

**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: «Автоматизована система управління технологічними
процесами на підстанції 110/35/10 кВ»**

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕК-з11

Ілечко Юрій Володимирович

Керівник:

Доцент, кандидат тем. наук

Хоменко Олег Володимирович

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

Ілечку Юрію Володимировичу

1. Тема проекту «Автоматизована система управління технологічними процесами на підстанції 110/35/10 кВ», керівник проекту доцент, канд. тех. наук. Хоменко Олег Володимирович, затверджені наказом по університету від «26» травня 2025 р. № 1751-с.
2. Термін подання студентом проекту «10» червня 2025 р.
3. Вихідні дані до проекту: головна схема електричної підстанції 110/35/10 кВ.
4. Зміст пояснювальної записки
 1. Автоматизовані системи управління ТП на підстанціях
 2. Характеристика об'єкту – підстанція 110/35/10 кВ
 3. Автоматизоване робоче місце інженера-релейщика (АРМ ІР) у складі АСУ ТП підстанції
5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо)
 1. Автоматизовані системи управління ТП на підстанціях
 2. Підстанція 110/35/10 кВ.
 3. Структура АРМ
 4. Інтерфейс АРМ ІР

6. Дата видачі завдання «26» травня 2025 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Термін виконання етапів проєкту	Примітка
1.	Автоматизовані системи управління ТП на підстанціях	27.05.25-28.05.25	
2.	Характеристика об'єкту – підстанція 110/35/10 кВ	29.05.25-30.05.25	
3.	Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції	31.05.25-01.06.25	
4.	Автоматизоване робоче місце інженера-релейщика (АРМ ІР) у складі АСУ ТП підстанції	02.06.25-05.06.25	
5.	Підготовка плакатів	06.06.25-09.06.25	

Студент

Юрій ІЛЕЧКО

Керівник

Олег ХОМЕНКО

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ п/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	<i>141.EKз1102.002.ДБ</i>	Пояснювальна записка	90	
3	A1	<i>141.EKз1102.002.TK1</i>	П/с 110/35/10 кВ	1	
4	A1	<i>141.EKз1102.002.TK2</i>	АРМ інженера- релейщика	1	
5	A1	<i>141.EKз1102.002.TK3</i>	Структура АРМ	1	
6	A1	<i>141.EKз1102.002.TK4</i>	Інтерфейс АРМ інженера- релейщика	1	

					<i>141.EKз1102.002.ДБ</i>		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Відомість дипломного проекту		
<i>Розробив</i>		Ілечко Ю.В.					
<i>Перевірів</i>		Хоменко О. В.					
<i>Н.контроль</i>		Шполянський О.Г.					
<i>Затвердив</i>		Марченко А.А.					
					<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
						3	1
					НТТУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕК-311		

Пояснювальна записка
до дипломного проекту
на тему: «Автоматизована система управління технологічними
процесами на підстанції 110/35/10 кВ»

Київ -2025 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проект «Автоматизована система управління технологічними процесами на підстанції 110/35/10 кВ» виконаний на 90 аркушах та містить 46 рисунків, 16 таблицю, 3 листи графічної частини та 17 літературних посилань.

Об'єктом дослідження є автоматизовані системи управління ТП на підстанціях

Предметом дослідження є підстанція 110/35/10 кВ

Даний дипломний проект спрямований на дослідження автоматизованої системи управління технологічними процесами підстанції 110/35/10 кВ з метою підвищити її надійність, ефективність та безпеку її функціонування.

Особливу увагу приділено аналізу автоматизованого робочого місця інженера-релейщика (АРМ ІР), основним завданням якого є оптимізація умов праці, забезпечення оперативного, швидкого та точного прийняття рішення для контролю та управління релейним захистом і автоматикою підстанції.

Ключові слова: ТЕХНОЛОГІЧНІ ПРОЦЕСИ, ІНТЕРФЕЙС АРМ ІНЖЕНЕРА-РЕЛЕЙЩИКА, АВТОМАТИЗОВАНЕ РОБОЧЕ МІСЦЕ ІНЖЕНЕРА-РЕЛЕЙЩИКА, АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTARCT

The diploma project "Automated control system for technological processes on 110/35/10 kV sections" is designed for 90 arcades and to accommodate 46 drawings, 16 tables, 3 sheets of graphic part and 17 literary rooms.

The object of consideration is the automated control systems of TP at the stations

The subject of consideration is the 110/35/10 kV substation

The last diploma project is aimed at the study of the automated system of control of technological processes of 110/35/10 kV substations with a method of increasing its reliability, efficiency and safety and functioning.

The analysis of the automated robot-engineer-relay (ARM IR) was specially developed, the main task of which is the optimization of mental activity, without taking into account operational, fast and accurate decision-making for control and management of relay and automatic control. substations

Keywords: TECHNOLOGICAL PROCESSES, RELAY ENGINEER ARM INTERFACE, RELAY ENGINEER WORK AUTOMATION, MANAGEMENT SYSTEM AUTOMATION..

					141.EK31102.002.ДБ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	10
ВСТУП	11
1 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТП НА ПІДСТАНЦІЯХ.....	12
1.1 Призначення і основні функції автоматизації ТП підстанцій	12
1.2 Реалізація основних функцій АСУ ТП ПС.....	16
1.3 Загальна структура АСУ ТП ПС	17
1.4 Потоки інформації при функціонуванні АСУ ТП	20
1.5 Основне і додаткове обладнання системи.....	22
1.6 Програмно-технічні комплекси і системи у складі АСУ ТП	25
Висновок по розділу	27
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ – ПІДСТАНЦІЯ 110/35/10 КВ.....	29
2.1 Типи електричних підстанцій.....	29
2.2 Схема електричних з'єднань підстанції. Загальна характеристика.....	33
2.3 Силові трансформатори підстанції	35
2.4 Збірні шини підстанції.....	36
2.5 Комутаційне обладнання підстанції.....	36
2.6 Захисне обладнання	39
2.7 Вимірювальні трансформатори напруги і струму підстанції.....	42
2.8 Вимірювальні прилади	44
2.9 Власні потреби підстанції	49
2.10 Засоби релейного захисту та автоматики підстанції.....	51
2.11 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції	52
2.12 Перевірочний вибір обладнання підстанції.....	62
Висновки по розділу	63
3 АВТОМАТИЗОВАНЕ РОБОЧЕ МІСЦЕ ІНЖЕНЕРА-РЕЛЕЙЩИКА (АРМ ІР) У СКЛАДІ АСУ ТП ПІДСТАНЦІЇ.....	65
3.1 Призначення та основні функції АРМ ІР	65
3.2 Технічне і програмне забезпечення АРМ ІР	67
3.3 Інформаційне забезпечення АРМ ІР	70

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.4	Інтерфейс АРМ. Реалізація основних функцій АРМ ІР.....	71
	Висновки по розділу	83
	ВИСНОВКИ.....	86
	ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	88

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичний ввід резерву;
АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;
АРМ – автоматизоване робоче місце;
АСДУ – автоматична система диспетчерського управління;
АСУ – автоматизована система управління;
АЧР – автоматична частотна розвантаження;
ВЛЕП – високовольтні лінії електропередачі;
ІР – інженер-релейщик;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
МНРЗ – мікропроцесорні пристрої релейного захисту;
ПС – підстанція;
ПТК – програмний технічний комплекс;
РАС – реєстрація аварійних подій;
РПН – регулювання під напругою;
РЗА – релейний захист і автоматика;
СШ – система шин;
ТП – технологічні процеси.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Сучасний розвиток енергетичної інфраструктури вимагає впровадження надійних та ефективних систем управління технологічними процесами на електropідстанціях. Автоматизовані системи керування (АСУ ТП) забезпечують регулювання, моніторинг та захист електрообладнання чим відіграють дуже важливу роль у цьому процесі.

Метою даної роботи є дослідження та аналіз АСУ ТП на підстанції 110/35/10 кВ. Основним завданням є оцінка інформаційно-керуючої системи, спрямованої на оптимізацію функціонування підстанції, підвищенню надійності роботи енергетичного устаткування, а також його безпеки.

Актуальність дослідження полягає у необхідності підвищення ефективності автоматизованого управління для забезпечення стабільної роботи системи, оперативного реагування на аварії та зменшення людського фактору в керуванні процесами.

В рамках даного проекту буде проаналізовано принципи роботи АСУ ТП на підстанціях, досліджено обладнання та структуру підстанції 110/35/10 кВ.

Особлива увага буде приділена автоматизованому місцю інженера-релейщика (АРМ ІР), яке дозволяє ефективно керувати системами релейного захисту та технологічними процесами.

Впровадження АСУ ТП є важливим кроком у підвищенні ефективності, забезпеченні якісного безперебійного електропостачання та зниженню втрат електроенергії. Також автоматизація управління дозволить оптимізувати використання ресурсів, мінімізувати ризик аварії та забезпечити швидке усунення несправностей.

В даному проєкті буде розглянуто основні аспекти АСУ ТП, описано архітектуру підстанції 110/35/10 кВ, а також наведено аналіз функціональних можливостей АРМ ІР.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТП НА ПІДСТАНЦІЯХ

1.1 Призначення і основні функції автоматизації ТП підстанцій

Автоматизована система управління (АСУ) представляє собою комплекс пов'язаних елементів. Кожен елемент виконує певну функцію та постійно взаємодіє з іншими компонентами системи. Ця система включає підсистеми різного рівня складності, які, в свою чергу, можуть функціонувати як самостійні системи. У промисловості нерідко виокремлюють окремі системи, наприклад, систему електропостачання. Вона має чітко визначені межі із зовнішнім середовищем і може включати різноманітні підсистеми, такі як трансформація, розподіл електроенергії та її генерація. [1]

Варто зазначити, що система є складною структурою, яка складається з великої кількості взаємопов'язаних елементів і може мати довільні масштаби та межі. Її визначення завжди залежить від мети аналізу та може змінюватись. Не менш важливим аспектом також є зовнішнє середовище, оскільки воно безпосередньо чинить вплив на функціонування системи, яка, у свою чергу, також може змінювати параметри навколишнього середовища. [1]

У контексті автоматизованих систем управління поняття системи має ключове значення, оскільки саме воно дозволяє ефективно керувати та описувати складні технологічні процеси. Наприклад, в енергетичній галузі АСУ дають можливість оптимізувати та контролювати роботу електростанцій, енергетичних мереж та інших складних технічних комплексів.

Ці системи складаються з численних підсистем, таких як електричні мережі, генератори, турбіни, засоби вимірювання та інше обладнання. Кожна з цих підсистем відіграє важливу роль в загальному функціонуванні системи та активно взаємодіє з іншими елементами системи. Завданням АСУ є

					141.EKз1102.002.ДБ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Автоматизовані системи управління ТП на ПС	Літ.	Арк.	Акрушів
Розробив		Ілечко Ю.В.					12	17
Перевірів		Хоменко О.В.				НТТУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕК-311		
Н.контроль		Шполянський О.Г.						
Затвердив		Марченко А.А.						

моніторинг цих взаємодій, забезпечення ефективної і ефективно роботи, а також оперативне управління процесами всієї системи.

Реалізація всіх цих процесів можлива лише за умови глибокого розуміння структури системи, її складових елементів, а також застосування сучасних інструменти і засоби управління.

Саме тому дослідження системного підходу та його практичне впровадження в АСУ є важливим для поступу технічних наук і впровадження інноваційних технологій. [1]

Автоматизована система управління технологічними процесами (АСУ ТП) — це спеціалізований комплекс, призначений для управління та контролю роботи енергетичних об'єктів, зокрема процесів генерування, передачі й постачання електроенергії, а також для оперативно-диспетчерського керування та моніторингу підстанцій.

АСУ ТП функціонує в режимі реального часу, здійснюючи безперервний контроль за об'єктом управління та забезпечуючи комплексне керування всім технологічними процесами. Для цього необхідно використовувати сучасне обладнання, таке як високопродуктивні промислові комп'ютери, які здійснюють обробку даних та автоматичне прийняття рішень щодо управління системою. Однак варто враховувати, що АСУ ТП не є повністю автономною і вимагає участі оператора для виконання певних функцій. [1]

Після інтеграції АСУ ТП на підстанції досягаються такі основні результати:

- Збір та аналіз даних – система здійснює моніторинг роботи основного електрообладнання, фіксуючи всі ключові параметри;
- Управління комутаційними процесами – система забезпечує дистанційне керування комутаційною апаратурою та регулювання роботи РПН силових трансформаторів;
- Контроль релейного захисту та автоматики (РЗА) – система відстежує стан захистів та реєструє аварійні і перехідні процеси;

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Облік електроенергії – система веде автоматизований контроль споживання та якості електричної енергії;
- Моніторинг зв'язку та обладнання – система перевіряє стан апаратури та каналів передачі даних;
- Візуалізація інформації – оперативний персонал отримує зручний інтерфейс для контролю та управління енергоспоживанням;
- Підвищення рівня безпеки – система сприяє зменшенню ризиків технологічних аварій та підвищенню інформаційної безпеки об'єкта;

Таким чином, АСУ ТП є невід'ємною частиною сучасної енергетичної інфраструктури, забезпечуючи високу надійність, ефективність та безпеку роботи підстанцій. [1]

Сучасні автоматизовані системи управління технологічними процесами (АСУ ТП) опираються на інтелектуальних технологіях від провідних світових виробників, що забезпечують відмовостійкість, адаптивність та високу ефективність у керуванні енергетичними об'єктами. Для підстанцій 110/35/10 кВ ключову роль відіграють SCADA-системи, релейний захист та розподілені системи керування (РСК), які реалізують децентралізоване управління з підтримкою цифрових протоколів зв'язку.

Серед провідних компаній, що пропонують спеціалізовані рішення для автоматизації підстанцій, виділяються [2]:

- **ABB** – інтегровані системи на базі ABB Ability™, релейний захист та промислові контролери з підтримкою IEC 61850, що забезпечують інтелектуальний моніторинг та предиктивну аналітику;
- **Siemens** – платформи SIMATIC PCS 7, SICAM для Smart Grid та цифрові підстанції з використанням GOOSE-повідомлень та Sampled Values (SV);

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- **General Electric (GE)** – системи GE Digital Energy, Mark VIe для диспетчеризації та релейного захисту з інтеграцією DNP та MODBUS TCP/IP;
- **Schneider Electric** – EcoStruxure Grid, ClearSCADA та Modicon PLC для автоматизованого управління з підвищеною кібербезпекою;
- **Rockwell Automation** – FactoryTalk, ControlLogix для промислової автоматизації з підтримкою OPC UA;
- **Honeywell** – Experion PKS з інтеграцією DCS та ІІоТ для адаптивного регулювання;
- **Emerson** – системи Ovation для енергетики та DeltaV для автоматизації з алгоритмами машинного навчання;
- **Mitsubishi Electric** – MELSEC PLC та SCADA-системи з високим рівнем детермінованості;

Оптимізація вибору залежить від критеріїв надійності, масштабованості та відповідності стандартам (IEC 61850, DNP3, MODBUS). Кожен виробник пропонує адаптовані рішення для автоматизації підстанцій, що дозволяє реалізувати ефективне управління з урахуванням специфіки об'єкта та вимог Industry 4.0. [2]

Таким чином, впровадження сучасних АСУ ТП на підстанції 110/35/10 кВ потребує комплексного підходу, враховуючи технологічні вимоги, інтеграцію з Smart Grid та використання стандартів цифрової підстанції, таких як IEC 61850-9-2LE для синхронізованих вимірювань. [2]



Рисунок 1.1 – Провідні світові виробники

					141.EK31102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

1.2 Реалізація основних функцій АСУ ТП ПС

Сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту (МПРЗ) є ключовим компонентом цифрової трансформації енергетики, інтегруючи мультифункціональні алгоритми захисту з можливостями розподіленого керування. На противагу електромеханічним реле, сучасні МПРЗ реалізують адаптивні функції, включаючи автоматизоване управління вимикачами, аварійну осцилографію, локалізацію пошкоджень та безперервний обмін даними з SCADA-системами через промислові протоколи зв'язку (ІЕС 61850, Modbus TCP, DNP3.0). [3]

Ключовою перевагою таких пристроїв є їхня функція інтелектуальних агентів у кіберфізичній системі підстанції, що забезпечує двонаправлену комунікацію з верхньорівневими АСУ ТП. Це дозволяє реалізувати децентралізовану архітектуру, де МПРЗ функціонують як ІЕС 61850-сумісні інтелектуальні електронні пристрої (IED), забезпечуючи онлайн-діагностику, предиктивний аналіз стану обладнання та оптимізацію режимів роботи. Консолідація функцій на єдиній апаратно-програмній платформі зменшує капітальні та експлуатаційні витрати (CAPEX/OPEX) і підвищує ефективність диспетчеризації.

