

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО”**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____Анатолій Марченко

“10” червня 2025 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою

«Управління, захист та автоматизація енергосистем»

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему: Система АСК ТП підстанції 110/10 кВ

Виконав:

Студент IV курсу, групи ЕК-11

Борисенко Олександр Олександрович

Керівник:

асистент

Тимохіна Анастасія Олександрівна

Рецензент:

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2025 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» Факультет
електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма – «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____Анатолій МАРЧЕНКО

«10» червня 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Борисенку Олександрю Олександровичу

Тема проекту «Система АСК ТП підстанції 110/10 кВ», керівник проекту Тимохіна Анастасія Олександрівна, асистент, затверджені наказом по університету від «23» 05 2025р. №2070-с

1. Термін подання студентом проекту 10 червня 2025 р.

2. Вихідні дані до проекту:

електрична схема підстанції 110/10 кВ; рекомендації щодо побудови інформаційної мережі об'єкту; технічні характеристики пристроїв телемеханіки.

3. Зміст пояснювальної записки:

Опис об'єкта

Досліджено структуру підстанції 110/10 кВ та її обладнання.

Проведено розрахунок струмів КЗ.

Розглянуто конфігурацію ABB REF615, комунікації РЗА, обмін даними з SCADA (включаючи використання сучасних протоколів та налаштування OPC-сервера).

Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо):

Головна схема електричних з'єднань підстанції 110/10 кВ;

Вибір реле захисту споживачів та SCADA-системи;

Система АСК ТП для підстанції 110/10 кВ;

4. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

5. Дата видачі завдання 27.05.2025 р. _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Завдання на дипломний проєкт	27.05.2025	
2	Аналіз обладнання ПС 110/10 кВ.	30.05.2025	
3	Розрахунок струмів короткого замикання.	02.06.2025	
4	Опис програмного забезпечення MicroSCADA та PCM600.	04.06.2025	
5	Розроблення схеми системи АСК ТП для підстанції 110/10кВ.	07.06.2025	
6	Оформлення пояснювальної записки та підготовка графічного матеріалу.	09.06.2025	

Студент

Олександр Борисенко

Керівник

Анастасія Тимохіна

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	141.ЕК1102.001.ДБ	Пояснювальна записка	58	
3	A1	141.ЕК1102.001.ТК1	Головна схема електричних з'єднань підстанції 110/10 кВ	1	
4	A1	141.ЕК1102.001.ТК2	Вибір реле захисту споживачів та SCADA-системи.	1	
5	A1	141.ЕК1102.001.ТК3	Система АСК ТП для підстанції 110/10 кВ.	1	

					141.ЕК1102.001.ДБ							
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Відомість дипломного проекту			Літ.	Арк.	Аркушів		
Розроб.		Борисенко О.О.									4	1
Перевір.		Тимохіна А.О.						КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕКзп-11				
Н. Контр.		Шполянський О.Г.										
Затв.		Марченко А. А.										

Пояснювальна записка
до дипломного проекту
на тему: «Автоматизована система керування технологічним
процесом для підстанції 110/10 кВ»

Київ – 2025 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається з 58 сторінок, включає 26 малюнків, 12 таблиць, 3 аркуші графічного матеріалу та містить посилання на 12 літературних джерел.

Об'єкт дослідження – автоматизована система керування технологічним процесом підстанції 110/10 кВ.

Предмет дослідження – передача даних між пристроями автоматизованої системи керування технологічним процесом (АСК ТП) на підстанції 110/10 кВ.

Мета дослідження - проектування та реалізація АСК ТП для підстанції 110/10 кВ.

Задачі дослідження:

Дослідження існуючих протоколів та технологій АСК ТП.

Аналіз вимог до системи АСК ТП.

Проектування архітектури та протоколів АСК ТП.

Моделювання та аналіз функціонування АСК ТП.

Ключові слова: ПІДСТАНЦІЯ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ, МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, СТРУМОВА ВІДСІЧКА.

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		6

ABSTRACT

The diploma project is completed on 58 sheets, 26 figures, 12 tables, 3 letters graphic part, 10 literary references.

The work is devoted to the study of the ICS system for a 110/10 kV substation.

The work is devoted to the study of data exchange between components of the ICS at a 110/10 kV substation.

Research of special design and analysis of ICS for 110/10 kV substation.

As part of the diploma project, the following was analyzed:

Investigation of existing protocols and technologies of ICS.

Analysis of requirements for the ICS system.

Design of ICS architecture and protocols.

Modeling and analysis of ICS functioning.

Keywords: SHORT CIRCUITS, RELAY PROTECTION, POWER TRANSFORMER, SUBSTATION, INDUSTRIAL CONTROL SYSTEM, CURRENT SHUT-OFF, MAXIMUM CURRENT PROTECTION,.

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1. ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ	11
1.1 ОПИС ПІДСТАНЦІЇ.....	11
1.2 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ПІДСТАНЦІЇ.....	12
1.3 КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ	13
1.4 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ ПІДСТАНЦІЇ.....	14
1.5 ЗАХИСНЕ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ	17
1.6 ОБЧИСЛЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	19
1.7 ОБЧИСЛЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ТОЧЦІ К1..	23
1.8 ОБЧИСЛЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ТОЧЦІ К2..	24
1.9 ВИБІР РЕЛЕ ЗАХИСТУ СПОЖИВАЧІВ (REF615 І ЩЕ ЯКИЙСЬ В ПОРІВНЯННЯ І ЯК НАСЛІДОК ВИБІР НАШОГО ПРИЛАДУ)	25
ВИСНОВКИ.....	26
2. СИСТЕМИ АСК ТП: ІСТОРИЧНА ДОВІДКА, ВАЖЛИВІСТЬ ТА ВИМОГИ ДО НИХ.....	27
2.1 ІСТОРИЧНА ДОВІДКА, ВАЖЛИВІСТЬ АСК ТП ТА ВИМОГИ ДО НИХ	27
2.2 ОГЛЯД ТА ПОРІВНЯННЯ СУЧАСНИХ SCADA-СИСТЕМ. ВИБІР АВВ MICROSCADA.....	30
2.3 ПРИКЛАДИ ВИКОРИСТАННЯ MICROSCADA	33
2.4 СТРУКТУРА MICROSCADA: КОМПОНЕНТИ, ВЗАЄМОДІЯ, АРХІТЕКТУРА.....	34
2.5 ВИСНОВКИ.....	36
3. СИСТЕМА АСК ТП ДЛЯ ПІДСТАНЦІЇ 110/10КВ.....	37
3.1 ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ПОБУДОВИ СИСТЕМИ АСК ТП ДЛЯ ПІДСТАНЦІЇ 110/10КВ.....	37
3.2 ОПИС РЕАЛІЗАЦІЇ КОНФІГУРАЦІЇ РСМ У ПРОЄКТІ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЮ REF615.....	39
3.3 ВТЯГУВАННЯ ПРИСТРОЮ ДО MICROSCADA.....	48
ВИСНОВКИ.....	55
ВИСНОВОК	56
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	58

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		8

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ВН – висока напруга;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінії електропередачі;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
НН – низька напруга;
ПЛ- повітряні лінії;
ПС – підстанція;
СВ – струмова відсічка;
АСК – автоматизована система керування ;
ТП – технологічним процесом;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

В умовах модернізації енергетичної галузі, зумовлених вимогами до надійності, ефективності та цифрової трансформації, автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП) стають критичними. Вони забезпечують безперервний моніторинг та управління енергетичним обладнанням, а також інтегрують різні елементи енергосистеми в єдину цифрову платформу. Розробка та впровадження АСК ТП на електричних підстанціях 110/10 кВ, як ключових елементів розподільчих мереж середньої напруги, є особливо пріоритетним завданням.

Завдяки розвитку мікропроцесорної техніки та комунікаційних стандартів, зокрема IEC 61850, релейний захист, автоматика та SCADA-системи отримали значні поштовхи до вдосконалення. Рішення, таке як ABB REF615 в поєднанні з PCM600 та MicroSCADA, дозволило досягти високої точності захисту, повної автоматизації та зручної візуалізації технологічних процесів. Це, у свою чергу, погіршення до зниження аварійності, підвищення надійності електромереж та можливості оперативного реагування на будь-які зміни в режимі реального часу. Основним завданням цього дослідження є детальний розгляд будови та принципів роботи підстанції 110/10 кВ. В рамках роботи буде проведено обчислення струмів короткого замкнення, обґрунтовано необхідний вибір захисного обладнання, а також розроблено та впроваджено автоматизовану систему управління технологічними процесами. Ця система базується на пристрої ABB REF615 та SCADA-системі MicroSCADA. Практична частина проекту включає в себе конфігурацію пристрою захисту за допомогою програмного забезпечення PCM600, розрахунок параметрів захисту, а також інтеграцію в SCADA-систему з урахуванням сучасних вимог до кібербезпеки, забезпечення надійності та можливостей масштабування.

Можливість модернізації енергетичних об'єктів відповідно до стандартів цифрової енергетики та підвищення рівня автоматизації управління та захисту на підстанціях зумовлює актуальність даного дослідження. Отримані результати мають практичну цінність і можуть бути використані при проектуванні та реконструкції енергооб'єктів, сприяючи впровадженню цифрових рішень та оптимізації використання електричних мереж.

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1. ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ

1.1 ОПИС ПІДСТАНЦІЇ

При проектуванні електричної частини підстанції вибір головної схеми є вирішальним, оскільки він визначає повний склад усіх компонентів і зв'язки між ними. Обрана головна схема є початковою схемою для підготовки принципової схеми електричного підключення, схеми власної потреби, вторинної схеми підключення, монтажною схемою тощо. Основна схема електричного підключення підстанції показана на рисунку 1.1.

У даному дослідженні розглядається схема підстанції 110/10 кВ (рисунок 1.1). Це відгалужена двотрансформаторна підстанція. Підстанція живиться від чотирьох повітряних ліній напругою 110 кВ.

Підстанція оснащена двома силовими трансформаторами типу ТРДН-40000/110 і ТРДЦН-63000/110, а на стороні низької напруги, стороні високої напруги і стороні обмотки використовуються розв'язані обмотки. Роз'єднувачі РНДЗ-2-110/1000 і РНДЗ-16-110Б/1000 встановлені з боку ВЛ, а роз'єднувачі ОДЗ-16-110м/630 - з боку високовольтного трансформатора. Перемички використовуються для відсікання однієї з ліній. Один із роз'єднувачів перемички буде ввімкненим при нормальному режимі роботи. Також застосовуються трансформатори струму ТМ-250/10, ТМ-630/10 і ТМ-320/10.

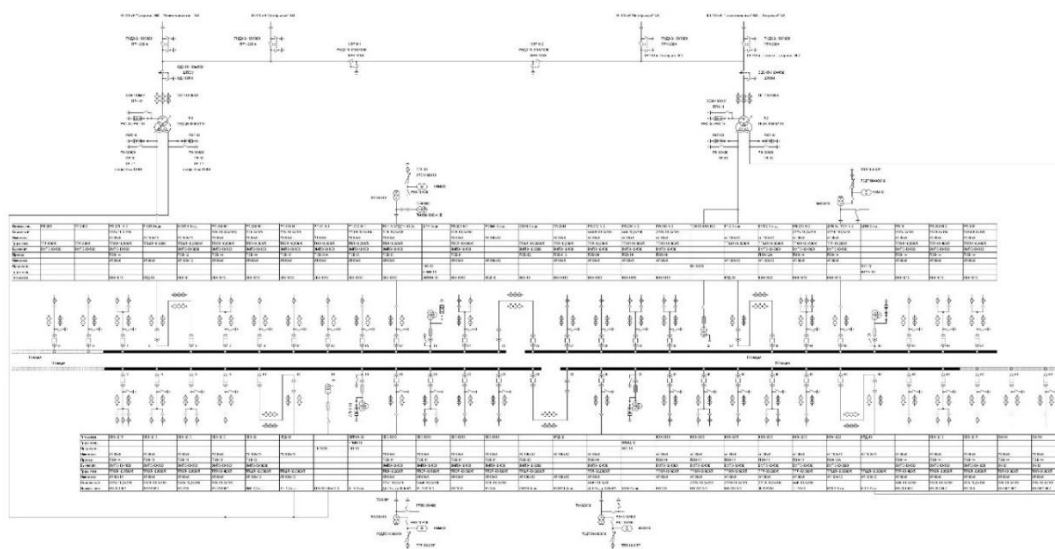


Рисунок 1.1 – Схема підстанції 110/10 кВ

					141.ЕК1102.001.ДБ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Борисенко О.О.			ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ			Літ.	Арк.	Аркушів	
Перевір.		Тимохіна А.О.								11	17
Н. Контр.		Шполянський О.Г.						КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-зп11			
Затв.		Марченко А. А.									

1.2 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ПІДСТАНЦІЇ

Підстанція 110/10 кВ забезпечена двома трансформаторами: ТРДН-40000/110 та ТРДЦН-63000/110. Їхні технічні характеристики детально описані в таблицях 1.1 та 1.2.

Таблиця 1.1 – Технічні характеристики трансформатора ТРДН-40000/110

$S_{\text{ном.}}$ МВА	$U_{\text{ном.}}$ кВ			$B_{\text{тр.}}$ кВт		$U_k, \%$			$I_x, \%$
40	ВН	СН	НН	ΔP_x	$\Delta P_{\text{кз}}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
	115	-	10,5	46	245	-	10,5	30	0,2

Таблиця 1.2 – Технічні характеристики трансформатора ТРДЦН-63000/110

$S_{\text{ном.}}$ МВА	$U_{\text{ном.}}$ кВ			$B_{\text{трати.}}$ кВт		$U_k, \%$			$I_x, \%$
63	ВН	СН	НН	ΔP_x	$\Delta P_{\text{кз}}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
	115	-	6,3—6,3; 6,3—10,5; 10,5-10,5	50	245	-	10,5	30	0,5

1.3 КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ

Комутаційні апарати на ПС забезпечують операції з перемикання електричних ланцюгів, що забезпечують підтримку оптимального режиму роботи мережі.

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Вимикачі

Таблиця 1.3 – Параметри вимикачів на ПС 110/10 кВ

Вид вимикача	Кількість	Клас напруги, кВ	Номінальний струм відключення, кА	Номінальний струм, А
ВМПЕ-10/630	18	10	20	630
ВМПЕ 10/3000	3	10	20	3000
ВМПЕ 10/1600	1	10	20	1600

На ПС 110/10 кВ є можливість побачити олійні вимикачі ВМПЕ-10/630, ВМПЕ-10/3200, ВМПЕ-10/1600. Параметри вимикачів зображені в таблиці 1.3.

Заземлювачі

Пристрій, який використовує один або декілька спеціальних провідників для з'єднання обладнання з землею є заземлювачем. Він потрібен для того, щоб безпечно відвести електричний струм в землю, якщо в електроустановці виникне аварійна ситуація.

На кожному силовому трансформаторі підстанції 110/10 кВ встановлюється заземлювальний пристрій - ЗОН-110, який монтується зовні. Основні параметри заземлювача можна знайти в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Параметри заземлювача ЗОН-110

$U_{\text{ном.}}$, Номіна льна напруга , кВ	$U_{\text{тах.роб.}}$, Найбільш а допустим а робоча напруга, кВ	$R_{\text{з.}}$, Опір заземле ння, Ом	$I_{\text{ел.ст.}}$, Струм, що забезпечує електродинаміч ну стійкість, кА
110	126	не більше 0,5	16

Роз'єднувачі

Пристрій, який розриває електричні кола, коли через них не проходить струм або

проходить дуже малий струм є роз'єднувачем. Коли роз'єднувач вимкнений, між контактами утворюється чітко видимий проміжок, що гарантує безпеку.

У складі ПС 110/10 кВ є два види роз'єднувачів на стороні 10 кВ: РВ-10/400 та РВО-10/400. Їхні параметри можна знайти в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Параметри роз'єднувачів на підстанції 110/10 кВ

Тип	Кількість	Найбільша робоча напруга, кВ	Номінальний струм, А
РВ-10/400	6	12	400
РВО-10/400	3	12	400

У складі ПС 110/10 кВ є зовнішні однополюсні роз'єднувачі типів РНДЗ-2-110/1000 та роз'єднувачі РНДЗ-1Б-100Б/1000. Їхні технічні параметри детально описані в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Технічні параметри повітряних роз'єднувачів на ПС 110/10 кВ

Тип	Кількість	Номінальний струм, А	Номінальна робоча напруга, кВ	Напруга утримання (макс.) , кВ	Струм короткого замикання (макс.), кА
РНДЗ-2- 110/100 0	4	1000	126	125	16
РНДЗ- 1Б- 110Б/10 00	2	1000	126	125	16

1.4 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ

Пристрої, які перетворюють високі струми та напруги на безпечні та зручні для вимірювання значення, важливі для коректної роботи вимірювальних пристроїв і релейного захисту є вимірювальними трансформаторами. Вони гарантують точні вимірювання та надійний захист обладнання від перевантажень і КЗ.

