

Центральноукраїнський національний технічний університет
Центр заочної та дистанційної освіти
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“___” _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА **за другим (магістерським) рівнем вищої** **освіти**

на тему:

**«Підвищення рівня ефективності систем
діагностики та захисту силового
електротехнічного обладнання»**

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу магістратури, групи ЕЕ-21МЗ-1,4
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Муравський І.О.
«___» _____ 2022 р.

Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____Катерина ПЕТРОВА
«___» _____ 2022 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет ЦЗДО

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Петро ПЛЄШКОВ

«___» _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Муравського Ігора Олександровича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Підвищення рівня ефективності систем діагностики та захисту силового електротехнічного обладнання. Increasing the level of efficiency of systems of dual diagnostics and protection of power electrical equipment

2. Керівник роботи Петрова Катерина Григорівна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту 07.12.2022 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою роботи є дослідження систем діагностичного контролю силового електротехнічного обладнання, удосконалення процесно-орієнтованого підходу діагностування та прогнозування технічного стану електрообладнання в умовах експлуатації

Для досягнення поставленої мети у роботі розглянуто наступні завдання: 1) виконати огляд інноваційних підходів до вдосконалення систем діагностики та захисту силового обладнання; 2) удосконалити принципи процесно-орієнтованого підходу діагностування та прогнозування технічного стану електротехнічного обладнання під час його експлуатації; 3) обґрунтувати основні напрямки удосконалення систем діагностики та контролю силових трансформаторів; 4) побудувати систему діагностування та захисту силового обладнання із застосуванням методів тепловізійної діагностики.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н, доц. кафедри економіки та підприємництва Журило І.В.</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н., доц. кафедри "ЕТС та ЕМ" Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Розділ 1.</i>	<i>12.09.22</i>	
2	<i>Розділ 2</i>	<i>04.10.22</i>	
3	<i>Розділ 3</i>	<i>18.10.22</i>	
4	<i>Розділ 4</i>	<i>01.11.22</i>	
5	<i>Економічний розділ</i>	<i>15.11.22</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>22.11.22</i>	
7	<i>Висновки. Оформлення списку використаних джерел</i>	<i>25.11.22</i>	
8	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>30.11.22</i>	

Дата видачі завдання

«01» вересня 2022 р.

Підпис керівника _____

Петрова К. Г.

Завдання прийнято до виконання

«01» вересня 2022 р.

Підпис здобувача _____

Муравський І.О.

АНОТАЦІЯ

Муравський І.О. Підвищення рівня ефективності систем діагностики та захисту силового електротехнічного обладнання.

Кваліфікаційна робота за другим (магістерським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання». — Центральноукраїнський національний технічний університет; Кропивницький, 2022 р.

Метою роботи є дослідження систем діагностичного контролю силового електротехнічного обладнання, удосконалення процесно-орієнтованого підходу діагностування та прогнозування технічного стану електрообладнання в умовах експлуатації, визначення методів комплексної діагностики та захисту силових трансформаторів.

У кваліфікаційній роботі виконано огляд інноваційних підходів до вдосконалення систем діагностики та захисту силового обладнання; удосконалено принципи процесно-орієнтованого підходу діагностування та прогнозування технічного стану електротехнічного обладнання під час його експлуатації.

Обґрунтовано основні напрямки удосконалення систем діагностики та контролю силових трансформаторів та запропоновано систему діагностування та захисту силового обладнання із застосуванням методів тепловізійної діагностики.

Результати досліджень можуть бути застосовані під час розгляду питань підвищення рівня ефективності систем діагностики та захисту силового електротехнічного обладнання.

**СИСТЕМА ДІАГНОСТИКИ ТА КОНТРОЛЮ, СИЛОВЕ ОБЛАДНАННЯ,
СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ПРОЦЕСНО-ОРІЄНТОВАНИЙ ПІДХІД**

ABSTRACT

Muravskiy I.O. Increasing the level of efficiency of diagnostic and protection systems of power electrical equipment.

Qualification thesis second (master's) level of higher education on speciality 141 "Electrical Energetics, Electrical Engineering and Electromechanics" professional program " Electrotechnical Systems of Power Consumption". – Central Ukrainian National Technical University; Kropyvnytskyi, 2022.

The purpose of the work is the study of diagnostic control systems of power electrical equipment, improvement of the process-oriented approach of diagnosis and forecasting of the technical state of electrical equipment in operating conditions, determination of methods of comprehensive diagnosis and protection of power transformers.

In the qualification work, an overview of innovative approaches to improving power equipment diagnostics and protection systems was performed; the principles of a process-oriented approach to diagnosing and forecasting the technical condition of electrical equipment during its operation have been improved.

The main areas of improvement of diagnostic and control systems of power transformers are substantiated, and a system of diagnostics and protection of power equipment with the use of thermal imaging methods is proposed.

Research results can be applied when considering issues of increasing the level of efficiency of systems of diagnostics and protection of power electrical equipment.

SYSTEM OF DIAGNOSTIC AND CONTROL, POWER EQUIPMENT,
POWER SUPPLY SYSTEM, PROCESS-ORIENTED APPROACH

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ІННОВАЦІЙНИХ ПІДХОДІВ ДО ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМ ДІАГНОСТУВАННЯ ТА ЗАХИСТУ СИЛОВОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	11
1.1. Науково-технічні основи створення інтелектуальних систем з використанням SMART-технологій.....	12
1.2. Загальна методика аналізування показників діагностування та захисту обладнання	16
1.3. Інноваційні методи діагностування обладнання та засобів контролю його стану.....	20
Висновки до розділу 1.	26
РОЗДІЛ 2. УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТА ДІАГНОСТИКИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	27
2.1. Аналізування рівнянь теплового режиму.....	27
2.2. Створення проєктної моделі	32
2.4. Принципи управління системою охолодження	35
Висновки до розділу 2.	38
РОЗДІЛ 3. ПОБУДОВА ПРОЦЕСНО-ОРІЄНТОВАНОГО ПІДХОДУ ДО ДІАГНОСТИКИ ТА ЗАХИСТУ В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ	39
3.1. Принципи процесно-орієнтованого підходу діагностики та захисту....	39
3.2. Дослідження основних напрямів удосконалення систем діагностування та захисту силових трансформаторів	41
Висновки до розділу 3.	50
РОЗДІЛ 4. ТЕПЛОВІЗІЙНА СИСТЕМА ДІАГНОСТИКИ ТА ЗАХИСТУ СИЛОВОГО ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ	51
4.1. Аналізування стану контактних з'єднань струмоведучих елементів силового обладнання із використанням тепловізійного методу	51

4.2. Аналізування наслідків розвитку аварійних ситуацій	57
4.3. Визначення втрат за допустимим нагріванням струмопровідних поверхонь	59
Висновки до розділу 4.	63
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	64
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	66
ДОДАТКИ.....	69
ДОДАТОК А. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ ТА ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	70
ДОДАТОК Б. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	77

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ЕЕ	електрична енергія
ПК	промисловий комп'ютер
СЕП	система електропостачання
СО	силове електротехнічне обладнання
СТ	силовий трансформатор
ТП	трансформаторна підстанція

ВСТУП

Актуальність теми. Системам електропостачання притаманний різноманітний склад силового електротехнічного обладнання, робота котрого безпосередньо пов'язана із електричними режимами роботи системи та тісно корелює із термінами нормальної експлуатації обладнання.

Одним із основних впливових факторів, що значно впливають на стан обладнання є фактичне навантаження СЕП, що переважно не відповідає номінальній потужності. Окрім того, напруга трифазної мережі, що повинна відповідати заданій якості може мати характерні їй спотворення, обумовлені змінною асиметрією та значними відхиленнями, пов'язаними із під'єднанням однофазних та трифазних навантажень.

Крім того, значній частині виробничих процесів притаманна робота за несприятливих умов для СО, що може працювати в умовах значних впливів руйнівних факторів зовнішнього середовища, до яких належить підвищена запиленість, вологість та наявність агресивних середовищ. Значний вплив зовнішнього середовища на СО вимагає необхідності впровадження систем діагностики та контролю його фактичного стану.

Незважаючи на значну кількість наукових робіт, присвячених вивченню впливів теплових перевантажень на тривалість експлуатації обладнання за поганих показників якості ЕЕ та значній температурі зовнішнього повітря, майже відсутня інформація щодо сумісного їхнього впливу на зменшення терміну експлуатації ізоляції обладнання.

З метою зменшення вартості виготовленої продукції, керівництво підприємства змушене скорочувати обсяги ремонтно-профілактичних робіт та переводити підприємство із традиційного обслуговування обладнання за графіком планово-попереджувального ремонту до ремонту за фактичним виявленням дефекту. А отже, виникає нагальне завдання своєчасного виявлення та розпізнавання дефектів СО СЕП.

Метою роботи є дослідження систем діагностичного контролю силового електротехнічного обладнання, удосконалення процесно-орієнтованого підходу діагностування та прогнозування технічного стану електрообладнання в умовах експлуатації, визначення методів комплексної діагностики та захисту силових трансформаторів.

Виконання зазначеної мети було забезпечене розв'язуванням наступних завдань:

- виконати огляд інноваційних підходів до вдосконалення систем діагностики та захисту силового обладнання;
- удосконалити принципи процесно-орієнтованого підходу діагностування та прогнозування технічного стану електротехнічного обладнання під час його експлуатації
- обґрунтувати основні напрямки удосконалення систем діагностики та контролю силових трансформаторів;
- побудувати систему діагностування та захисту силового обладнання із застосуванням методів тепловізійної діагностики.

Об'єктом дослідження є процес організації системи контролю та діагностики силового електротехнічного обладнання.

Предметом дослідження є принципи побудови систем контролю і діагностики силового електротехнічного обладнання.

Результати досліджень можуть бути застосовані під час розгляду питань підвищення рівня ефективності систем діагностики та захисту силового електротехнічного обладнання.

РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ІННОВАЦІЙНИХ ПІДХОДІВ ДО ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМ ДІАГНОСТУВАННЯ ТА ЗАХИСТУ СИЛОВОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Головним завданням розподільчих енергокомпаній є забезпечення нормального функціонування силового електротехнічного обладнання, особливо в умовах зростання темпів та обсягів його зношення. На разі, переважна більшість обладнання потребує нагальної модернізації, адже значна частина обладнання, що перебуває у експлуатації вже давно вичерпала свій робочий ресурс та потребує реконструкції, оновлення або ж повної заміни. Процес підтримка працездатності, підвищення рівня ефективності використання встановленого обладнання та впровадження новітніх методів діагностування та контролю його технічного стану є одним з найактуальніших завдань нині.

Основною метою побудови систем діагностування є забезпечення нормальних умов експлуатації обладнання за оптимальних показників надійності та зменшення витрат на його технічне обслуговування або ж ремонтування. Її можна досягти шляхом управління фактичним технічним станом обладнання під час експлуатування, що дозволяє забезпечити технічне обслуговування та ремонт відповідно до його даних.

Головним завданням систем технічного діагностування є отримання точної інформації щодо технічного стану обладнання під час його експлуатації. Це завдання вирішується з використанням систем вимірювання, контролю, аналізування та оброблення масиву кількісно-якісних значень параметрів обладнання, а також за рахунок створення систем управління електрообладнанням, що відповідає алгоритму діагностування.

Вивчення різноманітних причин виникнення та проявів дефектів обладнання підтверджує наявність як індивідуальних, так і спільних ознак, що можуть передувати виникненню аварійних ситуацій. Кожному типу обладнання притаманні свій типовий набір дефектів, які найчастіше виникають під час

експлуатації. Систематизація усіх дефектів та ознак, що їм передують у виокремлені групи дозволяє побудувати структуру системи діагностики та контролю. Система діагностики поєднує три рівні: перевірки функціонування, пошук дефектів, оцінювання та прогнозування залишкового ресурсу.

Системи технічної діагностики містять два основні напрямки – оперативне та ремонтне діагностування.

До основних задач оперативного діагностування належать:

- виявлення дефектів на працюючому або щойно відімкненому обладнанні;
- прогнозування розвитку дефектних ділянок, оцінювання їх небезпеки та загального стану обладнання;
- надання рекомендацій з підходів до його подальшого експлуатування та обслуговування.

Ремонтне діагностування виконують лише на обладнанні, котре вже виведене в ремонт, до його задач належать: локалізація дефектів та розрахунок обсягів ремонтно-відновних робіт.

Спираючись на сучасні тенденції підвищення рівня надійності систем діагностики та контролю шляхом автоматизації процесів вимірювань та реєстрації, скорочення кількості обслуговуючого персоналу та отримання оперативної інформації щодо технічного стану обладнання, реалізації систем діагностування є ефективнішою у режимі моніторингу основних параметрів діагностування контрольованого обладнання.

1.1. Науково-технічні основи створення інтелектуальних систем з використанням SMART-технологій

Під час модернізації та реконструювання систем електропостачання доцільно враховувати рівень інноваційного розвитку всіх її суб'єктів з врахуванням новітніх технологій.

- Концепція Smart Grid вказує на переважаючу роль побудови

інтелектуальної мережі у техніко-економічному та екологічному розвитку системи електропостачання.

Технології інтелектуальних мереж Smart Grid поєднують різноманітні сторони розвитку системи електропостачання, що включає управління та моніторинг стану електротехнічного обладнання за наступними ознаками:

- підвищення рівня надійності електропостачання об'єктів та безперебійності роботи системи електропостачання в цілому;
- підвищення рівня ефективності витрат енергетичних ресурсів із забезпеченням необхідного рівня якості ЕЕ;
- діагностика та керування станом електротехнічного обладнання;
- переведення на обслуговування або ремонт обладнання відповідно до його технічного стану;
- значна кількість датчиків, що вимірюють фактичні режимні параметри обладнання під час його роботи у різних режимах;
- наявність систем збирання та оброблення даних, а також засобів управління активними елементами систем електропостачання;
- впровадження приладів та механізмів, що дозволяють змінювати топологічні параметри системи у режимі реального часу;
- впровадження засобів автоматизованого оцінювання фактичної ситуації та побудови прогнозів роботи систем електропостачання;
- високий рівень швидкодії автоматизованої систем керування та обміну інформацією;
- побудова високонадійних магістральних каналів зв'язку керування та цифрових каналів обмінювання даними між об'єктами електропостачання та пунктами диспетчерського управління.

Забезпечення високого експлуатаційного рівня обладнання неможливе без об'єктивної інформації щодо його фактичного стану. Об'єкти систем електропостачання мають значну кількість пристроїв, експлуатація яких без періодичного належного діагностування їх стану може призвести до виходу їх з ладу та величезних збитків. Інтелектуалізація електричних мереж дозволить

ефективного діагностувати ці пристрої. Розроблення проєктів з інтелектуалізації електричних мереж повинно базуватись на досвіді Smart Grid. Керування має здійснюватися всією мережею системи електропостачання, яка, в ідеалі має бути повністю автоматизованою, а всі наявні системи (системи моніторингу, діагностування, управління даними, АСДУ, АСУТП тощо) є складовими для досягнення поставлених задач. Об'єднані в єдину платформу наявні автоматизовані інформаційні системи електропостачання дозволять створити інноваційний підхід до створення та контролю роботи електричних. Інтелектуальна мережа в автоматичному режимі повинна здійснювати реконфігурацію системи електропостачання з метою досягнення оптимізації витрат енергоресурсів без погіршення рівня надійності роботи, включаючи: керування системою електропостачання, діагностування стану електротехнічного обладнання та поєднання функцій організації, планування та виконання технічного обслуговування та ремонту.

Основна мета обслуговування за регламентом відповідно до інструкцій на обладнання – це перманентне підтримання його працездатності. Однак, такий підхід може призвести до невиправданих матеріальних витрат, так як фактичний технічний стан обладнання у момент виконання робіт може не потребувати технічного обслуговування, а частини, що ремонтуються ще не досягти критичного значення зношення. Проте, систематичне старіння та скорочення запасів міцності парку обладнання актуалізує проблему оцінювання його стану та ризику його експлуатування поза межами нормованої тривалості експлуатації. Інтеграція вільного ринку ЕЕ та зростання фінансового тиску стали додатковими причинами, що з однієї сторони максимально посилюють нагальність продовження тривалості експлуатації обладнання, а з іншої - направлені на зменшення експлуатаційних витрат на обслуговування та ремонти. Проблема розв'язку даного протиріччя призводить до формування інноваційних підходів до оцінювання стану обладнання.

Підґрунттям нових запропонованих методів управління та прийняття рішень є аналізування ризиків експлуатації старого обладнання з деякими

дефектами (обслуговування відповідно до фактичного стану). Метою такого обслуговування за поточним станом є підтримання необхідного рівня надійності за умов скорочення експлуатаційних витрат. У такому разі призначають необхідні роботи із обслуговування відповідно до фактичного стану визначеного об'єкта та передбачуваної зміни його стану під час експлуатації. Такий метод ґрунтується на контролі технічного стану обладнання з використанням новітніх засобів технічного діагностування та проведенням ремонтних робіт виключно тоді, коли вони реально необхідні.

Однак планування технічного обслуговування обладнання має високий рівень складності оскільки стан кожного з об'єктів характеризується множиною показників, і для кожного з них необхідно визначати дату наступного обслуговування. У наявних системах обслуговування та ремонті доцільно шукати резерви зменшення витрат. Для цього, першочергово відповідно до [20], доречно забезпечити виконання програм ремонту:

- прозорість витрат, тобто розуміння того, на які об'єкти та види робіт планують використовувати засоби ремонтного фонду;
- обґрунтованість витрат, тобто усвідомлений вибір між витратами на підтримання працездатності та розмірами ризиків без виконання ремонту.

Дотримання принципів прозорості та обґрунтованості витрат на обслуговування та ремонт необхідно:

- застосувати систему покрокового планування ремонтного фонду;
- пов'язати рівень витрат на ремонт та технічний стан та поточний рівень завантаження устаткування;
- забезпечити оцінювання ризику ситуацій без виконання ремонтів та систему прийняття рішень з врахуванням ризиків.

Забезпечення якісного та ефективного розв'язку цих питань необхідне для створення новітніх інтелектуальних системи моніторингу, діагностування та контролю стану обладнання [5, 14, 21, 34].

Інтелектуальні системи моніторингу, діагностування та контролю мають передбачати наявність комплексу організаційних та технічних заходів щодо

управління системами електропостачання, моніторингу та діагностики обладнання, плануванню, підготовці та реалізації обслуговування та ремонту за його поточним станом.

До основних концептуальних підходів належать:

- оцінювання поточного стану об'єктів СЕП та їх своєчасне діагностування;
- аналізування роботи обладнання та дій технічного персоналу у відповідності до регламентів ухвалення рішень, зменшення періодів відновлення та фінансів на експлуатаційні витрати;
- аналізування рівня ефективності використання засобів діагностики та контролю;
- побудова автоматизованої системи управління з автоматизованим робочим місцем чергового персоналу з наявністю: створення паспортів обладнання; фіксування аварійних ситуацій; нормування робіт з обслуговування та ремонту; завчасне визначення об'єму матеріалів та запасних частин; планування та аналізування витрат на обслуговування та ремонт; контроль якості виконаних робіт тощо.

1.2. Загальна методика аналізування показників діагностування та захисту обладнання

До основних показників діагностування належать:

- ймовірність помилки системи діагностики P_{ij} ;
- апостеріорна ймовірність помилки системи діагностики P_{aij} ;
- ймовірність достовірності даних системи діагностики D ;
- тривалість середнього значення оперативного діагностування T_D ;
- значення середньої вартості процесу діагностування C_D ;
- середнє значення оперативних трудовитрат на діагностику S_D .

Параметри діагностики визначають під час проектування, випробовування та експлуатування діагностичних систем.

Ймовірність помилки системи діагностики P_{ij} визначають:

$$P_{ij} = P_{oi} \sum_{l=1}^k P_{3l} P_{yjl}, \quad (1.1)$$

у виразі k – кількість станів пристрою діагностики;

P_{oi} – показник ймовірності перебування пристрою діагностики в стані i ;

P_{yjl} – ймовірність того, що досліджуваний об'єкт знаходиться у стані j за умови, що він - у стані i , а засіб діагностування - у стані l .

Статистично оцінити ймовірності помилки діагностування можна:

$$P_{ij}^* = P_{oi} \sum_{l=1}^k P_{3l} \frac{r_{jil}}{N_{il}}, \quad (1.2)$$

у виразі N_{il} – загальна кількість випробувань діагностувальної системи. Для систем діагностики, призначеної для оцінювання рівня працездатності є можливість виникнення помилки діагностування, наприклад:

$$(i = 1, j = 2) \text{ та } (i = 2, j = 1).$$

Вочевидь, за $(i = 1, j = 2)$ - об'єкт працездатний і помилка відсутня, для випадку $(i = 2, j = 1)$ - працездатність та наявність помилки аналогічна.