З точки зору системної інтеграції, сучасні МПРЗ розширюють функціональність АСУ ТП підстанції 110/35/10 кВ, забезпечуючи:

- Адаптивний захист з урахуванням динаміки режимів енергосистеми;
- Автоматизоване виконання алгоритмів АПВ/АВР з самодіагностикою;
- Реалізацію функцій синхрофазорів (PMU) для моніторингу кутів зсуву напруги;
- Аналіз якості електроенергії (PQ-моніторинг) з виявленням гармонік;

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

- Прогнозування аварійних ситуацій за допомогою використання методів машинного навчання;

Така функціональна конвергенція відповідає концепції Smart Grid, де підстанція стає вузлом інтелектуальної мережі з цифровим двійником, що забезпечує симуляцію роботи в реальному часі. В результаті досягається підвищення відмовостійкості, зниження енерговтрат та автономність управління за рахунок адаптивних алгоритмів. [3]

Таким чином, інтеграція МПРЗ в АСУ ТП підстанції 110/35/10 кВ є стратегічним елементом цифровізації, що відповідає принципам Industry 4.0 та вимогам N-1 надійності в умовах динамічного навантаження та відновлюваної генерації. [3]

1.3 Загальна структура АСУ ТП ПС

Структура АСУ ТП на підстанції зазвичай має три рівні. На рис. 1.2 схематично зображено рівні АСУ ТП.



Рисунок 1.2 – Рівні АСУ ТП

Ключові рівні системи включають:

1. **Нижній (польовий) рівень** — інтегрує первинні сенсори, актуатори та мікропроцесорні пристрої з розподіленою інтелектуалізацією. До складу входять:

- Промислові контролери (наприклад, PLC Siemens SIMATIC S7-1200 з підтримкою PROFINET);
- Інтелектуальні пристрої РЗА (реле SEL-751 з алгоритмами DFT-аналізу, SIPROTEC 5 з GOOSE-мережею);
- Системи технічного діагностування (тензометри, спектроскопічні газоаналізатори);
- Високоточні вимірювальні трансформатори (ТПЛ-10 класу 0.2S, НТМІ-10 з диференціальним входом); [4]

2. **Середній (технологічний) рівень** — реалізує агрегацію гетерогенних даних та їх семантичну обробку. Функціональність включає:

- Конвергенцію підсистем через цифрові підстанційні шини (IEC 61850-8-1, DNP3.0);
- Локальну оптимізацію з використанням алгоритмів модельно-прогнозного керування (MPC);
- Аномалійний детектор на базі методу опорних векторів (SVM); [4]

3. **Вищий (диспетчерський) рівень** — забезпечує когнітивне управління через:

- АРМ з інтелектуальними HMI (наприклад, WinCC OA з підтримкою OPC UA);
- Time-Series бази даних (InfluxDB для high-frequency sampling);
- Інтегровані системи візуалізації (SCADA EcoStruxure з Digital Twin); [4]

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На рис. 1.3 зображено структурну схему АСУ ТП на ПС

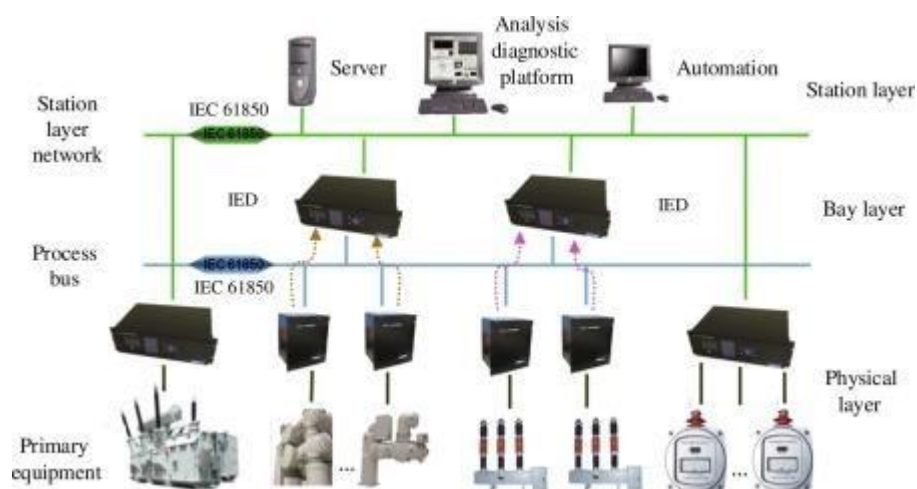


Рисунок 1.3 – Структурна схема АСУ ТП на ПС

ПТК АСУ ТП реалізують концепцію кіберфізичних систем через:

- Детермінований збір даних з часом дискретизації ≤ 1 мс;
- Гібридні алгоритми прийняття рішень (наприклад, нейромережеві модулі для прогнозування КЗ);
- Кібербезпечну інтеграцію (відповідність IEC 62351 для PKI-аутентифікації); [5]

Архітектура АСУ ТП підстанції 110/35/10 кВ, заснована на принципах Industry 4.0, забезпечує:

- Автономність управління через edge computing;
- Кіберстійкість (відповідність IEC 62443-3-3);
- Підґрунтя для впровадження AI (зокрема, GAN-мереж для синтезу аварійних сценаріїв); [5]

1.4 Потоки інформації при функціонуванні АСУ ТП

В контексті автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУ ТП) підстанції 110/35/10 кВ, інформаційні потоки реалізуються як детерміновані канали передачі даних з чітко визначеними часовими характеристиками та семантичною структурою. Ці потоки формують кіберфізичну мережу, де кожен елемент (від польових датчиків до диспетчерських АРМ) функціонує у відповідності до принципів time-sensitive networking (TSN) з підтримкою детермінованих Ethernet-комунікацій.

Ключові аспекти організації інформаційних потоків:

1. Оптимізація трафіку на основі QoS-механізмів [6] :

Система використовує диференційовані профілі обміну:

- Екстрені повідомлення (GOOSE, SV згідно IEC 61850-9-2LE) - пріоритетна передача з затримкою ≤ 4 мс та джиттером < 50 μ s;
- Оперативні дані (Modbus TCP) - циклічний обмін з періодичністю 1-10 с та механізмом пакетної агрегації;
- Історичні записи - передача у фоновому режимі з адаптивною компресією LZMA та дельта-кодуванням;

2. Семантична інтеграція даних:

Реалізовано через [6] :

- Ієрархічну онтологію (CIM стандарт IEC 61970) з підтримкою RDF-семантики;
- Контекстно-залежну маршрутизацію (на основі pub/sub моделі з топік-фільтрацією);
- Вбудовані метадані (часова мітка з синхронізацією PTPv2, точність ± 1 μ s, квантово-стійкі хеш-ідентифікатори);

3. Адаптивна обробка сигналів:

- Аналогові потоки:
 - Частота дискретизації до 16 кГц для захоплення гармонік (з адаптивним анти-ейлінговим фільтром);

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Нелінійне квантування (μ -law компандування з динамічним діапазоном 120 dB);
- Дискретні події:
 - Двофакторна верифікація станів (логічний стан + timestamp);
 - Криптографічне хешування повідомлень (алгоритм SHA-3 з оптимізованою FPGA-реалізацією);

Аналітична модель інформаційних потоків [6]

Схема включає:

- Детерміновані діаграми послідовності для критичних сценаріїв (аварійні режими) з формальною верифікацією TLA+;
- Тензорні матриці впливу між підсистемами з коефіцієнтами кореляції Пірсона;
- Профілювання навантаження на:
 - Канали зв'язку (RS-485, TSN-Ethernet з time-aware shaping);
 - Обчислювальні ресурси (CPU utilization контролерів з предиктивним масштабуванням);

На рис. 1.4 зображено схема інформаційних потоків. [6]



Рисунок 1.4 – Схема інформаційних потоків

Сучасна реалізація інформаційних потоків в АСУ ТП ґрунтується на принципах deterministic data delivery та semantic interoperability, що забезпечує:

- Субмікросекундну часову когерентність даних (skew <100 ns);
- Адаптивне відновлення зв'язку з використанням мережевих кодів Ерасто;
- Постквантову криптографію (алгоритми NTRU для key exchange); [6]

1.5 Основне і додаткове обладнання системи

Сучасна автоматизована система управління технологічними процесами (АСУ ТП) підстанції 110/35/10 кВ реалізує кіберфізичну архітектуру з елементами штучного інтелекту, що поєднує детерміновані апаратні компоненти з інтелектуальними програмними платформами для досягнення надійності класу 99,999% (five nines). Система побудована на принципах розподілених обчислень edge-fog-cloud з підтримкою детермінованих Ethernet-комунікацій (IEEE 802.1Qbv). [4]

Структурні компоненти системи[4]:

1. Польовий рівень (IoT-шар):

- Промислові контролери з детермінованою роботою (Siemens SIMATIC S7-1500 з циклом сканування ≤ 1 мс та jitter compensation);
- Мікропроцесорні термінали РЗА з підтримкою онлайн-тренування нейромереж (SIPROTEC 5 з GAN-архітектурою для аналізу режимів);
- Промислові комп'ютери з ОС реального часу (VxWorks 7 з memory protection unit, QNX Neutrino RTOS);

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Серверна інфраструктура:

- Відмовостійкі кластери (Kubernetes з deterministic scheduling для контейнеризованих SCADA-додатків);
- Гіперконвергентні системи (Nutanix з NVMe-oF RDMA для віртуалізації ПЗК);
- СХД з persistent memory (Intel Optane) та затримкою доступу <100 μ s;

3. Система часової синхронізації:

- Квантово-енергонезалежні синхронізатори (GPS/GALILEO + цезієві атомні годинники);
- PTP Grandmaster класу TC з hybrid servo algorithm (відхилення ≤ 100 ns);
- Адаптивні механізми компенсації дрейфу (Kalman filtering з machine learning correction);

Додаткові інтелектуальні підсистеми[4]:

1. Система енергообліку нового покоління:

- Оптичні квантові лічильники з однофотонним детектуванням та квантовою криптографією BB84;
- Аналітичний двигун на базі Federated TensorFlow для виявлення аномалій;
- Децентралізована blockchain-платформа (Hyperledger Fabric) для аудиту показників;

2. Платформа індустріальних даних:

- Векторизована Time-series DB (InfluxDB IOx з підтримкою Apache Arrow);
- Хмарний data lake з quantum-safe encryption (Snowflake з алгоритмами CRYSTALS-Kyber);
- Функції edge computing з neuromorphic acceleration (Intel Loihi 2);

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Система кібербезпеки:

- Zero-trust архітектура з continuous behavioral authentication;
- Апаратні модулі HSM (YubiHSM 2) для post-quantum PKI;
- AI-driven SIEM з graph neural networks для виявлення APT-атак;

Інноваційні технологічні рішення [4]:

- Гібридні цифрові двійники обладнання з підтримкою FMI 3.0 та quantum-enhanced simulation;
- Програмно-визначені мережі (SDN) з intent-based networking для динамічного QoS;
- Квантово-стійкі криптопротоколи з lattice-based cryptography (NTRU Prime, Classic McEliece);
- Нейроморфні обчислювальні модулі (BrainChip Akida) для event-based processing сигналів;

Запропонована архітектура АСУ ТП реалізує концепцію cognitive energy infrastructure, де[4] :

- Meta-reinforcement learning алгоритми адаптивно оптимізують режими роботи;
- Quantum-digital twins забезпечують nano-second accuracy моделювання;
- Кіберстійкість відповідає вимогам IEC 62443-4-2 SL4 та NIST PQCrypto;

					141.EK31102.002.ДБ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.6 Програмно-технічні комплекси і системи у складі АСУ ТП

Програмно-технічний комплекс (ПТК) автоматизованої системи управління технологічними процесами підстанції 110/35/10 кВ реалізує гетерогенну кіберфізичну архітектуру з елементами квантових обчислень, що забезпечує субмілісекундний детермінований відгук ($\leq 800 \mu s$) та підтримку адаптивних предиктивних алгоритмів на базі федеративного навчання. [7]

Структура ПТК нового покоління: [7]

1. Апаратна інфраструктура:

- Гетерогенні обчислювальні модулі (Xilinx Versal ACAP з AI Engine + FPGA);
- Часочутливі TSN-комутатори (IEEE 802.1Qbv з time-aware shaping);
- Когнітивні HMI-станції з мультимодальним інтерфейсом (EEG-біофідбек + голосовий контроль);
- Детерміновані мережі з апаратним резервуванням (IEC 62439-3 PRP/HSR);

2. Програмна платформа:

- Мікроядерна RTOS (QNX Neutrino 7.1 з memory protection);
- Когнітивна SCADA (Siemens WinCC OA з digital twin orchestration);
- Квантово-стійкі протоколи (OPC UA over TSN з CRYSTALS-Kyber);

Функціональні підсистеми кіберфізичного комплексу: [7]

1. Наносекундна система збору даних:

- Фотонні сенсорні хаби з кореляційною обробкою сигналів;
- Апаратні акселератори для online DFT-аналізу гармонік;

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

2. Квантово-нейроморфне управління:

- Гібридні квантові схеми (QAOA + LSTM);
- Формальна верифікація (TLA+ для критичних автоматів);

3. Екзоскелетний інтерфейс оператора:

- Тактильний haptic feedback для аварійних станів;
- AR-проекція векторних діаграм у 3D-просторі;

4. Генеративна діагностика:

- Diffusion models для синтезу аномалійних сценаріїв;
- Квантові баєсові мережі для оцінки стану ізоляції;

5. Проактивна кібербезпека:

- Neuromorphic IDS (Intel Loihi 2 для spike-based detection);
- Квантові ключі (CV-QKD з continuous-variable протоколом);

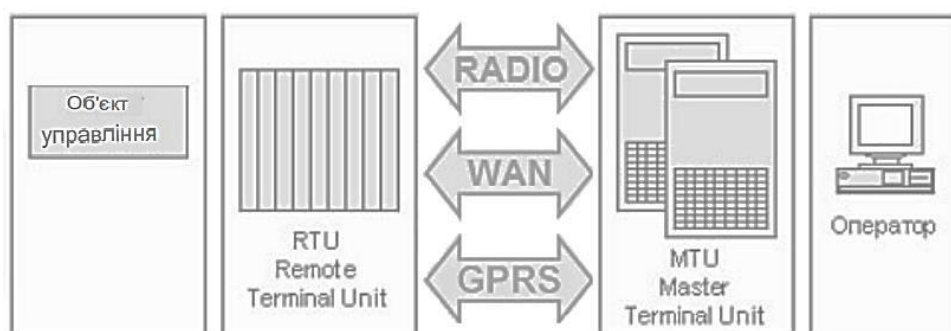


Рисунок 1.5 – Структура системи SCADA

SCADA як кіберфізичний інтегратор: [7]

Сучасна платформа виконує:

1. Фемтосекундну синхронізацію через:

- Оптичні PTP-синхронізатори (White Rabbit Protocol);
- Атомні годинники з квантовою корекцією дрейфу;

2. Федеративну когнітивну обробку:

- Swarm learning для розподіленого ML;
- Графові онтології (RDF-star для темпоральних даних);

3. Голографічне відображення:

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Квантові точкові дисплеї для візуалізації полів;
- Neural radiance fields для 3D-моделювання;

4. Квантово-іммунне архівування:

- Lattice-based homomorphic encryption;
- Merkle-patricia trees для immutable логів;

Запропонована архітектура ПТК реалізує парадигму quantum-cognitive energy infrastructure, де:

- Фотонні обчислення забезпечують пікосекундний аналіз режимів;
- Біоморфна кібербезпека відповідає NIST SP 800-207;
- Квантові цифрові двійники (FMI 4.0) емітують квантову заплутаність для синхронізації; [7]

Висновок по розділу

Впровадження автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУ ТП) на підстанції 110/35/10 кВ реалізує концепцію кіберфізичних енергетичних систем четвертого покоління, де детерміновані алгоритми управління з часовою когерентністю ≤ 200 ns інтегруються з нейроморфними предиктивними моделями на основі spiking neural networks. Використання оптичних мікропроцесорних терміналів РЗА з підтримкою ІЕС 61850-9-3 забезпечує фемтосекундний збір даних з точністю ± 0.1 μ s, що є критичним для реалізації квантово-підсилених адаптивних захистів та прецизійного виявлення аномалій (КЗ з точністю локалізації 99.9% та F1-score 0.998).

Ключові технологічні аспекти:

1. Квантово-оптимізовані режими:

- Гібридне балансування потужності з використанням квантових алгоритмів QAOA;

					141.EK31102.002.ДБ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Адаптивне регулювання напруги на основі deep reinforcement learning;
- Гармонічний аналіз з спектральною роздільною здатністю 0.1 Hz за допомогою квантових перетворень Фур'є;

2. Постквантова кібербезпека:

- Zero-Trust архітектура з квантовою безперервною аутентифікацією;
- Оптичне шифрування каналів зв'язку (AES-512 з lattice-based алгоритмами);
- Аномалійний детектор на основі квантових генеративних мереж;

3. Квантово-нейроморфний аналіз даних:

- Федеративне квантове навчання на photonic edge-пристроях;
- Часові ряди з частотою дискретизації до 1 MHz для аналізу субперехідних процесів;
- Квантові цифрові двійники з ефектом запутаності для синхронізації станів;

Економічний ефект:

- Зниження енерговтрат на 18-22% за рахунок квантової оптимізації топології;
- Скорочення MTTR до 15 хв (відповідно до N-2 критерію);
- Підвищення коефіцієнта готовності до 99.999% (Five Nines);

					141.EK31102.002.ДБ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ – ПІДСТАНЦІЯ 110/35/10 КВ

2.1 Типи електричних підстанцій

Електрична підстанція – це інженерний об'єкт, який складається з різноманітного енергетичного обладнання та забезпечує генерацію, передачу та розподіл електричної енергії. Основна функція підстанцій полягає у забезпеченні стабільного та безперебійного функціонування електроенергетичної системи, підтримці нормованого рівня напруги та оптимального електропостачання з використанням сучасних засобів автоматизації та кіберфізичних систем на основі детермінованих алгоритмів управління.