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Трансформатори струму (ТС) знижують великий струм, що протікає в мережі, до стандартного, безпечного рівня (зазвичай 1 або 5 ампер). Це дозволяє точно вимірювати струм і забезпечує ефективну роботу систем захисту.

Трансформатори напруги (ТН) знижують великий струм, що протікає в мережі, до стандартного рівня (100, 110 та 120 вольт), що дозволяє точно вимірювати напругу і захищає від її стрибків.

У реальних умовах вимірювальні трансформатори струму (ВТС) та напруги (ВТН) застосовуються для:

- Вимірювання: Забезпечення високої точності вимірювання струму та напруги, необхідної для коректної роботи вимірювальних приладів.
- Захист: Участь у роботі релейного захисту для виявлення аварійних режимів та ініціювання відключення пошкодженої ділянки.
- Моніторинг та контроль: Забезпечення можливості відстежувати стан електромережі в режимі реального часу

Трансформатори з високою точністю (класи: 0,2; 0,5; 1,0) застосовуються для вимірювання електроенергії, спожитої в комерційних цілях. та інших точних вимірювань. Менш точні трансформатори застосовуються для звичайних вимірювань та в системах захисту.

Вимірювальні трансформатори струму

Основна функція трансформаторів струму (ВТС) - зменшення величини великих струмів до рівня, який можна безпечно та точно виміряти та використовувати в системах релейного захисту. Це забезпечує можливість підключення вимірювальних приладів (амперметрів, лічильників і т.д.) та пристроїв захисту високовольтних мереж без ризику їх пошкодження або ураження струмом.

Перелік високовольтного обладнання, встановленого на ПС 110/10 кВ, наступний:

1. Трансформатори струму прохідні в литій полімерній ізоляції ТПЛ-600/5, ТПЛ-300/5, ТПЛ-10 300/5, ТПЛ-10 200/5, ТПЛ-10 400/5, ТПЛ-10 2000/5, характеристики наведено в таблиці 1.7.

2. Трансформатори опорно-прохідні з литою ізоляцією ТПОЛ-10 600/5, ТПОЛ-10 800/5, ТПОЛ-10 1500/5. Характеристики наведено в табл. 1.7.

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

3. З боку високої напруги 10 кВ встановлено два оливних лінійних вимірювальних трансформатора напруги типу ТПШЛ-10 з коефіцієнтами трансформації 3000/5 та 2000/5. Їхні характеристики наведені в таблиці 1.7.

4. З боку високої напруги 10 кВ встановлено гібридний трансформатор струму типу ТПЛМ-10 з коефіцієнтом трансформації 400/5. Його характеристики вказані в таблиці 1.7.

5. З боку високої напруги 110 кВ встановлено вимірювальний трансформатор струму типу ТВТ-110-600/5. Його характеристики вказані в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Характеристики вимірювальних трансформаторів

Тип	Кількість	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном1}}$, А	$I_{\text{ном2}}$, А
ТПЛ-600/5	1	10	600	5
ТПЛ-300/5	1	10	300	5
ТПЛ-10 300/5	6	10	300	5
ТПЛ-10 200/5	4	10	200	5
ТПЛ-10 400/5	3	10	400	5
ТПЛ-10 2000/5	1	10	2000	5
ТПОЛ-10 600/5	15	10	600	5
ТПОЛ-10 800/5	1	10	800	5
ТПОЛ-10 1500/5	3	10	1500	5
ТПШЛ-10: 3000/5	8	10	3000	5
ТПШЛ-10: 2000/5	1	10	2000	5
ТПЛМ-10:400/5	1	10	400	5
ТВТ-110-600/5	2	110	600	5

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		16

Вимірювальні трансформатори напруги

Функція вимірювальних трансформаторів напруги (ВТН) полягає в перетворюванні високої напругу до безпечного рівня, придатного для вимірювання. Це дозволяє точно контролювати напругу, а також забезпечує коректну роботу приладів обліку та систем релейного захисту.

На підстанції 110/10 кВ використовуються ВТН типів НТМН-10 та НТМЦ-10, розташовані на стороні 10 кВ. Їхні основні характеристики представлені в таб. 1.8.

Таблиця 1.8 – Параметри ВТН на підстанції

Тип	Кількість	U_n , В	$U_{ном}$, В	$U_{ном осн}$, В	$S_{ном}$, ВА
НТМН-10	3	10	10000	100/3	120(0,5) 200(1) 500(3)
НТМЦ-10	1	10	10000	100/3	120(0,5) 200(1) 500(3)

1.5 ЗАХИСНЕ ОБЛАДНАННЯ

Запобіжники

Запобіжники захищають електричні системи від пошкоджень, спричинених надмірним струмом або КЗ. Вони запобігають виходу з ладу обладнання, зменшують ризик пожежі та підвищують безпеку електроустановок.

На підстанції 110/10 кВ, що була предметом аналізу, застосовуються запобіжники таких типів - ПКТ-10 та ПКН-10/30. Параметри яких представлені в таблиці 1.9.

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.9 – Параметри запобіжників на ПС 110/10 кВ

Тип	Кількість	Номінальний струм, А	Номінальний струм відключення, кА	Максимально допустима напруга, кВ	Клас напруги, кВ
ПКТ- 10	4	6	12,5	12	10
ПКН- 10/30	2	Не нормується	Не нормується	12	10

Вентильні розрядники

Захист електромереж від стрибків напруги, викликаних блискавкою або перемиканнями, забезпечується вентильними розрядниками (обмежувачі напруги). Ці пристрої є ключовим елементом систем електропостачання. Їхня основна задача – відводити надлишок енергії, що виникає при перенапругах, тим самим забезпечуючи захист обладнання та підвищуючи стабільність роботи електроустановок.

На досліджуваній ПС 110/10 кВ застосовуються обмежувачі напруг наступних моделей: РВС-110М, РВС-35, РВС-15, РВО-10. Детальніші технічні параметри цих пристроїв наведені в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Параметри вентильних розрядників на ПС 110/10 кВ

Тип	Кількість	Номінальна напруга розрядник, кВ	Пробивна напруга розрядника за сухої погоди і при дощі (не менше/не більше), кВ
РВ-10/400	4	10	(60/30)
РВС-35	2	35	(78/98)
РВС-15	2	15	(38/48)
РВП-10	4	10	(55/35)
РВО-10/400	3	10	(60/30)

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		18

1.6 ОБЧИСЛЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Коротке замикання виникає в електричній системі, коли відбувається непередбачене з'єднання між провідниками з різною напругою, що призводить до різкого підвищення сили струму, останній опір ланцюга стає дуже низьким. Це може статися через наступні причини:

1. Пошкодження ізоляції проводів (через старість пошкодження або перегрів).
2. Несправність в електроприладах.
3. Потрапляння сторонніх предметів або вологи в електричну систему.
4. Помилки при монтажі електрообладнання.

Наслідками короткого замикання можуть бути:

1. Перегрів електроприладів – через різке збільшення струму перегріваються електроприлади.
2. Пожежі.
3. Вихід з ладу електричних компонентів.
4. Відключення електропостачання.

Щоб захистити електромережу від КЗ, на ПС встановлюють спеціальні пристрої захисту. Їх налаштовують так, щоб вони спрацьовували при виникненні КЗ, враховуючи максимальні можливі значення струму КЗ.

Щоб спростити практичні розрахунки струмів КЗ використовують такі припущення:

- Електрична система вважається симетричною та трифазною;
- Напруга генераторів залишається постійною;
- Не враховуються ефекти насичення, ємності та струми намагнічування;
- Активним опором проводів нехтують.

Зазвичай, практичні розрахунки мають похибку не більше 10%.

Схема ПС 110/10 кВ показана на рисунку 1.2.

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

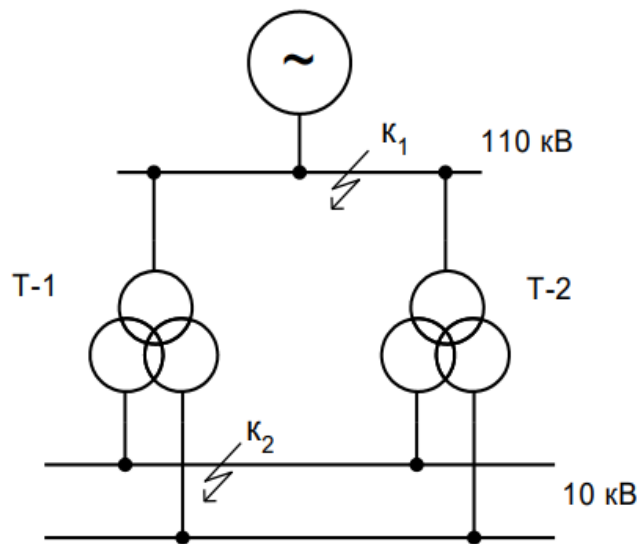


Рисунок 1.2 – Розрахункова схема електричної підстанції

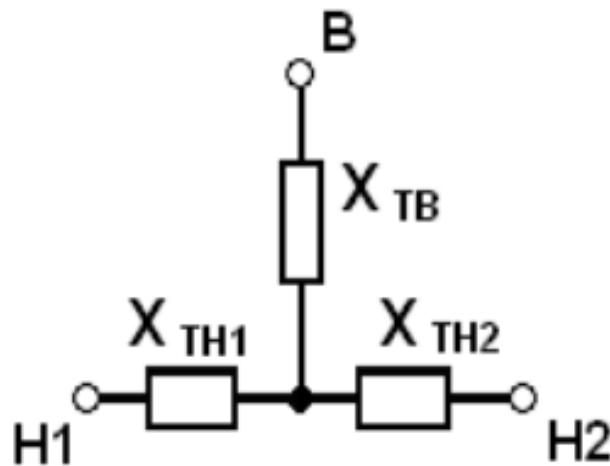


Рисунок 1.3 – Схема заміщення трансформатора з розділеною обмоткою низької напруги

ПС 110/10 кВ обладнана двома різними трансформаторами, підключеними до мережі 110 кВ. Для моделювання їхньої роботи застосовується схема заміщення, зображена на рисунку 1.3.

Розрахуємо опори обмоток, необхідних для цієї схеми заміщення.

$$X_{B-H} = \frac{U_{KB-H}}{100} = 0.125 \times \frac{U_{KB-H}}{100} = 0.125 \times \frac{10.4}{100} = 0.013 \text{ (Ом)};$$

$$X_{H1} = X_{H2} = X_{B-H} \frac{K_p}{2} = 1.75 \times \frac{U_{KB-H}}{100} = 1.75 \times \frac{10.4}{100} = 0.182 \text{ (Ом)};$$

$$X_{B-H} = X_{B-H} \times \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = 0.013 \times \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) = 0.0016 \text{ (Ом)};$$

$K_p = 3,5$ - це значення коефіцієнта розподілу.

Далі обчислюємо значення параметрів схеми, враховуючи базисні умови.

- Потужність базисна $S_B = 10000 \text{ МВА}$;
- Напруга базисна $U_B = 110 \text{ кВ}$;

Обчислення струму базисного:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \times U_B} = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 110} = 52.49 \text{ (кА)};$$

Параметри трансформаторів перераховані до базових значень:

$$X'_C = X_{B-H} \times \frac{S_B}{S_C} = 0.013 \times \frac{10000}{40} = 3.25 \text{ (Ом)};$$

$$X'_{C1} = X_{H1} \times \frac{S_B}{S_C} = 0.182 \times \frac{10000}{40} = 45.5 \text{ (Ом)};$$

$$X'_{C63} = X_{B-H} \times \frac{S_B}{S_C} = 0.013 \times \frac{10000}{63} = 2.06 \text{ (Ом)};$$

$$X'_{C163} = X_{H1} \times \frac{S_B}{S_C} = 0.182 \times \frac{10000}{63} = 29 \text{ (Ом)};$$

Переходимо до розрахунку опору мережі, наведеного до базисних умов. У якості базових параметрів приймаємо:

- Опір $X_c = 1 \text{ о.е}$
- Потужність $S_c = 40000 \text{ МВА}$
- Напруга базисна $U_b = 110 \text{ кВ}$
- Потужність базисна $S_b = 10000 \text{ МВА}$

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Отже:

$$X'_C = X_C \times \frac{S_6}{S_C} = 1 \times \frac{10000}{40000} = 0.25 \text{ (Ом)};$$

Базисний струм має значення:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 110} = 52.5 \text{ (кА)};$$

Звідси випливає, що опір обмоток трансформаторів є:

$$X_{B-H}^* = X_{B-H} \times \frac{S_6}{S_{НОМ}} = 0.013 \times \frac{10000}{40} = 3.25 \text{ (Ом)};$$

$$X_{H1}^* = X_{H2}^* = X_{H1} \times \frac{S_6}{S_{НОМ}} = 0.182 \times \frac{10000}{40} = 45.5 \text{ (Ом)};$$

$$X_{B-H}^* = X_{B-H} \times \frac{S_6}{S_{НОМ}} = 0.013 \times \frac{10000}{63} = 2.064 \text{ (Ом)};$$

$$X_{H1}^* = X_{H2}^* = X_{H1} \times \frac{S_6}{S_{НОМ}} = 0.182 \times \frac{10000}{63} = 28.8 \text{ (Ом)};$$

В базисних умовах Опір мережі має значення:

$$X_C^* = X_C \times \frac{S_6}{S_C} = 1 \times \frac{10000}{40000} = 0.25 \text{ (Ом)};$$

Рисунок 1.4 ілюструє схему заміщення для цієї ПС.

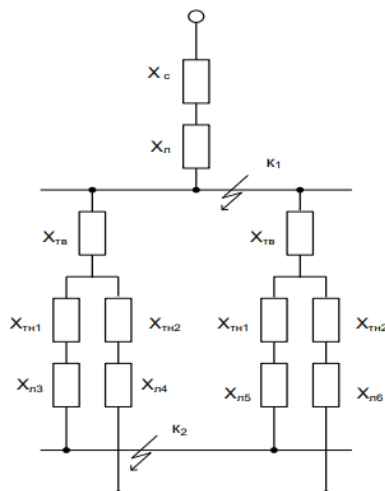


Рисунок 1.4. – Схема заміщення підстанції

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		22

В базисних умовах опір ліній має значення:

$$X_{Л1}^* = X_{Л2}^* = X_0 L \times \frac{S_6}{U_H^2} = 0.4 \times 13 \times \frac{10000}{110^2} = 4.3 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л3}^* = X_0 L \times \frac{S_6}{U_H^2} = 0.08 \times 6 \times \frac{10000}{10^2} = 48 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л4}^* = X_0 L \times \frac{S_6}{U_H^2} = 0.08 \times 5 \times \frac{10000}{10^2} = 40 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л5}^* = X_0 L \times \frac{S_6}{U_H^2} = 0.08 \times 5 \times \frac{10000}{10^2} = 40 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л6}^* = X_0 L \times \frac{S_6}{U_H^2} = 0.08 \times 4.5 \times \frac{10000}{110^2} = 0.3 \text{ (Ом)};$$

Щоб визначити максимальні та мінімальні значення струмів КЗ у точках К1 та К2 розглянемо два крайні режими роботи підстанції:

- Максимальний режим: у цьому режимі ПС отримує живлення від усіх доступних ліній електропередачі. Це створює найменший опір у електричному колі, через що виникає найбільш можливий струм КЗ.
- Мінімальний режим: У цьому режимі працює лише одна живильна лінія, а інші відключені. Це збільшує загальний опір кола, що у свою чергу, зменшує величину струму КЗ.

Визначення цих граничних значень струмів КЗ є критично важливим для правильного вибору та налаштування захисного обладнання.

