

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра автоматизації енергосистем**

«На правах рукопису»  
УДК 621.316.

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Анатолій МАРЧЕНКО

«12» грудня 2024 р.

**Магістерська дисертація**

**на здобуття ступеня магістра**

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та  
автоматизація енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»**

**на тему: «Моніторинг стану електричного обладнання трансформаторної  
підстанції 110/10 кВ»**

Виконав (-ла):

магістрант 2-го курсу, групи ЕК-31мп

Жоров Денис Валерійович \_\_\_\_\_

Науковий керівник:

к.т.н., доцент Хоменко Олег Володимирович \_\_\_\_\_

Консультант з охорона праці: д.т.н., професор

Третьякова Лариса Дмитрівна \_\_\_\_\_

Консультант з стартапу:

к.т.н., доцент Красношопка Володимир Володимирович \_\_\_\_\_

Рецензент:

Посада, науковий ступінь, вчене звання. \_\_\_\_\_

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації  
немає запозичень з праць інших авторів без  
відповідних посилань.

Студент (-ка) \_\_\_\_\_

Київ – 2024 року

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

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Анатолій МАРЧЕНКО

«12» грудня 2024 р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студенту**  
**Жорову Денису Валерійовичу**

1. Тема дисертації «Моніторинг стану електричного обладнання трансформаторної підстанції 110 кВ», науковий керівник дисертації Хоменко Олег Володимирович к.т.н., доцент, затверджені наказом по університету від «01» листопада 2024 р. № 4943-с

2. Термін подання студентом дисертації 12.12.2024 р.

3. Об'єкт дослідження – електрична ПС 110/10 кВ

4. Вихідні дані – схема електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити – опис електричних з'єднань ПС, розрахунок струмів короткого замикання.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу – головна схема електричних з'єднань ПС, результати розрахунків струмів короткого замикання

.

7. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Стартап	Красношапка Володимир Володимирович к.т.н, доцент		
Охорона праці	Третякова Лариса Дмитрівна д.т.н., професор		

## 8. Дата видачі завдання

## Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Моніторинг стану обладнання електричних мереж ЕЕС	22.10.2024	
2	Характеристика об'єкту – підстанція 110/35/10 кВ	23.10.2024	
3	Моніторинг стану силового трансформатора типу ТДН-40000/110-70	30.10.2024	
4	Моніторинг стану високовольтного вимикача	01.11.2024	
5	Стартап	03.12.2024	
6	Охорона праці	05.12.2024	
7	Ознайомлення з літературними джерелами по темі МД	05.12.2024	
8	Підготовка тексту МД	07.12.2024	
9	Підготовка графічних матеріалів	09.12.2024	

Студент

Денис ЖОРОВ

Науковий керівник

Олег ХОМЕНКО

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація виконана на 89 аркушах та містить 24 таблиці, 41 рисунок, 32 посилання. Вона включає основні розділи, інженерний аналіз, стартап проект та охорону праці.

**Актуальність теми** – на сьогодні технічний стан обладнання електричних мереж України, особливо високовольтного обладнання, викликає занепокоєння через зношеність. Впровадження сучасних систем моніторингу дозволяє підвищити надійність роботи підстанцій.

**Мета дослідження** – аналіз існуючих систем моніторингу електричних мереж, дослідження їхньої ефективності та впровадження на підстанції 110/10 кВ.

**Об'єкт дослідження** – ПС 110/10 кВ та її обладнання.

**Предмет дослідження** – методи та засоби моніторингу технічного стану трансформаторів і високовольтних вимикачів.

### **Методи дослідження**

- Розрахунок струмів короткого замикання.
- Сучасні системи автоматизації.
- Моніторинг та діагностика технічного стану обладнання.

### **Апробація результатів дисертація**

– Виступ з доповіддю на студ. конференції “Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики”

– Підготовлена стаття “Системи моніторингу стану високовольтних вимикачів” для публікації у збірнику “Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики" ”;

**Ключові слова:** ПІДСТАНЦІЯ, ВИСОКОВОЛЬТНЕ ОБЛАДНАННЯ, СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ, СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОМАТИЗАЦІЯ, SCADA.

## ABSTRACT

The master's thesis consists of 89 pages, 24 tables, 41 figures, and contains 32 references. It includes the main sections, engineering analysis, startup project, and occupational safety.

**Relevance of the topic:** Currently, the technical condition of electrical network equipment in Ukraine, particularly high-voltage components, is a cause for concern due to significant wear. The adoption of advanced monitoring systems enhances the reliability of substation operations.

**The aim of the research:** To analyze existing monitoring systems for electrical networks, evaluate their effectiveness, and implement them at a 110/10 kV substation.

**The object of research:** The electrical 110/10 kV substation and its equipment.

**The subject of research:** Approaches and tools for assessing the technical condition of transformers and high-voltage circuit breakers.

**Research methods:**

- Calculation of short-circuit currents.
- Modern automation systems.
- Monitoring and diagnostics of equipment technical condition.

**Thesis results validation:**

– Presentation at the student conference “Current Issues in Electrical Engineering and Automation.”

– A paper titled "Monitoring Systems for High-Voltage Circuit Breaker Condition" prepared for publication in the "International Scientific and Technical Journal 'Current Problems of Electrical Engineering and Automation.'"

**Keywords:** SUBSTATION, HIGH-VOLTAGE EQUIPMENT, MONITORING SYSTEM, SHORT-CIRCUIT CURRENTS, RELAY PROTECTION, TRANSFORMER, AUTOMATION, SCADA.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ .....	8
ВСТУП.....	9
1. МОНІТОРИНГ СТАНУ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЕЕС .....	11
1.1. Загальна характеристика і склад силового обладнання електричних мереж ОЕС України .....	11
1.2. Технічний стан обладнання електричних мереж, плани реконструкції і розвитку .....	12
1.3. Загальні принципи побудови систем моніторингу стану обладнання електричних мереж .....	14
1.4. Застосування існуючих систем моніторингу обладнання електричних мереж .....	15
1.5. Нормативні матеріали з питань моніторингу обладнання електричних мереж .....	16
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ – ПІДСТАНЦІЯ 110/35/10 КВ ..	19
2.1. Типи електричних підстанцій .....	19
2.2. Схема електричних з'єднань підстанції.....	22
2.3. Силові трансформатори підстанції.....	23
2.4. Збірні шини підстанції .....	24
2.5. Комутаційне обладнання підстанції.....	24
2.6. Захисне обладнання.....	27
2.7. Вимірювальні трансформатори напруги і струму підстанції. ....	28
2.8. Вимірювальні прилади .....	31
2.9. Власні потреби підстанції.....	32
2.10. Засоби релейного захисту та автоматики підстанції.....	33
2.11. Розрахунок струмів КЗ на шинах підстанції.....	34
2.12. Висновки по розділу.....	43
3. МОНІТОРИНГ СТАНУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТИПУ ТДН-40000/110-70.....	44
3.1. Призначення, основні технічні характеристики, побудова і принципи роботи трансформатора ТДН-40000/110-70.....	44
3.2. Складові системи моніторингу силового трансформатора ТДН- 40000/110-70 .....	45

3.3. Технічні засоби системи моніторингу трансформатора ТДН-40000/110-70 .....	46
3.4. Візуалізація і аналіз технічних характеристик трансформатора ТДН-40000/110-70.....	48
3.5. Оцінка технічного стану трансформатора і аналіз надійності його роботи.....	50
4. МОНІТОРИНГ СТАНУ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ВИМИКАЧА ...	52
4.1. Загальна характеристика високовольтних вимикачів серії ВМП-10.....	52
4.2. Структура системи моніторингу високовольтних вимикачів ВМП-10.....	54
4.3. Технічні засоби системи моніторингу вимикачів ВМП-10.....	57
4.4. Методи діагностування ВМП-10 .....	58
4.5. Оцінка технічного стану вимикача і аналіз надійності його роботи ВМП-10 .....	60
5. МОНІТОРИНГ ОХОРОНИ ПРАЦІ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ПРАЦІВНИКА НА ТРАНСФОРМАТОРНІЙ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ... 66	
5.1 Технічні характеристики устаткування.....	67
5.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочому місці	68
5.3 ЗІЗ та електрозахисні засоби .....	70
5.4 Технічні та організаційні заходи з безпеки праці .....	71
5.5 Розрахунок захисного заземлення трансформатора ТДН-40000/110-70 .....	73
5. МОНІТОРИНГ ОХОРОНИ ПРАЦІ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ПРАЦІВНИКА НА ТРАНСФОРМАТОРНІЙ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ... 76	
6.1 Опис ідеї проекту.....	76
6.2 Технологічний аудит проекту .....	77
6.3 Ринкові можливості стартап-проекту.....	
6.4 Маркетинговий план .....	
6.5 Розрахунок економічної ефективності проекту .....	
ВИСНОВОКИ.....	84
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ .....	86

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- АВР – автоматичне включення резерву;
- АПВ – автоматичне повторне включення;
- АЧР – автоматичне частотне розвантаження
- АСУ – автоматизована система управління;
- ВНП – вимикач на потужність;
- ДУ – дистанційне управління;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ЛЗ – лінійний захист;
- МСЗ – максимальний струмовий захист;
- НН – низька напруга;
- ОПН – обмежувач перенапруг;
- ПРН – привод розрядника на напругу;
- ПЛ – Повітряна лінія;
- ПС – підстанція;
- РЗА – релейний захист та автоматика;
- РВ – релейний вимикач;
- SCADA – система диспетчерського управління і збору даних;
- СН – середня напруга;
- ТР – трансформатор;
- ТВП – трансформатор власних потреб.

## ВСТУП

У сучасних умовах енергетика є критично важливою галуззю, що забезпечує безперебійне функціонування промисловості, транспорту, комунальної інфраструктури та побутових споживачів. Основу енергетичної системи становлять електричні мережі, які відповідають за передачу та розподіл електричної енергії. Важливими елементами цих мереж є силове обладнання підстанцій, включаючи трансформатори, високовольтні вимикачі, роз'єднувачі та пристрої релейного захисту.

Зношеність і моральне старіння електричного обладнання є однією з основних проблем енергетичного сектора України. За статистичними даними, близько 60% трансформаторів працюють понад 25 років, а значна частина високовольтного обладнання знаходиться в аварійному стані. Це суттєво збільшує ймовірність виникнення аварійних ситуацій, що можуть призвести до серйозних економічних і екологічних наслідків.

Для вирішення цієї проблеми необхідно впроваджувати сучасні системи моніторингу технічного стану обладнання, які дозволяють виявляти потенційні дефекти на ранніх стадіях, оцінювати залишковий ресурс елементів системи та планувати їх заміну чи ремонт. Такі системи є основою концепції "інтелектуальних мереж" (smart grid), що активно розвиваються у світі та поступово інтегруються в енергетичну інфраструктуру України.

Метою даної роботи є аналіз існуючих методів моніторингу технічного стану обладнання електричних мереж, оцінка їх ефективності та можливості впровадження на прикладі підстанції 110/10 кВ.

Для досягнення цієї мети передбачається виконання наступних завдань:

1. Провести оцінку технічного стану обладнання електричних мереж України та визначити основні проблеми, що виникають в процесі його експлуатації.
2. Дослідити принципи роботи сучасних систем моніторингу та оцінити їх ефективність.

3. Ознайомитися з нормативними документами, що регулюють процес моніторингу обладнання електричних мереж.
4. Здійснити інженерний аналіз технічного стану конкретного об'єкта — підстанції 110/10 кВ.
5. Розробити рекомендації для підвищення надійності та ефективності експлуатації обладнання підстанції.

# 1. МОНІТОРИНГ СТАНУ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЕЕС

## 1.1 Загальна характеристика і склад силового обладнання електричних мереж ОЕС України

Об'єднана енергетична система України є ключовою частиною енергетичної інфраструктури, інтегрованою в загальноєвропейську мережу, що забезпечує постачання електроенергії промисловим об'єктам і населенню.

Основними елементами електричних мереж є силові трансформатори, високовольтні вимикачі, роз'єднувачі та пристрої релейного захисту і автоматики.

Силові трансформатори є ключовими елементами підстанцій, що виконують функцію підвищення або зниження напруги для ефективної передачі енергії на великі відстані. Вони забезпечують економічність і безпеку транспортування електроенергії від джерел генерації до кінцевих споживачів. Проте більшість трансформаторів в Україні були виготовлені ще за радянських часів і значною мірою перевищили свій середній термін експлуатації. Це створює серйозні виклики для енергетичної системи, адже зношене обладнання потребує значних інвестицій у модернізацію та оновлення.[3]

Високовольтні вимикачі використовуються для швидкої комутації елементів енергетичної системи як під час штатної, так і аварійної роботи. Вони виконують функцію безпеки, відключаючи обладнання у випадку пошкодження або короткого замикання, що дозволяє уникнути серйозних пошкоджень мережі і знизити ризик ураження електричним струмом.

Роз'єднувачі забезпечують механічний розрив ланцюга для проведення обслуговування або ремонту обладнання без шкоди для роботи інших елементів системи. Вони дозволяють забезпечити безпечну експлуатацію мережі під час її обслуговування або ремонту, а також мінімізувати ризик аварійних ситуацій.[4]

Пристрої релейного захисту і автоматики (РЗА) є основою для автоматичного виявлення та відключення пошкоджених елементів мережі в разі

виникнення аварійних ситуацій. Завдяки цьому знижуються ризики пошкодження інших елементів енергосистеми, і забезпечується її стабільна робота.

Зважаючи на те, що значна частина обладнання, зокрема трансформатори, в Україні експлуатується понад 25-30 років, що значно перевищує їхній середній термін служби, виникає необхідність у масштабній модернізації енергетичної інфраструктури. У результаті цього важливо здійснювати постійну оцінку технічного стану обладнання і вчасно проводити заходи з його оновлення та заміни.

## 1.2. Технічний стан обладнання електричних мереж, плани реконструкції і розвитку

Електричні мережі України є основою енергетичної інфраструктури країни, проте значна частина їхнього обладнання перебуває в незадовільному стані. Це пов'язано з тривалим терміном експлуатації, використанням застарілих технологій та недостатнім обсягом фінансування заходів з модернізації та технічного обслуговування. На рис. 1.1 зображено забезпечення енергоресурсами країни.



Рисунок 1.1 - Забезпечення енергоресурсами

До початку повномасштабного вторгнення Об'єднана енергосистема України мала встановлену генераційну потужність, яка значно перевищувала потреби споживачів. Це створювало резерв для виконання аварійних ремонтів та підтримання експорту електроенергії.

Основні дані щодо забезпечення енергоресурсами були такі:

- Вугілля власного видобутку покривало 70–75% потреб.
- Газ власного видобутку забезпечував 67% потреб (решту імпортували з ЄС).
- У 2021 році було введено в експлуатацію 1,2 ГВт нових потужностей відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

Перед початком війни Україна відповідала вимогам ENTSO-E і провела тестування різних частин своєї енергосистеми, що дозволило швидко синхронізуватися з європейськими енергомережами після вторгнення.

Однак війна значно вплинула на енергетичний сектор. Станом на серпень 2022 року:

- Було пошкоджено або втрачено 30–40% потужностей ВДЕ у південних і південно-східних областях (близько 1120–1500 МВт).
- Під час масових обстрілів восени 2022 року пошкоджено близько 30% енергетичної інфраструктури країни, за словами Міністра енергетики Германа Галущенка.[1]

Для вирішення проблем енергетичної інфраструктури розроблені програми реконструкції та модернізації, які включають:

- Заміна застарілого обладнання для оновлення елементів мережі.
- Інтеграція автоматизованих систем управління (АСУ) та цифровізація моніторингу через IoT для збору даних із сенсорів.
- Зниження втрат електроенергії через модернізацію кабельних мереж, впровадження інтелектуальних систем та використання матеріалів з низьким опором.
- Залучення додаткових ресурсів для покращення ефективності роботи.

З початку війни в Україні виник дефіцит вугілля, особливо через втрату видобутку в Донбасі. Цю проблему посилило повномасштабне вторгнення в 2022 році. З кінця 2021 року Україна почала диверсифікацію джерел енергоресурсів, зокрема заміщуючи дефіцит вугілля природним газом.

Оскільки транспортування газу через Україну скоротилось, значна частина компресорних станцій газотранспортної системи простоює. Запропоновано переобладнати ці станції для тимчасового постачання електроенергії в енергосистему. Планується будівництво газотурбінних і газопоршневих електростанцій загальною потужністю 1350 МВт для підтримки стабільності енергосистеми. На рис. 1.2 зображено план будівництва газотурбінних і газопоршневих електростанцій. [1]



Рисунок 1.2 – План будівництва газотурбінних і газопоршневих електростанцій

Список компресорних станцій, що підлягають переобладнанню:

- КС Богородчани: дві генераційні установки по 8 МВт;
- КС Боярка: одна генераційна установка потужністю 10 МВт;
- КС Іллінці: три генераційні установки по 16 МВт;
- КС Бар: одна генераційна установка потужністю 8 МВт.