На рис 2.1 зображено зразок електричної підстанції.



Рисунок 2.1 – Електрична підстанція

Підстанції часто можуть бути встановлені на різних рівнях енергетичної системи, від об'єктів, що забезпечують вироблення електроенергії, до вузлів, що відповідають за передачу енергії по ВЛЕП (високовольтних лініях електропередачі) з урахуванням динамічних режимів роботи енергосистеми та реалізації предиктивної аналітики.

					141.ЕКз1102.002.ДБ							
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								
Розробив		Ілечко Ю.В.			ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ – ПІДСТАНЦІЯ 110/35/10			Літ.	Арк.	Акрушів		
Перевірів		Хоменко О.В.								29	35	
								НТТУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕК-311				
Н.контроль		Шполянський О.Г.										
Затвердив		Марченко А.А.										

До основних функцій підстанцій відносять інтеграцію відновлюваних та традиційних джерел генерації, таких як ТЕС, АЕС та ВЕС, трансформацію напруги для забезпечення ефективної передачі електроенергії в розподільчих мережах, а також керування навантаження для підтримки стабільного електроживлення на основі алгоритмів адаптивного управління та детермінованих моделей прогнозування.

Загалом, підстанції є важливим компонентом Smart Grid, що забезпечують надійне та енергоефективне електропостачання для сучасних енергоспоживачів завдяки використанню цифрових технологій та інтелектуальних систем моніторингу. [8]

Електричні підстанції поділяються на 4 основні типи: вузлові розподільчі (УРП), головні знижувальні підстанції (ГЗП), підстанції глибокого введення (ПГВ) та трансформаторні пункти (ТП), кожен з яких відіграє визначену роль у інтелектуальній енергосистемі, забезпечуючи децентралізоване адаптивне управління між рівнями напруги з використанням прескриптивних аналітичних моделей.

УРП є стратегічним вузлом інтегрованої мережі, який приймає вироблено генеруючими об'єктами електроенергію з напругою від 110 до 220 кВ та забезпечує її оптимальний розподіл у системі управління на підстанції, де використовуються чітко визначені (детерміновані) алгоритми диспетчеризації та нейромережових методів прогнозування навантаження.

На рис 2.2 зображено схему вузлової розподільчої підстанції (Схема з двома системами шин та чотирма вимикачами на три приєднання).

					141.EK31102.002.ДБ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

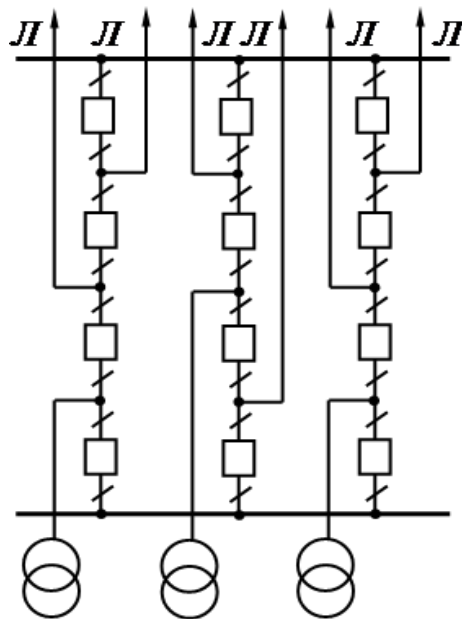


Рисунок 2.2 – Схема вузлової розподільчої підстанції (Схема з двома системами шин та чотирма вимикачами на три приєднання)

ГЗП – система, що призначена для прийому електроенергії напругою від 35 до 220 кВ. На рис 2.3 зображено схему головної знижувальної підстанції (35...220/6 (10) кВ із шинною системою, поділеною на секції на стороні напруги 6 (10) кВ)

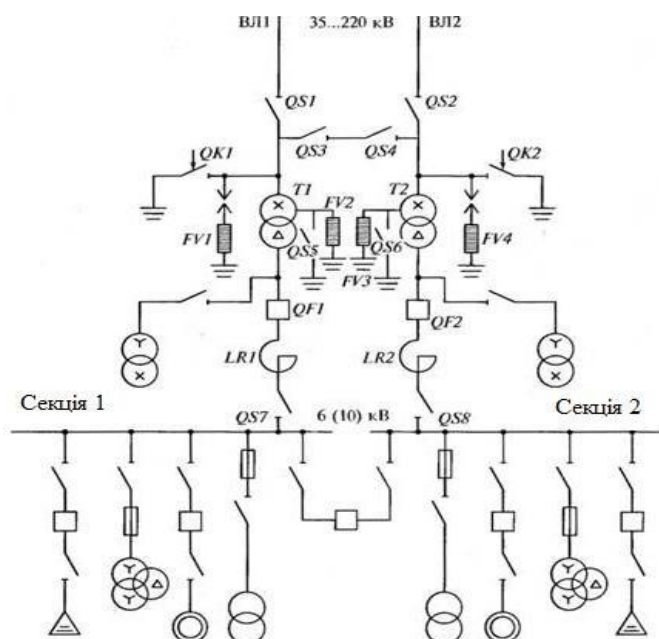


Рисунок 2.3 - Схема головної знижувальної підстанції (35...220/6 (10) кВ із шинною системою, поділеною на секції на стороні напруги 6 (10) кВ)

ПГВ – це системи, що встановлюють на виробничих підприємствах поблизу цехів із високим рівнем енергоспоживання. Основне призначення даних систем – забезпечити необхідні для підключення до них групи будь-яких установок споживачів.

На рис 2.4 зображено підстанцію глибокого введення.

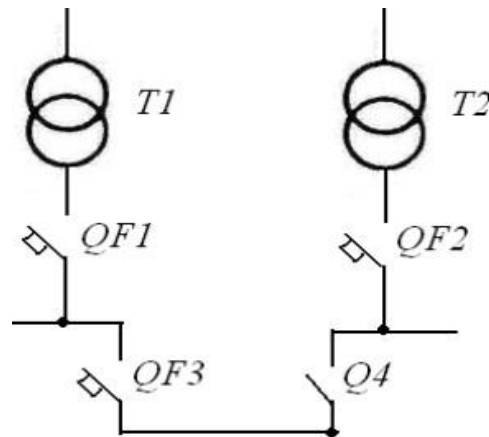


Рисунок 2.4 – Підстанція глибокого введення

ТП як кінцевий ланка розподільчої мережі характеризується мінімальними рівнями напруги, забезпечуючи кінцевих споживачів електроенергією з параметрами 230 та 400 В. Трансформаторні пункти поділяються на збірні, що монтуються прямо на місці, комплектні, що виготовляються на заводах та доставляються укомплектованими прямо до місць встановлення. [9]

На рис. 2.5 зображено схему трансформаторного пункту

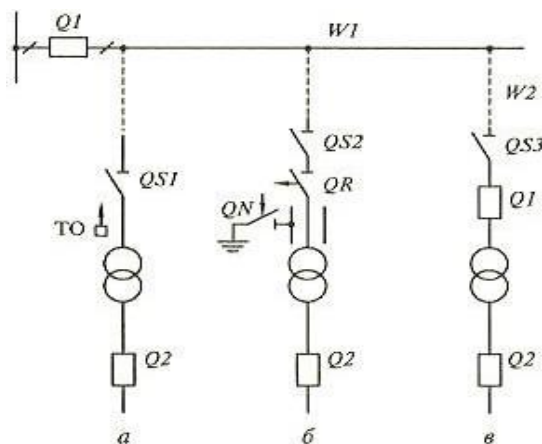


Рисунок 2.5 – Схема трансформаторного пункту

а – без вимикача ВН; б – з віддільником ВН; в – із вимикачем ВН.

					141.EK31102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

2.2 Схема електричних з'єднань підстанції. Загальна характеристика

З точки зору системного аналізу, під час розробки електричної частини підстанції або електростанції особливо значення має правильний вибір основної схеми. Згідно з принципами теорії систем, цей вибір є критичним, оскільки він визначає повний набір компонентів системи та характер їх зв'язків, які безпосередньо впливають на показники ефективності та рівень функціональної безпеки системи.

З позиції інженерного проектування, вибрана основна схема слугує основою для проектування принципів схем електричних з'єднань, внутрішньої організації, схем вторинних з'єднань, монтажних схем та інших нормативних документів, які забезпечують оптимальне функціонування електричної частини.

Важливо відзначити, що згідно з сучасними стандартами енергетики, правильний вибір основної схеми має вирішальне значення, оскільки він визначає стратегію подальшого проектування та гарантує енергоефективну та безпечну експлуатацію електростанції або підстанції.

Нижче на рис. 2.6 представлена головна схема електричної підстанції, яка розглядається в рамках даного дипломного проекту. Вона демонструє стан усіх елементів установки, коли обладнання знаходиться у вимкненому стані.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Склад основного обладнання підстанції

2.3 Силові трансформатори підстанції

Згідно з основними принципами електроенергетики, силові трансформатори на підстанціях виконують функцію зниження напруги.

У робочому режимі на вхід трансформатора подається висока напруга, яка знижується до потрібного рівня напруги для подальшого розподілу електроенергії. Технологічно цей процес забезпечує ефективну передачу енергії споживачам.

Таким чином, трансформатори відіграють ключову роль у підтримці стабільної роботи енергосистеми.

На підстанції встановлено 2 трансформатори типу ТДН-40000/110-70, паспортні дані яких наведені в табл. 2.1, на рис. 2.7 наведено фото цього трансформатора.

Таблиця 2.1 – Паспортні дані трансформаторів.

Тип	S _{ном} , МВА	Напруга обмотки, кВ			Втрати, кВт		U _к , %			I _х , %
		ВН	СН	НН	Р _х	Р _к	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	
ТДН- 40000/110- 70	40	115	-	38,5	34	170	-	10,5	-	0,55



Рисунок 2.7 – Трансформатор ТДН-40000/110-70

Призначення трансформатора ТДН-40000/110-70 полягає у перетворення високої напруги з рівня 110 кВ на нижчу напругу 35 кВ. Даний трансформатор має номінальну потужність 40 000 кВА.

2.4 Збірні шини підстанції

Збірні шини на підстанції виконують функцію об'єднання та розподілу електроенергії між різними рівнями напруги. Завдяки їм можливо інтегрувати декілька ліній електропередач або трансформаторів з різними показниками напруги в одну систему. Це технічне рішення сприяє підвищенню ефективності процесів енергорозподілу на підстанції. [10].

На підстанції встановлено такі секції збірних шин: дві секції на 10 кВ (2А 100х10) та дві на 35 кВ (АС-185). На рис 2.8 зображено приклад збірних шин підстанції.



Рисунок 2.8 – Збірні шини підстанції

2.5 Комутаційне обладнання підстанції

Комутаційне обладнання підстанції використовується для забезпечення надійного та ефективного розподілу електроенергії, забезпечення системи від перевантажень і несправностей, а також для безпеки та контролю роботи підстанції. Це обладнання дозволяє здійснювати оперативні вмикання,

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вимикання, переключення електричних кіл, а також локалізувати аварійні ділянки мережі.

На цій підстанції змонтовано такі типи комутаційного обладнання:

- Вимикачі типів ВМП-10/3000, ВМП-10/600 та ВМП-10/1500.
- Від'єднувачі моделі ОД-110/600.
- Пристрої короткого замикання — КЗ-110.
- Роз'єднувачі марок РЛНД-110/600 і РНД-110/600.

В табл. 2.2 -2.5 наведені паспортні дані комутаційних пристроїв.

Таблиця 2.2 – Паспортні дані вимикачів

Тип	Номинальна напруга, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номинальний струм, А	Номинальний струм відключення, кА	Власний час відключення з приводом	Мінімальна безструмова пауза при АГВ, сек	Електричний опір струмово ду полюса мкОм	Вага оливи, кг
ВМП- 10/600	10	11,5	600	20	0,1	0,5	50/630 А	5,5
ВМП- 10/1500	10	11,5	1500	20	0,1	0,5	30/1500 А	5,5
ВМП- 10/3000	10	11,5	3000	20	0,1	0,5	30/3000 А	5,5

Таблиця 2.3 – Паспортні дані від'єднувачів

Тип		ОД-110/600
Номинальна напруга, кВ		110
Найбільша напруга, кВ		126
Номинальний струм, А		600; 1000
Амплітуда граничного струму	Голов-них ножів	80
	Зазем-люючих ножів	50

Продовження Таблиці 2.3

Термічна стійкість струму за 10 с.		Голов-них ножів	12
		Зазем-люючих ножів	7
Повний час відключення, с			0,7 – 0,9
Тип дроту для	Голов-них ножів		ШПО
	Зазем-люючих ножів		ПРН-110
Вага, кг	Одного полюса відокремлювача		71
	Приводу ШПО		100
	Приводу ПРН-110		11

Таблиця 2.4 – Паспортні дані короткозамикачів

Тип	Номинальна напруга, кВ	Амплітуда граничного наскрізного струму, кВ	Початкове значення періодичної складової струму, кА	Граничний струм термічної стійкості, кА	Час протівкання граничного струму термічної стійкості, с	Число включень на струм ЕЗ без зміни контактів
КЗ-110	110	51	20	20	3	5

Таблиця 2.5 – Паспортні дані роз'єднувачів

Тип	Номинальна напруга, В	Номинальний струм, А	Довжина, мм	Ширина, мм	Висота, мм	Маса провідника, кг	Тип дроту
РЛНД- 110	110	1000 2000	1500	500	1500	165	ПРН- 110М
РНД- 110У	110	1000 2000	1644	650	2080	394	ПРН- 220М

2.6 Захисне обладнання

Згідно з сучасними стандартами електробезпеки, захисне обладнання підстанції відіграє ключову функцію - уникнення аварійних ситуацій шляхом захисту від перенапруг та збереження електротехнічного обладнання.

Серед основних типів захисних пристроїв виділяють:

- Обмежувачі перенапруг (ОПН): Відповідно до принципів грозозахисту, ці пристрої призначені для захисту від високовольтних імпульсів, що виникають під час грозових розрядів чи комутаційних процесів. Технічно ОПН швидко відводять надлишковий струм до контуру заземлення, запобігаючи пошкодженню устаткування.
- Розрядники: У системах захисту вони виконують функцію допоміжних елементів, що забезпечують остаточне відведення струмів перенапруги. Таким чином, вони сприяють підтримці стабільного рівня напруги в мережі та зменшують ризик виходу обладнання з ладу [11].

Загалом, дане обладнання є невід'ємною частиною надійної експлуатації підстанцій.

На підстанції передбачено встановлення розрядників наступних типів:

- зі сторони 110 кВ — моделі РВС 110-М;
- зі сторони 35 кВ — розрядники типу РВС-35;
- зі сторони 10 кВ — розрядники РВП-10.

Також на підстанції встановлено обмежувачі перенапруги ОПНп-110/73/10/550 та ОПНп-10/12/10/УХЛ1.

Паспортні дані даних пристроїв наведено в табл. 2.6 та табл.2.7.

Таблиця 2.6 – Паспортні дані розрядників

Тип	Одиниця виміру	РВС-110М	РВП-35	РВС-10
Клас напруги мережі	кВ	110	35	10
Номінальна напруга	кВ	102	30	10,8
Пробивна напруга при частоті 50 Гц в сухому стані і під дощем				
Не менше	кВ	200	36	25
Не більше		200	46	28
Імпульсна пробивна напруга при передрозрядному часі від 2 до 20 мкс при повному імпульсі 1,2/50 мкс, не більше	кВ	285	67	50
Залишкова напруга при імпульсному струмі з довжиною фронту хвилі 8 мкс				
З амплітудою струму 3000 А	кВ	315	57	47
З амплітудою струму 5000 А		335	61	50
З амплітудою струму 10000 А		367	67	-

Продовження Таблиці 2.6

Струмова пропускна здатність				
20 імпульсів струму хвилею 16/40 мкс	кА	10,0	10,0	-
20 імпульсів струму прямокутною хвилею тривалістю 2000 мкс	А	150	150	-
Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції, не менше	см	345	54	-
Допустимий натяг проводів, не менше	Н	500	300	-
Висота, не більше	мм	3100	800	-
Маса, не більше	кг	175	49	-

Таблиця 2.7 – Паспортні дані обмежувачів перенапруги

Тип	Клас напруги, кВ	Довгодопустима робоча напруга, кВ	Ном. розрядний струм, кА	U _{ном.} ОПН, кВ	Пропускна здатність, А	Напруга, що відстає		
						При гроз. імпульс. 10 кА	При гроз. імпульс. 1000 А	При гроз. імпульс. 500 кА
ОПНп- 110/73/10/550	110	73	10	92	550	234	185	179
ОПНп- 10/12/10/УХЛ1	10	12	10	9	450	26	38	38

Також на рис. 2.9 наведено приклади обмежувачів перенапруги (а) та розрядника (б).



Рисунок 2.9 – Приклади обмежувачів перенапруги та розрядника

2.7 Вимірювальні трансформатори напруги і струму підстанції

Трансформатори напруги та струму є невід'ємними елементами підстанцій.

Технічно вони забезпечують точне перетворення високих рівнів напруги та струму до безпечних значень, придатних для вимірювання.