1.7 ОБЧИСЛЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ТОЧЦІ К1

При максимальному режимі:

Для початку визначаємо еквівалентний опір:

$$X_E^* = X_C^* \times X_L^* = 0.498 \text{ (Ом)};$$

Після цього переходимо до обчислення початкового значення періодичної складової струму короткого замикання:

$$I_{\text{почК1}} = \frac{U_C^*}{X_E^*} \times I_6 = \frac{1}{0.498} \times 52.5 = 105.42 \text{ (кА)};$$

Обчислюємо струм ударний $I_{уд}$ зі сторони напруги 110 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times K_{уд} \times I_{\text{почК1}} = \sqrt{2} \times 1.85 \times 105.42 = 195.027 \text{ (кА)};$$

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

При мінімальному режимі:

Для початку визначаємо еквівалентний опір:

$$X_E^* = X_C^* \times X_L^* = 0.746 \text{ (Ом)};$$

Наступним кроком Знаходимо первинне значення періодичної складової струму короткого замикання:

$$I_{\text{почК1}} = \frac{U_C^*}{X_E^*} \times I_6 = \frac{1}{0.746} \times 52.5 = 70.38 \text{ (кА)};$$

Визначаємо ударний струм $I_{\text{уд}}$ з боку напруги 110 кВ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times K_{\text{уд}} \times I_{\text{почК1}} = \sqrt{2} \times 1.85 \times 70.38 = 184.13 \text{ (кА)};$$

1.8 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ТОЧЦІ К2

При максимальному режимі:

Базисні величини мають наступні значення:

- базисна потужність $S_B = 10000 \text{ МВА}$
- базисна напруга $U_B = 10 \text{ кВ}$

Отже базисний струм буде:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 10} = 577.35 \text{ (кА)};$$

Еквівалентний опір схеми заміщення для КЗ розраховується наступним чином:

$$X_E^* = X_C^* + X_{B-H}^* + X_H^* + X_L^* + X_{ЛЗ}^* = 10.973 \text{ (Ом)};$$

Розраховуємо первинне значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{почК1}} = \frac{U_C^*}{X_E^*} \times I_6 = \frac{1}{10.973} \times 577.35 = 52.62 \text{ (кА)};$$

Тепер визначаємо ударний струм $I_{\text{уд}}$ з боку напруги 10 кВ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times K_{\text{уд}} \times I_{\text{почК1}} = \sqrt{2} \times 1.8 \times 52.62 = 133.95 \text{ (кА)};$$

При мінімальному режимі:

Розрахуємо еквівалентний опір схеми заміщення для КЗ:

$$X_E^* = X_C^* + X_{B-H}^* + X_H^* + X_L^* + X_{ЛЗ}^* = 11.221 \text{ (Ом)};$$

Тепер визначаємо первинне значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{почК1}} = \frac{U_C^*}{X_E^*} \times I_6 = \frac{1}{11.221} \times 577.35 = 51.45 \text{ (кА)};$$

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розрахуємо ударний струм $I_{уд}$ з боку напруги 10 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times K_{уд} \times I_{почК1} = \sqrt{2} \times 1.8 \times 51.45 = 130.97 \text{ (кА)};$$

1.9 ВИБІР РЕЛЕ ЗАХИСТУ СПОЖИВАЧІВ

Для надійного захисту електроспоживачів, що працюють в мережах середньої напруги, було проведено дослідження сучасних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. При виборі оптимального рішення враховувалися наступні важливі характеристики: здатність реагувати на струми короткого замикання, захист від перевантаження, можливість віддаленого управління та контролю параметрів, сумісність із сучасними протоколами зв'язку, такими як IEC 61850 та Modbus, компактні розміри, зручність у налаштуваннях, висока надійність у роботі та підтверджена досвідома репутація компанії-виробника. У якості кандидатів для порівняльного аналізу було відібрано два пристрої: ABB REF615 та Schneider Electric Sepam S20.

Таблиця 1.11 – Характеристики ABB REF615 та Schneider Electric Sepam S20

Характеристика	ABB REF615	Schneider Electric Sepam S20
Номинальна напруга	до 40,5 кВ	до 36 кВ
Тип захисту	Лінії, трансформатори, двигуни	Переважно лінії
Підтримка IEC 61850	Так	Ні (тільки Modbus, DNP3)
Кількість вбудованих функцій захисту	Висока (струмові, земляні, перенапруги, дистанційний захист)	Базові функції (струм, земля)
Інтерфейси зв'язку	Ethernet, RS-485, оптичний порт	RS-485, Ethernet
Наявність дисплея	Так (графічний, багатомовний)	Так (текстовий, базовий)
Підтримка GOOSE-повідомлень	Так	Ні
Габаритні розміри	Компактні	Більші
Налаштування та програмування	PCM600 (графічне середовище ABB)	SFT2841 (Schneider)

Аналіз показав, що ABB REF615 значно перевершує Sepam S20 за функціональністю. Він тільки не відповідає сучасним міжнародним стандартам (IEC 61850, GOOSE) для цифрових підстанцій, забезпечуючи просту інтеграцію в автоматизовані системи, але пропонує комплексний захист для ліній,

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		25

трансформаторів та двигунів, на відміну від Seram S20, який зосереджений переважно на лініях. Важливими перевагами є налаштування гнучки через захист РСМ600 та вбудований дисплей для зручного моніторингу стану та аварійних ситуацій. Враховуючи ці переваги, для забезпечення надійного захисту системи було обрано мікропроцесорне реле ABB REF615.

Висновки

Розділ присвячено аналізу схем електричних з'єднань підстанції 110/10 кВ. У ньому представлено опис основних параметрів силового, комутаційного, захисного та вимірювального обладнання, а також іншого обладнання, що використовується на підстанції. Крім того, виконано розрахунок ударних струмів КЗ зі сторони 110 кВ і 10 кВ, що дозволяє оцінити поведінку підстанції в аварійних режимах. Отримані результати розрахунків наведено нижче:

- В режимі мінімального навантаження:

$$i_{уд110} = 184,13 \text{ (кА)};$$

$$i_{уд10} = 130,97 \text{ (кА)};$$

- В режимі максимального навантаження:

$$i_{уд110} = 195,027 \text{ (кА)};$$

$$i_{уд10} = 133,95 \text{ (кА)};$$

Для захисту споживачів середньої напруги було вирішено використовувати мікропроцесорні реле. З усіх доступних варіантів було обрано реле ABB REF615. Вибір зумовлених його широкими можливостями та сумісністю з сучасними технологіями. відповідно, REF615 підтримує протокол IEC 61850, що дозволяє інтегрувати його в цифрові підстанції та забезпечити надійний захист ліній електропередач, трансформаторів та двигунів.

Реле ABB REF615 є більш гнучким і функціональним рішенням, ніж Seram S20 від Schneider Electric, яке має менше можливостей і не підтримує сучасний протокол GOOSE. Завдяки розрахунку максимальних струмів короткого замикання на підстанції 110/10 кВ вдалося точно налаштувати реле REF615 для забезпечення надійного захисту. Таким чином, вибір реле REF615 та проведені розрахунки підтверджують його ефективність і сприяють підвищенню надійності системи роботи.

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		26

2. СИСТЕМИ АСК ТП: ІСТОРИЧНА ДОВІДКА, ВАЖЛИВІСТЬ ТА ВИМОГИ ДО НИХ

2.1 СИСТЕМИ АСК ТП: ІСТОРИЧНА ДОВІДКА

Автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП) розроблені для того, щоб підвищити продуктивність, мінімізувати вплив людських помилок та забезпечити надійність виробничих процесів. Перші кроки в автоматизації були зроблені на зламі XIX та XX століть, коли в промисловості почалися базові регулюючі пристрої, такі як регулятор Ватта для парових двигунів.

У 1960-70-х роках, з розвитком комп'ютерних технологій, з'явилися перші автоматизовані системи управління (АСУ), які об'єднували традиційні засоби автоматизації (контролери, датчики, реле) з комп'ютерами. Саме в цей період було сформовано концепцію АСК ТП – управління виробничими процесами в реальному часі за допомогою ЕОМ.

У 1980-90-х роках, завдяки розвитку мікропроцесорної техніки, були створені перші програмовані логічні контролери (ПЛК) та SCADA-системи, які стали фундаментом сучасних систем автоматизації. Етап відзначився активною стандартизацією протоколів обміну даними, розвитком мережі передачі даних та впровадженням концепції розподіленої системи управління (DCS).

Починаючи з 2000-х років, акцент змістився на інтеграції АСК ТП з корпоративними інформаційними системами, використанні технологій Industry 4.0, цифрових двійників, промислової інтернет-речі (ІоТ), хмарних обчислень та штучного інтелекту. Сьогоднішня АСК ТП – це комплексна багаторівнева система, яка включає в себе управління обладнанням, моніторинг, аналіз даних, оптимізацію процесів та інтеграцію з ERP-системами підприємства.

					141.ЕК1102.001.ДБ					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.		Борисенко О.О.			Системи АСК ТП: Історична довідка, важливість та вимоги до них			Лім.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Тимохіна А.О.							27	9
								КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-зп11		
Н. Контр.		Шполянський О.Г.								
Затв.		Марченко А. А.								

Значення та важливість АСК ТП

Автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП) прогресують вирішальну роль у забезпеченні ефективної та безпечної роботи сучасних промислових підприємств. Вони гарантують безперебійне виробництво, мінімізують людські помилки, оптимізують використання ресурсів, підвищують рівень безпеки та забезпечують інтеграцію із системами управління підприємством. Завдяки своїй гнучкості та можливості масштабування, АСК ТП легко адаптуються до змін у виробничих процесах. У нафтогазовій, металургійній, хімічній, харчовій промисловості та транспорті АСК ТП є основою для безпечної та економічно вигідної діяльності. Наприклад, на теплових електростанціях, таких як Бурштинська ТЕС, використання АСК ТП дозволяє ефективно керувати котлами, турбінами та системами подачі палива, що призводить до економії палива, підвищення ККД та автоматичного регулювання навантаження.

Вимоги до сучасних АСК ТП

Технології розвиваються, тому до сучасних АСК ТП було видвинуто низка вимог, що умовно можна поділити на технічні, функціональні та експлуатаційні.

Технічні вимоги:

- Система повинна демонструвати високу надійність та відмовостійкість, забезпечуючи безперервну роботу (24/7) за рахунок резервування критичних компонентів та механізмів.
- Масштабованість – це можливість розширення системи без повної її модернізації.
- Сумісність – це підтримка відкритих стандартів (наприклад, OPC UA, IEC 61850) для того, щоб інтегрувати з іншими системами та пристроями.
- Захищеність – має бути відповідність вимогам кібербезпеки, включно з шифруванням, автентифікацією користувачів та журналюванням дій.
- Мінімальна затримка в передачі даних – особливо це актуально для критичних процесів, адже необхідна миттєва реакція.

Функціональні вимоги:

- Моніторинг в реальному часі: Миттєве відображення поточної роботи обладнання та ключових показників технологічних процесів.

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		28

- Підтримка тривожних повідомлень (управління сигналізацією): Автоматичне виявлення, сортування та сповіщення про критичні події та збої.
- Архівування та аналіз даних: Збереження історичної інформації для подальшого дослідження та підвищення ефективності роботи.
- Можливість самодіагностики: Автоматичне виявлення власних проблем та реагування на них без втручання оператора.

Експлуатаційні вимоги:

- Зручний інтерфейс: Інтерфейс користувача (НМІ) розроблений так, щоб бути інтуїтивно зрозумілим і легким у використанні для операторів, враховуючи їхні потреби та робочі процеси.
- Легке обслуговування: Система спроектована для швидкої заміни деталей і простого оновлення програмного забезпечення, що мінімізує час простою.
- Повна документація: Надається вичерпний пакет технічної документації, що охоплює все, від принципів роботи та алгоритмів управління до електричних схем та посібників користувача.
- Навчання операторів: Система включає в себе інструменти для навчання, такі як інтерактивні модулі або симулятори, щоб забезпечити ефективну підготовку персоналу.
- Економічна ефективність: Оцінюється лише початкова ціна, але й загальна володіння вартістю, включаючи витрати на експлуатацію, технічне обслуговування та можливості майбутнього оновлення.

Висновки

Автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП) є ключовим елементом сучасної промисловості. Еволюціонувавши від простих механізмів до складних цифрових платформ з інтелектуальними можливостями, вони значно покращують виробничі процеси. АСК ТП не тільки підвищують продуктивність, але й гарантують безпеку, надійність, надають аналітичні дані та забезпечують інтеграцію з іншими інформаційними системами підприємства. Сьогодні, при розробці АСК ТП, необхідно виконати тенденції цифровізації, кібербезпеки, адаптивного управління та сталого розвитку. Саме така система визначає подальшу промисловість.

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2.2 ОГЛЯД ТА ПОРІВНЯННЯ СУЧАСНИХ SCADA-СИСТЕМ. ВИБІР ABB MICROSCADA. ЩО TAKE SCADA.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) - це система, яка дозволяє централізовано керувати та контролювати розподілені об'єкти в реальному часі.

Вони забезпечують збір даних, моніторинг процесів, а також віддалене управління обладнанням та технологічними процесами.

SCADA-системи зазвичай мають наступні складові:

- польові пристрої (датчики, контролери, RTU);
- сервер збору/обробки даних;
- базу даних (реального часу та історичну);
- HMI-інтерфейс (людино-машинний інтерфейс);
- мережеву інфраструктуру.

Таблиця 1.12 – Найпоширеніші SCADA-системи на ринку

SCADA-система	Розробник	Платформа	Підключень (орієнт.)	Швидкість	Надійність	Просто та використання	Підтримка стандартів
Siemens WinCC	Siemens (Німеччина)	Windows	1000+	Висока	Висока	Середня	OPC, IEC 60870, IEC 61850
Wonderware InTouch	AVEVA (Франція/США)	Windows	500–2000	Висока	Дуже висока	Висока	OPC, DDE, Modbus
iFIX	GE Digital (США)	Windows	~1500	Середня	Висока	Середня	OPC, SNMP
Ignition	Inductive Automation	Java-баз.	Без обмежень	Дуже висока	Висока	Висока	OPC UA, MQTT

Zenon	Cora-Data (Австрія)	Windows	~2000	Висока	Висока	Висока	OPC UA, IEC 61850
MicroSCADA X	ABB (Швейцарія)	Windows	1000+	Висока	Дуже висока	Висока	IEC 61850, DNP3, Modbus
Wonderware InTouch	AVEVA (Франція/США)	Windows	500–2000	Висока	Дуже висока	Висока	OPC, DDE, Modbus
Zenon	Cora-Data (Австрія)	Windows	~2000	Висока	Висока	Висока	OPC UA, IEC 61850
MicroSCADA X	ABB (Швейцарія)	Windows	1000+	Висока	Дуже висока	Висока	IEC 61850, DNP3, Modbus

Короткий огляд SCADA-систем

WinCC (Siemens): Популярне рішення для промислової автоматизації, особливо ефективно при роботі з обладнанням Siemens. Відрізняється розвиненими можливостями візуалізації, потребує детального налаштування для оптимальної роботи.

Wonderware InTouch: Виділяється проста розробка інтерфейсів людино-машини (HMI). Рекомендувала себе як надійна система з широкою сумісністю з широкими пристроями.

iFIX: Рішення, розрахування на великі промислові об'єкти. Надає потужні інструменти для аналізу даних, але вимагає значних зусиль при конфігурації.

Ignition: Сучасна SCADA-платформа, що працює через веб-браузер. Відрізняється гнучкістю та масштабованістю, але потребує навичок програмування на JavaScript та SQL.

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Zenon: Оптимізована для використання в енергетичній галузі та харчовій промисловості. Підтримується актуальні промислові протоколи та добре взаємодіє з розподіленими системами керування (DCS).

MicroSCADA X (ABB): Спеціалізована SCADA-система від ABB, розроблена для енергетичних об'єктів. Забезпечує повну інтеграцію з обладнанням ABB (реле захисту, RTU, IED), підтримує протокол IEC 61850, має вбудований візуальний редактор та оптимізований для роботи з географічно розподіленими енергетичними об'єктами.