Для визначеного окремого випадку ймовірності P_{12} та P_{21} визначають згідно:

$$P_{12} = P_{o1} \sum_{l=1}^k P_{3l} P_{y21l}, \quad (1.3)$$

$$P_{21} = P_{o2} \sum_{l=1}^k P_{3l} P_{y12l}, \quad (1.4)$$

у виразах P_{oi} - значення апіорної ймовірності перебування об'єкта діагностики у працездатному стані;

P_{02} - значення апіорної ймовірності знаходження об'єкта діагностування в неробочому стані;

Значення ймовірність коректної діагностики та значення апостеріорної ймовірності помилки системи діагностики. Значення ймовірності коректної діагностики іменують достовірністю контролю та вважають одним із основних показників систем діагностики.

Рівень достовірності контролю – це міра об'єктивного відображення результатів діагностики та контролю реального технічного стану електротехнічного обладнання.

Значення достовірності контролю D визначають:

$$D = \sum_{i=1}^m P_{ij} , \quad (1.5)$$

у виразі P_{ij} – значення ймовірності помилки діагностики;

m – значення можливих технічних станів об'єкта діагностики.

Характеристику коректної діагностики визначають із виразу:

$$D^* = \sum_{i=1}^m P_{ij}^* , \quad (1.6)$$

у виразі P_{ij}^* – значення ймовірності помилки системи діагностики.

Для поширеного підвиду систем діагностики, призначених для перевірки працездатності, значення ймовірності коректної діагностики визначають із виразу:

$$D = 1 - P_{12} - P_{21} . \quad (1.7)$$

Значення апостеріорної ймовірності визначають:

$$P_{aij} = \frac{P_{ij}}{\sum_{i=1}^m P_{ij}} = \frac{P_{ij}}{D}, \quad (1.8)$$

у виразі P_{ij} – значення ймовірності помилки системи діагностики;

m – загальна кількість наявних станів об'єкта діагностики;

D – значення ймовірності коректної діагностики.

Значення середньої тривалості, значення середніх трудовитрат та значення вартості діагностування силового обладнання. Середнє значення оперативної тривалості діагностики у загальному випадку визначають:

$$T_D = \sum_{i=1}^m T_i P_{oi}, \quad (1.9)$$

у виразі T_i – середня значення тривалості процесу діагностики об'єкта. Значення T_i вже враховує тривалість виконання і діагностування, і допоміжних операцій.

P_{oi} – значення апіорної ймовірності перебування об'єкта діагностики у визначеному стані i .

Оцінювання значення середньої тривалості процесу діагностики:

$$T_D^* = \frac{1}{N} \sum_{g=1}^N \sum_{i=1}^m T_{ig} P_{oi}, \quad (1.10)$$

де N – загальна кількість аналізованих станів об'єктів системою діагностики;

T_{ig} – тривалість процесу діагностики об'єкта.

Значення середніх трудовитрат на діагностику у загальному випадку:

$$S_D = \sum_{i=1}^m S_{odi} P_i, \quad (1.11)$$

у виразі S_{odi} – значення середніх трудовитрат на діагностику об'єкта.

Оцінювання середніх трудовитрат на діагностику відбувається за виразом:

$$S_{\text{Д}}^* = \frac{1}{N} \sum_{g=1}^N \sum_{i=1}^m S_{\text{одіг}} P_i \quad (1.12)$$

у виразі N – загальна кількість аналізувань стану обладнання системою діагностики;

$S_{\text{одіг}}$ – значення трудовитрат на діагностику об'єкта.

Середню вартість діагностування $C_{\text{Д}}$ визначають:

$$C_{\text{Д}} = \sum_{i=1}^m C_{\text{одіг}} P_i, \quad (1.13)$$

у виразі $C_{\text{одіг}}$ – орієнтовна вартість діагностики.

1.3. Інноваційні методи діагностування обладнання та засобів контролю його стану

Значна різноманітність обладнання та завдань технічної діагностики обумовила впровадження значної кількості засобів діагностики, різноманітних принципів їх побудови та відповідно й призначення.

Основні ознаки цих засобів [11-21]: підхід до технічної реалізації; конструктивні особливості; місцезнаходження відносно об'єкта діагностики; рівнем автоматизації; універсальністю; принципами дії; формою оброблення та подання інформації щодо стану об'єкта; режимів його роботи тощо. Класифікація технічних засобів діагностики наведена рис.1.1.

Апаратні засоби діагностування містять набір пристроїв, пультів, стендів, спеціалізованих промислових ПК тощо. Апаратурні засоби, зазвичай є вмонтованими та утворюють із об'єктом діагностування єдину конструкцію. Зокрема, прилади для визначення електричних величин (струму й напруги, частоти, чи навіть потужності тощо), пристрої для ідентифікації технічного стану елементів, пристрої, що контролюють стан ізоляції тощо.

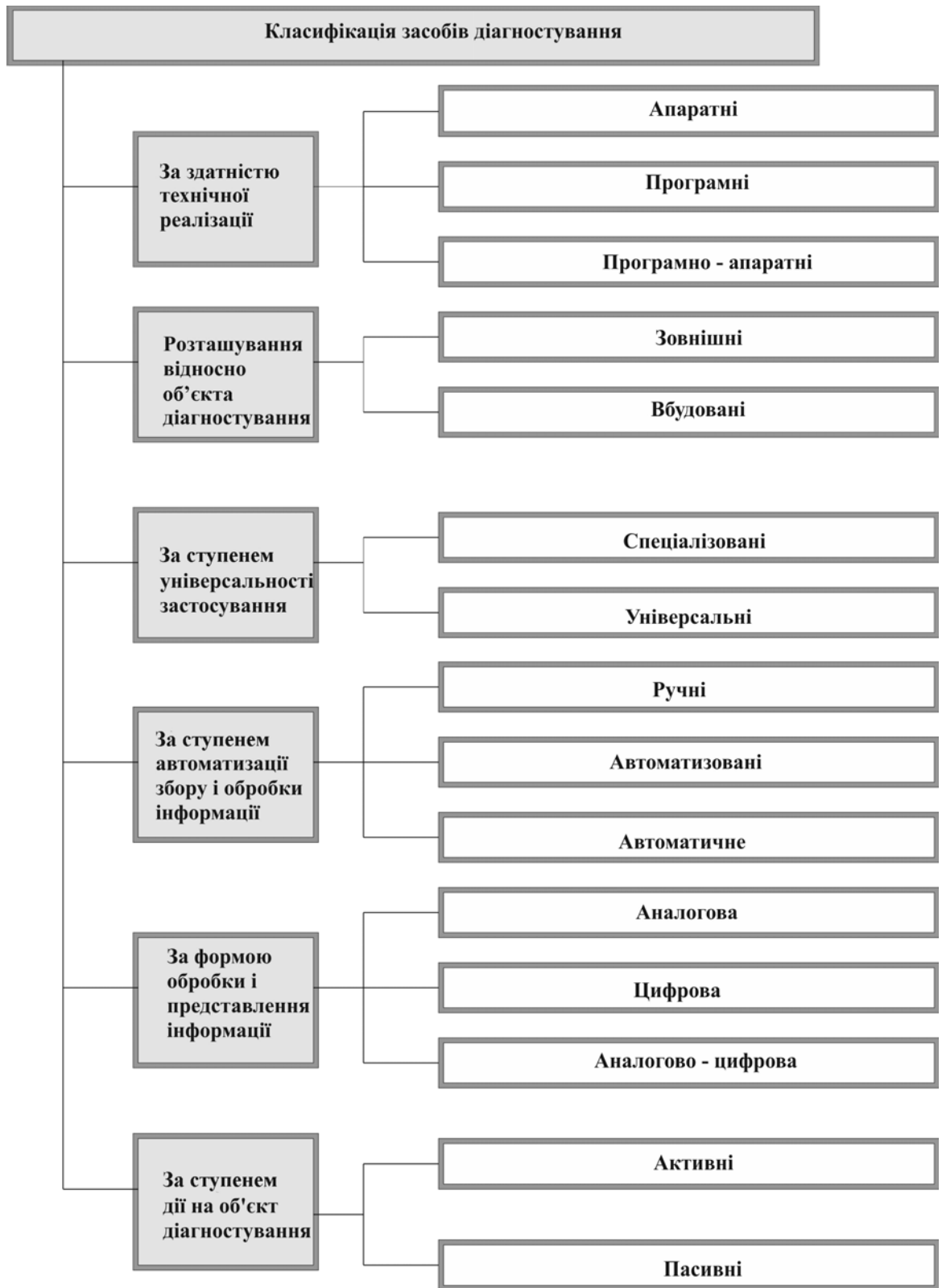


Рис. 1.1. Класифікація засобів діагностики

У разі призначення додаткових засобів діагностики виключно для однотипного обладнання, таке обладнання є спеціалізованими, за різного конструктивного виконання та призначення - універсальними.

Якщо у схемах експлуатації обладнання вбудовані системи діагностики не передбачені або їх недостатньо для її виконання з необхідним рівнем достовірності, то необхідно додатково застосувати зовнішні засоби, що виготовлені окремо від конструкції основного обладнання та під'єднуються до нього виключно під час діагностики. Найпростішим прикладом зовнішніх додаткових засобів є прилади для вимірювань у колах постійного та змінного струму, тестери, електронно-променеві або цифрові осцилографи, мобільні вимірювальні комплекти тощо.

Додатковими спеціалізованими засобами діагностики можуть бути пристрої для перевірки працездатності визначених елементів або вузлів обладнання ще на стадіях технічного контролю безпосередньо після виконання робіт із ремонту.

Вбудовані спеціалізовані засоби можуть містити спеціально створені обчислювальні пристрої із попередньо запрограмованими алгоритмами діагностики під конкретне обладнання.

Програмні засоби переважно це комп'ютерні програми, які управляють всією роботою обладнання відповідно до заданого алгоритму діагностики. Зазвичай їх застосовують для програмованих контролерів, мікропроцесорних систем керування релейним захистом тощо. Подібне програмне забезпечення дозволяє виконувати діагностику обладнання як під час його використання за основним призначенням, так і у разі короткочасної перерви функціонування об'єкта. Такі програмні засоби разом із апаратурними складають комплекс програмно-апаратурних засобів діагностики, що дозволяють вирішувати у тому числі й завдання самодіагностування обладнання, зокрема, із застосуванням сучасних SCADA-систем.

Проте, універсальні засоби діагностики технічно більш складні, зазвичай, створені на базі серійних ПК.

За ступенем автоматизації засоби діагностики класифікують на: ручні, автоматизовані та автоматичні. Використання ручних засобів вимагає присутності людини-оператора, як під час приєднання цих засобів до об'єкта обстеження, так і під час прийняття рішень щодо його фактичного стану. Це значно зменшує продуктивність та й, власне, об'єктивність самого процесу діагностування. Тому, зазвичай, ручні засоби виконують виключно спеціалізованими.

Автоматизовані засоби хоча й потребують часткової участі оператора для їх під'єднання та вибору режимів діагностики, сама процедура діагностики та надання інформації щодо технічного стану обладнання - автоматизована.

Автоматичні засоби розв'язують завдання діагностики повністю самі без необхідності залучення людських ресурсів. Автоматичні та автоматизовані засоби можуть бути, як і універсальними, так і спеціалізованими, їм характерна значна швидкодія та достовірність результатів діагностики. В залежності від форм оброблення та надання інформації технічні засоби діагностики поділяють на аналогові, цифрові й цифро-аналогові.

За характером впливу на об'єкт діагностики технічні засоби можуть бути активними або ж пасивними. Вплив активних полягає у тому, що посилення сигналу на об'єкт, викликає його зворотну реакцію, котру надалі й аналізують. Збурюючі сигнали можуть мати характер гармонічний, імпульсний, ступеневий тощо. Пасивні ж засоби здійснюють виключно вимірювання, оброблення та оцінювання сигналів, що ідентифікують стан об'єкта.

Найбільшого впровадження серед засобів діагностики в енергетиці набули апаратні засоби для визначення рівня працездатності та наявності дефектів окремих одиниць обладнання систем електропостачання. Програмні та програмно-апаратні засоби набули більшого поширення з появою та зменшенням вартості мікропроцесорних систем та відповідної обчислювальної техніки.

Характерні особливості, методичні та інформаційні принципи методів діагностики обладнання мають різний характер та детально наведені у роботах

[15-17]. Найпоширенішими й найперспективнішими методами діагностики силового електротехнічного обладнання є [1-17]:

- хроматографічне аналізування наявності газів, контроль температурних показників та тепловізійний контроль, контроль стану зношення ізоляції контактів РПН, реєстрація наявних часткових розрядів в ізоляції (характерний для силових трансформаторів);
- контролювання комутаційного та механічного ресурсів; оцінювання поточного стану контактної системи; контролювання характеристик стану приводу, ізоляторів, витоку дугогасного середовища (характерний для вимикачів високої напруги);
- тепловізійний контроль стану контактів та ізоляторів, а також дуговий захист (характерні для розподільних пристроїв та струмопроводів);
- діагностування наявності обриву стержнів КЗ ротора; контролювання наявності виткових замкнень; вібраційний контроль; контролювання стану підшипникового вузла; контролювання та захист від невдалих пусків; контролювання ексцентриситету повітряного зазору між ротором та статором; захист від неповнофазних режимів; контроль напрямку обертання; (характерне для електродвигунів);
- дистанційне тепловізійне діагностування стану контактів та підвісної ізоляції; контроль наявності часткових розрядів; діагностування стану опор ЛЕП; контролювання стану ізоляції кабелів (характерне для повітряних та кабельних ліній) тощо.

Переважної більшості аварійних ситуацій можна запобігти, із застосуванням систем безперервного моніторингу. У світовій практиці фінансові організації навіть пропонують страхування та кредитування виключно за умови, наявності таких систем. Найрозповсюдженіші підходи до діагностики стану силових трансформаторів наведені на рис.1.2.

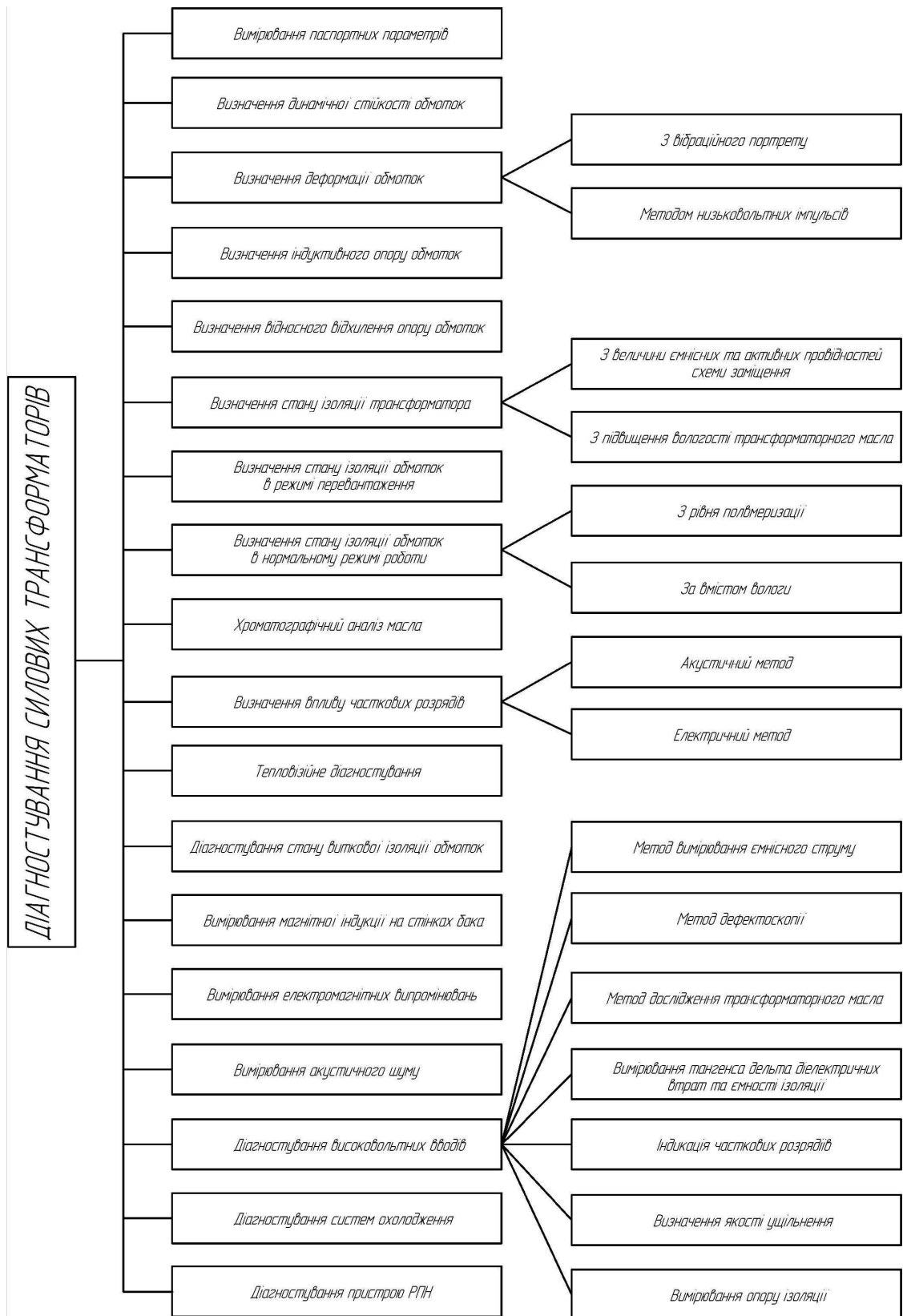


Рис. 1.2 - Класифікація методів та засобів діагностики СО

Висновки до розділу 1.

1. Виявлено, що в умовах сьогодення підвищення якості діагностичного контролю силового обладнання реалізується за рахунок автоматизації усіх процесів, зокрема: вимірювання, реєстрування, отримання оперативної та поточної інформації щодо технічного стану обладнання. Проте, впровадження систем діагностування є найефективнішим лише у режимі постійного моніторингу параметрів контрольованого обладнання.

2. Застосування підходу, що дозволяє підвищити рівень ефективності експлуатації, виконувати обстеження та ремонт за реальним технічним станом, покращення основних параметрів експлуатаційної надійності надає можливість найповнішого використання ресурсу обладнання, зменшення кількості персоналу та відчутного скорочення фінансово-економічних витрати на виконання обслуговування та ремонту обладнання.

РОЗДІЛ 2. УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТА ДІАГНОСТИКИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1. Аналізування рівнянь теплового режиму

На разі, створення розрахункових моделей здійснюють відповідно до методики [9]. Однак, деякий перелік показників, що наявні у тепловій моделі зазвичай можуть бути відомі із низькою точністю, тобто лише за значень номінального режиму роботи системи охолодження СТ. Проте, для СТ значної потужності характерна поліваріативність режимів охолодження, що різняться кількістю ввімкнених насосів та обдувних вентиляторів, що обумовлює внесення змін у подібні моделі у випадку зміни режимів експлуатації.

На рис.2.1. наведено гідравлічну схему системи охолодження СТ, котра містить бак з маслом та активною частиною, власне магнітопровід та обмотки, комплект охолоджувачів.

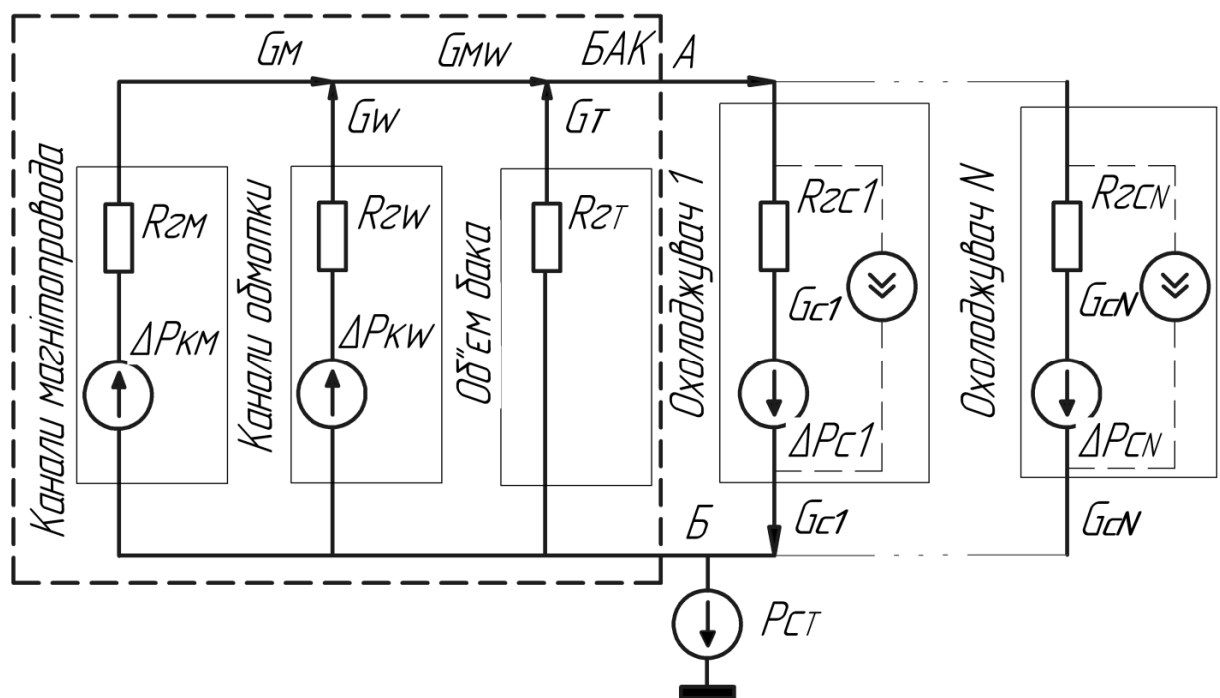


Рис. 2.1. Схема системи охолодження СТ

На рис.2.1 виокремлені потоки масла вздовж каналів охолодження магнітопровода (G_i), обмотки (G_w), вільний об'єм бака (G_m). Дані потоки об'єднуються у один потік, що потім ділиться на N охолоджувачів.