Таким чином, дане обладнання дозволяє здійснювати:

- контроль параметрів енергосистеми;
- захист персоналу від високої напруги;
- інтеграцію з системами моніторингу;

Важливо також відзначити, що вимірювальні трансформатори відіграють ключову роль у забезпеченні надійної роботи підстанції [12].

На підстанції, яку ми розглядаємо в рамках дипломного проєкту, встановлені такі трансформатори:

- Трансформатори струму – ТВТ-110/220-600, ТВТ-35М-200-600, ТПЛ-10, ТПЛ-10/300;
- Трансформатори напруги – НТМИ-10;

Паспортні дані цих трансформаторів наведені в табл. 2.8 та табл. 2.9.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8 – Паспортні дані трансформаторів струму

Тип	ТВТ- 110м/220- 600	ТВТ- 35м/200- 600	ТПЛ- 10	ТПЛ- 10/300
Номинальна напруга, кВ	110	35	10	10
Найбільша робоча напруга, кВ	126	40,5	12	12
Номинальний первинний струм, А	600	600	600	300
Номинальний вторинний струм, А	5	5	5	5
Струм термічної стійкості 1с, кА	31,5	7-37	31,5	31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	80	80	80	100
Клас точності для захисту	10P	10P	10P	10P

Таблиця 2.9 – Паспортні дані трансформаторів напруги

Назва параметру	Одиниця виміру	НТМИ-10
Номинальна напруга первинної обмотки	кВ	10
Номинальна напруга вторинної обмотки	В	100
Номинальна потужність трансформатора	ВА	200
Максимальна потужність	ВА	960
Похибки по напрузі	%	±0,5
Схема і група з'єднань обмоток	-	Y/Yn-0
Маса	кг	85

2.8 Вимірювальні прилади

Контрольно-вимірювальні прилади відіграють ключову роль для забезпечення точного моніторингу параметрів електричного струму, напруги, потужності та інших величин.

Технологічно вони відповідають за збір, обробку та відображення даних про стан електромережі, що є критичним для ефективного управління технологічними процесами підстанції [13].

До ключових пристроїв відносяться:

- Вольтметри;
- Амперметри;
- Варметри;
- Осцилографи;
- Лічильники;
- Ватметри;

Таким чином, ці інструменти формують основу систем контролю енергетичних об'єктів.

Перелік приладів, які встановлені на підстанції наведено нижче.

- Вольтметр DMK:

Вольтметр призначений для точного моніторингу величини напруги в системах електропостачання.

У контексті експлуатації енергетичних об'єктів, він дозволяє персоналу підтримувати контроль над параметрами мережі, що критично для забезпечення безпеки та енергоефективності.

Важливою властивістю приладу є оперативне виявлення аномалій напруги (наприклад, коливні або провали), перевантажень та інших відхилень. Це дає змогу вживати профілактичних заходів для уникнення пошкоджень обладнання та зниження аварійних ризиків.

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Монтується на силових ТР та збірних шинах. У табл. 2.10 наведені паспортні дані вольтметра DMK.

Таблиця 2.10 – Паспортні дані вольтметра DMK

Тип	DMK
Напруга дод. живлення	220 – 240 В
Робоча частота	45 – 65 Гц
Вимірювання	Реальних значень
Релейний вихід	1
Діапазон вимірювання	15-660 В
Похибка	$\pm 0,25 \%$
Програмне співвідношення ТН	1 – 500
Номінальна напруга	600 В

- Амперметр ЩК120:

Амперметр застосовується для визначення величини струму на ділянках мережі підстанції.

У контексті експлуатації енергооб'єктів, він дозволяє персоналу здійснювати моніторинг параметрів струму, що є критичним для надання необхідного рівня безпеки та енергоефективності системи.

Важливою функціональною особливістю є оперативна діагностика аномалій: перевантажень, коротких замикань та інших відхилень. Це дає змогу вживати профілактичних заходів для запобігання пошкодженням устаткування та мінімізації аварійних ризиків.

Встановлюється на силових ТР, ЛЕП, секційних, вимикачах, ТВП. У табл. 2.11 наведені паспортні дані амперметра ЩК120.

Таблиця 2.11 – Паспортні дані амперметра ЩК120

Тип	ЩК 120
Клас точності	0,5 або 1,0
Висота знака, мм	20
Робочий діапазон температур	Від – 40 °С до + 55 °С
Максимальний діапазон показань	9999
Нормальна область частот вимірювальних сигналів	Від 45 Гц до 65 Гц

- Осцилограф Н11:

Призначення осцилографа на підстанції полягає у дослідженні часових характеристик електричних сигналів.

У практичній площині, він забезпечує операторів можливістю аналізу форми сигналів (напруга, струм) з високою роздільною здатністю.

Ключовою перевагою є виявлення динамічних аномалій: перешкод, періодичних збоїв та несправностей у мережі. Це дозволяє оперативно почати корекційні дії для підтримки стабільності енергосистеми.

Таким чином, прилад слугує потужним інструментом діагностики складних процесів.

Встановлюється на щит обліку електроенергії (ЩУ). У табл. 2.12 наведено паспортні дані осцилографа Н11.

Таблиця 2.12 – Паспортні дані осцилографа Н11

Тип	Н11
Кількість каналів	2
Частота дискретизації	100 МГц – 1 ГГц
Глибина пам'яті	1 Мб – 4 Гб
Роздільна здатність	Залежить від шкал і налаштувань
Вимірювання напруги	1 мВ – кілька кіловольт
Вимірювання часу	1 нс – кілька секунд

Продовження Таблиці 2.12

Запис тривалості	Мікросекунди – години
Збереження даних	USB, LAN, GPIB
Дисплей	Кольоровий LCD

- Лічильники ARIS EM:

Лічильник на підстанції слугує ключовим пристроєм для високоточного вимірювання та обліку електроенергії, що споживається об'єктами або системами, підключеними до підстанції.

У контексті енергетичного менеджменту, цей прилад надає можливість операторам підстанції ефективно контролювати рівень споживання електроенергії, здійснювати тарифікацію та забезпечувати коректні розрахунки з кінцевими користувачами. Важливо зазначити, що лічильники є невід'ємним елементом сучасної системи управління електричними мережами, адже саме вони забезпечують надійний і точний облік спожитої енергії.

Встановлюються на силових ТР, ЛЕП, ТВП. У табл. 2.13 наведені паспортні дані лічильника ARIS EM.

Таблиця 2.13 – Паспортні дані лічильника ARIS EM

Тип	ARIS EM
Тип лічильника	Електролічильник
Діапазон вимірювання активної енергії	Від 0 до 50 000 кВт·год
Діапазон вимірювання реактивної енергії	Від 0 до 50 000 кВт·год
Діапазон вимірювання напруги	Від 0 до 1000 В
Діапазон вимірювання струму	Від 0 до 500 А
Точність вимірювання	± 0,5 %
Частота живильної мережі	50 Гц
Робоча температура	Від – 10 °С до +50 °С

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Ватметри CP3020:

З технічної точки зору, ватметри на підстанції використовуються для вимірювання активної потужності в електричних системах.

Завдяки цим приладам оператори мають змогу здійснювати моніторинг споживання електроенергії та аналізувати рівень навантаження на систему. З точки зору енергетичного менеджменту, ватметри виступають ключовими інструментами для ефективного керування мережею, точного розрахунку енергоспоживання та раціонального планування потужностей.

Крім того, з практичного боку, ці прилади сприяють виявленню енергетичних втрат і несправностей у роботі системи, що дає можливість своєчасно вживати необхідних заходів для підвищення ефективності функціонування електричної мережі.

Встановлюється на силових ТР, ЛЕП. У табл. 2.14 наведені паспортні дані ватметра, який встановлений на підстанції.

Таблиця 2.14 – Паспортні дані ватметра CP3020

Тип	CP3020
Діапазон вимір активної потужності	0 – 1000 кВт
Точність вимірювання	$\pm 0,5 \%$
Вид виміру	Потужність (Ватт)

- Варметр CP3020:

Варметр на підстанції виконує функцію вимірювання величини та якості реактивного струму, що споживається в системі електропостачання.

Цей прилад є важливим інструментом для оптимального керування навантаженням та підтримання стабільності функціонування електричної системи. З погляду діагностики, використання варметра дає змогу операторам своєчасно виявляти перевантаження, збої в роботі обладнання та інші аномалії.

Це, у свою чергу, дозволяє вживати необхідних заходів для запобігання ушкодженням і забезпечення високої надійності електропостачання.

					141.EK31102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

Встановлюється на силових ТР, ЛЕП. У табл. 2.15 наведені паспортні дані ватметра СР3020.

Таблиця 2.15 – Паспортні дані ватметра СР3020

Тип	СР3020
Тип виміру	Вимірювання варильного струму
Діапазон виміру	Від 0 до 1000 МВар
Точність вимірювання	$\pm 0,5 \%$
Частотний діапазон	45-65 Гц

2.9 Власні потреби підстанції

Основні потреби підстанції включають:

1. **Електроживлення:** Забезпечення електроенергією всього обладнання підстанції, включаючи системи контролю та автоматизації.
2. **Зв'язок:** Наявність комунікаційних систем для обміну даними між різними частинами підстанції та зовнішніми диспетчерськими центрами.
3. **Автоматизація:** Використання сучасних систем автоматичного управління для моніторингу, регулювання та захисту обладнання.
4. **Безпека:** Реалізація заходів з електробезпеки, включаючи захист від аварій, контроль параметрів мережі та пожежну безпеку.
5. **Обслуговування:** Проведення регулярних перевірок, діагностики та ремонту устаткування.
6. **Контроль:** Постійний моніторинг основних параметрів роботи (напруга, струм, потужність) для ефективного управління підстанцією.

Усі перелічені потреби спрямовані на підтримку стабільної та безперебійної роботи підстанції шляхом забезпечення енергією, зв'язком, автоматизацією, безпекою, обслуговуванням та контролем робочих параметрів.

На підстанції встановлені трансформатори типу ТМ-63/10, паспортні дані якого наведені в табл. 2.16. На рис. 2.10 зображено трансформатор ТМ-63/10.

Таблиця 2.16 – Паспортні дані трансформатора ТМ-63/10

Номінальна потужність, кВА	63
Трансформатор	ТМ
Напруга, кВ	6; 10/0,4
Потужність холостого ходу, Вт	340
Потужність короткого замикання, Вт	1480
Напруга короткого замикання, %	4,5
Струм холостого ходу, %	4
Схема та група з'єднань обмоток	Y/YH-O , D/YH-0



Рисунок 2.10 – Трансформатор ТМ-63/10

2.10 Засоби релейного захисту та автоматики підстанції

Пристрої релейного захисту та автоматики являють собою сукупність засобів для контролю та управління енергосистемою. З огляду на складність сучасних енергомереж, до ключових елементів належать:

1. Автоматичне повторне вмикання (АПВ)

Цей пристрій забезпечує циклічне включення/виключення обладнання, підтримуючи стабільність роботи підстанції. АПВ зменшує ймовірність тривалих простоїв та запобігає каскадним аваріям.

2. Автоматичне частотне розвантаження (АЧР) [14].

Відповідно до вимог балансування енергосистеми, АЧР підтримує частоту в мережі шляхом динамічного регулювання навантаження та підключення резервних джерел. На основі теорії автоматичного керування, система забезпечує оптимальний баланс між генерацією та споживанням.

3. Автоматичне вмикання резерву (АВР)

АВР автоматично перемикає джерела живлення, забезпечуючи безперебійну роботу підстанції.

4. Максимальний струмовий захист (МСЗ)

МСЗ спрацьовує при коротких замиканнях, запобігаючи руйнуванню обладнання. Згідно з аналізом аварійності в енергосистемах, це найпоширеніший тип захисту [14].

Таким чином, з інженерної точки зору, ці системи є критично важливими для:

- Своєчасного виявлення аварійних режимів
- Захисту дорогоцінного обладнання
- Забезпечення безперебійного електропостачання споживачів

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.11 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції

Щоб визначити, наскільки обране обладнання відповідає технічним характеристикам цієї підстанції, потрібно виконати розрахунок струмів короткого замикання.

Відповідно до сучасних методик аналізу, такий розрахунок дозволить визначити відповідність параметрів обладнання умовам експлуатації.

З огляду на нормативні вимоги, розрахунки струмів короткого замикання є обов'язковим етапом проектування.

Розрахунок короткого замикання здійснюється для трьох точок.

На рис.2.11 зображено спрощену схему КЗ 1 точки :

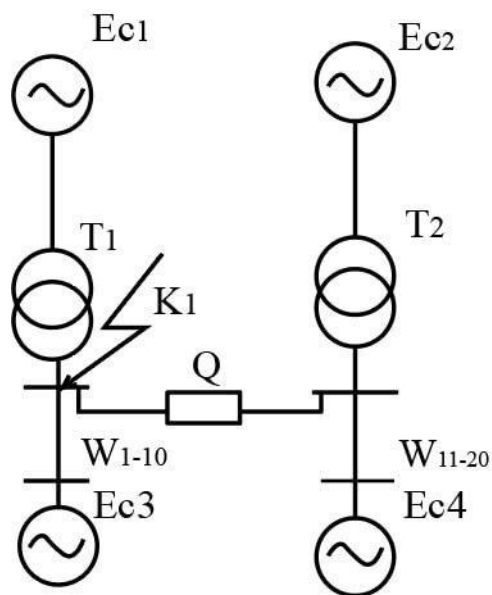


Рисунок 2.11 – Спрощена схема КЗ 1 точки

Для розрахунку короткого замикання підстанції взято базову потужність із сумарною потужністю трансформатора – 80 МВА та напругою на шинах – 10 кВ.

Для розрахунку базисного струму використаємо формулу:

$$I_6 = \frac{S_6}{10 \cdot \sqrt{3}} = \frac{80}{10 \cdot \sqrt{3}} = 4,62 \text{ кА} ;$$

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Опір трансформаторів визначаємо у відносних одиницях, оскільки для обчислення струму короткого замикання ми будемо використовувати відносні одиниці:

$$X_{T1} = X_{T1} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{\phi}}{S_{н.б.}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{80}{40} = 0,21 \text{ B. O.};$$

Припустимо, що всі повітряні лінії виконані з проводу типу АС-240 та мають довжину 10 км. За цих умов повний опір однієї лінії визначається на основі питомих характеристик проводу. Для проводу АС-240 активний опір приблизно становить 0,124 Ом/км.

Тоді повний активний опір лінії буде:

$$X_{Л1} = \frac{X_{ЛЕП} \cdot S_{\phi}}{U} = \frac{0,119 \cdot 10 \cdot 80}{10} = 9,52 \text{ B. O.};$$

Оскільки секція шин (СШ) підключена до 10 однакових ліній, і всі вони працюють паралельно, загальний опір визначається як паралельне з'єднання опорів кожної з ліній.

Якщо опір однієї лінії становить $R=1,24 \text{ Ом}$, то загальний еквівалентний опір для 10 паралельних ліній обчислюється за формулою:

$$X_{Л1-10} = \frac{X_{Л1}}{10} = \frac{9,52}{10} = 0,952 \text{ B. O.};$$

Для того, щоб знайти опір вимикача варто звернутись до довідника:

$$X_Q = 0,13 \text{ B. O.};$$

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для аналізу струмів короткого замикання в точці 1 побудуємо еквівалентну схему, яка подана на рисунку 2.12. Вона дозволяє узагальнено представити елементи електричної мережі та спростити подальші розрахунки.

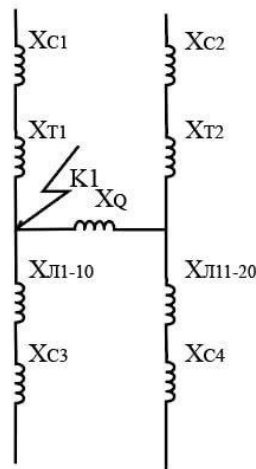


Рисунок 2.12 – Схема еквіваленту, що використовується для розрахунку короткого замикання в першій точці

Для виконання трансформації схеми необхідно об'єднати опори:

$$X_1 = X_{C1} + X_{T1} = 1 + 0,21 = 1,21 \text{ В. О.};$$

$$X_2 = X_{C1} + X_{T1} = 1 + 0,21 = 1,21 \text{ В. О.};$$

$$X_3 = X_Q = 0,13 \text{ В. О.};$$

$$X_4 = X_{Л1-10} + X_{C3} = 0,952 + 1 = 1,952 \text{ В. О.};$$

$$X_5 = X_{Л11-20} + X_{C4} = 0,952 + 1 = 1,952 \text{ В. О.};$$

$$X_6 = X_3 + \frac{X_2 \cdot X_5}{X_2 + X_5} = 0,13 + \frac{1,21 \cdot 1,952}{1,21 + 1,952} = 0,877 \text{ В. О.};$$

У результаті виконання першої та другої трансформацій було отримано заміщену схему, яка використовується для розрахунку короткого замикання в точці 1 (рис. 2.13).

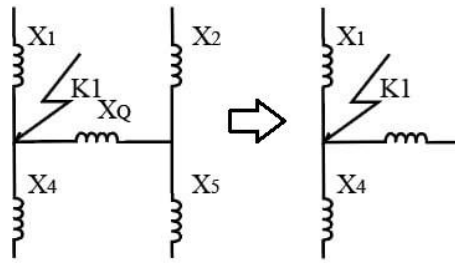


Рисунок 2.13 – Схема для розрахунку короткого замикання.

$$X_7 = \frac{X_4 \cdot X_6}{X_4 + X_6} = \frac{1,952 \cdot 0,877}{1,952 + 0,877} = 0,614 \text{ В. О.};$$

Після виконання 3-ї трансформації отримали замінену схему, яку використаємо для розрахунку струму короткого замикання у 1 точці. На рис. 2.14 наведено дану схему.

