

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

Бортовський Василь Васильович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування впровадження системи діагностування і моніторингу на
трансформаторах напруги 110/10 кВ

(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Бортовський В. В.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2023

АНОТАЦІЯ

Бортовський В. В. Обґрунтування впровадження системи діагностування і моніторингу на трансформаторах напруги 110/10 кВ. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2023.

Метою роботи є адаптація існуючих систем моніторингу на діючих силових трансформаторах.

Проведений аналіз основних несправностей силових трансформаторів та показана актуальність застосування моніторингу стану силових трансформаторів напругою 110/10 кВ .

Ключові слова: трансформаторна підстанція, діагностування, моніторинг стану.

ABSTRACT

Bortovskyi V.V. Justification of the implementation of the diagnostic and monitoring system on 110/10 kV voltage transformers. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2023.

The purpose of the work is the adaptation of existing monitoring systems on operating power transformers.

The analysis of the main malfunctions of power transformers was carried out and the relevance of monitoring the condition of power transformers with a voltage of 110/10 kV was shown.

Keywords: transformer substation, diagnostics, condition monitoring.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ ТА ПЕРЕЛІК ОСНОВНИХ НЕСПРАВНОСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРІВ	6
1.1 Основні несправності силових трансформаторів під час експлуатації	6
1.2 Виявлення несправностей силових трансформаторів	8
1.3 Діагностування і моніторинг стану силових трансформаторів	9
Висновки по розділу 1	18
РОЗДІЛ 2 ОГЛЯД СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ І МОНІТОРИНГУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	19
2.1 Методи обстеження стану силових трансформаторів	19
2.2 Датчики системи діагностичного моніторингу	23
2.3 Хроматографічний і хімічний аналізи трансформаторної оливи	34
Висновки по розділу 2	38
РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМ ДІАГНОСТИКИ І МОНІТОРИНГУ НА ТРАНСФОРМАТОРІ ТИПУ ТДТН-40000/110	39
3.1 Встановлення системи моніторингу силового трансформатора	39
3.2 Система моніторингу і діагностики технічного стану трансформаторного обладнання «ТДМ Р034»	40
Висновки по розділу 3	47
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	48
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	49

ВСТУП

Актуальність роботи. Впровадження систем моніторингу та діагностування технічного стану силових трансформаторів є актуальним завданням, включеною в список головних напрямів модернізації виробництв промислових підприємств.

Ці засоби забезпечують обслуговуючий персонал наступною інформацією:

- 1 Про поточний технічний стан трансформаторів і причини, які обумовлюють його погіршення.
- 2 Про залишковий на даний момент часу ресурс.
- 3 Про оптимальні терміни проведення ремонтних робіт, які мають бути виконані на даному устаткуванні для підтримки його безаварійної експлуатації.

Аналіз стану силових трансформаторів доцільно проводити в режимі on-line без відключення та виведення в ремонт (безперервний метод діагностики ваня). Останнім часом інтенсивно розвиваються та впроваджуються методи контролю стану трансформаторів із застосуванням сучасних комп'ютерних технологій, що забезпечують автоматичний збір, обробку і аналіз даних.

Мета роботи: адаптація існуючих систем моніторингу на діючих силових трансформаторах.

Завдання досліджень. Для досягнення заявленою цілі необхідно:

- 1 Провести аналіз основних несправностей силових трансформаторів та показати актуальність застосування моніторингу стану силових трансформаторів напругою 110 кВ та потужністю 25–63 МВ·А.
- 2 Провести аналіз існуючих систем моніторингу (хроматографічний аналіз, часткові розряди, вібраційні методи), застосовуваних на силових трансформаторах напругою 110/10 кВ.
- 3 Розробити системи моніторингу для силового трансформатора типу ТРДН-40000/110.

Об'єкт дослідження - силові трансформатори напругою 110/10 кВ потужністю 10–63 МВ·А.

Предмет дослідження – методи діагностування та моніторингу, які

реалізовані в стаціонарній системі оперативного контролю технічного стану трансформатора ТДТН-40000/110.

Практична значимість роботи :

1 Застосування і розробка систем моніторингу і діагностики підвищує ефективність безперервного контролю технічного стану трансформаторів.

2 Скорочення часу локалізації, ідентифікації та усунення несправностей на ранніх стадіях.

3 Прогнозування залишкового ресурсу за рахунок аналізу технічного стану за тривалий період.