Розподіл потоків у каналах обумовлюється перепадами тиску (s_p) та значеннями гідравлічних опорів певних каналів (R_r). Рівний для всіх каналів тиск P_{cm} , який залежить від висоти об'єму масла СТ, виокремлений за межі гідравлічних контурів.

За рушійну силу на схемі прийнято перепади тиску в каналах магнітопровода ΔP_{km} та обмотки ΔP_{kw} , що спричинені значенням природної конвекції у визначених циркуляційних контурах.

Процес налаштування моделі для різноманітних режимів системи охолодження ґрунтується на заданні значень певних опорів, а далі, із застосуванням методів теорії кіл розраховують невідомі потоки.

Підґрунтям для визначення температур у певних точках СТ є значення середньої температури масла у баці.

Рівняння теплового потоку, що надходить $n - i$ охолоджувачем:

$$W_{Cn} = g_{Tcn} (1 + \xi) \Delta \theta_0 / 2. \quad (2.1)$$

Основне рівняння балансу потоків, що потрапляють в охолоджувачі із нагрітим маслом:

$$G(c_{mo} \Delta \theta_0 - c_{mb} \Delta \theta_b) = \sum_{n=1}^N W_{Cn} = \Delta \theta_0 \sum_{n=1}^N g_{Tcn} \frac{1 + \xi_n}{2}, \quad (2.2)$$

у виразі G – загальна масова витрата масла системи охолодження. Такий вираз дозволяє пов'язати підвищення значення середньої температури та значення температури масла з перевищенням температури верхніх шарів:

$$\Delta \theta_m = k_m \cdot \Delta \theta_o, \quad (2.3)$$

$$\Delta\theta_b = (2k_m - 1) \cdot \Delta\theta_o, \quad (2.4)$$

$$k_m = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{c_{mo}}{c_{mb}} - \frac{1}{G \cdot c_{mo}} \sum_{n=1}^N g_{Tcn} \frac{1 + \xi_n}{2} \right), \quad (2.5)$$

Отже, загальний тепловий потік, що надходить до системи охолодження:

$$\sum_{n=1}^N W_{Cn} = g_{Tce} \Delta\theta_m, \quad (2.6)$$

у виразі $g_{Tce} = \frac{1}{2k_m} \sum_{n=1}^N g_{Tcn} (1 + \xi_n)$ - загальна теплопровідність всієї системи охолодження.

Значення середньої температури масла у звичайному режимі знайдемо із рівняння балансу потоків тепла у системі СТ – СО:

$$W_{II} = W_T + \sum_{n=1}^N W_{Cn} = \Delta\theta_m g_{Te}, \quad (2.7)$$

у виразі W_I – загальні втрати СТ, W_T – значення теплової віддачі баку СТ, $g_{Te} = g_{Tcc} + g_{TT}$ – відповідна загальна теплова провідність СТ та СО і зовнішнього середовища, зведена до середнього значення температури масла, g_{TT} – значення теплової провідності між баком та зовнішнім середовищем.

Перетворивши вираз отримаємо:

$$\theta_m = \frac{W_{II}}{g_{Te}} + \theta_a. \quad (2.8)$$

Загальні втрати СТ W_I поєднують втрати холостого ходу W_{xx} , що майже не залежать від навантаження та втрати короткого замкнення $W_{кз}$, котрі залежать

квадратично від струму навантаження. Переважно для обчислення загальних втрат використовують вираз:

$$W_{\Pi} = W_{\Pi r} \frac{1 + RK^2}{1 + R}, \quad (2.9)$$

у виразі $K = \frac{I}{I_r}$ (I_r — значення номінального струму); $R = \frac{W_{\kappa 3r}}{W_{xx}}$.

Проте, втрати навантажень корелюють і зі значенням активного опору обмоток, що варіюється відповідно до температури обмоток $r_w = r_{wr} K_R$, у виразі:

$$K_R = \frac{1 + \alpha \theta_{wm}}{1 + \alpha \theta_{wmm}} = \frac{235 + \theta_{wm}}{235 + \theta_{wmm}}. \quad (2.10)$$

Під час перехідних режимів баланс теплових потоків не виконується, а різниця між виокремленою у СТ та відданою в зовнішнє середовище кількістю тепла спрямована на зміну значення температури всіх складових трансформатора.

Постійна часу СТ має від декількох десятків до сотень хвилин та вочевидь перевищує значення постійної часу обмотки τ_w (зазвичай від 8 до 20 хвилин). Отже, визначити динаміку зміни середнього значення температури масла можна вважати не корелюючою з динамікою зміни значення температури обмотки. Сам процес можна описати виразом:

$$C_T \frac{d\theta_m}{dt} = W_{\Pi} - W_{TO} = W_{\Pi} - g_{Te} \theta_m + g_{Te} \theta_a, \quad (2.11)$$

у виразі C_T — значення загальної теплоємності СТ.

Трансформуємо (2.11):

$$\frac{C_T}{g_{Te}} \cdot \frac{d\theta_m}{dt} = \frac{K_{\Pi} g_{Te}}{g_{Te}} \Delta \theta_{mr} - \theta_m + \theta_a, \quad (2.12)$$

у виразі $g_{Tee} = \frac{W_{Irr}}{\Delta\theta_{Tmr}}$ – значення теплової провідності за номінального режиму.

Враховуючи попередні розрахунки отримаємо вираз:

$$\frac{C_T}{g_{Te}} \cdot \frac{d\theta_o}{dt} = \frac{K_{II} g_{Tee} k_{mr}}{g_{Te} k_m} \Delta\theta_{or} - \theta_o + \theta_a. \quad (2.13)$$

За незмінних значень параметрів вираз набуде вигляду:

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \Delta\theta_{or} = k_{11} \tau_0 \frac{d\theta_o}{dt} + (\theta_o - \theta_a), \quad (2.14)$$

Під час розрахунків доцільно відокремити перевищення температури над верхнім шаром масла $\Delta\theta_h$ на декілька складових $\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2}$ та скласти два диференціальні вирази:

$$\tau_w k_{22} \frac{d\theta_{h1}}{dt} = k_{21} K^y \Delta\theta_{hr} - \Delta\theta_{h1}, \quad (2.15)$$

у виразі τ_w – часова константа обмотки.

Рівняння для перевищення значення температури підігрітого масла на виході з каналів обмотки подамо наступним чином:

$$\tau_{ow} \frac{d\theta_i}{dt} = \Delta\theta_{ir} K_w^{y/2} K_R^{0,75} K_v^{0,9} - \Delta\theta_i, \quad (2.16)$$

у виразі $\tau_{ow} = \frac{\tau_o}{k_{22}}$. Необхідно наголосити, що значення k_{22} має бути більше, ніж рекомендоване, адже враховується нагрівання не лише масла верхніх шарів, а й масла у системі охолодження обмоток.

Нехай теплова провідність постійною варіюється між обмоткою та маслом g_{wo} . Її значення g_{wou} за наведеного режиму навантаження розраховують співвідношенням $g_{wou} = \frac{W_{Iw}}{\Delta\theta_{hiu}}$, та за виразом:

$$g_{wou} = g_{wor} K_w^{1-y/2} / K_R^{0,75} K_v^{0,9}, \quad (2.17)$$

у виразі $g_{wor} = \frac{W_{Iwr}}{\Delta\theta_{hir}}$ – значення теплової провідності у зазначеному номінальному режимі.

Отже, диференціальне рівняння для g_{wo} має аналогічний вигляд:

$$\tau_{ow} \frac{dg_{wo}}{dt} = g_{wou} - g_{wo} = g_{wor} K_w^{1-y/2} / K_R^{0,75} K_v^{0,9} - g_{wo}. \quad (2.18)$$

А балансова умова кількості енергії, що виокремлюється та поглинається, відводячись від обмоток, створить рівняння для перегрівання $\Delta\theta_{hi}$:

$$C_w \frac{d\Delta\theta_{hi}}{dt} = W_{wr} K_w - g_{wo} \Delta\theta_{hi}, \quad (2.19)$$

у виразі $C_w = \tau_{wr} g_{wor}$ – значення загальної теплоємності обмоток.

Наведені вирази (2.1 – 2.19) повністю описують динаміку теплових процесів СТ.

2.2. Створення проєктної моделі

Запропонована проєктна модель СТ дозволяє виконати розрахунки СТ із визначеними властивостями. Подібна система необхідна для розрахунку СТ до 500 кВ та 400 МВА із примусовою системою охолодження.

Нехай проєктна модель СТ має вид:

$$W = \langle P, F \rangle, \quad (2.20)$$

$$P = \{P_i \mid P_i \in P \subset R \wedge P_i = P_i(F)\}, \quad (2.21)$$

$$F = \{F_i \mid F_i \in F \wedge F_i(P) = \text{true}\}. \quad (2.22)$$

У виразі P - множина змінних; F – множина логічних виразів для опису. Зовнішній вигляд схема проектної моделі СТ наведено на рис.2.2.

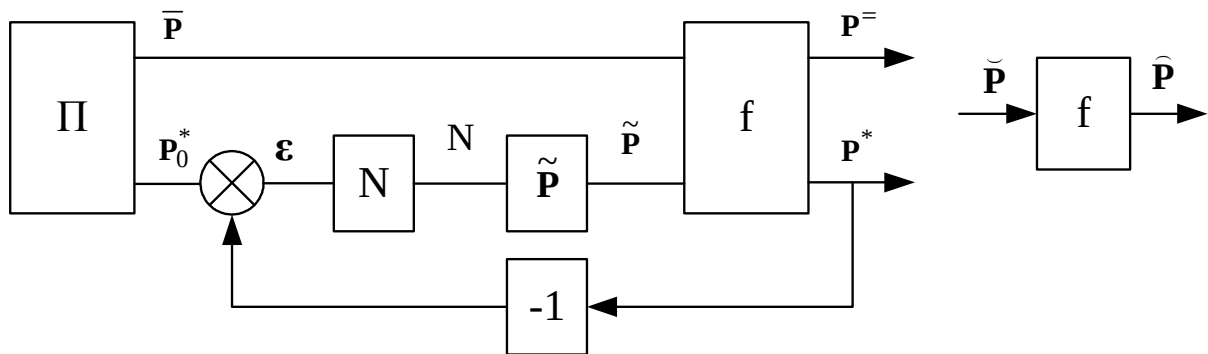


Рис. 2.2. Зовнішній вигляд схема проектної моделі СТ

Проектна модель СТ зазвичай реалізується на базі функції f , що виконує перевірочні обчислення, перетворюючи певну підмножину вхідних величин $\tilde{P}$, що описують конструктивні особливості СТ у підмножину величин $\hat{P}$.

Отже, множина P є об'єднанням:

$$P = \tilde{P} \cup \hat{P}. \quad (2.23)$$

А $\tilde{P}$ об'єднує:

$$\tilde{P} = \bar{P} \cup \tilde{P}^* . \quad (2.24)$$

Множина $\hat{P}$ містить підмножини:

$$\hat{P} = \bar{P}^* \cup P^* \quad (2.25)$$

З метою керування системою охолодження СТ доцільно створювати прогностні значення температур у залежності від основних збурюючих чинників,

зокрема: значення температури зовнішнього середовища та навантаження СТ.
Схема заміщення наведена на рис. 2.3.

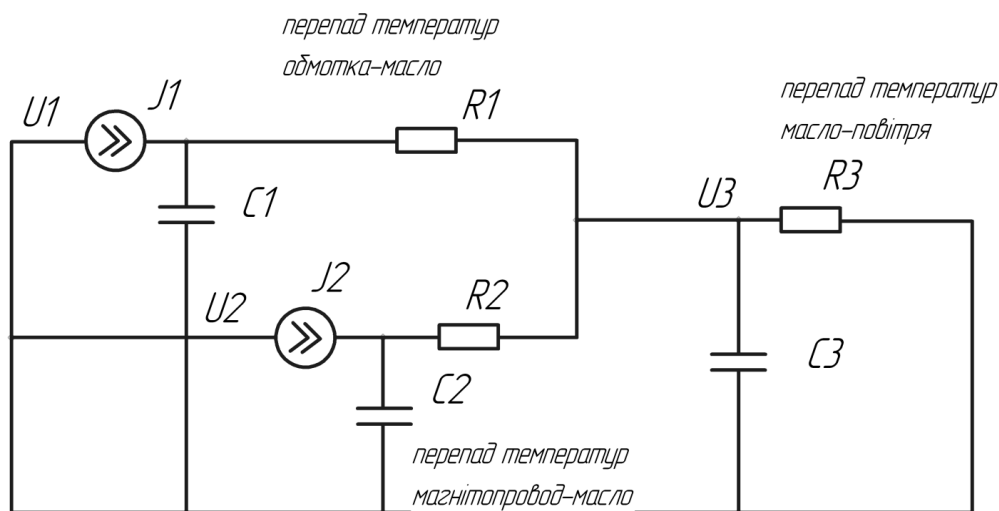


Рис. 2.3. Схема заміщення теплових процесів

Вирази, що описують динаміку теплових процесів обмотки:

$$dt = \frac{m_1 c_1 d(\Delta v_1)}{P_{i\dot{a}i} - F_1 \alpha_1 (\Delta v_1 - \Delta v_3)}, \quad (2.26)$$

магнітопровода:

$$dt = \frac{m_2 c_2 d(\Delta v_2)}{P_{\dot{o}\dot{o}} - F_2 \alpha_2 (\Delta v_2 - \Delta v_3)}, \quad (2.27)$$

масла:

$$dt = - \left[\frac{m_1 c_1}{F_3 \alpha_3} \frac{d(\Delta v_1)}{(\Delta v_3 + t_{\dot{a}})} + \frac{m_2 c_2}{F_3 \alpha_3} \frac{d(\Delta v_2)}{(\Delta v_3 + t_{\dot{a}})} + \frac{m_3 c_3}{F_3 \alpha_3} \frac{d(\Delta v_3)}{(\Delta v_3 + t_{\dot{a}})} \right]. \quad (2.28)$$

Перетворивши вираз отримаємо систему (2.29).

Задля мінімізації значення похибки розрахунків використовують експериментальне дослідження значення коефіцієнта b_3 , що визначає тепловіддачу у зовнішнє середовище. З цією метою використовують підсистему моніторингу, що дозволяє конвертувати експериментальні дані щодо значень

температури для будь-яких комбінацій увімкнення апаратів СО на означеному інтервалі часу.

$$\begin{cases} \frac{dx_1}{dt} = -\frac{b_1}{a_1}x_1 + \frac{b_1}{a_1}x_3 + \frac{P_1}{a_1}; \\ \frac{dx_2}{dt} = -\frac{b_2}{a_2}x_2 + \frac{b_2}{a_2}x_3 + \frac{P_2}{a_2}; \\ \frac{dx_3}{dt} = \frac{b_1}{a_3}x_1 + \frac{b_2}{a_3}x_2 - \frac{b_1+b_2+b_3}{a_3}(x_3+t_d). \end{cases} \quad (2.29)$$

Визначення уточненого коефіцієнта b_3 можливе із застосуванням фрагментів графіка зміни температури верхніх шарів у функції часу (рис.2.4), отриманій із використанням системи моніторингу. Для певного інтервалу часу складають систему рівнянь, підставляючи у неї реальні значення.

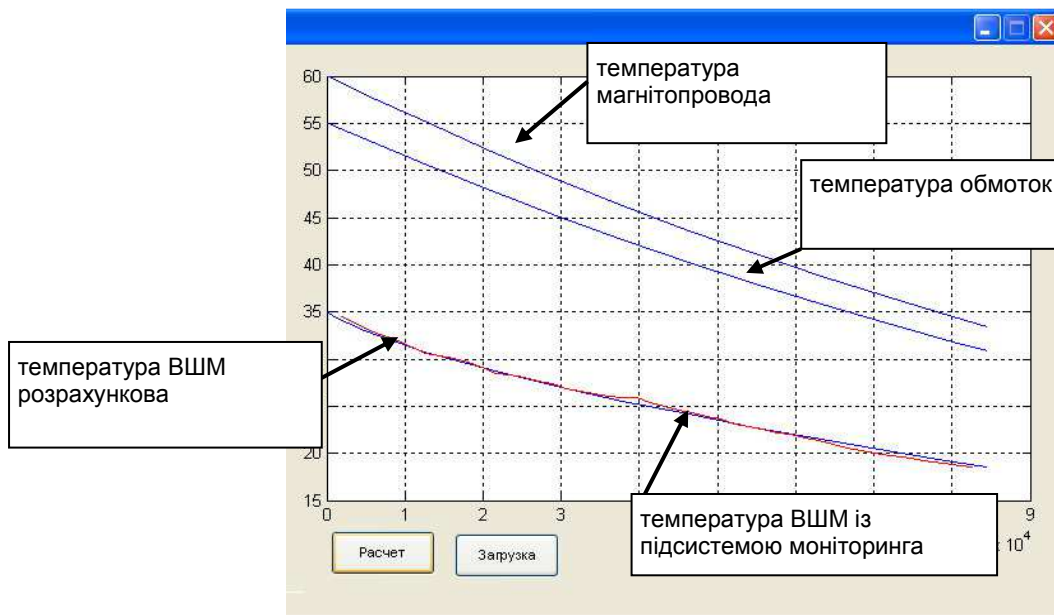


Рис.2.4. Графіки температури

2.4. Принципи управління системою охолодження

Математична модель дозволяє підтримувати визначений температурний режим роботи СТ за мінімальних витрат ЕЕ на систему охолодження.

Переважно завжди управління СО виконують за наведеною схемою (рис. 2.5), або ж аналогічній їй. Попередньо на СТ встановлюють відповідні датчики.

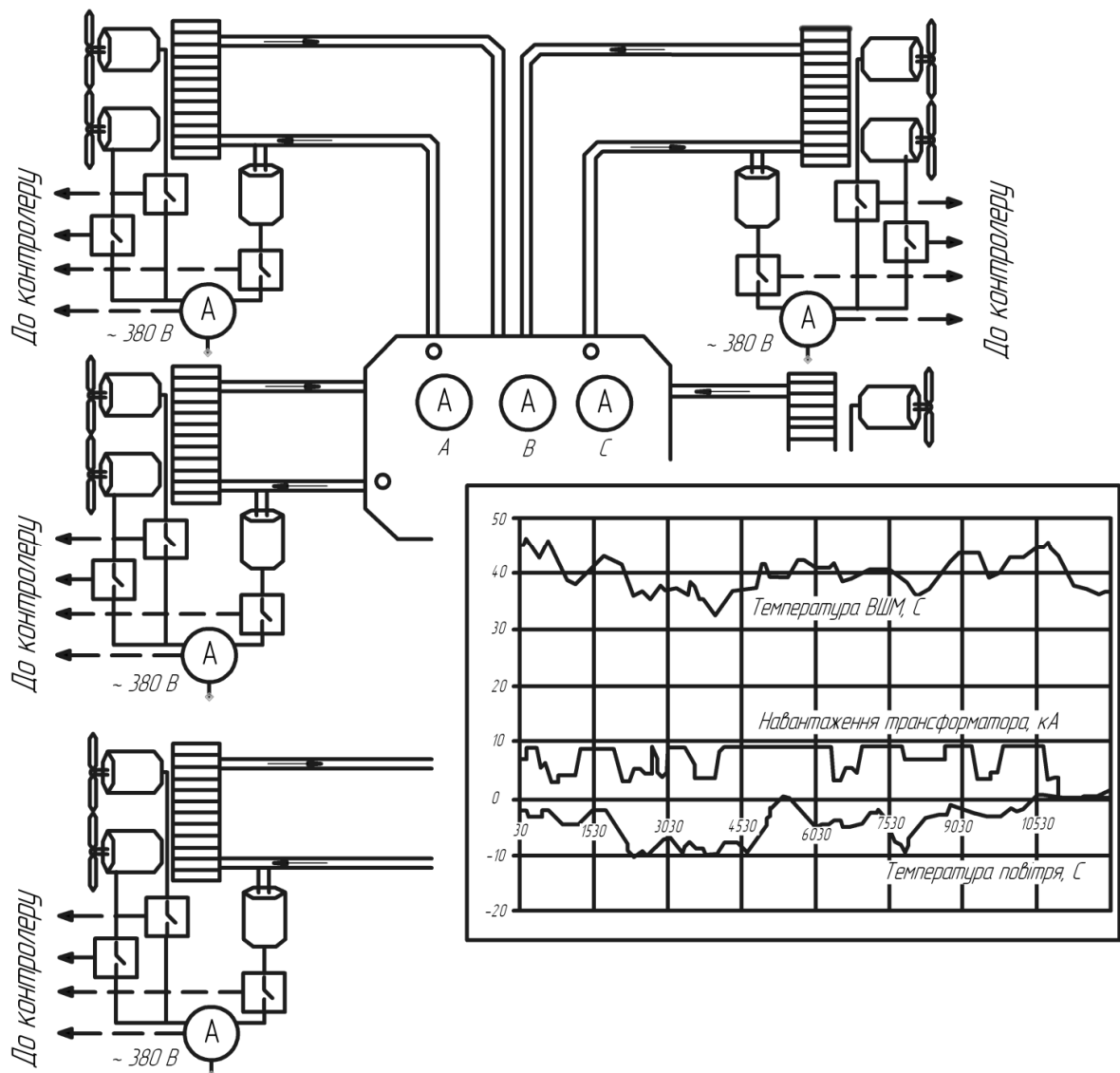


Рис. 2.5. Принципи управління СО СТ

Модель створювалась з врахуванням:

- 1) розв'язків системи рівнянь;
- 2) з врахуванням нейронної мережі, що мала тренувальну вибірку на реальному об'єкті.