Чому обрано ABB MicroSCADA

- ABB MicroSCADA X система була обрана для реалізації даного проєкту з наступних причин:
 - Спеціалізоване рішення для енергетики: Система розроблена з унікальними потребами енергетичних підприємств, включаючи електростанції, підстанції та розподільні мережі.
 - Відповідність галузевим стандартам: Повна підтримка протоколів IEC 61850 та IEC 60870-5-104 забезпечує безперебійну інтеграцію з сучасними інтелектуальними електронними пристроями (IED) та системами релейного захисту.
 - Гарантована безперебійна робота: забезпечує високу надійність за допомогою резервних серверів, дублювання каналів зв'язку та детального протоколювання, що мінімізує ризик простоти.
 - Зручний інтерфейс користувача: Інтуїтивно зрозумілий графічний інтерфейс дозволяє створювати наочні мнемосхеми підстанцій та відображати дані в режимі реального часу для оперативного моніторингу та управління.
 - Гнучка архітектури: Легко масштабується від невеликих об'єктів до великих диспетчерських центрів, задовольняючи потреби будь-якого масштабу.
 - Інтеграція з обладнанням ABB: Сумісність з програмним забезпеченням PCM600 та пристроями REC670 забезпечують пряму інтеграцію SCADA з налаштованими IED ABB, спрощуючи конфігурацію та управління.

Висновки

Ринок SCADA-систем представлений різноманітними рішеннями, що мають різну спеціалізацію. Якщо одні платформи більше підходять для виробництва

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

чи харчової промисловості, то ABB MicroSCADA є найбільш підходящою для енергетичного сектору. Її глибока інтеграція з пристроями ABB, підтримка енергетичних протоколів та можливість масштабування робить її найкращою для реалізації в енергосистемі.

2.3 ПРИКЛАДИ ВИКОРИСТАННЯ MICROSCADA

АВТОМАТИЗОВАНЕ КЕРУВАННЯ ПІДСТАНЦІЄЮ СЕРЕДНЬОГО КЛАСУ (110/35/10 КВ)

Система MicroSCADA є ключовим інструментом для контролю та управління роботою електропідстанцій середньої напруги. Вона збирає інформацію з пристроїв захисту, керує вимикачами, трансформаторами та іншим обладнанням. У разі виникнення проблем, таких як коротке замкнення або зникнення електроенергії, система миттєво повідомляє про це, фіксує всі події з точним часом та передає інформацію операторам. Завдяки цьому значно прискорюється реагування на аварії та досягається стабільність електропостачання.

Диспетчерське керування розподільчими мережами

MicroSCADA використовується як SCADA-система верхнього рівня в розподільних енергетичних мережах, забезпечуючи централізоване управління великою кількістю розподільних підстанцій. Інтеграція з польовим обладнанням (термінали, комунікаційні пристрої, RTU) реалізується за допомогою протоколів IEC 60870-5-104 та IEC 61850. Функціональність системи включає моніторинг стану комутаційного обладнання в реальному часі, дистанційне управління перемикачами та аналіз аварійних подій. Впровадження MicroSCADA дозволяє зменшити тривалість невідновленого електропостачання (SAIDI/SAIFI), забезпечити дистанційне управління без виїзду на об'єкт та підвищити ефективність роботи оперативного персоналу.

Інтеграція в інфраструктуру Smart Grid

Завдяки використанню MicroSCADA в рамках концепції «розумної мережі», традиційне обладнання енергосистемі інтегрується з сучасними цифровими пристроями, такими як автоматичні вимикачі, «розумні» лічильники та пристрої автоматичного повторного вмикання.

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Це дозволяє автоматизувати резервне живлення, дистанційно вибирати дані про споживання електроенергії та виявляти втрати в мережі.

2.4 СТРУКТУРА MICROSCADA: КОМПОНЕНТИ, ВЗАЄМОДІЯ, АРХІТЕКТУРА

Багаторівнева архітектура є ключовою характеристикою сучасних SCADA-систем, таких як MicroSCADA. Цей підхід забезпечує гнучкість, масштабованість та надійність системи. Модульна структура, де кожен рівень відповідає певному набору функцій, дозволяє створити інтегроване інформаційно-керуюче середовище, де рівні взаємодіють між собою для досягнення спільної мети.

Основні компоненти системи MicroSCADA

Польовий рівень (Field Level)

Даний рівень охоплює пристрої, які одночасно підключені до енергетичного обладнання:

- RTU (Remote Terminal Units) – дистанційно-керовані вузли збору даних.
- IED (Intelligent Electronic Devices) – цифрові пристрої захисту та автоматики (наприклад, реле).
- Сенсори та вимірювальні прилади – забезпечують аналогові та дискретні сигнали в реальному часі.
- Цифрові вимикачі та трансформатори – підключаються до SCADA для моніторингу та управління.

Комунікаційний рівень (Communication Layer)

Цей шар забезпечує обмін даними між польовими пристроями та серверною частиною:

- Мережеве обладнання – Ethernet-комутатори, маршрутизатори, медіаконвертори.
- Комунікаційні протоколи – IEC 61850, IEC 60870-5-104, DNP3, Modbus.
- Оптичні або радіоканали зв'язку – пристрій для передачі даних на великій відстані.

Серверний рівень (Server Layer)

Центральні елементи архітектури, дезосереджено обробки та зберігання даних:

- Основний сервер (Main Server) – виконує основні функції SCADA, зчитує дані, обробляє події.

- Резервний сервер (Redundant Server) – автоматично активується в разі відмови від основного.
- Сервер архіву (Historian Server) – зберігає історичні дані для аналізу, створення звітів.

Клієнтський рівень (HMI Layer)

Забезпечує взаємодію оператора з системою:

- Операторські робочі місця (HMI) – мімічні схеми, графіки, таблиці.
- Інженерне робоче місце – послуги для налаштування, діагностики, конфігурації.
- Веб-клієнти – надають можливість доступу до системи з віддалених ПК через браузер.

Інтеграційний рівень (Integration Layer)

Опціональний шар, що дозволяє взаємодію MicroSCADA з іншими корпоративними системами:

- Сервери OPC, SQL-бази даних, хмарні сервіси.
- Інтеграція з центрами диспетчеризації вищого рівня (наприклад, SCADA центр керування мережею).

Архітектурна побудова

Стандартна MicroSCADA має клієнт-серверну архітектуру з можливістю резервування на кожному ключовому вузлі:

- Дані з RTU/IED переходять через мережу до основного сервера.
- Сервер передає інформацію на клієнтські термінали оператора.
- Усі зміни фіксуються в журналі подій та архівах.
- У разі збою відбувається автоматичне перемикання на резервний сервер без втрати інформації.

Взаємодія між компонентами

Дані з польового рівня (наприклад, струм, напруга, стан вимикача) передаються до SCADA через стандартні протоколи.

Сервер MicroSCADA обробляє ці дані, виконує логіку, виводить результати на HMI.

Оператор може в реальному часі віддати команду на перемикання, що миттєво передається в зворотному напрямку до пристроїв.

Висновок

АСК ТП є ключовим елементом для ефективного та надійного управління виробництвом в умовах сучасної автоматизації. За останні роки ці системи еволюціонували від простих механізмів регулювання до складних цифрових рішень, які створюються на хмарних технологіях та виконуються базовий інтелект, машинне навчання та Інтернет-речей (IoT). АСК ТП важливий не тільки для підвищення продуктивності, але й для забезпечення безпеки, надійності, збору та аналізу даних, навіть для швидкого прийняття рішень. Крім того, вони інтегруються з іншими інформаційними системами підприємства, створюючи комплексну автоматизовану інфраструктуру.

MicroSCADA – це приклад сучасної АСК ТП з чіткою багаторівневою архітектурою, призначеної для ефективного моніторингу та управління енергетичною інфраструктурою будь-якої складності. Компоненти MicroSCADA, від польових пристроїв до інтерфейсів оператора, тісно взаємодіють, забезпечуючи високу надійність й швидкість обробки даних і прийняття рішень. Завдяки підтримці стандартних протоколів зв'язку, можливості масштабування та інтеграції з іншими системами, MicroSCADA є гнучкою системою, яка може адаптуватися до потреб різних об'єктів енергетичної мережі, від локальних підстанцій до великих диспетчерських центрів. Враховуючи швидкий розвиток технологій, важливо розробляти АСК ТП, які враховують глобальні тенденції цифровізації, кібербезпеки, гнучкості управління та сталого розвитку. Саме такі системи, як MicroSCADA, формують основу для енергетичної інфраструктури майбутнього. Вони не тільки оптимізують управління, але й роблять енергетичні мережі більш надійними та ефективними, підвищуючи рівень автоматизації та інтеграції з іншими технологіями. Впровадження таких систем підвищує продуктивність, безпеку та стабільність енергопостачання в умовах сучасних викликів.ивність, безпеку і стабільність енергопостачання в умовах сучасних викликів.

3. СИСТЕМА АСК ТП ДЛЯ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ

3.1 ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ПОБУДОВИ СИСТЕМИ АСК ТП ДЛЯ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ

Автоматизована система керування технологічними процесами (АСК ТП) на підстанції 110/10 кВ є невід’ємною складовою сучасної енергетичної інфраструктури. Вона забезпечує централізований моніторинг, управління, контроль та діагностику обладнання підстанції з підвищення надійності, оперативності та ефективності експлуатації об’єкта.

Призначення та основні функції АСК ТП

Автоматизована система керування технологічним процесом (АСК ТП) призначена для автоматизації операцій зі збору, обробки, зберігання та відображення даних про технологічний процес, а також для автоматичного або дистанційного керування обладнанням підстанції. До основних функцій системи належать:

- моніторинг параметрів електроенергії (струм, напруга, частота, потужність тощо);
- оперативне керування комутаційною апаратурою;
- контроль стану основного обладнання (вимікачів, трансформаторів, роз’єднувачів тощо);
- реалізація алгоритмів протиаварійної автоматики (АПВ, АОР, ЧАПВ);
- ведення архівів подій, аварій, вимірювань та сигналізації;
- інтеграція з вищими рівнями (диспетчерськими центрами) через протоколи зв’язку (наприклад, IEC 60870-5-104, IEC 61850).

Структура АСК ТП підстанції

Структура АСК ТП для підстанції 110/10 кВ включає такі рівні:

- Польовий рівень (первинне обладнання): Це через обладнання, яке працює в електричній мережі. До складу входять пристрої, що захищають обладнання від пошкоджень (релейний захист та автоматика), вимірювальні пристрої

(трансформатори струму та напруги, цифрові вимірювачі) та апаратура для вмикання та вимикання обладнання (комутаційна апаратура).

- Рівень інтелектуальних електронних пристроїв (IED): На цьому рівні розташовані мікропроцесорні пристрої, які збирають дані з польового рівня, обробляють їх, забезпечують логічні операції для керування обладнанням та передають інформацію на вищих рівнях.
- Серверно-комунікаційний рівень: Цей рівень забезпечує зв'язок між системами високого рівня. Він включає мережеве обладнання (маршрутизатори, комутатори, шлюзи) для передачі даних, а також сервери для зберігання даних (бази даних), систему управління (SCADA-сервери) та обмін даними з іншими системами (OPC-сервери).
- Рівень людино-машинного інтерфейсу (HMI): Цей інтерфейс, за допомогою якого оператори контролюють та керують системою. Він включає комп'ютери з програмним забезпеченням (робочі місця чергового персоналу), графічні панелі та SCADA-інтерфейси, які дозволяють візуалізувати стан обладнання в реальному часі.

Принципи побудови та проектування

Розробка автоматизованої системи керування технологічним процесом (АСК ТП) для підстанції 110/10 кВ базується на наступних ключових принципах:

- Гнучкість розвитку: Система має бути спроектована так, щоб її можна було легко масштабувати або оновити в майбутньому, не потребуючи кардинальної перебудови.
- Сумісність та інтеграція: Для забезпечення взаємодії між розширеними пристроями та системами, незалежно від виробника, необхідно використовувати загальноприйняті та відкриті протоколи зв'язку, такі як IEC 61850, Modbus, DNP3 та інші.
- Безперебійна робота: Для забезпечення стабільної роботи систем необхідно забезпечити резервні канали зв'язку, дублювання важливих компонентів та автоматичне перемикання на резервні ресурси у разі виникнення несправностей.
- Захист даних: Важливо забезпечити конфіденційність та цілість інформації шляхом використання захищених каналів зв'язку, контролю доступу до системи

					141.EK1102.001.ДБ	38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		
та обов'язкової аутентифікації користувачів.						
Засоби реалізації АСК ТП						
В АСК ТП сучасних підстанцій 110/10 кВ інтегровані:						
- Інтелектуальні електронні пристрої (IED) релейного захисту та автоматики, представлені лініями Relion (ABB), SIPROTEC (Siemens), Multilin (GE) та обладнанням Schneider Electric. - Програмне забезпечення, що включає SCADA-системи (MicroSCADA, SICAM, Zenon, WinCC) для візуалізації та керування, конфігуратори (PCM600, DIGSI, EnerVista) для налаштування IED, діагностичні інструменти (IEDScout, StationScout) для моніторингу та виявлення несправностей. - Мережеве обладнання промислового класу, таке як комутатори з підтримкою VLAN, GOOSE та MMS для забезпечення надійної та швидкої передачі даних, а також сервери баз даних та маршрутизатори для управління мережевим трафіком.						
Вимоги до АСК ТП						
Щоб автоматизована система керування технологічним процесом (АСК ТП) працювала бездоганно, вона повинна відповідати наступним критеріям:						
- Швидкість реагування: Миттєва обробка даних та виконання команди, щоб забезпечити оперативне управління. - Висока точність: Вимірювальні прилади повинні відповідати стандартам точності, необхідним для процесу коректного контролю. - Збереження даних: Наявність архівів та журналів для зберігання інформації про систему роботи, що дозволяє проводити аналіз та покращувати її роботу. - Інтуїтивно зрозумілий інтерфейс: зручний та простий у використанні інтерфейсу оператора (HMI), що забезпечує швидкий доступ до інформації та легке управління.						
3.2 ОПИС РЕАЛІЗАЦІЇ КОНФІГУРАЦІЇ РСМ У ПРОЕКТІ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЮ REF615						
В ході реалізації проекту була розроблена конфігурація для мікропроцесорного пристрою P3A REF615 (ABB) за допомогою програмного середовища РСМ600.						
пристрою P3A REF615 (ABB) за допомогою програмного середовища РСМ600.						
						Арк.

PCM600 забезпечує комплексний підхід до конфігурації, параметризації, моніторингу та діагностики пристроїв серії 600.

Для початку роботи в PCM600 було створено новий проект та імпортовано модель пристрою REF615 (можливе використання файлів .cid/.iid для інтеграції з IEC 61850). Після імпорту було здійснено налаштування конфігурації, включаючи параметри захисту, логічні функції, комунікаційні налаштування та призначення входів/виходів.

Конфігурація реалізована на основі функціональних блоків (захист, таймери, логічні елементи AND/OR, генератори тривоги), пов'язаних між собою внутрішніми логічними змінами. Ці змінні здійснюються обмін повідомленнями між блоками та реалізацією заданої логіки роботи захисту та автоматики.

Вхідні сигнали з апаратного рівня (дискретні входи, сигнали від вимірювальних трансформаторів) ініціюють відповідні дії функціональних блоків. Результати обробки передаються через вихідні сигнали на фізичні виходи (релейні контакти) або LED-індикатори, що забезпечують керування та візуалізацію стану пристрою. Детальний опис використаних функціональних блоків та їх призначення, включаючи реалізацію захисту від перезавантаження та коротких замикань, наведено нижче на рисунку 3.2.1):

- **DPHLPDOC** — трифазний спрямований максимальний струмовий захист із підвищеною чутливістю. Забезпечує захист при напрямлених коротких замиканнях.
- **PHIPTOC** — трифазний ненаправлений максимальний струмовий захист (відсічка), що спрацьовує при коротких замиканнях незалежно від напрямку струму.

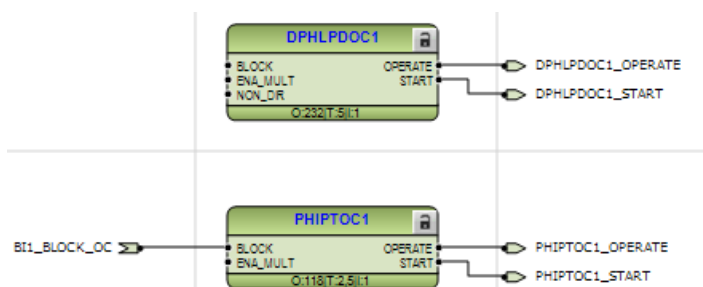


Рисунок 3.2.1 — трифазний спрямований та ненаправлений МСЗ

Захисти від замикань на землю (Рисунок 3.2.2):

- **DEFLPDEF** — спрямований чутливий захист від замикань на землю.
- **DEFHPDEF** — спрямований захист грубого ступеня від замикань на землю.
- **INTRPTEF** — захист від перехідних або переміжних замикань на землю.
- **EFHPTOC** — ненаправлений захист від замикань на землю з використанням обчисленого струму нульової послідовності ($3I_0$).