Модернізація електромереж України сприятиме зменшенню енергетичних втрат, підвищенню надійності електропостачання, зниженню аварій та інтеграції в європейську енергосистему, що дозволить стабільно працювати в єдиному енергопросторі.

### **1.3. Загальні принципи побудови систем моніторингу стану обладнання електричних мереж**

Системи моніторингу електричних мереж ґрунтуються на автоматизованому зборі й аналізі даних, інтеграції з існуючою інфраструктурою, прогнозуванні можливих аварій, а також на принципах модульності та масштабованості. На рисунку 1.3 зображено загальну

архітектуру системи моніторингу. Вони мають забезпечувати високу надійність і безпеку, а також пропонувати зручні користувацькі інтерфейси для ефективного контролю стану обладнання та швидкого реагування на зміни.[2]

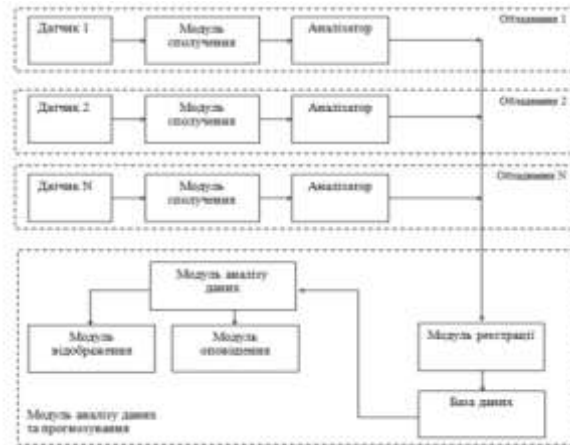


Рисунок 1.3 – Архітектура системи моніторингу

#### 1.4. Застосування існуючих систем моніторингу обладнання електричних мереж

Система SCADA – це комплекс програмного забезпечення та обладнання, що забезпечує збір, обробку, візуалізацію та архівування даних з технологічних об'єктів. Завдяки SCADA здійснюється диспетчерський контроль і управління технологічними процесами в реальному масштабі часу.[5]

Система SCADA складається з датчиків, контролерів, центрального сервера, програмного забезпечення та комунікаційних каналів. Датчики збирають дані про стан обладнання, контролери обробляють їх і передають на сервер, де інформація аналізується та візуалізується для оператора.

Основні функції SCADA: моніторинг, управління, аналіз, аварійне реагування. Переваги системи включають ефективність, безпеку, прогнозування та зниження витрат завдяки автоматизації.

Система SCADA є важливим інструментом для підтримки стабільної і надійної роботи енергетичних мереж та інших критичних інфраструктурних об'єктів. Вона дозволяє зменшити ймовірність виникнення аварій і підвищує ефективність експлуатації обладнання.

Нижній рівень, або рівень польових пристроїв, включає елементи, які безпосередньо взаємодіють із об'єктами управління. Цей рівень забезпечує збір даних і передачу команд для управління системою. Сюди входять мікропроцесорні пристрої, такі як контролери, датчики, сигналізаційні та керувальні пристрої, а також компоненти систем релейного захисту (РЗА), автоматичного управління (ПА) та систем моніторингу й діагностики основного обладнання.

Середній рівень забезпечує обробку та передачу зібраної інформації на вищі рівні управління, а також інтеграцію систем підстанцій, які знаходяться в межах однієї або кількох пов'язаних підстанцій.

Вищий рівень, або диспетчерський рівень, складається з АРМ, сервери, що зберігають, обробляють і передають інформацію для здійснення централізованого управління. Цей рівень відповідає за моніторинг, аналіз і прийняття рішень на основі отриманих даних з нижчих рівнів системи.

На рисунку 1.4 зображено три рівні системи SCADA.



Рисунок 1.4 – Рівні системи SCADA

### 1.5. Нормативні матеріали з питань моніторингу обладнання електричних мереж

Для забезпечення ефективного моніторингу технічного стану обладнання електричних мереж необхідно дотримуватись відповідних стандартів та регламентів, що гарантують уніфікацію методів, високу якість роботи систем та

безпеку експлуатації. У цій галузі використовуються як національні нормативно-правові акти, так і міжнародні стандарти, що узгоджуються з українським законодавством.

#### Національні стандарти

##### ДСТУ EN 50160:2014

Цей стандарт визначає параметри якості електроенергії, які є важливими для забезпечення стабільної та безпечної роботи обладнання електромереж. Він регламентує допустимі відхилення частоти та напруги в електромережі, граничні значення гармонічних спотворень напруги, а також показники якості електроенергії, такі як тривалість перерв у постачанні, флуктуації напруги та асиметрія напруги у трифазних мережах. Реалізація вимог цього стандарту забезпечує стабільну роботу електромереж та зменшує ризик пошкоджень обладнання через некоректні параметри електроенергії.[6]

##### ДСТУ ІЕС 61850

Цей стандарт регламентує автоматизацію підстанцій, зокрема використання цифрових протоколів передачі даних для моніторингу та управління. Стандарт описує принципи впровадження інтелектуальних систем управління, що працюють за допомогою цифрових протоколів зв'язку, дозволяючи створювати уніфіковані системи моніторингу, які інтегрують дані з різних пристроїв. Використання цього стандарту сприяє створенню інтелектуальних підстанцій із можливістю дистанційного моніторингу та управління в режимі реального часу.

#### Міжнародні стандарти

##### ІЕС 60599

Цей стандарт описує методи аналізу газів, що утворюються внаслідок термічних чи електричних дефектів у трансформаторному маслі. Стандарт дозволяє виявляти ознаки пошкоджень трансформаторів на основі концентрацій газів, таких як водень ( $H_2$ ), метан ( $CH_4$ ), етан ( $C_2H_6$ ), що є

індикаторами перегріву або часткових розрядів. Це дозволяє здійснювати прогнозування несправностей і запобігати серйозним аваріям.[11]

#### IEC 60076

Комплекс стандартів для силових трансформаторів, включаючи параметри проектування, випробувань і експлуатації. Цей стандарт охоплює питання безпеки, ефективності роботи та надійності трансформаторів у процесі їх використання.[18]

#### IEC 60255

Цей стандарт встановлює вимоги до реле захисту та систем автоматики. Він регламентує методи та параметри, необхідні для забезпечення належного захисту обладнання та налаштувань реле в електричних мережах.[19]

Виконання національних і міжнародних стандартів дає змогу:

- забезпечити стабільну і безпечну роботу обладнання;
- знизити ймовірність виникнення аварійних ситуацій;
- оптимізувати процедури обслуговування та оновлення обладнання;
- підвищити рівень безпеки експлуатації електричних мереж.

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

### 2.1. Типи електричних підстанцій

Електрична підстанція є ключовим елементом енергетичної інфраструктури, що містить різноманітні технічні компоненти для забезпечення безперебійної генерації, передачі та розподілу електричної енергії. Основними типами підстанцій є трансформаторні (ТП), розподільчі (РП), підвищувальні, знижувальні та спеціалізовані для конкретних завдань. Підстанції виконують важливі функції, такі як стабілізація роботи мереж, підтримка рівня напруги, аварійний захист та надійне енергопостачання споживачів. Вони є невід'ємною частиною процесу передачі електроенергії та гарантують стабільність енергопостачання.[8]

Підстанції поділяються на типи за функціональним призначенням:

УРП (центральний вузол розподілу енергії) відіграє критичну роль у функціонуванні енергетичної системи. Він приймає електроенергію від електростанцій з напругою в діапазоні від 110 до 220 кВ і забезпечує її передачу до підстанцій глибокого введення, які здійснюють розподіл енергії до кінцевих споживачів.

На рисунку 2.1 зображено схему центрального вузла розподілу енергії.

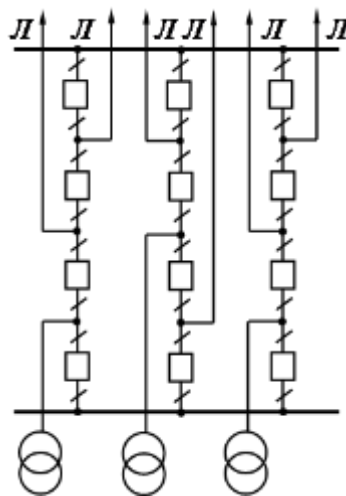


Рисунок 2.1 – Схема УРП підстанції

Головні знижувальні підстанції призначені для зниження напруги електричного струму з рівнів від 35 до 220 кВ до більш низьких значень, необхідних для подальшої передачі енергії на локальні розподільчі мережі або споживачів. Це дозволяє забезпечити безпечне та ефективне енергопостачання в межах міських і промислових зон, де використовуються нижчі рівні напруги.

На рисунку 2.2 зображено схему головної знижувальної підстанції

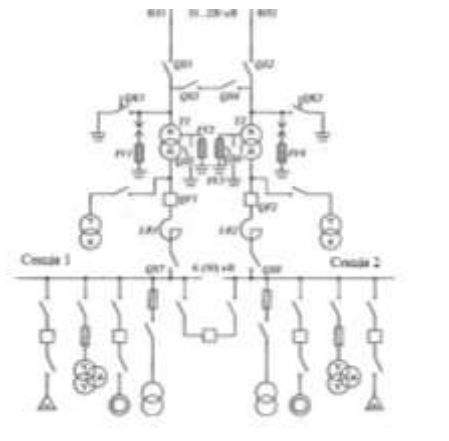


Рисунок 2.2 – Схема ГЗП

Підстанції глибокого введення (ГЗП), як правило, розміщуються безпосередньо на території промислових підприємств, найближче до тих цехів, які споживають найбільшу кількість електроенергії.

На рисунку 2.3 зображено схему підстанції глибокого введення

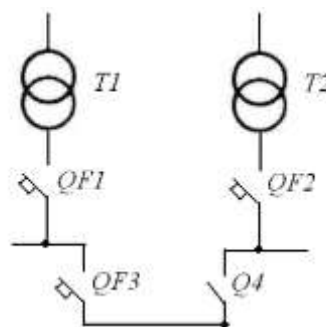


Рисунок 2.3 – ПГВ

Трансформаторні пункти працюють на найменших рівнях напруги, забезпечуючи електропостачання кінцевих споживачів при напрузі 230 і 400 В.

Вони виконують важливу роль у локальних електричних мережах, забезпечуючи зручне підключення побутових, комерційних і промислових об'єктів до електроенергії.

На рисунку 2.4 зображено схему трансформаторних пунктів.

Залежно від способу виготовлення та монтажу, трансформаторні пункти поділяються на два основні типи:

1. Збірні трансформаторні пункти: виготовляються та монтуються безпосередньо на місці експлуатації. Їх конструкція передбачає доставку окремих компонентів, таких як трансформатори та розподільчі пристрої, на місце установки, де відбувається їх повне зібрання.
2. Комплектні трансформаторні пункти: виготовляються на виробництвах як готові модулі та доставляються на об'єкт у повністю зібраному вигляді. Цей тип є оптимальним для швидкого введення в експлуатацію, особливо в умовах обмеженого простору або стислих термінів реалізації проектів.[9]

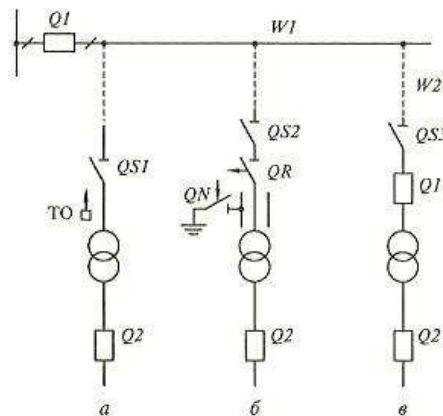


Рис 2.4 – Схема ТП

1. а) без вимикача високої напруги ;
2. б) з віддільником високої напруги ;
3. в) із вимикачем високої напруги.

## 2.2. Схема електричних з'єднань підстанції. Загальна характеристика.

Основна схема електричних з'єднань є ключовим фактором, який визначає ефективність та безпеку роботи електростанції або підстанції. Саме на основі цієї

обрана основна схема є фундаментом для подальшого проектування та гарантує безпечну та ефективну експлуатацію енергооб'єкта. Наведена нижче схема є прикладом такого рішення. На рисунку 2.5 зображено головну схему електричної підстанції.

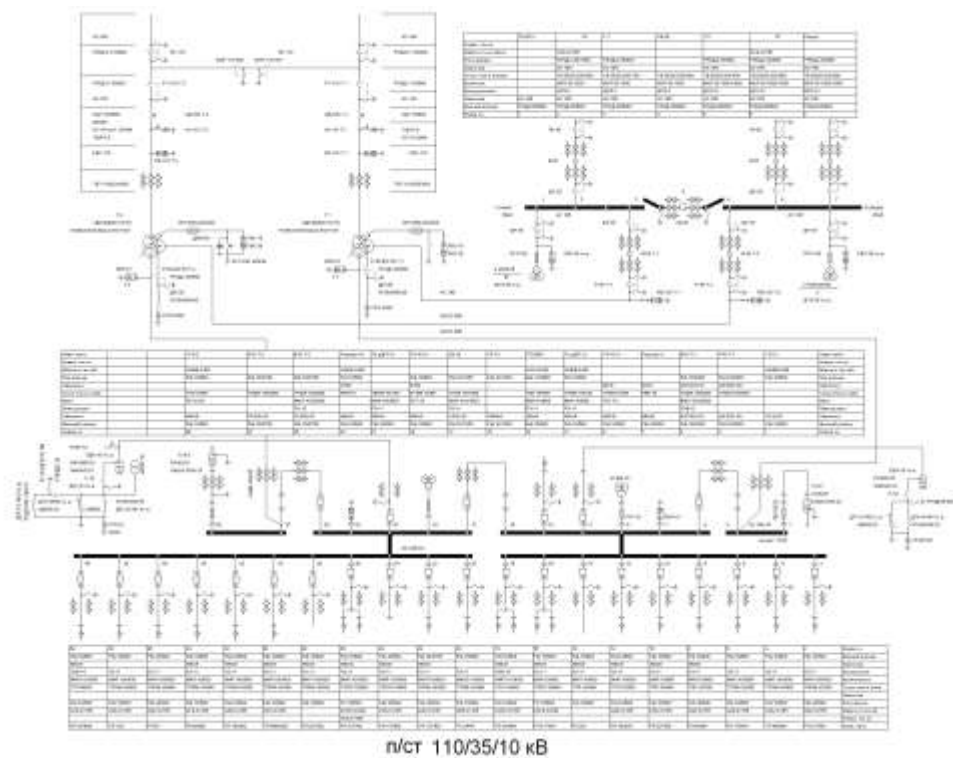


Рисунок 2.5 – Головна схема електричної підстанції

Сучасні електричні підстанції, які працюють з трьома рівнями напруги — 110 кВ, 35 кВ і 10 кВ, є прикладом багаторівневої системи, що забезпечує ефективне підключення різних ліній електропередачі та оптимальне розподілення електроенергії відповідно до потреб споживачів.

Автоматизовані системи моніторингу дозволяють оперативно виявляти та усувати будь-які відхилення в роботі, забезпечуючи безперебійне електропостачання споживачів навіть у складних умовах.

Завдяки своїм характеристикам, такі підстанції є критично важливими елементами енергосистеми, забезпечуючи стабільне електропостачання для всіх категорій споживачів.

### 2.3. Силові трансформатори підстанції

Силові трансформатори є одним із ключових елементів обладнання підстанції, оскільки вони забезпечують перетворення електричної енергії одного рівня напруги на інший, відповідно до потреб енергетичної системи та кінцевих споживачів.

Зокрема, модель трансформатора ТДН-40000/110-70 виконує основну функцію – зниження високої вхідної напруги (110 кВ) до нижчих рівнів (35 кВ чи 10 кВ), що використовуються для розподілу електроенергії.

Таблиця 2.1 – Паспортні дані трансформаторів

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Напруга обмотки, кВ			Втрати, кВт		U <sub>к</sub> , %			I <sub>х</sub> , %
		ВН	СН	НН	P <sub>х</sub>	P <sub>к</sub>	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	
ТДН- 40000/110- 70	40	115	—	38,5	34	170	—	10,5	—	0,55

Трансформатор типу ТДН-40000/110-70 є високоефективним електричним обладнанням, призначеним для зниження напруги з 110 кіловольт до 35 кіловольт. Його номінальна потужність становить 40 мегавольт-ампер (40000 кВА), що робить його здатним забезпечувати значні енергетичні потреби в мережах високого та середнього рівня напруги.

