГПП 154/6 кВ-&gt;6 кВ-&gt;I секція шин-&gt;REU615 (AA1J1Q01A4)</i>		
Атрибути ІЕУ	Конфігурація РСМ600	Конфігурація ІЕУ
Bay Name	REU615	
IED Type	REU615	
Order code	НВUBCCAHNBA1BNN11G	
IP Address	192.168.0.254	
Subnet mask	255.255.255.0	
Technical Key	AA1J1Q01A4	
IED Serial Number	1XXXXXXXXXXXX	
IED Firmware Version	X.X	
IEC61850 Version	ED1	
Default Gateway	192.168.2.1	
IP SNTP Primary	10.58.125.165	
IP SNTP Secondary	192.168.2.165	
<i>Тістанція ГПП 154/6 кВ-&gt;6 кВ-&gt;I секція шин-&gt;REV615 (AA1J1Q01A2)</i>		
Атрибути ІЕУ	Конфігурація РСМ600	Конфігурація ІЕУ
Bay Name	REV615	
IED Type	REV615	
Order code	НВVBEBANBA1BNN21G	
IP Address	192.168.0.254	
Subnet mask	255.255.255.0	
Technical Key	AA1J1Q01A2	
IED Serial Number	1XXXXXXXXXXXX	

Рисунок 3.17 Зчитування та конфігурування атрибутів ІЕП

Для вивантаження потрібної інформації про кожний під'єднаний пристрій в системі, визначення його IP-адреси, типу пристроїв, технічних ключів тощо, використовують вікно інформації з можливістю створення звітів у форматі pdf, як вказано на Рисунку 3.17.

## 4 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ СИСТЕМИ

### 4.1 Оцінка економічної ефективності системи автоматизації

Впровадження системи автоматизації підстанції має ряд переваг, на відміну від існуючої системи. Створення гнучкої та функціональної системи управління підстанцією виключить ряд проблем, пов'язаних із несвоєчасним внесенням даних до системи, помилками персоналу при перемиканні, завчасне вирахування компенсації реактивної потужності та введення в роботу відповідного обладнання тощо. Також, система автоматизації дозволить черговому персоналу зменшити кількість локальних перемикачів, використовуючи при цьому запропоновану систему автоматизації, що приведе до зменшення ризиків отримання електротравми та підвищення коефіцієнта корисної дії в роботі.

Дані для розрахунку економічної ефективності наведені у Таблиці 4.1. Загальний об'єм розрахунків складає річний обсяг виробництва.

Таблиця 4.1 Дані для розрахунку економічної ефективності

Показники	Умовні позначення	До впровадження	Після впровадження
Тривалість роботи обладнання	T <sub>P</sub>	365	365
Кількість змін на добу	N <sub>з</sub>	2	2
Тривалість зміни, час	T <sub>з</sub>	12	12
Кількість перемикачів, рік	A	4380	5256
Норма витрат ел.енергії, кВт/год	H <sub>Е</sub>	25	20
Вартість ел.енергії, кВт	B <sub>Е</sub>	5,8	5,8
Норма амортизації, %	H <sub>A</sub>	15	15
Норма відрахувань на ремонт, %	H <sub>P</sub>	6	3
Норма обслуговування обладнання, персонал	H <sub>ОБС</sub>	2	1
Година тарифна ставка, грн	ГТС	59,2	59,2
Додаткові виплати, грн	%В <sub>д</sub>	30	30
Нарахування в соц.фонди, %	%В <sub>ф</sub>	22	22
Умовна вартість перемикачів, грн	B <sub>п</sub>	300	300

У Таблиці 4.2 представлено оціночний кошторис необхідного для модернізації обладнання.