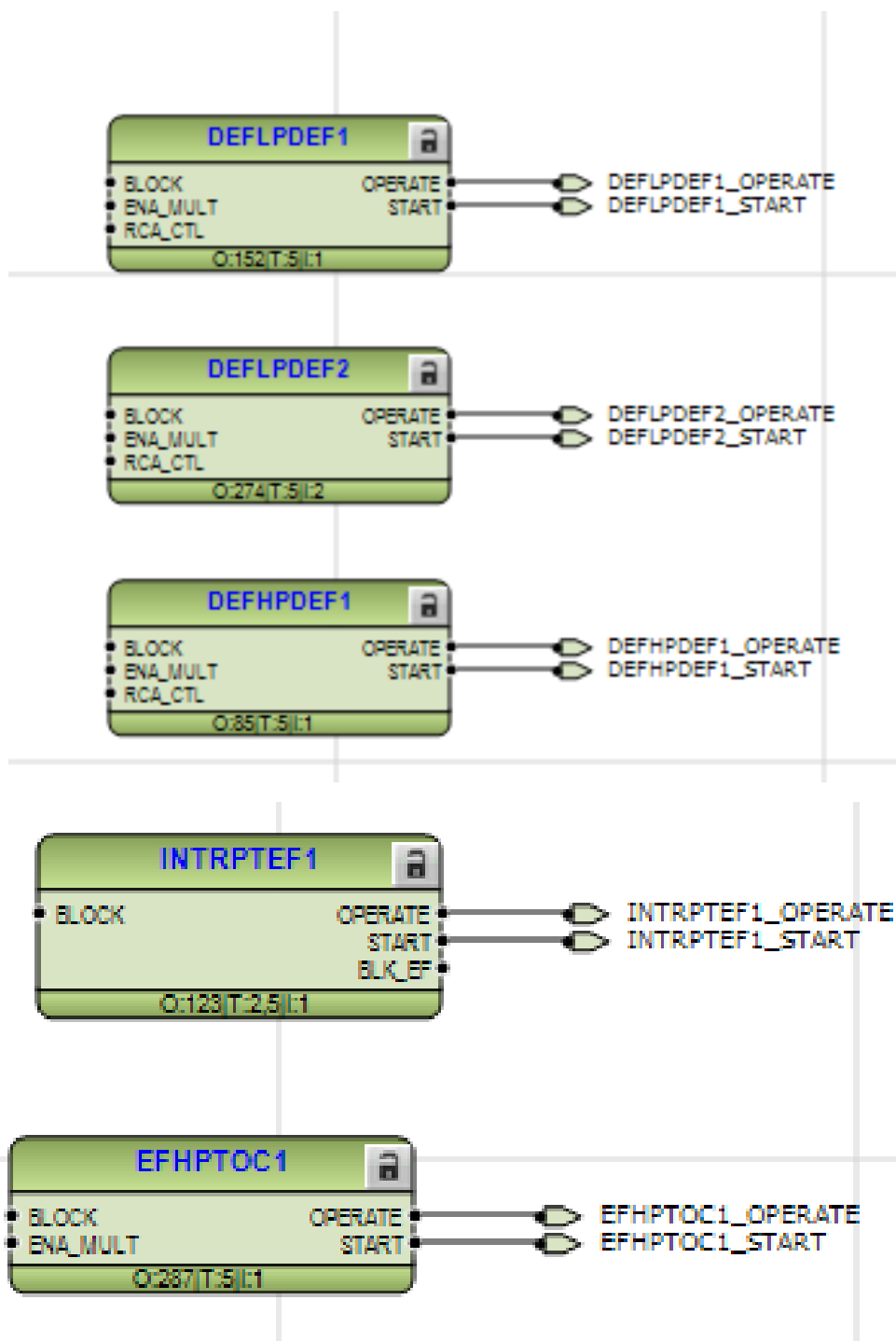


Рисунок 3.2.2 — Захисти від замикань на землю

Захисти послідовності фаз (рисунок 3.2.3):

- NSPTOC** — захист по струму зворотної послідовності, що реагує на асиметрію в системі.
- PDNSPTOC** — захист від обриву фази, який забезпечує виявлення однієї з найтипівіших аварійних ситуацій в електромережах.

Рисунок 3.2.3 — Захисти послідовності фаз

Температурний та частотний захист (рисунок 3.2.4 та рисунок 3.2.5):

- T1PTTR1** — трифазний тепловий захист для фідерів, кабелів і силових трансформаторів розподільчих мереж.
- FRPFRQ1** — захист за частотою, що реагує на відхилення частоти від заданих меж.

Рисунок 3.2.4 — Температурний та частотний захисти

Функції управління та резервування(рисунок 3.2.5):

- **CCBRBRF1** — функція резервування відмови вимикача (УРВ), яка підвищує надійність відключення у разі неспрацювання основного вимикача.
- **CBXCBR** — управління вимикачем.
- **SSCBR** — контроль стану вимикача.
- **TCSSCBR** — контроль ланцюгів відключення вимикача.

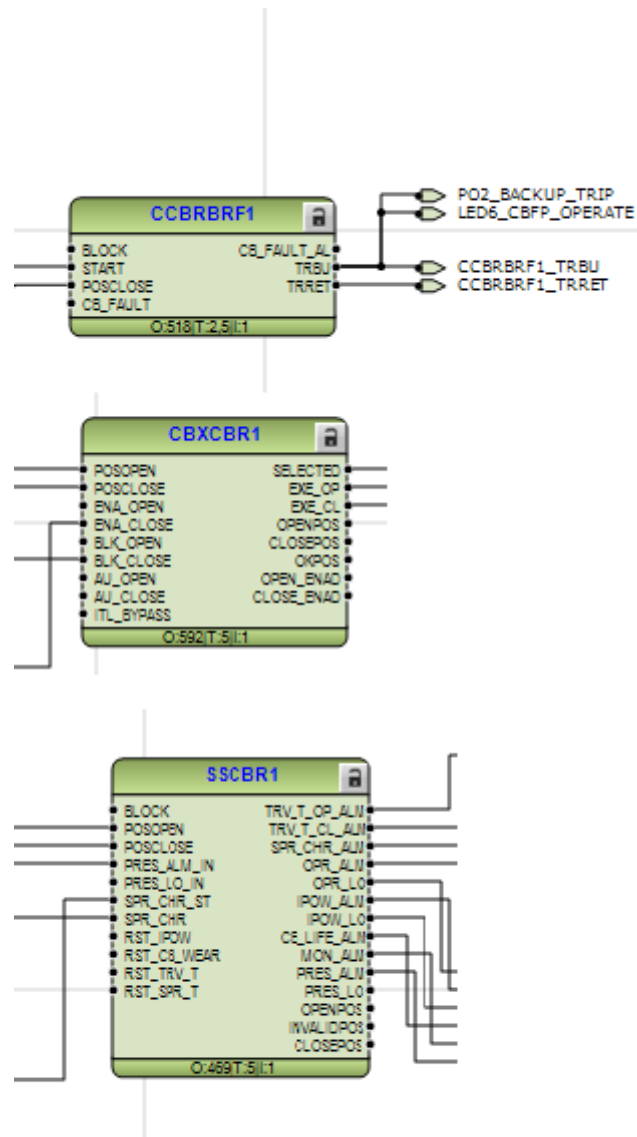


Рисунок 3.2.5 — Функції управління та резервування

Захисти від відхилень напруги (рисунок 3.2.7):

- **PHPTOV** — трифазний захист від підвищення напруги.
- **PHPTUV** — трифазний захист від зниження напруги.
- **PSPTUV** — захист прямої послідовності від зниження напруги.
- **NSPTOV** — захист зворотної послідовності від підвищення напруги.
- **ROVPTOV** — захист нульової послідовності від підвищення напруги.

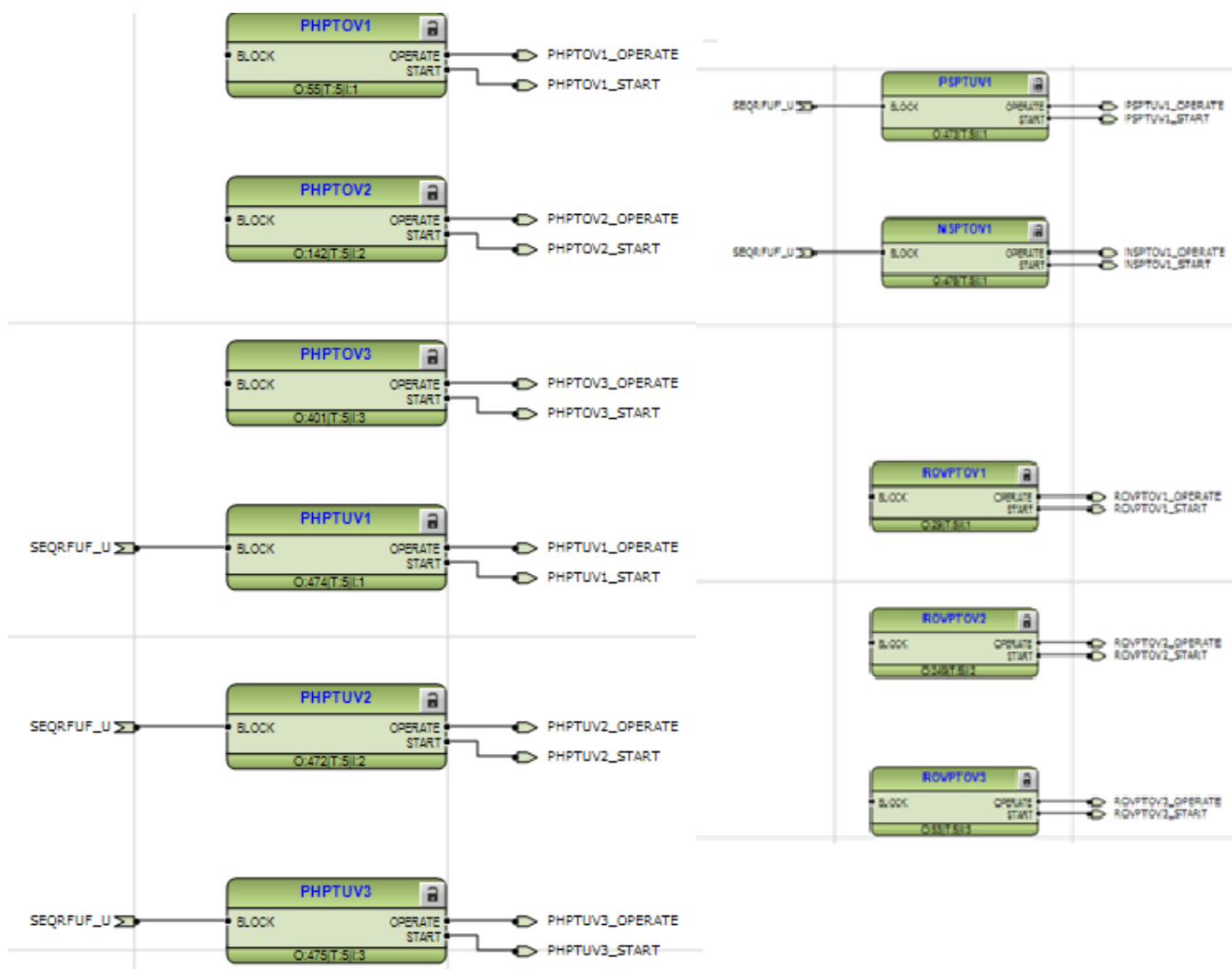


Рисунок 3.2.7 — Захисти від відхилень напруги

Індикація, моніторинг та автоматичне повторне включення (рисунок 3.2.8):

- **RDRE** — блок аварійного осцилографа, до якого спрямовуються сигнали з інших функціональних блоків для аналізу та подальшої індикації за допомогою LED-індикаторів.
- **DARREC** — функція автоматичного повторного включення (АПВ).

- **SECRSYN** — функція контролю синхронізму та напруги при паралельному підключенні джерел.

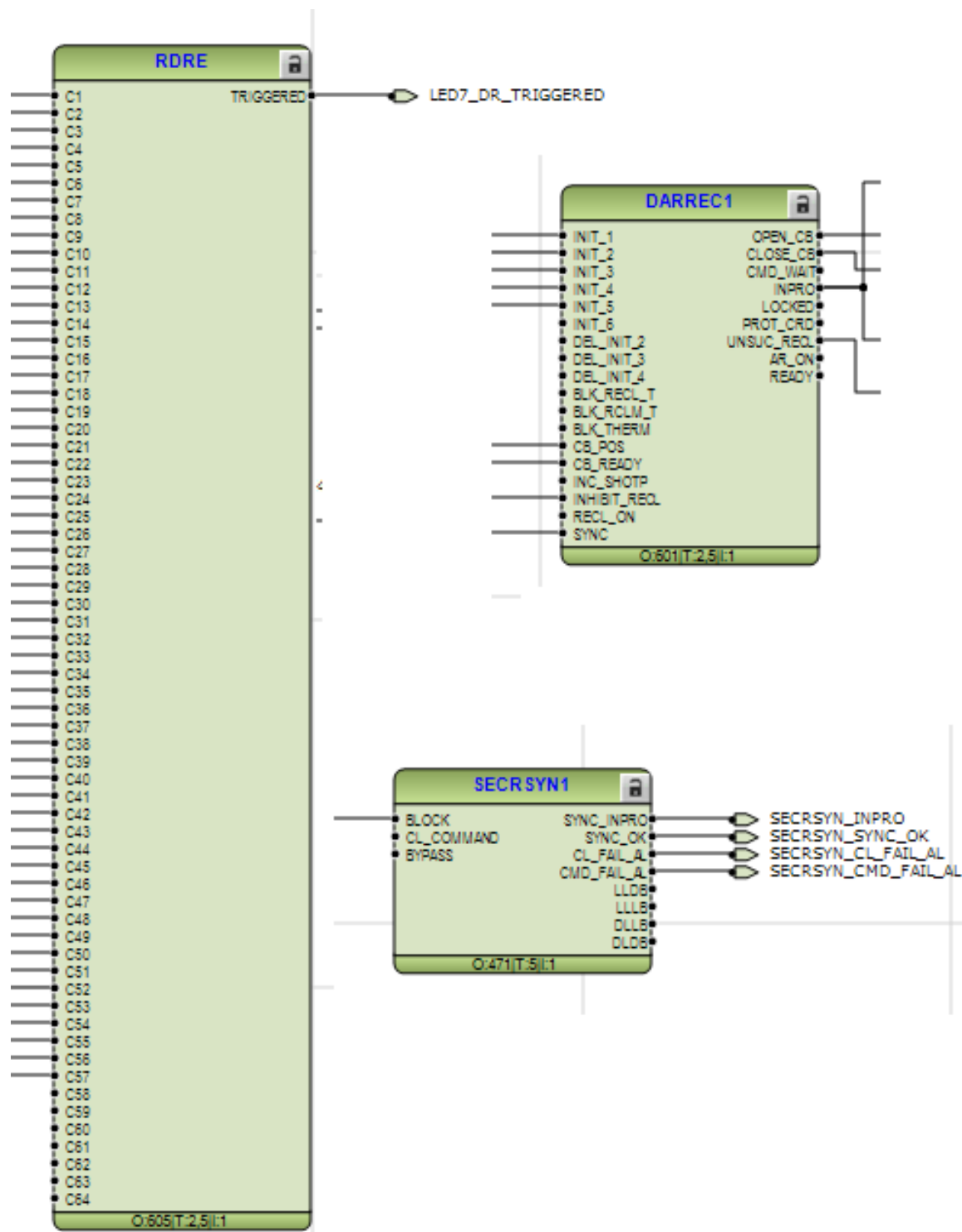


Рисунок 3.2.8 — Індикація, моніторинг та автоматичне повторне включення

Що це блок для осцилограм, при спрацюванні реф 615, а саме дугового захисту, що предст. На рисунку 3.2.8 - запускається запис осцилограми, що предствл. Виконанням в РСМ600 блок - RDRE.