У дослідженні застосовувались два типи нейронних мереж: з використанням чіткої та нечіткої логіки. Побудова нейронної мережі з чіткою логікою відбувалась відповідно до:

$$a = \sum_{i=1}^n w_i p_i + b, \quad y = f(a). \quad (2.30)$$

Структура нейронної мережі наведена на рис.2.6.

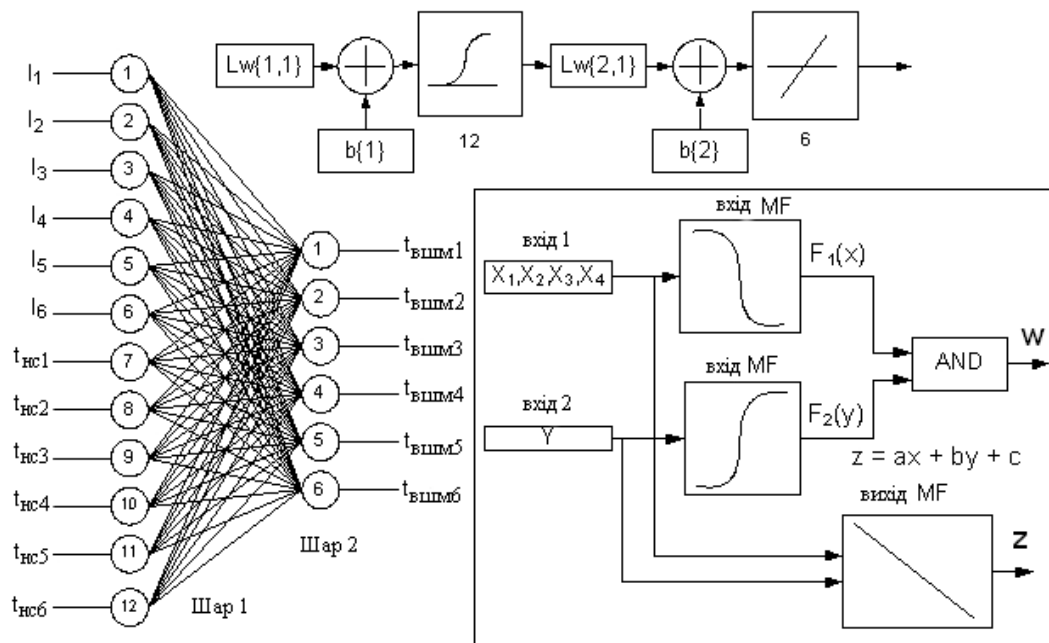


Рис.2.6. Архітектура нейронної мережі

Процес навчання мережі виконувався на масиві статистичних даних, отриманих під час досліджень впродовж тривалого часу.

Графіки за результатами моделювання зображенні на рис.2.7.

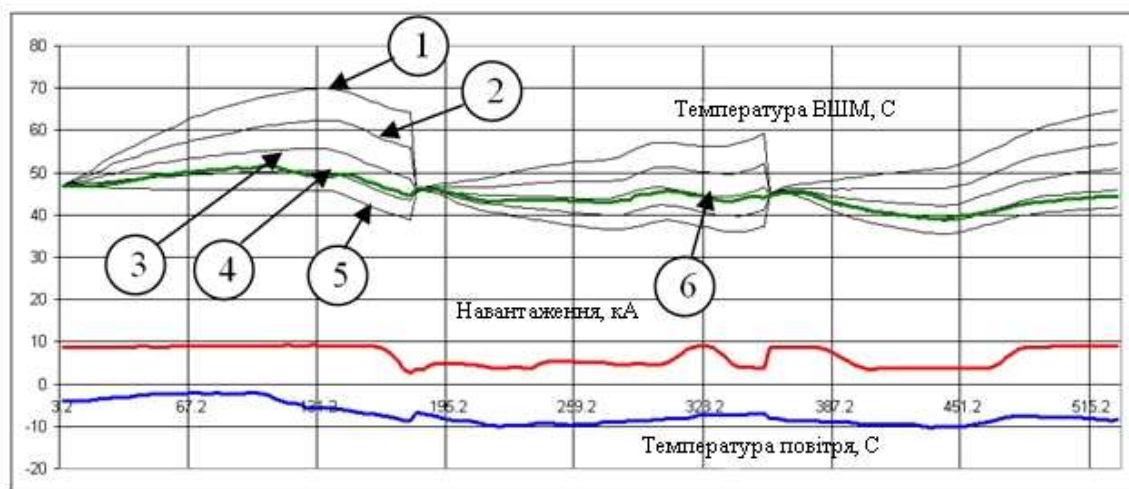


Рис. 2.7. Результати управління СО СТ з використанням запропонованої моделі

Висновки до розділу 2.

1. Впровадження методів та засобів діагностики та контролю є одним із найефективнішим засобів підвищення рівня надійності роботи силового електротехнічного обладнання. Основною метою їх впровадження є отримання інформацією з питань:

- фактичного технічного стану обладнання, а також реальних причин та наявних дефектів, що зумовили погіршення його стану;
- залишкового ресурсу роботи обладнання;
- ефективності та орієнтовні терміни виконання ремонтних робіт.

2. Певна складність систем діагностики та контролю можуть суттєво бути різними у залежності від поставлених перед ними задач. Рівень системи діагностики та контролю визначають кількістю діагностичних параметрів, використовуваних в системі.

РОЗДІЛ 3. ПОБУДОВА ПРОЦЕСНО-ОРІЄНТОВАНОГО ПІДХОДУ ДО ДІАГНОСТИКИ ТА ЗАХИСТУ В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ

3.1. Принципи процесно-орієнтованого підходу діагностики та захисту

Аналізування сучасних підходів до підвищення рівня ефективності функціонування енергетичних підприємств показує, що розв'язання проблеми вдосконалення управління якістю технічного обслуговування та ремонту електротехнічного обладнання повинне ґрунтуватись на впровадженні інноваційних досягнень сучасних систем управління, зокрема менеджменту якості, система якого передбачає інтенсивне впровадження принципів процесного підходу та стандартизації відповідних видів діяльності. Фактичне впровадження процесного підходу має на меті детальне аналізування та опис виробничого процесу енергетичного підприємства у вигляді об'єднаної та узгодженої мережі з врахуванням всіх компонентів. Окрім того, доцільним є пошук головного змісту та мети кожного із процесів, власника та керівника, нормативів, ресурсів, визначених параметрів та показників результативності та ефективності, зокрема надання детальної інформації щодо постачальників та споживачів ЕЕ. На разі наявні загальні рекомендації щодо впровадження такого підходу та розроблення необхідних для цього стандартів, що утворюють єдиний пакет документації задля впровадження системи керування якістю. Отож, актуальним залишається завдання розроблення методу організації та стандартизації процесу обслуговування та ремонту СО відповідно до принципів процесного підходу задля підвищення якості робіт.

Процесно-орієнтований підхід – це підхід, що поєднує система взаємопов'язаних видів діяльності організацій. Він може бути впроваджений в організаційні системи процесів, а також у систему менеджмент. В той же час, процес – це поєднання взаємопов'язаних видів діяльності задля перетворення входів у виходи (рис. 3.1).



Рис. 3.1. Структурна схема

Першочерговість процесів та підходи, що застосовують для покращення систем діагностики обладнання, залежать від їх якості та рівня значущості. першочергову увагу необхідно звертати на ті процеси, що мають головне значення задля підвищення якості показників функціонування СЕП. Головними інструментами процесно-орієнтованого підходу до управління є оптимізація та збалансування всієї системи показників, комплексне діагностування та вдосконалення системи керування тощо.

На разі наявна значна кількість методів діагностування СО СЕП, але не всі вони практичні до застосування та точні. А отже, розроблення якісних та точних систем діагностики посідає чільне місце, у тому числі це стосується силового електротехнічного обладнання СЕП.

Впровадження процесного підходу до діагностики СО СЕП дозволить виявити ті фактори, що чинять істотний вплив на якість функціонування обладнання за допомогою математичних, експертних, статистичних методів, а також дозволить удосконалити безпосередньо сам процес шляхом впровадження інноваційних технологій та методів моніторингу, діагностування та контролю технічного стану СО, а також підвищення рівня кваліфікації персоналу.

Одним із найілюстративніших методів є графічний метод, який дозволяє створити причинно-наслідкової діаграми, що забезпечать простоту і, в той же час,

візуалізацію процесів оперативного контролю якості (рис. 3.2). Застосування такої діаграми дозволяє виокремити найістотніші фактори, що мають вплив на порушення нормального режиму роботи обладнання.

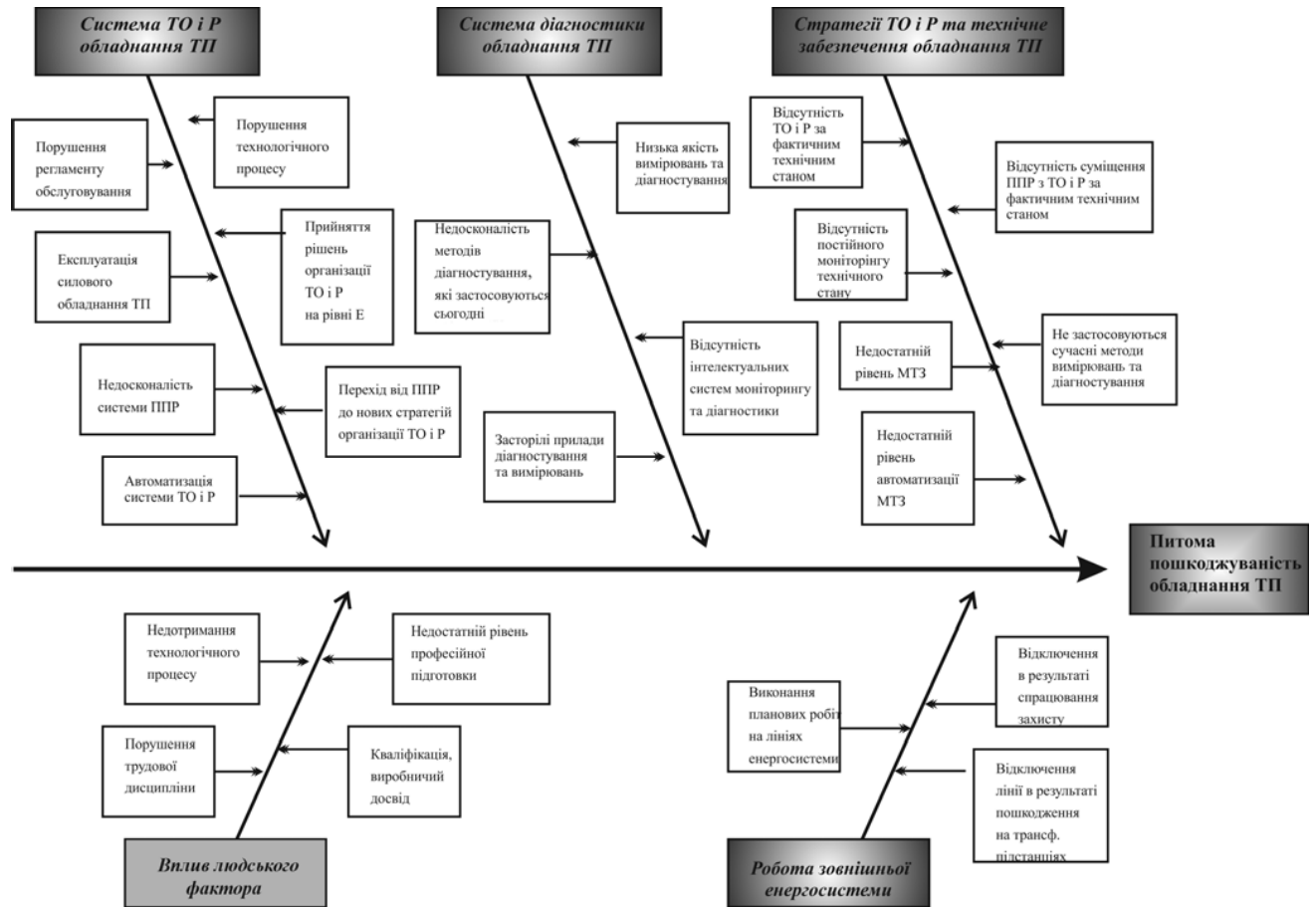


Рис. 3.2 Причинно-наслідкова діаграма

3.2. Дослідження основних напрямів удосконалення систем діагностування та захисту силових трансформаторів

СТ є головними ланками електричних мереж та систем, які характеризують надійність та економічність функціонування всієї мережі. Нині, головною проблемою під час їх експлуатації є переважна їх кількості із вже відпрацьованим ресурсом.

У той же час, досвід експлуатації СТ підтверджує, що і після нормативного періоду експлуатації переважна частина СТ зберігає свій рівень працездатність за дотримання номінальних режимів, вчасному виконанні випробувань,

діагностиці, технічному обслуговуванні за умов якісного їх виконання. Однак, тривалість експлуатації СТ корелює із значенням його залишкового ресурсу.

Виокремимо основне обладнання та його дефекти та подамо у вигляді діаграми (рис. 3.3).

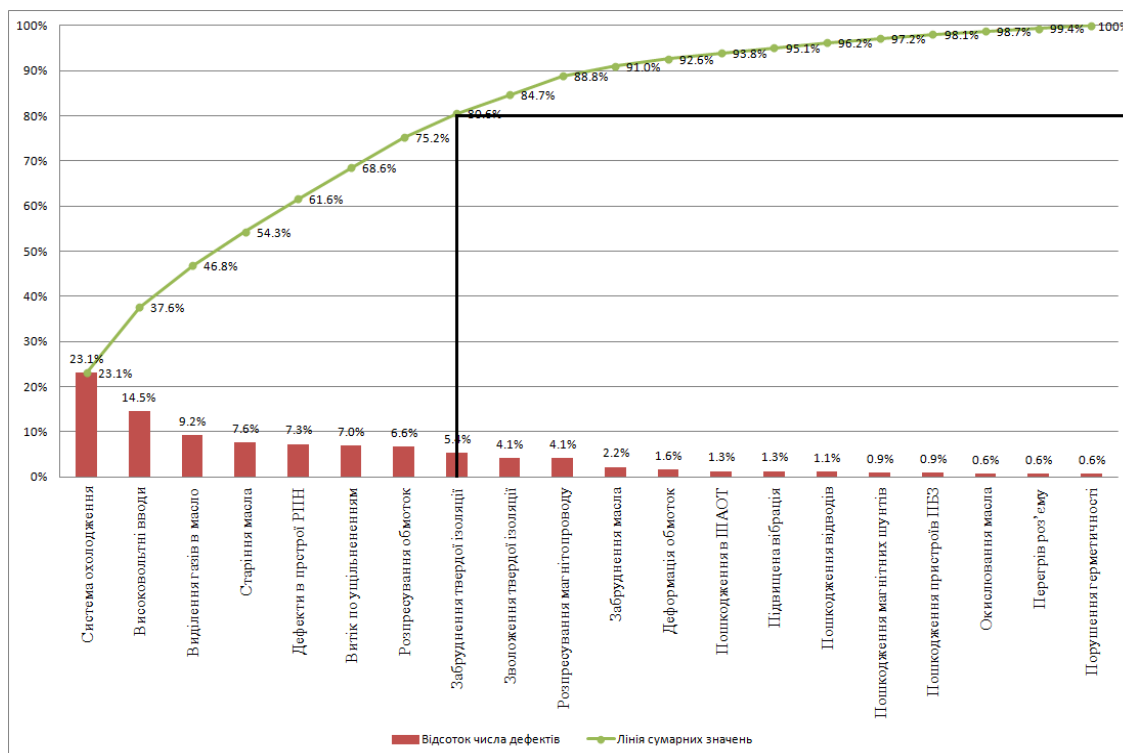


Рис. 3.3. Перелік основного обладнання та його дефектів

Діаграма на рис.3.3. ілюструє, що на 37,1 % всього обладнання та дефектів СТ припадає близько 80 % усіх пошкоджень, зокрема: пошкодження охолоджувальної системи, емісія газів у масляні середовища, витікання масла із ущільнень, а також старіння масла.

На рис.3.4. наведено перелік аварійних ситуацій, характерних для СТ, яких можна уникнути із використанням систем безперервного моніторингу їх стану.

Структурна схема видів пошкоджень СТ наведена на рис.3.5, а на рис.3.6. -

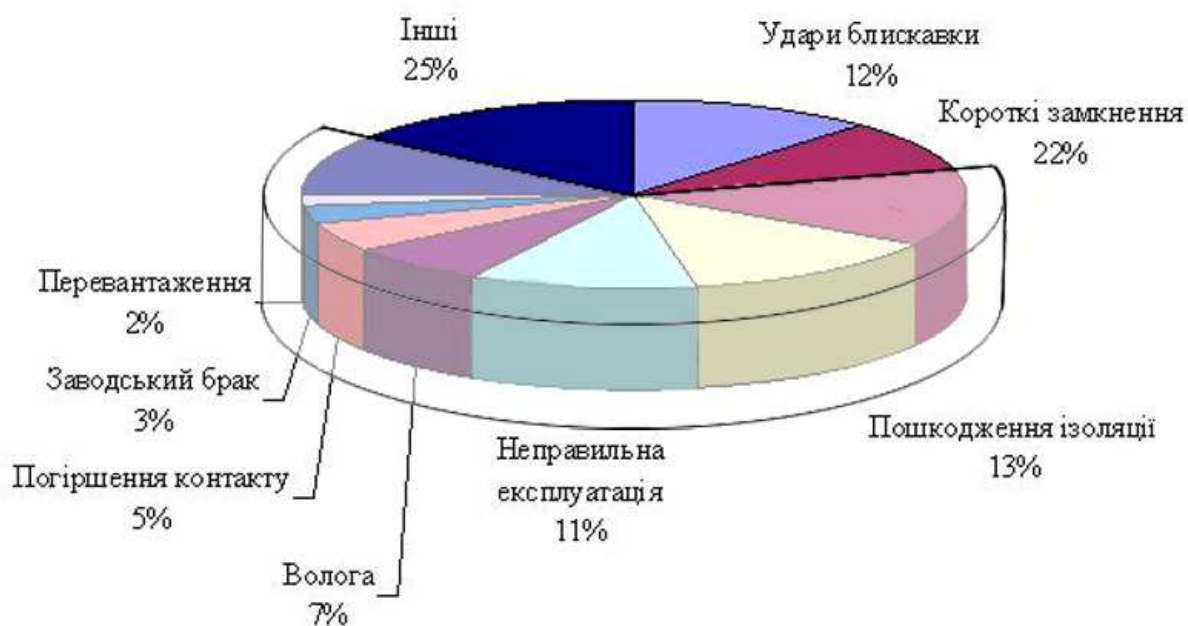


Рис.3.4. Основні причини аварій СТ, яких можна запобігти

Відповідно до наукових публікацій [2-6] доведено, що аналізування масла є основним методом під час діагностування технічного стану силового обладнання, зокрема: насосів, двигунів, компресорів, трансформаторів тощо.