## **2.4. Збірні шини підстанції.**

Збірні шини важливий елемент електричної підстанції, що забезпечує інтеграцію різних компонентів установки в єдину електричну мережу. Вони слугують центральною ланкою для з'єднання трансформаторів, розподільчих пристроїв, ліній електропередачі та іншого обладнання, що працює з різними рівнями напруги.

На схемі підстанції зображені спеціальні розділи, звані секціями збірних шин. Кожна секція призначена для підключення обладнання, яке працює на певному рівні напруги. Зокрема, є секції для напруги 10 кіловольт (кВ) та 35 кВ.

Секції 10 кВ, 2А 100х10, слугують для підключення трансформаторів та ліній електропередач, які працюють на напрузі 10 кВ. Це обладнання зазвичай використовується для розподілу електроенергії на підприємствах, у житлових районах та інших споживачів.

Секції 35 кВ, АС-185, призначені для підключення більш потужного обладнання, такого як великі трансформатори та лінії електропередач, які передають електроенергію на великі відстані.

## **2.5. Комутаційне обладнання підстанції.**

Комутаційне обладнання забезпечує надійне з'єднання та роз'єднання всіх елементів енергосистеми, гарантуючи стабільну та безпечну роботу всієї мережі. Завдяки цьому обладнанню ми маємо можливість швидко реагувати на будь-які непередбачені ситуації, мінімізуючи ризики пошкоджень та забезпечуючи безперебійне електропостачання.

На підстанції встановлені такі комутаційні пристрої:

Вимикачі:

- ВМП-10/3000 – вимикач для роботи при напрузі 10 кВ і номінальному струмі 3000 А.
- ВМП-10/600 – вимикач для середнього навантаження з номінальним струмом 600 А.

- ВМП-10/1500 – вимикач для великих навантажень з номінальним струмом 1500 А.

Від'єднувачі:

- ОД-110/600 – від'єднувач на 110 кВ з номінальним струмом 600 А.

Короткозамикачі:

- КЗ-110 – короткозамикач на 110 кВ для тимчасового з'єднання частин ланцюга.

Роз'єднувачі:

- РЛНД-110/600 – роз'єднувач на 110 кВ з номінальним струмом 600 А для надійного відключення.
- РНД-110/600 – роз'єднувач для стабільної роботи мережі з номінальним струмом 600 А.

Таблиця 2.2 – Паспортні дані ВМП

Тип	Номінальна напруга, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номінальний струм, А	Номінальний струм відкл., кА	Власний час відключення з приводом, сек	Мінімальна безструмова пауза при АПВ, сек.	Електричний опір струмопроводу полюса мкОм	Вага оливи, кг
ВМП-10/600	10	11,5	600	20	0.1	0,5	50/630А	5,5
ВМП-10/1500	10	11,5	1500	20	0.1	0,5	30/1500А	5,5
ВМП-10/3000	10	11,5	3000	20	0.1	0,5	30/3000А	5,5

Таблиця 2.3 – Паспортні дані ОД-110/660

ТИП		ОД-110/600
Номінальна напруга, кВ		110
Найбільша напруга, кВ		126
Номінальний струм, А		600; 1000
Амплітуда граничного струму	голов-них ножів	80
	зазем-люючих ножів	50
Термічна стійкість струму за 10 с.	голов-них ножів	12
	зазем-люючих ножів	7
Полное время отключения, 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 КЗ-110.

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

Таблиця 2.5 – Паспортні дані РЛНД та РНД

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

## 2.6 Захисне обладнання.

Захисне обладнання, встановлене на підстанції, виконує критичну функцію захисту електроустановок від шкідливих впливів перенапруг. Обмежувачі перенапруг та розрядники це основні засоби захисту. Ці пристрої забезпечують своєчасний відвід енергії перенапруг, запобігаючи пошкодженню ізоляції електрообладнання та виходу його з ладу.[11]

Обмежувачі перенапруг на підстанції призначені для обмеження амплітуди і тривалості імпульсів перенапруги. Вони спрацьовують під час стрибків напруги, відводячи надлишковий струм і запобігаючи пошкодженню обладнання. Наприклад, ОПНп-110/73/10/550 захищає обладнання з напругою 110 кВ від сильних перенапруг, а ОПНп-10/12/10/УХЛ1 — від перенапруг на 10 кВ.

Також встановлено розрядники:

- РВС 110-М — для ліній 110 кВ, відводять надлишкову енергію під час гроз або інших подій.
- РВП-10 — для ліній середньої напруги 10 кВ.
- РВС-35 — для ліній 35 кВ, забезпечують захист від короткочасних перенапруг.

Таблиця 2.6 – Паспортні дані ОПНп.

Тип	Клас напруги, кВ.	Довгодопустима робоча напруга, кВ.	Ном. Розрядний струм,кА.	Уном ОПН,кВ.	Пропускна здатність А	Напруга що відстає		
						При гроз. Імпульс 10 кА.	При гроз. Імпульс 500 А.	При гроз. Імпульс 1000 А.
ОПНп-110/73/10/550	110	73	10	92	550	234	179	185
ОПНп-10/12/10/УХЛ1	10	12	10	9	450	26	20	38

Таблиця 2.7 – Паспортні дані РВС та РВП

Тип	Одиниця виміру	РВС-110М	РВС-10	РВП-35
Клас напруги мережі	кВ	110	10	15
Номінальна напруга	кВ	102	10.8	18
Пробивна напруга при частоті 50 Гц в сухому стані і під дощем				
· не менш	кВ	200	25	36
· не більше		200	28	48
Імпульсне пробивна напруга при предразрядном часу від 2 до 20 мкс при повному імпульсе 1,2/50 мкс, не більше	кВ	285	50	67

## Продовження таблиці 2.7

Залишкова напруга при імпульсному струмі з довжиною фронту хвилі 8 мкс				
· з амплітудою струму 3000А	кВ	315	47	57
· з амплітудою струму 5000А		335	50	61
· з амплітудою струму 10000А		367	-	67
Струмова пропускна здатність				
· 20 імпульсів струму хвилею 16/40 мкс	кА	10.0	-	10.0
· 20 імпульсів струму прямокутної 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

**2.7 Вимірювальні трансформатори напруги і струму підстанції.**

Вимірювальні трансформатори напруги призначені для зниження високих рівнів напруги та струму до безпечних значень, що дає змогу підключати до них вимірювальні прилади та системи релейного захисту.[12]

На підстанції використовуються різні типи вимірювальних трансформаторів для контролю параметрів електромережі. Струмові трансформатори ТВТ-110/220-600 застосовуються для вимірювання струмів на лініях 110 і 220 кВ, ТВТ-35М-200-600 — на 35 кВ, а ТПЛ-10 і ТПЛ-10/300 — на 10 кВ, забезпечуючи точні виміри та діагностику обладнання. Напруговий трансформатор НТМІ-10 знижує напругу 10 кВ до безпечного рівня, що дозволяє підключати вимірювальні прилади.

Таблиця 2.8 – Паспортні дані ТВТ та ТПЛ

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

Таблиця 2.9 – Паспортні дані трансформаторів НТМИ

№	Назва параметрів	Одиниці вимірювання	НТМИ-10
1	Номинальна напруга первинної обмотки	кВ	10
2	Номинальна напруга вторинної обмотки	В	100

Продовження таблиці 2.9

3	Номинальна трансформатора	потужність ВА	200
4	Максимальна	потужність ВА	960
5	Похибки по напрузі	%	$\pm 0,5$
6	Схема і група з'єднань обмоток	–	Y/Yn-0
7	Маса	кг	85

## 2.8 Вимірювальні прилади

Для забезпечення безпечної та стабільної роботи підстанції необхідний постійний моніторинг її параметрів. Вимірювальні прилади допомагають виявляти відхилення від нормального режиму, що дозволяє уникнути аварій та зберегти обладнання.[13]

Перелік вимірювальних приладів, що використовуються на підстанції, та їх місця встановлення:

Вольтметр ДМК використовується для вимірювання електричної напруги в електричних мережах. Цей прилад має діапазон вимірювання від 15 до 660 В і точність вимірювань  $\pm 0,25\%$ . Вольтметр дозволяє операторам підстанції контролювати рівень напруги, що важливо для забезпечення безпеки і ефективності роботи системи. Встановлюється на силових трансформаторах та збірних шинах, дозволяючи своєчасно виявляти проблеми, що можуть призвести до аварійних ситуацій.[25]

Амперметр ЩК120 – це аналоговий електромеханічний вимірювальний прилад магнітоелектричної системи, який використовується для вимірювання ефективних значень змінного струму частотою 50 або 60 Гц. Прилад має шкалу з рівномірним поділом і забезпечує високу надійність та довговічність.[26]

Осцилограф Н11 використовується для аналізу та відображення електричних сигналів, таких як напруга і струм. Прилад оснащений двома каналами, має частоту дискретизації від 100 МГц до 1 ГГц і обсяг пам'яті від 1 МБ до 4 ГБ. Це забезпечує високоточний моніторинг сигналів і виявлення

аномалій у мережі. Осцилограф встановлюється на щитах обліку електроенергії для контролю характеристик сигналів.

Лічильник ARIS EM використовується для точного обліку споживаної електричної енергії на підстанції. Він вимірює активну та реактивну енергію в діапазоні до 50000 кВт·год і має точність вимірювань  $\pm 0,5\%$ . Лічильник необхідний для контролю енергоспоживання і здійснення розрахунків з користувачами. Встановлюється на силових трансформаторах, лініях електропередачі та трансформаторних пунктах.[27]

Ватметр CP3020 – це точний прилад для вимірювання споживання електроенергії до 1000 кВт. Його встановлюють на трансформаторах та лініях електропередачі для контролю навантаження на електричну систему.

Варметр CP3020 вимірює варильний струм в електричній мережі з діапазоном вимірювання від 0 до 1000 МВар. Це важливий інструмент для контролю навантаження та стабільності роботи системи, який встановлюється на силових трансформаторах та лініях електропередачі.

## **2.9 Власні потреби підстанції**

Підстанція потребує стабільного живлення для обладнання, систем автоматизації та зв'язку з центром керування. Необхідні автоматизовані системи для контролю параметрів та аварійного захисту. Системи захисту забезпечують селективний захист, автоматичне відключення пошкоджених ділянок та виконання управлінських команд. Системи контролю збирають дані про стан обладнання та дистанційно керують процесами. Для управління використовуються системи вимірювання основних електричних параметрів. Для стабільного електропостачання застосовуються трансформатори ТМ-63/10.[14]

Системи енергозабезпечення підстанції, зокрема трансформатори типу ТМ-63/10, забезпечують необхідну електричну енергією для роботи всього обладнання та систем.

Таблиця 2.10 – Паспортні дані ТМ

Параметр	Значення
Номінальна потужність, кВА	63
Тип трансформатора	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'єднання обмоток	Y/YH-0, D/YH-0

## 2.10 Засоби релейного захисту та автоматики підстанції

Системи РЗА є незамінними для стабільної роботи енергосистеми, оскільки забезпечують швидке виявлення та усунення аварійних ситуацій.

Однією з ключових функцій є автоматичне повторне включення (АПВ), яке дозволяє швидко відновлювати електропостачання після короточасних збоїв або незначних пошкоджень обладнання. Це сприяє зменшенню тривалості перерв в енергопостачанні та підвищує загальну надійність роботи енергосистеми.[29]

АЧР є важливим елементом системи енергопостачання, який відповідає за підтримання стабільної частоти в електричній мережі. Коли відбувається перевантаження мережі або виникають аварії на основних джерелах енергії, що призводить до зниження частоти, система АЧР автоматично виявляє це відхилення і вживає заходів для його усунення. Це може включати перемикання споживачів на резервні джерела живлення, що дозволяє уникнути повного відключення електроенергії та забезпечує безперебійну роботу енергосистеми.[30]

АВР, або автоматичне введення резерву, — це система, яка забезпечує автоматичне перемикання на резервне джерело живлення, якщо основне джерело виходить з ладу. [31]

МСЗ – це важливий елемент системи захисту електрообладнання, який спрацьовує у випадку виникнення аварійних ситуацій, таких як короткі замикання, коли струм в електричному ланцюзі різко зростає і перевищує допустиме значення. При спрацюванні МСЗ автоматично відключається пошкоджена ділянка мережі, що запобігає поширенню аварії, пошкодженню обладнання та забезпечує безпеку персоналу.[32]

РЗА є незамінними елементами сучасних підстанцій. Вони забезпечують комплексний захист обладнання, автоматичне управління технологічними процесами та швидке реагування на аварійні ситуації. Завдяки РЗА вдається значно підвищити надійність і безпеку електропостачання, мінімізувати тривалість відключень і забезпечити стабільну роботу енергосистеми в цілому. На рисунку 2.6 зображено пристрої РЗА. [14]



Рисунок 2.6 – Засоби РЗА підстанції

### **2.11 Розрахунок струмів КЗ на шинах підстанції**

Для забезпечення безперебійної та безпечної роботи підстанції необхідно провести детальний розрахунок параметрів короткого замикання (КЗ) у трьох ключових точках електричної схеми. Точка 1 рис 2.7:

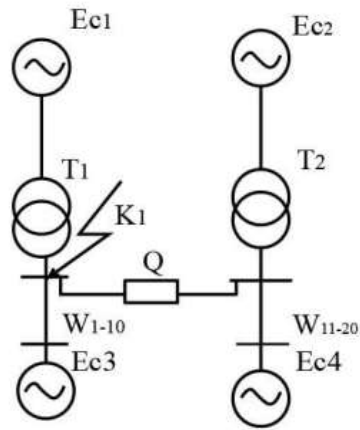


Рисунок 2.7 – Спрощена схема КЗ для першої точки

Розрахунок параметрів короткого замикання на підстанції з базовою потужністю 80 МВА і напругою 10 кВ вимагає комплексного підходу. Крім основних режимів коротких замикань (однофазного, двофазного, трифазного), необхідно враховувати індивідуальні характеристики трансформаторів та ліній, що безпосередньо впливають на величину струмів КЗ.

Для базисного струму ми використовуємо наступну формулу, оскільки він необхідний для нормування всіх струмів в електричній схемі.

- 10 кВ

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{10 \times \sqrt{3}} = \frac{80}{10 \times \sqrt{3}} = 4.62 \text{ кА.}$$

Щоб спростити складні розрахунки струмів короткого замикання, використовують систему відносних одиниць.

$$X_{T1} = X_{T1} = \frac{U_{k\%}}{100} \times \frac{S_{\sigma}}{S_{н.б.}} = \frac{10.5}{100} \times \frac{80}{40} = 0.21 \text{ В. О.}$$

Припускаючи, що всі лінії електропередач є однотипними (АС-240) і мають однакову довжину, а саме 10 км.

$$X_{Л1} = \frac{X_{лен} \times S_{\sigma}}{U} = \frac{0.119 \times 10 \times 80}{10} = 9.52 \text{ В. О.}$$

Враховуючи, що підстанція живить 10 ліній, сумарний опір всіх ліній буде наступним:

$$X_{ЛЛ-10} = \frac{X_{ЛЛ}}{10} = \frac{9.52}{10} = 0.952 \text{ В. О.}$$

Для забезпечення точності розрахунків ми використовуємо довідкові дані про опір вимикача:

$$X_Q = 0.13 \text{ В. О.}$$

З метою аналізу однофазного короткого замикання в точці, ми створимо спрощену еквівалентну схему, рис 2.8:

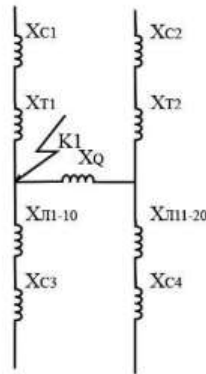


Рисунок 2.8 – Схема еквіваленту для розрахунку КЗ в першій точці.

Об'єднуємо опори:

$$X_1 = X_{C1} + X_{T1} = 1 + 0.21 = 1.21 \text{ В. О.}$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{T2} = 1 + 0.21 = 1.21 \text{ В. О.}$$

$$X_3 = X_Q = 0.13 \text{ В. О.}$$

$$X_4 = X_{ЛЛ-10} + X_{C3} = 0.952 + 1 = 1.952 \text{ В. О.}$$

$$X_5 = X_{ЛЛ-20} + X_{C4} = 0.952 + 1 = 1.952 \text{ В. О.}$$

$$X_6 = X_3 + \frac{X_2 \times X_5}{X_2 + X_5} = 0.13 + \frac{1.21 \times 1.952}{1.21 + 1.952} = 0.877 \text{ В. О.}$$

Після двох перетворень ми отримуємо спрощену схему, рис 2.9, яка допомагає обчислити струми короткого замикання на початку мережі.