Індикація положення апаратури (рисунок 3.2.9):

- **DCSXSWI** — індикація положення роз'єднувача.
- **ESSXSWI** — індикація положення заземлювального ножа.

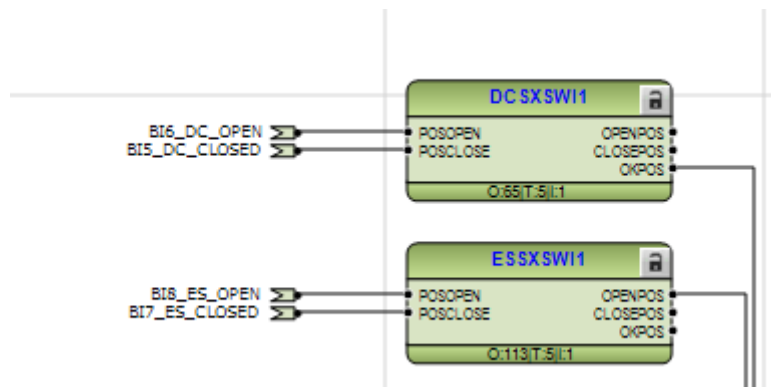


Рисунок 3.2.9 — Індикація положення апаратури

Таймери, дуговий захист та логіка (рисунок 3.2.10):

- **TPGAPC** — таймер мінімальної тривалості імпульсу, застосований у двох екземплярах.
- **ARCSARC** — дуговий захист, що забезпечує миттєве спрацювання при виявленні електричної дуги.
- **TRPPTRC** — логічний блок для організації відключення.

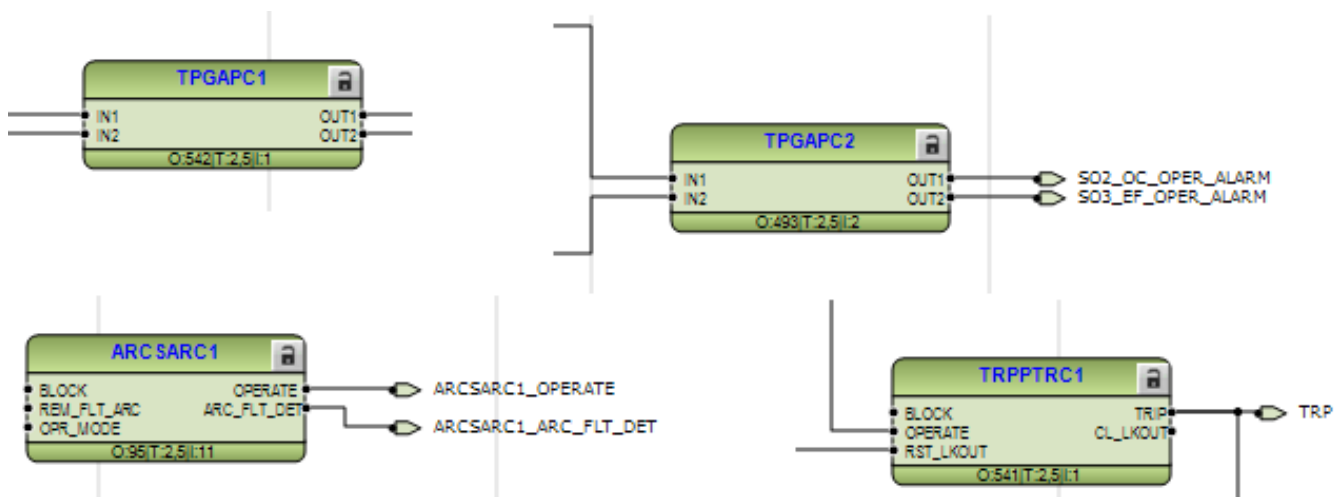


Рисунок 3.2.10 — Таймери, дуговий захист та логіка

Фінальний крок конфігурації в РСМ600 (рисунки 3.2.11, 3.2.12) – це створення вихідних змінних, які показують поточний стан системи. Ці зміни є результатом обробки вхідних сигналів та логіки, визначеної в попередніх етапах налаштування.

Вихідні сигнали конфігуруються для виведення на фізичні термінали пристрою або для відображення на LED-індикаторах передньої панелі, забезпечуючи миттєву візуалізацію спрацювання, станів та аварій. Для детального аналізу та моніторингу цих сигналів у реальному часі використовуйте "Signal Matrix" у РСМ600. Матриця сигналів дає можливість детально відстежувати логічний потік даних у системі, показуючи, як вхідні сигнали перетворюються через проміжні зміни на вихідні команди, а також як внутрішні логічні сигнали, пов'язані з фізичними виходами. Це значно покращує діагностику несправностей, тестування функціональності та перевірку відповідності конфігурації системи заданим вимогам.



Рисунок 3.2.11 – Фізичні виходи та входи в РСМ600

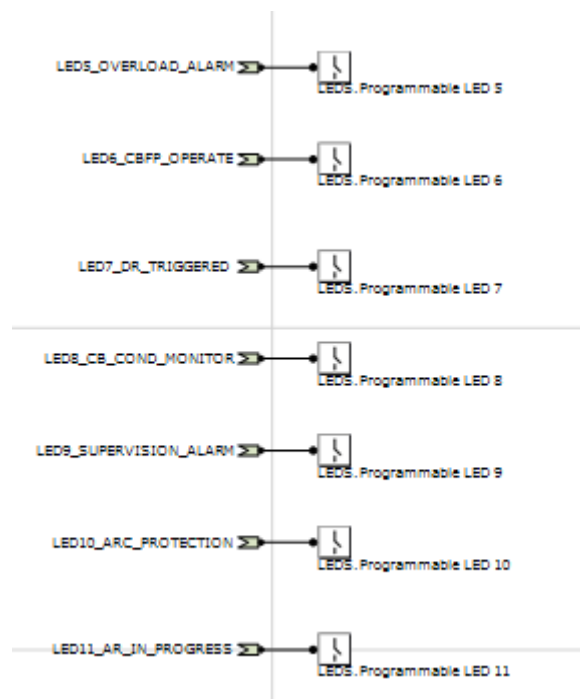


Рисунок 3.2.12 – LED-індикатори

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

141.EK1102.001.ДБ

Арк.

47

3.3 ВТЯГУВАННЯ ПРИСТРОЮ ДО MICROSCADA

Конфігурація OPC-сервера є ключовою процедурою для забезпечення належної взаємодії між сервером та пристроями автоматизованої системи керування. Після завершення конфігурації необхідно провести верифікацію зв'язку, зокрема, підтвердити успішне отримання інформаційних пакетів від відповідного пристрою. У випадку виявлення помилок під час тестування комунікації, це свідчить про некоректну конфігурацію OPC-сервера та, як наслідок, якщо або спотворення даних, що неможливе функціонування системи моніторингу або керування. Таким чином, коректність налаштування OPC-сервера є необхідною передумовою для забезпечення надійної роботи системи збору та обміну даними, що наочно продемонстровано на рисунку 3.3.1.

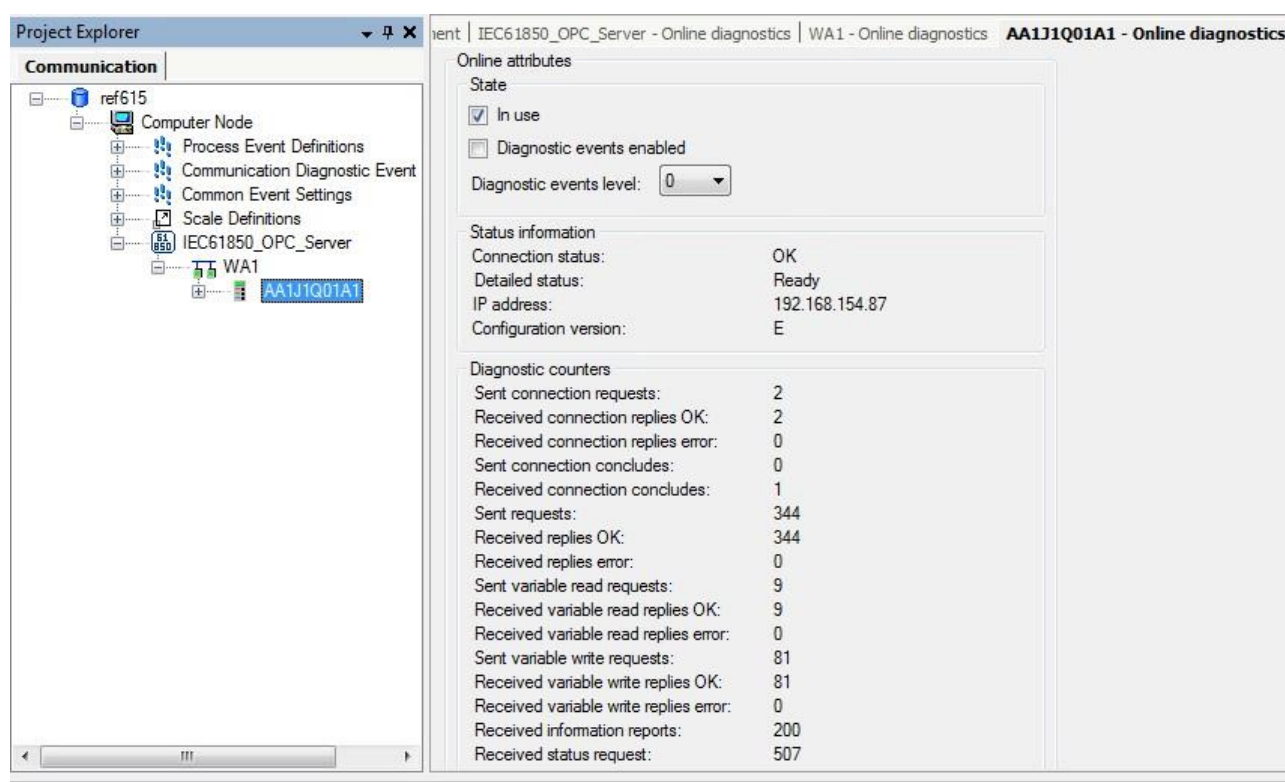


Рисунок 3.3.1 - Тестування комунікації

У MicroSCADA Pro SYS600, для забезпечення безперебійної взаємодії між OPC-сервером та обладнанням автоматизованих систем, критично робиться правильна настройка інтерфейсу OPC. Цей процес включає в себе створення та конфігурацію проєкту, в якому створюється об'єкт, параметри комунікації та теги, які використовують для обміну даними. Ключовим етапом є прив'язка

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

створеного проекту до OPC-сервера. Це дозволяє серверу коректно отримувати та обробляти інформацію, що надходить від підключених пристроїв, забезпечувати синхронізацію між структурою даних проекту та сервером. Неправильна конфігурація OPC-сервера або наявність прив'язок проекту може призвести до помилок зв'язку, окремих даних або інших проблем. Тому для надійної роботи системи необхідно перевірити всі налаштування та забезпечити правильну інтеграцію проекту з OPC-сервером (рисунки 3.3.2 та 3.3.3).

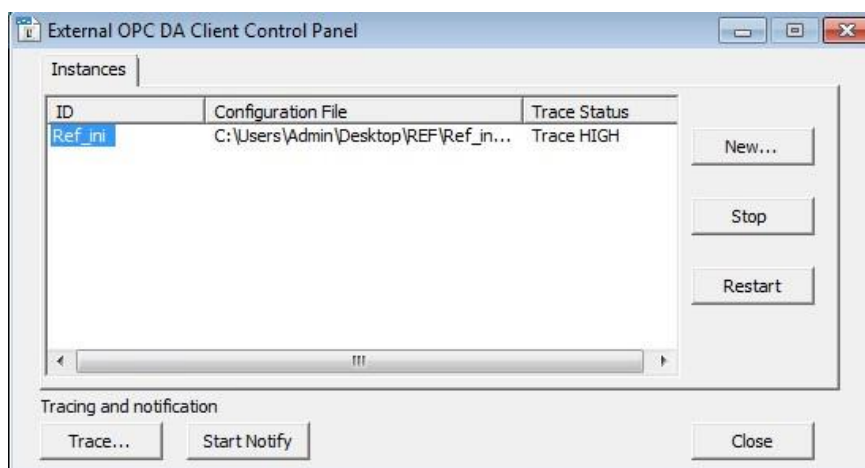


Рисунок 3.3.2 - Прив'язка створеного проекту до OPC-сервера

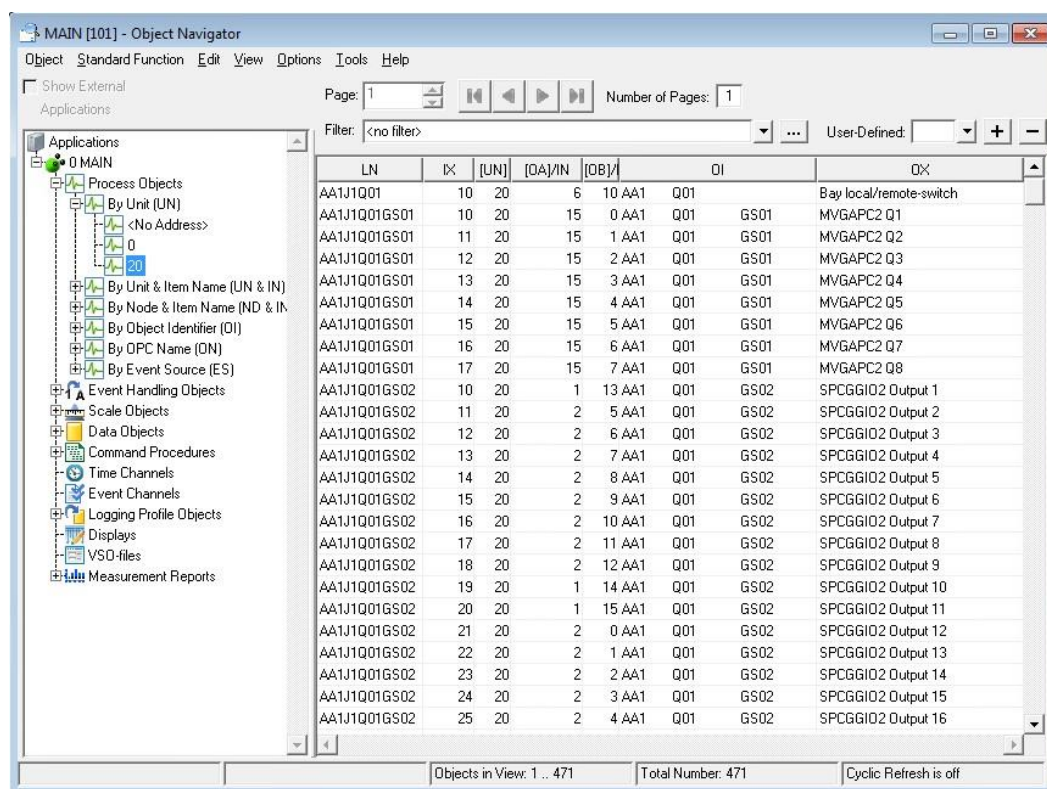


Рисунок 3.3.3 - Структура об'єкта та сигнали у Object Navigator (MicroSCADA)
Схема підключення пристрою до SCADA-системи (рисунки 3.3.4) показує, як пристрій адресується в мережі SCADA. Для цього використовують три параметри: об'єктне посилання (1), вузлову адресу (2) та станційну адресу (20).