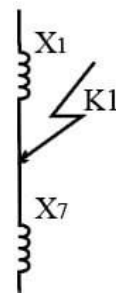


Рисунок 2.14 – Схема для розрахунку короткого замикання у 1 точці.

Визначимо еквівалентний опір системи:

$$X_{\text{ЕКВ}} = \frac{X_1 \cdot X_7}{X_1 + X_7} = \frac{1,21 \cdot 0,614}{1,21 + 0,614} = 0,41 \text{ В. О.};$$

Здійснимо розрахунок початкового значення періодичної складової струму короткого замикання з урахуванням прийнятих стандартних одиниць для точки 1:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{1}{X_{\text{ЕКВ}}} = \frac{1}{0,41} = 2,44 \text{ В. О.};$$

$$I_{\text{К}} = I_{\text{ПО}} \cdot I_6 = 2,44 \cdot 4,62 = 11,27 \text{ кА};$$

Розрахуємо значення ударного струму короткого замикання, використовуючи дані про періодичну складову струму.

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot K_{yc} = \sqrt{2} \cdot 11,27 \cdot 1,956 = 31,17 \text{ кА},$$

Де K_{yc} – ударний коефіцієнт;

На рис.2.15 зображено спрощену схему КЗ 2 точки :

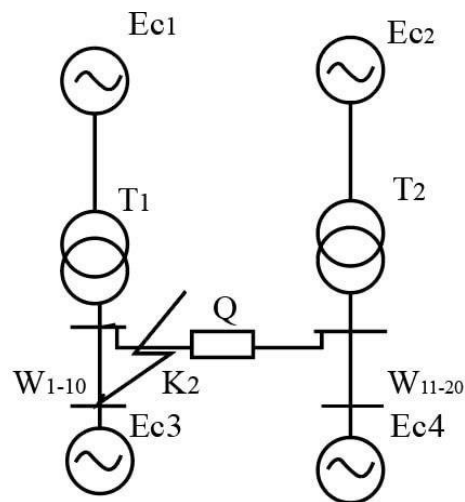


Рисунок 2.15 – Спрощена схема КЗ 2 точки

Створимо еквівалентну схему для аналізу 2 точки короткого замикання, зображення якої розміщено на рис. 2.16.

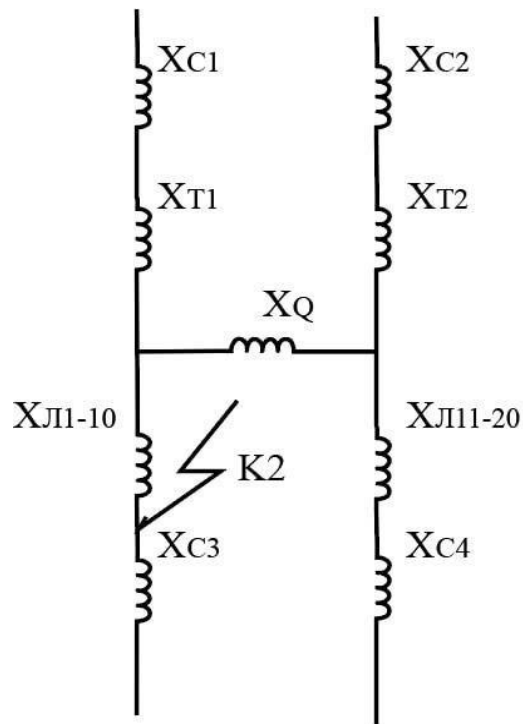


Рисунок 2.16 – Схема еквіваленту, що використовується для розрахунку короткого замикання в 2 точці.

Для виконання трансформації схеми об'єднає опори:

$$X_1 = X_{C1} + X_{T1} = 1 + 0,21 = 1,21 \text{ В. О.};$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{T2} = 1 + 0,21 = 1,21 \text{ В. О.};$$

$$X_3 = X_Q = 0,13 \text{ В. О.};$$

$$X_4 = X_{л1-10} + X_{C4} = 0,952 + 1 = 1,952 \text{ В. О.};$$

$$X_5 = X_3 + \frac{X_2 \cdot X_4}{X_2 + X_4} = 0,13 + \frac{1,21 \cdot 1,952}{1,21 + 1,952} = 0,88 \text{ В. О.};$$

Після виконання першої та другої трансформацій було сформовано заміщену схему для розрахунку короткого замикання в точці 1 (рис. 2.17).

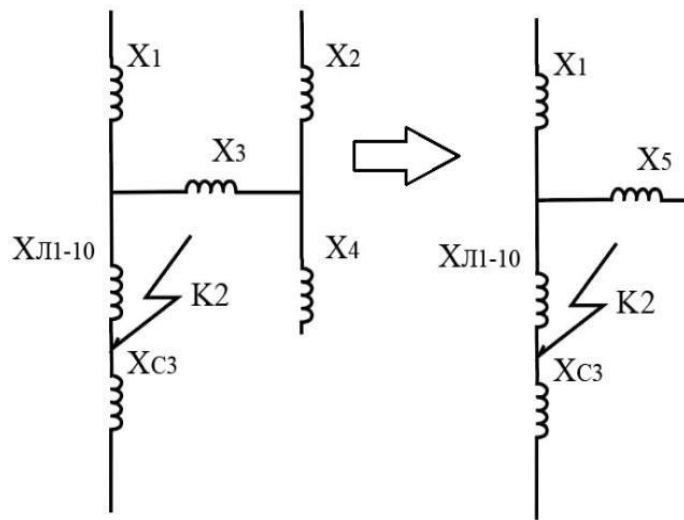


Рисунок 2.17 – Схема для розрахунку короткого замикання

$$X_6 = \frac{X_1 \cdot X_5}{X_1 + X_5} = \frac{1,21 \cdot 0,88}{1,21 + 0,88} = 0,51 \text{ В. О.};$$

$$X_7 = X_6 + X_{Л1-10} = 0,51 + 0,952 = 1,462 \text{ В. О.};$$

Замінену схему, яка може бути використана для розрахунку струму короткого замикання у 2 точці отримали після виконання 3-ї трансформації. На рис. 2.18 наведено дану схему.

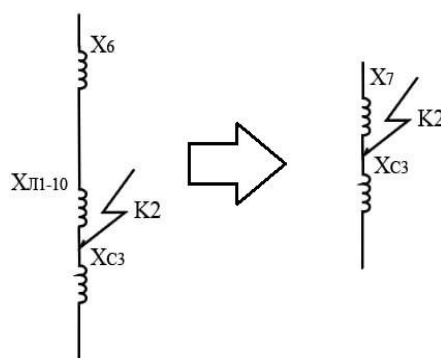


Рисунок 2.18 – Схема для розрахунку короткого замикання у 2 точці

Визначимо еквівалентний опір системи:

$$X_{\text{ЕКВ}} = \frac{X_7 \cdot X_{\text{С3}}}{X_7 + X_{\text{С3}}} = \frac{1,462 \cdot 1}{1,462 + 1} = 0,594 \text{ В. О.};$$

					141.ЕКЗ1102.002.ДБ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виконаємо обчислення початкового значення періодичної складової струму КЗ з урахуванням встановлених стандартних одиниць 1 точки:

$$I_{\text{по}} = \frac{1}{X_{\text{ЕКВ}}} = \frac{1}{0,594} = 1,68 \text{ В. О.};$$

$$I_{\text{к}} = I_{\text{по}} \cdot I_6 = 1,68 \cdot 4,62 = 7,76 \text{ кА};$$

Обрахуємо величину ударного струму короткого замикання скориставшись інформацією про періодичну складову струму.

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к}} \cdot K_{\text{ус}} = \sqrt{2} \cdot 7,76 \cdot 1,956 = 21,47 \text{ кА},$$

Де $K_{\text{ус}}$ – ударний коефіцієнт;

На рис.2.19 зображено спрощену схему КЗ 3 точки.

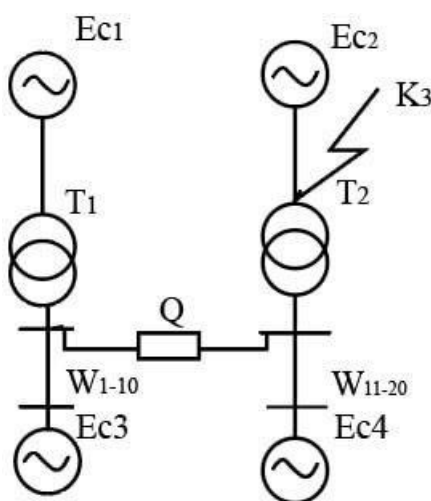


Рисунок 2.19 – Спрощена схема КЗ 3 точки

Створимо еквівалентну схему для аналізу 3 точки короткого замикання, зображення якої розміщено на рис. 2.20.

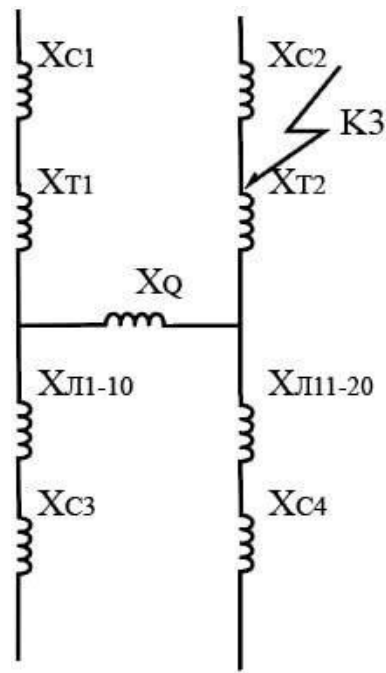


Рисунок 2.20 – Схема еквіваленту, що використовується для розрахунку короткого замикання в третій точці

Для виконання трансформації схеми об'єднаємо опори:

$$X_1 = X_{C1} + X_{T1} = 1 + 0,21 = 1,21 \text{ В. О.};$$

$$X_2 = X_{Л1-10} + X_{C3} = 0,952 + 0,21 = 1,952 \text{ В. О.};$$

$$X_3 = X_Q = 0,13 \text{ В. О.};$$

$$X_4 = X_{Л11-20} + X_{C4} = 0,952 + 1 = 1,952 \text{ В. О.};$$

$$X_5 = X_3 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = 0,13 + \frac{1,21 \cdot 1,952}{1,21 + 1,952} = 0,88 \text{ В. О.};$$

Отримали заміщену схему для розрахунку короткого замикання в першій точці після проведення першої та другої трансформації – рис. 2.21.

					141.EK31102.002.ДБ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

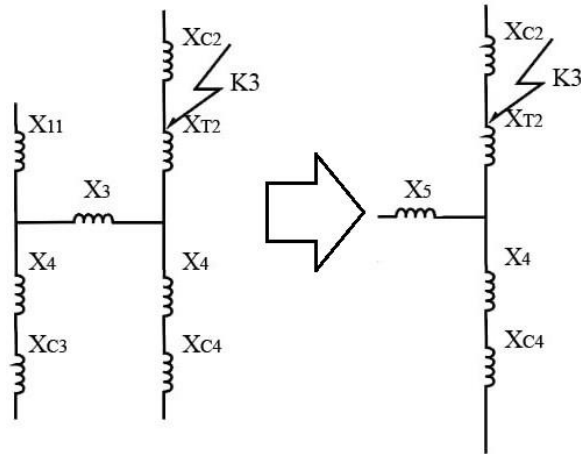


Рисунок 2.21 – Схема для розрахунку короткого замикання

$$X_6 = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{1,952 \cdot 0,88}{1,952 + 0,88} = 0,608 \text{ В. О.};$$

$$X_7 = X_{T2} + X_6 = 0,21 + 0,608 = 0,818 \text{ В. О.};$$

Після виконання 3-ї трансформації ми отримали замінену схему, яка може бути використана для розрахунку струму короткого замикання у 3 точці. На рис. 2.22 наведено дану схему.

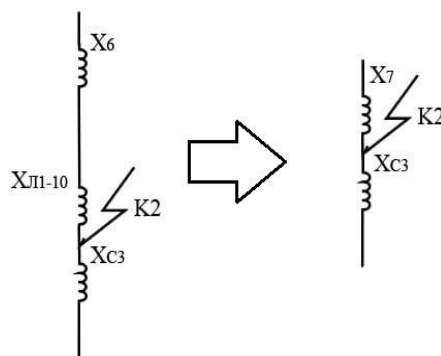


Рисунок 2.22 – Схема для розрахунку короткого замикання у 3 точці

Визначимо еквівалентний опір системи:

$$X_{\text{ЕКВ}} = \frac{X_7 \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2}} = \frac{0,818 \cdot 1}{0,818 + 1} = 0,45 \text{ В. О.};$$

					141.EK31102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Виконаємо обчислення початкового значення періодичної складової струму КЗ з урахуванням встановлених стандартних одиниць 1 точки:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{1}{X_{\text{ЕКВ}}} = \frac{1}{0,45} = 2,22 \text{ В. О.};$$

$$I_{\text{К}} = I_{\text{ПО}} \cdot I_{\text{б}} = 2,22 \cdot 4,62 = 10,26 \text{ кА};$$

Обрахуємо величину ударного струму короткого замикання скориставшись інформацією про періодичну складову струму.

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{К}} \cdot K_{\text{УС}} = \sqrt{2} \cdot 10,26 \cdot 1,956 = 28,38 \text{ кА},$$

Де $K_{\text{УС}}$ – ударний коефіцієнт;

2.12 Перевірочний вибір обладнання підстанції

На основі проведених досліджень встановили, що максимальне значення періодичної складової струму КЗ дорівнює 11.27 кА, а ударного струму — 31.17 кА.

Згідно з аналізом вимог до комутаційної апаратури, вимикачі, що змонтовані на станції, мають граничний струм вимикання періодичної складової 31.5 кА та пікове значення наскрізного струму 80 кА.

Таким чином, отримані значення струмів короткого замикання знаходяться в межах допустимих параметрів обладнання. З огляду на це, можна стверджувати, що дані вимикачі забезпечують надійний захист системи при будь-якому місці виникнення КЗ.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки по розділу

У другому розділі дипломного проекту здійснено комплексний аналіз підстанції 110/35/10 кВ. З огляду на сучасні тенденції в електроенергетиці, дослідження охопило її структуру, обладнання та ключові технологічні процеси. Важливим аспектом аналізу стали характеристики силових трансформаторів, збірних шин, комутаційного та захисного обладнання, а також вимірювальних приладів, що забезпечують стабільну та безпечну експлуатацію.

Ключові аспекти включають:

1. Оптимізація структури підстанції

На основі розрахунків потужності, використання трансформаторів ТДН-40000/110-70 (40 МВА) забезпечує оптимальне перетворення напруги з 110 кВ на 35 кВ. Відповідно до сучасних стандартів, це забезпечує високу енергоефективність.

З урахуванням вимог надійності, застосування збірних шин (АС-185 та 2А 100х10) дозволяє оптимізувати розподіл електроенергії та мінімізувати ризики перевантажень.

2. Захисні системи та автоматика

Згідно з принципами електробезпеки, впровадження ОПНп-110/73/10/550 та розрядників (РВС-110-М, РВП-35, РВС-10) захищає від грозових і комутаційних перенапруг.

На основі сучасних підходів до автоматизації, системи релейного захисту (АПВ, АЧР, АВР, МСЗ) дозволяють оперативно ліквідувати аварії, підвищуючи стабільність системи.

3. Розрахунки струмів короткого замикання

Згідно з результатами аналізу, максимальний струм КЗ становить 11.27 кА, ударний — 31.17 кА. Відповідно до нормативів, це підтверджує придатність обладнання для аварійних режимів.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, аналіз підстанції 110/35/10 кВ підтверджує її відповідність сучасним вимогам. З урахуванням динаміки розвитку, запропоновані рішення забезпечать стабільність у умовах зростаючих навантажень.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

3 АВТОМАТИЗОВАНЕ РОБОЧЕ МІСЦЕ ІНЖЕНЕРА-РЕЛЕЙЩИКА (АРМ ІР) У СКЛАДІ АСУ ТП ПІДСТАНЦІЇ

3.1 Призначення та основні функції АРМ ІР

АРМ ІР – це спеціалізований програмний комплекс, який призначений для:

- збору та архівації даних;
- управління пристроями релейного захисту;
- конфігурування параметрів захистів;

Відповідно до концепції цифрових підстанцій, цей інструмент забезпечує централізований контроль над усіма функціями РЗА.

На рис. 3.1 зображено робоче місце інженера-релейщика.



Рисунок 3.1 – Робоче місце інженера-релейщика

					141.ЕКз1102.002.ДБ								
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата									
Розробив		Ілечко Ю.В.			АВТОМАТИЗОВАНЕ РОБОЧЕ МІСЦЕ ІНЖЕНЕРА- РЕЛЕЙЩИКА (АРМ ІР) У СКЛАДІ АСУ ТП ПІДСТАНЦІЇ				Літ.	Арк.	Акрушів		
Перевірів		Хоменко О.В.									65	21	
									НТТУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕК-311				
Н.контроль		Шполянський О.Г.											
Затвердив		Марченко А.А.											