Таблиця 4.2 Оціночний кошторис

Найменування	Кількість, шт	Ціна, грн	Сума, грн
Сервер SMP SC-2200	1	49 245,00	49 245,00
Шлюз SMP SG-4260	1	24 543,00	24 543,00
Ethernet-комутатор DGS-1210-52	2	12 529,00	25 058,00
Контролер RVT	1	20 670,00	20 670,00
Дріт типу «вита пара» FTP/5e, 305 м	3	6 834,00	20 502,00
Кабель HDMI, 30м	1	1 800,00	1 800,00
<b>Разом, (Впр)</b>			<b>141 818,00</b>

Як видно з таблиці 4.2 оціночні витрати разом склали 141 818,00 грн. Отримане значення витрат використаємо для розрахунку економічної ефективності запропонованої системи автоматизації. Результати розрахунку наведені в Таблиці 4.3

Таблиця 4.3 Оціночний розрахунок витрат

Витрати	Позначення	Сума, грн	Коментар
Вартість обладнання із залишковою вартістю	Взв	271 416,00	Впр + Взв
Витрати на транспортування	Втр	11 345,44	8% від Впр
Витрати на переобладнання	Вп	42 545,40	30% від Впр
Невраховані витрати	Вн	7 090,90	5% від Впр
Витрати на перероблення схеми	Вп	11 345,44	8% від Впр
<b>Разом</b>	<b>Кавт</b>	<b>343 743,18</b>	

Далі проводимо розрахунок виробничої програми. За результатами розрахунків створюємо Таблицю 4.4. Порівнюємо показники до впровадження системи автоматизації та після.

Таблиця 4.4 Розрахунки виробничої програми

Показник	Позначення	До впровадження	Після впровадження	Коментар
Кількість перемикань	A	4380	5256	Табл.4.1
Тривалість роботи обладнання	T <sub>P</sub>	365	365	Табл.4.1
Кількість змін на добу	N <sub>з</sub>	2	2	Табл.4.1
Тривалість зміни	T <sub>з</sub>	12	12	Табл.4.1
Робота обладнання	T <sub>год</sub>	8760	8760	T <sub>P</sub> · N <sub>з</sub> · T <sub>з</sub>

За розрахунками даних таблиць 4.1 – 4.3 можна зробити оціночний розрахунок експлуатаційних витрат. Розрахунок на амортизацію визначається за наступною формулою, грн:

$$P_A = \frac{V_{\text{ПР}} \cdot N_A}{100}, \quad (4.1)$$

де V<sub>ПР</sub> – вартість запропонованого обладнання; N<sub>A</sub> – норма амортизації у розмірі 15%.

Розрахунок на ремонт визначається за наступною формулою, грн:

$$P_P = \frac{V_{\text{ПР}} \cdot N_P}{100}, \quad (4.2)$$

де N<sub>P</sub> – норма витрат на ремонт після впровадження системи у розмірі 3%. До впровадження системи норма витрат на ремонт складала 6%.

Розрахунок електроенергії визначається за наступною формулою, грн:

$$P_E = A \cdot N_E \cdot V_E, \quad (4.3)$$

де N<sub>E</sub> – норма витрат електроенергії, кВт; V<sub>E</sub> – ціна за споживання 1 кВт; A – кількість перемикань на рік.

Розрахунок заробітної плати визначається за наступною формулою, грн:

$$P_3 = T_{\text{ГОД}} \cdot \Gamma_{\text{ТС}} \cdot N_{\text{ОБС}} \cdot N_3, \quad (4.4)$$

де ГТС – годинна тарифна ставка, яка складає 59,20 грн; Н<sub>обс</sub> – кількість персоналу в змін.

Розрахунок додаткової заробітної плати визначається за наступною формулою, грн:

$$P_{ДЗ} = \frac{P_3 \cdot \%B_Д}{100}. \quad (4.5)$$

Фонд заробітної плати визначається за наступною формулою, грн:

$$\Phi ЗП = P_3 + P_{ДЗ}. \quad (4.6)$$

Відрахування на соціальні потреби або соціальне страхування визначається за наступною формулою, грн:

$$B_{\Phi} = \frac{\Phi ЗП \cdot \%B_{\Phi}}{100}. \quad (4.7)$$

Зарплата з відрахуванням на соціальні потреби визначається за наступною формулою, грн:

$$P_{СП} = \Phi ЗП + B_{\Phi}. \quad (4.8)$$

Після проведених розрахунків, результати експлуатаційних витрат до та після впровадження системи автоматизації вносимо в Таблиці 4.5 – 4.6