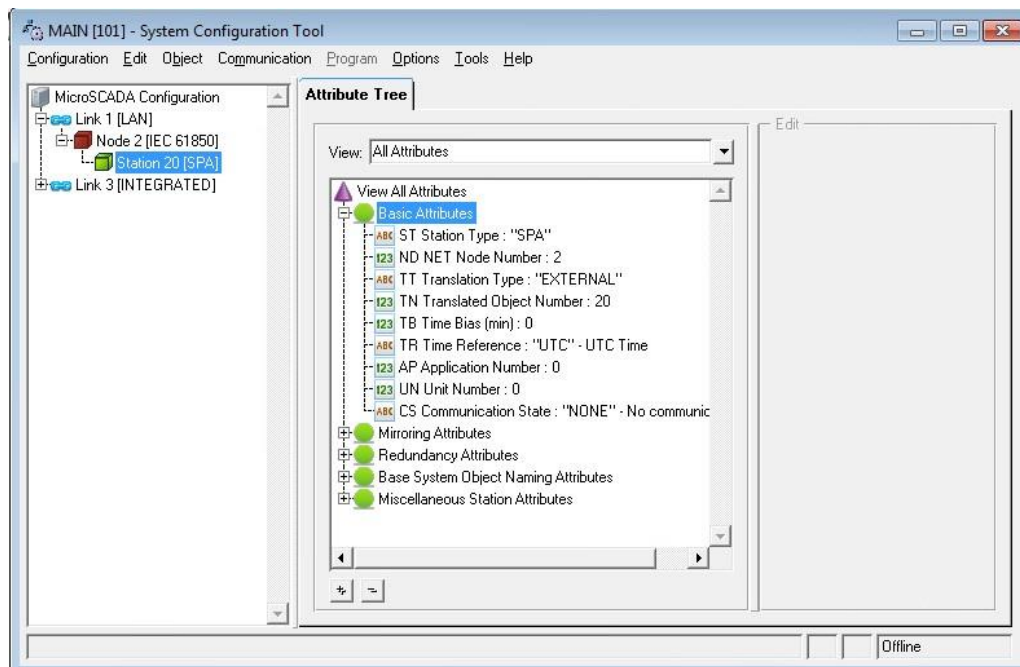


Рисунок 3.3.4 - Схема підключення пристрою до SCADA-системи

Натискання на сигнал відкриває доступ до його детального опису, додаткових відомостей та можливостей конфігурації. Назва сигналу в головному меню відображає його повний шлях у проекті, а також інформацію про його прив'язку до станції та адресу в пам'яті (блок і біт). (Рисунок 3.3.5).

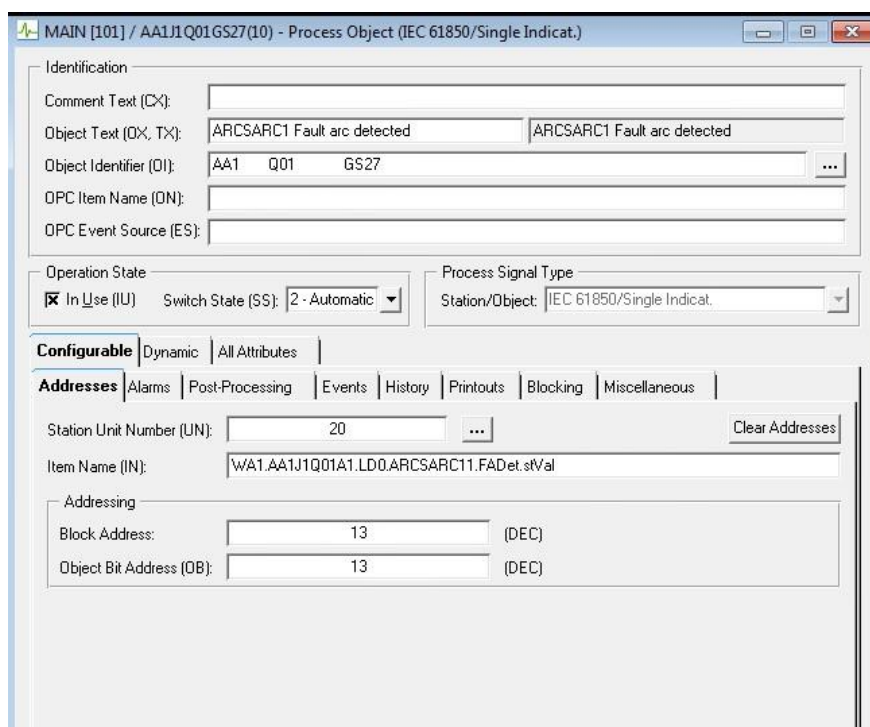


Рисунок 3.3.5 – Опис сигналу

					141.ЕК1102.001.ДБ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		50

Аварійне спрацювання захисту від негайної передачі сигналу тривоги в SCADA-систему. Цей сигнал, позначений червоним кольором, вказує на критичний стан, що вимагає тривалого реагування, і має найвищий пріоритет у системі оповіщення (Рисунок 3.3.5).

Alarm Display Template 1 (No Preconfiguration) - Monitor Pro / 1 - MAIN [User: MicroSCADA]

Main
Navigate
View
Settings
Tools
Alarm Template 1
Help

ALARM DISPLAY TEMPLATE 1 - <No Preconfiguration>

Alarm 2025-05-26 17:31:14.975 AA1 Q01 PLEDP Global conditioning Operate

PERSISTING ALARMS

Count: 9

#	Activation time (Y...	Station	Bay	Device	Object Text	Status
1	2025-05-26 17:31:...	AA1	Q01	PTRPP	TRPPTRC2 Operate input signal	Alarm
2	2025-05-26 17:31:...	AA1	Q01	PTRPP	TRPPTRC1 Operate input signal	Alarm
3	2025-05-26 17:31:...	AA1	Q01	PLEDP	Global conditioning Operate	Alarm
4	2025-05-26 17:31:...	AA1	Q01	PARCP	ARCSARC1 Operate	Alarm
5	2025-05-26 16:22:...	AA1	Q01	M04F1	Frequency f	Ack.
6	2025-05-26 16:21:...	AA1	Q01	Q2	Disconn. position indication	Ack.
7	2025-05-26 16:21:...	AA1	Q01	Q3	Disconn. position indication	Ack.

FLEETING ALARMS

Count: 0

#	Activation time (Y...	Station	Bay	Device	Object Text	Status

Рисунок 3.3.5 - Аварійне спрацювання захисту

У середовищі Display Builder системи MicroSCADA SCADA розроблено мнемосхему (рисунок 3.3.6), на якій зображені ключові елементи основного обладнання: візок (Т), автоматичний вимикач (В), заземлювач (ЗН) і сигнал спрацювання дугового захисту.

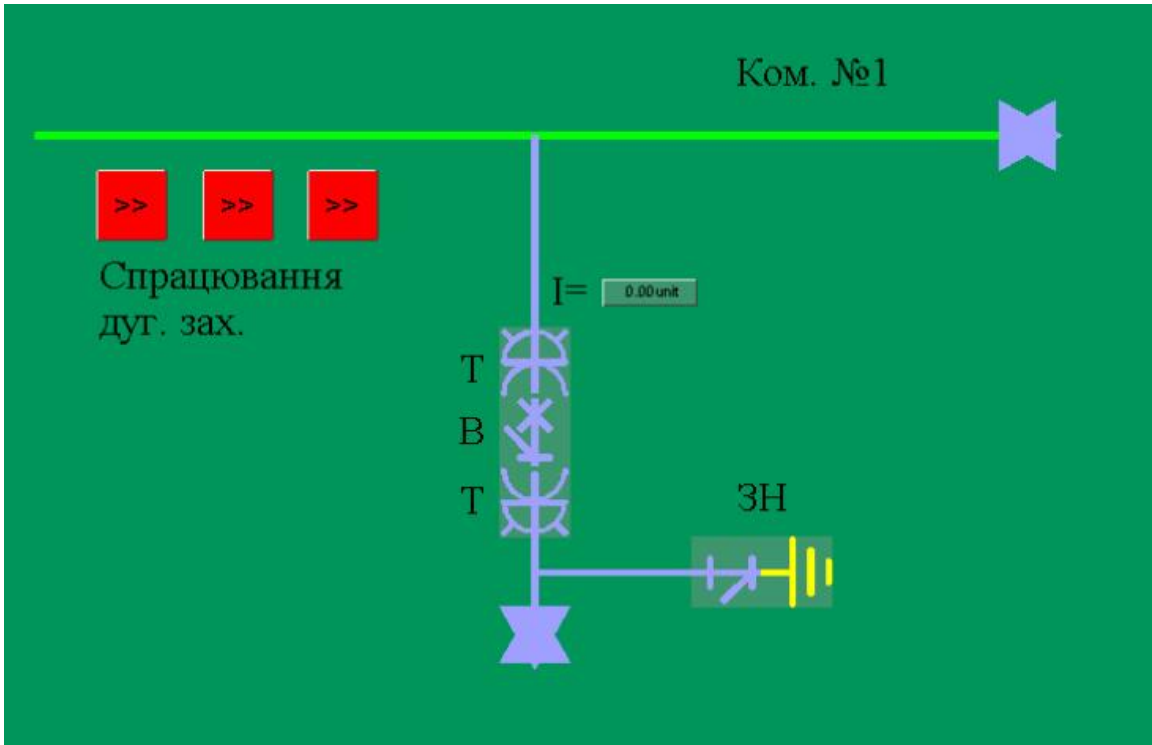


Рисунок 3.3.6 – Мнемосхема з ключовими елементами

Наступним кроком є прив'язування сигналів, отриманих від реле REF615, до відповідних графічних об'єктів мнемосхеми, як показано на рисунках 3.3.7, 3.3.8. який, зв'язаний стани наступних елементів:

- візка (позиції вкат/викат),
- вимикача (стан вкл/викл),
- заземлювального ножа (в положенні замкнено/розімкнено),
- сигналу спрацювання дугового захисту.

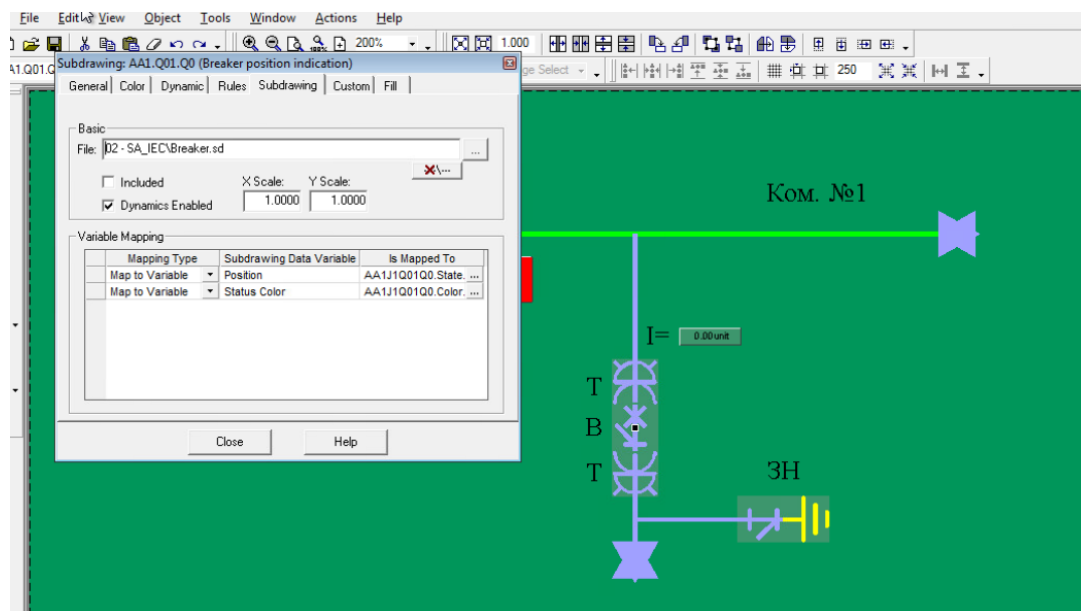


Рисунок 3.3.7 - Прив'язування сигналів вимикача

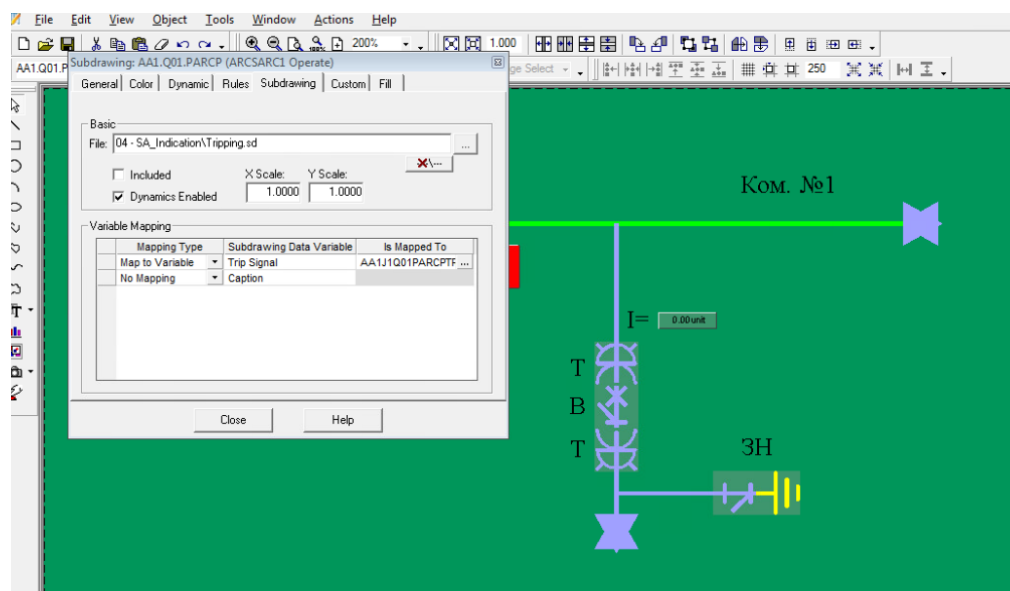


Рисунок 3.3.8 - Прив'язування сигналів візка

Після завершення прив'язки сигналу перевірте в реальному часі, чи правильно сигнал відображатиметься на моєму схемі. На рисунку 3.3.9 наведено приклад усіх сигналів, успішно інтегрованих в об'єкт мнемосхеми, що підтверджує працездатність сигналу. На рисунку 3.3.10 – наведено виведений стан візку.