4 Підвищення ефективності планування і організації ремонтних робіт з скороченням витрат на них проведення.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Гончаренко Ю. П., Бортовський В.В. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТЕПЛОВОГО РЕЖИМУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Матеріали VII Міжнародна науково-практичної конференції «Біоенергетичні системи» 15-17 листопада 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-49.

Гончаренко Ю. П., Бортовський В.В. ІМОВІРНІСНО-СТАТИСТИЧНА ОЦІНКИ ТЕРМІНУ СЛУЖБИ СИЛОВОГО ЕО

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023». 25 жовтня 2023 р. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 106-108.

Бортовський В.В. ОСНОВНІ НЕСПРАВНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «Інженерні процеси та системи» 14-15 червня 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-51.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТАНУ ТА ПЕРЕЛІК ОСНОВНИХ НЕСПРАВНОСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.1 Основні несправності силових трансформаторів під час експлуатації

Силовий трансформатор - це електричний апарат, котрий призначений для перетворення електричної енергії одного значення напруги в електричну енергію іншого значення напруги [13].

Процес, що ліг в основу роботи трансформатора, називається явищем взаємної індукції. При протіканні струму в первинній обмотці, навколо неї створюється змінне магнітне поле, силові лінії якого перетинають витки вторинної обмотки. При зміні магнітного поля першої обмотки у другій обмотці індукується електрорушійна сила взаємної індукції. Якщо до кінців другої обмотки приєднати навантаження, то в цьому ланцюгу утворюється струм, тобто відбувається передача електричної енергії. Регулювання вихідної напруги проводиться пристроями регулювання напруги. У малопотужних трансформаторах це перемикачі напруги, операції з якими виконуються при відключеному трансформаторі. Для силових трансформаторів використовуються пристрої регулювання під навантаженням РПН, принцип дії яких заснований на зміні числа витків вторинної обмотки з метою отримання необхідного значення напруги.

У трансформаторах функції електричної ізоляції, дугогасного середовища та тепловідведення виконує спеціальна олива, яка зветься трансформаторною. Олива заливається в бак трансформатора та в бак РПН, у разі його присутності. У малопотужних трансформаторах охолодження оливи відбувається природним шляхом, тобто олива, відбираючи тепло обмоток, піднімається до кришки трансформатора в результаті різниці щільностей оливи різної температури, і, розтікаючись під кришкою бака, віддає своє тепло стінкам. У силових трансформаторах для охолодження оливи на стінки бака або

віддалено від них у разі неможливості установлення на стінці, встановлюються вентилятори, які збільшують інтенсивність охолодження. Також для охолодження оливи застосовуються насоси, які примусово її циркулюють. Для компенсації обсягу оливи, що змінюється в результаті зміни теплових режимів, встановлюються розширювальні баки, які приєднані до основного бака трубопроводом. Бак забезпечений рівнеміром і повітроосушувачем. На трубопроводі встановлені газове реле та клапан, який призначений для випуску газів

Трансформатор працює в безперервному режимі під високою напругою. в самих різних кліматичних умовах. Крім зовнішніх впливів, на трансформатор впливають і внутрішні впливи теплового характеру. Внаслідок цього відбувається зношування конструкції та ізоляції, що в свою чергу приводить до аварійних умов роботи.

Причинами пошкоджень і збоїв у роботі трансформаторів можуть бути заводські браки, дефекти монтажу, неякісний ремонт, внутрішні пошкодження, які розвиваються в результаті довгострокової експлуатації під впливом внутрішніх та зовнішніх збурень.

Найбільш частими ушкодженнями силових трансформаторів є [1]:

1 Магнітопровід: дефектність міжлистової ізоляції; місцеве замикання пластин сталі та «пожежа» в сталі; підвищена вібрація магнітопроводу; збільшені зазори в стиках між пластинами активної частини; підвищена товщина прокладок в стиках ярм та колон в стиковому магнітопроводі.

2 Обмотки. виткове замикання; обрив в обмотках; пробій на корпус; міжфазне коротке замикання обмотки; замикання паралельних проводів у витках безперервної обмотки; замикання паралельних проводів у гвинтових витках обмотки у місці транспозиції; паралельні з'єднання котушок з нерівною кількістю витків; обрив одного або декількох паралельних проводів у витках обмотки.

3 Перемикачі: оплавлення або вигорання контактних поверхонь; перекриття між фазами або окремими відгалуженнями.

