

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ
Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії**

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до кваліфікаційної магістерської роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр**

галузі знань 14 електрична інженерія

**зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка**

на тему СИСТЕМА АВТОМАТИЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВОГО
ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Виконав: студент групи **ЕЕ-22дм**

Биков О. В.

(прізвище, та ініціали)

Керівник

доц. Філімоненко К. В.

(прізвище, та ініціали)

Завідувач кафедри

доц. Руднєв Є. С.

(прізвище, та ініціали)

Київ
2023 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри
доц. Руднєв Є. С.

« ____ » _____ 2023 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ

Бикову Олексію Володимировичу

1. Тема проекту Система автоматичної діагностики силового обладнання трансформаторів

2. Керівник проекту доц., к.т.н. Філімоненко Костянтин Вадимович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального № 564/15.23-С від 23.10.2023

Строк подання студентом проекту 05 грудня 2023 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Вихідні данні визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Аналіз стану питання й літературних джерел; особливості силового трансформаторного обладнання і систем діагностики силового трансформаторного обладнання; аналіз відомих інтелектуальних систем діагностики; вибір і розрахунок компонентів, що розробляється.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи, презентація.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1 - 3	доц. Філімоненко К. В.		

7. Дата видачі завдання _____ 16 жовтня 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітка
1.	Аналіз літературних джерел	16.10-30.10.2023	
2.	Особливості силового трансформаторного обладнання .	30.10-07.11.2023	
3.	Огляд відомих інтелектуальних систем діагностики силового трансформаторного обладнання	05.11-20.11.2023	
4.	Критичний аналіз відомих інтелектуальних систем діагностики	20.11-01.12.2023	
5.	Вибір і розрахунок компонентів, що розробляється. Узагальнення висновків	01.12-05.12.2023	
6.	Оформлення магістерської роботи	01.12-05.12.2023	

Студент

_____ (підпис)

Биков О. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту

_____ (підпис)

доц. Філімоненко К.В.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота Биков О. В. «Система автоматичної діагностики силового обладнання трансформаторів» Сторінок – 94; Рисунків – 21; Таблиць –5; Використаних джерел посилань – 29.

В магістерській роботі розроблено систему діагностики, що дозволяє дистанційно, в режимі онлайн, оцінити технічне стан силового трансформаторного обладнання, своєчасно виявляти зміни технічного, що почалися стану і своєчасно проводити профілактичне обслуговування і ремонт, продовження термін експлуатації трансформатора.

В роботі виконано аналіз відомих методик і систем діагностики силового трансформаторного обладнання; зроблено удосконалення відомих діагностичних систем і методик для їх застосування в інтелектуальних системах он-лайн діагностики; розроблено на їх основі інтелектуальну систему онлайн діагностики силових трансформаторів.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА СИСТЕМА ДІАГНОСТИКИ; МОНІТОРИНГ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ

SUMMARY

Buhkov Oleksij. «System of automatic diagnostics of power equipment of transformers» VOLODYMYR DAHL EAST UKRAINIAN NATIONAL UNIVERSITY. ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT, gr. EE-22dm. – Kyiv, 2023.

Pages – 94; Drawings – 21; Tables –5; Sources – 29.

In the Master's paper a diagnostic system was developed, which allows to remotely, online assess the technical condition of power transformer equipment, timely detect changes in the technical condition that have started and timely carry out preventive maintenance and repair, extension of the life of the transformer.

In the work, the analysis of known methods and systems of diagnostics of power transformer equipment is performed; done improvement of known diagnostic systems and methods for their application in intelligent online diagnostic systems; based on them, an intelligent system of online diagnostics of power transformers was developed.

KEY WORDS: POWER TRANSFORMER, INTELLIGENT DIAGNOSTIC SYSTEM; TECHNICAL CONDITION MONITORING

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 Короткий огляд силового трансформаторного обладнання	12
1.1 Особливості силового трансформаторного обладнання	12
1.2 Дефекти силового трансформаторного обладнання	15
1.3 Статистика відмов силових трансформаторів	17
1.4 Моніторинг технічного стану силового трансформаторного обладнання	21
1.5 Висновки до розділу 1	24
РОЗДІЛ 2 Огляд інтелектуальних систем діагностики силового трансформаторного обладнання	26
2. 1 Огляд відомих інтелектуальних систем діагностики силового трансформаторного обладнання	26
2.2 Огляд датчиків та перетворювачів, що використовуються в інтелектуальних системах діагностики силового трансформаторного обладнання	33
2.3 Критичний аналіз відомих інтелектуальних систем діагностики і вибір робітника варіанта	40
2.4 Висновки до розділу 2	42
РОЗДІЛ 3 Розробка інтелектуальної системи діагностики силового трансформаторного обладнання	44
3.1 Розробка структурної схеми інтелектуальної системи діагностики	44
3.2 Вибір і розрахунок компонентів що розробляється інтелектуальної системи діагностики	42
3.3 Алгоритми роботи інтелектуальної системи діагностики, що розробляється	81
3.3 Висновки до розділу 3	86
ВИСНОВКИ	89
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	91

ВСТУП

Забезпечення безперебійного постачання електричної енергії споживачам значною мірою залежить від працездатності електроустаткування (далі – *устаткування*), розміщеного на всіх ділянках цього процесу, починаючи від генерації вказаної енергії та закінчуючи її розподіленням між споживачами.

Передумови знаходження у працездатному стані протягом достатньо тривалого часу закладаються ще під час конструювання та виготовлення устаткування, коли розробник і виготовлювач цього устаткування забезпечують певну його надійність. Тобто виготовлене устаткування, що надійшло в експлуатацію, повинно без раптових відмов витримувати не тільки робочі навантаження, які відповідають його призначенню, але також і обумовлені наперед та передбачувані (з урахуванням особливостей експлуатації мереж) короточасні перевантаження. Правильність прийнятих та реалізованих для устаткування конструктивних і технологічних рішень перевіряється комплексом випробувань різного призначення. Випробування повинні підтвердити відповідність характеристик виготовленого устаткування встановленим для нього вимогам.

Досягнення і підтримання на належному рівні якості устаткування, а також забезпечення належних рівнів його виробництва та експлуатації – малоймовірне без підпорядкованості їх державній системі стандартизації. Саме різного виду нормативні документи даної системи регулюють і встановлюють вимоги та правила, що дозволяють, зокрема, одержувати та застосовувати передбачувану за якістю та наслідками використання продукцію. Безумовно, під час знаходження в експлуатації початкові характеристики устаткування змінюються внаслідок впливу різних факторів. Тому надійність його роботи залежить від виконання низки

заходів, які підтримують працездатний стан, у тому числі із своєчасним виявленням та усуненням дефектів, що можуть призвести до відмов чи аварій з перервами у постачанні електричної енергії.

Безперебійна робота устаткування в експлуатації можлива у випадку дотримання певних правил і вимог, які регламентують як процес виготовлення, так і процес експлуатації устаткування.

Серед заходів, що виконуються згідно з такими правилами та вимогами, серйозна увага приділяється виконанню перевірок характеристик устаткування, які проводяться за допомогою комплексу випробувань. Обсяг випробувань і методики їх проведення встановлюються нормативними документами залежно від види чи типу устаткування, стадій (етапів) випробувань, питань, що вирішуються на підставі випробувань тощо. Нормативними документами крім параметрів, за якими слід перевіряти характеристики устаткування, встановлюються також і значення, яким ці параметри повинні відповідати.

Таким чином, випробування являють собою організовану певним чином систему, що діє на підставі положень, вимог і правил, вказаних у нормативних документах різного рівня і призначення. Залежно від ступеня гармонізації з іншими, згадані нормативні документи мають статус міжнародних, державних, галузевих, відомчих або документів підприємств. Загальноприйнятною вважається така побудова існуючого переліку нормативних документів, коли зазначені документи нижчого рівня дії не суперечать чинним документам вищого рівня.

Знання засад, призначення, вимог проведення тих чи інших випробувань дозволяє персоналу, який виконує ці випробування, отримати необхідні та достовірні результати. Своєчасне та кваліфіковане проведення випробувань забезпечує визначення стану устаткування (відповідності його характеристик необхідним вимогам) і, в кінцевому результаті, підвищення надійності роботи електричних мереж [1].

На даний час встановлене в електричних мережах основне обладнання,

яке працює в безперервному режимі і визначає надійність та економічність роботи, виготовлено, в основному, у п'ятдесяти – сімдесяти роки минулого сторіччя. За основними технічними характеристиками (вага й габарити, показники надійності та економічності тощо) воно поступається сучасному обладнанню і потребує все більших обсягів ремонтів.

Зокрема, 17,3% обладнання підстанцій і 56% ліній електропередачі експлуатуються понад 40 років. Такий стан значно впливає на збільшення втрат електричної енергії в системі передачі та обмежує можливість запобігання технологічним порушенням – пошкодженням електротехнічного обладнання або порушенням його працездатності, що призводить до порушення нормальної та надійної роботи електроустановок об'єктів електроенергетики і ОЕС України в цілому. Витрати електроенергії в основній мережі 220 – 750 кВ ОЕС України у 2017 р. дорівнюють 2,45% від надходження електроенергії в мережу без внутрішнього обігу, що значно перевищує аналогічні показники в системах передачі європейських країн [2].

Однією з основних складових частин сучасних електричних систем є силові трансформатори, сумарна потужність яких у зв'язку з багаторазовою трансформацією електричної енергії в 5-6 разів перевищує генераторну потужність. Силовий трансформатор - це електричний апарат, для виробництва якого потрібні дорогі матеріали: електролітична мідь, високоякісна холоднокатана електротехнічна сталь, трансформаторна олива високого ступеня очищення та ін.

Незважаючи на те, що проектування і виробництво силових трансформаторів в Україні проводилося на рівні, що не поступається кращим зарубіжним фірмам, в експлуатації вони вимагають виконання комплексу профілактичних заходів: хроматографічних аналізів масла, електричних випробувань, поточних і капітальних ремонтів тощо .

Через те, що експлуатація силових трансформаторів не завжди проводилася й проводиться належним чином, а також через фізичне та

моральне старіння обладнання, ймовірність аварій силових трансформаторів на сьогоднішній день досить висока. Це може призвести до:

- втрати об'єкта, як матеріальної цінності або потреби великих інвестицій на відновлення обладнання;
- виникнення "ефекту доміно", коли аварійний процес впливає на сусіднє обладнання та навколишнє середовище;
- перервою в електропостачанні споживачів.

Остання обставина в умовах ринкової економіки може супроводжуватися значним збитком, що в підсумку може перевищити економічні втрати від перших двох причин. Проблема посилюється тим, що в сучасних електричних мережах обладнання вичерпало свій нормативний ресурс або знаходиться на стадії завершення свого терміну експлуатації. Таким чином, можна стверджувати, що будь-які дослідження і розробки, спрямовані на підвищення надійності експлуатації старіючого трансформаторного обладнання, є актуальними.

Забезпечення надійності роботи трансформатора в процесі його експлуатації досягається за рахунок застосування захисних і конструкційних елементів, а також проведення необхідного регламентного обслуговування шляхом відповідних випробувань. Аналіз класифікації дефектів в будь-якому об'єкті може проводитися різними способами, кожен з яких, з одного боку, по-своєму інформативний, а з іншого боку, обмежений. В силових трансформаторах дефекти можуть класифікуватися наступним чином:

- за часом розвитку: раптові, уповільнені тощо;
- за місцем прояви: торцеві котушки обмотки НН, нижня балка магнітопроводу тощо;
- за функціональним принципом: підвищені поля розсіювання, значні циркулюючі струми тощо;
- за відхиленням характеристик матеріалів від нормованих значень і порушень технологічних процесів: порушення цілісності листів

електротехнічної сталі, порушення геометричних розмірів охолоджуючих каналів обмоток, неправильне виконання транспозиції обмоток;

- за прорахунками в проектуванні: неточність теплового розрахунку обмоток, неврахування підвищених полів розсіювання на кришці бака тощо;
- проявам процесів старіння: утворення шламу в маслі, теплова деструкція поздовжньої ізоляції тощо.

В автоматизованих системах діагностики класифікація дефектів повинна сприяти послідовному залученню різних діагностичних методів для найбільш достовірного та економічного їх виявлення і оцінки ступеня небезпеки, а також для максимально точної локалізації місця дефекту [3].

Таким чином, зі збільшенням віку основного обладнання електричних мереж зростає необхідність знати його внутрішній технічний стан. Для цієї цілі в останні роки були розроблені оф-лайн і он-лайн методи діагностики систем силових трансформаторів [4]. Он-лайн моніторинг проводиться безперервно під час роботи і дає можливість записувати відповідні параметри, які можуть вплинути на тривалість роботи трансформатора. Оцінка даних дає можливість виявлення несправності трансформатора на ранній стадії, що має важливе значення під час експлуатації електричних мереж. В порівнянні з цим, оф-лайн методи вимагають відключення трансформатора від електричної мережі та використовуються під час планових перевірок або коли трансформатор вже відмовив і був вимкнено.

Матеріали, представлені в даній випускній кваліфікаційній роботі, відбивають сучасне стан і передові тенденції розвитку різних методів діагностики силових трансформаторів. Розглядаються відомі системи діагностики, їх теоретичні основи, підкріплені тематичними дослідженнями, результати та аналіз методик.

Запропоновано удосконалення відомих діагностичних систем та методик, за якими вони функціонують. Це дозволяє більше точно і своєчасно оцінити технічне стан силового трансформатора, виробити більше ефективну стратегію його експлуатації, профілактичних

оглядів, технічного обслуговування і ремонту.

Актуальність роботи обумовлена необхідністю розробки сучасних методів діагностики, здібних в он-лайн режимі контролювати роботу силового трансформаторного обладнання для підвищення надійності системи електропостачання.

Мета роботи – підвищити точність діагностування силового трансформаторного обладнання.

Завдання дослідження:

- аналіз відомих методик і систем діагностики силового трансформаторного обладнання;
- удосконалення відомих діагностичних систем і методик для їх застосування в інтелектуальних системах он-лайн діагностики;
- закласти основу для розробки на їх основі інтелектуальної системи он-лайндіагностики силових трансформаторів.

Практична значимість. Розроблена система діагностики дозволяє дистанційно, в режимі онлайн оцінити технічне стан силового трансформаторного обладнання, своєчасно виявляти зміни технічного, що почалися стану і своєчасно проводити профілактичне обслуговування і ремонт, продовження термін експлуатації трансформатора

Основні положення:

Інтелектуальна система діагностики, що відрізняється від відомих використанням для вимірювання часткового розряду датчика ультра високої частоти і особливим алгоритмом аналізу розчиненого газу.

РОЗДІЛ 1

КОРОТКИЙ ОГЛЯД СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Особливості силового трансформаторного обладнання

Розвиток електроенергетики, будівництво потужних електростанцій, зажадало створення розгалуженою електромережі. З самого початку гостро постало питання зниження втрат електричної енергії шляхом від місця виробництва до точки споживання. Найбільш оптимальним рішенням, в том числі і по економічним показникам було обрано значне підвищення напруги (до сотень кіловольт) для його передачі лініями електропередач (ЛЕП). При цьому струм має бути мінімальним тому, що втрати пропорційні квадрату струму. Для цього було створено високовольтне обладнання, головним з яких є силовий трансформатор (рисунок 1.1). Рівні електроенергії наведено в таблиці 1.1.



Рисунок 1.1 – Трансформатор ТД-40000/110-У1 (верхній ряд) та силові розподільчі трансформатори (нижній ряд)

Таблиця 1.1 – Рівні напруги, які застосовують в електричних мережах

Вироблення електроенергії		Передача електроенергії		Споживання електроенергії
Підприємство	Рівні напруги, кВ	Пристрій	Рівні напруги, кВ	Рівні напруги, кВ
Атомна електростанція	3,15; 6,3; 10,5; 18,0;	ЛЕП	Високий: 110, 150, 220, 330, 500, 750	Високий: 20, 10, 6, 3. Низький: 0,66; 0,38; 0,22
Гідроелектро - станція	20,0; 21,0;			
Теплоелектро - централь	24			

Принцип дії всіх трансформаторів заснований на властивостях змінного магнітного поля. Конструкція трансформаторів має багато загального, але при цьому, залежно від їх габаритів, є конструктивні відмінності. Основні елементи трансформатора показані на рисунку 1.2. Номенклатура силових високовольтних трансформаторів розділена на класифікаційні ознаки в залежності від рівня напруги - на габарити. Усього вісім габаритів. Найменший, перший габарит до 100 кВА (номінальна потужність) і до 35 кВ (клас напруги обмотки), високовольтний - більше 200000 кВА і більше 330 кВ. Для охолодження трансформаторів використовують різні способи, природні і примусові. Способи охолодження кодуються за допомогою літер [5-7]:

- З, СЗ, СГ і ЦД (сухі трансформатори);
- М, МОЗ, Д, ДЦ, Ц (олійні трансформатори);
- природне Н;
- з дмухом НД.

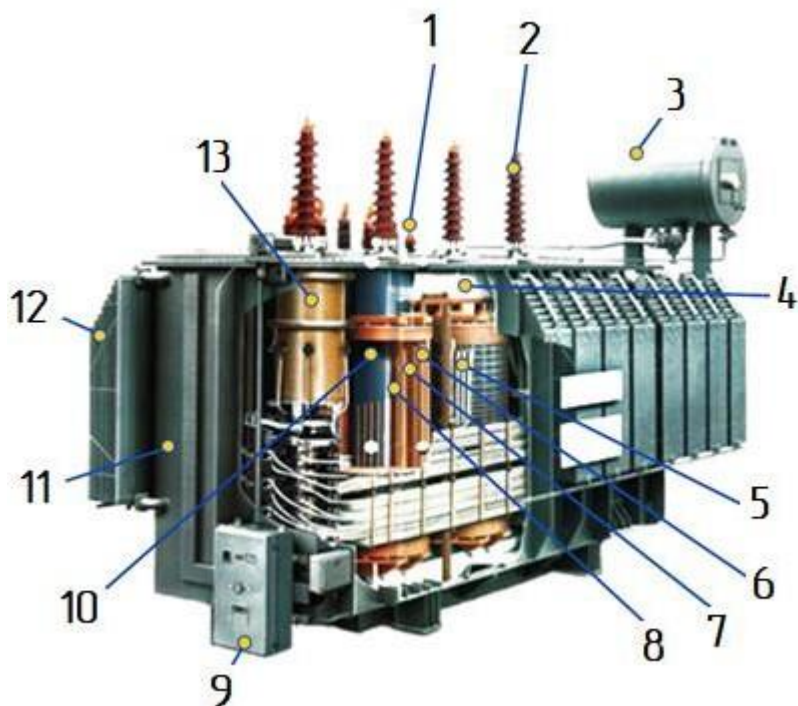


Рисунок 1.2 – Пристрій високовольтного трансформатора:

1- введення низької напруги (ПН); 2- введення високої напруги (ВН);
 3-бакрозширювальний; 4- ярмо; 5- відводи; 6- регульовальна обмотка
 (РВ); 7-обмотка ВН; 8- обмотка НН; 9- електропривод; 10-
 магнітопровід; 11 - бак; 12- радіатори системи охолодження; 13-
 ПУ РПН

Частина трансформаторів спроектовано з урахуванням специфіки їх застосування. Наприклад, є спеціальні трансформатори для ЛЕП постійного струму (літера П у позначенні) або для використання в бурових установках (Б). На конструкцію трансформатора також впливають умови навколишнього середовища, в якій планується експлуатація трансформатора (У, ХЛ, Т) та умови експлуатації (наприклад, цифра 1 у позначенні – на відкритому повітрі). Для підвищення діелектричної стійкості обмоток та відведення від обмоток тепла, бак трансформатора, заповнений спеціальною трансформаторною оливою, з якого попередньо видаляється волога (вода) і повітря. Так як олива при зміні температури змінює свій об'єм, передбачається розширювальний бак, в яке перетікають надлишки оливи. Також бак є каркасом, на який встановлюється різноманітне додаткове

обладнання: газове реле, вимірник температури, показчики рівня оливи, трансформатори напруги і струму, захист від перенапруг (наприклад, запобіжники) тощо.

1.2 Дефекти силового трансформаторного обладнання

Робота трансформатора пов'язана з високими струмами та напругами, а у багатьох трансформаторів вони є дуже високими. Тому дефекти трансформатора можуть виникнути в будь-яких елементах трансформатор. Розглянемо основні їх них [3, 8, 9].

Для обмоток характерні як електричні ушкодження (порушення ізоляції - головної, поздовжньої, між паралельними гілками) так і механічні (деформації, ослаблення пресування, ослаблення кріплення електростатичного екрану, зменшення розмірів охолоджуючих каналів).

Для магнітопроводу характерні пошкодження ізоляції (міжлистової, вузлів стяжки та пресування – стяжних шпильок, бандажів, напівбандажів) та ослаблення пресування.

Дефекти перемикаючого пристрою пов'язані з особливостями його конструкції і роботи - наявністю деталей, що взаємно переміщуються. Тому можливий механічний знос деталей, ослаблення кріплення контактних з'єднань (КЗ), старіння оливи, пошкодження ізоляції струмоведучих частин.

Основний бак може перегріватися потоками розсіювання та з нього може відбуватися витік оливи. Сама олива може старіти, забруднюватися, у ній може підвищитися вологість.

У системі охолодження можуть вийти з ладу вентилятори, маслонасоси, статися засмічення (забруднення) труб і міжтрубного простору.

У вводах можливі перекриття та пробій, ослаблення КЗ, порушення КЗ,

протікати оливи. Для металокаркасу характерні нагрівання потоками розсіювання і порушення ізоляції. Також в трансформаторі можливий вихід з ладу окремих виробів та деталей системи захисту, контрольно-вимірювальної апаратури.

Багаторічні спостереження за роботою трансформаторів, збір статистичних даних у період з 2002 по 2018 роки, дозволив визначити внесок окремих конструктивних елементів трансформаторів в загальну картину пошкоджень трансформаторів (таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 – Статистика відмов трансформаторів

Елемент конструкції трансформатора	Кількість пошкоджень, %, при часу роботи			
	до 10 років	11-20	21-30	згорі 31
Система охолодження	2,1	10	9,1	0
Обмотка	15,3	16,4	15,1	19
Витоку оливи	6,8	11,1	13	7,9
Введення	8,6	22,7	23	19,2
Магнітопровід	4,3	0	0	0
РПН	8,5	17	12,3	5,5
Інше	56,2	21,4	26,8	48,3

Таким чином, появи дефекту передують такі процеси, що відбуваються в трансформаторі:

- підвищення вологості високовольтних висновків;
- неякісна складання (заводські дефекти);
- порушення працездатності системи охолодження;
- старіння ізоляції;
- перегрів активної частини;

- деформація обмоток;
- часткові розряди в ізоляції;
- несправність контактів ПУ;
- вихід з ладу захисної апаратури, насамперед газового реле і вимірювачів температури;
- підвищення вологості оливи тощо.