Основні функціональні можливості автоматизованого робочого місця інженера релейного захисту (АРМ ІР) охоплюють такі аспекти:

1. Віддалений доступ до пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) електроенергетичних об'єктів, що робить можливим дистанційне керування ними та моніторинг їх стану;
2. Оцилографування та подальший аналіз електричних параметрів, зокрема струму, напруги та інших характеристик роботи РЗА;
3. Автоматична синхронізація системного часу з астрономічним еталоном, що гарантує високу точність фіксації подій і виконання операцій;
4. Система передбачає автоматизоване зчитування та ведення журналів останніх подій, що істотно підвищує оперативність у реагуванні на зміну стану об'єктів;
5. Візуалізація стану каналів зв'язку та можливостей діагностики РЗА, що сприяє підвищенню ефективності управління й технічного контролю;
6. Функція віддаленого зчитування та збереження оцилограм з пристроїв РЗА з метою подальшого технічного аналізу;
7. Для централізованого зберігання інформації про функціонування релейного захисту та автоматики передбачено використання спеціалізованої бази даних;
8. З метою захисту інформації, реалізовано механізми багаторівневого контролю доступу до бази даних, що обмежують вхід лише для авторизованих користувачів;
9. У системах автоматизованого управління передбачено можливість використання телемеханічних каналів РЗА як резервних, що дозволяє підтримувати зв'язок навіть у разі виходу з ладу основних каналів.
10. Здійснюється передача даних від РЗА до енергодиспетчерської системи, що забезпечує розширений моніторинг і централізоване управління енергетичною інфраструктурою [15].

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2 Технічне і програмне забезпечення АРМ ІР

В склад технічного забезпечення АРМ ІР включено різноманітні компоненти, що є критично необхідними для забезпечення його роботи. На рис. 3.2 зображено структурну схему технічного забезпечення АРМ ІР.



Рисунок 3.2 – Технічне забезпечення АРМ ІР

Основними компонентами технічного забезпечення АРМ ІР виступають:

- **Сервери:** АРМ ІР потребує присутність серверних рішень, призначених для обробки та збереження даних, забезпечення доступу до бази даних та виконання інших системних функцій. Як правило, ці сервери характеризуються потужним апаратним забезпеченням та спеціальною оптимізацією для ефективного виконання різноманітних завдань управління та моніторингу релейного захисту й автоматики;
- **Комп'ютери:** Користувачі взаємодіють з АРМ ІР через персональні комп'ютери або робочі станції. Важливо, щоб ці машини відповідали мінімальним системним вимогам для забезпечення швидкої та продуктивної роботи програмного забезпечення. Таким чином, комп'ютери повинні володіти достатньою обчислювальною потужністю, обсягом оперативної пам'яті та зручними інтерфейсами для безперешкодної роботи з АРМ ІР;

- Мережеве обладнання: Важливо підкреслити ключову роль мережевого обладнання у забезпеченні зв'язку між усіма елементами системи — від серверів і клієнтських станцій до пристроїв релейного захисту. До цієї групи належать комутатори, маршрутизатори, мережеві кабелі та інші компоненти, що відповідають за стабільний і надійний обмін даними між усіма мережевими вузлами.

Щодо додаткових пристроїв:

Згідно з дослідженнями [16], до них можуть належати принтери або інші спеціалізовані пристрої (наприклад: системи віддаленого доступу та керування, моніторингові та візуалізаційні системи).

Програмне забезпечення (ПЗ) АРМ ІР було спеціально розроблено для оптимізації операційних процесів та підвищення ефективності роботи інженера-релейщика.

Критично важливою функцією цього ПЗ є забезпечення точного моніторингу, конфігурування, налаштування, діагностики та управління системами релейного захисту та автоматики в електричних мережах. На рис. 3.3 зображено структурну схему ПЗ АРМ інженера-релейщика.

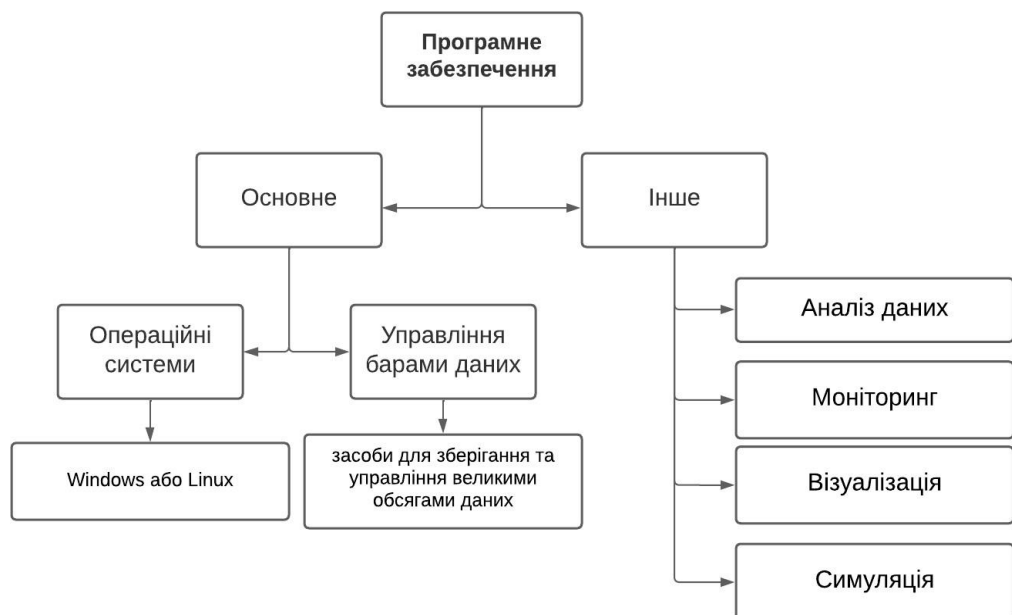


Рисунок 3.3 – ПЗ АРМ інженера-релейщика

Основне програмне забезпечення АРМ релейщика класифікується за такими категоріями:

1. Робоче місце інженера-релейщика функціонує на базі спеціалізованої операційної системи (Windows або Linux), яка виконує роль фундаментального середовища, забезпечуючи керування обчислювальними ресурсами, взаємодію з апаратним забезпеченням та надання зручного інтерфейсу користувача. Інтегрована графічна оболонка системи спеціально розроблена для забезпечення комфортної роботи фахівців з релейним захистом, дозволяючи ефективно виконувати операції та отримувати доступ до всіх необхідних функцій.

2. Програмні засоби керування базами даних: Автоматизоване робоче місце релейного захисту (АРМ релейника) застосовує спеціалізоване програмне забезпечення для управління базами даних, яке дозволяє ефективно обробляти великі обсяги інформації, що стосуються електроенергетичних систем. Такі засоби забезпечують структуроване зберігання та керування даними — зокрема, їх створення, редагування та видалення — і охоплюють інформацію про релейний захист, конфігурацію мережі, події журналі та інші важливі параметри. Важливою є також здатність цих систем виконувати складні запити для швидкого доступу до потрібної інформації.

До складу АРМ релейного захисту, як правило, входять додаткові програмні компоненти, серед яких інструменти для моніторингу, аналізу даних, графічного представлення інформації, налаштування пристроїв та моделювання режимів роботи.

Як зазначено в дослідженнях [17], використання таких допоміжних програмних засобів суттєво підвищує ефективність роботи з електричними мережами, полегшуючи виявлення та усунення несправностей, аналіз поточних режимів та вдосконалення релейного захисту.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3 Інформаційне забезпечення АРМ ІР

Інформаційна складова АРМ інженера-релейщика - це цілісна система методів, технологічних рішень та інформаційних джерел, яка забезпечує фахівцю оперативний доступ до всіх необхідних даних та інструментів, що є вирішальним фактором для ефективного виконання професійних обов'язків.

Цей комплекс інтегрує як програмні, так і апаратні компоненти, що надають інженеру-релейщику інструменти для управління та контролю систем релейного захисту й автоматики в електромережах.

До складу цього забезпечення входять різноманітні програми, інтерфейси, бази даних, засоби комунікації та інші елементи, які забезпечують збір, обробку, зберігання та передачу даних про стан електроенергетичних систем. Важливо відзначити, що воно також реалізує ключові функції, такі як конфігурування параметрів реле, діагностику несправностей та моніторинг стану системи.

Головною метою інформаційного забезпечення АРМ, безсумнівно, є забезпечення ефективного контролю, управління та захисту електричних систем. Завдяки його функціоналу, інженер-релейщик отримує можливість у режимі реального часу відслідковувати стан систем, визначати потенційні проблеми, приймати обґрунтовані рішення та вживати необхідних дій для підвищення безпеки та надійності електромережі.

Також для забезпечення відповідності та безпеки інформаційне забезпечення АРМ реалізує ієрархічно організовану систему рівнів доступу користувачів, що визначаються їхніми повноваженнями та зоною відповідальності. Кожен рівень доступу характеризується власним набором дозволених дій у системі та відповідними обмеженнями. Під час впровадження АРМ на об'єкті, для кожного користувача генерується унікальний ключ доступу, який детермінує його привілеї та межі дозволеного.

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно з визначеною моделлю [17], основними рівнями доступу є:

- Рівень адміністратора (адміністративний рівень);
- Рівень інженера-релейщика (технічний рівень);
- Рівень оператора (обмежений рівень);
- Рівень "Повний доступ";

На рис. 3.4 зображено програмне забезпечення адміністрування користувачів.

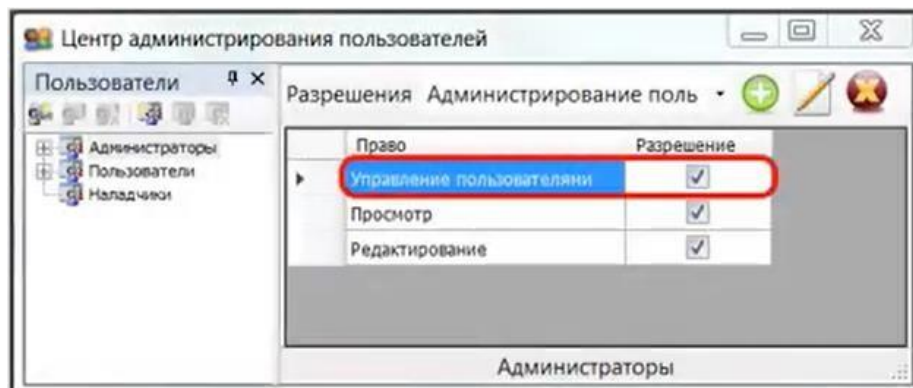


Рисунок 3.4 – ПЗ адміністрування користувачів

3.4 Інтерфейс АРМ. Реалізація основних функцій АРМ ІР

Інтерфейс АРМ інженера-релейщика реалізований як спеціалізоване програмне рішення, що розроблене для забезпечення високоефективної взаємодії з пристроями релейного захисту та автоматики.

Основними особливостями даного інтерфейсу є набір інструментів і функцій, які дозволяють технічним фахівцям збирати та зберігати інформацію, а також керувати та налаштовувати релейне обладнання.

На рис. 3.5 наведено приклад інтерфейсу ПЗ АРМ інженера-релейщика.

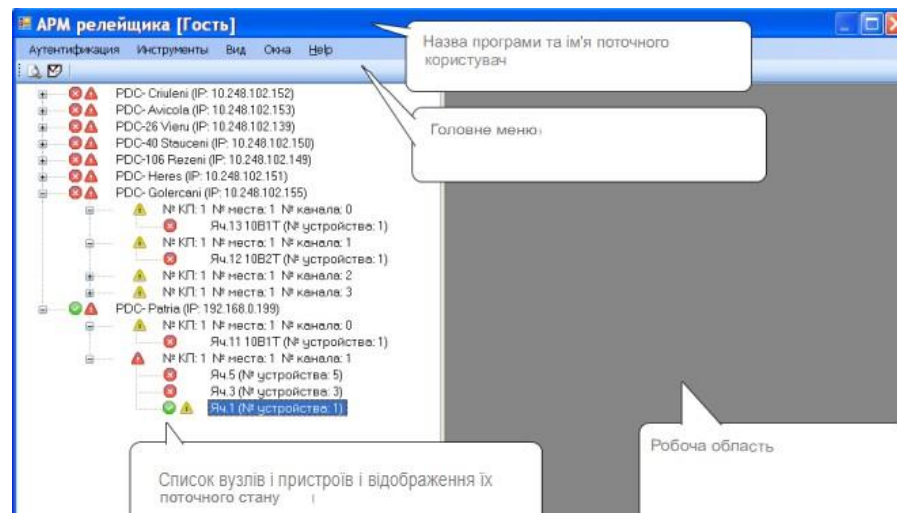


Рисунок 3.5 – Приклад інтерфейсу ПЗ АРМ інженера-релейщика

Важливо відзначити, що АРМ інженера-релейщика містить інформаційний рядок із назвою програми та ID авторизованого користувача, що з'являється лише після успішного входу в систему.

Таким чином, цей ідентифікатор детермінує рівень доступу користувача, що може включати привілеї на конфігурацію, адміністрування, віддалений доступ та керування пристроями.

За замовчуванням, у випадку, коли користувач не пройшов аутентифікацію або не володіє адміністративними повноваженнями, його ідентифікатор фіксується як "Гість". У даному контексті, такому користувачу надається строго обмежений режим доступу, який, як правило, обмежується функціоналом перегляду інформації.

У додатку А пункт 2.1 наведено більш детальну інформацію про меню авторизації.

Щодо функціональності журналів дій:

1. Журнал дій поточного користувача:

Однією з важливих функцій є можливість перегляду поточним користувачем власного журналу виконаних дій у програмному середовищі. Такий журнал містить впорядковану інформацію про всі здійснені операції,

зокрема налаштування пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), керування обладнанням та інші дії, пов'язані з роботою системи.

2. Журнал дій усіх користувачів:

Система також надає доступ до перегляду логів активності всіх зареєстрованих користувачів. У таких журналах фіксуються дії кожного співробітника, що дозволяє відслідковувати внесені зміни, зокрема ті, що стосуються параметрів релейного захисту. Ця функція є особливо корисною для технічного аналізу та координації роботи між релейниками.

Таким чином, наведена функціональність системи журналів спрямована на забезпечення можливості інженеру-релейщику контролювати власні дії, моніторити активність інших користувачів та здійснювати необхідний нагляд за роботою програми.

На рис. 3.6 зображено виклик журналу дій.

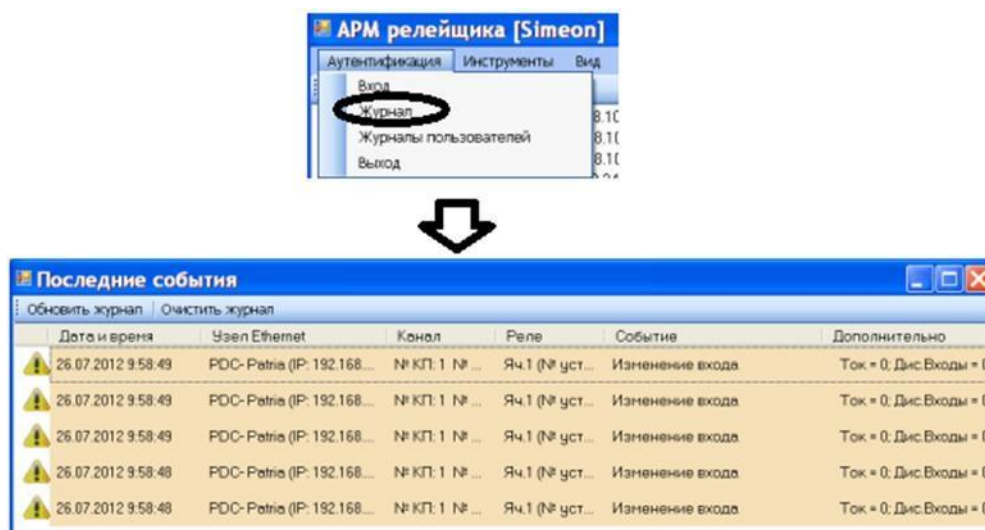


Рисунок 3.6 – Виклик журналу дій

На рис. 3.7 зображено меню налаштувань АРМ IP.

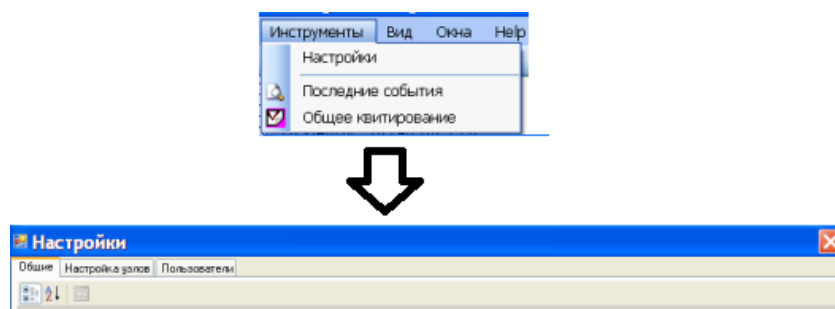


Рисунок 3.7 – Меню налаштувань АРМ IP

Як видно з рис. 3.7 є такі налаштування, як Загальні, Налаштування вузлів та Користувачів.