4 Високовольтні введення: пробій на корпус; перекриття між введеннями; негерметичність ущільнень; неякісне армування введення; нагрівання порцелянових ввідів.

5 Бак, радіатори, розширювач: негерметичність ущільнень.

6 Трансформаторна олива: ненормальне підвищення температури оливи та місцеві нагрівання; погіршення якості оливи.

1.2 Виявлення несправностей силових трансформаторів

У системах постачання електроенергією силові трансформатори – недешеві та відповідальні компоненти, що забезпечують у нормальних умовах живлення всіх електричних приймачів.

Через відсутність обертових частин силові трансформатори надійні в роботі, але так само, як і в іншому електрообладнанні, у них при експлуатації можуть мати місце аварії та ненормальні режими.

Основні вимоги до силових трансформаторів в умовах експлуатації, складаються в наступному[4,11]:

1. Забезпечення надійного електропостачання споживачів, що досягається веденням технічно правильного режиму їх роботи та відповідним наглядом за їх станом, а також застосуванням пристроїв автоматичного вмикання резерв (АВР);

2. Робот в економічно доцільному режимі, що визначається мінімумом втрат потужності при їх роботі за заданим графіком навантаження при відповідному завантаженні, усунення холостого ходу;

3. Забезпечення в умовах експлуатації пожежобезпеки, яка обумовлюється дотриманням норм та правил його експлуатації (наявністю наприклад, зливу оливи в випадку її займання; спеціальних ям з гравійним заповненням);

4. Наявність відповідних видів захисту від різних пошкоджень та ненормальних режимів роботи (від внутрішніх пошкоджень, багатофазних КЗ на обмотках та на їх виводах, надструмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ або можливими перевантаженнями, від зниження рівня оливи і ін).

Крім захисту, трансформатор повинен мати необхідні вимірювальні прилади контролю за режимом його роботи.

Відомо, що на промислових підстанціях силові трансформатори працюють в різних режимах, які характеризуються струмами навантажень, температурою верхніх шарів оливи, напругою на вводах первинної обмотки і температурою довкілля.

Трансформатори вітчизняного виробництва по конструкції, надійні та зручні в експлуатації. Випадки пошкодження трансформаторів викликані: порушенням діючих правил експлуатації, аварійними та ненормованими режимами роботи, старінням ізоляції обмоток, неякісним складанням їх на заводі або під час монтажу або ремонту. Досвід монтажу та ремонту трансформаторів показує, що дві третини пошкоджень виникає в результаті незадовільного ного ремонту, монтажу та експлуатації та одна третина – внаслідок заводських дефектів.

Основні пошкодження припадають на обмотки, відводи, виводи та перемикання. тілі (близько 84%). У таблиці 1.1 розглянуті докладніше можливі несправності силових трансформаторів.

1.3 Діагностування і моніторинг стану силових трансформаторів

Діагностика - галузь знань, яка охоплює теорію та методи і засоби визначення технічний стан об'єктів[4].

Діагностування - Визначення технічного стану об'єкта. Контролювання об'єкта із заданим ступенем регулярності відноситься до моніторингу. Технічна діагностики - галузь науково-технічних знань, сутність якого складають теорії, методи та засоби виявлення та пошуку дефектів у технічних об'єктів. Під дефектами слід розуміти будь-яку невідповідність властивостей об'єкта заданим (необхідним або очікуваним) властивостям. Під дефектом розуміється встановлення будь яким способом або методом факту невідповідності виявленим параметрам[4,12].

Таблиця 1.1 - Ознаки, причини і способи виявлення ушкоджень силових

трансформаторів.