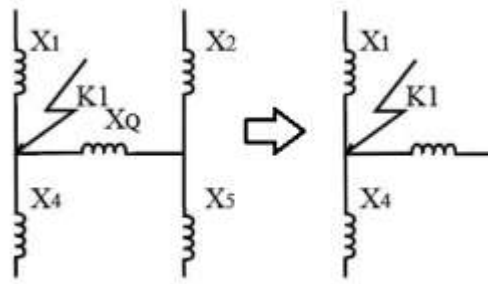


Рисунок 2.9 – Схема для розрахунку КЗ .

$$X_7 = \frac{X_4 \times X_6}{X_4 + X_6} = \frac{1.952 \times 0.877}{1.952 + 0.877} = 0.614 \text{ В. О.}$$

Після виконання третього етапу спрощення, а саме третьої трансформації, ми отримуємо схему заміщення, що дозволяє аналізувати однофазне коротке замикання в першому вузлі, рис 2.10.

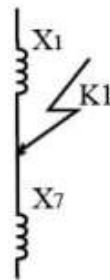


Рисунок 2.10 – Схема для розрахунку КЗ

Визначаємо загальний опір електричного кола шляхом зведення його до більш простої еквівалентної схеми

$$X_{EKB} = \frac{X_1 \times X_7}{X_1 + X_7} = \frac{1.21 \times 0.614}{1.21 + 0.614} = 0.41 \text{ В. О.}$$

Обчислюємо початковий струм короткого замикання в певній частині електричної мережі, використовуючи стандартні одиниці вимірювання.

$$I_{ПО} = \frac{I}{X_{EKB}} = \frac{I}{0.41} = 2.44 \text{ В. О.}$$

$$I_K = I_{ПО} \times I_6 = 2.44 \times 4.62 = 11.27 \text{ кА.}$$

Розрахунок величини ударного струму:

$$I_{yD} = \sqrt{2} \times I_K \times K_{yC} = \sqrt{2} \times 11.27 \times 1.956 = 31.17 \text{ кА.}$$

$K_{yC}$  – це ударний коефіцієнт

Для розрахунку 2 точки КЗ, рис 2.11:

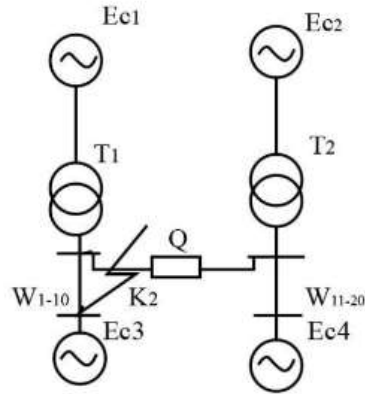


Рисунок 2.11 – Спрощена схема КЗ 2 точки

Ми розпочинаємо процес побудови еквівалентної схеми для подальшого аналізу однофазного короткого замикання в заданій точці електричної мережі, рис 2.12.

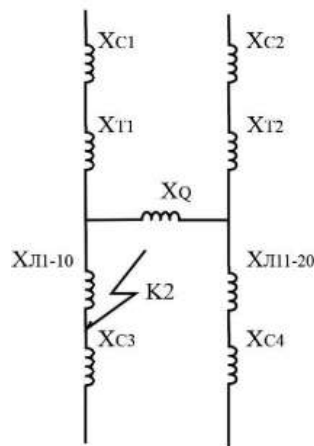


Рисунок 2.12 – Еквівалентна схема, призначена для аналізу двофазного КЗ в конкретно визначеній точці електричної мережі

Необхідно об'єднати опори:

$$X_1 = X_{C1} + X_{T1} = 1 + 0.21 = 1.21 \text{ В. О.}$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{T2} = 1 + 0.21 = 1.21 \text{ В. О.}$$

$$X_3 = X_Q = 0.13 \text{ В. О.}$$

$$X_4 = X_{ЛЛ-10} + X_{C4} = 0.952 + 1 = 1.952 \text{ В. О.}$$

$$X_5 = X_3 + \frac{X_2 \times X_4}{X_2 + X_4} = 0.13 + \frac{1.21 \times 1.952}{1.21 + 1.952} = 0.88 \text{ В. О.}$$

В результаті першої та другої трансформацій отримуємо еквівалентну схему, яка використовується для аналізу короткого замикання в конкретно визначеній точці електричної мережі, рис 2.13.

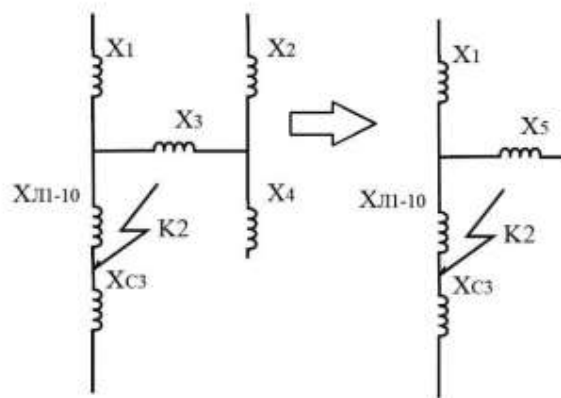


Рисунок 2.13 – Схема для розрахунку КЗ

$$X_6 = \frac{X_1 \times X_5}{X_1 + X_5} = \frac{1.21 \times 0.88}{1.21 + 0.88} = 0.51 \text{ В. О.}$$

$$X_7 = X_6 + X_{ЛЛ-10} = 0.51 + 0.952 = 1.462 \text{ В. О.}$$

Отримуємо еквівалентну схему, яка використовується для аналізу КЗ у двох конкретно визначених точках електричної мереж, рис 2.14.

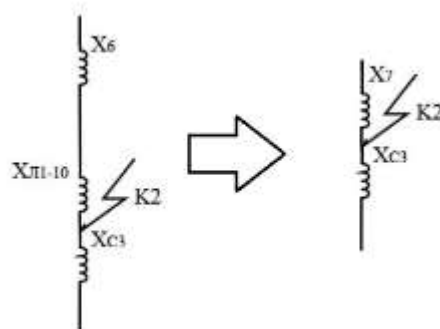


Рисунок 2.14 – Схема для розрахунку КЗ

Розрахунок еквівалентного опору схеми.

$$X_{EKB} = \frac{X_7 \times X_{c3}}{X_7 + X_{c3}} = \frac{1.462 \times 1}{1.462 + 1} = 0.594 \text{ В. О.}$$

Використовуючи стандартні одиниці вимірювання, ми визначаємо початкові величини змінної складової струму, що виникає під час короткого замикання в двох конкретних ділянках електричної мережі.

$$I_{ПО} = \frac{I}{X_{EKB}} = \frac{1}{0.594} = 1.68 \text{ В. О.}$$

$$I_K = I_{ПО} \times I_6 = 1.68 \times 4.62 = 7.76 \text{ кА.}$$

На основі розрахунку періодичної складової струму короткого замикання ми можемо визначити величину ударного струму:

$$I_{УД} = \sqrt{2} \times I_K \times K_{УС} = \sqrt{2} \times 7.76 \times 1.956 = 21.47 \text{ кА}$$

З метою визначення параметрів короткого замикання в третій точці електричної мережі, рис 2.15:

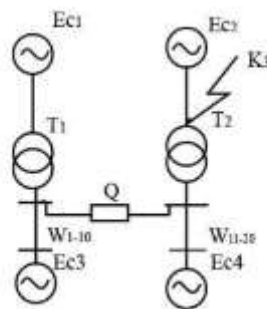


Рисунок 2.15 – Спрощена схема КЗ 3 точки

Буде розроблена еквівалентна схема для дослідження однофазного короткого замикання в точці, рис 2.16:

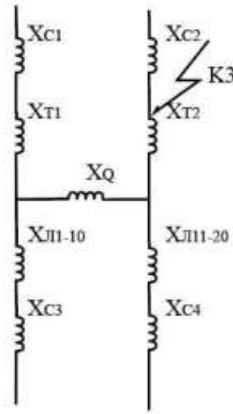


Рисунок 2.16 – Еквівалентна схема, призначена для аналізу короткого замикання в третій точці електричної мережі

Необхідно об'єднати опори:

$$X_1 = X_{C1} + X_{T1} = 1 + 0.21 = 1.21 \text{ В. О.}$$

$$X_2 = X_{Л1-10} + X_{C3} = 0.952 + 0.21 = 1.952 \text{ В. О.}$$

$$X_3 = X_Q = 0.13 \text{ В. О.}$$

$$X_4 = X_{Л11-20} + X_{C4} = 0.952 + 1 = 1.952 \text{ В. О.}$$

$$X_5 = X_3 + \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2} = 0.13 + \frac{1.21 \times 1.952}{1.21 + 1.952} = 0.88 \text{ В. О.}$$

В результаті першої та другої трансформації отримуємо еквівалентну схему, яка використовується для аналізу короткого замикання в точці, рис 2.17.

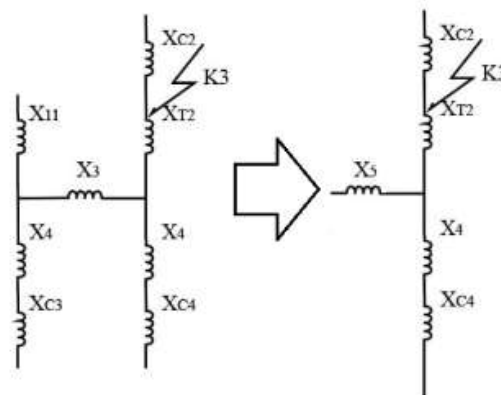


Рисунок 2.17 – Схема для розрахунку КЗ

$$X_6 = \frac{X_4 \times X_5}{X_4 + X_5} = \frac{1.952 \times 0.88}{1.952 + 0.88} = 0.608 \text{ В. О.}$$

$$X_7 = X_{T2} + X_6 = 0.21 + 0.608 = 0.818 \text{ В. О.}$$

В результаті третьої трансформації отримуємо еквівалентну схему, яка застосовується для аналізу короткого замикання в третій точці електричної мережі, рис 2.18.

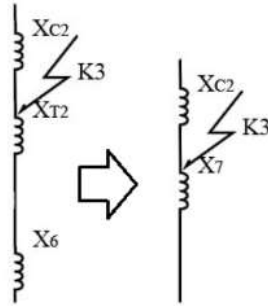


Рисунок 2.18 – Схема для розрахунку КЗ

Розрахунок еквівалентного опору схеми:

$$X_{ЕКВ} = \frac{X_7 \times X_{c2}}{X_7 + X_{c2}} = \frac{0.818 \times 1}{0.818 + 1} = 0.45 \text{ В. О.}$$

Визначаємо початкові значення періодичної складової струмів короткого замикання в двох заданих вузлах електричної мережі, застосовуючи стандартні одиниці вимірювання.

$$I_{ПО} = \frac{I}{X_{ЕКВ}} = \frac{I}{0.45} = 2.22 \text{ В. О.}$$

$$I_K = I_{ПО} \times I_6 = 2.22 \times 4.62 = 10.26 \text{ кА.}$$

Знаючи періодичну складову струму КЗ, можна визначити максимальне миттєве значення струму (ударний струм) у момент виникнення короткого замикання:

$$I_{УД} = \sqrt{2} \times I_K \times K_{УС} = \sqrt{2} \times 10.26 \times 1.956 = 28.38 \text{ кА.}$$

Аналіз результатів розрахунку короткого замикання свідчить про те, що вимикачі, встановлені на підстанції, спроектовані з достатнім запасом міцності. Зокрема, періодична складова струму КЗ становить 11,27 кА, що майже в три рази менше за максимально допустиме значення для вимикачів (31,5 кА). Ударний струм, хоча і досягає значної величини (31,17 кА), все ж залишається в межах допустимих значень (80 кА). Таким чином, можна констатувати, що вимикачі надійно забезпечують захист електроустановок від пошкоджень під час коротких замикань.

## **2.12 Висновки по розділу**

В другому розділі було проведено комплексне дослідження підстанції, включаючи аналіз її структури, функціональних елементів та систем захисту. Особливу увагу було приділено розрахунку струмів КЗ, результати якого показали, що вимикачі які встановлені у схемі мають достатні характеристики для безпечного відключення аварійних струмів. Це свідчить про те, що підстанція спроектована та обладнана відповідно до сучасних вимог безпеки та надійності.

### **3. МОНІТОРИНГ СТАНУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТИПУ ТДН-40000/110-70**

#### **3.1. Призначення, основні технічні характеристики, побудова і принципи роботи трансформатора ТДН-40000/110-70**

Система моніторингу та діагностики стану трансформаторів TDM (Transformer Diagnostics Monitor), що зображена на рисунку 3.1 є комплексною і модульною, що дозволяє гнучко налаштовувати її для різних типів трансформаторів, зокрема для трансформатора ТДН-40000/110-70. Основні складові системи включають:

- Модульна структура
- Програмне забезпечення INVA
- Експертні алгоритми
- Інтеграція з АСУ-ТП



Рисунок 3.1 – Система TDM

Силовий трансформатор ТДН-40000/110-70 використовується для зниження або підвищення напруги між високовольтними та середньовольтними лініями, забезпечуючи ефективну передачу енергії. Він має потужність 40 МВА, номінальні напруги 110 кВ на первинній обмотці та 70 кВ на вторинній, працює на частоті 50 Гц. Трансформатор охолоджується олією, що забезпечує ефективне відведення тепла, і має олійну ізоляцію для запобігання коротким замиканням. Магнітопровід виготовлений з електротехнічної сталі з низькими втратами на гістерезис.

### 3.2. Складові системи моніторингу силового трансформатора ТДН-40000/110-70

Система складається з трьох рівнів:

- Нижній рівень — сенсори і датчики на трансформаторі для збору даних.
- Середній рівень — блоки моніторингу, які обробляють сигнали і передають їх на автоматизоване робоче місце (АРМ) оператора.
- Верхній рівень — АРМ для візуалізації, аналізу та збереження даних, з можливістю віддаленого доступу.

Основні функції системи: моніторинг температури масла, вібрацій, часткових розрядів, газового складу масла та вологості ізоляції. Система також аналізує якість електроенергії, включаючи гармонічні спотворення, симетрію напруги, частоту, провали та перенапруги, а також контролює роботу системи охолодження, оцінюючи ефективність охолодження масла.

На рисунку 3.2 зображено особливості TDM та WDM технологій.

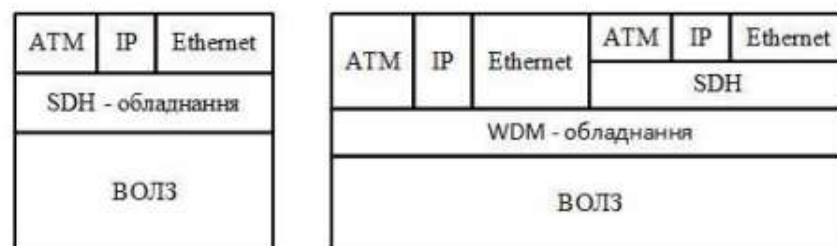


Рисунок 3.2 – Особливості TDM та WDM технологій

Системи TDM моніторингу стану трансформаторних підстанцій можна розглянути, як технологія мультиплексування за часом може бути використана для ефективного моніторингу та управління в умовах високошвидкісних волоконно-оптичних ліній зв'язку. Система моніторингу TDM дозволяє ефективно використовувати часові інтервали для передачі різних сигналів, що дозволяє здійснювати моніторинг різних параметрів трансформаторів і їхніх систем за допомогою одного оптичного каналу.

Система TDM для моніторингу стану трансформатора включає датчики для вимірювання температури, струму, напруги, вібрацій та газів, що виявляють

несправності. Дані з датчиків передаються через TDM-мультиплексори, які оптимізують використання каналів зв'язку. Аналізатор даних оцінює стан трансформатора, виявляючи аномалії. Оптичні лінії зв'язку забезпечують швидку передачу даних до центру моніторингу, де інформація обробляється та відображається для операторів через інтерфейс із можливістю аналізу трендів і планування обслуговування. Система інтегрується з SCADA для дистанційного управління та автоматизації дій у разі перевищення допустимих параметрів. Принцип дії системи зображено на рисунку 3.3. [15]

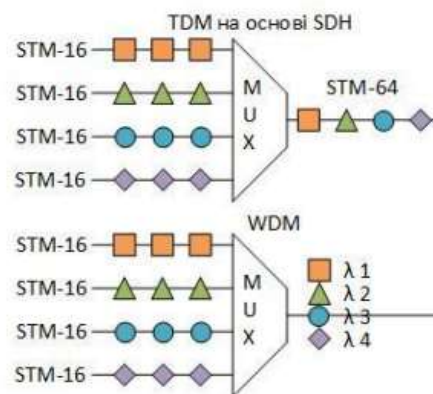


Рисунок 3.3 – Принцип дії WDM та TDM оптичних мультиплексорів

### 3.3. Технічні засоби системи моніторингу трансформатора ТДН-40000/110-70

Система моніторингу трансформатора ТДН-40000/110-70 побудована на основі сучасного комплексу технічних засобів, які забезпечують точний і безперервний контроль ключових параметрів роботи трансформатора. Технічні засоби системи розподілені між трьома основними рівнями архітектури – нижнім, середнім і верхнім, кожен з яких виконує певні завдання.