Таблиця 4.5 Результати розрахунків експлуатаційних витрат

Тип витрат, грн	Показник	До впровадження	Після впровадження
Амортизація	P <sub>А</sub>	194,40	212,72
Ремонт	P <sub>Р</sub>	8 509,08	4 254,54
Електроенергія	P <sub>Е</sub>	635 100,00	609 696,00

Результати розрахунків заробітної плати вносимо до Таблиці 4.6

Таблиця 4.6 Результати розрахунків заробітної плати

Тип витрат, грн	Показник	До впровадження	Після впровадження
Тарифний фонд	Р <sub>з</sub>	2 074 368,00	1 037 184,00
Додаткова виплата	Р <sub>дз</sub>	6 223,10	3 111,55
Фонд заробітної плати	ФЗП	2 080 591,10	1 040 295,55
Соціальне страхування	В <sub>ф</sub>	4 577,30	2 288,65
Відрахування до соц.фондів	Р <sub>сп</sub>	2 085 168,40	1 042 584,2

Після впровадження системи автоматизації собівартість продукції визначається за наступною формулою:

$$C_2 = C_1 + \frac{\pm\Delta P_A \pm \Delta P_P \pm \Delta P_E \pm \Delta P_3}{A}. \quad (4.9)$$

Абсолютне зниження визначається за наступною формулою, грн:

$$\Delta C_A = C_1 - C_2. \quad (4.10)$$

Відносне зниження визначається за наступною формулою, %:

$$\Delta C_B = \frac{\Delta C_A \cdot 100}{C_1}. \quad (4.11)$$

Результати розрахунків вносимо до Таблиці 4.7

Таблиця 4.7 Порівняльна характеристика

Показник	Позначення	До	Після	Різниця, Δ
Кількість перемикачів, рік	A	4380	5256	876
Амортизація, грн	Р <sub>А</sub>	194,40	212,72	18,32
Ремонт, грн	Р <sub>Р</sub>	8 509,08	4 254,54	- 4 254,54
Електроенергія, грн	Р <sub>Е</sub>	635 100,00	609 696,00	- 25 404, 00
Тарифний фонд, грн	Р <sub>з</sub>	2 074 368,00	1 037 184,00	- 1 037 184,00
Собівартість, грн	С	620,58	314,18	- 306,40

В результаті впровадження системи автоматизації отримуємо додатковий прибуток, який визначається за наступною формулою, грн:

$$\Delta\Pi = (B_{\Pi} - C_2) \cdot A_2 - (B_{\Pi} - C_1) \cdot A_1. \quad (4.12)$$

Термін окупності витрат визначається за наступною формулою, грн:

$$T_{OK} = \frac{K_{ABT}}{\Delta\Pi}. \quad (4.13)$$

Річний економічний ефект визначається за наступною формулою:

$$E = \Delta\Pi - E_H \cdot K_{ABT}, \quad (4.14)$$

де  $E_H$  – нормативний показник ефективності у розмірі 0,15/рік.

Коефіцієнт рентабельності капіталовкладень визначається за наступною формулою:

$$R_K = \frac{\Delta\Pi}{K_{ABT}}. \quad (4.15)$$

За результатами розрахунків створюємо Таблицю 4.8

Таблиця 4.8 Показники економічної ефективності автоматизації

Показник	Позначення	Розрахункові дані
Капітальні витрати на впровадження системи, грн	$K_{ABT}$	343 743,18
Зниження собівартості: 1) абсолютне, грн, 2) відносне, %	$\Delta C_A$	306,40
	$\Delta C\%$	49,37
Додатковий прибуток, грн	$\Delta\Pi$	1 329 654,12
Термін окупності, рік	$T_{OK}$	0,25
Коефіцієнт рентабельності	$R_K$	3,86
Річний економічний ефект, грн	$E$	1 278 092,64

Рентабельність капіталовкладень для впровадження системи автоматизації враховується доцільною, якщо коефіцієнт рентабельності  $R_K \geq E_H$ . Як видно з розрахунків, система автоматизації є рентабельною.