№	Найменування	Основні види ушкоджень	Ознаки ушкоджень	Можливі причини ушкоджень	Способи виявлення ушкоджень
1	Магнітопровід	Дефектність міжжлистової ізоляції.	1. Погіршення стану оливи (зниження температури спалахи, підвищена кислотність). 2. Збільшення втраг холостого ходу.	1. Перегрів, що викликається вихровими струмами в короткозамкнених контурах, що утворюються в результаті порушення ізоляції активної сталі в місцях зіпнення зі стяжними шпильками, наявності забой і т.п., а також порушення схеми заземлення. 2. Волога, яка конденсується на поверхні, потрапляє на верхнє ядро, проникає між пластинами активної сталі в вигляді водомасляної емульсії (суміші вологи з гарячою оливою), руйнування міжжлистової ізоляцію яка викликає корозію сталі.	1. Зовнішній огляд трансформатора при вийнятій активній частині. 2. Спеціальні випробування: замір втраг холостого ходу при захищеному ядрі з контрольної обмоткою. 3. Забір напруг між крайніми пластинами та пакетами збудженого магнітопроводу. 4. Аналіз оливи. 5. Перевірка ізоляції стяжних шпильок або бандажів мегомметром.
		Місцеве замикання пластин сталі та «пожежа» в сталі.	1. Поява газу в газовому реле і робота газового захисту на сигнал. 2. Зниження температури спалаху оливи. 3. Специфічний різкий запах і темний колір оливи внаслідок її розкладання (Крекінг-процес). 4. Підвищення втраг і струму холостого ходу.	1. Наявність будь-яких сторонніх металевих або струмопровідних частинок, що замикають у цьому місці пластини сталі. 2. Ушкодження ізоляції стяжних шпильок які створюють короткозамкнутий контур. Торкання будь якої металевій частини та стрижня в двох точках. 3. Місцеве пошкодження ізоляції пластин сталі, яке викликає замикання пластин сталі. 4. Неправильне заземлення, що створює короткозамкнутий контур. Руйнування або відсутність ізолюючих прокладок в стиках стикового магнітопроводу.	
		Підвищена вібрація магнітопроводу.	1. Ненормальне гудіння, деренчання, дзигчання у шихтованого магнітопровода. 2. Неприпустиме гудіння у стикового магнітопроводу.	1. Ослаблення пресування магнітопроводу. 2. Мимовільне розболтовування і вільне коливання кріпильних деталей. 3. Коливання відстаючих крайніх листів сталі в стрижні або ядрі. Ослаблення пресування стиків. Пробій або руйнування ізолюючих прокладок у стиках.	1. Зовнішній огляд активної частини. 2. Перевірка величини напруги, що подається на трансформатор.
		Обрив заземлення.	Потріскування всередині трансформатора при підвищеній напрузі.	Ослаблення кріплення або механічні пошкодження заземлення.	Зовнішній огляд заземлень при винутій активній частині.
		1. Збільшено зазори в ставках між пластинами активною частини. 2. Завищена товщина прокладок в стиках ярем та колон в стиковому магнітопроводі.	Підвищений струм холостого хода при нормальних втраг холостого ходу.	1. Погана шихтівка. 2. Товщина прокладок в стиковому магнітопроводу трансформаторів IV-VI габаритів більше 1мм.	1. Перевірка втраг і струму холостого ходу. 2. Зовнішній огляд при вийнятій активній частині.

Продолжение таблицы 1.1

№	Найменування	Основні види ушкоджень	Ознаки ушкодження	Можливі причини ушкодження	Способи виявлення ушкодження
2	Обмотки	Виткові замикання.	1. Робота газового захисту на відключення (газ - горючий, біло-сірого або синьо-ватого кольору). 2. Ненормальне нагрівання, іноді з характерним бульканням оливи. 3. Невелике збільшення первинного струму. Різні опори окремих фаз постійному струму. 4. Робота диференціального, а також максимального струмового захисту, якщо останній встановлений на боці первинної обмотки (при значних ушкодженнях).	1. Руїнування виткової ізоляції через старіння в результаті природного зносу або тривалих перевантажень при недостатньому охолодженні. 2. Порушення ізоляції витків через механічні ушкодження внаслідок поштовхів або деформації обмоток при коротких замиканнях та інших аварійних режимах. 3. Відслоювання обмоток внаслідок зниження рівня оливи. 4. Дефекти ізоляції проводу чи самого проводу(задирок, внутрішні раковини, погана пайка), помічені при виготовленні обмоток. 5. Неправильне укладання та виконання переходів. 6. Неправильна опресування обмоток.	1. Зовнішній огляд активної частини. 2. Випробування: замір опорів по постійному струму; три спеціальні випробування при зниженій напрузі з почерговим замиканням однієї з фаз; пропал обмотки для виявлення виткового замикання при відкритій активній частині шляхом підведення до обмотки зниженої напруги (10-20% номінального); у місці пошкодження з'явиться дим (при пропалюванні обмотки необхідно вжити заходів протипожежної безпеки). 3. Виявлення виткового замикання шукачем Порозова. 4. Перевірка стану і роботи охолоджуючих пристроїв. 5. Перевірка обмоток амперметрами, включеними в окремі фази. 6. Вимрювання опорів обмоток мегомметром при з'єднанні зіркою. 7. Вимрювання опорів обмоток по-стольному струму між лінійними в вводами при з'єднанні в трикутник. Приповному обриві однієї фази результати двох вимірів рівні. При цьому кожен замір дорівнює опорі фази. Гретій замір фази, де стався обрив, дає подвійну величину опорів. 8. За наявності неповного обриву фази величина її опорів буде небагато більше, чим у двох інших. 9. Перевірка мегомметром ізоляції між обмотками та корпусом. 10. Випробування оливи на аналіз і елек-тричну міцність. 11. Зовнішній огляд активної частини.
	Обрив в обмотках.	Робота газового захисту внаслідок дуги, виникаючої в місці обриву і розкладання оливи.	1. Відторання вивідних кінців внаслідок електро-третинамичних зусиль при коротких замиканнях або через погані з'єднання. 2. Неякісна пайка проводів. Вигоряння частини витків внаслідок виткового замикання в обмотці.	1. Дефектність головної ізоляції внаслідок старіння або наявності тріщин, отворів, зламів, м'яких нерівних країв, а також наявності пилу, ворсинок і т.д. 2. Торкання краю циліндра або бар'єру металевих частин пресуючого пристрою, в результаті ті чого може виникнути повузкий електрично-свкий розряд із ізоляції з електрокартону. По- зниження рівня оли. 3. Попадання вологи або бруду всередину трансфор-матора. 4. Перенапруження. 5. Деформація обмоток при коротких замикання- ях.	
	Пробій на корпус.	Робота газового, максимального струмового диференціального захисту. Викид оливи через обмежувачу труби.			
	Міжфазне коротке замикання обмотки.	Ознаки ті ж, що і при прободі на корпус.	Причини ті ж, що і при прободі на корпус, крім того: замикання на відводах, замикання на введених.		1. Зовнішній огляд при вийнятій частини. 2. Перевірка мегомметром.