Отже, системи моніторингу в першу чергу повинні відстежувати саме ці показники технічного стану, причому бажано це робити безперервно. Сам трансформатор при цьому повинен бути активним, тобто. знаходитись у експлуатації.

1.3 Статистика відмов силових трансформаторів

Точна інформація про досвід експлуатації високовольтного (ВН) обладнання дуже важлива. Важливе значення мають як виробничі показники, так і показники обслуговування й ремонту такого обладнання. Це допомагає виробникам удосконалювати свою продукцію та забезпечує зниження витрат при експлуатації обладнання. Статистичний аналіз зафіксованих відмов дозволяє прогнозувати ймовірність відмови в майбутньому. Дані про надійності обладнання також необхідні при оцінці загальної надійності електроенергетичної системи. Більше того, міжнародні стандарти, застосовні до високовольтного обладнання, вдосконалюються на основі досвіду обслуговування. Тому дуже важлива достовірність даних.

У зв'язку з цим була розроблена робоча група Міжнародної ради з великих електричних систем (СІГРЕ). Був розроблений і затверджений запитальник для збору статистики по порушенням роботи в електромережі для силових трансформаторів у стандартизований спосіб [10].

Крім інформації про досліджуваної енергосистемі, дані про

несправності були зібрані для різних груп і типів трансформаторів з точки зору місця виникнення відмови, причин відмови, режимів роботи під час виникнення відмови, дій енергосистеми, зовнішніх впливів та інші параметри.

Основною несправністю була названа будь-яка ситуація, яка вимагала відключення трансформатора від енергосистеми протягом періоду, який перевищує сім днів, для обстеження, ремонтних робіт або заміни.

Необхідні ремонтні роботи повинні були включати серйозні відновлювальні роботи, які зазвичай вимагають видалення трансформатора з місця установки та їхнє повернення на завод для ремонту.

Велика відмова має на увазі, у всякому випадку, відкриття трансформатора або бака пристрої РПН або заміна втулок.

Несправність трансформатора, при якій для відновлення початкової працездатності знадобилася робота коригування терміном більше семи днів, вважається серйозною відмовою, що впливає на безпечну експлуатацію трансформаторного обладнання.

У деяких випадках відмови також визначалися основними, якщо ремонт був коротше семи днів, але при цьому відбувався злив оливи (наприклад, заміна втулок).

Робоча група зібрала 964 великих відмов (збоїв), які відбулися у період 1996–2010 років. Загальний термін експлуатації становив 167459 трансформатор/рік, що забезпечували 58 енергокомпаній із 21 країни. [11]. Рік випуску трансформаторів охоплює період з 1950-х років по 2009 рік, а облікові періоди варіюються від 3 до 11 років (див. таблиця 1.3).

Оскільки кількість діючих трансформаторів було надано лише за один рік, загальний термін служби трансформаторів був розрахований в припущенні, що кількість трансформаторів в експлуатації була постійною на протязі звітнього періоду.

Кількість трансформаторів було помножено на величину базового періоду в роках, щоб отримати оцінку - загальне кількість трансформаторних

років (трансформатор / рік).

Таблиця 1.3 – Досліджена чисельність та частота відмов трансформаторів підстанцій [12]

Технічна інформація	Найвища напруга системи (кВ)						Загалом
	69≤кВ<100	100≤кВ<200	200≤кВ<300	300≤кВ<500	500≤кВ<700	кВ≥700	
Кількість спостережуваних трансформаторів, шт	2962	10932	4272	3233	434	348	22181
Загальний термін експлуатації трансформаторів, трансформатор/рік	15267	64718	37017	25305	4774	2991	150072
Кількість зафіксованих відмов, шт	144	280	186	152	27	10	799
Інтенсивність відмов, %	0,94	0,43	0,50	0,60	0,57	0,33	0,53

Частота відмов для таблиці 3 була розрахована за рівнянням (1)

$$\lambda = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_i}{(N_1 + N_2 + \dots + N_i) \times T} \times 100\% \quad , \quad (1.1)$$

де n_i - кількість відмов в i -м році;

N_i - кількість трансформаторів, працюючих у i -м році;

T - обліковий період (прийнятий один рік).

Загальна частота відмов високовольтних і розподільчих підстанцій була в межах 1% (див. таблицю 1.3).

Дані про відмови для всіх споживачів електроенергії були

проаналізовано як функцію основного розташування (компонента) у трансформаторі, де сталася відмова. на рисунку 1.3 показано аналіз розташування відмови для трансформаторних підстанцій напругою 100 кВ та вище відповідно.

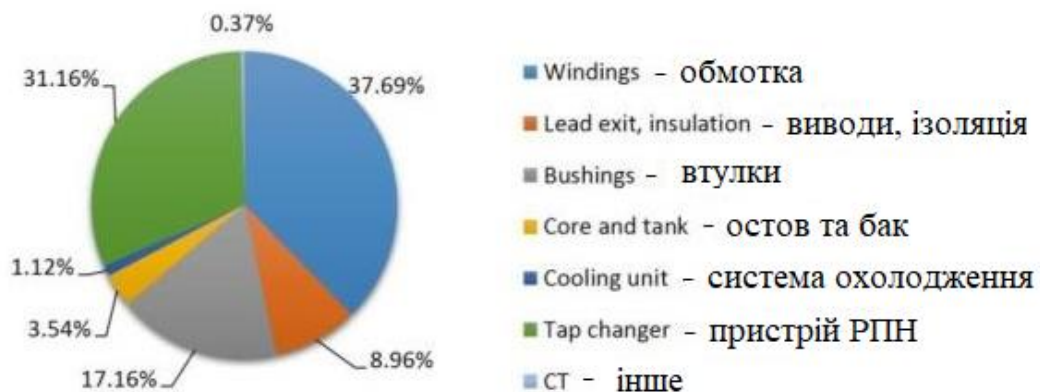


Рисунок 1.3 – Місця відмов трансформаторів підстанцій (> 100 кВ) (на основі 536 основних відмов)

На пов'язані з обмоткою відмови довелося їх найбільша кількість в обох типах використовуваних трансформаторів (силових і розподільних). Відмови в обмотках (48%) і виводи (13%) силових (що підвищують або понижують напругу) трансформаторів мали більше високий відсоток, чим в розподільчих трансформаторах (38% і 6% відповідно). А трансформатори на розподільчих підстанціях, з іншого боку, мали більш високу частку відмов, пов'язаних із пристроєм РПН (31%), ніж у силових трансформаторів (12%). Внесок відмов, пов'язаних з виводами, були однаковими в обох типах трансформатора.

Високий відсоток відмов, пов'язаних з обмотками і виводами, вказує на необхідність діагностики і технічного обслуговування спеціально цих компонентів. Таким чином, розробка сучасних засобів і методів контролю цих частин трансформатора є актуальною завданням.

1.4 Моніторинг технічного стану силового трансформаторного обладнання

Розглянемо загальні методи визначення технічного стану силового трансформаторного обладнання [1,13,14,15, 16].

Надійність системи електропостачання залежить від продуктивності та доступності її компонентів, основним з яких є силові трансформатори. У зв'язку з збільшенням віку трансформатора, оцінка стану і, отже, діагностика на місці розташування, є важливими питаннями для забезпечення надійної роботи системи електропостачання. Протягом останніх десятиліть ведуться масштабні роботи з розробки надійних і точних методик оцінки стану. Автономні методи (або оф-лайн методи) вимагають відключення трансформатора від електромережі і здебільше використовуються під час оглядів або коли трансформатор вже відмовив. У порівнянні з цим, он-лайн методи використовуються під час роботи обладнання і дають можливість відстежити стан обладнання під час його реальної роботи (наприклад, електрична напруга, навантаження, температуру тощо).

Моніторинг – це безперервне застосування методів он-лай вимірювань, які дозволяють відстежувати контрольовані параметри, проводити автоматичну оцінку зібраних даних і своєчасно виявляти відхилення (відмови).

Застосовність різних методів оцінки стану показано в таблиці 4. У таблиці 4 використані наступні аббревіатури:

- DGA: аналіз розчиненого газу (у оливи трансформатора);
- PD: частковий розряд (у ізоляції);
- ІЕС: міжнародна електротехнічна комісія;
- UHF: надвисока частота;

- FRA (Frequency Response Analysis): аналізатор частотного відгуку;
- PDC: аналіз струмів поляризації і деполіризації (ізоляції);
- FDS: метод спектроскопії в частотній області.

Таблиця 4 – Стан різних методів оцінки стану

Метод	Оф-лайн	Он-лайн	Моніторинг	Поза пристрої
Старіння оливи (наприклад, колір, вологість, tg δ тощо)	xxx	xxx	xxx ¹	xxx
Зміст похідних фурана в аналізі оливи	xx	xx	-	xx
Аналіз DGA	xxx	xxx	xxx	xxx
PD (IEC 60270)	xxx	xx	x	xxx
Нетрадиційний вимір PD наприклад, вимір UHF PD)	xx	xx	x	xx
Передавальна функція (FRA)	xxx	x	-	xxx
Діелектрична діагностика (PDC і FDS)	xx	-	-	xx
Термічний моніторинг	-	-	xx	-
Ступінь полімеризації (DP-значення)	-	-	-	xxx

xxx - загальноприйнятий або стандартизований; xx - застосовується в відповідно зі спеціальними методиками; x- прогресивний метод (перебуває в стадії розробки); «¹» - вимір вологості; «-» - не застосовано.

Локальні ушкодження внутрішньої ізоляції можуть привести до катастрофічного руйнування. Щоб зменшити такий ризик, силові трансформатори повинні пройти низку заводських випробувань до приймання і введення в експлуатацію, у тому числі на частковий розряд (ЧР) (PD – partial discharge). Вимірювання часткового розряду на місцях експлуатації трансформаторів часто обмежені неможливістю втручання в роботу трансформатора. Отже, електричне обладнання вимірювання ЧР в відповідно з вимогами ПЕК (Міжнародної електротехнічної комісія) зазвичай має обмеження по застосуванню для локальних он-лайн вимірів.

Навпаки, точність нетрадиційних вимірювань ЧР методами

ультрависокої частоти (УВЧ) є достатньою і зазвичай не схильна до впливу зовнішніх перешкод. Це особливо актуально в "шумний" електромагнітної обстановці.

При застосуванні методів FRA відбувається порівняння вимірних передавальних функцій силових трансформаторів. Відхилення між частотними характеристиками вказують на електричні або механічні ушкодження обмоток. Інтерпретація відхилень між передатними функціями не є стандартизованою процедурою та обіцяє стати більш надійним і значущим діагностичним методом, якщо у нього закласти кваліфіковані знання про конструкцію трансформатора конкретної моделі.

Зокрема, проведений аналіз розчинених газів (DGA) може надати відповідну інформацію про внутрішні несправності трансформатор. При природному старінні, теплових і електричних аваріях утворюються типові гази несправності, які розчиняються в ізоляційної оливи. Аналізуючи ці газові профілі, проводячи їх оцінку, можна оцінити серйозність несправності. Он-лайн моніторинг змісту розчинених газів є потужним інструментом, що дозволяє безперервно контролювати вироблення «несправного» газу і, таким чином, гарантувати оптимальну роботу трансформатор.

Іншим фактором є оцінка стану старіння трансформатора. Старіння безпосередньо залежить по робочої температури і часу роботи обладнання. Обмежуючим фактором терміну служби є погіршення паперової ізоляції. Це йде поруч з появою вологи в процесі старіння. Таким чином, знаючи зміст вологи в твердий ізоляції, можна, можливо отримати уяву про ступінь старіння і прийняти рішення про подальші дії. Оцінка вологості може бути зроблена різними методами. Для автономних вимірювань на місці найбільш життєздатним інструментом є діелектрична спектроскопія. Волога суттєво впливає на діелектричні властивості ізоляційного матеріалу. Відомі різні методи частотної спектроскопії (FDS).

Термін служби силового трансформатора залежить від температури його конструкційних матеріалів. Через значний ефект впливу температури на

процеси, що відбуваються у трансформаторі, глибокі знання про ці процеси представляють великий інтерес. Перехідні умови навантаження, зміни умов навколишнього середовища, застосування регульованих систем охолодження, різноманіття конструкцій елементів охолодження створюють в трансформаторі складну теплову систему. Крім того, конкретна конструкція певного трансформатора, з його матеріалами, що використовуються, та встановленими компонентами, значно ускладнюють можливість теплового моделювання та впливають на його точність. Тим не менше, знання про точний розподіл температури всередині трансформатора є актуальною завданням. Наприклад, з допомогою спрощеною теплової моделі трансформатора можна, можливо, визначити постійний некритичний рівень навантаження. Можна, можливо, використовувати для діагностики моніторинг робочого стану охолоджувального агрегату [17,18].

1.4 Висновки до розділу 1

Робота трансформатора пов'язана з високими струмами та напругами, а багатьох трансформаторів з дуже високими. Тому дефекти трансформатора можуть виникнути в будь-яких елементах трансформатор.

Велика робота з вивчення надійності силових трансформаторів була проведена за замовлення Міжнародного Ради по великим електричним системам високої напруги (CIGRE). Була проаналізовано роботу 22181 силового трансформатора, що експлуатуються на території Німеччини, Франції і інших Європейських країн. Термін експлуатації трансформаторів складав від 3 до 11 років. За цей час було зафіксовано 964 відмови, через яких відбувалося відключення трансформаторів від енергомережі. Інтенсивність відмов склали від 0,33 до 0,94%. Незважаючи на зовні невелику кількість відмов, кожна з них принесла великі матеріальні та фінансові втрати.

Тому необхідність розробки сучасних методів діагностики, здатних в он-лайн режимі контролювати роботу силового трансформаторного обладнання для підвищення надійності системи електропостачання є актуальною завданням.

Зібрана статистика свідчить про те, що найбільша кількість критичних відмов (тобто відмов, при виникненні яких подальша експлуатація трансформатора не можлива) доводиться на обмотки і пристрій РПН (більше 30%), а також виводи (біля 15%). Тому насамперед необхідно розробляти методи діагностики саме цих систем трансформатор.

По відношенню до трансформатора методи його діагностики поділяються на оф-лайн та он-лайн методи. Автономні методи (або оф-лайн-методи) вимагають відключення трансформатора від електромережі і в основному використовуються в час оглядів або коли трансформатор вже відмовив. У порівнянні з цим, онлайн методи використовуються під час роботи обладнання і дають можливість відстежити стан обладнання під час його реальною роботи. Тому розробка он-лайн моніторингу є більш важливим завданням, чим удосконалення оф-лайн діагностики.

Методи діагностики також можна розділити по їх доступності і поширеності на загальноприйняті або стандартизовані, застосовувані відповідно до спеціальних методик та прогресивні методи, які перебувають в стадії розробки. Для побудови пропонованої інтелектуальної системи діагностики будуть використані прогресивні методи.

РОЗДІЛ 2

ОГЛЯД ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ

2.1 Огляд відомих інтелектуальних систем діагностики силового трансформаторного обладнання

Системи діагностики (СД) силового трансформаторного обладнання можна класифікувати за чотирма основними ознаками:

- по можливості автоматизації;
- по взаємодії об'єкта і компонентів системи діагностики;
- по застосування технічних засобів (ТЗ);
- по ступеня охоплення.

За можливості автоматизації ТЗ застосовуються системи ручні, неавтоматизовані, автоматизовані та автоматичні.

За взаємодії об'єкта і компонентів системи діагностики розрізняють:

- системи, що контролюють ключові технічні параметри об'єкту діагностики. При цьому об'єкт діагностування працює в штатному режимі. Відстежується ступінь відхилення параметра від допустимого значення;
- системи, що використовують для діагностики тестові впливи і аналізують відгук на їх проходження. Як правило об'єкт діагностики тимчасово відключається від роботи.

за застосування технічних засобів:

- використання спеціалізованих ТЗ;

- використання універсальних ТЗ;
- використання зовнішніх ТЗ;
- використання вбудованих ТЗ.

За ступенем охоплення завдань діагностування бувають локальні (виконують одну діагностичну роботу, наприклад, локалізація місця дефекту) та загальні (виконують комплексну діагностичну роботу).

Он-лайн моніторинг є у всіх чотирьох класифікаційних ознаках, тому можна застосувати до нього окрему класифікаційну ознаку – за готовністю миттєвого виконання дії. В даному випадку цією дією є бажання отримати діагностичну інформацію. У в іншому випадку це оф-лайн.

Основною ознакою, за якою систему діагностики можна назвати інтелектуальною, є проведення системою аналізу діагностичної інформації, що надійшла, і вироблення за їх результатом рішення, наприклад, провести профілактичне технічне обслуговування (ТО) трансформатора або зупинити його роботу. Головними причинами створення і експлуатації інтелектуальних систем діагностики трансформаторів (ІСДТ) є своєчасне прогнозування технічного стану трансформатора, оцінка ймовірності виникнення дефекту, а значить і своєчасне проведення ТО та ремонту.

Для визначення технічних параметрів всі ІСДТ застосовують одні та ті ж "стандартні" методи: хроматографічний аналіз газу, розчиненого в оливи, вимір повного опору короткого замикання тощо.

ІСДТ реалізовані у вигляді багаторівневої структури (рисунок 2.1). На нижчому рівні відбувається збір діагностичної інформації з допомогою датчиків та нормування сигналів для їх передачі на наступний ієрархічний рівень з допомогою первинних перетворювачів. На наступному (другому) рівні відбувається первинна обробка інформації, надходить з першого рівня. на цьому рівні вже можливий розрахунок деяких діагностичних параметрів. Вся інформація на

другому рівні оцифровується.

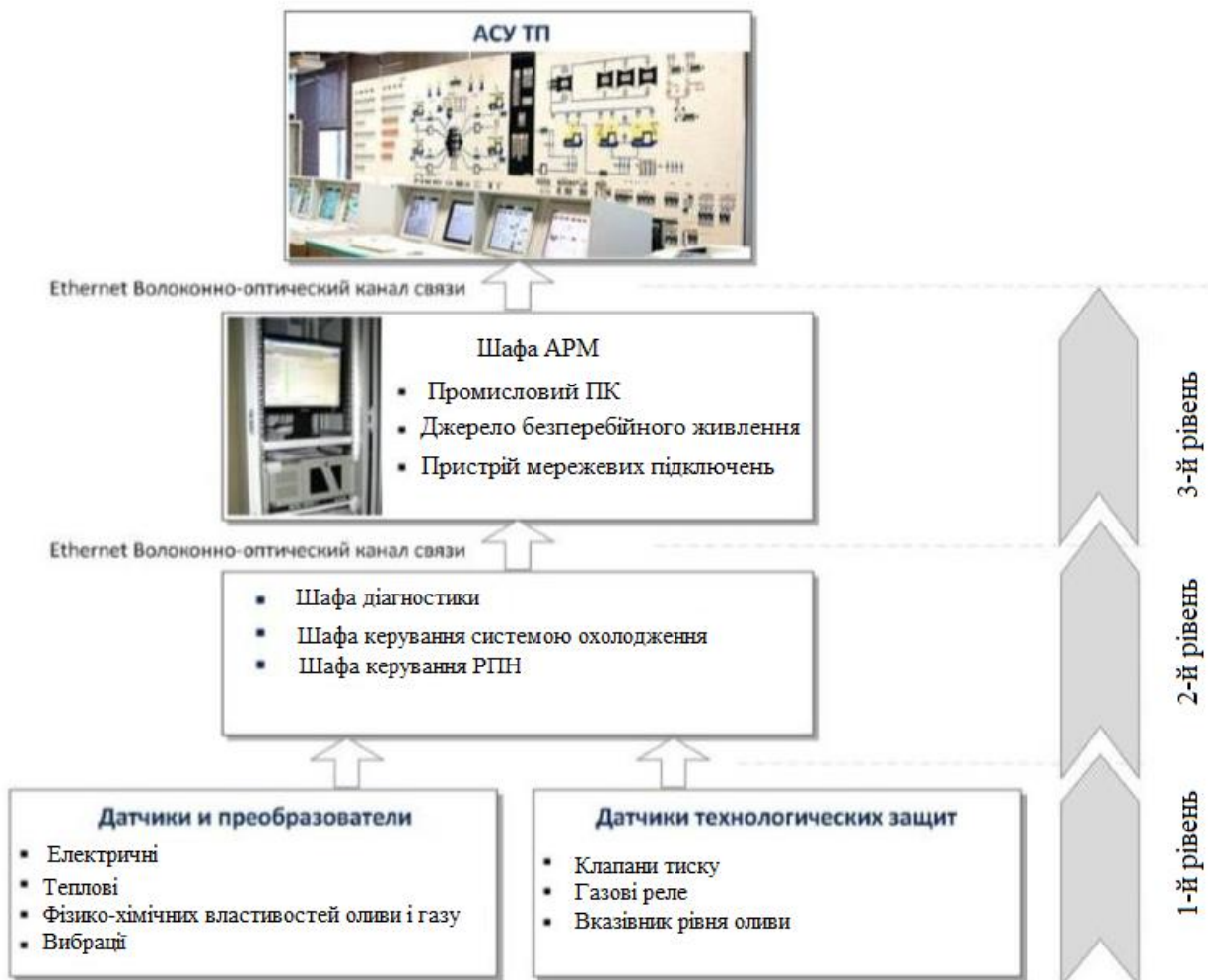


Рисунок 2.1 – Структурна схема ЕСМДУ-ТРАНС

На наступному (третьому) рівні розташовується сервер збирання даних. на цьому рівні виготовляється остаточний розрахунок діагностичних параметрів, виконується їх аналіз, інформація заноситься в бази даних. На даному рівні інформація передається в зручному вигляді на монітори, із використанням спеціального інтерфейсу. Це дозволяє на місці оцінити стан контрольованого об'єкту. ЕОМ третього рівня обмінюється інформацією з "вищої" ЕОМ центрального пульта управління і контролю електричної системи.

У шафі діагностики (рис. 2.2) підтримується мікроклімат, для

більше точного функціонування, встановленого в ньому обладнання.