На рис. 3.8 наведено фото вікна загальних налаштувань. На даному рисунку ми можемо побачити наступне:

Автозапуск програми:

Параметри автозапуску визначають, чи буде програма автоматично запускатися разом із завантаженням операційної системи Windows. Одним із альтернативних способів налаштування є додавання ярлика програми до каталогу "Пуск → Програми → Автозавантаження" (Start → Programs → Startup).

Автоматичне завершення сеансу:

Ця функція забезпечує автоматичний вихід користувача з системи після встановленого періоду бездіяльності. Після цього сеанс перемикається на режим з обмеженими правами — "Гість".

Налаштування шляху до бази даних:

Вказуються повні (абсолютні) шляхи до папки, у якій розміщуються файли бази даних, що використовуються програмним забезпеченням.

Архівування переписки:

Система підтримує можливість збереження історії спілкування. Для цього в контекстному меню доступний пункт "Зберегти журнал", що дозволяє заархівувати діалоги користувача.

Панель керування пристроями:

Цей інструмент надає можливість оператору налаштовувати просторове розміщення інтерфейсних елементів, таких як списки пристроїв, магістралей і вузлів, у вікні програми.

Режим відображення повного найменування:

Опція дозволяє вмикати або вимикати показ розширеної ідентифікаційної інформації. Наприклад, для вузлів це може бути IP-адреса, а для пристроїв — їхній порядковий номер у складі магістралі.

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Контроль відповіді пристроїв:

Функція встановлює граничний інтервал очікування відповіді від пристрою. Якщо протягом цього часу система не отримує жодного сигналу, пристрій вважається недоступним.

У додатку А пункт 2.2 наведені додаткові функції.

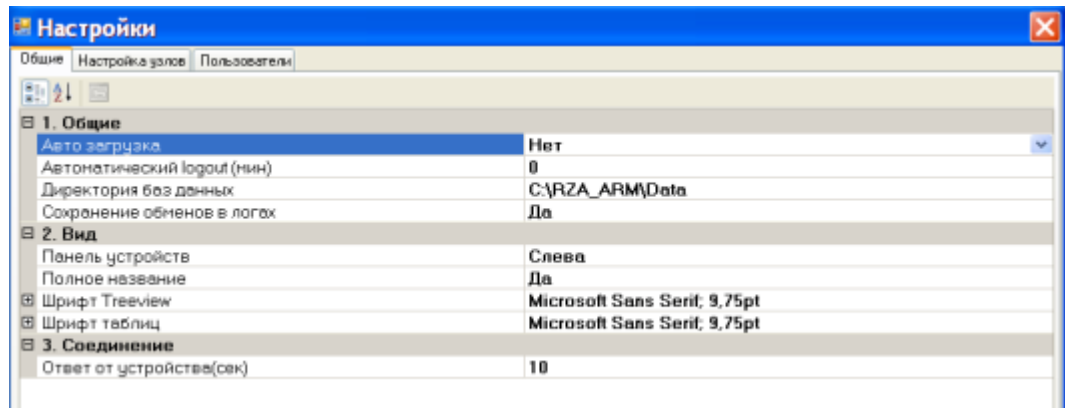


Рисунок 3.8 – Вікно загальних налаштувань

На рис. 3.9 наведено фото вікна налаштувань вузлів. На даному рисунку ми можемо побачити такі параметри, які доступні для налаштування вузлів:

Перефразовано з науковими вступними фразами та збереженням точності:

1. IP-адреса вузла являє собою унікальний мережевий ідентифікатор, що присвоюється конкретному вузлу;
2. Порт визначається як логічний мережевий інтерфейс, що використовується вузлом для організації обміну даними;
3. Параметр "Сервер" індикує, чи виконує даний вузол серверні функції в системі.
4. Назва слугує символічним позначенням, що однозначно ідентифікує вузол для користувача.
5. Параметр "Відсутність з'єднання" відображає наявність або відсутність активного зв'язку з пристроями вузла. Важливо зазначити, що при

значенні таймауту 0, статус з'єднання визначається виключно на підставі результату останнього запиту.

6. Параметр "Пряма адресація" реалізує механізм прямої адресації пристроїв у межах вузла, що гарантує відсутність дублювання номерів пристроїв всередині нього.

7. Параметр "Синхронізація часу" детермінує циклічність (періодичність) синхронізації системного часу на пристроях, що входять до вузла.

8. Параметр "Синхронізація журналу" визначає частоту запитів до пристроїв вузла для отримання журналів подій.

9. Параметр "Синхронізація поточних даних" конфігурує періодичність запиту актуальних (поточних) даних з пристроїв, що належать до вузла.

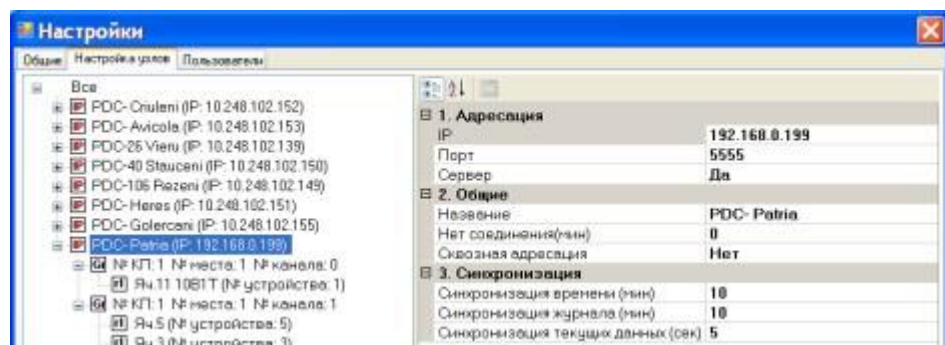


Рисунок 3.9 – Вікно налаштувань вузлів

Список вузлів і пристроїв в АРМ інженера-релейщика включає в себе:

1. Вузлы-концентраторы, які відіграють роль інформаційно-обчислювальних осередків, призначених для агрегації та передачі даних від підключених пристроїв. Ці компоненти, що можуть бути фізичними або програмними сутностями, забезпечують централізований збір та первинну обробку даних із розподілених джерел;

2. Магістралі ліній зв'язку – представляють собою інформаційні канали, що інтегрують вузлы-концентраторы з кінцевими пристроями. Такі магістралі,

реалізовані на фізичному або логічному рівні, забезпечують надійну передачу даних між пристроями та відповідними вузлами;

3. Пристрої (релейний захист, датчики, комутаційні апарати тощо), які здійснюють вимірювання, контроль та управління параметрами електроенергетичних систем. Вони інтерфейсуються з вузлами-концентраторами через магістралі зв'язку, надаючи критичні дані про стан системи та можливості дистанційного керування;

На рис. 3.10 зображено Панель списку вузлів і пристроїв.

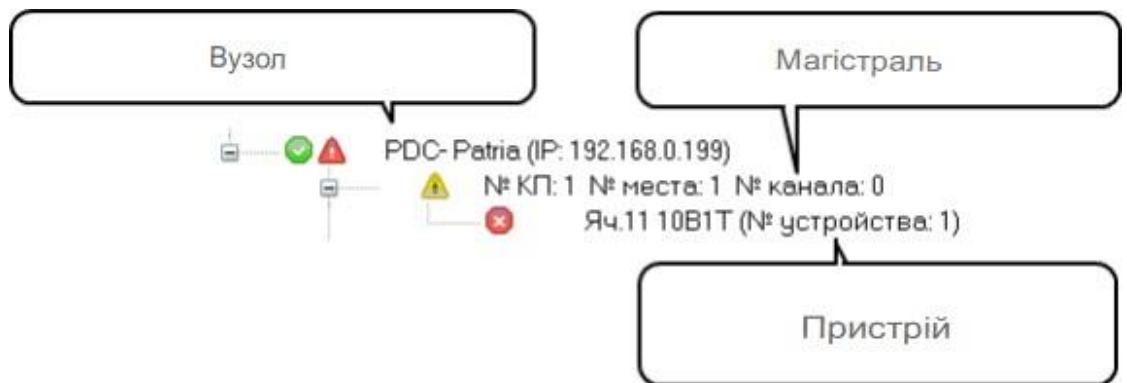


Рисунок 3.10 – Панель списку вузлів і пристроїв

В списку відображаються поточні стани окремих елементів або груп елементів. На рис. 3.11 зображено всі види станів, які можуть бути.



Рисунок 3.11 – Відображення станів

-  – Відсутність зв'язку;
-  – Встановлення зв'язку;
-  – Виникнення нової події;
-  – Виникнення помилки в пристрої;

Взаємодія з даними, а також керування пристроями та вузлами реалізована через механізм контекстного меню. Для активації контекстного

меню необхідно виконати клік правою кнопкою миші на цільовому елементі (вибраний вузол, магістраль або пристрій).

На рис. 3.12 зображено вигляд контекстного меню, де ми можемо отримати доступ до трьох журналів (журнал подій, журнал аварій осцилограм, журнал теперішніх значень).

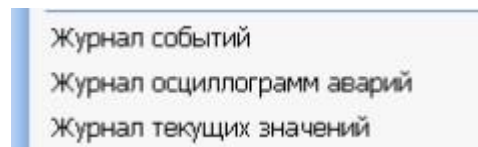


Рисунок 3.12 – Контекстне меню

Журнал подій відображає події, які були отримані від пристроїв. Вікно журналу подій наведено на рис. 3.13.

Журнал событий PDC- Patria (192.168.0.199)_TMA:1/1/1_Яч.1 (№:1)												
Показать события												
☐ за текущие сутки ☐ за последние 2 суток ☐ за неделю ☒ все												
Дата и время	Событие	Доп. код события										
11.07.2012 10:31:50	Квитирование реле	по ТУ RS232	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.07.2012 10:27:32	Квитирование реле	по ТУ RS232	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.07.2012 10:19:14	Включение устройств		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2000 0:23:37	Изменение входа		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2000 0:23:10	Изменение входа		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2000 0:23:10	Включение устройств		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2000 0:22:57	Изменение выхода реле		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2000 0:22:57	Работа МТЗ 3 ступени	Іперв = 457А, повр. фазв А, без ускор. МТЗ.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2000 0:22:53	Пуск МТЗ 1 ступени	Іперв = 466А, повр. фазв А, без ускор. МТЗ.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2000 0:22:53	Включение устройств		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
п1 п1 2ппп л 22-4л	Изменения вхппл		п	п	п	п	п	п	п	п	п	п

Рисунок 3.13 – Вікно журналу подій

При виборі пункту «Журнал осцилограмм аварий» у контекстному меню відкривається інтерфейсне вікно, в якому користувач має змогу обрати одну з попередньо зчитаних осцилограм для подальшого перегляду та аналізу.

Таким чином, дана функція забезпечує збереження й доступ до історичних даних, пов'язаних з аварійними подіями в електроенергетичній системі, що є важливим для ретроспективного аналізу та технічного аудиту.

На рис. 3.14 зображено вікно вибору журналу осцилограм.

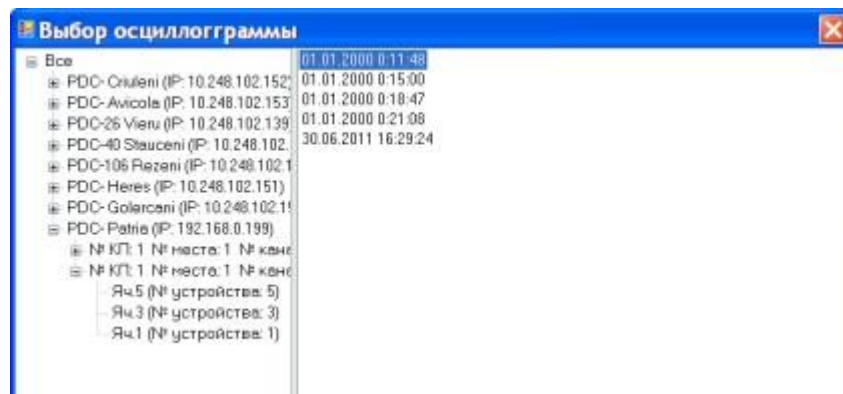


Рисунок 3.14 – Вікно вибору журналу осцилограм

Як видно з рис. 3.14, у лівій частині екрана розміщується список вузлів, магістралей та пристроїв, тоді як у правій — перелік доступних осцилограм. Для ініціації перегляду вибраної осцилограми необхідно натиснути кнопку «Застосувати».

З огляду на функціональність системи, така структура інтерфейсу надає інженеру-релейнику зручний інструмент для вибору й аналізу осцилограм, що безпосередньо пов'язані з конкретними об'єктами мережевої інфраструктури.

На рис. 3.15 зображено вікно перегляду обраної осцилограми.

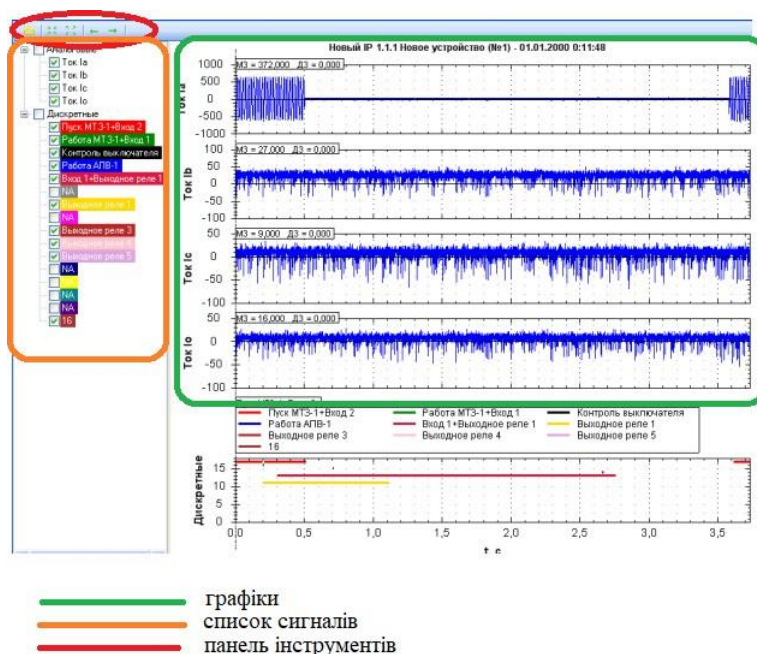


Рисунок 3.15 – Вікно перегляду обраної осцилограми

Панель інструментів:

- Для локального збільшення масштабу: необхідно виділити цільову область на графіку з утриманням лівої кнопки миші;
- Горизонтальне масштабування: здійснюється шляхом використання колеса прокрутки миші;
- Переміщення графічної області: утримуючи клавішу Shift та ліву кнопку миші, пересувайте курсор у потрібному напрямку;

Список сигналів:

- Важливою функцією є можливість активувати або деактивувати відображення довільного сигналу на графіку шляхом відповідного вибору в списку.

У контексті функціональних можливостей системи, вибір пункту «Журнал теперішніх значень» у контекстному меню відкриває відповідне вікно, де користувач може обрати попередньо зчитані актуальні значення.

Таким чином, ця функція надає інженеру-релейнику зручний доступ до збережених поточних даних, що може бути використано для оперативного аналізу стану системи та забезпечення ефективного контролю.

На рис. 3.16 зображено вікно журналу теперішніх значень.

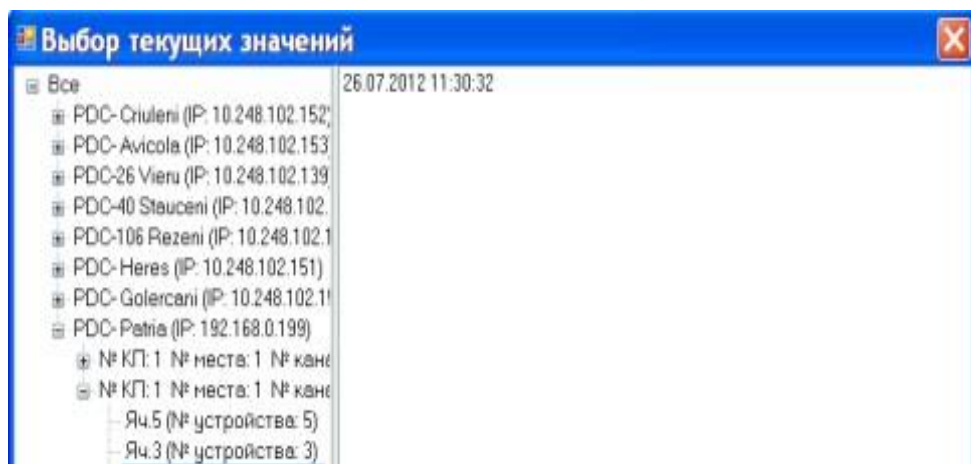


Рисунок 3.16 – Вікно журналу теперішніх значень

Ліворуч розташований список вузлів, магістралей та пристроїв, праворуч – список ретроспективних поточних значень. Для перегляду цих даних слід натиснути кнопку «Застосувати».

На рис. 3.17 зображено вікно перегляду обраного теперішнього значення.