## ВИСНОВКИ

Системи автоматизації технологічних процесів використовують для зменшення використання людських ресурсів та підвищення ефективності роботи машин і механізмів. Після впровадження таких систем великими підприємствами підвищуються показники якості продукції, зменшується час на випуск продукції та оптимізуються процеси виробництва. Отже, використання автоматизованих систем є важливим напрямком для підвищення конкурентної спроможності та оптимізації використання ресурсів. Автоматизація може відбуватися як частковою так і повністю, з використанням найсучасніших технологій. Наприклад, часткове використання штучного інтелекту або машинного навчання в процесах автоматизації стає дедалі популярнішим. Використання промислових роботів для виконання рутинних процесів набирає популярності і в нашій країні, оскільки робот може виконувати роботу набагато якісніше та ефективніше ніж людина, керуючись заданими, чіткими алгоритмами. Повна автоматизація підприємства доцільна лиш у випадках виробництва продукції з високою добавленою вартістю або у випадках відбудови підприємства наново, оскільки реконструкція повного циклу має великий час окупності. Найчастіше, все ж таки, використовують часткову автоматизацію певних процесів або агрегатів.

Автоматизація системи управління підстанціями є компромісним рішенням між класичними підстанціями та повністю цифровими, яке пом'якшує перехідні процеси. Традиційні підстанції передають як аналогові так і дискретні сигнали, використовуючи велику кількість мідних кабелів, що формує велику кількість питань у разі їх пошкодження. Цифрові підстанції використовують значно зменшену кількість кабельної продукції, маючи змогу передавати сигнали дистанційно.

З 1 січня 2024 року оператор системи передачі України став 40-м членом асоціації європейської мережі системних операторів передачі електроенергії (ENTSO-E) [20, с.1]. Для постійного з'єднання енергосистем континентальної Європи та України потрібно виконання певних технічних вимог, які стосуються і технічного оновлення енергетичної системи.

Об'єктом дослідження кваліфікаційної роботи є електрична підстанція металургійного комбінату. Електричні системи є невід'ємною частиною технологічних процесів, які, також, важливо оптимізувати та автоматизувати. Використання традиційних підстанцій сьогодні обумовлено низькою дослідницькою базою, оскільки доступність технологій та їх впровадження напряму залежить від економічного розвитку країни. Незважаючи на виклики сучасності, процес розвитку науково-технічної та матеріальної бази в сфері автоматизації підстанції має тенденції до розвитку.

Автоматизація систем управління підстанцією та їх впровадження є державною політикою, оскільки переведення потужностей на європейський ринок електричної енергії вимагає відповідних потреб і зобов'язань. Поява нових стандартів, протоколів зв'язку, електричного обладнання щільно інтегрується в наше життя, оскільки використання тих чи інших пристроїв або зникає з ринку, або не відповідає вимогам. Цілі шафи обладнання, наприклад, релейного захисту, може замінити один інтелектуальний електронний пристрій, розміром з невеликий прилад. Оптимізація та диджиталізація обладнання відбувається крок за кроком, покращуючи той чи інший процес. Розвиток нанотехнологій та мікроелектроніки сприяв неймовірному стрибку в історії людства – стрибку від першої до четвертої промислової революції.

Запропонована часткова система автоматизації підстанції обумовлена попередньою реконструкцією підстанції 2021 року, в період якої було замінено обладнання застарілого типу на сучасне нове. Також, впровадження системи автоматизації компенсації реактивної потужності якісно підвищує показники електричної мережі, оскільки від електричної енергії наряду залежить собівартість продукції. Зменшення штрафних санкцій за використання реактивної потужності, стабілізація параметрів струму та напруги, фільтрація мережі від гармонік вищих порядків, збереження обладнання – невеликий перелік переваг від впровадження системи автоматизації.

Не менш важливою часткою впровадження автоматизованої системи управління є закладення фундаменту під подальшу модернізацію, оскільки впровадження системи автоматизації підстанції та автоматизація пристроїв компенсації актуальна не тільки для однієї підстанції підприємства. На основі запропонованої системи можна вдосконалити інші підстанції та системи, які таким самим чином можуть бути під'єднані до існуючої системи або як відгалуження.