Система моніторингу трансформатора базується на сенсорах, які збирають дані про його стан. До основних належать:

- Датчики температури масла та обмоток, що контролюють охолодження і виявляють перегрів.
- Газоаналізатори (наприклад, Hydrosal), які визначають концентрації газів у маслі для виявлення дефектів ізоляції.

- Датчики вібрації, що фіксують механічні коливання, сигналізуючи про зношення компонентів.
- Датчики вологості, які вимірюють вологість масла та ізоляції, запобігаючи їх деградації.
- Датчики часткових розрядів, що діагностують зношення ізоляції через акустичні, електричні або УВЧ-методи.

Для передачі даних використовується протокол TCP/IP, що дозволяє інтегрувати систему у локальні мережі підстанцій. Програмне забезпечення, яке використовується у системі, забезпечує зручний інтерфейс для оператора та підтримує автоматичне створення звітів у різних форматах, включаючи PDF і Excel.

Система моніторингу трансформатора ТДН-40000/110-70 складається з високотехнологічних компонентів для безперервного моніторингу та діагностики стану трансформатора. Вона включає:

- Блок живлення (PS) для стабільного електроживлення.
- Головний модуль (M0) для управління і передачі даних на автоматизоване робоче місце.
- Монітор температури (M1) для контролю температури і виявлення перегріву.
- Аварійний реєстратор (M2) для фіксації аварійних режимів.
- Монітор вводів (M3) для контролю високовольтних вводів.
- Монітор часткових розрядів (M4) для виявлення дефектів ізоляції.
- Монітор РПН (M5) для контролю пристрою регулювання напруги.
- Монітор вібрацій (M7) для оцінки стану механічних елементів.
- Монітор Zk (M10) для вимірювання струмів і напруг у обмотках.[16]

Приклад компоненту для безперервного моніторингу та діагностики рис 3.4:



Рисунок 3.4 – Модулі системи

### 3.4. Візуалізація і аналіз технічних характеристик трансформатора ТДН-40000/110-70

Візуалізація та аналіз технічних характеристик трансформатора ТДН-40000/110-70 реалізується через автоматизоване робоче місце (АРМ) оператора з використанням спеціального програмного забезпечення. Система надає доступ до даних у реальному часі та історичних архівів, представляючи їх у вигляді графіків, таблиць, діаграм та індикаторів.

Основні параметри, такі як температура масла і обмоток, відображаються графічно, що дозволяє оперативно оцінювати стан системи охолодження. Вібраційні характеристики та дані про часткові розряди візуалізуються для виявлення механічних несправностей і деградації ізоляції. Аналіз газового складу масла допомагає прогнозувати стан ізоляції та виявляти аномалії.

Система також дозволяє аналізувати динаміку змін параметрів, що сприяє плануванню профілактичних заходів. АРМ автоматично створює звіти в різних форматах (PDF, Excel), забезпечуючи операторів повною інформацією про стан трансформатора. АРМ оператора зображено на рис. 3.5:



Рисунок 3.5 – АРМ оператора

Таким чином, візуалізація і аналіз технічних характеристик трансформатора ТДН-40000/110-70 забезпечують прозорість процесів моніторингу, допомагають виявляти відхилення від нормальних параметрів, проводити технічну діагностику і планувати профілактичне обслуговування. Це суттєво підвищує ефективність експлуатації трансформатора, мінімізуючи ризики відмов і збільшуючи надійність роботи енергосистеми.

Для візуалізації технічних характеристик трансформатора використовуються різноманітні інструменти та програмне забезпечення, які дозволяють:

- Графічне відображення параметрів: Візуалізація температури, напруги, струмів, вібрацій тощо.
- Інтерфейс моніторингу в реальному часі: Програмне забезпечення INVA відображає поточні значення параметрів у вигляді графіків, гістограм або діаграм, що дозволяє оперативно оцінювати стан трансформатора.[17]

На рисунку 3.6 зображено приклад формування звітів:

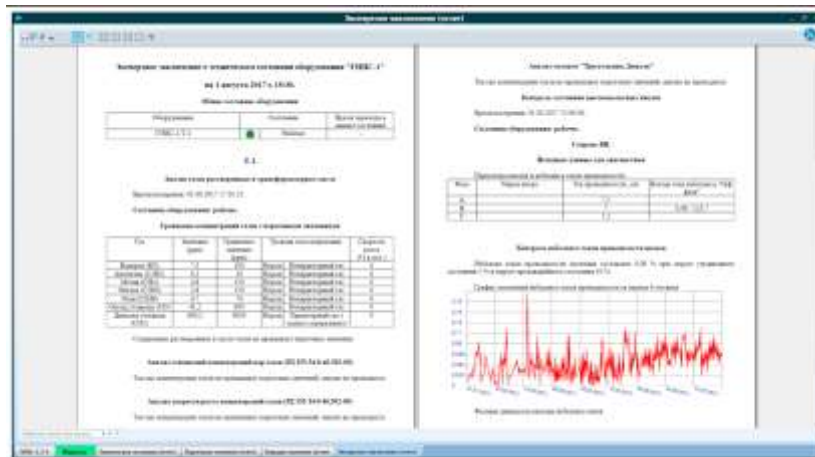


Рисунок 3.6 – Формування звітів

Аналіз технічних характеристик трансформатора базується на даних датчиків, що реєструють температуру, напругу, струм, часткові розряди та вібрації. Це дозволяє оцінити ефективність охолодження, баланс потужності та виявити дефекти ізоляції чи механічні несправності. Для візуалізації

використовуються графіки температури, гістограми часткових розрядів, графіки вібрацій і діаграми напруги та струму.

На основі вимірних параметрів визначають потенційні ризики дефектів, прогнозують строки обслуговування і формують автоматичні звіти з рекомендаціями щодо технічного обслуговування та ремонту.

### 3.5. Оцінка технічного стану трансформатора і аналіз надійності його роботи

Силові трансформатори є ключовими елементами електропідстанцій, і їх надійність визначає стабільність енергопостачання. Для контролю стану та прогнозування ресурсу застосовують комплексний підхід із діагностикою, прогнозуванням та аналізом на основі теорії нечітких множин.

Один з найефективніших методів діагностики полягає в аналізі газів, розчинених у маслі (ХАРГ). Цей метод дозволяє виявити навіть найменші дефекти на ранніх стадіях їх розвитку. Для точного визначення типу та ступеня пошкодження отримані дані обробляються за допомогою сучасних методів нечіткої логіки, метод зображений на рис. 3.7:

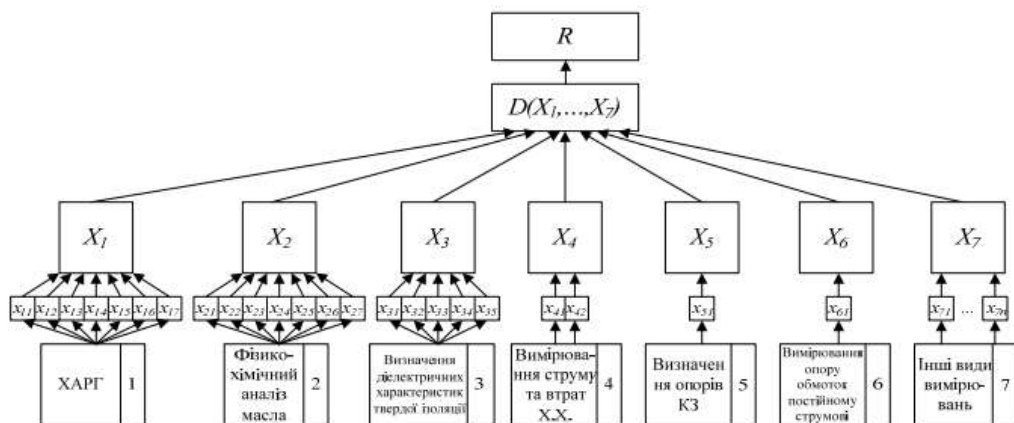


Рисунок 3.7 – Структурна схема нечіткої системи для діагностики масляного трансформатора

Система моніторингу трансформаторів використовує нечітку логічне виведення для оцінки параметрів, таких як часткові розряди, термічні дефекти, стан ізоляції та РПН. Нечітка логіка дозволяє класифікувати технічний стан обладнання, виявляти дефекти та прогнозувати необхідність обслуговування, використовуючи базу знань із понад 200 правил.

Прогнозування ресурсу роботоздатності трансформаторів ґрунтується на математичних моделях, що враховують історію експлуатації та поточний стан трансформатора. Це дозволяє оцінити залишковий ресурс на основі аналізу технічних параметрів, таких як температура, вологість і напруга.[18]

Таблиця 3.1 – Результати діагностування технічного стану СТ

№	Методика	Висновки
1	Ключові (основні) газу	Основний газ — метан (CH <sub>4</sub> ). Можливий термічний дефект при нагріванні масла та ізоляції (400–600 °С). Ступінь = 1
2	Граничні концентрації газів у маслі	Термічний дефект (300–700 °С). Місцевий перегрів через концентрацію потоку. Аварійне зростання температури. Ступінь = 0,981
3	Розрядка	Циркуляційні струми в обмотках. Дефекти підтверджені. Ступінь = 1
4	Відношення концентрацій пар газів	Виявлено перегрів масла. Тверда ізоляція у нормі. Ступінь = 1
5	Типові номограми	Основний газ — метан (CH <sub>4</sub> ). Дефекти термічного характеру в середньому температурному діапазоні.

## 4. МОНІТОРИНГ СТАНУ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ВИМИКАЧА

### 4.1. Загальна характеристика високовольтних вимикачів серії ВМП-10

Високовольтний вимикач ВМП-10 призначений для автоматичного вмикання та вимикання елементів мережі при аварійних ситуаціях, таких як короткі замикання та перевантаження. Він забезпечує безпеку та стабільну роботу електричних систем середнього напруги.

Основні характеристики:

- Номінальна напруга: 10 кВ
- Номінальний струм: до 630 А
- Клас короткозамкнення: 25-31,5 кА
- Тип конструкції: олійні або газові ізоляційні матеріали
- Механізм спрацьовування: електричні, пневматичні чи гідравлічні приводи
- Термін служби: понад 30 років за належного обслуговування.

Вимикач ВМП-10 складається з кількох основних елементів:

- Контактна система: рухомі та нерухомі контакти для розмикання або замикання ланцюга.
- Ізоляційний матеріал: олія або сірчаний гексафлуорид (SF<sub>6</sub>) для гасіння дуги.
- Привідний механізм: електричний, пневматичний або гідравлічний для переміщення контактів.
- Контролер та автоматичні захисні системи: для самостійного спрацьовування при короткому замиканні чи інших аваріях.

На рис. 4.2 зображено зовнішній вигляд вимикача:

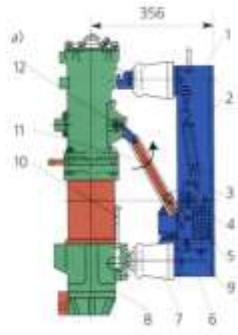


Рисунок 4.1 – а - зовнішній вигляд вимикача

1 - сталева рама; 2 - відключаюча пружина; 3 - двоплечий важіль; 4 - вал вимикача; 5 - пружинний демпфер; 6 - болт заземлення; 7 - опорний ізолятор; 8 - бак фази; 9 - масляний демпфер; 10 - масловказник; 11 - ізолююча тяга; 12 - важіль.

На рис. 4.2 зображено розріз фази вимикача:

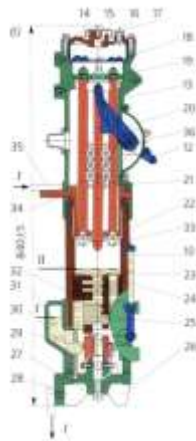


Рисунок 4.2 – б - розріз фази вимикача

13 - випрямляючий механізм; 14 - маслоуловлювач; 15 - канал для виходу газу; 16 - кришка; 17 - пробка маслоналивного отвору; 18 - отвори маслоуловлювача; 19 - корпус; 20 - важіль; 21 - контактний стрижень; 22 - склопоксидний циліндр; 23 - центральний канал камери; 24 - бічний вихлопний канал; 25 - дугогасильна камера; 26 - нижня кришка фази; 27 - маслозливна пробка; 28 - відводить шина; 29 - нерухомий контакт; 30 - нижній фланець; 31 - буферний простір; 32 - масляний карман; 33 - рухомий контакт; 34 - верхній вивід; 35 - підвідна шина; 36 - токознімальні ролики.

На рис. 4.3 зображена дугогасильна камера вимикача:

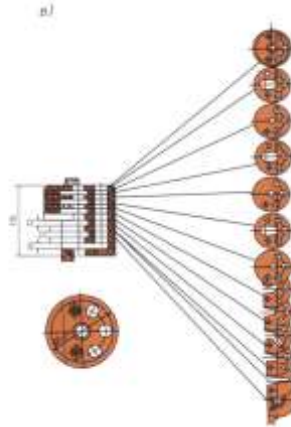


Рисунок 4.3 – в - дугогасильна камера вимикача

На рис. 4.4 зображений розетковий контакт вимикача ВМП-10:

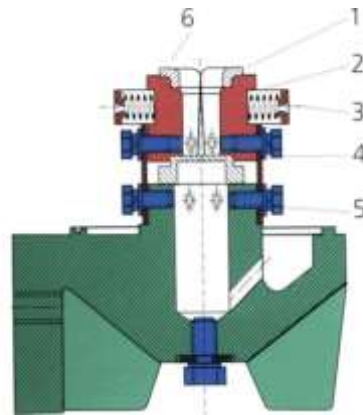


Рисунок 4.4 – Розетковий контакт вимикача ВМП-10

1 - мідний сегмент; 2 - натискна пружина; 3 - упорне кільце; 4 - гнучкий зв'язок;  
5 - контактотримач; 6 - металокерамічна облицювання.

Умови експлуатації вимикача ВМП-10:

Вимикачі типу ВМП-10 виготовляються для використання в нормальних кліматичних умовах, тропічному кліматі, а також в посиленому виконанні з підвищеною механічною стійкістю для нормальних та тропічних умов. Вимикачі для тропічного клімату мають індекс «Т» (ВМП-10Т), а посилені — індекс «У» (ВМП-10У, ВМП-10ТУ). Вимикачі мають різні габаритні розміри в залежності від типу розподільчого пристрою (РУ), для якого вони призначені.

#### 4.2. Структура системи моніторингу високовольтних вимикачів ВМП-10

Система моніторингу ВМП-10 забезпечує постійний контроль технічного стану вимикачів, використовуючи сучасні технології збору та обробки даних. Вона дозволяє аналізувати стан компонентів, прогнозувати відмови та оптимізувати технічне обслуговування, підвищуючи надійність і знижуючи витрати. Сервер у диспетчерській збирає та обробляє дані, оцінює стан вимикачів, прогнозує залишковий ресурс та складає графіки планових ремонтів. На рис 4.5 зображено ремонтний цикл швидкодіючого вимикача.[23]

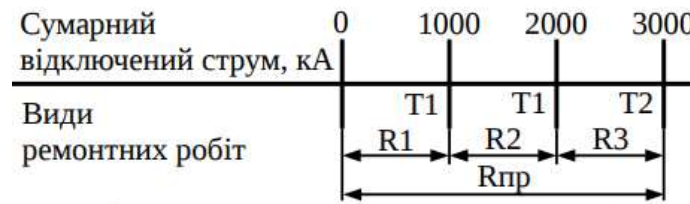


Рисунок 4.5 – Ремонтний цикл швидкодіючого вимикача

Для надійної роботи вимикачів передбачено регулярні огляди: щоденні за наявності обслуговуючого персоналу та раз на десять днів за його відсутності. Ремонт проводиться за планом, залежно від сумарного відключеного струму: після 1000 кА для Т1 і після 3000 кА для Т2. Дані збираються через клієнтські станції, що відслідковують параметри, такі як струм, напруга, температура, тиск. Інформація передається на сервер через Ethernet, з резервуванням каналів. Система автоматично формує сповіщення при перевищенні допустимих значень і прогнозує ймовірність відмов обладнання. На рис 4.6 зображена автоматизована система моніторингу технічного стану вимикача.