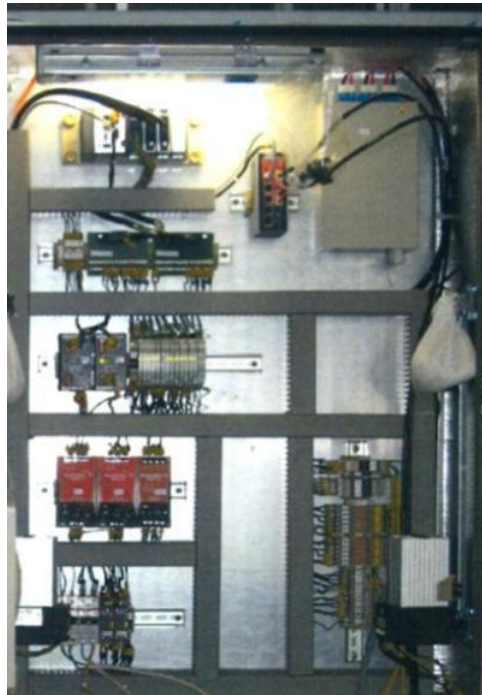


Рисунок 2.2 – Приклад реалізації шафи діагностики для силової трансформатора ТНЦ-1000000/500

З встановленого обладнання можна виділити перетворювачі вхідних/вихідних релейних сигналів з виходом RS-485 і Modbus, промисловий контролер, керований Ethernet комунікатор, нормуючі перетворювачі вхідних аналогових сигналів з гальванічної розв'язкою та частотою перетворення 100 кГц.

На наступному рівні розташована шафа автоматизованого робочого місця (АРМ). Його висока надійність забезпечена застосуванням промислового комп'ютера з дубльованим жорстким диском, джерелом безперебійного живлення. На комп'ютері виконуються математичні розрахунки та проводиться експертиза інформації, що надходить за спеціальними діагностичним алгоритмам, ведеться архів, формується база даних. Для відображення інформації про технічний стан об'єкта використовується РК-монітор. Для зручності пошуку і сприйняття інформації, експертизи(алгоритми)

зібрані в різноманітні модулі, названі віртуальними приладами (див. рисунок 2.3).

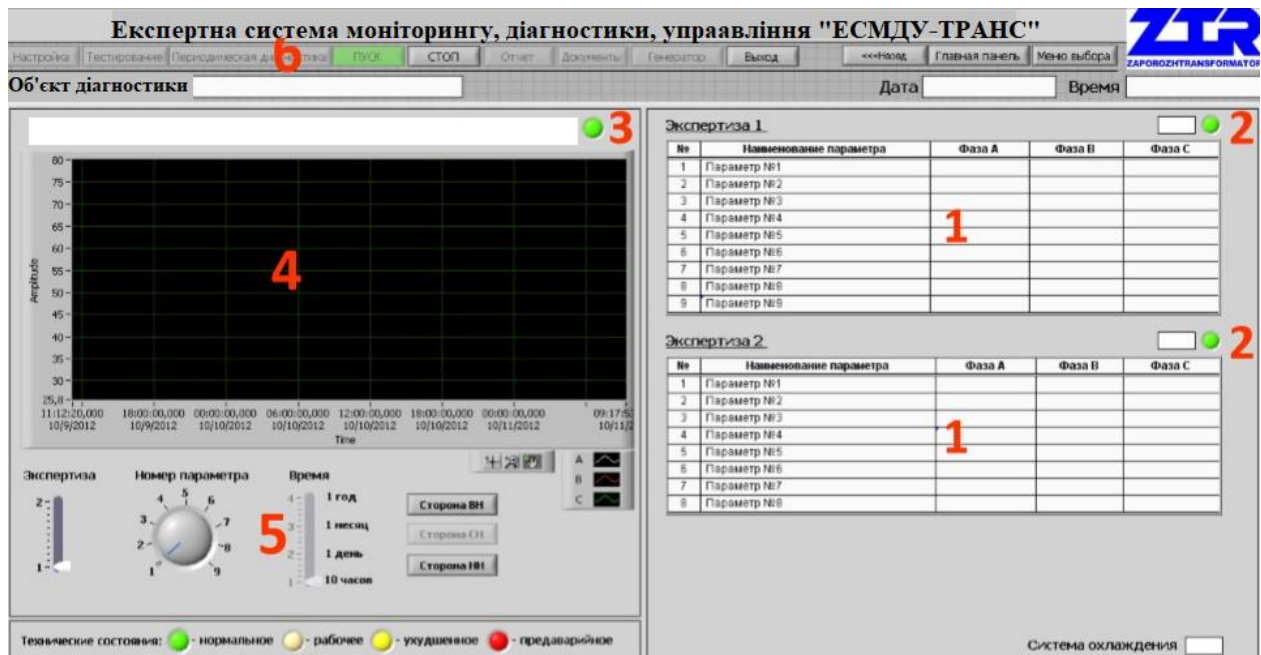


Рисунок 2.3 – Віртуальний прилад ЕСМДУ-ТРАНС:

1-діагностичні параметри у табличному вигляді; 2- індикатори завершення проведення експертиз; 3- індикатор зміни технічного стану трансформатора; 4-дисплей для динамічного відображення діагностичного параметра во часу; 5- панель управління дисплеєм; 6- панель управління режимами роботи

Так як немає необхідності постійно стежити за усіма контрольованими параметрами, у всіх системах є зручний інтерфейс, найчастіше він сумісний із головною або стартовою сторінкою. Для прикладу на рисунку 2.4 показаний стартове вікно системи моніторингу, запровадженої на електричній підстанції. Біля кожного значок з трансформатором (всього їх три: один ТНЦ-1000000/500, два ТРДНС-63000/35) розташований індикатор його технічного стану: зелений колір відповідає нормальному стану, бежевий – робочому, жовтий - погіршеному, червоний – перед-аварійному. У зв'язку з великим обсягом оброблюваної інформації кожна система моніторингу

має складно структуроване програмне забезпечення (ПЗ) (див. рисунок 8) і бази даних (БД).

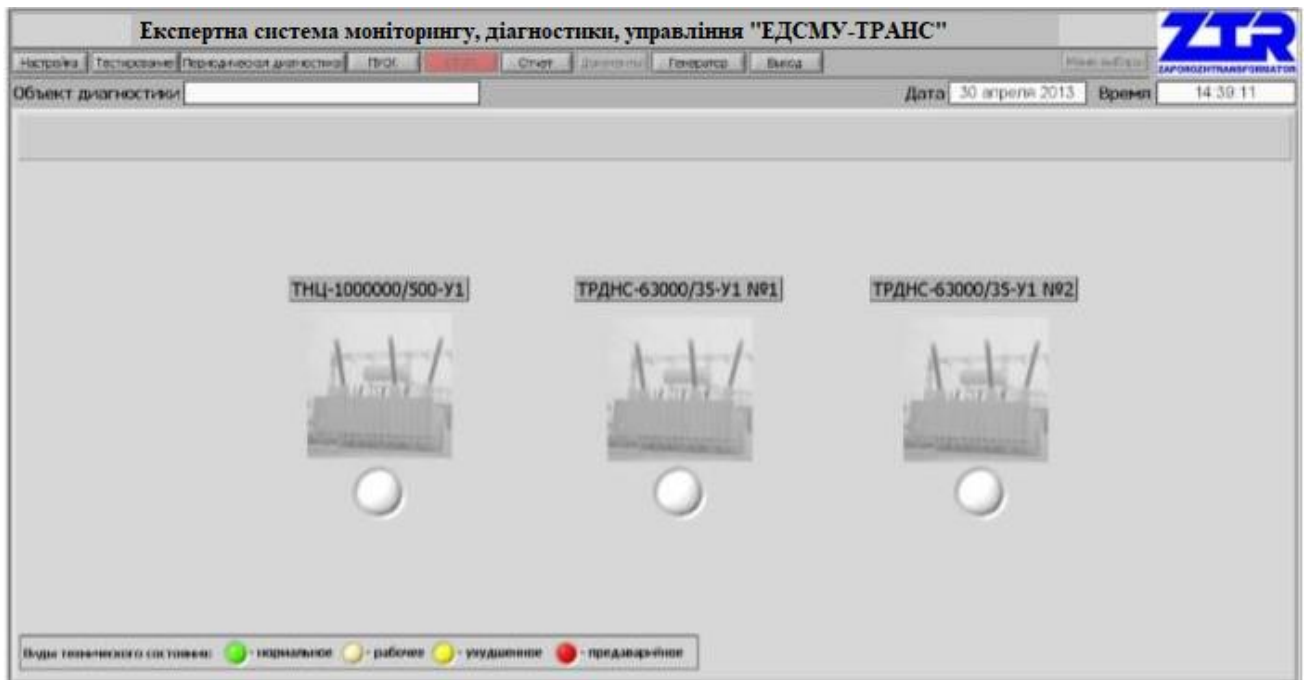


Рисунок 2.4 – Стартове вікно системи моніторингу, впроваджені на електричній підстанції

Вступ БД в систему моніторингу є дуже корисним інструментом, значно підвищує інформативність системи і полегшуючим роботу обслуговуючого персоналу. Система моніторингу зберігає довідкові дані (рисунок 2.6) по всім структурних компонентів трансформаторів (обмотки, система охолодження, магнітна система і тощо) і основним технологічним процесам (температура оливи, параметри хроматографічного аналізу (ХАРГ), параметри фізико-хімічних властивостей трансформаторної оливи тощо).

Експертна система моніторингу, діагностики, управління "ЕСМДУ-ТРАНС"

ZTR
ЗАРОЗЕНТРАНСФОРМАТОР

Настройка Тестирование Периодическая диагностика Пуск Стоп Счет Документы Генератор Выход <<<Назад Главная панель Меню выбора

Об'єкт діагностики **ТНЦ-1000000/500-У1, Березовская** Дата **30 квітня 2021** Время **15:10:08**

Типи и конструкция оборудования		Схема электрическая принципиальная трансформатора		Перечень первичных датчиков		
Тип трансформатора (реактора)	ТНЦ-1000000/500			1	Встроенные трансформаторы тока	Вводы ВН и НН трансформатора
Производитель	ЗТР			2	Трансформаторы напряжения	Сигналы с подстанции
Заводской номер	181341			3	Датчик влаги и газов, растворенных в масле	Во входном патрубке системы охлаждения
Дата изготовления	2012			4	Датчики температуры (Pt100)	Крыша и нижняя часть бака верхних и нижних слоев масла трансформатора соответственно
Номер сборочного чертежа трансформатора	ВБИЕ.672834.067			5	Оптоволоконные датчики температуры обмоток и активной части трансформатора	Обмотки и активная часть трансформатора
Номинальные мощности сторон, МВА	1000/1000			6	Датчики температуры (Pt100) масла и воды на входах и выходах маслоохладителей	Входы и выходы маслоохладителей
Номинальные напряжения сторон, кВ	525/24			7	Датчики давления масла и воды на входе и выходе маслоохладителей	Входы и выходы маслоохладителей
Частота, Гц	50			8	Указатели потока масла	Выход маслонасосов
Число фаз	3			9	Указатели утечки воды и масла	Маслоохладитель
Схема и группа соединения обмоток	Унд-11			10	Датчик температуры (Pt100) окружающей среды	ЩС
Вид регулирования (сторона, вид)	нет			11	Датчики прибора качества изоляции вводов	Измерительные отайки вводов ВН
Параметры регулирования (число ступеней, %)	нет			12	Устройства технологических защит трансформатора	Комплект согласно контракту поставку трансформатора
Тип переключающего устройства	нет					
Тип конструкции магнитопровода	Бронестержневой					
Расположение обмоток на основном стержне	НН - ВН					
Расположение обмоток на боковом стержне	-					
Вид системы охлаждения	Ц					
Мощности переключения системы охлаждения	-					
Дата пуска в эксплуатацию	2013					
Марка масла	Nyro 11 фс					

Следующая

Рисунок 2.6 – Віртуальний прилад із довідковими даними на трансформатор ТНЦ-1000000/500-У1 системи моніторингу ЕСМДУ-ТРАНС

2.2 Огляд датчиків і перетворювачів, використовуваних в інтелектуальних системах діагностики силового трансформаторного обладнання

Проведемо короткий огляд датчиків та перетворювачів, що використовуються в ІСДТ.

Газове реле відноситься до апаратам релейний захисту обладнання, працюючого в маслозаповненому середовищі. Найбільш поширені реле типу РГЧЗ-66, ПГ-22, ВГ-50, ВГ-80, РЗТ-50, РЗТ-80 (рисунок 2.7) тощо.

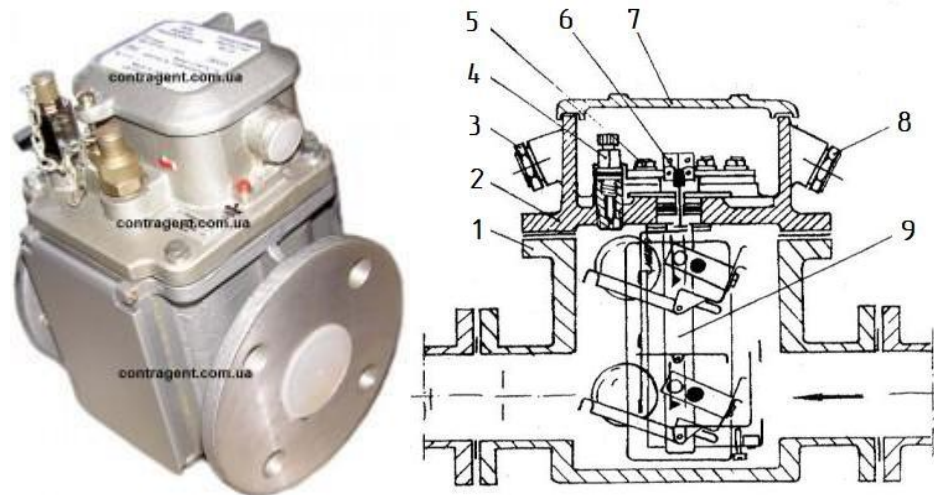


Рисунок 2.7 – Газове реле РЗТ-80: 1- корпус; 2- механічний блок; 3- вихідний фланець; 4- газоспускний клапан; 5- клемник ; 6 - контрольна кнопка; 7 - кришка відкидна; 8- вхідний фланець; 9- блок герметизованих магнітокерованих контактів .

Основні характеристики РЗТ-80:

- виконання двопоплавкове ;
- контакти замикаючі;
- маса 6 кг;
- діаметр прохідного отвору 80 мм;
- граничне значення швидкості проходження через реле оливи – 0,65;

1,0; 1,5 м/с .

Відсічний клапан (рисунок 2.8).

Його призначення – зменшити наслідки аварії трансформатора. Його прямим завданням є виключення викиду оливи з основного бака трансформатора. Для цього він розташований в трубопроводі між основним і розширювальним баком трансформатора і перекриває його при аварії. Допоміжною функцією відсічного клапана є подання сигналу, наприклад, на включення системи пожежогасіння або передачу сигналу про аварії на пульт керування. Для цього в ньому розташований електромагніт і система контактів.

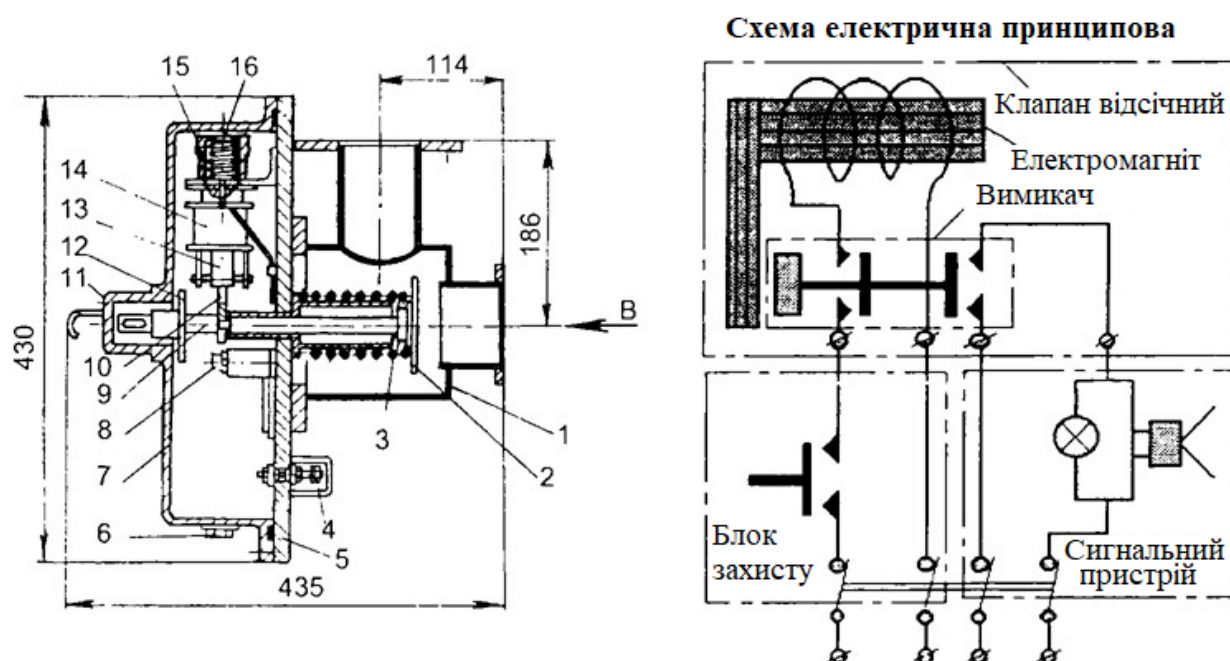


Рисунок 2.8 – Відсічний клапан: 1- корпус; 2- клапан; 3- пружина; 4- контакти; 5- плита; 6- пробка; 7- кожух; 8- кнопка; 9- тяга; 10- виделка; 11- склянка; 12- диск; 13- якір; 14- електромагніт; 15 - гайка; 16- пружина

Вказівники рівня оливи в баку трансформатора і баку ПУ.

Механічні та електромеханічні покажчики рівня оливи бувають плоскими або трубчастими (фізичний принцип дії - за принципом повідомляються судин), стрілочними (рисунок 2.9). Трубчасті вимірники

мають шкалу в вигляді вертикальної прозорою трубки з нанесеними на її поділами. Усе стрілочні прилади відповідно відображають рівень масла на циліндричному індикатор зі стрілкою. Серед стрілочних показчиків рівня поширення отримали вітчизняні прилади МС-1 і МС-2; закордонні фірми Qualitrol, Німеччина тощо. Сучасні вимірювальні системи рівня оливи є універсальними засобами, розрахованими на різні об'єми трансформаторного бака. Для цього використовується багатопоплавкова система, використовується переміщення поплавка як в осьовому, так і в радіальному напрямі. Також для інтеграції в системи контролю, вимірники обладнуються виходами аналогового або цифровий тип.



Рисунок 2.9 – Показчик рівня оливи MESSKO MTO-ST160(G)

Пристрій скидання аварійного тиску.

Пристрій скидання тиску призначений для зниження наслідків аварій на трансформатор, супроводжуваних дуже різким підвищенням тиску через газовиділення. СОУ-Н ЕЕ 20.302 [21] вимагає обладнання трансформаторів понад 1000 кВА цими пристроями обов'язково порядку. Для цих цілей застосовується або «вихлопна труба» закрита герметичною кришкою, що вибивається підвищеним тиском, або різні

клапана (рисунок 2.10). Сучасні запобіжні клапани скидання аварійного тиску відрізняються від попередників високою надійністю, тривалим терміном служби, широкими функціональними можливостями. Для цього спеціально підібрані матеріали деталей клапанів, залежно від їх призначення та навколишнього середовища, з якою вони контактують. Наприклад, корпус (базова деталь), клапана, засувки зроблено з нержавіючої сталі, приєднувальний фланець - із алюмінію зі хромовоокисним конверсійним покриттям, внутрішні поверхні, що контактують з маслом, додатково покриті термічно обложеною порошковим покриттям.



Рисунок 2.10 – Пристрій аварійного скидання тиску Qualitrol серії LPRD

При роботі трансформатора контроль температури обмоток (оливи) відбувається безперервно. Це має важливе значення при експлуатації трансформатора. Механічні вимірювачі температури побудовані за двома основним технологіям: сільфонної та з використанням принципу пружини Бурдона. Вони з'явилися разом з

силовими трансформаторами, ці технології затребувані і зараз. Чутливим елементів подібних вимірювачів є рідина, що змінює свій об'єм при зміні температури. У сучасних вимірювачах, переміщення механізму, що показує перетворюється на аналоговий або цифровий сигнал для зовнішнього приладу (рисунок 2.11).



Рисунок 2.11 – Вимірювачі температури виробництва ПАТ «ЗТР»

Датчик вимірювання якості ізоляції виводів. Сам по собі датчик не представляє цінності з точки зору вимірювання параметрів стану високовольтних виводів. Інша, більше правильне їх назва - пристрої приєднання (рисунок 2.12).



Рисунок 2.12 – Пристрій приєднання системи контролю ізоляції високовольтних виводів СКІВ виробництва АТ «ОРГРЕС» (праворуч) і лінійка датчиків серії DV-2 (ліворуч)

Пристрої реєструють струми провідності ізоляції висновків, імпульси часткових розрядів (як виникли в ізоляції виводів, так і усередині трансформаторів). Використовуючи дані цих двох сигналів, системи контролю або моніторингу розраховують зсув вектору струму провідності вводу, тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції вводу, основну ємність вводу, наявність дефектів по параметрам часткових розрядів.

Прилади проведення ХАРГ дуже різноманітні [22]. Більшість сучасних газоаналізаторів дозволяють із похибкою менше 5% дізнатися концентрацію газів в оливи без відправки проб оливи в спеціальні лабораторії. Загалом подібні пристрої містять блок відбору проб і обробний центр. У здебільшого проби беруться безперервно або з певною періодичністю, що дозволяє здійснювати контроль в онлайн режимі. Обробні центри видають результат, що виникли дефектам використовуючи трикутники або п'ятикутники Дюваля, коефіцієнти Роджера. Ведучими виробниками обладнання для ХАРГ є ТМ Serveron, (рисунок 2.13), BAUR, MEGGER і багато інших.