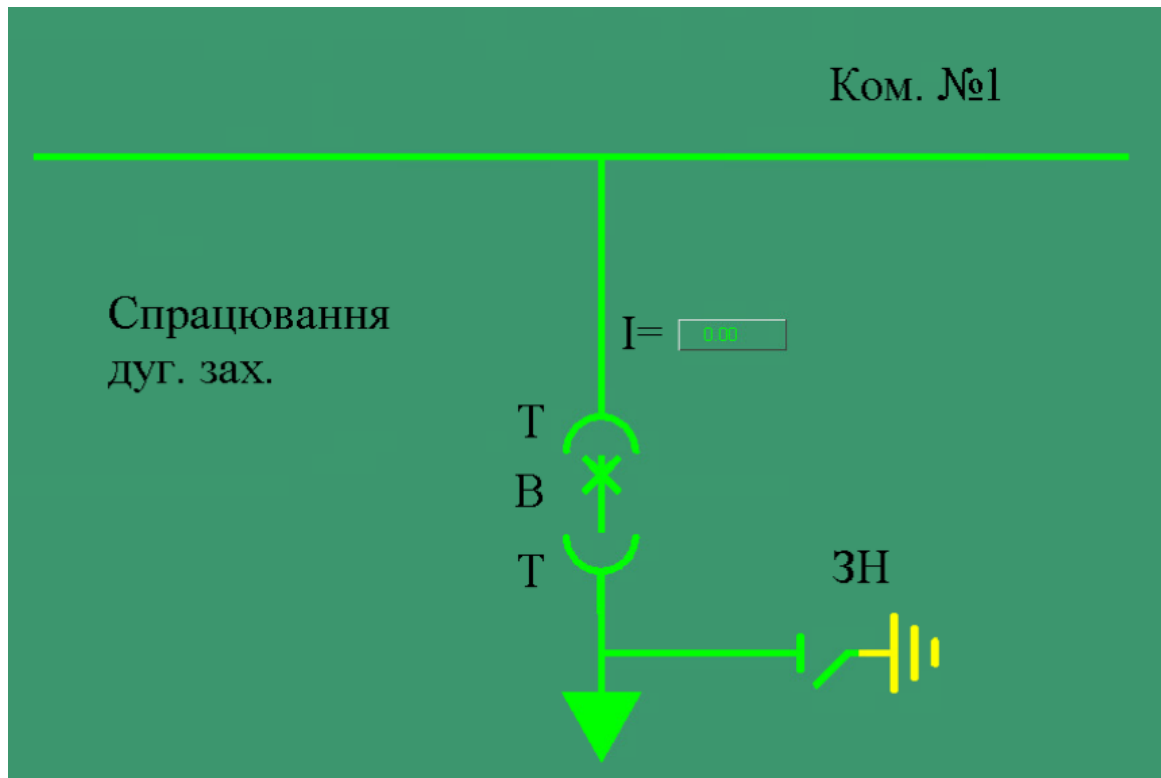


Рисунок 3.3.9 – Мнемосхема з підключеними сигналами

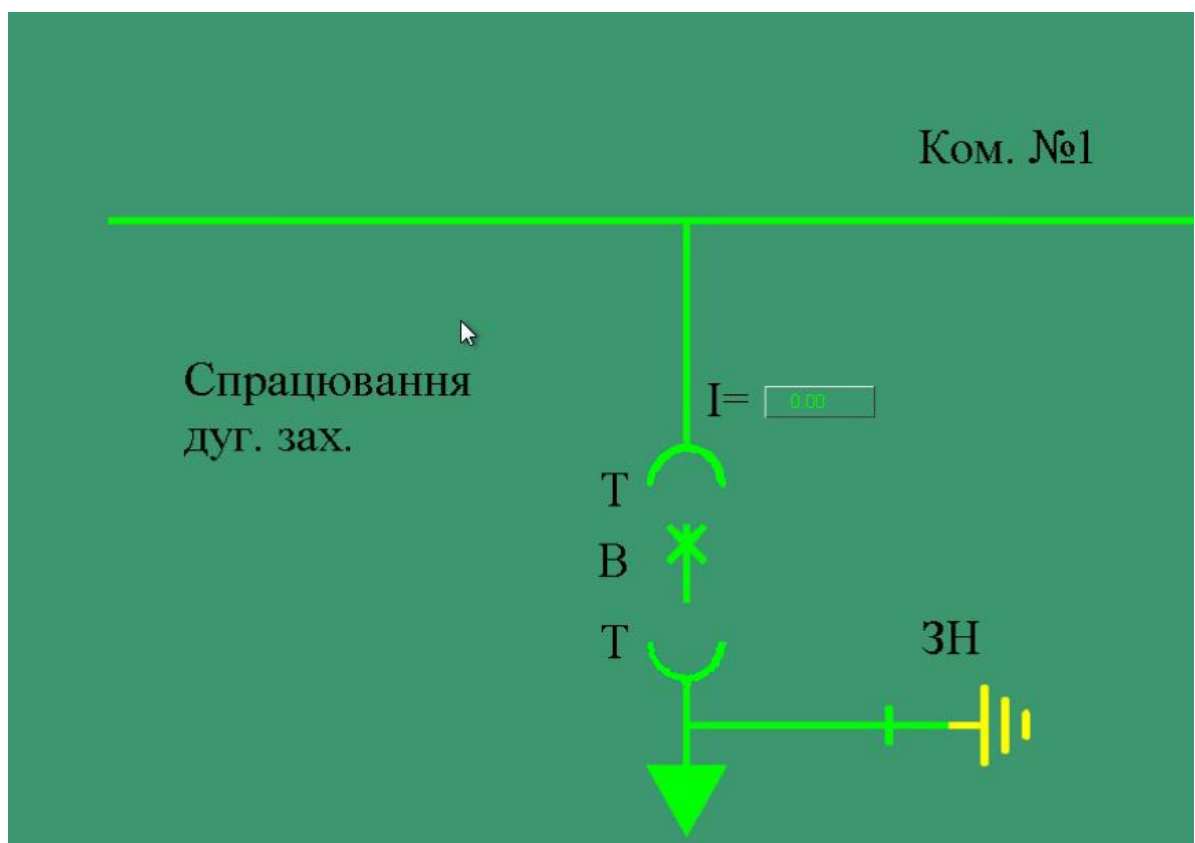


Рисунок 3.3.10 - Виведений стан візку

На наступному кадрі мнемосхеми можна побачити відображення стану заземлювального ножа (Рисунок 3.3.11) при його спрацюванні.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

141.EK1102.001.ДБ

Арк.

53

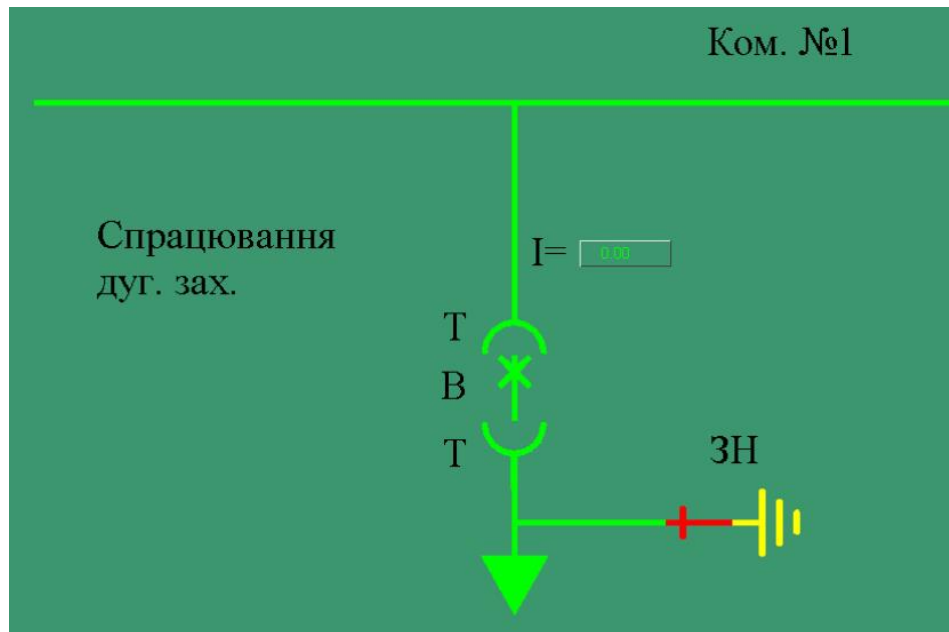


Рисунок 3.3.11 – Спрацювання ЗН

Мнемосхема (рис. 3.3.12) показує стан дугового захисту. Індикація спрацювання з'являється лише при фактичній активації захисту, супроводжуючись миготінням індикаторів. Важливо: будь-які зміни в конфігурації мережі (вимикачі, положення візків) підсвічуються червоним. Для зняття цього підсвічування необхідно підтвердити відповідні сигнали в "журналі подій".

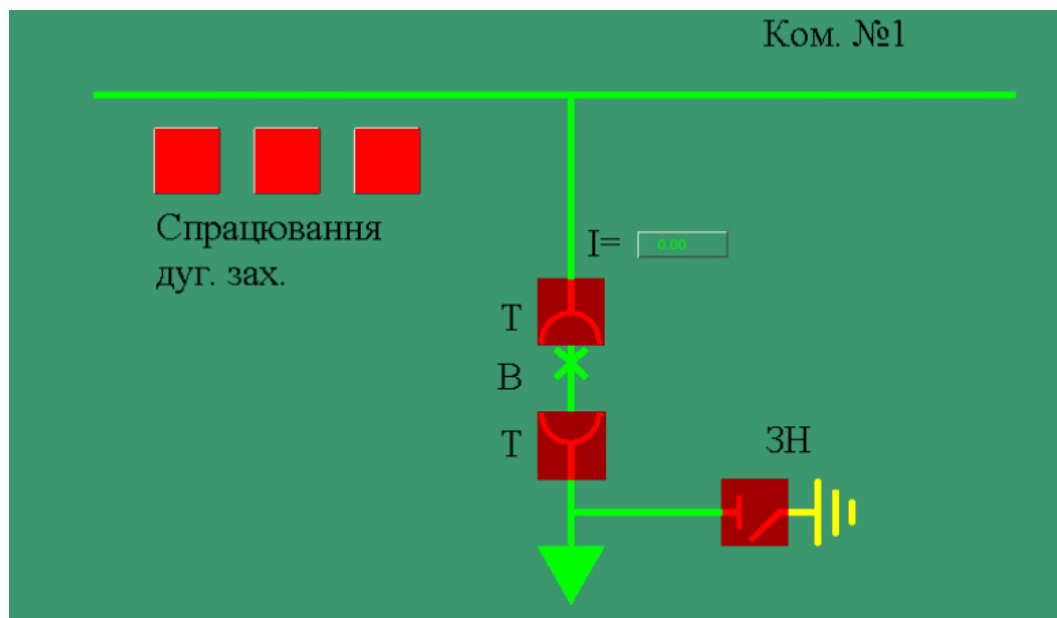


Рисунок 3.3.12

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

141.EK1102.001.ДБ

Арк.

54

Представлена мнемосхема забезпечує наочне представлення стану ключових складових електроустановок. Локальний характер функціонування сигналів дає можливість проводити попереднє тестування проекту в ізолюваному середовищі, без необхідності фізичного підключення (див. рисунок 3.3.13).

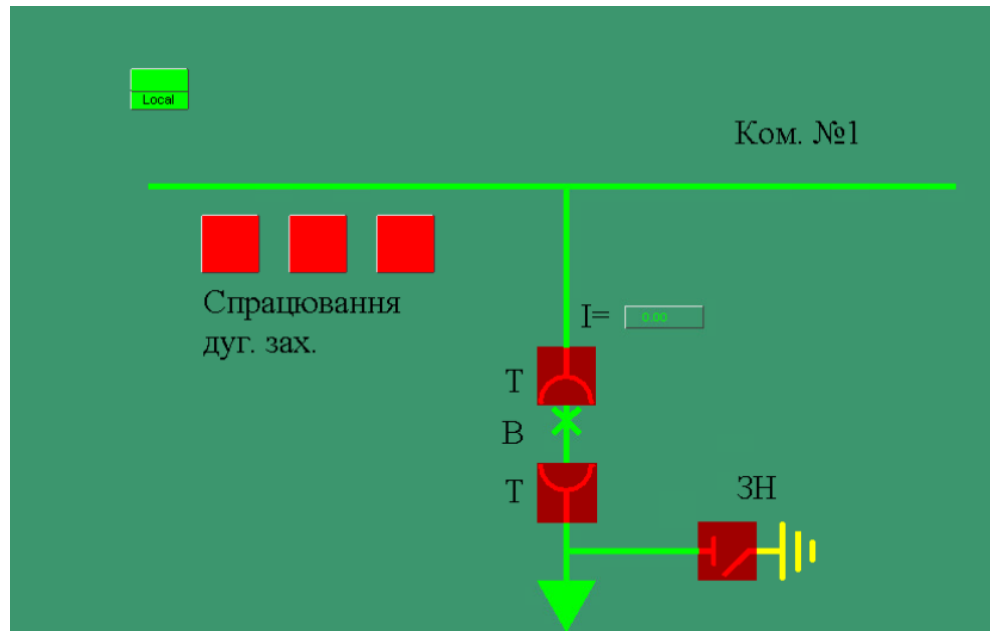


Рисунок 3.3.13

Висновки

У цьому розділі описано процес створення та впровадження АСК ТП для підстанції 110/10 кВ. Розглянуто структуру, функціональність, технічні вимоги та принципи проектування системи. Особливий акцент зроблено на практичній реалізації з використанням мікропроцесорного пристрою РЗА REF615, яке було налаштовано в середовищі РСМ600. Описано процес інтеграції REF615 з SCADA-системою MicroSCADA, що дозволило створити візуалізацію даних телеметрії та стану обладнання. Проведене тестування підтвердило коректність роботи системи, яка забезпечує надійний контроль, захист та управління обладнанням підстанції, що відповідає сучасним вимогам до автоматизованих систем.

ВИСНОВОК

Кваліфікаційна робота присвячена комплексному аналізу можливостей автоматизації електричної підстанції 110/10 кВ. Проведено техніко-інженерний та інформаційно-аналітичний огляд її функціонування з впровадженням сучасних систем релейного захисту, вимірювання, управління та моніторингу. У першому розділі детально описано структуру, обладнання та режими роботи підстанції, з акцентом на виборі оптимальних силових трансформаторів (ТРДН-40000/110 та ТРДЦН-63000/110), комутаційної апаратури та засобів вимірювання та захисту. Особливу увагу приділено характеристикам вимірювальних трансформаторів струму та напруги, які є критичними для забезпечення точності роботи системи релейного захисту та обліку. Щоб зрозуміти, як система буде реагувати на аварії, було розраховано струми короткого замикання в двох важливих точках (К1 та К2). Ці розрахунки допомогли розмістити, наскільки велике навантаження може отримати обладнання. Знання початкових значень струмів короткого замикання, особливо ударних, необхідне для правильного налаштування захисту. На цих основах розрахунків було підібрано релейний захист, який швидко реагуватиме на аварійну ситуацію.

При виборі пристрою релейного захисту порівнювали ABB REF615 та Schneider Electric Sepam S20. Враховували свої можливості, підтримку різних протоколів, зручність підключення та налаштування. В результаті було використано більше ABB REF615, а потім він краще підходить для сучасних цифрових підстанцій. Він підтримує стандарт IEC 61850, GOOSE-повідомлення та має зручну програму РСМ600 для налаштування. В другому розділі дослідження представлено теоретичні та історичні аспекти розвитку автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСК ТП), з акцентом на їх трансформації до сучасних цифрових платформ, які використовують хмарні технології, IoT, SCADA та штучний інтелект. Визначено ключові вимоги до сучасних АСК ТП, враховуючи технічні, безпечні, масштабовані, надійні та сумісні аспекти. Ключовим елементом розділу є аналіз сучасних SCADA- систем, включаючи порівняння

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Siemens WinCC, Wonderware InTouch, Ignition, Zenon та MicroSCADA X. На основі цього аналізу обґрунтовано вибір ABB MicroSCADA X як оптимального рішення для енергетичної галузі, за допомогою її спеціалізованих функцій, підтримки енергетичних протоколів (IEC 61850, IEC 60870-5-104) та висока надійність, що робить її ідеальною для критично важливих енергетичних об'єктів. У третьому розділі описано практичну реалізацію АСК ТП для підстанції 110/10 кВ. З використанням програмного забезпечення РСМ600 було налаштовано пристрій ABB REF615, який забезпечує комплексний багаторівневий захист, включаючи захист від перевантаження по струму, замикання на землю, перегріву, зміни частоти, дугового замикання та відхилення напруги. Розглянуто алгоритми логічної взаємодії між додатковими функціональними блоками, що підкреслює можливості гнучкого налаштування системи. На рівні SCADA було інтегровано ABB REF615 до системи MicroSCADA, використовуючи відповідний протокол зв'язку. Було налаштовано відображення сигналів на мнемосхемі та перевірено коректність роботи системи візуалізації. В результаті ми отримали інтерфейс, який дозволяє в реальному часі бачити всі важливі дані про роботу комутаційного обладнання, включаючи аварії (наприклад, довгові проби) та технічні показники.

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		57

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. **ДСТУ EN 61850-7-4:2017.** Комунікаційні мережі та системи для автоматизації енергетичних підприємств. Частина 7-4. Основні компоненти об'єкта та підтримувані класи даних. – [На заміну ДСТУ IEC 61850-7-4:2011].
2. **ABB Group.** Technical Manual – Relion® REF615 Protection and Control Relay. – ABB, 2022. – 300 с.
3. **ABB.** MicroSCADA Pro SYS600 – System Description. – ABB, 2020. – 120 с.
4. **Ткаченко В.О., Вітренко М.П.** Електричні станції та підстанції: навч. посібник. – К.: НАУ, 2020. – 276 с.
5. **Рудницький О.М.** Системи релейного захисту і автоматики в електроенергетиці. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2018. – 280 с.
6. **Ісаєнко В.М.** Автоматизовані системи управління технологічними процесами. – К.: Ліра-К, 2021. – 354 с.
7. **IEC 60870-5-104:2006.** Telecontrol equipment and systems – Part 5–104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870–5–101 using standard transport profiles.
8. **Моргун А.І., Бобровник С.Є.** Підстанції та розподільчі пристрої. – К.: НУЕЕ, 2019. – 234 с.
9. **Електротехнічні вимірювання і прилади: навч. посіб.** / За ред. П.І. Мартиненка. – Харків: НТУ «ХПІ», 2018. – 316 с.
10. **Siemens AG.** SIPROTEC 5 – Protection, Automation and Monitoring System: System Overview. – Siemens, 2021.
11. MicroSCADA Pro SYS 600 9.2– 2024 – <https://surl.li/jdaadl> (дата звернення: 05.06.2025).
12. MicroSCADA X SYS600 10.0 Installation and Administration Manual – 2024 – <https://surl.li/otopig> (дата звернення: 06.06.2025).

					141.EK1102.001.ДБ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		