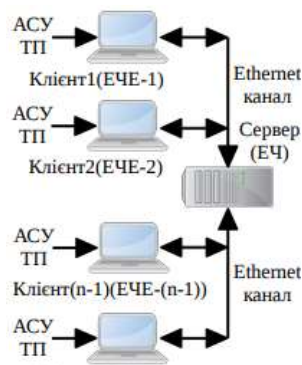


Рисунок 4.6 – Автоматизованої система моніторингу технічного стану

Ця структура ілюструє структуру автоматизованої системи моніторингу високовольтних вимикачів. [19]

Система включає робочі клієнтські комп'ютери, встановлені на об'єктах, таких як тягові підстанції, для локального моніторингу та передачі даних на центральний сервер. Сервер зберігає, аналізує та обробляє інформацію. Зв'язок між комп'ютерами та сервером здійснюється через локальну мережу Ethernet з резервуванням каналів, що підвищує надійність системи для автоматизованого контролю стану вимикачів. Інтерфейс моніторингу вимикача зображений на рис. 4.7.



Рисунок 4.7 – Інтерфейс моніторингу вимикача

Моніторинг вимикачів Dynamic Ratings – це система для всебічного контролю стану та роботи вимикачів, яка збирає і аналізує інформацію про механічні та електричні складові. Цей інструмент не лише дозволяє виявляти потенційні несправності, а й допомагає оптимізувати управління енергосистемами великого масштабу. Ось детальніше про основні функції:

1. Аналіз хвильових форм: Система проводить порівняння операцій вимикача, детально вивчаючи параметри, такі як час відкриття та закриття вимикача, стан замків, підшипників, мастила, а також допоміжних контактів.
2. Дані про зарядний мотор: Зарядні мотори, що відповідають за механічну частину роботи вимикача, також знаходяться під контролем цієї системи.
3. Адаптація до холодних умов: Оскільки температура навколишнього середовища може впливати на роботу обладнання, система автоматично

налаштовує параметри роботи вимикача в залежності від температури та в'язкості рідини.

4. Управління даними флоту: Це дає змогу отримати точні відомості про стан кожного вимикача в флоті, що дозволяє своєчасно планувати технічне обслуговування та запобігати аваріям.

Цей інструмент дозволяє не тільки покращити ефективність роботи вимикачів, а й знизити витрати на обслуговування та забезпечити більшу безпеку енергетичних систем.[10]

### **4.3. Технічні засоби системи моніторингу вимикачів ВМП-10**

Система моніторингу вимикачів ВМП-10 забезпечує автоматизований збір, обробку та аналіз інформації про стан вимикача в реальному часі. Її використання сприяє підвищенню надійності роботи обладнання, попередженню аварійних ситуацій і оптимізації технічного обслуговування. Основними компонентами такої системи є датчики, контролери, блок аналізу та діагностики, пристрої зв'язку, панель оператора, система живлення та інтеграція із системою автоматизації.

Датчики забезпечують безперервний контроль ключових параметрів роботи вимикача, таких як температура контактів і масляного середовища, рівень масла, стан герметизації корпусу, струм і напруга, а також виявлення внутрішніх розрядів або механічних збоїв. Контролери збирають дані з датчиків, передають їх на аналіз, підтримують інтерфейси для обміну інформацією та дозволяють виявляти відхилення від нормального режиму роботи в реальному часі.

Блок аналізу та діагностики виконує аналіз отриманих даних і прогнозує можливі несправності на основі зібраної інформації. Пристрої зв'язку, такі як промислові модеми та бездротові мережі, забезпечують передачу даних між компонентами системи, використовуючи протоколи типу MODBUS, IEC 61850 або DNP3. Панель оператора надає можливість візуалізувати параметри роботи

вимикача, відображати попередження або аварійні сигнали, а також аналізувати історію вимірювань.

Система живлення забезпечує безперебійну роботу моніторингу завдяки резервним джерелам живлення, таким як UPS, або сонячним батареям та акумуляторам для віддалених місць. Інтеграція із загальною системою автоматизації підстанції (SCADA) дозволяє централізовано контролювати стан вимикачів, отримувати повідомлення про відхилення параметрів і своєчасно

#### **4.4. Методи діагностування ВМП-10**

Діагностика масляних вимикачів ВМП-10 є важливим етапом їх експлуатації, оскільки своєчасне виявлення дефектів запобігає аварійним ситуаціям та продовжує термін служби обладнання. Основними методами діагностики є візуальний огляд, аналіз трансформаторного масла, випробування електричних характеристик, перевірка механічної частини, акустична та вібраційна діагностика, тепловізійний контроль і моніторинг параметрів у реальному часі.

Візуальний огляд включає оцінку стану корпусу та ізоляторів, перевірку наявності механічних пошкоджень, тріщин, забруднень, стану герметизації, а також перевірку рівня та стану масла через оглядове скло чи масломір з оцінкою його кольору. Аналіз трансформаторного масла включає хроматографічний аналіз, що дозволяє виявити гази розкладання масла, визначення кислотного числа як показника окислення та вимірювання електричної міцності масла для оцінки його ізоляційних властивостей.

Випробування електричних характеристик охоплює вимірювання опору ізоляції мегомметром, перевірку опору обмоток та контактів для оцінки ступеня нагріву і стану контактної групи, а також випробування підвищеною напругою для виявлення слабких місць в ізоляції. Перевірка механічної частини передбачає вимірювання часу відкривання і закривання контактів для оцінки працездатності механізму, перевірку зусилля пружин для оцінки натягу приводів і візуальну оцінку стану контактів на наявність обгорянь, ерозії чи нерівностей.

Акустична діагностика застосовується для виявлення дефектів у контактній групі або механізмі приводу за допомогою аналізу звуків, що виникають під час роботи вимикача. Вібраційна діагностика дозволяє виявити зношування механізмів чи некоректну роботу приводу шляхом вимірювання та аналізу вібраційного сигналу. Тепловізійний контроль використовується для оцінки стану контактів і місць з'єднання проводів, де перегрів може свідчити про поганий контакт або зношення деталей. Моніторинг параметрів у реальному часі, за умови підтримки відповідних функцій системою автоматизації підстанції, дозволяє виявляти відхилення в роботі ВМП-10 без необхідності зупинки обладнання.

На рис. 4.8 зображено залежність зміни ємності між контактами від їхньої відстані. Цей графік дозволяє оцінити стан контактної системи вимикача. Зміна ємності може свідчити про пошкодження ізоляції або механічне зношення контактів, що впливає на роботу обладнання.

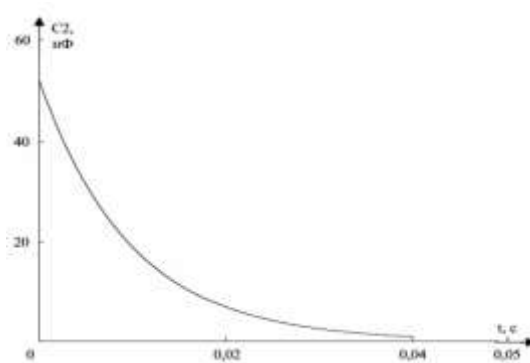


Рисунок 4.8 – Залежність зміни ємності від відстані між контактами

На рис. 4.9 представлена еквівалентна модель елемента верхнього відділювача, яка використовується для аналізу процесів розмикання та замикання контактів. Заступна схема допомагає краще зрозуміти розподіл напруги і струму в елементі, що дозволяє визначати можливі аномалії у роботі.

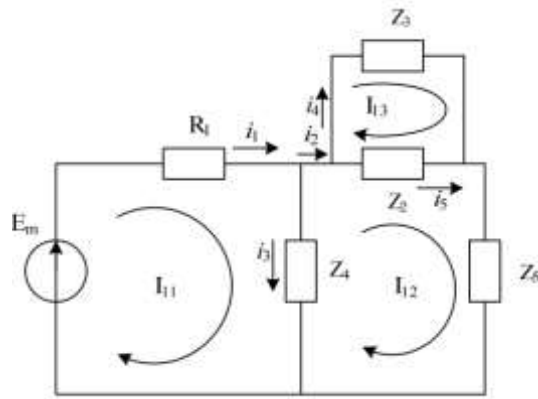


Рисунок 4.9 – Заступна схема елемента верхнього відділювача

На рис. 4.10 показано динаміку зміни напруги тестового сигналу на резисторі  $R_1$  залежно від часу. Ця залежність дозволяє визначити швидкість відновлення контактів і характеристики дугогасної системи. Аналіз таких сигналів є корисним для виявлення дефектів, що впливають на стабільність роботи вимикача.[20]

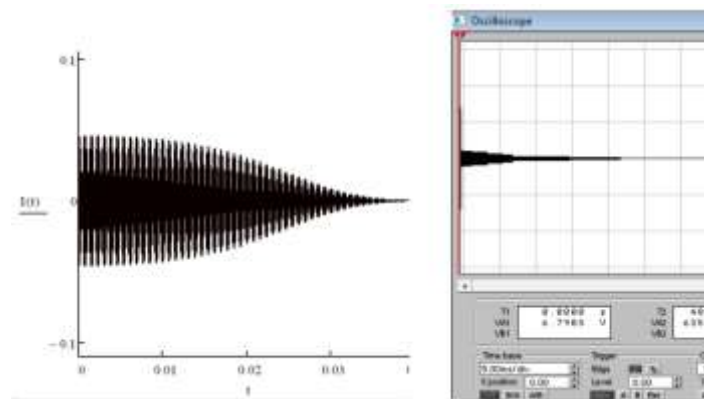


Рисунок 4.10 – Залежність падіння напруги тестового сигналу на  $R_1$  від часу

#### 4.5. Оцінка технічного стану вимикача і аналіз надійності його роботи ВМП-10

Оцінка технічного стану вимикача дозволяє своєчасно виявити потенційні дефекти і провести необхідні ремонтні роботи для запобігання аварійним ситуаціям. Оцінка технічного стану вимикача здійснюється через моніторинг та аналіз діагностичних параметрів, що включають електричні та механічні характеристики роботи обладнання.

Методика оцінки стану вимикача

Процес оцінки технічного стану вимикача ВМП-10 включає кілька етапів:

1. Вимірювання діагностичних параметрів Вимірювання проводяться для оцінки основних характеристик, які визначають працездатність вимикача. Серед них:
  - швидкість переміщення елементів привода,
  - напруга та струм,
  - зусилля на контактах.
2. Аналіз отриманих даних Після вимірювання параметрів проводиться їх статистична обробка для виявлення відхилень від нормальних значень. За допомогою розрахунків середніх значень, дисперсії та інших статистичних критеріїв, таких як критерій Фішера, можна визначити значущість отриманих результатів.
3. Оцінка надійності На основі статистичних даних визначається ймовірність виникнення несправностей у роботі вимикача. Це дозволяє сформулювати рекомендації щодо обслуговування та ремонту, а також прогнозувати терміни до можливих відмов.

Схема моніторингу роботи вимикачів (рис. 4.11) представляє собою комплексний пристрій для моніторингу роботи вимикачів в електричних мережах. Ця система враховує кілька ключових аспектів: реєстрацію відключень при різних значеннях струмів, фіксацію спрацьовувань вимикача та забезпечення надійності роботи через різні елементи. Ось докладний опис роботи цієї системи.

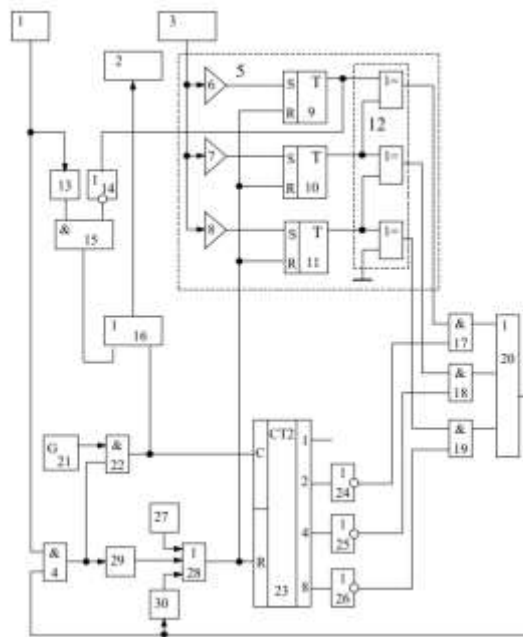


Рисунок 4.11 – Схема моніторингу роботи вимикачів в електричних мережах

На схемі:

- 1 — датчик комутації (блок-контакт вимикача);
- 2 — накопичувальний імпульсний лічильник;
- 3 — датчик струму (струмовий трансформатор);
- 4, 15, 17, 18, 19, 22 — логічні елементи "І";
- 5 — аналого-цифровий перетворювач (АЦП), який включає:
- 6, 7, 8 — компаратори;
- 9, 10, 11 — RS-тригери;
- 12 — шифратор, реалізований на логічних елементах "Виключне АБО";
- 13 — диференціювальний елемент;
- 14, 24, 25, 26 — логічні елементи "НІ";
- 16, 20, 28 — логічні елементи "АБО";
- 21 — генератор імпульсів;
- 23 — двійковий імпульсний лічильник;
- 27 — блок скидання до нуля;
- 29 — формувач сигналу завершення циклу;
- 30 — інтегрувальний елемент.

### Принцип роботи моніторингу роботи вимикачів:

- Ініціалізація: Після подачі живлення блок 27 скидає в нульове положення всі основні елементи системи (RS-тригери та лічильники), підготувавши її до роботи.
- Фіксація відключення: Якщо струм нижчий за порогове значення АЦП, датчик 1 подає імпульс на лічильник 2. У разі перевищення порогу спрацьовують тригери АЦП (9, 10, 11), а код передається через шифратор 12.
- Реєстрація: Контакт вимикача 1 генерує сигнал, який спрямовується до лічильників 2 і 23 для реєстрації імпульсів. По завершенню циклу блок 29 обнуляє тригери та лічильники.
- Інтегровувальний елемент: У разі аварійного струму інтегровувальний елемент 30 активує сигнал "Скид".

### Використання системи в трифазних мережах:

У трифазних мережах схему можна адаптувати для контролю ресурсу вимикачів напругою 6-35 кВ. Для таких мереж система діагностики дозволяє контролювати відключення як при однофазних замиканнях на землю, так і при міжфазних коротких замиканнях.

### Модифікація для пополюсного контролю:

Схему для пополюсного контролю ресурсу вимикача можна синтезувати шляхом додавання датчиків струму та накопичувальних лічильників, кожен з яких буде відповідати за кожен полюс вимикача. Це дозволить більш точно оцінювати ресурс вимикача при різних сценаріях експлуатації.

Схема системи діагностики трифазного вимикача з визначенням ресурсу для кожного полюса (рис. 4.12) є вдосконаленою версією попередніх моделей завдяки використанню секвенційної моделі. Ця система дозволяє окремо обліковувати ресурс вимикача для кожної фази за допомогою трьох датчиків струму та трьох накопичувальних лічильників, що відповідають кожній фазі.

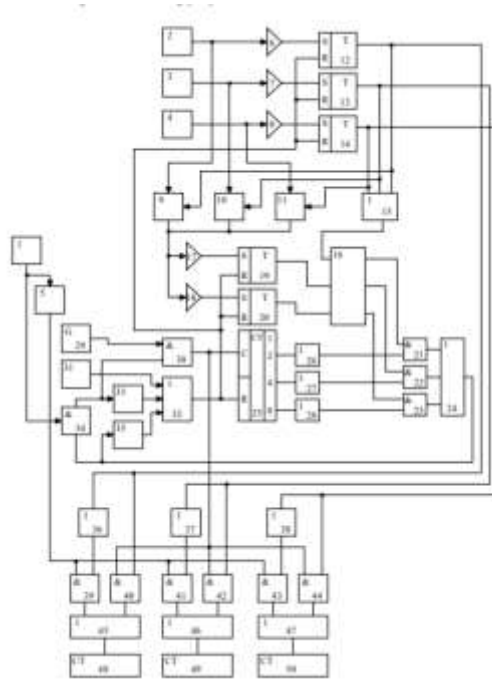


Рисунок 4.12 – Структурна схема системи діагностики вимикача при полюсному обліку його ресурсу

На схемі:

- 1 — датчик комутації;
- 2, 3, 4 — струмові датчики;
- 5 — диференціювальний елемент;
- 6, 7, 8, 17, 18 — компаратори;
- 9, 10, 11 — аналогові ключі;
- 12, 13, 14, 19, 20 — RS-тригери;
- 15, 24, 32, 45, 46, 47 — логічні елементи "АБО";
- 16 — шифратор;
- 21, 22, 23, 30, 34, 39, 40, 41, 42, 43, 44 — логічні елементи "І";
- 25 — двійковий лічильник;
- 26, 27, 28, 36, 37, 38 — логічні елементи "НІ";
- 29 — генератор імпульсів;
- 31 — блок скидання до нуля;
- 33 — формувач сигналу завершення циклу;
- 35 — інтегрувальний елемент;
- 48, 49, 50 — імпульсні накопичувальні лічильники.