Рисунок 2.13 – Аналізатори ХАРГ

Прилади вимірювання вологовмісту в оливи об'єднуються з вимірниками температури, мають дуже велику кількість моделей від різних виробників. Результатом вимірювання є або абсолютне значення кількості вологи в маслі ppm (відношення маси вологи до маси оливи), або відносне значення a_w (дорівнює нулю, якщо вологи немає взагалі, рівне одиниці - коли масло повністю насичено вологою). Більшість вимірювачів мають невеликий корпус з РК-індикатором і вимірювальний зонд (рисунок 2.14).



Рисунок 2.14 – Серія вимірювачів вологості (трансмітерів) HMT360 Vaisala HUMICAP

Прилади вимірювання часткових розрядів електричним методом є складними інформаційно-обчислювальними комплексами. Наприклад, прилад R2100 (рисунок 2.15), використовує при роботі 12 вимірювальних каналів реєстрації часткових розрядів, 1 шумовий і 1 референтний. Частота фіксації параметрів від 0,5 МГц до 10 МГц. Результатом обробки інформації, що надходить є побудова графіків реєстрації часткових розрядів.



Рисунок 2.15 – Прилад R2100

2.3 Критичний аналіз відомих інтелектуальних систем діагностики і вибір робочого варіанта

Спочатку, інтелектуальні системи діагностики силових трансформаторів (поширена закордонна назва - експертні системи) будувалися навколо ХАРГ аналізу. Діагноз ставився в залежності від концентрації того чи іншого газу, їхньої взаємної концентрації, з урахуванням температури і вологості оливи. Розвиток систем діагностики пішло по шляху розширення контрольованих параметрів, в том числі параметрів умов експлуатації, збирання та облік історії експлуатації трансформатора, ухвалення рішення про подальшу експлуатацію. Швидко дійшовши висновку, що знати поточний стан трансформатора добре для його обслуговування та ремонту, але недостатньо для планування експлуатації енергосистем (для зниження можливих фінансових втрат), розвиток систем діагностики пішло шляхом прогнозування стану трансформатора, а це вимагало вирішувати навіть математичні завдання. Таким чином системи моніторингу обзавелися «інтелектом» і стали

називатися вже інтелектуальними системами моніторингу з функціями допомоги обслуговуючому персоналу (зберігання історії експлуатації трансформатора, видачі рекомендацій оперативному персоналу, постановка діагнозу тощо).

Точність прогнозу нині досить велика (таблиця 2.3). Як видно з отриманих результатів, мінімальна величина похибки складає 2%; максимальна - не перевищує 7%, що для інженерних розрахунків є прийнятною величиною

Таблиця 2.3 – Порівняння прогнозу і фактичного стану трансформаторів

Рік	Схема вимірювання ВН-К+СН+НН			Схема вимірювання НН-К+ВН+СН			Схема вимірювання ВН+СН+НН-К		
	Факт МОм	Прогн. МОм	Похиб. %	Факт МОм	Прогн. МОм	Похиб. %	Факт МОм	Прогн. МОм	Похиб. %
2004	539,0	549,0	2,0	435,0	464,6	6,8	312,0	330,7	6,0
2005	762,9	742,3	2,7	627,8	587,8	6,3	445,5	414,3	7,0

У теперішній час розроблено і впроваджено безліч інтелектуальних систем моніторингу, що мають широкий набір функціональних можливостей:

- оперативний контроль за датчиками та інформаційними сигналами, що дозволяє виявити відхилення у роботі трансформатора і зробити його дефектування;

- критеріальний порівняльний аналіз, що дозволяє попередити про можливостях виходу того або іншого вузла або трансформатора з ладу;

- статистичний аналіз зібраної і інформації, яка зберігається в базі даних, що дозволяє виявити зародження і розвиток дефектів;

- збір та ведення бази даних з експлуатації, ремонтів та ТО, яка дозволяє відбивати зміни навантаження трансформатора, склад оливи,

дегазація оливи, параметрів у зв'язку з відключенням трансформатора, параметрів у зв'язку з проведенням зварювальних робіт на трансформаторі, дані при пошкодженні трансформатора тощо.

Система моніторингу має контролювати такі параметри трансформатора: струм, напруга; температура елементів трансформатора; інтенсивність часткових розрядів; вміст газів в оливи; вологовміст оливи; стан РНН.

Проблемою є висока вартість обладнання та технічних засобів для безперервного контролю параметрів трансформатор. Як слідство, доцільним видається діагностика основних вузлів трансформаторів або обмежитися безперервним контролем для основних трансформаторів в системі електропостачання підприємства.

До базових параметрів, які необхідно відстежувати та вносити в передісторію експлуатації трансформатора слід віднести: діелектричні характеристики твердої ізоляції; фізико-технічний аналіз оливи; хроматографічний аналіз розчинених газів; опір обмоток на постійному струмі; втрати холостого ходу; коефіцієнт трансформації; опір короткого замикання; дані контролю часткових розрядів; дані тепловізійного контролю.

Діагностичні системи мають базуватися на кількох видах оцінки: застосування експертної бази, використання оперативних даних, рекомендації нечіткої логіки, висновків нейронної логіки, оптимізації біогенезних алгоритмів. Представлені види оцінки для прогнозування стану трансформатора повинні мати структурні взаємозв'язку різних типів: "або", "і або", "якщо", "що якщо", "або якщо,то" тощо.

2.4 Висновки до розділу 2

1. Темпи приросту потужностей у всій світовій енергетиці знизилися, приріст вироблення електроенергії досягається за рахунок

використання і покращення методів експлуатації обладнання. Продовження терміну служби електрообладнання на 20–30 років дає більшу вигоду, ніж заміна його на нове.

2. На силовий трансформатор діють зовнішні впливу і аномальні режими енергосистеми. Велика різноманітність можливих дефектів трансформаторів, що розвиваються в роботі, вимагає спрямованості контролю і виявлення найбільш частих і небезпечних дефектів.

3. Різноманітність дефектів, що виникають у трансформаторах, потребує великої кількості методів контролю їхнього стану. Все ширше застосовується при діагностики стану силових трансформаторів математичний апарат нечіткої логіки і нейрогенезних технологій. Його використання дозволяє нормувати параметри.

4. Складність рішення завдання оцінки стану трансформатора, велике число перероблюваної інформації і потреба в знаннях висококваліфікованих експертів вимагали автоматизації процесу прийняття рішення шляхом впровадження багаторівневих інтелектуальних систем діагностики

5. Перевірка ефективності роботи програмних комплексів інтелектуальних систем діагностики для прогнозування як окремих параметрів трансформаторів, так і в сукупності, показала їх працездатність. Глибина передісторії елементів і вузлів трансформатора при цьому повинна бути максимальною; мінімальна її величина повинна бути не менше п'ять років.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВОГОТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Розробка структурної схеми інтелектуальної системи діагностики

Проаналізувавши відомі системи моніторингу силових трансформаторів, я розробив структурну схему, відповідальну всім сучасним вимогам, але при цьому в ній ні зайвою перевантаженості інформаційними потоками (рисунок 3.1).

Роботу системи розглянемо із використанням умовних ієрархічних рівнів. Виділимо 5 рівнів. На п'ятому рівні, найнижчому, виробляється безперервний автоматичний збір діагностичної інформації, Відбувається первинна обробка зібраної інформації (її перетворення до виду, зручного для подальшої обробки). Відбувається зберігання зібраної інформації (функція «чорна скринька»). На структурній схемою до 5 рівня відносяться блоки «Оперативні дані», «База оперативних даних».

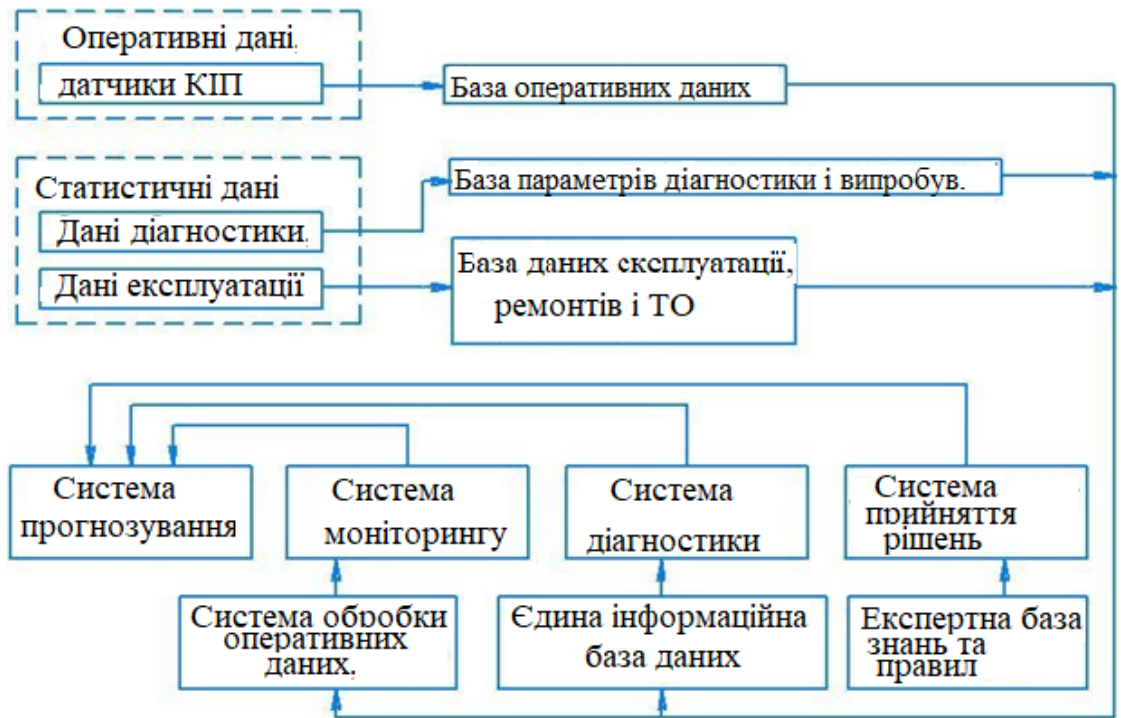


Рисунок 3.1 – Структурна схема розробленої інтелектуальної системи моніторингу

Участь людини на 5 рівні не передбачається (за винятком обслуговування і ремонту самої системи моніторингу).

На 4 рівні розташоване автоматизоване робоче місце (АРМ) оператора. На цьому рівні формуються повідомлення і висновки про технічному стані трансформатора, формуються рекомендації по експлуатації обладнання. На структурній схемі до 4 рівня відносяться блоки «Дані діагностики», «База параметрів діагностики і випробувань», «Система обробки оперативних даних», «Система моніторингу».

Наступні три рівні реалізуються в режимі обміну інформацією з комп'ютерами, розташованими в вищому диспетчерському пункті.

На 3 рівні здійснюється формування розширеною діагностичної інформації, розрахунок даних про технічному ресурсі обладнання. На структурній схемі до рівня 3 відносяться блоки «Дані експлуатації»,

«База даних експлуатації, ремонтів і ТО», «Система прийняття рішень».

На 4 рівні формуються зведені дані про технічний стан обладнання контрольованого трансформатора, формуються рекомендації про стратегію обслуговування даного трансформатора. На структурній схемі до 3 рівня належать блоки «Експертна база знань та правил», «Єдина інформаційна база даних», «Система прийняття рішень», «Система прогнозування».

На 5 рівні відбувається формування стратегії експлуатації і обслуговування контрольованого трансформатора. Рішення приймається інженерно-технічним персоналом на підставі даних, зібраних і оброблених даною системою моніторингу.

Таким чином, представлена система діагностики може працювати як автономно, встановленою на одиночному трансформаторі або електричній підстанції, так і у складі мережевої системи моніторингу, охоплює певний район електричних мереж.

3.2 Вибір і розрахунок компонентів і інтелектуальної системи діагностики, що розробляється

Діагностика часткових розрядів (ЧР). Вимірювальна техніка.

Електричне вимір часткового розряду в відповідно з ІЕС 60270 зазвичай має обмеження по точності для локальних (онлайн) вимірювань через високий рівень електромагнітного шуму при роботі трансформатора.

Метод вимірювання ЧР із застосуванням сигналів УВЧ ґрунтується на тому, що ЧР під олією - це дуже швидкі електричні процеси, які випромінюють електромагнітні хвилі з частотами у надвисокому діапазоні (УВЧ: 300-3000 МГц). Через помірно ослаблене поширення СВЧ - сигналів всередині трансформатора, чутливість до виявлення електромагнітних хвиль

достатньо гарна [23]. УВЧ-датчики, як показано на рисунку 3.2, можуть бути встановлені на трансформаторі во час його роботи через маслозаправний клапан.



Рисунок 3.2 – Зонд УВЧ для стандартного олійного заправного клапана

Заземлений трансформаторний бак має гарні екрануючі характеристики від зовнішніх перешкод, тому точність отриманого результату вимірювання дуже висока і дозволяє зробити висновок про якості і кількості ЧР. Коли електричні або УВЧ вимірювання ЧР показують наявність ЧР, тривимірна локалізація ЧР є наступним кроком для оцінки змін, що відбулися в ізоляції. Це може бути виконано на основі вимірювання часу прибуття акустичних ЧР-сигнали з використанням п'єзоелектричних датчиків, встановлених на стінках трансформаторного резервуару. Проте на акустичні сигнали ЧР впливають перешкоди всередині резервуару від обмоток, осердя і відбиті сигнали з бака. Рішення полягає в тому, щоб використовувати комбінацію двох методів: чутливі УВЧ сигнали ЧР для усереднення і акустичні сигнали ЧР для придушення шуму (перешкод). Використовуючи усереднені сигнали, акустичні імпульси ЧР залишаються конструктивно перекритими, тоді як рівень шуму усереднюється майже до нуля [24].

Калібровка вимірювань часткового розряду.

Принципова різниця між традиційними електричними вимірами часткового розряду в відповідно з ІЕС 60270 і нетрадиційне вимір ЧР з застосуванням УВЧ - це їх фізичні значення. Величина рівня заряду в системі СІ - пікокулон (рС або пКл) електричного вимірювання визначається інтегральною характеристикою перезарядки ємності. Електромагнітне випромінювання ЧР вимірюється в мілівольтах (мВ) при вимірі УВЧ датчиками. Так як шлях поширення електромагнітних хвиль до кінця невідомий, тому обидва методи неспроможні однозначно вказати точно місце дефекту. Таким чином, фактичний рівень ЧР (у пКл або мВ) залишається невідомим протягом всього терміну служби силового трансформатора. Проте, загальний рівень точності виміру ЧР досить високий, тому цей метод отримав широке визнання, особливо при заводських приймальних випробуваннях (FAT).

При навколишньому шумі і наявності коронного розряду існують певні труднощі для використання цього методу як для офлайн, так і онлайн-моніторингу. Теоретично обидві виміряні змінні містять однакову інформацію. Лінійне фізичне співвідношення між виміряною напругою антени УВЧ (в мВ) та присутнім електричним зарядом (у пС) електричного вимірювання може бути продемонстровано в лабораторних умовах. Однак це не можливо відстежити в складних конструкціях, таких як силові трансформатори. УВЧ-антени приймають електромагнітні випромінювання ЧР безпосередньо в оливи всередині бака трансформатора, який діє як «клітина Фарадея». Стає очевидним, що зазвичай вимір УВЧ вигідно використовувати при наявності зовнішніх впливів (перешкод). Це робить його придатним для обох вимірювань поза приміщенням (установка трансформатора на відкритому повітрі) у звичайному режимі, при випробуваннях у лабораторних умовах з низьким рівнем шуму навколишнього середовища, в якості приймального випробування на майданчику (SAT) після транспортування і установки трансформаторів. Технічні характеристики роблять метод УВЧ цікавим в якості доповнення

для стандартних випробувань трансформатора, коли його точність може бути визначена і відома в кожному конкретному випадку (для кожного типу і моделі випробуваного трансформатора). На точність вимірювання електричних та електромагнітних складових ЧР впливають:

- тип і фактичний рівень джерела ЧР;
- ослаблення сигналу від точки виникнення до точки його вимірювання;
- чутливість датчика (антена УВЧ, конденсатор зв'язку або квадрупольний конденсатор);
- втрати у вимірювальному кабелі та чутливість вимірювальної пристрої.

Вплив електричної установки (конденсатора зв'язку та квадруполя) та вимірювальної пристрої може бути відкоригований з допомогою калібрування для електричних вимірювань відповідно з методикою, викладеної в ІЕ С 60270. Щоб визначити чутливість УВЧ-датчика, повинен бути відомий його коефіцієнт посилення (AF), який може визначається з допомогою вимірювальною заповненою олією ГТЕМ комірка [25] (Gigahertz Transverse Electro-Magnetic: гігагерц поперечний електромагнітний).

Чутливість антени залежить від її конструкції по відношенню до довжина електромагнітної хвилі. Антени зазвичай описуються різними характеристичними значеннями, наприклад, коефіцієнтом посиленням антени. Для антен, які не визначені фізичною областю, можна прийняти ефективну довжину антени l_{eff} або AF за формулою (3.1):

$$AF(f) = \frac{E(f)}{U(f)}, \quad (3.1)$$

де $U(f)$ - напруга на антенних висновків;

$E(f)$ - напруженість електричного поля на антени.

Для оцінки антени використовується відповідна спеціально розроблена оливонаповнена комірка ГТЕМ [26]. Комірка ГТЕМ само по собі є розширений коаксіальний провідник, де певне електромагнітне поле може вплинути на випробуване обладнання (ВО) без перешкод від електромагнітного випромінювання середовища. У комірці визначається тестовий об'єм, в якому знаходиться ІВ. У тестовому обсязі, в ідеалі, комірка забезпечує однорідний розподіл електричного поля $E_{\text{ном}}$ і ортогональне магнітне поле ТЕМ. Крім того, напруженість електричного поля $E_{\text{ном}}$ в тестовому обсязі повинна бути відома для АФ при розрахунку ВО.

Автофокусування УВЧ-датчика ЧР може бути виміряне з використанням коефіцієнта передачі S_{21} (характеристика передачі в прямому напрямку) (рисунок 3.3). Вимірювальна установка складається з заповненою олією комірки ГТЕМ з встановленим датчиком УВЧ і векторний аналізатор мережі (VNA). Глибина установки датчика має бути такий же, як в наступних вимірювання на трансформаторі. У нашому прикладі тут використовується глибина вставки 50 мм від стінки резервуару.

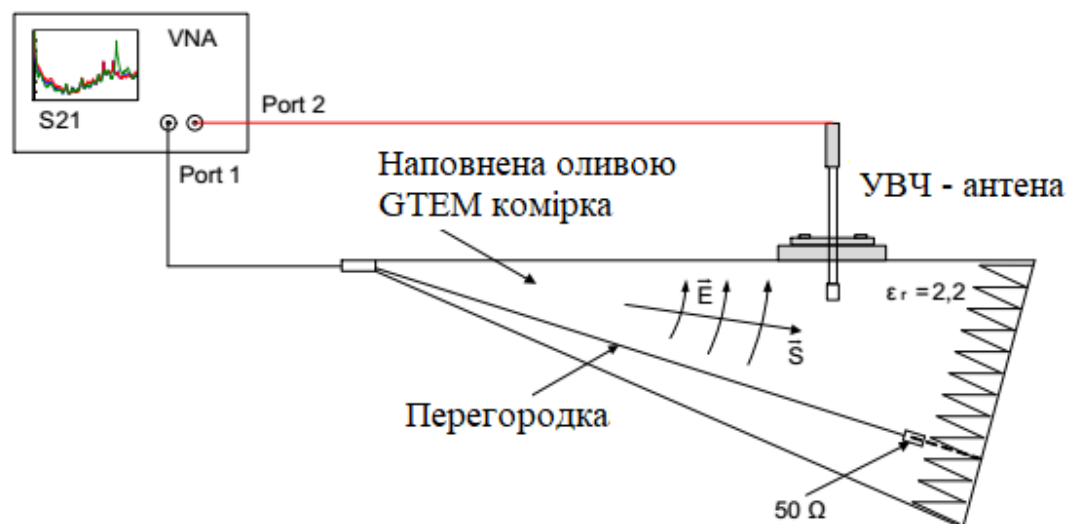


Рисунок 3.3 – Вимірювання характеристики передачі S_{21} для визначення коефіцієнта підсилення антени [13]

У цьому налаштуванні вхідний порт комірки ГТЕМ збуджується з синусоїдальною розгорткою частоти від 300 кГц до 3 ГГц, генерованих VNA. Другий порт VNA одночасно вимірює результуючу напругу на виході датчика УВЧ. Результуючий коефіцієнт передачі S_{21} може бути перетворено в коефіцієнт підсилення датчика УВЧ, якщо прийняти до уваги напруженість електричного поля в випробувальному об'єкті. Наприклад, на рисунку 3.4 показані рівні сигналів (AF, dB/m) двох вимірювань УВЧ-датчиком для двох комбінацій трансформаторного обладнання.

Порівняно з реальним трансформатором, вимірювання характеристик осередки ГТЕМ враховує тільки вплив датчика (не враховує вплив олійного клапана) і тому може розглядатися як перший крок до процедури калібрування.

Для досягнення порівняльного методу системи вимірювання УВЧ вимагають калібрування, включаючи перевірку чутливості антени УВЧ, встановленою на трансформаторі.

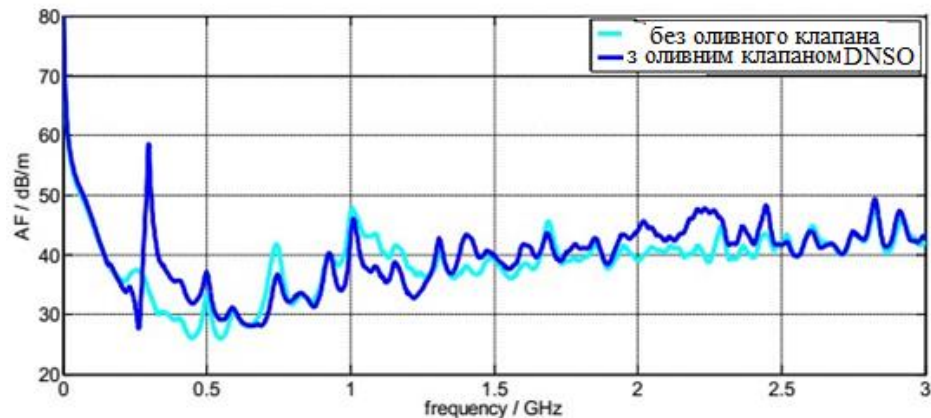


Рисунок 3.4 – AF УВЧ-датчика, виміряна в ГТЕМ осередку

На першому етапі відомий УВЧ калібрувальний імпульс вводиться в вимірювальну установку без антени, щоб калібрувати кабель і саме вимірювальне пристрій (рисунок 3.5).