Наприклад, у наслідок старіння трансформаторного масла його електроізоляційні властивості погіршуються, спостерігається накопичення осаду на активних частинах СТ, що майже унеможлиблює якісне відведення від них теплоти. Процес старіння масла пришвидшується за підвищеного рівня температури СТ, наявності контакту з киснем повітря, дії сильних електричних полів тощо. Переважаючим чинником, що спричиняє старіння масла є окислювальні перетворення, що містять у своєму складі вуглеводні, смолисті та сірчані продукти. Все це приводять до погіршення властивостей масла, тобто зростання його кислотного числа, значення температури загорання, в'язкості та рівня ізоляційних властивостей. Основні показники діагностики паперово-масляної ізоляції наведені на рис. 3.7.

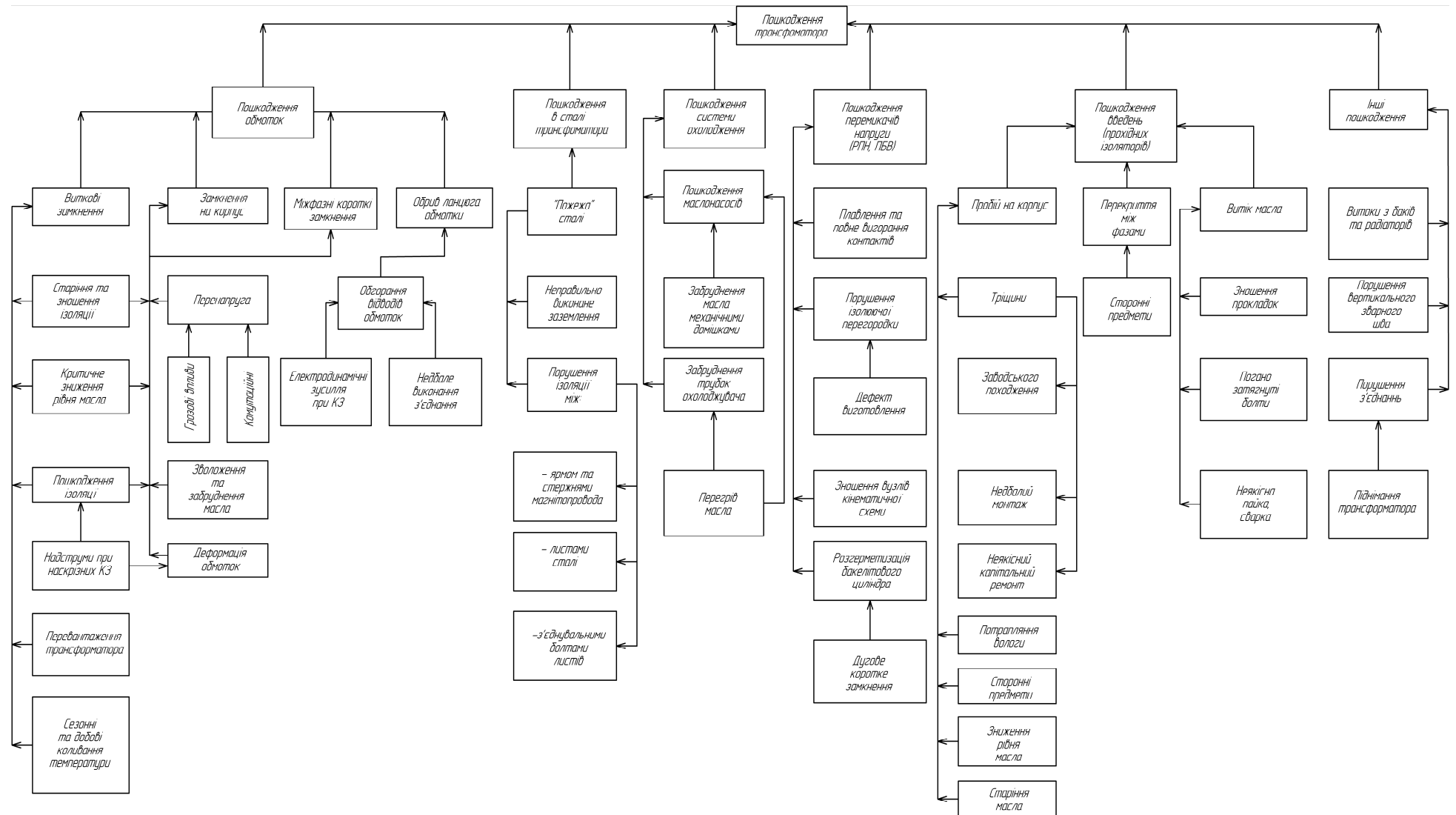


Рис.3.5. Структурна схема видів пошкоджень СТ

ТИПОВА АРХІТЕКТУРА СИСТЕМИ МОНІТОРІНГУ

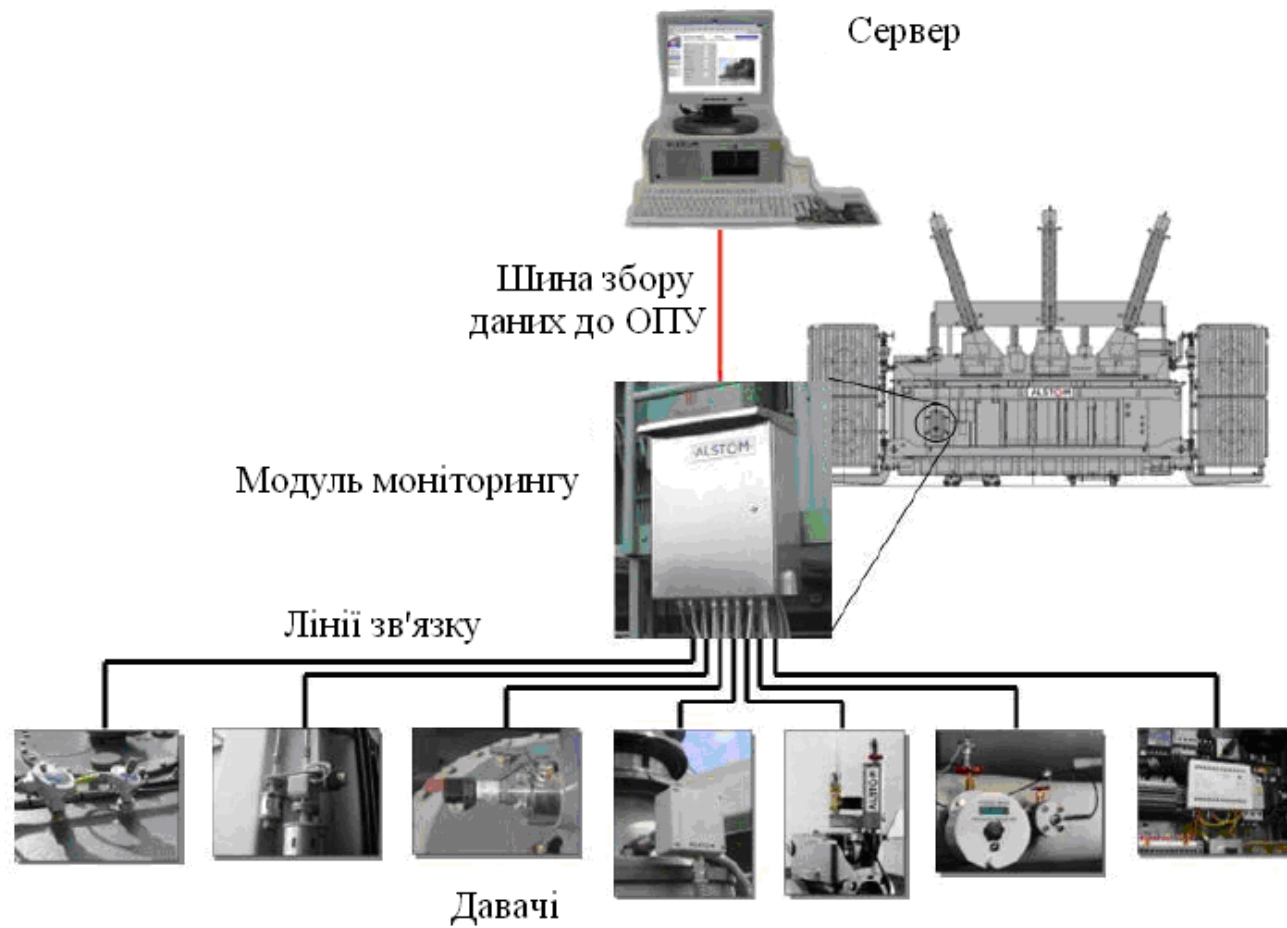


Рис.3.6. Типова архітектура СМ СТ

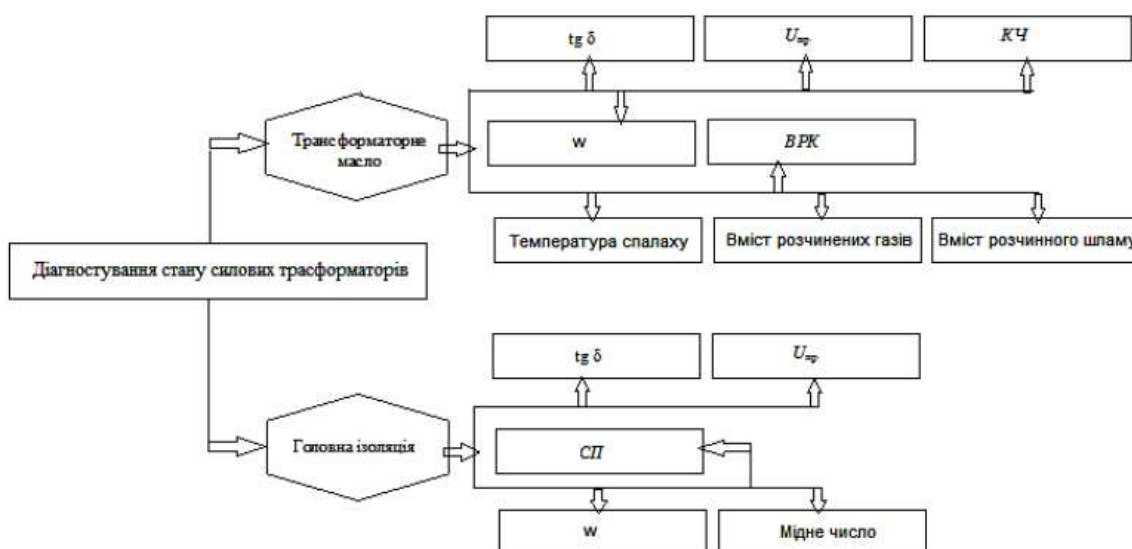


Рис.3.7. Основні показники діагностики ізоляції СТ

На разі найпоширенішим методом для аналізування масла, що дозволяє вирішувати головні завдання комплексно – це застосування інфрачервоної спектроскопії [15].

Деякі енергокомпаній вже перейшли на новітні портативні прилади, що працюють за принципами лабораторного устаткування, проте із відчутним зменшенням тривалості періоду аналізування. Фото обладнання мобільної лабораторії наведено на рис. 3.8 та 3.9.



Рис. 3.8. Обладнання мобільної лабораторії



Рис. 3.9. Аналізатор стану трансформаторного масла

Проте, у випадку врахуванні вмісту вологи ізоляції, кислот та кисню в маслі зростає точність розрахунків значення показника швидкості відносного зносу ізоляції, залежність якого наведена на рис. 3.10.

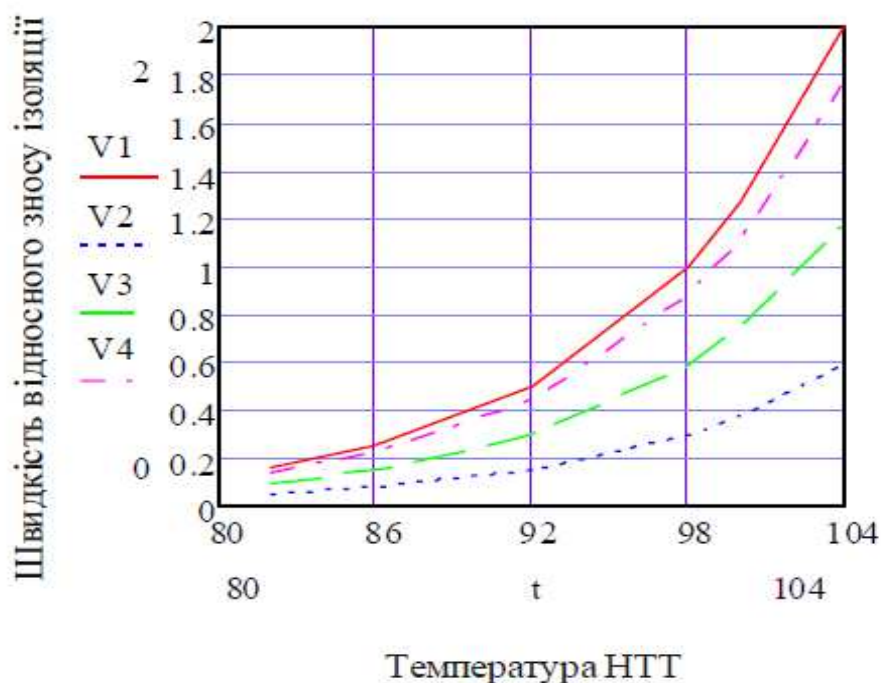


Рис.3.10. Графік залежність швидкості зносу ізоляції від вмісту вологи, кислот та кисню в маслі

Окремим напрямком, який відчутно знижує надійність СТ є дефекти конструктивні під час виготовлення обладнання, а також недоліки, обумовлені процесами експлуатації та ремонту.

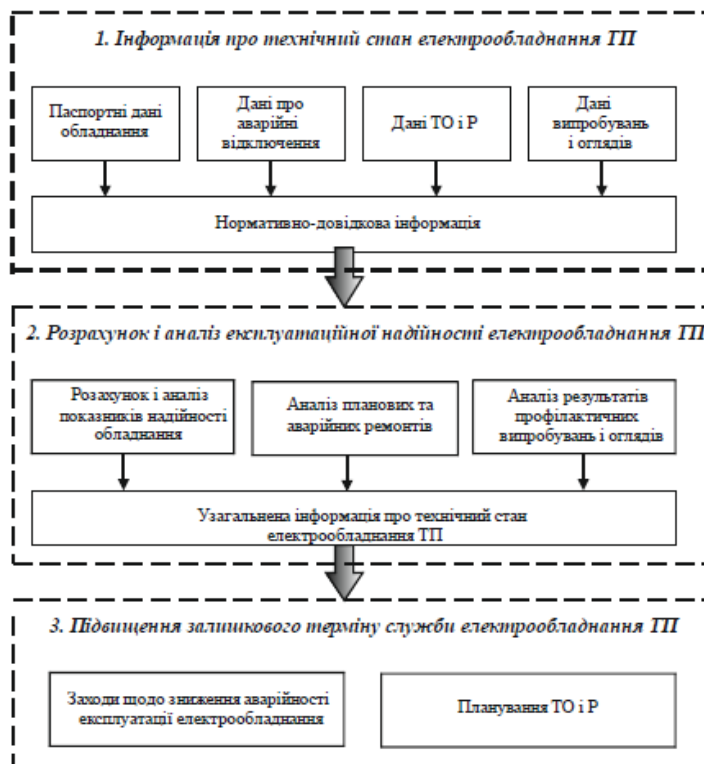


Рис. 3.11. Структурна схема системи збирання та оброблення інформації

Структурна схема системи збирання та оброблення інформації наведена на рис.3.11. На рис. 3.12 наведено орієнтовний цикл діагностичних систем об'єктів енергетики.



Рис.3.12. Циклічна схема систем діагностики та контролю енергетичних об'єктів

Архітектура системи безперервного контролю технічного стану силового обладнання - на рис.3.13.

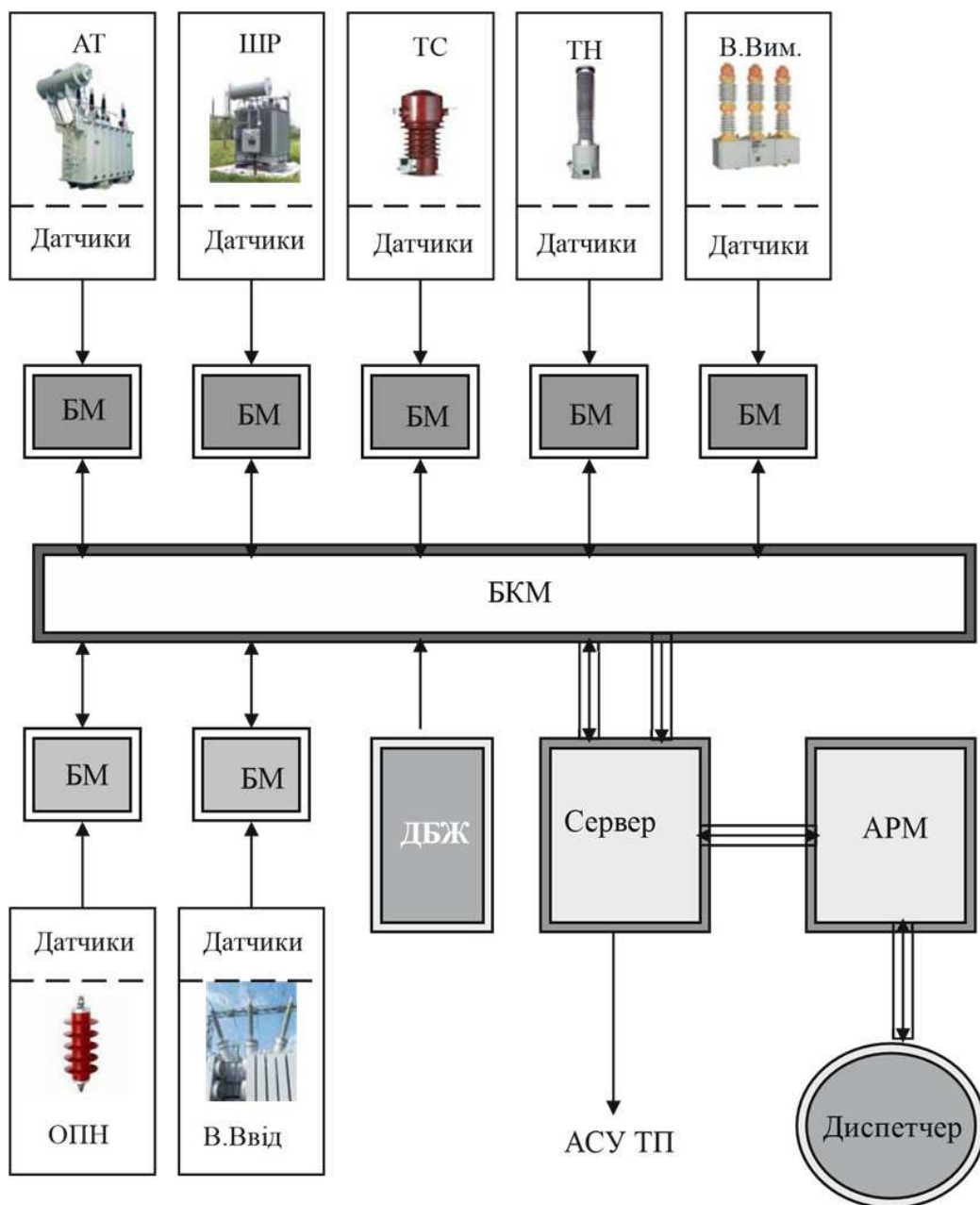


Рис. 3.12. Архітектура системи безперервного контролю технічного стану силового обладнання

Висновки до розділу 3.

1. Запропонований процесно-орієнтований підхід діагностики та контролю технічного стану обладнання СЕП в умовах експлуатації дозволить виявити головні фактори, що впливають на рівень ефективності його функціонування, а також суттєво вдосконалити безпосередньо процес обслуговування шляхом впровадження інноваційних технологій та методів моніторингу, діагностування та підвищення рівня кваліфікації обслуговуючого персоналу.

2. Причинно-наслідкова діаграма дозволяє наочно проаналізувати порушень у роботі силового обладнання, вона ілюструє найважливіші фактори, що мають вплив на забезпечення нормальної роботи обладнання. До них належать: недоліки підходів до вимірювання та діагностики, недосконалість системи планових ремонтів, відсутність новітнього інструментарію діагностування параметрів роботи СО, низький рівень автоматизації процесів діагностики та відсутність повного комплексу вимірювальних приладів для виконання якісних робіт.

3. Досліджено методи комплексної діагностики силових трансформаторів, виокремлено найважливіші з них, до яких належать методи діагностування, що дозволяють організувати контроль обладнання без його відімкнення (у процесі перебування під робочою напругою).

4. Побудовано модель системи збору та оброблення інформації задля подальшого розвитку та ітенсифікації впровадження інтелектуальних систем моніторингу та діагностики СО СЕП.