При виникненні короткого замикання в одній з фаз, спрацьовує спеціальний датчик струму, який відповідає за цю фазу. Далі, система починає рахувати кількість імпульсів, що прямо залежить від сили струму короткого замикання. Ці дані записуються в індивідуальний лічильник для кожної фази. Наприклад, якщо коротке замикання сталося в фазі А, то лічильник 48 зафіксує відповідну кількість імпульсів.

Також вона працює при 2-х фазних та 3-х фазних коротких замиканнях, адаптуючи лічильники до кількості активних фаз.[21]

## **5. МОНИТОРИНГ ОХОРОНИ ПРАЦІ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ПРАЦІВНИКА НА ТРАНСФОРМАТОРНІЙ ПІДСТАНЦІ 110/35/10 КВ**

**Мета розділу.** Метою цього розділу є комплексне дослідження й аналіз умов праці електротехнічного персоналу на трансформаторних підстанціях 110/35/10 кВ з фокусом на забезпечення безпеки та здоров'я працівників. Це передбачає ретельний моніторинг усіх аспектів роботи підстанції, що включає оцінку технічного стану обладнання, виявлення потенційних ризиків та небезпек, розробку заходів для усунення або зменшення цих небезпек. Важливою частиною цього процесу є впровадження ефективних стратегій для мінімізації травматичних ситуацій, зменшення ймовірності аварій і забезпечення стабільної роботи електричної мережі. Розробка таких стратегій сприяє не тільки підвищенню безпеки працівників, але й покращенню загальної ефективності експлуатації підстанцій, що є важливим для забезпечення безперебійного електропостачання споживачів.

Також мета цього розділу полягає в аналізі існуючих норм і стандартів охорони праці на трансформаторних підстанціях 110/35/10 кВ, а також визначенні шляхів удосконалення робочих процесів і застосування новітніх технологій, що дозволяють підвищити безпеку та ефективність роботи персоналу. Оцінка й оптимізація умов праці, а також забезпечення правильного технічного контролю допоможуть створити безпечне середовище для роботи і уникнути аварійних ситуацій, що можуть загрожувати як здоров'ю працівників, так і безперервному функціонуванню енергетичної інфраструктури.

**Об'єкт дослідження.** Об'єктом дослідження є трансформатор ТДН-40000/110-70, який встановлений на підстанції 110/35/10 кВ. Цей трансформатор виконує важливу роль у процесі перетворення електричної енергії з високої напруги в низьку для її подальшого розподілу по електричних мережах. Важливим аспектом є безпека як самого трансформатора, так і персоналу, який проводить його обслуговування та експлуатацію. Оцінка технічного стану цього трансформатора та визначення потенційних ризиків, пов'язаних з його роботою, є необхідними для забезпечення безпечних умов

праці та надійної роботи підстанції в цілому. Аналіз цих аспектів дозволяє зробити висновки щодо ефективності наявних заходів безпеки та визначити необхідні вдосконалення.

**Предмет дослідження.** Предметом дослідження є організаційні, технічні та нормативно-правові аспекти забезпечення безпеки праці на трансформаторних підстанціях 110/35/10 кВ.

Аналіз технічного стану трансформаторів, огляд існуючих засобів індивідуального захисту для працівників, а також оцінку умов праці на робочих місцях, де здійснюється обслуговування підстанцій. Нормативно-правові аспекти охоплюють вимоги до безпеки праці, що прописані в національних та міжнародних стандартах, а також відповідні правила, якими мають керуватися електротехнічні працівники при виконанні своїх обов'язків.

Під час експлуатації трансформаторних підстанцій існує ряд потенційних небезпек, таких як ризик отримання електротравми, вплив високого рівня шуму, контакт з шкідливими речовинами, а також можливість виникнення аварійних ситуацій через технічні неполадки.

## 5.1 Технічні характеристики устаткування

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики трансформатора ТДН-40000/110-70

Параметр	Значення
Напруга (кВ)	110/35/10
Потужність (МВА)	40
Маса трансформатора (т)	85
Маса масла (т)	25
Габарити (мм)	9000 × 4500 × 5000
Місце встановлення	Трансформаторна підстанція
Тип охолодження	Масляно-примусове
Категорія електроприміщення	З підвищеною небезпекою
Розміщення робочого місця	Відкрита місцевість

Цей трансформатор є важливою частиною енергосистеми підстанції, і забезпечує надійність електропостачання при мінімізації технічних помилок і забезпеченні безпеки працівників.[22]

## 5.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочому місці

Таблиця 5.2 – Послідовність при виконанні робіт на підстанції 110/35/10 кВ

№	Період виконання та тривалість робіт	Кількісний склад бригади (особи)	Група електробезпек и
1. Рівень масла	На підстанціях, де є черговий персонал, огляди проводять щодоби, а на інших – не рідше одного разу на місяць.	2	Не < 4
2. Температура масла	На підстанціях, де є черговий персонал, огляди проводять щодоби, а на інших – не рідше одного разу на місяць.	2	Не < 4
3. Характер гудіння трансформатора	На підстанціях, де є черговий персонал, огляди проводять щодоби, а на інших – не рідше одного разу на місяць.	2	Не < 4
4. Перевірка ізоляції	На підстанціях, де є черговий персонал, огляди проводять щодоби, а на інших – не рідше одного разу на місяць.	2	Не < 4

## Продовження таблиці 5.2

5. Робота пристроїв охолодження	На підстанціях, де є черговий персонал, огляди проводять щодоби, а на інших – не рідше одного разу на місяць.	2	Не < 4
6. Положення РПН	На підстанціях, де є черговий персонал, огляди проводять щодоби, а на інших – не рідше одного разу на місяць.	2	Не < 4
7. Відсутність витоку масла	На підстанціях, де є черговий персонал, огляди проводять щодоби, а на інших – не рідше одного разу на місяць.	2	Не < 4
8. Всі складові трансформатора	При раптовій зміні температури зовнішнього середовища на 10-15 °С протягом 5-6 годин.	2	Не < 4
9. Заміна масла	Раз у 2 роки	Не < 6	Не < 4
10. Повна перевірка	Перший раз через 12 років після встановлення, а потім — за потребою.	Не < 6	Не < 4

Моніторинг технічного стану трансформатора включає регулярні огляди, поточні ремонти та капітальні обслуговування для гарантування безпеки та ефективної роботи підстанції.[24]

Таблиця 5.3 – Небезпечні та шкідливі чинники на підстанції 110/35/10 кВ

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричне походження		
Струм	230 А (при короткому замиканні)	$\leq 0,6$ мА
Напруга	110 кВ, 35 кВ, 10 кВ	$\leq 6$ В
Неелектричні чинники		
Шум	80 дБ	85 дБ
Висотні роботи	9 м	$\leq 1,8$ м
Робота хімічноактивними речовинами з	Використання сухих сумішей, лугів, кислот	Шкідливо для шкіри працівників
Робота нафтопродуктами (масло) з	Температура масла понад 150 °С	Не $> 0,25$ мг/г масла

Ці чинники визначають рівень ризику для персоналу під час виконання робіт на трансформаторній підстанції, що потребує застосування відповідних заходів безпеки.

### 5.3 ЗІЗ та електрозахисні засоби

Для забезпечення безпеки працівників під час експлуатації трансформаторного обладнання важливо використовувати різноманітні засоби індивідуального захисту та електрозахисні засоби, оскільки робота з електричним обладнанням пов'язана з високими ризиками травмування через електричні удари, механічні пошкодження або інші небезпеки.

Таблиця 5.4 – ЗІЗ на підстанції 110/35/10 кВ

Засіб індивідуального захисту	Призначення	Технічні характеристики
Комбінезон бавовняний	Захист від механічних і хімічних впливів	Антистатичний, вогнестійкий
Чоботи діелектричні, S3	Захист від електричних уражень та механічних впливів	Водонепроникні, ізоляція до 10 кВ
Рукавички діелектричні	Захист від електричних ударів	Випробування на пробивання до 10 кВ
Діелектрична каска	Захист від механічних ушкоджень і уражень струмом	Клас електрозахисту 1

Засоби індивідуального захисту є важливими для запобігання травмування електротехнічного персоналу під час роботи з високовольтним обладнанням.

#### 5.4 Технічні та організаційні заходи з безпеки праці

Таблиця 5.5 – Електробезпека на підстанції 110/35/10 кВ

Вид заходу	Найменування заходу	Опис і характеристики
Технічні заходи	Встановлення попереджувальних знаків	Таблиця «Висока напруга небезпечно для життя!», таблички з попередженнями
	Захисне заземлення	Встановлення захисного заземлення на підстанції. $R < 0,5 \text{ Ом}$ , забезпечення належного заземлення для запобігання ураженням струмом
	Огорожа	Встановлення огорожі навколо трансформаторів. Висота 2,5 м, сітчаста конструкція для обмеження доступу до високовольтного обладнання
	Блокування огорожі	Огорожа має механічне чи електромагнітне блокування для запобігання несанкціонованому доступу

## Продовження таблиці 5.5

Організаційні заходи	Навчання персоналу	Щорічне навчання та екзамен з безпечних методів експлуатації
	Вимоги до груп електробезпеки	Усі працівники мають 4 або 5 групи з електробезпеки
	Виконання робіт без напруги	Усі поточні роботи виконуються без напруги
	Виконання робіт за нарядом-допуском	Роботи виконуються за нарядом-допуском, що видається відповідальним персоналом
	Розміщення плакатів безпеки	Попереджувальні,заборонні,настановчі,вказівні плакати

Забезпечення належної безпеки на підстанції потребує дотримання технічних стандартів, встановлення попереджувальних знаків, обгородження території і створення зон з обмеженим доступом.

Таблиця 5.6 – Умови (чинники) праці та їх показники на підстанції 110/35/10 кВ

Назва	Характеристики	Числове значення
Освітлення	Природне	100%
Важкість праці	Статичні та динамічні навантаження	Категорія робіт 3
Мікроклімат	Температура повітря в зимовий період	< -15°C
Температура повітря	Літня	< +35°C
Швидкість руху повітря	Взимку	4-5 м/с

## 5.5 Розрахунок захисного заземлення трансформатора ТДН-40000/110-70

Вихідні дані:

- Тип трансформатора: ТДН-40000/110-70
- Напруга: 110/35/10 кВ
- Питомий опір ґрунту:  $\rho = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$
- Допустимий опір заземлення:  $R_{\text{ел}} = 0,5 \text{ Ом}$
- Довжина вертикального електроду:  $l_1 = 5 \text{ м}$
- Розмір боку кутника вертикального заземлювача:  $d = 0,02 \text{ м}$
- Розмір горизонтального заземлювача:  $b = 0,04 \text{ м}$

Формули для розрахунку опору заземлення:

1. Опір вертикального заземлювача:

$$R_{\text{ел}} = \frac{\rho}{2\pi \cdot l_1}$$

2. Опір горизонтального заземлювача:

$$R_{\text{гор}} = \frac{\rho}{2\pi \cdot b}$$

3. Еквівалентний опір заземлення:

$$R_{\text{шт}} = \left( \frac{1}{R_{\text{ел}}} + \frac{1}{R_{\text{гор}}} \right)^{-1}$$

Розрахунок опору вертикального заземлювача

Для вертикального заземлювача:

$$R_{\text{ел}} = \frac{50}{2\pi \cdot 5} = \frac{50}{31.4159} = 1.59 \text{ }\Omega$$

Розрахунок опору горизонтального заземлювача

Для горизонтального заземлювача:

$$R_{\text{гор}} = \frac{50}{2\pi \cdot 0.04} = \frac{50}{0.2512} = 199.2 \Omega$$

Розрахунок еквівалентного опору заземлення

Тепер обчислюємо еквівалентний опір заземлення:

$$R_{\text{шт}} = \left( \frac{1}{1.59} + \frac{1}{199.2} \right)^{-1} = (0.627 + 0.005)^{-1} = 0.632^{-1} = 1.58 \Omega$$

**Визначення кількості заземлювачів для зниження опору**

Розрахований еквівалентний опір  $R_{\text{шт}}=1.58 \Omega$ , перевищує допустиме значення опору заземлення  $R_{\text{доп}}=0.5 \Omega$ . Це означає, що потрібно зменшити загальний опір заземлення до  $0.5 \text{ Ом}$  або нижче.

Для цього ми можемо з'єднати кілька вертикальних та горизонтальних заземлювачів паралельно, що дозволить знизити загальний опір.

Для зниження опору до допустимого рівня проводимо розрахунок кількості вертикальних заземлювачів:

$$R_{\text{ел, нов}} = \frac{R_{\text{ел}}}{N}$$

де  $N$  — кількість вертикальних заземлювачів, а мета полягає у зниженні опору до значення  $R_{\text{доп}} = 0.5 \Omega$ .

Підставимо значення:

$$\frac{R_{\text{ел}}}{N} = 0.5 \Rightarrow N = \frac{1.59}{0.5} = 3.18 \approx 4$$

Отже, для досягнення необхідного опору заземлення, необхідно використовувати 4 вертикальних заземлювачі.

Розрахунок еквівалентного опору заземлення з кількома вертикальними заземлювачами

Для 4 вертикальних заземлювачів:

$$R_{\text{ел, загальний}} = \frac{R_{\text{ел}}}{4} = \frac{1,59}{4} = 0,3975 \Omega$$

Додаємо горизонтальний заземлювач:

$$R_{\text{шт, загальний}} = \left( \frac{1}{R_{\text{ел, загальний}}} + \frac{1}{R_{\text{гор}}} \right)^{-1}$$

$$R_{\text{шт, загальний}} = \left( \frac{1}{0,3975} + \frac{1}{199,2} \right)^{-1} = (2,515 + 0,005)^{-1} = 2,52^{-1} = 0,397 \Omega$$

Розрахунок показує, що комбінування 4 вертикальних заземлювачів із горизонтальним заземлювачем дозволяє досягти загального опору, що менший за допустимий  $R_{\text{доп}}=0,5 \Omega$ .

### Висновки:

У цьому розділі були розглянуті основні аспекти охорони праці на підстанції 110/35/10 кВ. Визначено небезпечні фактори, наведені технічні характеристики трансформаторів, заходи безпеки, а також засоби індивідуального захисту для працівників, які гарантують безпеку при роботі з високовольтним обладнанням.

У результаті розрахунків визначено, що для досягнення необхідного опору заземлення  $R_{\text{доп}}=0,5\Omega$  потрібно встановити:

- 4 вертикальні заземлювачі довжиною 5 м;
- 1 горизонтальний заземлювач.

Ця конфігурація гарантує безпеку персоналу та відповідність нормативним вимогам під час експлуатації трансформатора ТДН-40000/110-70.

## 6. РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ

### 6.1 Опис ідеї проекту

Мною запропонована ідея стартапу – інтелектуальна система моніторингу електрообладнання трансформаторних підстанцій. Це новаторське рішення, яке дозволяє забезпечити безперервний контроль технічного стану трансформаторів, своєчасне виявлення несправностей, зменшення втрат електроенергії та підвищення надійності електропостачання.

Основна мета проекту – розробити систему, яка об'єднає передові методи моніторингу, аналізу даних та автоматизації для підвищення ефективності роботи енергетичних систем.

Ця система включає інтеграцію різноманітних сенсорів для відстеження критичних параметрів обладнання, таких як температура трансформатора, рівень масла, напруга, струм, вологість повітря та вібрації. Ці дані в реальному часі дозволяють оцінювати стан трансформаторів і своєчасно реагувати на можливі аномалії. Використання алгоритмів для обробки зібраної інформації дозволяє прогнозувати можливі збої та будувати моделі, які відображають поточний стан обладнання. Це дозволяє заздалегідь приймати рішення про необхідність обслуговування чи ремонту.

Система забезпечує віддалене з'єднання через Інтернет речей (IoT), що дозволяє операторам з будь-якої точки світу здійснювати моніторинг та діагностику обладнання. Для зручності користувачів створено мобільний та веб-додаток, через який можна переглядати стан системи, аналізувати графіки та отримувати рекомендації щодо обслуговування. Завдяки зниженню аварійності та покращенню планування технічного обслуговування, система дозволяє зменшити енергетичні втрати та скоротити простій обладнання, що підвищує економічність роботи мережі.