З цього калібрувального виміру можна розрахувати коефіцієнт

калібрування K_1 :

$$K_1 = \frac{U_0}{U_m} . \quad (3.2)$$

На другому етапі характеристика датчика включається в калібрований шлях з використанням його автофокусування (f).

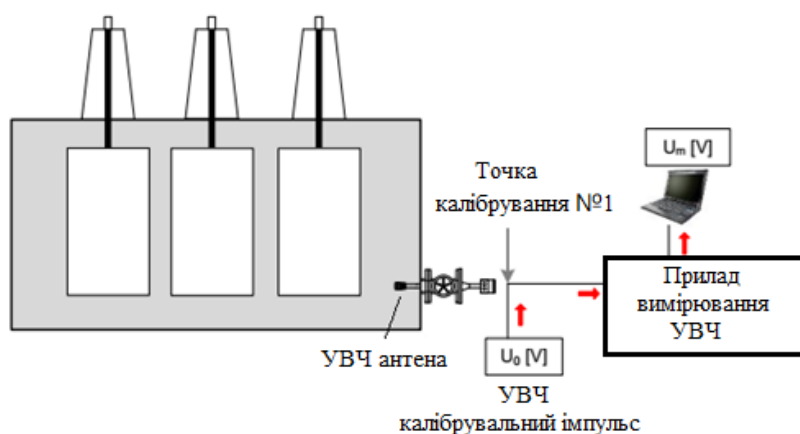


Рисунок 3.5 – Калібрування вимірювального пристрою і кабелів

Відома передавальна функція, що надається АФ, дозволяє зміщувати точку калібрування від крапки введення калібратора в антену УВЧ усередині трансформатора. Щоб спростити процедуру калібрування частотно - залежна АФ(f) може бути зменшено до скалярного поправочного коефіцієнта AF_s , Котрий представляє найбільш поширені частоти УНФ ЧР з достатньою точністю. Пропонується використовувати середня значення АФ(f) від 300 МГц до 1 ГГц в якості скаляр.

$$AF_s = \text{mean}_{300\text{MHz} \leq f \leq 1\text{GHz}} AF(f) . \quad (3.3)$$

Виходять АФ можуть використовуватися в його адаптованій формі K_2 для корекції сигналів у тимчасовій області

$$K_2 = 10^{\frac{AF_s}{20}} . \quad (3.4)$$

На рисунку 3.6 показаний приклад спрощення АФ(f) до середнього АФ_s та нової точки калібрування, який зміщений усередині трансформатора до антени УВЧ.

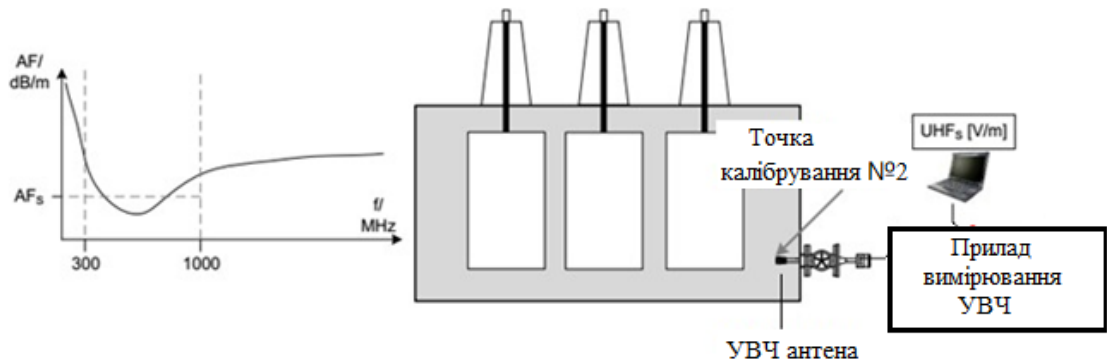


Рисунок 3.6 – Калібрування датчика УВЧ

Ідея використання середнього значення, частото-залежного АФ(f) підходить лише для широкосмугового діапазону системи виміру УВЧ. При використанні вузькосмугової вимірювальної системи, фактична АФ, використовувана в якості центральної частота, повинна використовуватися для K_2 .

Повний коефіцієнт калібрування УВЧ K_{UHF} розраховується:

$$K_{UHF} = K_1 \times K_2 . \quad (3.5)$$

Імпульс U_m , виміряний за допомогою системи вимірювання УВЧ, тепер можна скоригувати, і його значення корелює з електричним полем, що випускається ЧР, тобто відображається. Це значення можна

назвати " сигналом УВЧ, який є уявним (UHF_S)" (за аналогією з уявним зарядом електричного вимірювання часткового розряду). Це здається очевидним, оскільки він не пов'язаний безпосередньо з самим фактичним значенням ЧР, але дозволяє порівнювати різні системи вимірювання (включаючи датчики УВЧ, кабелі і вимірювальні прилади) при його калібруванні

$$UHF_S = K_{UHF} \times U_m \quad . \quad (3.6)$$

Онлайн моніторинг часткових розрядів.Онлайн моніторинг силових трансформаторів, який підтримує стандартизовані методи діагностики, є актуальним завданням, та його важливість неухильно набуває все більше значення. Безперервне вимірювання та аналіз процесів, що протікають у трансформаторі, дозволяє виявляти та відстежити небажані зміни в ранньому стані. Для ЧР УВЧ-моніторинг представляє собою зручне прогресивне рішення, тому що вимір виконується всередині резервуару і, отже, набагато менше чутливий до зовнішнім перешкод. Крім того, він може застосовуватись до трансформаторів, що знаходяться в експлуатації. Значний обсяг даних, зібраних під час онлайн діагностики, вимагає відповідної оцінки. Автоматизація процесу обробки даних неминуча.

Силовий масляний трансформатор з номінальним напругою 110/10 кВ і номінальною потужністю 120 МВА був перевірено на енергоспоживання [27]. Система вимірювання УВЧ ЧР в режимі онлайн реєструвала сигнали УВЧ ЧР з 35 дБ (з посиленням) та смуга 9 МГц на центральній частоті 505 МГц. Фаза L_1 була використана для фази кореляції. У зв'язку з тим, що трансформатор працює тільки за вимогою (резервний), трансформатор який не завжди перебував у роботі та обслуговуванні. Інформація про вимірювання знімалася протягом приблизно 65 днів з 2009 по 2012 рік.

У цьому проведеному тематичному дослідженні представлений підхід з використанням методу аналізу паттернів (шаблонів, образів,

зафіксованої картинки) з фазовою роздільною здатністю. Типові моделі з відомих джерел ЧР наводяться до абстрактної форми, яка однозначно характеризує форму джерела ЧР. Цей шаблон порівнюється з вимірним дозволом фази часткового розряду (PRPD). Виявлено закономірності, отримані з даних моніторингу. Порівняння між шаблоном і отриманими даними виготовляється по двовимірному нормалізованому алгоритму взаємній кореляції. Відстеження джерела ЧР з перебігом часу оцінюється з допомогою безперервній кореляції. Ввівши набір шаблонів для кореляції, було визначено прогрес окремих ЧР, визначено їх джерела.

Крос-кореляція - це алгоритм розпізнавання візерунків на зображенні. Чим вище подібність між двома зображеннями, тим вище їхній коефіцієнт кореляції. Для нормалізації використовується перехресна кореляція, що забезпечує значення коефіцієнтів кореляції між -1 і $+1$ для кожною елементарною матриці. Таким чином, взаємні кореляції різних зображень стають порівнянними. Коефіцієнт кореляції «1» вказує на точне збіг шаблону (ніколи не зустрічається на практиці), в то час як «-1» представляє область, де збіг зображення і шаблону Відсутнє («негативне зображення», ніколи не зустрічається на практиці). На рисунку 3.7 показано три типові схеми ЧР аналізованого трансформатора, що відрізняються друг від друга часом фіксації.

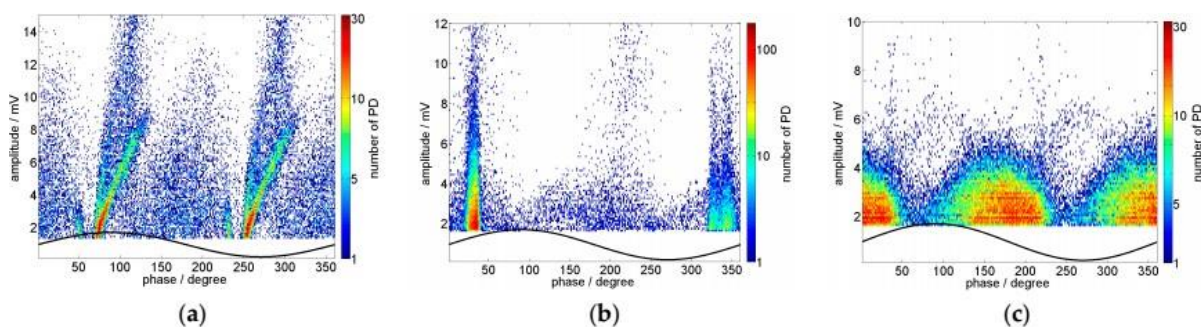


Рисунок 3.7 – Схеми часткового розряду (PRPD) з роздільною здатністю фази
УВЧ: а - паттерну 1; б - паттерну 2; с - паттерну 3

Шаблони повинні відстежуватися за перебігом часу. Тому постійний потік даних ЧР ділиться на сегменти з постійною тривалістю. Для кожного сегмента генерується шаблон PRPD, а потім взаємно корелює з шаблонами, отриманими при вимірах. Визначення адекватного періоду часу залежить від поведінки джерела з перебігом часу. Рисунок 3.7, а показує високу волатильність (мінливість). Отже, тривалість запису шаблону встановлено незначна, в течії та 1 хвилини. максимальне значення матриці кореляції представляє коефіцієнт кореляції для даного тимчасового сегмента. Приклад такої кореляційної матриці наведено на рисунку 3.8. Коефіцієнт кореляції розраховується з використанням шаблону, який нагадує шаблон, показаний рисунку 3.7, а. Коефіцієнт кореляції показаний червоним, його літочислення по лівій осі. Для порівняння нанесено кількість ЧР / хв (чорний колір, права вісь).

На рисунку 3.9 показана гістограма для кожного шаблону (паттерни). Шаблон 1 (рисунок 3.7, а) присутній тільки 15% часу, показуючи уривчасту поведінку. Шаблон 2 (Рисунок 3.7, б) має більше високу швидкість появи і може бути виявлений на 40% часу вимірювання. Схема 3 (Рисунок 3.7, с) є домінуючим джерелом, який можна виявити в 60% випадків на протязі всього періоду спостережень.

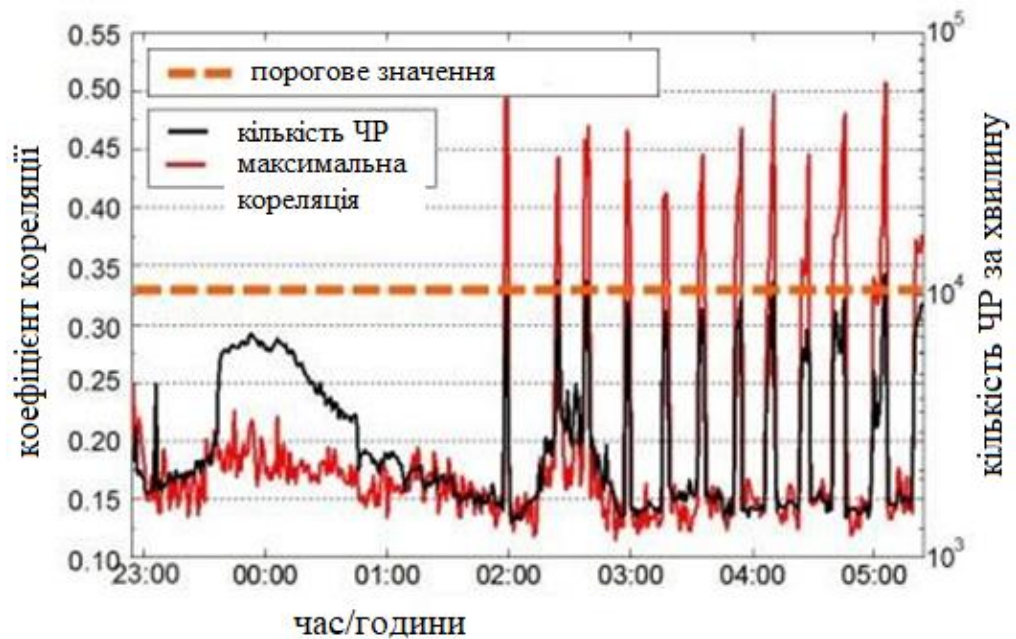


Рисунок 3.8 – Кількість ЧР в хвилину і коефіцієнт кореляції

Таким чином, суттєвою перевагою представленого методу є його застосування для великих наборів даних ЧР (наприклад, із систем моніторингу трансформаторів). У поданому випадку були оцінені дані моніторингу за 65 днів. Отже, порівняння відбувалося з трьома моделями PRPD, типовими для цього конкретного трансформатора. Використовуючи взаємну кореляцію, можна відстежувати закономірності за період моніторингу з точки зору їх зовнішнього вигляду та фазової позиції.

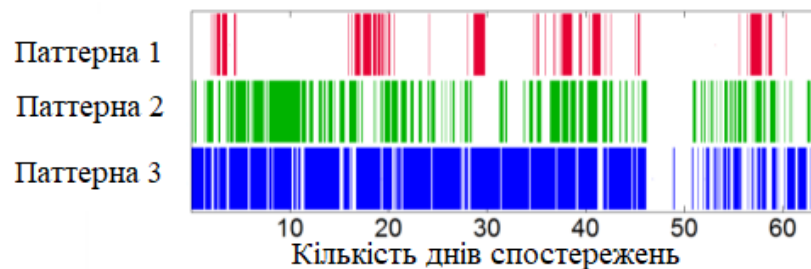


Рисунок 3.9 – Результати алгоритму розпізнавання певних паттернів 1–3

Локалізація часткових розрядів. Через збільшення значень кількості розчинених газів в оливи (DGA аналіз) однофазний автотрансформатор 333 МВА, 400/220 кВ був перевірений на місці і через онлайн на ЧР. Високий рівень електромагнітного шуму на підстанції сильно заважав електричному вимірюванню ЧР, виконаному відповідно до ІЕС 60270 на частотах нижче 1 МГц. Було виявлено джерело шуму - їм була шина 400 кВ над трансформатором, що створює чутний коронний розряд. Було прийнято рішення провести УВЧ-вимірювання ЧР для виявлення та аналізу ЧР. Необхідно було зменшити або виключити вплив зовнішнього електромагнітного та акустичного шуму на точність вимірювань. Так як трансформатор був обладнаний трьома масляними клапанами, на їхні місця було встановлено три ідентичні УВЧ-датчики. На рисунку 3.10 показано розташування датчиків: три УВЧ-датчика (УВЧ 1 , УВЧ2, УВЧ3) і шість акустичних датчиків (А1 - А6). Джерело ЧР показано червоною заштрихованою областю.

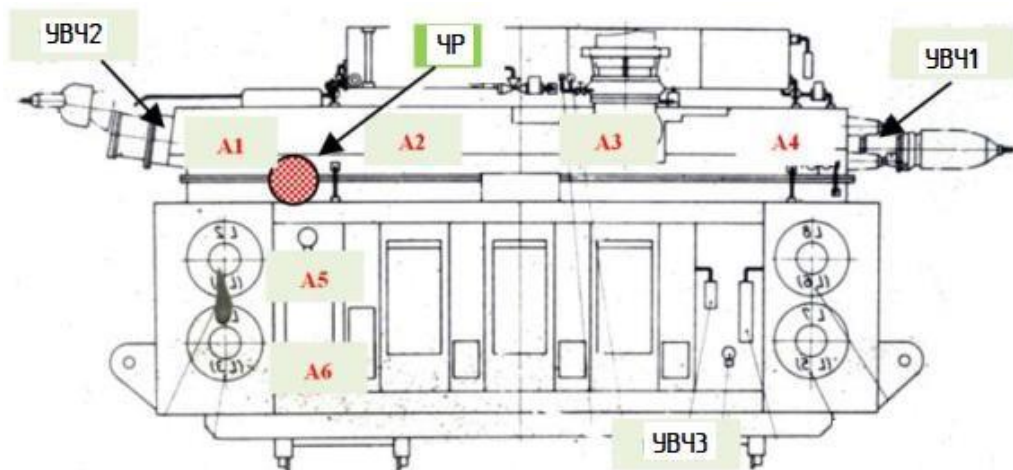


Рисунок 3.10 – Положення УНЧ та акустичних датчиків РД талокалізованого джерела РД в 333 МВА / 400 кВ однофазний автотрансформатор

При номінальній напрузі сигнали УВЧ від внутрішніх джерел ЧР були виявлено усіма трьома УВЧ - датчиками. Швидкість поширення

електромагнітних хвиль складає приблизно $2/3$ швидкості світла всередині трансформатор. Таким чином, для локалізації ЧР УВЧ-сигнали виявляються практично в один і той же час. І навпаки, швидкість акустичних хвиль складає 1400 м/с, що дає час проходження в межах діапазону мілісекунд. Принаймні з трьома акустичними датчиками і відповідним часом поширення можна розрахувати перетин хвиль і, отже, розташування ЧР. Треба думати, що акустична енергія (акустичні хвилі) проходять прямо в полі зору джерела ЧР до датчика без будь-яких відбитків. Крім того, процес акустичної локалізації часткового розряду також пов'язаний з поширенням акустичних хвиль. Хвилі швидше проходять через стінку сталевого бака, чим через трансформаторне масло. Час поширення акустичних сигналів може бути точно розраховано з допомогою критерію Хінклі, котрий заснований на вимірі енергії вимірюваного сигналу.

Як показано на рисунку 3.10, місце розташування джерела ЧР знаходиться у безпосередній близькості від виводів, але із зовнішнього боку бака. Таким чином, неточність знаходиться в межах близько 40 см по всіх просторовим осям. Час поширення хвиль було виміряно з допомогою шести датчиків, які являють собою три датчики УВЧ (УВЧ 1 – УВЧ 3) та три акустичні датчики (А2, А5, А6), розміщені поряд з джерелом ЧР.

Після доставки трансформатора на ремонт до виробника результат локалізації ЧР був підтверджений акустичної локалізацією ЧР, рекомендованою ПЕК, в екранованій зоні випробувань. У результаті трансформатор не було розібрано. Візуальний огляд активних деталей пристрої РПН підтвердив результати локалізації. Після усунення виявлених пошкоджень трансформатор пройшов приймальні випробування, які показали відсутність будь-яких ЧР та трансформатор знову введений у експлуатацію.

Аналіз частотної Характеристики.

Вимірювання АЧХ є широко застосовуваним методом оцінки стану обмотки силових трансформаторів. Даний метод кращий для виявлення

пошкоджень після удару блискавки, короткого замикання або транспортування і, як правило, вважається більш чутливим, ніж звичайні виміри напруги короткого замикання [17]. Відхилення частоти та часу відгуку вказують на механічні та/або електричні зміни в активній частині. Основний принцип методу аналізу частотного відгуку (FRA) - це дослідження та/або перебування відмінностей між частотними характеристиками Поведінка електричної сигналу в діапазоні частот до 2 МГц, іншими словами, частотна характеристика визначається численними характерними резонансами, які залежать від паразитних ємностей та індуктивностей, які у свою черга визначаються геометрією та розташуванням активної частини та бака трансформатора [28]. Передавальна функція $TF(f)$ в якості змінної стану відображає геометричний структурний стан, і кожен стан (кожен відгук) відповідає своєму станові. Відомі типи пошкоджень, наприклад, деформації обмоток (їх осьове або радіальне зміщення), впливають на передавальні функції, змінюючи їх. Тим не менше, інтерпретація конкретних відмінностей між двома кривими передавальної функції є відсутнім ланкою між ідентифікацією несправності, виміром і оцінкою стану трансформатора.

На рисунку 3.11 показані діапазони частот, застосовуваних для діагностики відповідних частин обмоток, чутливих до механічних змін. Дані частоти опублікувало в 2008 року світова спільнота енергетиків WG Cigre . Для невеликих силових трансформаторів цікаві діапазони частот мають тенденцію зрушуватися в бік вищих частот.

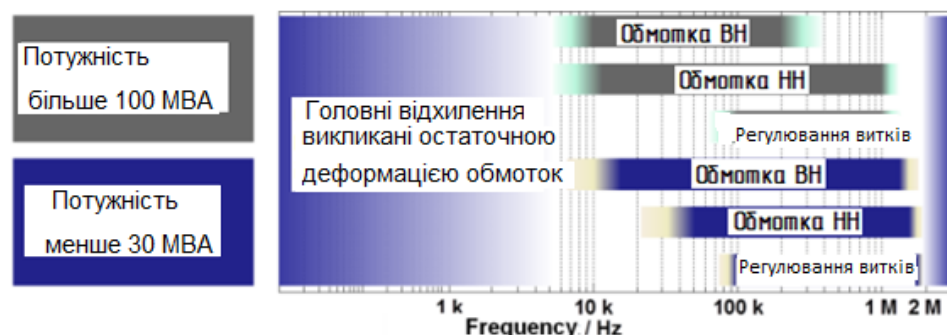


Рисунок 3.11 – Частотні діапазони з відомою чутливістю до змін геометрії обмотки

Вимірювальна техніка. Два найбільш часто використовуваних типу випробувань для вимірювання передавальної функції відгуку обмоток силових трансформаторів - це так званий вимір наскрізної передавальної функції $TF_{EE}(f)$ та взаємної ємності обмоток (CI) $TF_{CI}(f)$. На рисунку 3.12 показані відповідні схеми підключення. Отримана передавальна функція вимірюваної фази:

$$\underline{TF}_{EE}(f) = \frac{U_{2,EE}}{U_1} . \quad (3.7)$$

Для другого типу вимірювання передавальна функція:

$$\underline{TF}_{CI}(f) = \frac{U_{2,CI}}{U_1} . \quad (3.8)$$

Кожне з'єднання може використовуватися для вимірювання частотного відгуку. Тим не менше, деякі дослідження показали, що міжобмоткові з'єднання більше чутливі до загальних механічних змін.