Проведене моделювання запропонованої системи автоматизації наявно показує переваги від використання. Зменшення часу пересувань черговим персоналом фактично відображається на ефективності їх роботи. З урахуванням впровадження автоматизованого робочого місця та можливістю дистанційних перемикачів зменшуються ризики отримання електричних травм персоналом або помилкових перемикачів. Також, проведені розрахунки вказують на невеликі інвестиційні вкладення та короткий термін окупності.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
2. Прасол В.А. Міждисциплінарний курсовий проєкт. – Запоріжжя 2023, – 37 с.
3. Прасол В.А. Звіт з переддипломної практики. – Запоріжжя 2023, – 22 с.
4. Overview of DNP3 Protocol. URL: <https://www.dnp.org/About/Overview-of-DNP3-Protocol> (дата звернення: 27.12.2023)
5. What is Modbus and How does it work? URL: <https://www.se.com/us/en/faqs/FA168406> (дата звернення: 27.12.2023)
6. PROFIBUS. URL: <https://www.profibus.com/technology/profibus> (дата звернення: 27.12.2023)
7. Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. ДСТУ ІЕС 61850-3:2018 URL: [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=77637](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=77637) (дата звернення: 28.12.2023)
8. Пристрої та системи телемеханіки. ДСТУ EN 60870-2-1:2018 URL: [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=81365](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=81365) (дата звернення: 28.12.2023)
9. Про схвалення Концепції впровадження "розумних мереж" в Україні до 2035 року. РОЗПОРЯДЖЕННЯ від 14 жовтня 2022 р. № 908-р. Урядовий кур'єр від 22.10.2022 — № 227
10. SVC Static Var Compensator. URL: <https://library.e.abb.com/public/75362d2c1aa7f86783257e0c00478a6f/SVC%20A02-0100.pdf> (дата звернення: 28.12.2023)
11. Static compensator (STATCOM) URL: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/facts/statcom> (дата звернення: 29.12.2023)
12. Прасол В.А. Міждисциплінарний курсовий проєкт. – Запоріжжя 2023, – 37 с.
13. Capacitor banks protection. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/capacitor-banks-protection-cautions-maintenance-tips> (дата звернення: 30.12.2023)
14. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів: Затв. Наказ Міністерства палива та енергетики України 25.07.2006 № 258 (у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13.02.2012 № 91) – 3-тє вид. – Харків: Видавництво «Індустрія», 2018. – 320 с.
15. Power factor controller RVT. URL: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/capacitors-and->

- [filters/low-voltage-capacitors-and-filters/power-factor-controllers/rvt](#) (дата звернення: 29.12.2023)
16. REF 615 Technical manual.pdf URL:  
[https://library.e.abb.com/public/389adf763fb4f46ac1257c7b00438810/RE\\_615\\_tech\\_756887\\_ENg.pdf](https://library.e.abb.com/public/389adf763fb4f46ac1257c7b00438810/RE_615_tech_756887_ENg.pdf) (дата звернення: 30.12.2023)
17. What Is Fuzzy Logic? URL:  
<https://www.mathworks.com/help/fuzzy/what-is-fuzzy-logic.html> (дата звернення: 30.12.2023)
18. REF615 Technical Manual.pdf URL:  
[https://library.e.abb.com/public/c9e6aa6179a74ab7991b25a1f4d2b847/615\\_seriesCN\\_tech\\_1YHT530004D05\\_ENe.pdf](https://library.e.abb.com/public/c9e6aa6179a74ab7991b25a1f4d2b847/615_seriesCN_tech_1YHT530004D05_ENe.pdf) (дата звернення: 27.12.2023)
19. REF 615 Technical manual.pdf URL:  
[https://library.e.abb.com/public/389adf763fb4f46ac1257c7b00438810/RE\\_615\\_tech\\_756887\\_ENg.pdf](https://library.e.abb.com/public/389adf763fb4f46ac1257c7b00438810/RE_615_tech_756887_ENg.pdf) (дата звернення: 30.12.2023)
20. Ukrainian Transmission System Operator, NPC Ukrenergo, joins ENTSO-E as new member URL:  
<https://www.entsoe.eu/news/2023/12/14/ukrainian-transmission-system-operator-npc-ukrenergo-joins-entso-e-as-new-member> (дата звернення: 27.12.2023)