РОЗДІЛ 4. ТЕПЛОВІЗІЙНА СИСТЕМА ДІАГНОСТИКИ ТА ЗАХИСТУ СИЛОВОГО ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

4.1. Аналізування стану контактних з'єднань струмоведучих елементів силового обладнання із використанням тепловізійного методу

Аналізування стану контактних з'єднань струмоведучих частин розподільчої мережі із використанням тепловізійної зйомки виконувалось на підстанціях енергокомпанії "Черкасиобленерго". Усі підстанції живлять її важливих споживачів міста, значний відсоток яких має першу та другу категорії надійності електропостачання. Вимушені перерви, обумовлені порушеннями електропостачання наприклад, із-за виходу із ладу силового обладнання може привести до мільйонних збитків та складних технологічних порушень. Термограми були отримані з використанням тепловізора FLIR P25 з технічними характеристиками у дод. А.

Під час виконання термографічного обстеження ВЛ 110 кВ на ланцюзі №1 на фазі В на опорі №112, було виявлено дефект плашечного з'єднання, що в подальшому міг спричинити аварійну ситуацію. Термограма дефектного з'єднання, отримана за допомогою тепловізора, наведена на рис. 4.1.

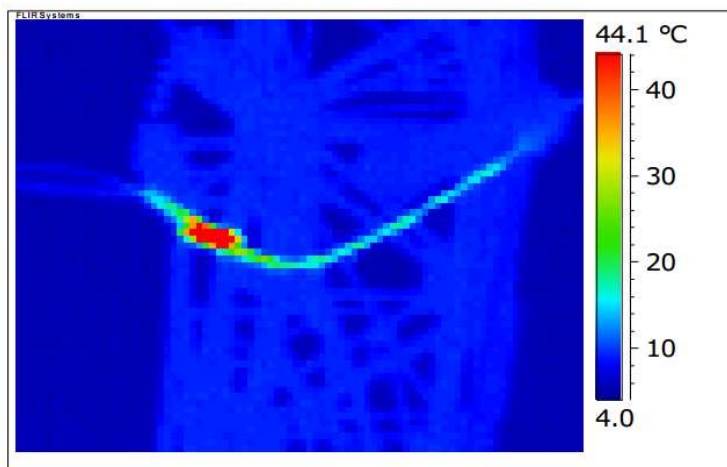


Рис. 4.1. Термограма плашечного з'єднання

Місце дефекту з'єднання на опорі наведено на рис. 4.2.

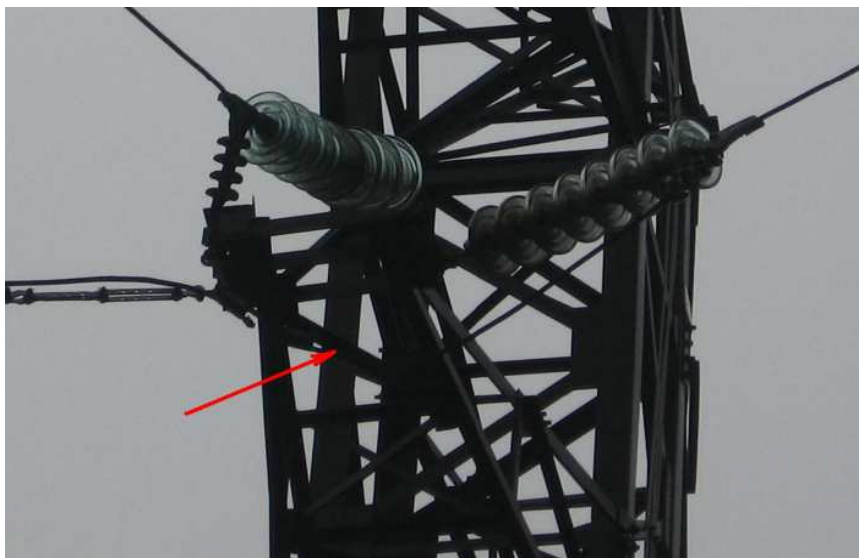


Рис. 4.2. Місце дефектного з'єднання на опорі

У випадку відсутності дефектів температура елементів відповідає температурі навколишнього середовища. Під час виконання досліджень температура зовнішнього повітря становила 4°C. Оскільки, у нашому випадку був наявний дефект, то відповідно до термограми на рис.4.1, значення максимальної температури становило 44,10 °C.

Ще один дефект контактної з'єднання виявлено на опорі № 113 ланцюг 2 фаза С. Термограму дефекту наведено на рис. 4.3, зображення місця дефекту наведено на рис. 4.4.

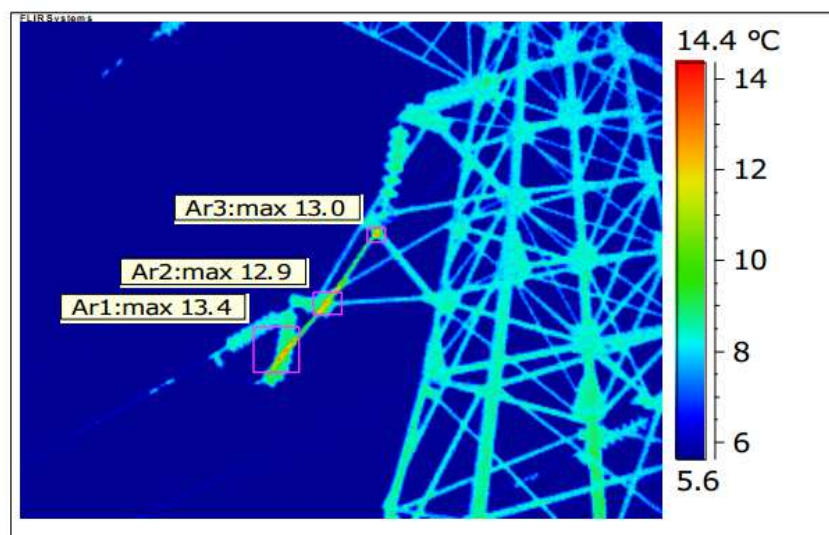


Рис. 4.3. Термограма дефекту контактної з'єднання

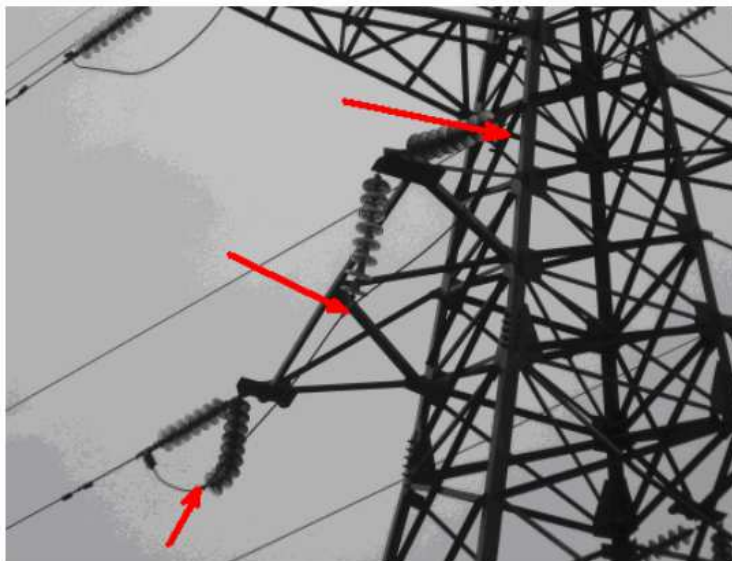


Рис. 4.4. Місце дефекту контактної з'єднання

відповідно до термограми на рис.4.3 максимальна температура дефектного з'єднання - $14,40^{\circ}\text{C}$ за температури зовнішнього повітря $5,60^{\circ}\text{C}$.

Отже, очевидно, що застосування термографічного підходу до визначення місць нагрівання поверхні струмоведучих конструкцій дозволяє запобігти розвитку аварійних ситуацій великого масштабу.

Під час термографічного обстеження вводу трансформатора № 2 підстанції №2 110/10 кВ виявлено перегрівання контактної з'єднання фази А (див. рис. 4.5).

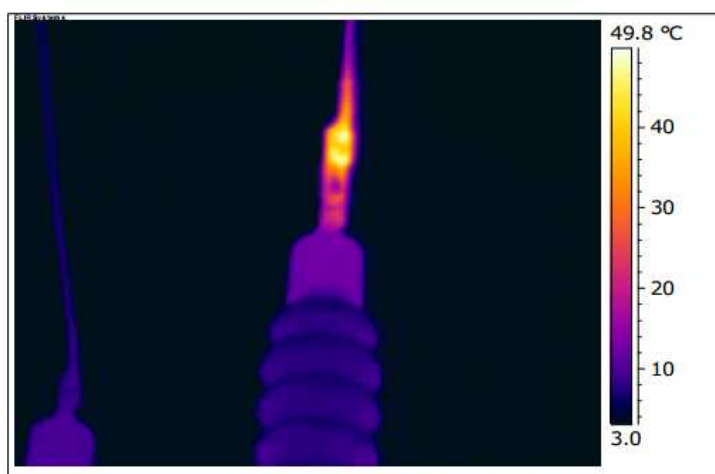


Рис. 4.5. Термографічне фото трансформаторного вводу

Як видно з термограми на рис. 4.5 значення максимальної температури становило $49,80^{\circ}\text{C}$ за температури зовнішнього повітря $3,0^{\circ}\text{C}$.

Ще одне формування дефекту виявлене у контактному з'єднанні трансформатора власних потреб (фаза С). Термограма місця дефекту наведена на рис. 4.6. Значення максимальної температури місця дефекту становило 20,20 °C за температури зовнішнього повітря 1,30 °C.



Рис. 4.6. Термограма дефектного з'єднання трансформатора власних потреб

Під час виконання термографічної зйомки струмопровідних шин підстанції 110/10 кВ було виявлене надмірне перегрівання елементів шунтувальних опорів розрядників обох трансформаторів (рис. 4.7).

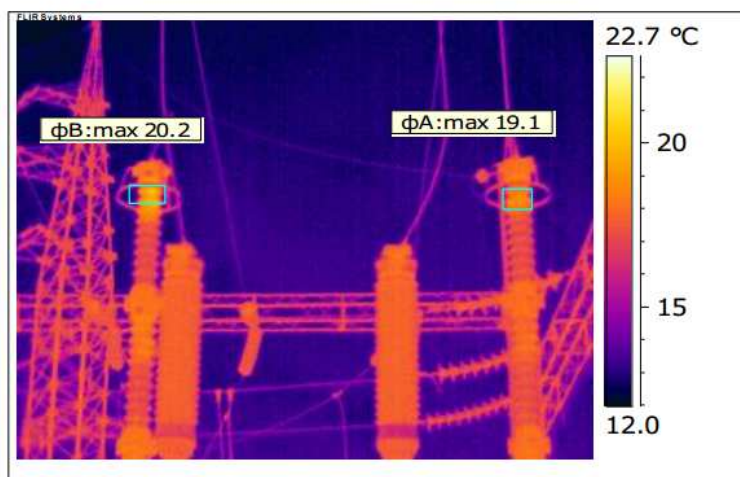


Рис. 4.7. Результати термографічної зйомки розрядників РВС-110

Відповідно до рис.4.7. значення максимальної температури - 20,20 °C та 19,10 °C відповідно.

Ще один дефект виявлено у місці з'єднання шини фази А на низькій стороні трансформатора 2Т. Термограма дефектного місця наведена на рис. 4.8. Зображення шини із дефектом наведено на рис. 4.9.

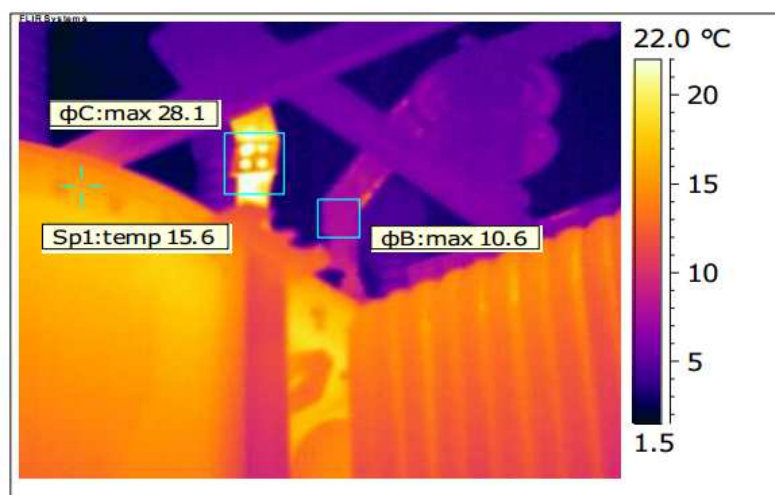


Рис. 4.8. Термограма дефектного місця на шині трансформатора



Рис. 4.9. Аварійна ділянка шини

Як видно з термограми на рис. 4.8 значення максимальної температури дефекту становила $28,10^{\circ}\text{C}$ за значення температури зовнішнього повітря $1,50^{\circ}\text{C}$.

Такий дефект може обумовлюватись поганим затягуванням болтів під час монтажу чи окисленням поверхні струмоведучої шини.

Під час виконання тепловізійної зйомки струмопровідних конструкцій підстанції №3 110/10 кВ виявлено дефект контакту роз'єднувача в панелі № 5 ВРП 110 кВ (рис. 4.10).

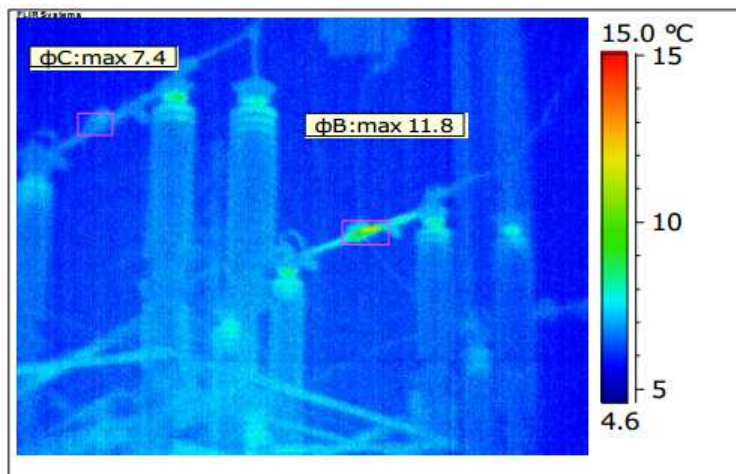


Рис. 4.10. Термографічне фото контактів роз'єднувача

Дефект може бути обумовлений ненадійним контактом у місці з'єднання обох частин ножів, спричинених зношуванням ножів або ж їх ненадійним приляганням один до одного (рис. 4.11).



Рис. 4.11. Зовнішній вигляд дефектного з'єднання

4.2. Аналізування наслідків розвитку аварійних ситуацій

Дослідимо той випадок, якщо б дефекти не були вчасно виявлені та усунені, що призвело б до короткого замкнення чи перекриття ізолятора. У такому разі за пошкодження фази В ланцюга 2 виникло б однофазне замкнення на землю, який би активував струмовий захист на підстанції та відімкнув би живлячу лінію. За такого варіанту, споживачі, які отримують електропостачання від низької сторони трансформатора №2 підстанції будуть певний час отримувати електропостачання від трансформатора №1 по робочій стороні низької напруги. Електропостачання за такою схемою є аварійним режимом і у випадку перевантаження трансформатора може суттєво вплинути на показники якості ЕЕ, що надходить споживачам.

Наявність іншого дефекту на ланцюзі №2 може обумовити до аналогічних наслідків, однак у разі одночасного перекриття ізоляторів на обох ланцюгах, що може відбутись за грозових перенапруг ліній впродовж певного часу до спрацьовування релейного захисту. А отже, можуть протікати надструми, що в подальшому призведуть до одночасного відгорання проводів обох ланцюгів. Це може призвести до аварійної ситуації, пов'язаної з відімкненням певного переліку споживачів першої категорії, що отримують ЕЕ від підстанції 110/10 кВ.

Підстанція №1 110/10 кВ забезпечує певний перелік споживачів першої категорії надійності, середня кількість споживання ЕЕ ними становить близько 8,7; 9,4 МВт.

Підстанція №2 110/10 кВ забезпечує перелік споживачів, середнє споживання ЕЕ становить 8,4; 7,5 МВт.

Отже, розвиток невиявленого на ранніх стадіях дефект може призвести до відімкнення електропостачання підстанцій, що в свою чергу обумовить недовідпустки ЕЕ споживачам у розмірі близько 33.8 МВт.

Перевищення нормального значення температури контактного з'єднання трансформатора №2 на підстанції №3 110/10 кВ може спричинити перегрівання масла апаратного вводу, що може спровокувати його загорання або навіть вибух

порцелянової ізоляції, виведення з роботи вбудованого трансформатора струму. Така ситуація призведе ще й до додаткових матеріальних збитків.

Відгорання проводу фази А трансформатора власних потреб №2 може обумовити некоректну роботу іншого обладнання підстанції:

- пристроїв регулювання напруги;
- системи обдуву трансформаторів;
- електропостачання трансформатора 220/12 У;
- систем освітлення ЗРП-10 кВ;
- системи освітлення та обігрівання РП-10 кВ;
- системи обігрівання приводів ВРП-110 кВ;
- системи обігрівання ЗРП-10 кВ;
- електропостачання приводів вимикачів 110 кВ;
- систему робочого та аварійного освітлення, вентиляції;
- електропостачання пристроїв стабілізації напруги;
- електропостачання модемів зв'язку;
- системи зовнішнього освітлення тощо.

Некоректна робота ланцюгів релейного захисту призводить до затримок у відімкненні аварійних кіл, а це спричиняє пошкодження високовартісного обладнання, наприклад силового трансформатора.

Відсутність у холодний період підігрівання панелі з лічильником ЕЕ обумовлює некоректність його роботи, що в свою чергу гарантовано призведе до недообліку кількості відпущеної ЕЕ

Електропостачання підстанції №1 110/10 кВ подається за дволанцюговою лінією. У разі удару блискавки в опору чи провід одного з ланцюгів відбудеться перекриття ізоляції та можливе відповідне виникнення перенапруги у двох лініях електропередач. Аварійні пошкодження, виявлені у вентильних розрядниках, можуть призвести до виходу з ладу одразу обох силових трансформаторів.

Перевищення нормального значення температури контактного з'єднання шини 10 кВ призводить до того, що деяка частина ЕЕ витрачається на нагрівання контактів.

Виявлене пошкодження контакту роз'єднувача фази С ВРП 110 кВ може призвести до погіршеного стану контакту, що обумовить короточасний провал контактів та погіршення якості ЕЕ, а це спричинить аварійні відмикнення лінії.

Перегрівання порцелянового корпусу трансформатора струму живлячої підстанції 330/110/35/10 кВ у випадку неусуненого дефекту може призвести до вибуху корпусу трансформатора. Матеріальні збитки, що виникли б у такому разі були б значно більшими, ніж вартість обладнання для діагностики та захисту, витрати на її встановлення та збитки від недовідпуску ЕЕ.

Перегорання однієї з фаз КРУН - 10 кВ спричинить відмикнення споживачів міста на певний час.

4.3. Визначення втрат за допустимим нагріванням струмопровідних поверхонь

Тепло від нагрітого провідника у навколишнє середовище передається трьома способами: випромінюванням, теплопровідністю та конвекцією.

Вираз теплового балансу для сталого теплового режиму:

$$I^2 R_{20} (1 + \alpha (t_{\text{ПП}}^{\circ} - 20)) = \pi d_{\text{ПП}} (\beta_K + \beta_L) (t_{\text{ПП}}^{\circ} - t_{\text{о.с.}}^{\circ}) \quad (4.1)$$

у виразі I - струм у лінії;

R_{20} - опір за температури 20°C;

α - коефіцієнт опору;

$t_{\text{ПП}}^{\circ}$ - температура шини чи проводу;

$t_{\text{о.с.}}^{\circ}$ - температура зовнішнього середовища;

β_K, β_L - коефіцієнти тепловіддачі;

$d_{\text{ПП}}$ - діаметр проводів чи шин.

Для струмопровідних шин з прямокутним перерізом вираз набуває вигляду:

$$I^2 R_{20} (1 + \alpha(t_{\text{ПП}}^\circ - 20)) = (2A + 2B)(\beta_K + \beta_L)(t_{\text{ПП}}^\circ - t_{\text{О.С.}}^\circ), \quad (4.2)$$

у виразі A, B - розміри сторін шини.

Коефіцієнти теплопередачі визначають:

$$\beta_L = \frac{5,6q}{t_{\text{ПП}}^\circ - t_{\text{О.С.}}^\circ} \left[\left(\frac{273 + t_{\text{ПП}}^\circ}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + t_{\text{О.С.}}^\circ}{100} \right)^4 \right] \quad (4.3)$$

у виразі q - постійна випромінювання;

$t_{\text{ПП}}^\circ$ - температура шини чи провідника;

$t_{\text{О.С.}}^\circ$ - температура зовнішнього середовища.