Аналіз розчиненого газу (DGA).

Проведення DGA аналізу надає відповідну інформацію про внутрішні несправності трансформатора. При старінні, теплових і електричних несправності утворюються типові гази, які розчиняються в ізоляційному оливи. Аналізуючи ці газові профілі, можна, можливо оцінити їх тип і характер виникла несправності.

DGA аналіз дозволяє оцінити серйозність виникаючих несправностей. Для цього щорічно забираються проби оливи, оцінюється як співвідношення різних газів, так і щорічні зміни концентрації газу.

Застосовність DGA аналіз.

Існуючі стандарти DGA аналізу засновані на складних процедурах проведення, які рекомендується проводити в лабораторних умовах. Застосування DGA аналізу в системах онлайн- моніторингу, вимагають надійності та високої точності вимірювання протягом тривалого часу роботи. Тим не менше, застосування DGA аналізу в

системах онлайн-моніторингу є одним із пріоритетних напрямків їх розвитку.

Динаміка зміни кількості газу в оливи. Прийнятна точність діагностики на основі аналізу газу в оливи вимагає розгляду як генерації (появи) газу в оливи, так і втрати газу (відведення газу з бака). Газу, що відводяться з бака трансформатора через спеціальні газовідвідні пристрої, можуть привести до показу невірних рівнів концентрації і недооцінені швидкості генерації газу, особливо для вільно дихають трансформаторів. Крім того, також можливий зворотний шлях: газу з атмосферного повітря, в основному азот та кисень, повільно розчиняються у маслі трансформаторного бака. Адекватна діагностична модель може допомогти виміряти фактичну швидкість генерування газу в несправному трансформаторі. Таким чином, величина неточності в аналізі вмісту газу в трансформаторі з розширювальним баком може бути знижена.

Вихід повітря в атмосферу з розширювального бочка в здебільшого залежить від конструкції самого бочка. У ньому масло знаходиться в прямому контакті з навколишнім повітрям. В результаті несправні газу можуть випаровуватися в атмосферу і газу з повітря можуть розчинятися в трансформаторному оливи. Трансформатори подібною конструкції поширені у багатьох країнах, включаючи Україну. Для унеможливлення контакту оливи розширювального баку з атмосферою розроблені і використовуються інші системи: герметичний бак трансформатора, використання в розширювальному баку спеціальної мембрани тощо.

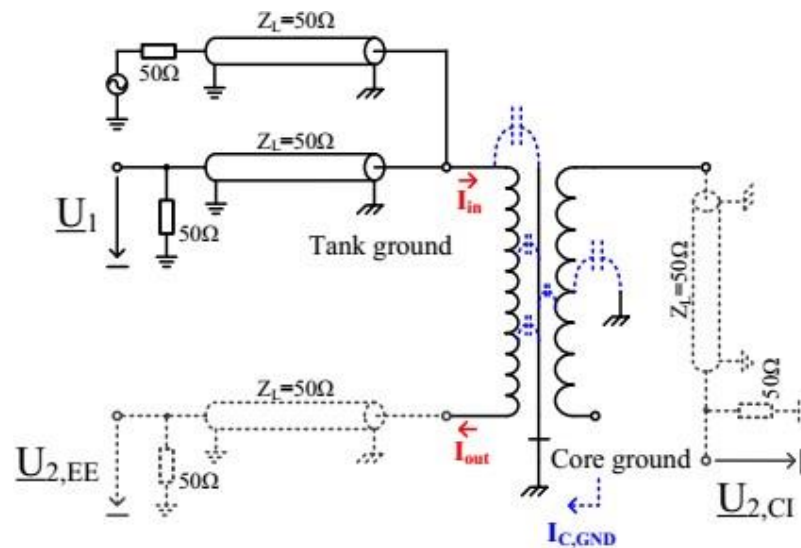


Рисунок 3.12 – Схеми підключення для вимірювання частотного відгуку при наскрізній (ЕЕ) та смісній взаємної обмотки (СІ)

Розчинені гази потрапляють у розширювальний бак разом з олиєю, в якій вони розчиняються. "Випарюючись" у розширювальному баку з оливи, вони створюють усередині баку надлишковий тиск. Потім, за рахунок дифузії, внутрішній тиск вирівнюється з атмосферним. При цьому видаляються "корисні" нам розчинені гази - носії інформації про несправності, які виникли в трансформаторі. Кількість газів, які вийшли в атмосферу, залежить від швидкості надходження оливи в розширювальний бак. А це в свою чергу залежить від багатьох факторів:

- рівень оливи в головному баку трансформатора;
- навантажувальна і перевантажувальна здатність трансформатора;
- температура навколишнього середовища;
- об'єм бака трансформатора;
- конструкція резервуару розширювального бака;
- спосіб підключення розширювального бака до основного баку трансформатора.

Швидкість переміщення оливи та її обсяг залежить від двох основних причин:

- щільність оливи, отже, і її обсяг, залежить від температури оливи.

При підвищенні температури на 1°C , об'єм оливи збільшується на 0,076%;

- ефект конвекції (природна циркуляція), який обумовлений різницею температур оливи у верхній частині бака і температурою оливи в нижній частині бака, яка приблизно є рівною температурі довкілля.

Наприклад, за даними теплового моніторингу, було підраховано витрату для 26 різних силових трансформаторів [29]. При розрахунку враховувалася тільки витрата оливи за обсягом. Номінальна потужність трансформатора варіювалася від 31,5 МВА до 850 МВА. Тому типи завантаження та системи охолодження трансформаторів вийшли дуже різноманітними. Результати швидкості потоку оливи з основного бака в розширювальний бак охоплюють широкий діапазон від 4 л/добу до 36 л/добу на 1000 л оливи. У менше потужних розподільчих трансформаторах швидкість переміщення 1,8–6,2 л/добу на 1000 л об'єму оливи при стабільних коефіцієнтах навантаження. У трансформаторів з примусової системою охолодження переміщення оливи нижче, чим з природною циркуляцією, що пов'язано з контролем температури.

Випаровування газу через розширювальний бак.

Обмін газами на межі розділу між олією і атмосферним повітрям в розширювальному бачку був змодельований в лабораторному пристрої. У якості розширювального бака використовувалися чотири ємності у вигляді круглих бочок, загальний обсяг яких становив близько 217 л. Щоб варіювати площею поверхні між олією і навколишнім повітрям всередині, проведено два експерименту:

- один експеримент проводиться з ємністю, що стоїть вертикально, з площею граничної поверхні близько $0,26 \text{ м}^2$;
- другий експеримент із горизонтально лежачою ємністю та площею граничної поверхні близько $0,48 \text{ м}^2$.

Об'єм оливи при обох експериментах становив однаковий обсяг 100 літрів. Відтак обсяг повітря в баку, що контактує з атмосферою над олією, становив 117 л. У всіх експериментах використовували мінеральну оливу.

Перед кожним експериментом олива дегазувалася, висушувалася і фільтрувалася при 60°C за допомогою вакуумної системи обробки оливи. Після дегазації спеціально підготовлена «несправна» газова суміш розчинилася в оливі з використанням пористого політетрафторетиленового (ПТФЕ) пластику. Експерименти проводились при кімнатній температурі 25°C . Мета експерименту - вивчити інтенсивність "випаровування" розчинених газів в атмосферу з поверхонь, що мають дві різні площі - $0,26\text{ м}^2$ і $0,48\text{ м}^2$. Протягом усього експерименту оливу не перемішували. На рисунку 3.13, а показано концентрація водню в оливі для двох різних площ поверхні. Криві відповідають експоненційній залежності між концентрацією водню та часом випаровування $C(t)=C_0 \exp^{-\lambda t}$. Коефіцієнт випаровування газу λ має одиницю виміру $1/\text{ч}$ (зворотна величина від часу) і залежить від площі поверхні випаровування.

Зменшення концентрації водню відбувається швидше за більшої площі поверхні. Крім водню, за допомогою даної лабораторної установки можна, можливо проаналізувати концентрацію інших розчинених газів. на рисунку 31, б показані коефіцієнти випаровування λ всіх розчинених газів з обох поверхонь. При лінійному збільшенні площі поверхні коефіцієнт випаровування газу також збільшується лінійно. Отже, що більше площа, то більше газів випаровується. Водень випаровується з максимальною швидкістю, а потім CO і CH_4 . C_2H_6 випаровується повільніше за всі.

Оскільки випаровування також залежить від температури як оливи так і повітря, дослідження провели для чотирьох різних температур: близька до кімнатний (біля 22°C), 35°C , 50°C і 65°C . Усе тести провели з використанням одного обсягу оливи (100 л) і з постійною площею поверхні між олією і навколишнім повітрям ($0,26\text{ м}^2$).

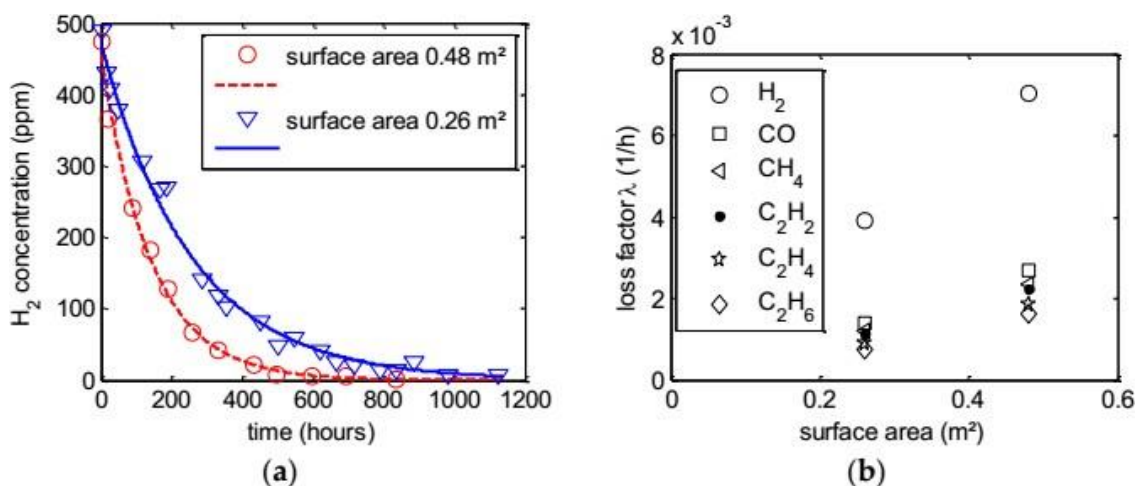


Рисунок 3.13 – Інтенсивність випаровування розчинених газів на лабораторній установці

На рисунку 3.14, а показані встановлені по результатам експериментів коефіцієнти випаровування різних газів λ при різних температурах. Випаровування газу в функції температури показали експонентне зростання. Наприклад, рисунку 3.2, а, побудований графік експоненційною залежності випаровування газу CO від температури. З рисунку 3.14, а видно, що газ H₂ має вищий коефіцієнт випаровування і є більш летким, чим інші досліджені газу.

Велика різниця між коефіцієнтами випаровування газу при 22 °C та 35°C може бути пояснено особливістю проведення експерименту Процедура. Нагрівання оливи при кімнатній температурі (22°C) не потрібно. При більше високих температурах (35–65°C) використовувався трубчастий електричний нагрівник. Через це в оливи виникає конвекційний ефект. Це призводить до збільшення змішування оливи і, отже, до більше високому коефіцієнтом випаровування.

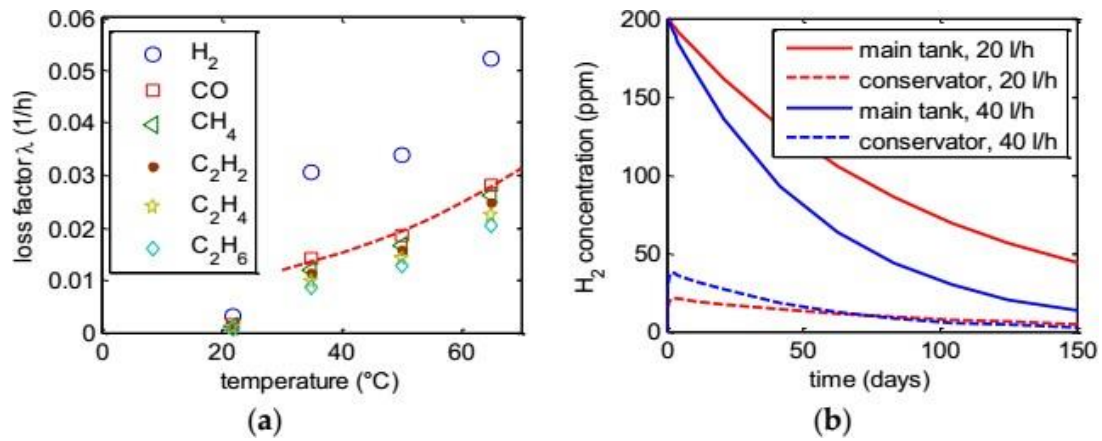


Рисунок 3.14 – Результати дослідження випаровування розчинених газів: а) коефіцієнти випаровування різних розчинених газів залежно від температури; б) зміна концентрації H_2 переважно баку (пряма лінія) та розширювальному бочку (пунктирна лінія) при різних швидкостях обміну оливи між ними

Розрахунок випаровування газу при виникненні відмови (газовиділення).

Проведені експерименти показують можливість розрахунку випаровування газу при використанні розширювального бака. Для цього потрібно знати об'єм баків, температуру оливи, площу поверхні на розділі олива/повітря. Як було сказано, концентрація розчинених газів в основному баку, впливає на концентрацію газів у розширювальному баку та навпаки. Отже, похідна кожною концентрації у часі залежить від концентрації газів як в основному баку, так і в розширювальному баку. З урахуванням цього складено система двох диференціальних рівнянь, за допомогою яких можна визначити кількість виділеної оливи:

$$\frac{\partial K(t)}{\partial t} = m \times K(t) + n \times A(t)$$

(3)

.9)

$$\frac{\partial A(t)}{\partial t} = p \times A(t) + q \times K(t)$$

(3)

.10)

де $K(t)$ і $A(t)$ - залежні від часу концентрації газу в основному баку K і розширювальному баку A відповідно;

m , n , p і q є константами, які залежать від обсягу, коефіцієнта випаровування газу, швидкості надходження оливи в розширювальний бачок та швидкості надходження оливи з розширювального бака в основний бак.

Наприклад. Трансформатор має об'єм оливи в основному баку 42000 л. У розширювальному баку знаходиться 1700 л. У основному баку знаходиться розчинений водень з концентрацією 200 год / млн. У розширювальному бочці за умовою завдання розчиненого водню немає. Обмін маслом між основним і розширювальним баками прийнятий постійним на рівні 20 л / год (40 л / год), відповідно до результатів експерименту, описаних вище. Щогодини 20 літрів оливи перетікає в розширювальний бак і назад в основний бак. Температура також вважається постійною, рівною 15°C. Коефіцієнт випаровування газу в розширювальному баку встановлений на рівні $\lambda_{H_2} = 0,1$, що відповідає площі поверхні 1,5 м². Значення λ_{H_2} отримано з експерименту, описаного вище. Результати розрахунку з використанням формул (10) і (11) представлені у графічному вигляді на рисунку 3.14, б.

Концентрація водню в оливи в здебільшого баку зменшується в геометричній прогресії. При початковій концентрації водню 200 ч / млн, зменшення його концентрації 0,086 год / млн. / годину або 2,06 ч / млн / день при масло обміні 20 л / год. При підвищенні масло обміну між баками, концентрація водню також зменшується. Порівняння розрахунків для 20 л / год 40 л / год показує, що на випаровування газу з розширювального бака сильно впливає обмін оливи між ним та основним баком. Для підвищення точності моделювання, необхідно покращувати моделі, застосовані при лабораторних випробуваннях, а також порівнювати отримані лабораторні дані з вимірами працюючих реальні трансформатори.

Онлайн моніторинг розчинених газів. Наведемо приклад важливості застосування онлайн моніторингу розчинених газів. Досліджувався підвищувальний трансформатор 600МВА/380кВ. Через зливний оливний

патрубок, для оцінки концентрації розчинених газів, був підключений інфрачервоний газоаналізатор, підключений до онлайн системи моніторингу стану трансформатора. На початку липня з'явився сильний і постійний зріст кількості розчинених газів (початок координат на рисунку 3.15, а).

Через високу швидкість зростання концентрації TDCG (загальна кількість розчинених газів), яка перевищує 100 проміле в день, паралельно з системою онлайн контролю DGA, щодня «вручну» відбиралися проби оливи і аналізувалися в лабораторії. Відбір проводився з основного бака вакуумним способом. Це дозволило оцінити точність роботи системи онлайн моніторингу.

Вуглеводи CH_4 показали дуже гарний збіг між показниками онлайн-моніторингу і лабораторними показниками (рисунком 3.15 а). Найбільші відхилення сталися з воднем, що можна пояснити його високою дифузійною здатністю. Однак, незважаючи на те, що зразки масла, проаналізовані в лабораторія, показали трохи відмінні абсолютні значення газу, в цілому діагностика показала можливу причину відмови, яка збіглася з висновками лабораторних досліджень. Зокрема, водень, метан, етан та етилен були визначені трохи у більших кількостях, ніж ці гази були у оливі. Для виявлення несправності використали графічний метод – побудова трикутника Дюваля. Трикутник показав як дефект – точкове підвищення температури понад $700\text{ }^\circ\text{C}$. Концентрація CO та CO_2 залишалася майже постійною, що вказувало на відсутність несправності в ізоляції обмоток. Оскільки кількість ацетилену повільно збільшувалася протягом перших 50 днів приблизно на 15 частин на мільйон частин оливи, оплавлення листів магнітопроводу також було виключено в якості причини несправності.

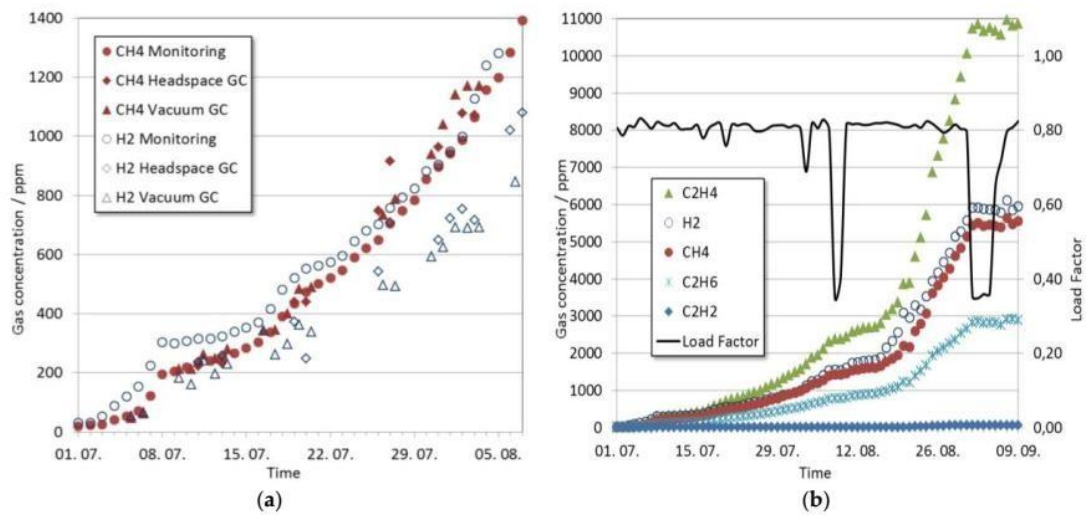


Рисунок 3.15 – Динаміка концентрації газу в трансформаторі 600 МВА /380 кВ : а) перші 5 тижнів; б) 10 тижнів

На початку серпня загальна кількість розчинених газів (приблизно 5000 ppm) і відповідна швидкість їхньої генерації перевищила значення, зазначених в п.4 IEEE C57.104 «Міжнародний стандарт - інструкція IEEE щодо інтерпретації газів, що утворюються в масляних трансформаторах». Цей керівний документ наказує при таких обставинах виключити трансформатор з експлуатації.

Незважаючи на велику кількість розчиненого газу (рис. 33, б), він не виявлявся у газовому реле Бухгольца . Крім того, дуже низький рівень ацетилену привів до рішення залишити трансформатор у роботі, поки запасний трансформатор не буде доставлений на місце для його заміни. Якщо підвищення ацетилену перевищило 5 ppm /день з інтервалом у два дні або відбувався різкий зріст 5 ppm/година, трансформатор був б вимкнено негайно. Був введено режим роботи трансформатора "стратегія контрольованого продовження роботи", щоб знизити фінансові втрати, які виникли б при відключенні трансформатора з роботи.

Наступним кроком було зниження навантаження трансформатор. Це призвело до зупинки генерації газу на тому рівні, що був до зниження навантаження, але він продовжував вироблятися. Перевірили наявність проблем у виводах: у високовольтних, підвищений опір контактів РПН, опір

в обтискних з'єднаннях - проблем не виявили. Через деяке час генерація газу знову стала зростати. Тоді навантаження трансформатора знизили на 50%. Це привело до припинення газоутворення, що було інтерпретовано як тимчасове переривання відмови. Надалі навантаження трансформатора збільшувалося до появи газоутворення, і тут ж знижувалося для його зупинки. З прибуттям запасного трансформатора, 10 вересня трансформатор був відключено і замінено на запасний. Після доставки несправного трансформатора в ремонтний підрозділ, він був розібраний і продефектований. Було визначено, що через механічну деформацію, бак вступив в контакт із листами магнітного сердечника, що призвело до циркуляції струму через систему заземлення сердечника. Цей циркулюючий струм індукується залежним від навантаження потоком розсіювання і може досягати рівня кілька сотень ампер. У точці контакту бака з листами осердя і виникла "гаряча точка", яка викликала розкладання оливи. Крім того, мідний кабель заземлення сердечника був розірваний (розплавився від температури), що порушило заземлення.

На даному прикладі видно, що онлайн моніторинг кількості розчинених газів в оливи, відстеження динаміки їх зміни, дозволило вдовше залишити трансформатор в роботі, і, таким чином, знизити фінансові втрати при його заміні.

Вимірювання вологості (вміст води в маслі). Причини необхідності вимірювання вологості.