Продолжение таблицы 1.1

№	Наименование	Основные виды повреждений	Ознаки повреждений	Можливі причини uszkodжень	Способи визначення uszkodжень
		Замикання паралельних проводів в витках безперервної обмотки, близьких до її початку або кінця.	Збільшення витрат холодостого ходу при нормальному струмі холодостого ходу.	Причини ті ж, що і при витковому замиканні.	1. Зовнішній огляд місць нагрівання ізоляції витків при вибитій активній частині. 2. Підфазні вимірювання втрат і струмів холостого ходу.
		Замикання паралельних проводів в витках гвинтової обмотки в місці транспозиції.	Збільшення витрат короткого замикання.	Зрівняльні струми в замкнутих контурах.	1. Зовнішній огляд місць потемнінь і підгарів ізоляції витків при вибитій активній частині. 2. Подфазні вимірювання втрат короткого замикання.
		Паралельні з'єднання котушок нерівномірною кількістю витків.	Перегрів обмоток від урівнювальних струмів.	Зрівняльні струми між паралельними витками.	Перевіряє прилад Порозова. Зовнішній огляд місць потемнінь, підгарів та руйнувань ізоляції витків при вибитій активній частині.
		Обрив одного або декількох паралельних проводів у витку обмотки.	Збільшення витрат короткого замикання, а також напруги короткого замикання.	Причини ті ж, що при уривці в обмотках.	1. Вимірювання опору обмоток по-стоянному струму. 2. Вимірювання втрат і напруги короткого замикання. 3. Зовнішній огляд місць потемніння, підгарів та руйнувань ізоляції витків при вибитою активною частині.
3	Перемикачі	Оплавлення або вигорання контактних поверхонь.	Робота газового захисту, а іноді диференціального і максимального струмового захистів.	1. Дефекти конструкції або складання (недостатнє натискання контактів і пружність натискних пружин). 2. Перегрів від надструмів, виникаючих при близьких коротких замиканнях.	1. Зовнішній огляд при вибитій активній частині. 2. Перевірка мегомметром при наявності обриву. 3. Вимірювання опорів постійному струму на всіх відгалуженнях
		Перекриття між фазами або окремими відгалуженнями (дефект аналогічний міжфазному короткому замиканню обмоток).	Робота газового, диференціального і максимального струмового захистів.	1. Перенапруження. 2. Влучення вологи в середину трансформатора. 3. Дефекти в ізолюючих частинках (тріщини, злами і т.п.)	1. Зовнішній огляд при вибитою активній частині. 2. Перевірка мегомметром.
4	Високочастотні введени.	Пробій на корпус.	Робота максимального струмового диференціального захистів та	Наявність тріщин у ізоляторі. Зниження рівня оливи при забрудненні внутрішній поверхні ізолятора.	1. Зовнішній огляд трансформатор. 2. Від'єднання введення і перевірка його ізоляції мегомметром. Зовнішній огляд
		Перекриття між в.о. жинки.	Робота максимальної-ковий і диференціальної захистів	Влучення сторонніх предметів на введення	Зовнішній огляд
		Негерметичність ущільнювач-ній.	Протікання олії в місцях ущільнювач-ній.	Ослаблення затяжки болтів. Дефективна ущільнююча прокладка.	Зовнішній огляд.