Константа випромінювання q корелює із типом матеріалу та фактичним станом поверхні дроту. Значення q зазвичай лежить у межах від 0,11 до 0,8 в залежності від типу матеріалу.

За незначних швидкостях вітру (до 5 м/с) специфічна структура дроту майже не впливає на рівень віддачі тепла та може бути розглянута у вигляді циліндра, так значення коефіцієнта віддачі тепла конвекцією установитиме:

$$\beta_K = 3,5 \cdot K_\psi \sqrt{\frac{v}{d_{\text{ПП}}}}, \quad (4.4)$$

у виразі K_ψ - коефіцієнт кореляції рівня віддачі тепла;

v - швидкість вітру;

$d_{\text{ПП}}$ - діаметр дроту.

Значення коефіцієнта віддачі тепла β_K є одним із невизначених параметрів виразу (3.1), однак це не впливає на значення допустимого навантаження. Однак, основним впливовим фактором у тепловіддачі конвекцією в мережах 10-110 кВ, є значення температури проводу, оскільки значення середньорічної швидкості вітру

в нашій країні не більше 4 м/с, а це означає що її вплив на охолодження проводу майже нівельований.

Так, відповідно до [5] доведено, що за невеликих значень перетинів проводів вплив швидкості вітру й вологості майже нівелюються, однак вплив температури зовнішнього середовища на значення втрат ЕЕ є більшим, систематичне вимірювання якої дозволяє точніше визначати розмір технічних втрат. Так, систематичне фіксування значень температур проводу дає можливість скоригувати значення середньорічних втрат до 7,5 %, а вплив швидкості вітру всього до 0,5 %, що співрозмірне із значеннями похибки облікових приладів.

Оскільки розмір віддачі тепла випромінюванням та теплопровідністю невеликі, а швидкістю вітру обумовлена складністю топології мережі й неможливістю її ідентифікації у режимі реального часу, вираз теплового балансу набуде вигляду:

$$I^2 R = cS(t_2^\circ - t_1^\circ), \quad (4.5)$$

у виразі I – струм;

R – опір проводу;

c – коефіцієнт віддачі тепла;

S – значення площі струмопровідної поверхні;

t_1° – значення температура зовнішнього середовища;

t_2° – значення температури проводу.

Ліва частина виразу - кількість теплової енергії, що виокремилась у секунду часу, а права частина – кількість теплової енергії, що переходить у зовнішнє середовище.

Із рівняння (4.5) розв'язують наступні завдання:

- за інформацією щодо перехідного опору проводу, визначеного у результаті вимірювання опору постійному струму, обчислюють температуру нагрівання струмопровідної поверхні;

- відповідно до інформації щодо значення температури струмопровідної поверхні, визначеної під час тепловізійного діагностування визначають розмір втрат ЕЕ, які направлені на нагрівання поверхні.

Спираючись на масив даних температури нагрівання дефектних струмопровідних поверхонь, можна обчислювати активні втрати ЕЕ, що направлені на нагрівання поверхні, а вираз (4.5) набуде вигляду:

$$\Delta P = cS(t_2^\circ - t_1^\circ), \quad (4.6)$$

у виразі ΔP - активні втрати ЕЕ.

Спираючись на те, що поверхня прогривається зазвичай нерівномірно, особливо у діапазоні температур від t_1 до t_2 , вираз (.46) набуде вигляду:

$$\Delta P = cS \int_{t_1^\circ}^{t_2^\circ} (t_2^\circ - t_1^\circ) dt, \quad (4.7)$$

Тобто, застосування запропонованої методик дозволяє визначати розмір активних втрат, що витрачаються на нагрівання аварійної поверхні діючого електрообладнання розподільчих пристроїв..

За наведеною методикою обчислимо втрати, які направлені на нагрівання пошкоджених поверхонь підстанції №1 110/10 кВ. Відповідно до термограми (рис. 4.8) обчислимо значення максимальної температури нагрітої поверхні струмопровідної шини на низькій стороні трансформатора. Її значення становило 28,10 °С за значення температури повітря 1,50 °С.

Матеріал шин ВРП 10 кВ - алюміній, тобто розмір площі нагрітої поверхні становитиме:

$$S = 12 \cdot 15 \cdot 2 + 2 \cdot 15 \cdot 2 + 12 \cdot 2 + 10 \cdot 12 \cdot 2 + 2 \cdot 12 \cdot 2 + 10 \cdot 2 = 752 \text{ см}^2.$$

Відповідно до матеріалів [8] для алюмінію значення коефіцієнта тепловіддачі становитиме $c = 7 \times 10^{-4}$, Вт/м²·°С.

Тобто, розмір площі нагрітої поверхні:

$$\Delta P = cS \int_{t_1^{\circ}}^{t_2^{\circ}} (t_2^{\circ} - t_1^{\circ}) dt = 7 \cdot 10^{-4} \cdot 752 \cdot \int_{1,5}^{28,1} (28,1 - 1,5) = 372,4 \text{ Вт.}$$

Отже, знаючи показники температури, отриманих під час тепловізійної зйомки, можна розрахувати розмір втрати активної ЕЕ на нагрівання пошкодженого місця з'єднання ошиновки низької напруги трансформатора.

Висновки до розділу 4.

1. Виконано експериментальні дослідження стану контактних з'єднань струмоведучих частин силового обладнання на реальних об'єктах тепловізійним методом, що дозволило виявити аварійні дефекти та визначити значення їх максимальної температури нагрівання.

2. Розроблено методику розрахунку втрат за значенням допустимого нагріванням струмопровідних поверхонь елементів обладнання за результатами експериментальних тепловізійних досліджень. На основі значень температури, отриманих під час експериментальних досліджень, обчислені значення втрат активної енергії на нагрівання місць із знайденими дефектами.

3. Запропоновано впровадження засобів типу інтелектуального роз'єднувача для підвищення рівня ефективності систем контролю та діагностики.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Виявлено, що в умовах сьогодення підвищення якості діагностичного контролю силового обладнання реалізується за рахунок автоматизації усіх процесів, зокрема: вимірювання, реєстрування, отримання оперативної та поточної інформації щодо технічного стану обладнання. Проте, впровадження систем діагностування є найефективнішим лише у режимі постійного моніторингу параметрів контрольованого обладнання.

2. Застосування підходу, що дозволяє підвищити рівень ефективності експлуатації, виконувати обстеження та ремонт за реальним технічним станом, покращення основних параметрів експлуатаційної надійності надає можливість найповнішого використання ресурсу обладнання, зменшення кількості персоналу та відчутного скорочення фінансово-економічних витрати на виконання обслуговування та ремонту обладнання.

3. Запропонований процесно-орієнтований підхід діагностики та контролю технічного стану обладнання СЕП в умовах експлуатації дозволить виявити головні фактори, що впливають на рівень ефективності його функціонування, а також суттєво вдосконалити безпосередньо процес обслуговування шляхом впровадження інноваційних технологій та методів моніторингу, діагностування та підвищення рівня кваліфікації обслуговуючого персоналу.

4. Причинно-наслідкова діаграма дозволяє наочно проаналізувати порушень у роботі силового обладнання, вона ілюструє найважливіші фактори, що мають вплив на забезпечення нормальної роботи обладнання. До них належать: недоліки підходів до вимірювання та діагностики, недосконалість системи планових ремонтів, відсутність новітнього інструментарію діагностування параметрів роботи СО, низький рівень автоматизації процесів діагностики та відсутність повного комплекту вимірювальних приладів для виконання якісних робіт.

5. Досліджено методи комплексної діагностики силових трансформаторів,

виокремлено найважливіші з них, до яких належать методи діагностування, що дозволяють організувати контроль обладнання без його відімкнення (у процесі перебування під робочою напругою).

6. Побудовано модель системи збору та оброблення інформації задля подальшого розвитку та ітенсифікації впровадження інтелектуальних систем моніторингу та діагностики СО СЕП.

Виконано експериментальні дослідження стану контактних з'єднань струмоведучих частин силового обладнання на реальних об'єктах тепловізійним методом, що дозволило виявити аварійні дефекти та визначити значення їх максимальної температури нагрівання.

7. Розроблено методику розрахунку втрат за значенням допустимого нагріванням струмопровідних поверхонь елементів обладнання за результатами експериментальних тепловізійних досліджень. На основі значень температури, отриманих під час експериментальних досліджень, обчислені значення втрат активної енергії на нагрівання місць із знайденими дефектами.

8. Запропоновано впровадження засобів типу інтелектуального роз'єднувача для підвищення рівня ефективності систем контролю та діагностики.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. O. Reyes, H. Lara, E. Robles. Abnormal failure rate on high voltage current transformers affected by environmental condition. Conference record of the 2008 IEEE international symposium on electrical insulation. Vancouver, BC, Canada, 243.
2. Кутин В. М. Диагностирование электрооборудования электрических систем /В. М. Кутин, В. И. Брейтбурд. – К. : УМК ВО, 1991. – 104 с.
3. Monitoring of Winding Displacement in HV Transformer in Service / R. Malewski, A. Yu. Khrennikov, O. A. Shlegel, A. G. Dolgoplov CIGRE, Italy, Padua, 1995, 4-9 Sept.
4. Khrennikov A. Yu. Short-circuit performance of power transformers. LVI Test experience at Samaraenergo Co and at Power Testing Station in Togliatti, including fault diagnostics / A.Yu. Khrennikov CIGRE, Hungary, Budapest, 1999, 14-17 June.
5. Lapworth J.A. Transformer Winding Movement Detection by Frequency Response Analysis (FRA) / J.A. Lapworth, A.J. McGrail - Sixty-Sixth Annual International Conference of Doble Clients, 1999, April.
6. Oommen T.V. Bubble generation in transformer windings under overload conditions / T. V. Oommen, E. M. Pertie, S. R. Lidgren - Sixty- Second International Conference of Doble Clients, 1995, March.
7. Experiences from on-site transformers oil reclaiming/ O. Berg, K. Herdlevar, M. Dahlung a.o. – Session 2002 CIGRE.
8. Pantic V.A. Extension of the lifetime and increase of the transformer operation safety on the grid / V.A. Pantic, D.V. Pantic, B. Microsavljjevic. – Session 2002 CIGRE.
9. Лежнюк П. Д. Діагностування РПН силових трансформаторів з використанням нечітких множин / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, М. І. Пиріжок // Вісник Приазовського державного технічного університету. – 2005. – № 15. – С. 64–69.
10. Lewand I. Effective means of the control – the analysis of particles in oil of

the transformer / I. Lewand, E. Finnan // *Electrical World*. – 2001. – Vol. 215, № 1. – P.16–18.

11. The continuous control of power transformer over the tendencies, the new development, the first experience of the control transformers 300 MVA / W. Knorr, T. Liebfried, K. Wiereck et al. // *Доклад СИГРЭ 12- 211*. – 1998.

12. Мокин Б. И. Математические модели и информационно-измерительные системы для технической диагностики трансформаторных вводов / Б. И. Мокин, В. В. Грабко, Динь Тхань Вьет. – Винница: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 1997. – 130 с.

13. Abe Kei-ichi, Umemura Tokihiro Method of diagnosing aged degradation of oil-filled electrical equipments // *Pat. 5258310 USA*; K.K. Toshiba.- № 692663; 1993.

14. Ozari Tamon, Abe Kei-ichi, Umemura Tokihiro Partial discharge detection using ferrite antenna // *Conf. Rec. IEEE Int. Symp. Elec. Insul., Baltimore, Md, June 7-10, 1992*. – Piscataway (N.J.), 1992. – P. 371–374.

15. Levi Rake, Rivers Mark On-site power equipment insulation evaluation using an expert system // *Conf. Elec. Insul. And Dielec. Phenom., Knoxville, Tenn., Oct. 20-23, 1991, IEEE Annu.Rept.* – Piscataway (N.J.), 1991. – P. 621–625.

16. Pandey S.B., Lin Chiming Estimation for a life model of transformer insulation under combined electrical and thermal stress // *IEEE Trans. Reliab.* – 1992. – Vol. 41, № 3. – P. 466–468.

17. Долин А. П. Диагностика развивающихся дефектов силовых трансформаторов / А. П. Долин, А. Ю. Ленков // *Электрические станции*. – 2005. – № 5. – С. 49–53.

18. Chang W.Y. Expert system for transformer faults diagnosis / W. Y. Chang // *Monthly Journal of Taipower's Engineering*. – 1994. – No. 551. – P. 71–86.

19. Lin C. E. An expert system for transformer fault diagnosis and maintenance using dissolved gas analysis / C. E. Lin, J. M. Ling, C. L. Huang // *IEEE Trans. on PWRD*. – 1993. – Vol. 8, No. 1. – P. 231–238.

20. Kim J. B. Development of the Remote Monitoring and Diagnosis System

fro High Voltage Substation / J. B. Kim, M. S. Kim, J. R. Jung a.o. Cigre Session, Paris, 2004, Paper B5 – 108.

21. IEEE Guide for Application of Monitoring to Liquid – Immersed Transformers and Components, MEK 60076-7.

22. Шутенко О.В. Формирование однородных массивов показателей качества трансформаторного масла в условиях априорной неопределенности результатов испытаний /Интегрированные технологии и энергосбережение. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2006. - №4.

23. Understanding Water in Transformer Systems, The Relationship Between Relative Saturation and Parts per Million, Lance Lewand, NETA WORLD, Chemist's Perspective, Spring 2002.

24. IEC 60422 Supervision and maintenance guide for mineral insulating oils in electrical equipment, 2001.

25. Kuosmanen T., Saastamoinen A., Sipilainen T. What is the best practice for regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED methods. Energy Policy, 2013, vol. 61, pp. 740-750.

26. Migueis V. L., Camanho A. S., Bjorndal E. , Bjorndal M. Productivity change and innovation in Norwegian electricity distribution companies. Journal of the Operational Research Society, 2012, vol. 63, pp. 982-990.

27. Kutin V., Bondarenko Y., Kutina M. Risk analysis method for forecasting the technical condition of electrical equipment of transformer substations. Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia – Energy: economics, technology, ecology, 2019, no.2, pp. 84-90. (In English). doi: [10.20535/1813-5420.2.2019.190041](https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2019.190041)

28. Bardyk E.I., Kosterev N.V., Bolotnyi N.P. Improving reliability of operation of power companies on the basis of risk assessment of emergency situations at the failures of electrical equipment. Proceedings of the Institute of Electrodynamics of National Academy of Sciences of Ukraine, 2014, pp. 13-20. (In English).

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ ТА ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

На сьогодні в Україні переважна кількість силових трансформаторів відпрацювала нормативний термін експлуатації. Складна економічна ситуація, а також загальна кількість устаткування з тривалим терміном експлуатації не дозволяють найближчим часом провести їх заміну. У зв'язку з цим дедалі актуальнішим стає оцінювання поточного стану електрообладнання та пошук можливостей продовження термінів експлуатації електроустаткування в системах електропостачання.

Останнім часом в енергетиці спостерігається тенденція послідовного переходу від системи планово-запобіжних ремонтів (ПЗР) до ремонтів за поточним технічним станом електроустаткування. Крім того, досвід експлуатації силових трансформаторів показує, що проведення планово-запобіжних ремонтів себе не виправдовує, оскільки призводить не тільки до суттєвих матеріальних витрат, але й у великій низці випадків до погіршення характеристик ізоляції. Слід наголосити й на тому, що значна кількість трансформаторів зберігає свою працездатність за умов дотримання допустимих навантажувальних режимів, своєчасного проведення ремонтів та якісного їх виконання й після завершення нормативного терміну експлуатації. Діагностика технічного стану електроустаткування, у тому числі й силових трансформаторів дозволяє:

- своєчасно попередити виникнення аварійних ситуацій;
- суттєво зменшити витрати на ремонти;
- оцінити реальний стан електроустаткування й визначити запас його працездатності;
- підготувати до введення в роботу систем безперервної діагностики й визначити залишковий ресурс електроустаткування тощо.

Комплексне діагностичне обстеження трансформаторів дозволяє об'єктивно оцінити їх стан і визначити дефекти у всіх системах трансформатора, у тому числі

в активній частині (обмотках та осерді), вводах, системі охолодження, системі регулювання напруги тощо.

А отже, на сьогодні найефективнішим засобом підвищення надійності роботи силових трансформаторів є впровадження систем технічної діагностики та моніторингу, які не лише дозволяють здійснювати контроль за поточним станом трансформатора, а й суттєво підвищити ефективність експлуатації систем електропостачання.

А.1. Визначення додаткових капіталовкладень

Додаткові капіталовкладення при впровадженні системи включають в себе: вартість обладнання, витрати на доставку, монтаж та пусконаладжувальні роботи; вартість програмної продукції. Результати розрахунків зводимо у таблицю А.1.1.

Таблиця А.1.1 Розрахунок додаткових капітальних вкладень

№ з/п	Найменування об'єкту капіталовкладень	Сума, грн
1	Програмна продукція	49700
2	Сервер моніторингу HP ProLiant MicroServer Gen8	34300
3	АРМ диспетчера на базі Acer Aspire Z1-623	46550
4	МФУ Kyocera FS-1025MFP	18340
5	Мережеве обладнання	4375
6	Блок моніторингу	27370
	Всього	180635
	Витрати на доставку, монтаж та пусконаладжувальні роботи (12% від вартості обладнання та програмної продукції)	21676,2
	Всього капіталовкладень	202311,2

А.2. Визначення річних експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати визначаємо за умови роботи обладнання протягом року і згідно діючих цін за одиницю виміру. Розрахунки виконуємо для двох варіантів (базовий, при використанні системи ПЗР та новий, з використанням СТД).

Трудомісткість ремонтних робіт та робіт з технічного обслуговування визначимо на основі нормативів системи ПЗР (табл А.2.1). Впровадження системи моніторингу силових трансформаторів дозволяє збільшити тривалість ремонтного циклу, міжремонтного та міжоглядового періодів.

Річні експлуатаційні витрати розраховуємо за формулою:

$$B_p = Z_{екс} + B_{ем} + Z_{рем} + B_{рм} \quad (A.1)$$

де $Z_{екс}$ – заробітна плата експлуатаційних робітників основна, додаткова з відрахуваннями на соціальні потреби, грн.;

$B_{ем}$ – вартість експлуатаційних матеріалів, грн.;

$Z_{рем}$ – заробітна плата ремонтного персоналу основна, додаткова з відрахуваннями на соціальні потреби, грн.;

$B_{рм}$ – вартість ремонтних матеріалів та запасних частин, грн.

Заробітна плата основна, додаткова з відрахуваннями на соціальні потреби експлуатаційного персоналу розраховується за формулою:

$$Z_{екс} = \Phi_{екс} \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right), \quad (A.2)$$

де H – норматив відрахувань на соціальні потреби (єдиний соціальний внесок), %.

Фонд заробітної плати експлуатаційного персоналу:

$$\Phi_{екс} = Q_e \cdot T_{се} \cdot K_{\partial} \quad (A.3)$$

де Q_e – річна трудомісткість технічних робіт при обслуговуванні ЛЕП;

$T_{се}$ – середня годинна тарифна ставка експлуатаційних робітників;

K_{∂} – коефіцієнт, який враховує доплати і преміальні виплати (може бути прийнятий у розмірі 1,25-1,35);

У базовому варіанті:

$$\Phi_{екс.баз} = 1584 \cdot 68,182 \cdot 1,3 = 140400,37 \text{ грн.}$$

В новому варіанті:

$$\Phi_{екс.н} = 792 \cdot 68,182 \cdot 1,3 = 70200,19 \text{ грн.}$$

Таблиця А.2.1. Розрахунок трудомісткості ремонтно-експлуатаційних робіт (ПЗРОМПЕ)

Назва елементів схеми	Кіль- кість	Тривалість, міс			Структура ремонтного циклу			Трудомісткість, нормо-год								
								Нормативна			За рем. цикл				Річна	
		$T_{p.ц..}$	$T_{p.н.}$	$T_{o.н.}$	n_{κ}	n_m	n_o	Q_{κ}^H	Q_m^H	Q_o^H	Q_{κ}	Q_m	Q_o	Q^{Σ}	Q_p	Q_{mo}
Базовий варіант																
АТДТН- 200000/330/110-У1	2	144	36	2	1	3	68	2643	330	33	5286	1980	4488	11754	979,5	1584
Всього															979,5	1584
Новий варіант																
АТДТН- 200000/330/110-У1	2	180	60	6	1	2	27	2643	330	33	5286	1320	1782	8388	559,2	792
Всього															559,2	792

Таким чином, основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуванням на соціальні потреби:

$$З_{екс.баз} = 140400,37 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 171288,45 \text{ грн.};$$

$$З_{екс.н} = 70200,19 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 85644,23 \text{ грн.}$$

Вартість експлуатаційних матеріалів (може бути прийнята в розмірі, 10-15% від $З_{екс}$):

$$В_{ем.баз} = 0,15 \cdot 171288,45 = 25693,27 \text{ грн.};$$

$$В_{ем.н} = 0,15 \cdot 85644,23 = 12846,63 \text{ грн.}$$

Фонд оплати праці ремонтного персоналу визначаємо за формулою:

$$\Phi_p = Q_p \cdot T_{cp} \cdot K_o, \quad (\text{A.4})$$

де Q_p – річна трудомісткість ремонтних робіт при обслуговуванні ЛЕП;

T_{cp} – середня годинна тарифна ставка ремонтного робітника;

K_o – коефіцієнт, який враховує премії та доплати (може бути прийнятий у розмірі 1,25-1,35).

$$\Phi_{p.баз} = 979,5 \cdot 85,227 \cdot 1,3 = 108523,80 \text{ грн.};$$

$$\Phi_{p.н} = 559,2 \cdot 85,227 \cdot 1,3 = 61956,62 \text{ грн.}$$

Основна та додаткова заробітна плата ремонтних робітників з відрахуваннями на соціальні потреби:

$$З_{рем} = 0,6 \cdot \Phi_p \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right), \quad (\text{A.5})$$

де 0,6 – коефіцієнт, який враховує долю поточних ремонтів у загальній трудомісткості ремонтних робіт.

$$З_{рем.баз} = 0,6 \cdot 108523,80 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 79439,42 \text{ грн.};$$

$$З_{рем.баз} = 0,6 \cdot 61956,62 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 45352,25 \text{ грн.}$$

Вартість ремонтних матеріалів та запасних частин можуть бути прийняті в розмірі 75% від $З_{рем}$:

$$B_{p.m.баз} = 0,75 \cdot 79439,42 = 59579,57 \text{ грн.};$$

$$B_{p.m.н} = 0,75 \cdot 45352,25 = 34014,19 \text{ грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати за варіантами складуть:

$$B_{p.баз} = 171288,45 + 25693,27 + 79439,42 + 59579,57 = 336000,71 \text{ грн.};$$

$$B_{p.н} = 85644,23 + 12846,63 + 45352,25 + 34014,19 = 177857,30 \text{ грн.}$$

Крім того, в базовому варіанті є витрати, пов'язані з проведенням вимірювань параметрів роботи обладнання. При використанні програмного комплексу це відбувається в автоматичному режимі.