Волога дуже негативно впливає на ізолюючі компоненти трансформатора за кількох причин. Однією з них є те, що діелектрична міцність ізолюючою рідини (у здебільшого оливи) сильно залежить від вологості. Збільшується ризик підвищення тиску в баку, за рахунок утворення та випаровування водяної пари. Вода також небезпечна для ізоляції на основі целюлози, оскільки вона прискорює її старіння. Таким чином, знаючи вміст води в твердій ізоляції трансформатора, можна отримати данні про її старінні і, отже, планувати подальші дії з експлуатації

трансформатора. Причин потрапляння вологи в масло кілька.

Першою причиною потрапляння води в масло при експлуатації трансформатора може бути неправильна сушка на заводі. Другий причиною є проникнення вологи з атмосфери. Це може відбутися навіть через розширювальний бак. Наступна причина пов'язана з ремонтом трансформатора, точніше не дотриманням технології ремонту в частини зберігання розібраних частин в умовах сухого зберігання.

Наступна причина, найважливіша, це волога, що виділяється в масло при старінні паперу та картону. Це означає, що навіть у добре обслуговуваному трансформаторі з віком вологість оливи підвищується. Є дослідження, які показують, що при старінні вологість підвищується і в свою черга прискорюється процес старіння (рисунок 3.16).

Можна, можливо зробити висновок, що оцінки терміну служби целюлозних ізоляційних систем залежать не тільки від робочої температури, а й від змісту вологи в твердій ізоляції. Це важлива причина, чому вимірювання вологості у поєднанні з іншими методами діагностики може допомогти оцінити технічний стан трансформатор.

Складність полягає в тому, що потрібно дізнатися міст води у застарілої твердій ізоляції, яка представляє собою тонкий папір. Це майже неможливо виміряти безпосередньо, оскільки папір не може бути відібрано для дослідження без її "відриву" з місця роботи. Тут можуть допомогти тільки непрямі методи.

Здебільшого, для оцінки вологості, застосовують дві групи методів:

по- перше, по графікам рівноваги вологості (рівноважний вологовміст у папері (картоні)). Діаграми рівноваги використовують той факт, що волога в системі папір-олива досягає рівноваги і розподіляється між оливою та папером. Таким чином, знаючи температуру та вміст води в оливі, можна оцінити вміст води в сухій речовині (у ізоляції). Якщо теплова і кінетична рівновага порушені, ці графіки можуть давати помилкові оцінки на додаток до похибок при відборі проб і їх аналізі в лабораторії;

по-друге, вимірювання діелектричної характеристики.

Діелектричні методи діагностики оцінюють вологість паперу або картону з діелектричних властивостей. До них відносяться напруга пробою, струми поляризації і деполіаризації (PDC) і тангенс кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$). Для цього проводиться спектроскопія зарядних і розрядних струмів ізоляції в частотній області (FDS) і аналіз діелектричного частотного відгуку (DFR) Коефіцієнт діелектричних втрат (коефіцієнт потужності) вимірюється частотах від мкГц до кГц, приклад отриманої кривий діелектричного відгуку показаний на рисунку 3.17.

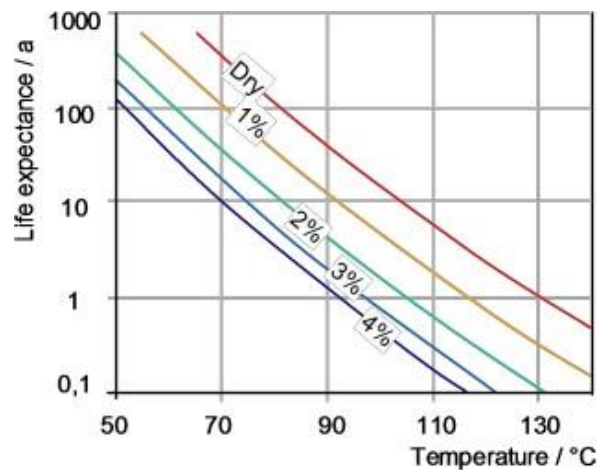


Рисунок 3.16 – Очікуваний термін служби просоченого маслом паперу в залежності від температури та змісту води

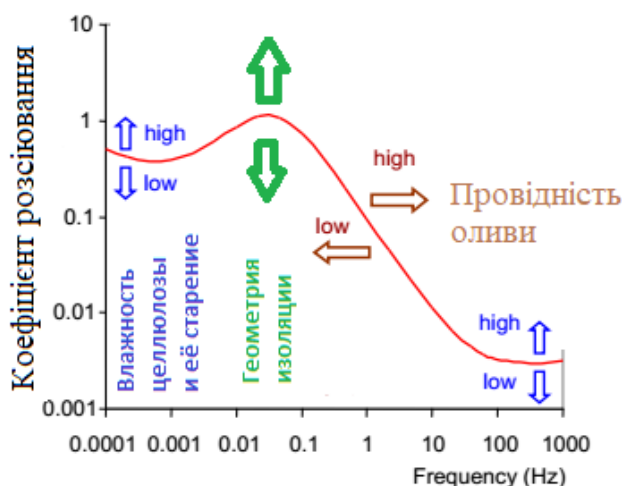


Рисунок 3.17 – Крива діелектричного відгуку

Як відомо, велика частина ізоляції, містить целюлозу, конструктивно входить у первинну та вторинну обмотку. До низьковольтної обмотці підводиться високочастотне напруга, а на високовольтній обмотці записується результуючий струм. При цьому струми, не несучі діагностичної інформації (ємнісної та активної) відводяться на бак і перешкод не виробляють. За побудованою кривою (рисунок 3.17), порівнявши її з еталонної, можна, можливо судити про стані ізоляції, і визначити причину виниклого відхилення (наявність води, наявність сажі і сірки в оливі, несправні високовольтні виводи). Причому еталонна інформація вже зберігається в приладі, і для підвищення точності діагностики вручну потрібно ввести поправочні коефіцієнти, наприклад, температуру оливи. До появи даного способу діагностики, подібні вимірювання проводились з застосуванням високовольтної напруги.

Застосування термомоніторингу для оцінки технічного стану та терміну служби трансформатора.

Для термомоніторингу застосовуються динамічні теплові моделі. Вивчення динамічних процесів завжди є найбільш складним процесом. Тому емпірична перевірка, статистична оцінка і фундаментальне розвиток

теплових моделей трансформаторів має важливе значення для розвитку систем онлайн моніторингу.

Удосконалена теплова модель.

Теплові моделі засновані на моделюванні явищ теплообміну між баком та навколишнім середовищем з використанням простих рівнянь. Тим не менш, їх точність обмежена в деяких випадках, через те, що тепловий опір трансформатора розглядається як постійна величина. Отже, необхідно підвищити точність цих моделей з допомогою більше точного визначення теплового опору.

Удосконалена теплова модель використовується для розрахунку температури верхнього шару оливи, яка відповідає ПЕК 60076-7. Термоелектрична аналогія моделі показано на рисунку 3.18.

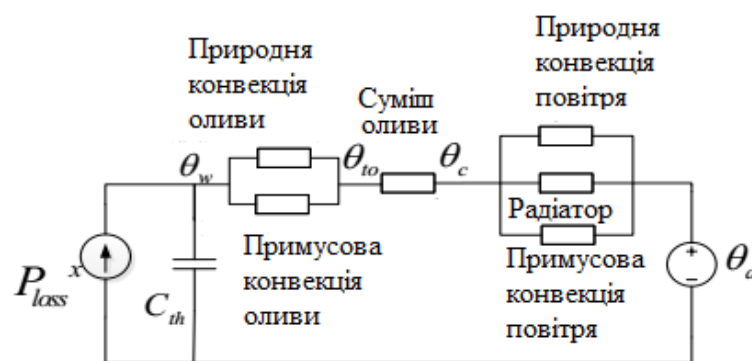


Рисунок 3.18 – Теплоелектрична аналогія удосконаленої теплової моделі : P_{loss} - загальні втрати; w_w - температура обмотки в середній частині; θ_c - температура оливи в охолоджувачі; θ_{to} - температура оливи у верхній частині; θ_a - температура довкілля; C_{th} - теплова ємність

Теплові опори цієї моделі залежать від температури і залежать від температури оливи в нижній частині бака і температури оливи в охолоджувачі.

Щоб використати фізичну теплову модель в онлайн-системі моніторингу, необхідно щоб її технічні параметри (продуктивність, безвідмовність тощо) і точність моделі була спочатку перевірено і відповідала пред'явленим вимог. Для прикладу розглянемо результати моделювання трансформатора з системою

охолодження НМЦ (ODAF), основні параметри якого показані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Характеристики досліджуваного трансформатора

Параметр	Величина
Потужність, МВА	333
Втрати від короткого замикання, кВт	510
Втрати холостого ходу, кВт	47
Маса активних частин та бака, т	20
Маса оливи, т	5
Теплова ємність, Вт°с /К	199050
Кількість охолоджувачів	8
Кількість насосів	4
Тип системи охолодження	НМЦ

Для цього трансформатор досліджувався протягом 30 днів (протягом червня 2011 року) параметри теплової моделі за нормальною (без перевантажень) роботи трансформатора. Цього зазвичай достатньо для отримання достовірних даних про тепловому режимі роботи трансформатора. Тим не менш, для перевірки адекватності вдосконаленої моделі, параметри трансформатора замірялися і на протязі наступних 30 днів (наступний місяць липень). Результати вимірів і моделювання (температури оливи в верхній частині бака, коефіцієнта навантаження, температури навколишнього середовища, число працюючих насосів і вентиляторів) показані на рисунку 3.19.

Для порівняння продуктивності удосконаленою теплової моделі з запропонованою моделлю в ПЕК 60076-7 використовується крива тривалості помилок кожною моделі, яка показано на рисунку 3.19, б.

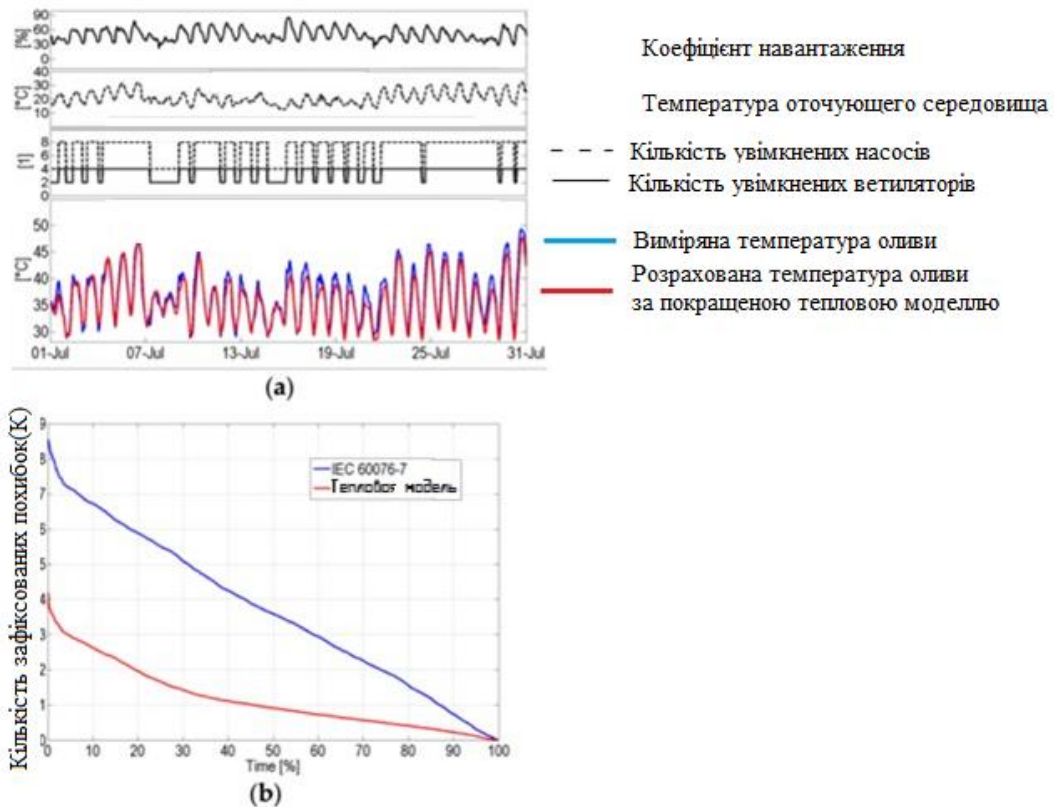


Рисунок 3.19 – Результати вимірів та моделювання: а) розрахована та виміряна температура верхнього шару оливи під час нормальної роботи трансформатору у липні; б) криві тривалості помилок за МЕК 60076-7 та вдосконалена теплова модель

Крива тривалості помилки показує розраховану абсолютну помилку, яка залежить від тривалості часу у відсотках у межах тимчасового вікна спостереження. Як видно, вдосконалена теплова модель менше "помиляється" у порівнянні з моделлю ІЕС 60076-7 при розрахунку температури верхнього шару оливи. Завдяки високій точності і простоті удосконалена модель може бути використана в онлайн- системі моніторингу для контролю системи охолодження і розрахунку перевантажувальної можливості трансформаторів.

Моніторинг охолодження. Розглянутий вище трансформатор, діагностований на протязі двох місяців, мав несправність в його системі охолодження – через несправності джерела живлення, по сигналу від системи управління вентилятори не увімкнулися. Відмова відбулася 21

грудня 2011 року о 6:00 ранку, коли система управління включила два додаткові вентилятори для зниження температури оливи. Однак через збій в живленні вентиляторів, вони не почали працювати. Перевірка історії моніторингу показала пізніше, що два з восьми вентиляторів не працювали, а насос, пов'язаний із несправними вентиляторами, залишався у роботі. Що призвело у кінцевому результаті до перегріву трансформатора.

Несправна робота системи охолодження може бути виявлена на основі правильного онлайн-алгоритму, використовуючи виміряну і теоретично розраховані температури оливи в верхньому шарі. На рисунку 3.20 показаний сигнал тривоги, виданий системою моніторингу, кількість включених системою управління вентиляторів і стандартизована похибка (припустима різниця) між розрахунковим і вимірним значенням температури оливи у верхньому шарі. Як видно з рисунку 3.20, після відмови двох вентиляторів, розрахункова температура починає відхилятися від вимірною температури показуючи, що в системі охолодження з'явилася несправність. Як тільки допустима різниця перевищила максимально допустиме значення, системою онлайн моніторингу був сформований сигнал про підвищенні температури оливи. У системи моніторингу на фіксацію несправності пішло 3 години (опитування датчиків проводиться кожна годину), що є достатньо коротким часом і дозволяє уникнути більше серйозних несправностей через перегріву трансформатор.

Оцінка перевантажувальної здібності

Під перевантажувальною здатністю розуміється навантаження, що перевищує номінальну, але допустиме з точки зору теплового перегріву. Перевантажувальна здатність безпосередньо пов'язана з швидкістю старіння ізоляції та температурою навколишнього середовища.

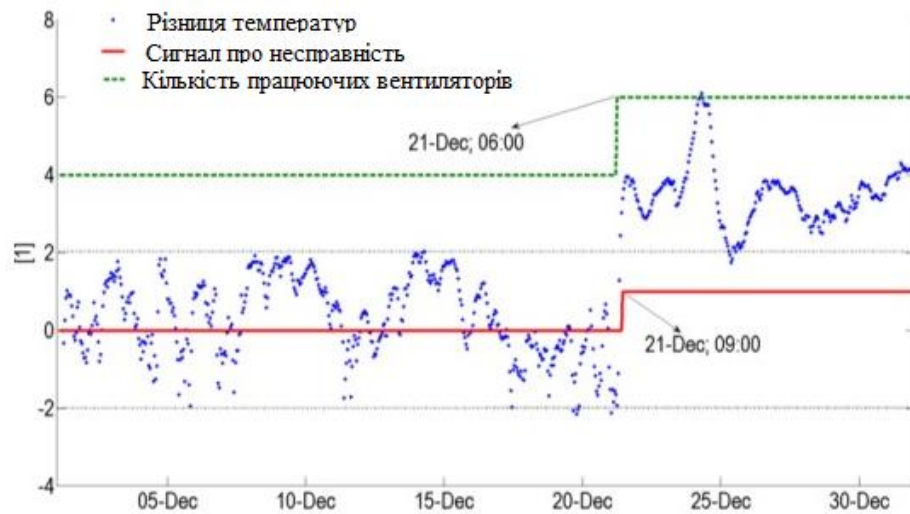


Рисунок 3.20 – Допустима різниця між виміряною та розрахунковою температурою оливи при несправній роботі вентиляторів і сигнал про несправності

Тривале перевантаження допускається до тих пір, поки температура гарячою точки трансформатора не перевищує припустиму температуру гарячої точки. Після цього процес старіння пришвидшується. Для паперовий ізоляції така температура складає 98°C .

Таким чином, температура гарячою точки є ключовим параметром для розрахунку перевантажувальної здатності трансформатора. Температура гарячою точки Θ_{hs} розраховується з використанням температури Θ_{to} верхнього шару оливи за формулою (12)

$$\Theta_{hs} = \Theta_{to} + H \times g_r \times k^y, \quad (3.11)$$

де H - температура гарячою точки.

Розв'язуючи це рівняння для коефіцієнта навантаження k можна розрахувати тривалу перевантажувальну здатність. Трансформатор розраховується з урахуванням того, що температура гарячою точки не повинна перевищувати 98°C . Це відповідає тому, що трансформатор працює на повну потужність, що визначається потужністю його системи охолодження. Тому перевантажувальна здатність ОВ залежить тільки від

температури навколишнього середовища Θ_a . Ця залежність може бути записана в вигляді лінійного рівняння (3.12) [30]:

$$OV = a \times \Theta_a + b. \quad (3.12)$$

На рисунку 3.21, а представлені графіки коефіцієнта навантаження, температури навколишнього середовища, а також перевантажувальна здатність трансформатора, параметри якого представлені в таблиці 3.1.

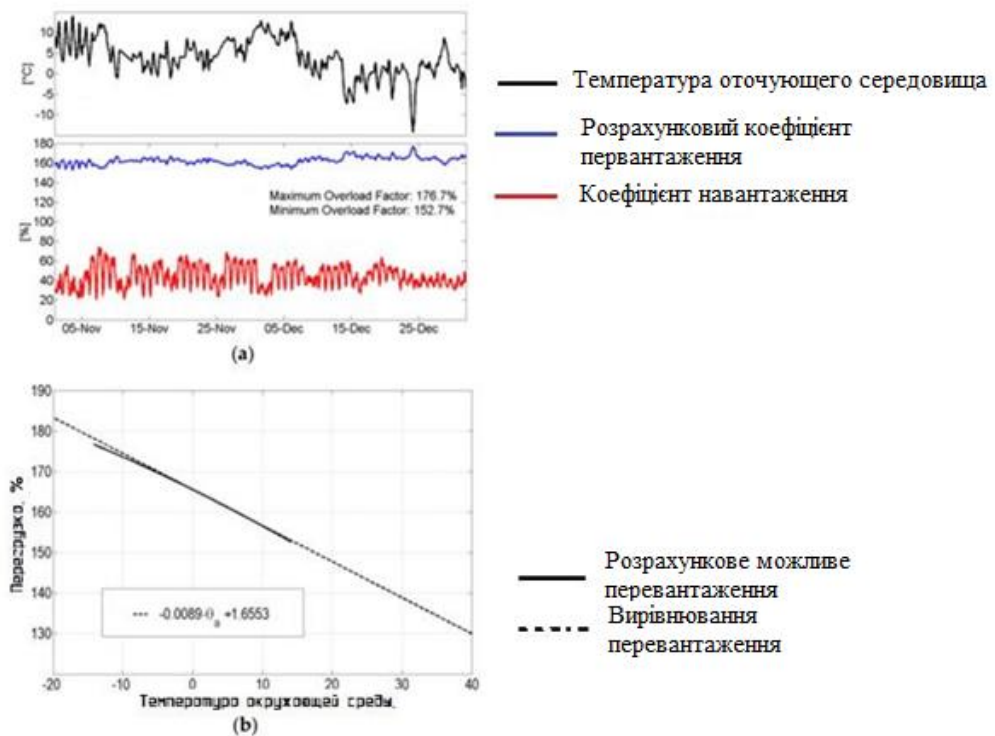


Рисунок 3.21 – Графіки коефіцієнта навантаження :

(а) Температура довкілля, довгостроковий коефіцієнт навантаження та коефіцієнт навантаження; та (б) залежність відперевантажувальна здатність при температурі навколишнього середовища

Очевидно, навантажувальна здатність трансформатора збільшується при зниженні температури навколишнього середовища. Залежність перевантажувальної здатності від температури навколишнього середовища показано на рисунку 3.21, б. Слід відзначити, що розмір охолоджуючого пристрою збільшено на 33%, тому що два з восьми вентиляторів цього трансформатора є запасними вентиляторами, які включаються тільки за дуже високого

навантаження.

3.3 Алгоритми роботи інтелектуальної системи діагностики, що розробляється

Кожна експертиза діагностичного параметра проводиться над спеціально відібраною групою діагностичних параметрів ($X_1, X_2, X_3 \dots X_n$). Ці параметри можуть бути результатами вимірювань приладів системи моніторингу або результатами розрахунків системи за спеціальними алгоритмами. Алгоритми розрахунку використовують дані вимірювань, результати випробувань на заводі виробника і монтажу, результати періодичної діагностики в експлуатації. У кожній експертизі перевіряється відповідність діагностичного параметра X_i заданим допустимим значенням $X_{i.min. додатковий} \leq X_i \leq X_{i.max. дод}$ потім визначається відхилення від допустимих значень і приймається рішення про результаті експертизи. Параметри $X_{i. доп}$ і $X_{i.max. доп}$ - допустимі значення (уставки) задаються розробником при будівництві системи і після гарантійного терміну експлуатації можуть коригуватися користувачами. За результатами експертизи приймається рішення. Найбільш простим і інформативним способом відображення прийнятого рішення є включення спеціальних сигнальних індикаторів, колір яких вказує на технічне стан контрольованого набору діагностичних параметрів підсистеми трансформатора, що перевіряється або зовнішнього впливу: зелений колір - нормальний стан, бежевий колір – робочий стан, жовтий колір – погіршений стан, червоний колір - передаварійний стан.

Експертизи в інтелектуальної системі моніторингу використовують різні алгоритми прийняття рішень за результатами контролю, визначення кольору сигнальних індикаторів. Передбачено декілька типів алгоритмів прийняття рішень.