Метою цього проекту є створення рішення, яке забезпечить стабільність та ефективність енергетичних систем, зменшить негативний вплив на навколишнє середовище та дозволить оптимізувати витрати на обслуговування

ТП. Інтелектуальна система моніторингу прагне стати лідером у галузі управління енергетичними об'єктами, сприяючи створенню більш екологічної та ефективної енергетики майбутнього.

Таблиця 6.1. Опис ідеї проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди користувача
Інтелектуальна система моніторингу	Енергетичні підстанції, промислові об'єкти, об'єкти критичної інфраструктури	Зменшення аварійності, підвищення стабільності роботи
Використання серверів для аналізу	У системах управління великих мереж	Оптимізація технічного обслуговування та експлуатації
ІоТ для віддаленого моніторингу	Всі рівні електричних мереж	Зручність у керуванні, економія часу

## 6.2 Технологічний аудит проекту

Для реалізації потрібні технічні рішення, обладнання та програмне забезпечення. Розробка передбачає кілька етапів.

Таблиця 6.2. Техніко-економічні характеристики проекту

№	Техніко-економічні характеристики проекту	Моя концепція (КТ)	Звичайні прилади обліку	Сильні сторони	Слабкі сторони
1	Додаткові капіталовкладення, регулярні витрати на обслуговування, контроль за зняттям показань.	+	-	+	+
2	Окреме постачання системи від обладнання.	+	+	+	

Продовження таблиці 6.2

3	Використання великого обсягу даних про стан обладнання.	+	-	+	
4	Перспективи для загального впровадження інтелектуальних систем.	+	-	+	
5	Наявність бюджету для маркетингу та поширення стартап-проекту.	-	+		+
6	Можливість подальшого розвитку і масштабування проекту.	+	+	+	

Таблиця 6.3. Технологічна складова ідеї проекту

№	Ідея	Необхідні технології	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Датчики для моніторингу	Температурні, вібраційні сенсори, IoT-модулі	Наявні	Доступні
2	Хмарна аналітика	Обчислювальні платформи, хмарні сервіси	Наявні	Доступні
3	Прогнозування стану	Алгоритми, машинне навчання	Частково наявні	Потребує адаптації

### 6.3 Ринкові можливості стартап-проекту

Аналіз ринку показує значний попит на рішення для оптимізації роботи енергосистем. Основні споживачі — це промислові компанії, енергетичні підприємства та об'єкти критичної інфраструктури.

Оцінка обсягів ринку:

- Кількість потенційних клієнтів: понад 30 великих компаній у сфері енергетики в Україні.
- Середній бюджет на модернізацію систем моніторингу: 500 тис. грн на підприємство.
- Очікуваний ріст ринку: 15% щорічно протягом наступних 5 років.

Таблиця 6.4. Характеристика ринку

Показники стану ринку	Характеристика
Кількість учасників	>30
Динаміка розвитку	Зростаюча
Обмеження	Відсутність стандартизованих вимог
Потенційний дохід	15–20 млн грн щороку

## 6.4 Маркетинговий план

SWOT-аналіз стартап-проекту

Для оцінки сильних і слабких сторін було проведено SWOT-аналіз.

Таблиця 6.5. SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони	Слабкі сторони
Інноваційність	Високі початкові інвестиційні витрати
Актуальність для енергосектору	Залежність від кваліфікованого персоналу
Швидка окупність	Ризик технічних збоїв на початкових етапах

Таблиця 6.6. SWOT- можливості та загрози

Можливості	Загрози
Масштабування на міжнародний ринок	Нестабільність законодавчого регулювання
Попит на енергоефективні рішення	Економічна криза або зниження інвестицій

Для ефективного впровадження інтелектуальної системи моніторингу електрообладнання трансформаторних підстанцій розроблено маркетингову стратегію, яка враховує особливості ринку, цільову аудиторію та методи просування.

Таблиця 6.7. Маркетинговий план

Етап	Завдання	Очікувані результати
Розробка бренду	Створення впізнаваного образу продукту	Залучення цільової аудиторії
Онлайн-просування	Просування через соцмережі та SEO	Збільшення впізнаваності на ринку
Участь у виставках	Демонстрація на профільних заходах	Залучення клієнтів і партнерів
Пілотні проекти	Випробування системи у реальних умовах	Підвищення довіри до продукту
Партнерства	Співпраця з постачальниками обладнання	Розширення ринкових можливостей
Постпродажний супровід	Технічна підтримка клієнтів	Підвищення рівня лояльності користувачів

## 6.5 Розрахунок економічної ефективності проекту

Загальні інвестиції складають 700 тис. грн, термін кредиту — 2 роки (24 місяці), річна відсоткова ставка становить 17%, тобто місячна ставка  $r=(17\%)/12=1,417\%$ , або 0,014.

Місячний ануїтетний платіж розраховується за формулою ануїтетних платежів:

$$A = P \cdot \frac{r \cdot (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

де:

- $P = 700000$  грн — основна сума кредиту,
- $r = 0,014$  — місячна відсоткова ставка,
- $n = 24$  місяці — термін кредиту.

Підставимо значення в формулу:

$$A = 700000 \cdot \frac{0,014 \cdot (1 + 0,014)^{24}}{(1 + 0,014)^{24} - 1} \approx 34890 \text{ грн}$$

Місячний платіж: 34 890 грн.

## 2. Загальна сума виплат за кредитом

Загальна сума виплат по інвестиційному проекту за 2 роки складається з місячних платежів:

$$C_{total} = A \cdot n = 34890 \cdot 24 = 836360 \text{ грн}$$

Загальна сума виплат: 836 360 грн.

## Розрахунок внутрішньої норми рентабельності (IRR)

Використання проекту дозволяє знизити витрати до 1200 тис. грн за період. Тепер знайдемо внутрішню норму рентабельності IRR.

Формула для розрахунку:

$$C_{total} = C_{initial} \cdot (1 + IRR)^t$$

де:

- $C_{total} = 1200$  тис. грн — чистий грошовий потік за період,

- $C_{initial}=700$  тис. грн — початкові інвестиції,
- $t=2$  роки — термін,
- IRR — внутрішня норма рентабельності.

Перепишемо рівняння:

$$1200 = 700 \cdot (1 + IRR)^2$$

Поділимо на 700:

$$\frac{1200}{700} = (1 + IRR)^2$$

$$1,309 = 1 + IRR$$

Внутрішня норма рентабельності:

$$IRR = 0,309 = 30,9\%$$

Внутрішня норма рентабельності = 30,9%.

### Розрахунок періоду окупності

Період окупності проекту можна розрахувати за формулою:

$$T_{payback} = \frac{C_{initial}}{IRR}$$

де:

- $C_{initial} = 700$  тис. грн — початкові інвестиції,
- $IRR = 30,9\%$  — внутрішня норма рентабельності.

$$T_{payback} = \frac{700}{0,309} = 2,26 \text{ роки.}$$

Період окупності: 2,26 роки.

### Висновок:

З урахуванням нової суми інвестицій у 700 тис. грн, проект з розробки інтелектуальної системи моніторингу електрообладнання трансформаторних підстанцій є економічно вигідним. Внутрішня норма рентабельності значно

перевищує середні показники для подібних проектів, це свідчить про високий рівень прибутковості. Період окупності 2,26 роки підтверджує можливість швидкого повернення інвестицій. Ці фінансові показники демонструють ефективність проекту, роблячи його привабливим для інвесторів, які прагнуть до високої рентабельності за короткий час. Проект має великі перспективи на ринку завдяки зростаючому попиту на інноваційні рішення в енергетичних системах.

## ВИСНОВКИ

У результаті виконання магістерської роботи було досягнуто низку важливих результатів, що сприяють розв'язанню проблем зношеності та застарілості електроенергетичного обладнання, а також вдосконаленню методів моніторингу стану обладнання електричних мереж. Проведений аналіз підтвердив актуальність модернізації енергетичної інфраструктури України, зокрема впровадження сучасних систем моніторингу. Було встановлено, що значна частина обладнання, такого як силові трансформатори та високовольтні вимикачі, експлуатується понад 30 років, що створює підвищений ризик аварій та втрат енергії. Основними проблемами виявлено зношення ізоляції та конструктивних елементів трансформаторів, що сприяє коротким замиканням, а також неефективність охолоджувальних систем, яка підвищує ймовірність перегріву обладнання. Окрім цього, рівень технічних втрат у мережах досягає 15%.

Будо розглянуто сучасні системи моніторингу, такі як SCADA та IoT, які дозволяють у реальному часі контролювати стан обладнання, прогнозувати несправності та оптимізувати його використання. Інтеграція таких систем значно підвищує надійність роботи мережі та скорочує час реагування на аварійні ситуації. Окрім того, аналіз нормативної бази засвідчив, що дотримання українських і міжнародних стандартів (ДСТУ EN 50160, IEC 61850 тощо) сприяє гармонізації української енергосистеми з європейськими вимогами. На прикладі підстанції 110/10 кВ було здійснено інженерний аналіз технічного стану та розроблено практичні рекомендації, зокрема щодо заміни зношеного обладнання, інтеграції автоматизованих систем управління та моніторингу, а також впровадження технологій прогнозування аварій на основі Інтернету речей (IoT).[7]

Запропоновані заходи включають впровадження сучасних матеріалів для виготовлення проводів, застосування інтелектуальних систем управління потоками енергії та розширення використання відновлюваних джерел енергії з

метою інтеграції їх у мережу з мінімальними втратами. Для фінансування проектів модернізації рекомендовано залучення міжнародних інвестицій, таких як гранти Європейського банку реконструкції та розвитку. Реалізація запропонованих заходів забезпечить зниження частоти аварійних ситуацій, підвищення надійності енергопостачання, особливо у періоди пікових навантажень, зменшення втрат електроенергії на 5-7% та готовність української енергосистеми до інтеграції в європейську мережу.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Фролов, І. В. "АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ТА СТРАТЕГІЇ РОЗВИТКУ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В УКРАЇНІ." Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України 67 (2024).
2. Хоменко, О. В., and Д. А. Карпенко. "Моніторинг стану обладнання електричних мереж електроенергетичних систем." Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики" (2022): 38-42.
3. Трансформатори силові масляні [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://transf.com.ua/p-transformatory-sylovi-masliani/>. (дата звернення 07/10/2024)
4. Роз'єднувач [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://tpi.net.ua/product/roz-iednuvach-rd-z-110-1600/>. (дата звернення 07/10/2024)
5. SCADA система: що це таке [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://indusoft.com.ua/blog/2019/10/29/scada-systema-cho-jeto-takoe/>. (дата звернення 08/10/2024)
6. ДСТУ EN 50160:2014 "Параметри якості електричної енергії в електричних мережах." [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://metrology.com.ua/skachat-iso-iec-ohsas/iso/dstu-en-50160-2014/#google\\_vignette](https://metrology.com.ua/skachat-iso-iec-ohsas/iso/dstu-en-50160-2014/#google_vignette). (дата звернення 09/10/2024)
7. ДСТУ ІЕС 61850-2:2013 "Комунікаційні мережі та системи в підстанціях. Частина 2: Стандартизація для захисту та автоматики." [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://www.ksv.biz.ua/GOST/DSTY\\_ALL/DSTU4/dstu\\_IEC\\_TS\\_61850-2-2013.pdf](https://www.ksv.biz.ua/GOST/DSTY_ALL/DSTU4/dstu_IEC_TS_61850-2-2013.pdf). (дата звернення 10/10/2024)
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 12/10/2024)
10. Моніторинг високовольтних вимикачів [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.dynamicratings.com> (дата звернення 17/10/2024)
11. ЕС 60599:2022 "Визначення діелектричних властивостей масла в трансформаторах та інших енергетичних апаратах." [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://cdn.standards.itih.ai/samples/104040/be95dacfb3d407c94183ad96a3286d2/IEC-60599-2022.pdf>. (дата звернення 22/10/2024)
12. Системи релейного захисту і автоматизації [Електронний ресурс] / ЕКНІС. – Режим доступу: <http://eknis.net/ua/solutions/relay-protection/> – Дата звернення: 01.11.2024. (дата звернення 23/10/2024)
13. Розрядники та обмежувачі перенапруги [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://elektrovoz.com.ua/ua/razryadniki-ops>. (дата звернення 24/10/2024)
14. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : навч. посібник / Б. В. Клименко. – Харків : Точка, 2012. – 340 с.
15. Електровимірювальні прилади на електричних станціях, підстанціях та в електричних мережах [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://bstudy.net/657301/tehnika/elektroizmeritelnye\\_pribory\\_elektricheskikh\\_stantsiyah\\_podstantsiyah\\_elektricheskikh\\_setyah](https://bstudy.net/657301/tehnika/elektroizmeritelnye_pribory_elektricheskikh_stantsiyah_podstantsiyah_elektricheskikh_setyah). (дата звернення 29/10/2024)
16. 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.

- 17.Рогозіна, Л. А., and М. В. Васильківський. Використання TDM та WDM технологій в магістральних ВОЛТ. Diss. ВНТУ, 2017.
- 18.ІЕС 60076-1:2017 "Силові трансформатори. Частина 1: Загальні вимоги." [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://upload.digoodcms.com/120/editor\\_1514879731\\_IЕС60076](https://upload.digoodcms.com/120/editor_1514879731_IЕС60076) (дата звернення 01/11/2024)
19. ІЕС 60255-1xx "Стандарти релейного захисту та застосування в системах автоматизації." [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://www.opal-rt.com/wp-content/uploads/2017/05/03\\_IЕС\\_602551xx\\_Standards\\_Relay\\_Protection\\_Applications\\_FMTP.pdf](https://www.opal-rt.com/wp-content/uploads/2017/05/03_IЕС_602551xx_Standards_Relay_Protection_Applications_FMTP.pdf). (дата звернення 01/11/2024)
- 20.Бардик, Є. І., et al. "Оцінка технічного стану і прогнозування ресурсу працездатності силових трансформаторів на основі теорії нечітких множин." (2012).
- 21.Сиченко, Віктор Григорович, and Дмитро Вікторович Міронов. "Оцінка ефективності автоматизованої системи моніторингу технічного стану обладнання тягових підстанцій." (2017).
- 22.Кутін, В. М., О. Є. Рубаненко, and С. В. Мисенко. "Вдосконалення методів діагностування високовольтних вимикачів." (2012).
- 23.Грабко В. О., Мокін Б. І. Моделі та системи технічної діагностики [Електронний ресурс]. – Вінниця: Універсум, 1999. – Режим доступу: [http://www.mokin.com.ua/files/articles/54/46/GrabkoMokin\\_Modeli\\_ta\\_systemy\\_tehnichnoi\\_diagnostyky\\_1999.pdf](http://www.mokin.com.ua/files/articles/54/46/GrabkoMokin_Modeli_ta_systemy_tehnichnoi_diagnostyky_1999.pdf). (дата звернення 01/11/2024)
- 24.Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях» для підготовки студентів КПІ ім. І. Сікорського за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр» спеціальностей 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», / Укл.: Л. Третьякова, Л. Мітюк. Київ: НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського», ІЕЕ, 2021. 58 с 20.« Високовольтні силові трансформатори для електромереж 110-750 кВ», [Електронний ресурс] / / INVOTEK ENERGY: каталог- Режим доступу:

- <https://invotek.energy/tpl/docs/catalog/1.-vyisokovoltnyie-siloviyetransformatoryi110-750-kv.pdf> (дата звернення 0/12/2024)
25. Вольтметр: призначення та застосування [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://radio-detaly.com/voltmetr-priznachennya-zastosuvannya>.
26. ЩЩК-120: трансформатор струму [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zapadpribor.com/shchk120/>. (дата звернення 04/11/2024)
27. Цифровий лічильник ARIS-EM: переваги та застосування [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://digitalsubstation.com/blog/2014/09/19/naskolko-cifrovoyj-schetchik-aris-em/>. (дата звернення 04/11/2024)
28. СР3020: трансформатор струму [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zapadpribor.com/cp3020/>. (дата звернення 07/11/2024)
29. Технічні засоби для контролю та діагностики електричних мереж. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://studfile.net/preview/7510851/page:43/>. (дата звернення 07/11/2024)
30. Системи автоматизації енергетичних процесів. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://studfile.net/preview/5199324/page:12/>. (дата звернення 07/11/2024)
31. Автомати резерву (AVR) [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://220.km.ua/catalog/avtomati-rezervu-avr?srsltid=AfmBOoq2NaEK\\_z7MSe430jHjuA5tCRbRQlGWsvVwvuOVbEJaRKDBOSDU](https://220.km.ua/catalog/avtomati-rezervu-avr?srsltid=AfmBOoq2NaEK_z7MSe430jHjuA5tCRbRQlGWsvVwvuOVbEJaRKDBOSDU). (дата звернення 07/11/2024)
32. Основи електропостачання та електричні системи. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://studfile.net/preview/5740725/page:23/>. (дата звернення 12/11/2024)