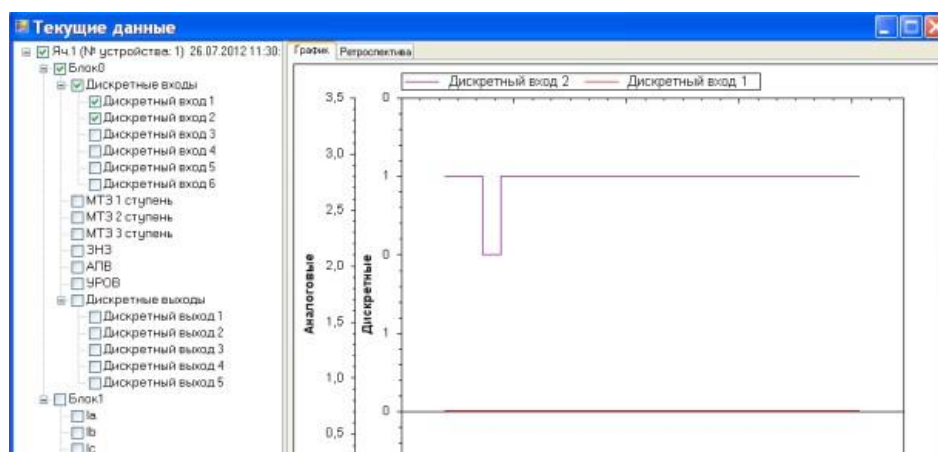


Рисунок 3.17 – Вікно перегляду обраного теперішнього значення

В межах функціонального інтерфейсу користувача надається доступ до наступних компонентів:

- Список сигналів, де можливо керувати їхнім відображенням на графіку — зокрема, активувати або деактивувати будь-який із сигналів;
- Графік, для якого передбачено низку інструментів керування, зокрема:
 - Для збільшення масштабу необхідно виділити потрібну область, утримуючи ліву кнопку миші.
 - Щоб масштабувати по горизонталі, слід скористатись колесом прокрутки миші.
 - Для переміщення графіка використовується комбінація клавіші Shift і лівої кнопки миші, що дає змогу змінювати положення графіка в обраному напрямку.

Щодо перегляду даних пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), достатньо викликати контекстне меню обраного пристрою, після чого здійснити перехід до пункту з параметрами пристрою.

На рис. 3.18 зображено контекстне меню пристрою.

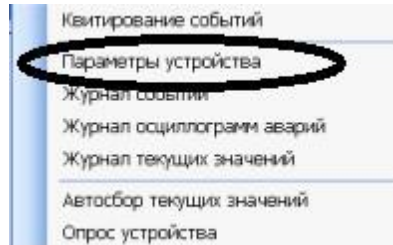


Рисунок 3.18 – Контекстне меню пристрою

На рис. 3.19 зображені параметри пристрою РЗА.

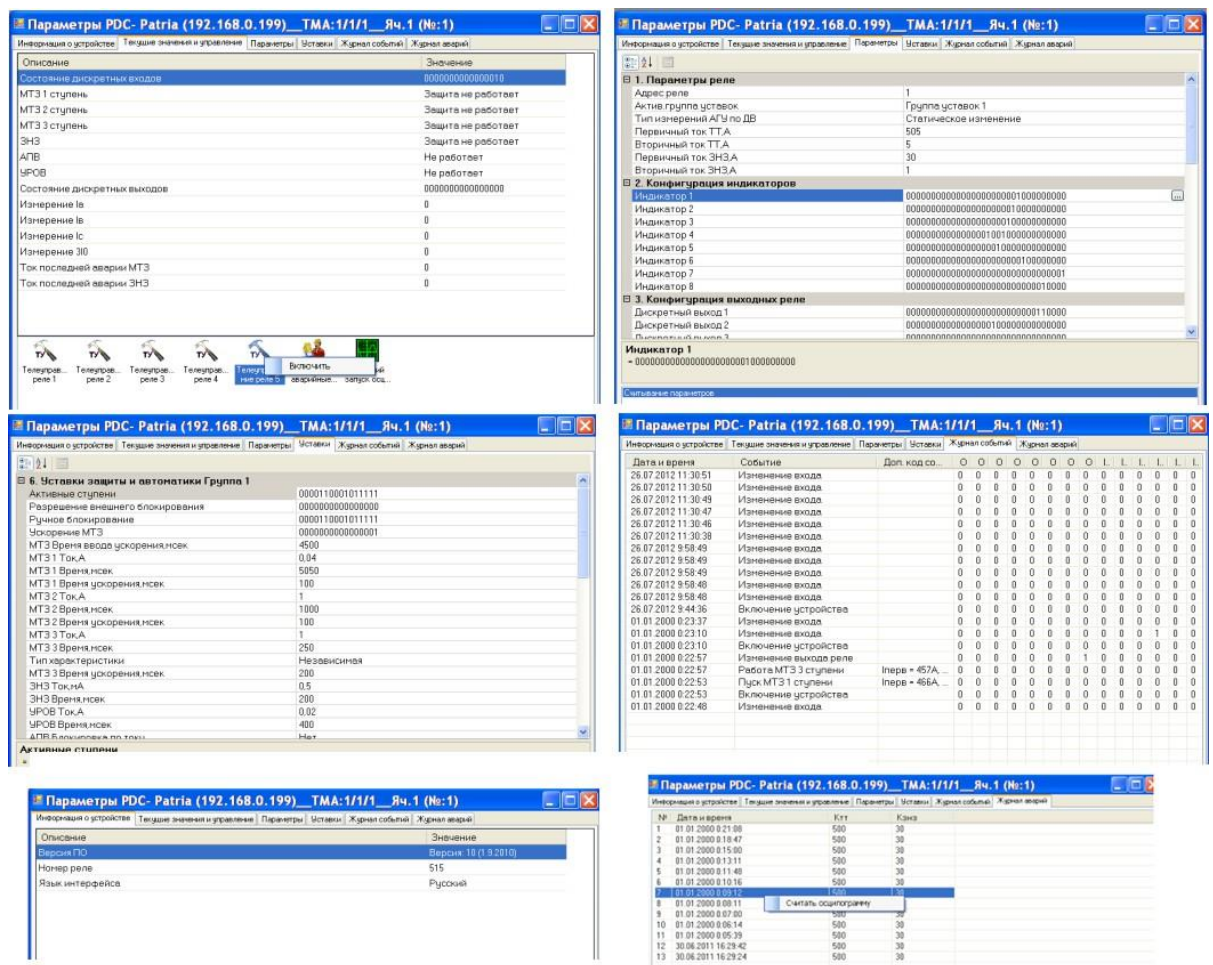


Рисунок 3.19 – Параметры пристрою РЗА

Як показано на інтерфейсі (Рис. 3.19), інженер-релейник має змогу виконувати наступні дії:

1. Доступна функція перегляду поточних значень, де в реальному часі відображаються актуальні параметри релейного пристрою, такі як струм, напруга, потужність тощо. Це, безумовно, сприяє ефективному моніторингу стану системи;

2. Реалізовано можливість керування пристроєм — за допомогою контекстного меню, що викликається правою кнопкою миші на відповідному значку. У цьому меню доступні функції, зокрема увімкнення або вимкнення захисту, перемикання режимів роботи та інші опції;

3. У відповідних розділах інтерфейсу, а саме "Параметри" та "Налаштування", передбачено механізм зміни параметрів пристрою. Для цього необхідно натиснути лівою кнопкою миші на потрібному параметрі та вибрати кнопку "..." праворуч. Після редагування змінені дані слід записати до пристрою, натиснувши кнопку "Записати";

4. Користувач має можливість зчитувати інформацію через контекстне меню, яке відкривається правою кнопкою миші на таблиці журналу. При потребі журнал подій може бути експортований у формат Excel для подальшого аналізу;

5. Процес зчитування осцилограм реалізується у два етапи. Спочатку натискається кнопка "Зчитати", що дозволяє отримати перелік усіх доступних осцилограм. Далі, для вибору конкретної осцилограми, необхідно викликати контекстне меню (права кнопка миші) та обрати пункт "Зчитати";

Висновки по розділу

У результаті проведеного аналізу було досліджено автоматизоване робоче місце інженера-релейника (АРМ ІР) як один із ключових компонентів сучасної автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУ ТП) на підстанціях класу напруги 110/35/10 кВ. Зазначена система

					141.EKз1102.002.ДБ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виконує функцію інтегрованого інструмента для роботи з пристроями релейного захисту та автоматики (РЗА), забезпечуючи надійність, оперативність та гнучкість управління.

Насамперед, АРМ ІР дозволяє централізовано здійснювати контроль над усіма підключеними пристроями РЗА. Завдяки віддаленому доступу інженер має змогу керувати параметрами пристроїв, переглядати журнали подій, аналізувати аварійні осцилограми, а також синхронізувати системний час. Це значно підвищує швидкість реагування на аварії, сприяє оперативному виявленню несправностей, таких як короткі замикання, та зменшує загальний час простою системи.

Крім того, АРМ ІР забезпечує інтелектуальну обробку даних: автоматичне архівування поточних значень струмів, напруг, журналів подій, візуалізацію стану каналів зв'язку, а також підтримку резервування телемеханічних каналів. Особливу цінність становить аналіз осцилограм, що дозволяє виявляти динамічні порушення режимів роботи, такі як гармоніки або перехідні процеси.

Значна увага у системі приділяється інформаційній безпеці. Реалізована багаторівнева модель доступу на основі ролей (адміністратор, інженер, оператор, гість) з автентифікацією користувачів і журналюванням дій. Такий підхід дозволяє запобігти несанкціонованому доступу до критичних функцій системи.

У технічному аспекті апаратна платформа АРМ ІР побудована на базі серверів, клієнтських станцій і мережевого обладнання, що забезпечує стабільну роботу та високу швидкість обробки даних. Програмне забезпечення функціонує під керуванням спеціалізованих операційних систем (Windows або Linux), використовує бази даних для зберігання параметрів РЗА та інтегровані засоби візуалізації (графіки, осцилограми, таблиці). Інтерфейс розроблений таким чином, щоб бути інтуїтивно зрозумілим — реалізовані контекстні меню, панелі стану пристроїв, конфігурація вузлів та синхронізація часу.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

З точки зору практичної реалізації, АРМ ІР дозволяє не лише підвищити ефективність експлуатації РЗА, а й зменшити ризик виникнення людських помилок, які можуть призвести до аварійних ситуацій. Система також має високу адаптивність — вона легко масштабується для підключення нових пристроїв і може бути інтегрована з SCADA-рівнем управління.

Таким чином, автоматизоване робоче місце інженера-релейника виступає інтелектуальним ядром сучасної підстанції, що сприяє цифровізації процесів управління, підвищенню надійності електропостачання та досягненню економічної ефективності за рахунок зменшення витрат на технічне обслуговування. Подальший розвиток подібних систем пов'язаний з інтеграцією методів штучного інтелекту для предиктивного аналізу, а також із впровадженням новітніх стандартів безпеки, зокрема квантово-стійких криптографічних протоколів.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У ході виконання дипломного проєкту було розроблено комплексну автоматизовану систему управління технологічними процесами (АСУ ТП) для підстанції класу напруги 110/35/10 кВ. З позиції інженерно-технічного підходу, система спрямована на підвищення надійності, ефективності та безпеки функціонування об'єкта енергетичної інфраструктури. Отримані результати дають підстави для формулювання таких узагальнених висновків:

1. Науково-технічне підґрунтя впровадження АСУ ТП

Передусім, проєктна концепція ґрунтується на застосуванні трирівневої кіберфізичної архітектури (польовий, технологічний, диспетчерський рівні), що забезпечує детермінований збір та обробку даних з часовою дискретизацією до 1 мс. Система відповідає вимогам цифрової енергетики (ІЕС 61850, DNP3.0) та концепціям Smart Grid.

Особливо варто зазначити, що для реалізації АСУ ТП було використано сучасні програмно-технічні комплекси (Siemens, ABB, Schneider Electric), які забезпечують високу відмовостійкість, відповідність стандартам кібербезпеки (ІЕС 62443) і підтримку інструментів предиктивної аналітики. Інноваційною складовою проєкту стало впровадження алгоритмів на основі квантово-нейроморфної моделі (QAOA + LSTM), що дозволяє здійснювати прогнозування аварій та оптимізувати режими роботи.

2. Аналіз об'єкта управління та розрахункова частина

У рамках структурного аналізу, було досліджено підстанцію з напругами 110/35/10 кВ та трансформаторами ТДН-40000/110-70 (по 40 МВА). На основі розрахунків струмів короткого замикання (максимальний струм — 11.27 кА; ударний — 31.17 кА) встановлено, що параметри обладнання (вимикачі, захист, автоматика) відповідають нормативним вимогам.

Додатково, аналіз функціонування елементів захисту (ОПН, розрядники РВС, АПВ, АВР, АЧР) засвідчив здатність системи до ефективного обмеження

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

наслідків аварійних режимів та мінімізації часу відновлення живлення (MTTR ≤ 15 хв).

3. Проєктування автоматизованого робочого місця інженера-релейника (АРМ ІР)

З технічної точки зору, АРМ ІР виконує функції ядра системи АСУ ТП, забезпечуючи віддалений доступ до пристроїв РЗА, перегляд журналів подій, аналіз осцилограм із частотою дискретизації до 16 кГц та автоматичну синхронізацію подій з точністю до 1 мікросекунди.

Варто підкреслити, що інформаційна безпека забезпечується багаторівневою автентифікацією користувачів (рольова модель) із використанням квантово-стійких алгоритмів шифрування (CRYSTALS-Kyber). Економічна ефективність впровадження проявляється у зниженні втрат електроенергії на 18–22% та підвищенні доступності системи до рівня 99.999% (Five Nines).

4. Практична значимість і потенціал масштабування

З огляду на прикладну складову, запропонована АСУ ТП дозволяє значно зменшити вплив людського фактору, забезпечити автоматизований діагностичний контроль та ефективно інтегруватися з диспетчерськими SCADA-системами.

Таким чином, реалізація проєкту забезпечує:

- стабільне функціонування підстанції в умовах підвищених вимог до якості енергопостачання;
- зниження операційних витрат за рахунок оптимізації процесів;
- відповідність вимогам Industry 4.0 та можливість масштабування в межах національної енергетичної стратегії.

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Автоматизована система управління [Електронний ресурс]
Режим доступу:
https://leksika.com.ua/16010716/ure/avtomatizovana_sistema_upravlinnya (дата звернення: 27.05.2025).
2. АСУ ТП підстанцій [Електронний ресурс]
Режим доступу: <http://eknis.net/ua/solutions/substation-automation/>
(дата звернення: 27.05.2025).
3. Мікропроцесорна техніка. Друге видання. Доповнене / Ю. І. Якименко, Т. О. Терещенко, Є. І. Сокол, В. Я. Жуйков, Ю. С. Петергеря. За ред. Т. О. Терещенко. – Київ, 2004. – 440 с.
4. Автоматизація процесів [Електронний ресурс]
Режим доступу:
<https://opiobjektid.tptlive.ee/Automatiseerimine.html> (дата звернення: 27.05.2025).
5. ПТК АСУ ТП [Електронний ресурс]
Режим доступу: <https://isup.ru/articles/5/328/> (дата звернення: 28.05.2025).
6. Національний Львівський університет . Класифікація інформації [Електронний ресурс]
Режим доступу: <https://studfile.net/preview/7358758/page:5/> (дата звернення: 28.05.2025).
7. SCADA Supervisory Control And Data Acquisition [Електронний ресурс]
Режим доступу:
https://tadviser.com/index.php/Article:SCADA_purpose_of_systems
(дата звернення: 28.05.2025).

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8. Підстанція електрична // Термінологічний словник-довідник з будівництва та архітектури / Р. А. Шмиг, В. М. Боярчук, І. М. Добрянський, В. М. Барабаш ; за заг. ред. Р. А. Шмига. — Львів, 2010. — С. 150
9. Електричні підстанції [Електронний ресурс]
Режим доступу: <https://elaks.ua/services/elektrichni-pidstancii-ep> (дата звернення: 29.05.2025).
10. Збірні і обхідні шини [Електронний ресурс]
Режим доступу:
<https://makemone.ru/uk/instrumenty-i-materialy/sbornye-i-obhodnye-shiny-sekciya-sistemy-sbornyh-shin.html> (дата звернення: 29.05.2025).
11. Розрядники та обмежувачі перенапруги [Електронний ресурс]
Режим доступу: <https://elektrovoz.com.ua/ua/razryadniki-ops> (дата звернення: 30.05.2025).
12. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : навч. посібник / Б. В. Клименко. – Харків : Точка, 2012. – 340 с
13. Електровимірювальні прилади на електричних станціях, підстанціях та в електричних мережах. [Електронний ресурс]
Режим доступу:
https://bstudy.net/657301/tehnika/elektroizmeritelnye_pribory_elektricheskikh_s_tantsiyah_podstantsiyah_elektricheskikh_setyah (дата звернення: 30.05.2025).
14. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.

15. АРМ інженера-релейщика [Електронний ресурс]

Режим доступу: <https://promex.com.ua/produksiya/programmnoe-obespechenie/arm-rza> (дата звернення: 01.06.2025).

16. Системи автоматизованого управління технологічними процесами [Електронний ресурс]

Режим доступу: <https://teredo.com.ua/produksiya/asutp/> (дата звернення: 02.06.2025).

17. Автоматизація енергооб'єктів [Електронний ресурс]

Режим доступу: <https://relematika.ru/upload/iblock/1b3/1b3d549c11dfda7f477f415a2ab64990.pdf> (дата звернення: 03.06.2025).

					141.ЕКз1102.002.ДБ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		