Перший тип. за найгіршому відхилення значення діагностичного

параметра від допустимого значення для даної експертизи: $\text{Max} (|X_i - X_{i.\text{доп}}|, |X_i - X_{i.\text{макс.доп}}|)$.

Другий тип. За максимальним відхиленням від допустимого значення не конкретного діагностичного параметра, а середнього значення, який визначається для різних фаз: $\text{Max} (|Y_i - X_{i.\text{min. доп}}|, |Y_i - X_{i.\text{макс.доп}}|)$, де $Y_i = (X_{iA} + X_{iB} + X_{iC})/3$.

Третій тип. За максимальному відхилення діагностичних параметрів різних фаз між собою: $K_1 = |X_{iA} - X_{iB}|$, $K_2 = |X_{iA} - X_{iC}|$, $K_3 = |X_{iB} - X_{iC}|$, $X_i = \text{max} \{K_1, K_2, K_3\}$.

Четвертий тип. Деякі алгоритми експертиз додатково контролюють швидкості зміни діагностичних параметрів і співвідношення між значеннями різних параметрів (образи параметрів) для прийняття рішень. Тип алгоритму прийняття рішення для кожною експертизи визначається при налаштуванні системи та після гарантійного терміну експлуатації може коригуватися користувачами.

Фактори, що впливають на алгоритми обробки діагностичної інформації.

Частота запиту діагностичної інформації. на частоту відгуку обмоток трансформатора крім механічних змін обмоток, можуть також впливати на інші фактори. Це може призвести до неправдивої інформації, тобто відчутти вплив зовнішнього чинника на частотну характеристику. Ці фактори в основному температура, методи заземлення, вологовміст та шунтуючі резистори. Правильно, коли два виміри виконуються за однакових умов. Для цього потрібно, щоб усі ці фактори були враховані та забезпечені для кожного вимірювання.

Розглянемо приклад. Рисунок 3.22 показує дві осцилограми однієї фази трансформатора 30 кВА /10 кВ, виміряного при двох різних температурах. Вимірювання проводились в один день, в працездатному стан, в однакових умовах. Як видно, присутні відмінності між цими двома осцилограмами. Розмір різниці, визначеної з цих осцилограм, за числовими показниками

приблизно відповідає осьовому зміщенню на 3 мм. У результаті можна зробити помилковий висновок про появу механічної несправності, яка насправді відсутня. Інші згадані вище фактори також можуть змінити частотну характеристику і, отже, особливе увага повинно бути приділено підтримці задовільних умов проведення експериментів.

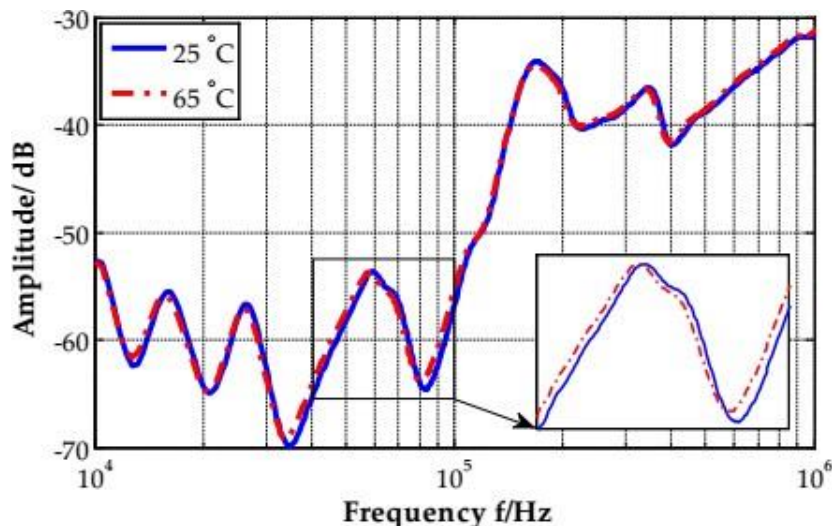


Рисунок 3.22 – Частотна характеристика однієї з фаз трифазного олійного трансформатора для двох різних температури при вимірі взаємної ємності C_1

Обробка вимірювання частотного відгуку.

Алгоритми обробки розділимо на дві основні групи.

Перша група - трансформатор моделюється з використанням елементів схеми заміщення, і механічні деформації моделюються змінюючи значення цих елементів схеми. Після моделювання різних типів і проявів механічних деформацій, порівняння осцилограм, отриманої за допомогою моделі з осцилограмою, записаною з реального трансформатора може показати наявність механічною деформації в трансформаторі.

Друга група - числове значення відгуку, записаного з реального трансформатора, порівнюється з виміряним раніше його табличним значенням. Таким чином, обробка проводиться на основі значень "індексів". Різні поправки можуть бути внесені в відношенні результату. Більшість числових індексів засновані тільки на величині

реакції передавальної функції. Однак передавальна функція має величину і значення фази в кожній частотній вибірці, тобто вектор комплексної площині для кожною частотної вибірки (рисунок 3.23) є індексом (числом), що дорівнює евклідовій відстані ED. Величина ED визначається по різниці величин для кожною частоти і потім обчислюється корінь квадратний суми квадратів в заданому діапазоні частот (рисунок 3.23, а). Новий індекс - комплексна відстань CD (рис. 3.23, б), визначається для отримання інформації про фази; воно визначає відстань між двома зразками в аналізованій площині. на рисунку 3.23, з показані значення обох індексів для різних кроків осьового усунення в обмотці. Як видно, включення фазового відгуку не погіршує лінійність індексу, але значно підвищує чутливість індексу до механічних змін, тобто. робить виявлення невідповідностей між двома вимірами FRA простіше. У даному напрямку ще доведеться виконати великий обсяг робіт, щоб забезпечити надійний алгоритм оцінки для визначення FRA.

На рисунку 3.24 показаний приклад - типовий випадок передавальних функцій всіх трьох фаз, виміряних при навантаженні 200 МВА, трифазного силового трансформатора 110кВ/65кВ. Присутні характерні смуги частот, які відбивають різні електричні властивості трансформатор.

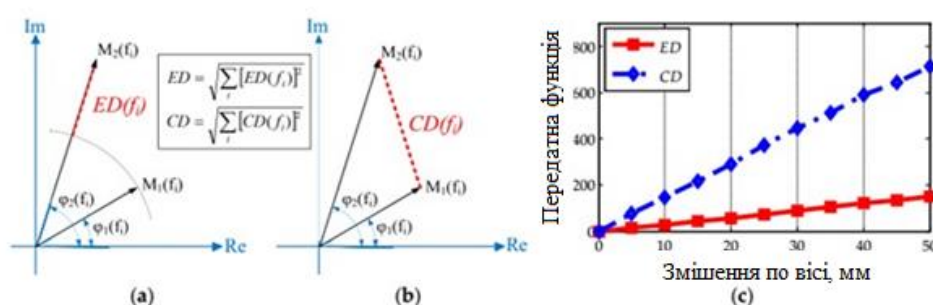


Рисунок 3.23 – Обробка вимірювання частотного відгуку:

а - приклад обробки вимірюваного відгуку; б- частотний відгук з бази даних; М і ф відповідає значенням амплітуди та фази випробуваного зразка; с - порівняння двох показників для різних величин осьових зсувів на нижні смуги частот FB1 і FB2.

Переважний вплив здійснюють індуктивність сердечника і електрична ємність між сердечником і обмотками, в то час як FB3 і FB4 пов'язані з індуктивностями розсіювання обмоток та ємностями сусідніх обмоток [10]. На високочастотну частину області FB4 до 2 МГц впливає геометрія активної частини, ємність високовольтних вводів.

Відмінності між передатними функціями різних фаз найбільші в FB1, FB2 і на більш високій частоті діапазону FB4. Для FB1 і FB2 відмінності можна пояснити дисбалансом сердечника (магнітної схема) і залишковою намагніченістю сердечника. Невідповідність між фазами в верхній частини FB4 може бути пояснюється дисбалансом ємностей заземлення і незначною нерівномірністю намотування обмоток.

Діапазон FB3 та нижня частина FB4 відображають найбільш важливу частину частотного відгуку. Відхилення, що відбуваються в цьому частотному діапазоні, вказують на механічні зміни, такі як зсув витків обмотки або викривлення обмоток.

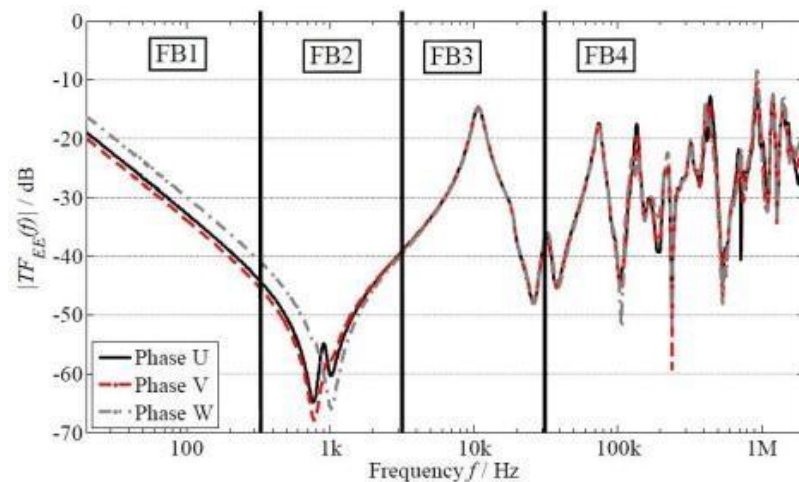


Рисунок 3.24 – Характерні смуги частот виміряних наскрізних частотних характеристик трифазного силового трансформатора

Наприклад розглянемо ще один алгоритм прийняття рішення – для аналізу розчиненого газу (рисунок 3.25).



Рисунок 3.25 – Алгоритм прийняття рішення для аналізу розчиненого газу

3.4 Висновки до розділу 3

Традиційні методики вимірювання часткового розряду мають обмеження щодо застосування в системах локального та онлайн моніторингу через високого рівня електромагнітного шуму в зоні роботи силового трансформатор. УВЧ вимірювання часткового розряду значно знижують вплив електромагнітного шуму на точність вимірювань і можуть застосовуватися в системах онлайн моніторингу. Виключення впливу зовнішніх електромагнітних хвиль значно підвищує чутливість виміру часткових розрядів. Проведення калібрування, з метою з'ясування частоти за якої діагностична інформація найкращим чином "збирається", також

підвищує точність і достовірність діагностики. Також перевагою даного методу є висока повторюваність, відтворюваність і сумісність УВЧ вимірювання.

Акустичні вимірювання часткового розряду для виявлення і локалізації місця дефекту можуть використовуватися самостійно, без дублювання іншими методами вимірювання.

Аналіз частотної характеристики FRA є корисним діагностичним інструментом при усунення несправностей трансформатора після короткого замикання чи потрапляння у трансформатор ударів блискавки. Порівняння частотних характеристик конкретного трансформатора через певні часові відрізки з відомими (еталонними) характеристиками дозволяють отримати діагностичну інформацію про те, що відбулися в трансформаторі за це час змін.

Використання аналізу розчиненого газу DGA надає відповідну інформацію про внутрішніх несправності трансформатор. При проведенні газової діагностика трансформаторів з розширювальним баком, в якому олива безпосередньо контактує з атмосферою повітря, необхідно враховувати, як генерацію газу всередині основного бака, і втрати газу з розширювального бака. Запропонована модель дозволяє виміряти фактичну швидкість генерації розчиненого газу в трансформаторі. Таким чином, знижується ймовірність помилки вимірювання розчинених газів для даного типу трансформаторів.

Методи діелектричного відгуку дають надійні результати про наявності вологи (води) в оліві трансформатора. Найкращі результати з точності показав метод, при якому до низьковольтної обмотки підводиться високочастотна напруга, а на високовольтній обмотці записується результуючий струм. Порівняння отриманої інформації з еталонної, що зберігається в пам'яті приладу, дозволяє оцінити стан ізоляції, та визначити причину виниклого відхилення.

Запропонована покращена теплова модель, яка враховує зміни

теплових опорів при експлуатації трансформатора (тобто, тепловий опір трансформатора розглядається не як постійна величина), дозволяє проводити тепловий моніторинг з більше високою точністю. Таким чином, можуть бути визначені можливості перевантаження, залежні від температури навколишнього середовища. У періоди навантаження система охолодження трансформатора грає вирішальну роль в передачі тепла, генерованого в обмотках, в навколишню середу. Несправність роботи системи охолодження може бути виявлено за пропонуваним алгоритмом з коротким часом відгуку.

Запропоновані вдосконалені методи та прилади діагностики підвищують надійність і точність оцінки технічного стану трансформатора, що безсумнівно підвищує ефективність його експлуатації, обслуговування та ремонту.

ВИСНОВКИ

Пропонована магістерська робота присвячена удосконаленню відомих діагностичних систем та методик для їх застосування в інтелектуальних системах онлайн діагностики силового трансформаторного обладнання.

Робота трансформатора пов'язана з високими струмами та напругами, а у багатьох трансформаторів з дуже високими. Тому дефекти трансформатора можуть виникнути у будь-яких елементах трансформаторів.

Було проаналізовано роботу 22000 силових трансформаторів, що експлуатуються на території Німеччини, Франції і інших Європейських країн. Термін експлуатації трансформаторів складав від 3 до 11 років. За цей час було зафіксовано 964 відмови, через яких відбувалося відключення трансформаторів від енергомережі. Інтенсивність відмов склали від 0,33 до 0,94%. Незважаючи на зовні невелику кількість відмов, кожна з них приніс великі матеріальні та фінансові втрати.

Тому необхідність розробки сучасних методів діагностики, здатних в онлайн режимі контролювати роботу силового трансформаторного обладнання для підвищення надійності системи електропостачання є актуальною завданням.

Зібрана статистика свідчить про тому, що найбільше кількість критичних відмов (тобто відмов, при виникненні яких подальша експлуатація трансформатора не можлива) доводиться на обмотки і пристрій РПН (більше 30%), а також висновки (біля 15%). Тому насамперед необхідно розробляти методи діагностики саме цих систем трансформатор.

Актуальність роботи обумовлена необхідністю розробки сучасних методів діагностики, здібних в онлайн режимі контролювати роботу силового трансформаторного обладнання для підвищення надійності системи електропостачання.

Під час роботи над магістерською роботою було вирішено такі

завдання:

- проаналізовано відомі методики системи діагностики силового трансформаторного обладнання;
- удосконалені відомі діагностичні системи та методики для їх застосування в інтелектуальних системах онлайн діагностики;
- розроблено на їх основі інтелектуальна система онлайн діагностики силових трансформаторів.

Розроблена система діагностики дозволяє дистанційно, в режимі онлайн оцінити технічне стан силового трансформаторного обладнання, своєчасно виявляти зміни технічного, що почалися стану і своєчасно проводити профілактичне обслуговування і ремонт, продовження термін експлуатації трансформатора.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Абрамов В.Б. Приймальні та експлуатаційні випробування електроустаткування: навч. посіб. / В.Б. Абрамов, В.О. Бржезицький, О.Р. Проценко. – К.: НТУУ "КПІ", 2015. – 218 с.
2. СОУ НЕК 20.261:2018 Технічна політика ДП "НЕК "УКРЕНЕРГО" у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж. Київ 2018р. 119 стор.
3. Хавтирко В. В. Дослідження дефектів в силових трансформаторах [Електронний ресурс] / В. В. Хавтирко // Матеріали XLVII науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 14-23 березня 2018 р. – Електрон. текст. дані. – 2018. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2018/paper/view/4740>.
4. Ковальчук А.М., Поліщук О.В. Інтелектуальне діагностування стану силового трансформатора із застосуванням мультиагентного підходу. зб. наук. праць “ΛΟΓΟΣ. The art of scientific mind” з матеріалами міжнар. наук.-практ. конф., м. Івано-Франківськ, 5 грудня, 2018р. Вінниця : ГО “Європейська наукова платформа”, 2018 Т.4. С. 77-79 – Режим доступу: https://www.academia.edu/38135506/%D0%9C%D1%96%D0%B6%D0%BD%D0%B0%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%B0_%D0%BD%D0%B0%D
5. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
6. Шкрабець Ф. П. Електропостачання : навчальний посібник / Ф. П. Шкрабець, Держ. вищий навч. закл. "Нац. гірничий ун-т". Ін-т електроенергетики.– Дніпропетровськ : НГУ, 2015.– 539 с.
7. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М.

Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.

8. Матусевич О. О. Метод визначення технічного ресурсу силового трансформатора тягових підстанцій в умовах експлуатації / О. О. Матусевич, М. В. Хворост, В. В. Малишева // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2017. – № 3/8 (87). – С. 4–9.

9. Матусевич, О. О. Удосконалення системи діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій електрифікованих залізниць. // Гірнична електромеханіка та автоматика. – 2014. №92. С. 31-36. – Режим доступу: <https://core.ac.uk/download/pdf/132412604.pdf>

10. Tenbohlen, S.; Jagers, J.; Vahidi, F.; Bastos, G.; Desai, B.; Diggin, B.; Fuhr, J.; Gebauer, J.; Krüger, M.; Lapworth, J.; et al. Transformer Reliability Survey; Technical Brochure 642 CIGRE: Paris, France, 2015.

11. Tenbohlen, S.; Jagers, J.; Vahidi, F.; Bastos, G.; Desai, B.; Diggin, B.; Fuhr, J.; Gebauer, J.; Krüger, M.; Lapworth, J.; et al. Transformer Reliability Survey; Technical Brochure 642 CIGRE: Paris, France, 2015.

12. Tenbohlen, S.; Jagers, J.; Bastos, G.; Desai, B.; Diggin, B.; Fuhr, J.; Gebauer, J.; Krüger, M.; Lapworth, J.; Manski, P.; et al. Development and Results of a Worldwide Transformer Reliability Survey. In Proceedings of the CIGRE SC A2 Colloquium, Shanghai, China, 20–25 September 2015

13. ГКД 34.20.302-2002 "Норми випробувань електрообладнання". Міністерство палива та енергетики України Київ 2002 142 с.

14. Поляков М.А., Климов С.И. Методы и информационные технологии обработки данных мониторинговых параметров силового трансформатора // Вісник національного університету "Львівська політехніка". – 2009. – №637. – С. 70-73.

15. Рубаненко О. Є. Визначення дефектів трансформаторного обладнання з використанням частотних діагностичних параметрів / О. Є. Рубаненко, М. П. Лабзун, М. О. Грищук // Вісник Національного технічного університету "Харківський політехнічний інститут". Серія : Нові рішення в сучасних технологіях. - 2017. - № 23. - С. 41-46. - Режим доступу:

http://nbuv.gov.ua/UJRN/vcpinrct_2017_23_9.

16. Плешков П. Г. Організація системи моніторингу силових трансформаторів / П. Г. Плешков, В. Ф. Мануйлов, І. В. Савеленко // Наукові записки : зб. наук. пр. – Кіровоград : КНТУ, 2010. - Вип. 10, ч. 2. - С. 250-255.

17. Бардик Є.І. Оцінка технічного стану і прогнозування ресурсу працездатності силових трансформаторів на основі теорії нечітких множин. / Є.І. Бардик, М.В. Костерев, Р.В.Вожаков, М.П. Болотний //Вісник Вінницького політехнічного інституту. Вінниця – 2012. - №2. - С. 83-87.

18. Бардик Є.І. достовірності ідентифікації дефектів у силових трансформаторах електростанцій настроюванням параметрів нечіткої моделі / Є.І. Бардик, М.В. Костерев, М.П. Болотний // Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут». Київ – 2017 - №6(116) - С. 27-37.

19. Василевський В. В. Застосування нейронних мереж для прогнозування вологості ізоляції силових маслонаповнених трансформаторів / В. В. Василевський, О. О. Каплієнко, С. І. Шило // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика.Київ – 2019 - №2 – с. 8-12

20. С.Г. Пономаренко Аналіз особливостей старіння трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ протягом тривалої експлуатації // Вісник Національного технічного університету «ХПІ».Серія: Енергетика надійність та енергоефективність. Київ – 2022 - № 2(5) – С.58 -66

21. СОУ-Н ЕЕ 20.302 Норми випробування електрообладнання: Київ Міністерство палива та енергетики України 2007 271 с.

21. С. В. Адамова Оцінка технічного стану силових трансформаторів за результатами ХАРГ // Науковий вісник ТДАТУ. Мелітополь – 2018 – Вип.8, том2 – С.1-10.

22. Шутенко О. В., Кулик О. С., Пономаренко С. Г. Порівняльний аналіз діючих стандартів і методик з інтерпретації результатів АРГ : навчально-методичний посібник для виконання індивідуальних

розрахунково-графічних завдань / О. В. Шутенко, О. С. Кулик, С. Г. Пономаренко. - Харків : Друкарня Мадрид, 2021. – 126 с.

23. Gulski, E.; Strehl, T.; Muhr, M.; Tenbohlen, S.; Meijer, S.; Judd, M.D.; Bodega, R.; Lemke, E.; Jongen, R.A.; Coenen, S.; et al. Guidelines for Unconventional Partial Discharge Measurements; Technical Brochure 444; CIGRE: Paris, France, 2015

24. Sikorski, W.; Siodla, K.; Moranda, H. Location of partial discharges sources in power transformers based on advanced auscultatory technique. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2015, 19, 1948–1956.

25. Siegel, S.; Tenbohlen, S. Design of an Oil-filled GTEM Cell for the Characterization of UHF PD Sensors. In Proceedings of the International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Jeju, Korea, 21–25 September 2015.

26. Bakar, N.A.; Abu-Siada, A.; Islam, S. A review of dissolved gas analysis measurement and interpretation techniques. IEEE Electr. Insul. Mag. 2014, 30, 39–49.

27. Müller, A.; Beltle, M.; Siegel, M.; Tenbohlen, S. Assessment of UHF PD Monitoring Data by Means of Pattern Recognition. In Proceedings of the 18th International Symposium on High Voltage Engineering, Seoul, Korea, 25–30 August 2014

28. Safety in electrical testing at work. This is a web-friendly version of leaflet INDG354(rev1), published 10/13 [electronic resource] / URL: <http://www.hse.gov.uk/pubns/indg354.pdf>.

29. Müller, A.; Tenbohlen, S. Analysis of Fault Gas Losses through the Conservator Tank of Free-Breathing Power Transformers. In Proceedings of the 18th International Symposium on High Voltage Engineering, Seoul, Korea, 25–30 August 2013.