У зв'язку з введенням нового обладнання, у новому варіанті виникають додаткові витрати пов'язані з технічним обслуговуванням та ремонтом обчислювальної техніки та комп'ютерних мереж, а також витрати на амортизацію, котрі визначаються за діючими річними нормами амортизації (25%).
Результати виконаних розрахунків зводимо до табл. А.2.2.

Таблиця А.2.2 – Розрахунок річних експлуатаційних витрат

№ з/п	Найменування статей витрат	Позначення	Сума витрат, грн. за варіантами	
			Базовий	Новий
1	Витрати на поточний ремонт та технічне обслуговування трансформаторного обладнання	B_p	336000,71	177857,30
2	Витрати на проведення вимірювань параметрів роботи електрообладнання	$B_{вим}$	37447,58	—
3	Витрати на технічне обслуговування та ремонт обчислювальної техніки та комп'ютерних мереж	$B_{то}$	—	29524,33
4	Витрати на амортизацію	A_p	—	50577,8
	Всього	$B_{ек}$	373448,39	257959,43

А.3 Визначення економічної ефективності

Економічна ефективність системи діагностики силових трансформаторів визначається за наступними показниками:

Річний економічний ефект:

$$E_p = (B_{ек.б} - B_{ек.н}) - E_n \cdot \Delta K, \quad (A.6)$$

де $B_{ек.б}$, $B_{ек.н}$ – річні експлуатаційні витрати відповідно базового та нового варіантів, грн.;

E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($E_n = 0,25$);

ΔK – додаткові капітальні вкладення при впровадженні нового варіанту, грн.

$$E_p = (373448,39 - 257959,43) - 0,25 \cdot 202311,2 = 65000 \text{ грн.}$$

Період окупності додаткових капітальних вкладень за рахунок зниження експлуатаційних витрат:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{B_{ек.б} - B_{ек.н}} = \frac{202311,2}{373448,39 - 257959,43} = 1,75 \text{ років} \quad (A.7)$$

Показники економічної ефективності програмного комплексу зводимо до табл. А.3.1.

Таблиця А.3.1 – Показники економічної ефективності програмної продукції

№ з/п	Найменування показників	Одиниця виміру	Величина
1	Обсяг додаткових капітальних вкладень	грн.	202311,20
2	Річні експлуатаційні витрати в базовому варіанті	грн.	373448,39
3	Річні експлуатаційні витрати в новому варіанті	грн.	257959,43
4	Величина річного економічного ефекту при впровадженні системи діагностики	грн.	65000
5	Період окупності додаткових капітальних вкладень	років	1,75

Проведені розрахунки довели, що впровадження запропонованої системи діагностики дозволить зменшити річні експлуатаційні витрати майже в 1,5 рази, зекономивши майже 115,5 тисяч гривень протягом року. Додаткові капіталовкладення, необхідні для розробки і підтримання даної системи, окупляться за 1,75 років.

ДОДАТОК Б. ОХОРОНА ПРАЦІ

Б.1. Технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках. Оперативне обслуговування.

Одним із заходів, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є захисне заземлення.

Захисне заземлення – навмисне електричне з'єднання з землею чи її еквівалентом металічних неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок замкнення на корпус і по іншим причинам (індуктивний вплив сусідніх струмоведучих частин, виніс потенціалу тощо).

Еквівалентом землі може слугувати вода ріки чи моря, кам'яне вугілля в корінному заляганні тощо.

Призначення захисного заземлення – усунення небезпеки враження струмом у випадку доторкання до корпусу електроустановки та до інших неструмоведучих металічних частин, що опинилися під напругою внаслідок замкнення на корпус та з інших причин.

Захисне заземлення потрібно відрізнати від робочого заземлення та заземлення блискавкозахисту.

Робоче заземлення – навмисне сполучення з землею окремих точок струмового кола, наприклад нейтральних точок обмоток генераторів, силових та вимірювальних трансформаторів, дугогасячих апаратів, реакторів поперечної компенсації в дальніх лініях електропередач, а також фази при використанні землі в якості фазного чи зворотного проводу. Робоче заземлення призначене для забезпечення належної роботи електроустановки в нормальних чи аварійних умовах і здійснюється безпосередньо (тобто шляхом з'єднання провідником частин, що заземлюються із заземлювачем) чи через спеціальні апарати – пробивні запобіжники, розрядники, резистори тощо.

Заземлення блискавкозахисту – навмисне з'єднання із землею блискавкоприймачів і розрядників з метою відводу від них струмів блискавки в землю.

Принцип дії захисного заземлення – зниження до безпечних значень напруги доторкання і кроку, обумовлених замкненням на корпус та іншими причинами. Це досягається шляхом зменшення потенціалу заземленого обладнання (зменшенням опору заземлювача), а також шляхом вирівнювання потенціалів основи, на якій стоїть людина, і заземленого обладнання (підйом потенціалу основи, на якій стоїть людина, до значення, близького до значення потенціалу заземленого обладнання).

Область застосування захисного заземлення:

- мережі напругою до 1000 В змінного струму – трифазні трипроводні з ізольованою нейтраллю, однофазні двопроводні, ізольовані від землі, а також постійного струму двопроводні з ізольованою середньою точкою обмоток джерела струму;
- мережі напругою вище 1000 В змінного і постійного струму з будь – яким режимом нейтралі чи середньою точкою обмоток джерела струму.

Захисне заземлення є найбільш простою і в той же час ефективною мірою захисту від ураження електричним струмом при виникненні напруги на металевих неструмоведучих частинах.

Перед початком роботи в електроустановках оперативним персоналом даної електроустановки повинні бути виконані технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт:

1. Вимкнення обладнання, що виводиться в ремонт та використання заходів проти його помилкового включення або самоувімкнення.
2. Установка тимчасових огорож, плакатів: “Не вмикати працюють люди”, “Не відкривати працюють люди”.
3. Приєднання переносного заземлення до заземлюючої шини і перевірка відсутності напруги на струмопровідних частинах, які з метою безпеки виробництва робіт потрібно заземлювати.
4. Накладання переносного заземлення на вимкнені струмопровідні частини електроустановок одразу після перевірки, відсутності напруги або

включення заземлюючих ножів, що мають бути на кожному приєднанні електроустановки.

5. Огородження робочого місця і вивішування плакатів, що дозволяють працювати “Працювати тут”.

Захисні заходи при пошкодженні ізоляції:

Контроль ізоляції – вимірювання її активного або омичного опору для знаходження дефектів і попередження замкнень на землю та коротких замикань. Стан ізоляції в значній мірі визначає степінь безпеки експлуатації електроустановок, оскільки опір ізоляції в мережах з ізолюваною нейтраллю визначає величину струму замикання на землю, а отже і струму, що проходить через людину. В мережах напругою вище 1000 В зменшення опору ізоляції майже завжди призводить до пробію ізоляції і до глухого замикання на землю.

При глухозаземленій нейтралі струм замикання на землю і струм, що проходить через людину, не залежать від величини опору ізоляції. Але при поганому стані ізоляції часто виникають її пошкодження, що призводить до глухих замкнень на землю (корпус) і до коротких замикань. При замиканні на землю і не спрацюванні захисту на відключення виникає небезпека ураження електричним струмом, так як не струмоведучі металічні частини, з якими людина нормально має контакт, виявляються під напругою.

Щоб попередити замикання на землю і інші пошкодження ізоляції, при яких виникає небезпека ураження електричним струмом, а також виходить з ладу обладнання, необхідно проводити випробування підвищеною напругою та контроль опору ізоляції.

Приймально - здавальні випробування проводяться при введенні в експлуатацію заново змонтованих і виведених з ремонту електроустановок. Об’єм і норми приймально-здавальних випробувань регламентуються Правилами технічної експлуатації електроустановок.

При випробування підвищеною напругою дефекти ізоляції виявляються в результаті пробію і наступного про палення ізоляції. Виявлені дефекти

усуваються, а потім проводяться повторно випробування налагодженого обладнання.

Експлуатаційний контроль ізоляції – вимірювання її опору при прийманні електроустановки після монтажу періодично в строк, визначений Правилами, або в випадку знаходження дефектів. Опір ізоляції вимірюється на відімкнені установці. При такому вимірюванні можна визначити опір ізоляції окремих ділянок мережі, електричних апаратів, машин і т.п. В мережі вимірюється опір ізоляції кожної фази відносно землі і між кожною парою фаз на кожній ділянці між двома послідовно встановленими апаратами захисту, а також за останнім апаратом захисту до затискачів електроприймача. Опір ізоляції кожної ділянки в мережах напругою до 1000 В має бути не нижче 0,5 МОм. Для електричних апаратів і машин норми інші, тому вони відмикаються від мережі, і опір їх ізоляції міряється окремо.

Вимірювання опору ізоляції під робочою напругою дозволяє визначити стан ізоляції всієї мережі, включаючи джерело і електроприймачі. Отримана таким чином величина опору ізоляції дозволяє визначити степінь безпеки експлуатації даної мережі. Тому норми, наведені в ПТЕ, не можуть бути в даному випадку критерієм нормальної роботи ізоляції, так як вони задані не для всієї мережі, а для її окремих ділянок.

Судити про нормальну роботу або про появу дефектів ізоляції за результатами вимірювань під напругою можна лише шляхом порівняння з даними попередніх вимірювань. Якщо результати співпадають, ізоляція робоча. Якщо ж виявлене різке зниження опору ізоляції в порівнянні з даними попередніх вимірювань, це вказує на наявність дефектів ізоляції.

В мережах напругою до 1000 В невеликої ємності (до 0,05 мкФ) слід підтримувати опір ізоляції на такому рівні, щоб струм, який проходить через людину, яка торкнулася до фази, не перебільшував тривало допустимої величини.

Постійний контроль ізоляції – вимірювання опору ізоляції під робочою напругою на протязі всього часу роботи електроустановки з дією на сигнал. Величина опору ізоляції відраховується за шкалою приладу. При зниженні опору

ізоляції до гранично допустимої величини або нижче прилад подає звуковий або світловий сигнал.

Прилад постійного контролю ізоляції має задовольняти наступним основним вимогам:

1) показувати лише активний або омичний опір ізоляції фаз відносно землі незалежно від величини ємності;

2) на точність показань приладу не повинні впливати коливання напруги мережі;

3) бути досить надійним;

4) здійснювати самоконтроль, тобто при несправності приладу стрілка вказувача повинна встановлюватися на нуль, а не на ∞ ;

5) опір внутрішніх кіл опору приладу має бути значно вищим повного опору фаз відносно землі (не нижче 100 кОм). У іншому випадку підключення приладу до мережі підвищує небезпеку ураження електричним струмом при експлуатації електрообладнання.

Організація безпечної експлуатації електроустановок

Керівник підприємства зобов'язаний забезпечити утримання, експлуатацію і обслуговування електроустановок відповідно до вимог чинних нормативних документів.

Для цього він повинен:

- призначити відповідального за справний стан і безпечну експлуатацію електрогосподарства з числа інженерно-технічних працівників, які мають електротехнічну підготовку і пройшли перевірку знань у встановленому порядку;
- забезпечити достатню кількість електротехнічних працівників;
- затвердити Положення про енергетичну службу підприємства, а також посадові інструкції і інструкції з охорони праці;
- встановити такий порядок, щоб працівники, на яких покладено обов'язки з обслуговування електроустановок, вели ретельні спостереження за дорученим їм обладнанням і мережами – оглядом, перевіркою дії, випробуванням і вимірюванням;

- забезпечити перевірку знань працівників у встановлені строки згідно з вимогами;
- забезпечити проведення проти аварійних, приймально-здавальних і профілактичних випробувань та вимірювань електроустановок згідно з правилами і нормами;
- забезпечити проведення технічного огляду електроустановок.

Фахівці служб охорони праці зобов'язані контролювати безпечну експлуатацію електроустановок і повинні мати групу IV з електробезпеки.

Забороняється покладати на енергослужбу обов'язки, що не входять до її професійної компетенції.

Оперативне обслуговування

Оперативне обслуговування може здійснюватися як місцевими оперативними чи оперативно-ремонтними працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними, за якими закріплена група електроустановок.

Вид оперативного обслуговування, кількість оперативних працівників в зміну чи на електроустановці визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство, за узгодженням з керівником підприємства (організації) і зазначається в місцевих інструкціях.

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають оперативні схеми, посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції з охорони праці, особливості обладнання і пройшли навчання, дублювання та перевірку правил.

Оперативні працівники, які обслуговують електроустановки одноосібно, та ті старші в зміні чи бригаді оперативні працівники, за якими закріплені електроустановки, повинні мати групу з електробезпеки IV в електроустановках напругою вище 1000 В і III – в електроустановках напругою до 1000 В.

Оперативні працівники, які заступають на чергування, мають прийняти зміну від попереднього чергового, здати зміну наступному черговому у відповідності з графіком.

Під час приймання зміни оперативний працівник зобов'язаний:

- ознайомитися зі схемою і станом та режимом роботи устаткування на своїй ділянці особистим оглядом в обсязі, встановленому інструкцією;
- одержати від чергового, який здає зміну, інформацію про стан устаткування, за яким необхідно вести ретельний нагляд для запобігання аваріям та неполадкам, а також про стан устаткування, що перебуває в ремонті або резерві;
- перевірити й прийняти інструмент, матеріали, ключі від приміщень, засоби захисту, оперативну документацію та інструкції;
- ознайомитися з усіма записами та розпорядженнями за час, що минув з його останнього чергування;
- оформити приймання зміни записом у журналі, відомості, а також в оперативній схемі власним підписом та підписом працівника, який її здає;
- доповісти старшому зміни про початок чергування та про неполадки, виявлені під час прийняття зміни.

Прийняття і здача зміни безпосередньо під час ліквідації аварії, виконання перемикачів чи операцій по вмиканню та вимиканню обладнання забороняється.

Старший в зміні оперативний працівник зобов'язаний негайно повідомити диспетчера енергопостачальної організації про аварії, які спричинили відключення однієї або кількох ліній електропередачі, що живлять підприємство.

В разі порушення режиму роботи, пошкодження чи аварії електроустаткування оперативний працівник зобов'язаний негайно вжити заходів з відновлення схеми нормального режиму роботи і повідомити про те, що сталося, безпосередньо старшому у зміні працівнику або особі, відповідальній за електрогосподарство.

У випадку неправильних дій оперативних працівників під час ліквідації аварії старший в зміні оперативний працівник зобов'язаний прийняти на себе керівництво і відповідальність за подальший перебіг ліквідації аварії.

Оперативні працівники повинні проводити обходи та огляди устаткування і виробничих приміщень на закріплених за ними ділянках.

Забороняється під час огляду електроустановок виконувати будь-яку роботу.

Огляди, виявлення і ліквідація несправностей в електроустановках без місцевих чергових працівників виконується централізовано виїзними працівниками, що здійснюють нагляд і роботи на об'єкті. Результати огледів фіксуються в оперативному журналі.

Двері приміщень електроустановок (щитів, збірок тощо) мають бути постійно замкнені.

В приміщеннях електроустановок забороняється зберігання матеріалів та інструментів, що не належать до даної електроустановки.

Занулення

Небезпека ураження струмом при торканні до корпусу та інших не струмоведучих металічних частин електрообладнання, що виявилися під напругою внаслідок замикання на корпус та по іншим причинам, може бути усунена швидким відключенням пошкодженої електроустановки від живлячої мережі і разом з тим зниженням напруги корпусу відносно землі. Цій меті слугує занулення, принципова схема якого в мережі трифазного струму показана на рис.

Занулення - металічне з'єднання металічних не струмоведучих частин електроустановки, які можуть потрапити під напругу, з глухо заземленою нейтральною точкою обмотки джерела струму в трифазних мережах, при цьому провідник який забезпечує вказане з'єднання занулених частин з глухо заземленою нейтраллю називається нульовим захисним провідником.

Призначення занулення – усунення небезпеки пошкодження струмом в разі доторкання до корпусу електроприймача та других металічним не струмоведучим частинам які опинилися під напругою відносно землі в наслідок замикання на корпус та по другим причинам.

Принцип дії занулення це перетворення замикання на корпус в однофазне коротке замкнення з метою визвати найбільший струм, здатний забезпечити спрацювання захисту і тим самими автоматичну від'єднати пошкоджену

установку від живлячій мережі. Крім того заземлення корпусів через нульовий провідник знижує в аварійний період їх напругу відносно землі.

Таким чином – занулення здійснює дві захисних дії - швидке автоматичне від'єднання пошкодженої ділянки від живлячої мережі і зниження напруги занулених металічних неструмоведучих частин, які опинилися під напругою, відносно землі.

Занулення застосовується в трифазних чотирьох провідних мережах до 1000 В глухо заземленою нейтраллю напругою 380/220, 220/127 660/380 В. Занулення застосовується і в три провідних мережах постійного струму з глухо заземленою середньою точкою обмотки джерела живлення, а також в однофазних двопровідних мережах змінного струму з глухо заземленим виводом обмотки джерела струму.

Нульовий захисний провідник призначений для забезпечення необхідного для відключення установки значення струму однофазного короткого замкнення, шляхом утворення для цього струму ланцюга з малим опором.

Заземлення нейтралі обмоток джерела живлення, живлячого мережу до 1000 В необхідне для зниження напруги занулених корпусів (і нульового захисного провідника) відносно землі до безпечного значення при замкненні фази на землю.

Повторне заземлення нульового робочого провідника практичне не діє на відключаючу здатність схеми, але значно зменшує небезпеку враження струмом виникаючу в результаті обриву нульового захисного провідника і замикання фази на корпус за місцем обриву, але не може усунути її повністю, тобто не може забезпечити тих умов безпеки котрі існували до пошкодження. У зв'язку з цим треба здійснювати прокладку нульового захисного провідника так, щоб виключити можливість його пошкодження. В нульовому захисному провіднику забороняється встановлювати вимикачі, запобіжники та інші прибори які здатна порушувати його цілісність.

Таким чином призначення повторного заземлення провідника - зниження напруги відносно землі занулених конструкцій в період замкнення фази на корпус

як при справній схемі занулення, так і в разі обриву нульового захисного провідника.

Занулення повинно виконуватися у наступних випадках:

В приміщеннях з підвищеною небезпекою та особо небезпечних по відношенню враження електричним струмом, а також ззовні приміщень при напрузі електроустановок 42 В.

В приміщеннях без підвищеної небезпеки при напрузі електроустановок 380 В та вище змінного струму і 440 В і вище постійного струму.

В вибухонебезпечних приміщеннях усіх класів незалежно від напруги електроустановок.

Зануленню також підлягають металічні не струмоведучі частини котрі підлягають заземленню в тому числі корпуси електричних машин, трансформаторів апаратів, світильників, металічні кабельні з'єднувальні муфти, металічні оболонки і броня контрольних та силових кабелів, металічні рукава та труби електропроводки.