Продолжение таблицы 1.1

№	Найменування	Основні види uszkodжень	Ознаки uszkodжень	Можливі причини uszkodжень	Способи виявлення uszkodжень
	Нагрів порцелянових вводів	Неякісна арміровка введення.	Протікає олива в місці арміровки введення.	1. Дефекти в армуванні (тріщини і т.д.). 2. Тріщина у порцеляні ізолятора, прикована арміровкою (просочування оливи через арміровані шви).	1. Зовнішній огляд. 2. Після зміняння введення опустити порцеляну в масло на кілька годин, потім детально протерти поверхню ганчірками, зашліфувати зубним порошком і нагріти до 40-50 °С - із тріщини виступить олива.
5	Бак, радіатори, розширювач.	Нагрів порцелянового фланця введення	Протікання оливи в місцях ущільнювачів.	Пробій порцеляни внаслідок дефекту в самому фарфорі. Вихрові струми, які нагрівають метал.	Зовнішній огляд. Вимірювання температури нагріву фланця.
6	Трансформатор-на олива	Неформальне підвищення температури оливи та місцеві нагрівання.	Протікання оливи в місцях ущільнювачів. Теча оливи через шви, тріщини, пробойні і т.д.	1. Ослаблення затяжки болтів. 2. Дефектність ущільнювочої прокладки. Механічні пошкодження металоконструкцій.	Зовнішній огляд трансформаторів.
	Погіршення якості оливи.	Неформальне підвищення температури оливи та місцеві нагрівання.	Протікання оливи в місцях ущільнювачів. Теча оливи через шви, тріщини, пробойні і т.д.	1. Несправності в системі охолодження (наприклад заходів, закриті радіаторні крани, вийшли з ладу дутьові вентилятори). 2. Перевантаження трансформатор. 3. Внутрішні uszkodження в трансформаторі.	1. Перевірка роботи системи охолодження. 2. Перевірка навантаження і відповідності температури олії даному навантаженню (за записів у журналі). 3. Обстеження активного частини.
	Робота газового захисту на сигнал.	Робота газового захисту на сигнал.	Робота газового захисту на сигнал.	1. Внутрішні uszkodження, що супроводжуються крекінг-процесом, коли газоподібні продукти розкладання оливи розчиняються в іншій оливі, в результаті чого знижується температура спалаху оливи. 2. Супроводжувані розкладанням оливи дугою - виділені при цьому газу горючі і містять водень та метан.	1. Аналіз оливи. 2. Аналіз виділених оливого газів. 3. Обстеження активної частини.
	Робота газового захисту на вимкнення.	Робота газового захисту на вимкнення.	Робота газового захисту на вимкнення.	1. Внутрішні uszkodження, що супроводжуються крекінг-процесом. 2. Коротке замикання, викликало пошкодження через газове реле. 3. Різка зниження рівня оливи. 4. Внутрішні uszkodження, що супроводжуються сильним виділенням горючих газів.	Аналіз газів на кількість, колір, запах, горючість. (Якщо газ без кольору, запаху та не горить, значить у реле потрапило повітря, ес-чи гах горить - є внутрішнє по- ушкодження в трансформаторі, за кількістю- ству газу судять про розмір uszkodження. 1. Колір газу показує характер uszkodження (біло-сірий - папір та електро- картон, жовтий - дерево, чорний - масло). 2. Аналіз оливи. 3. Зовнішній огляд та з'ясування причини зниження рівня оливи.

Призначення технічної діагностики лежить в площині підвищення експлуатаційної надійності об'єктів, а також у запобіганні браку під час виготовлення, як самого об'єкта, так і складових його частин. Підвищити надійність можливо за рахунок покращення таких параметрів, як коефіцієнт готовності, коефіцієнт технічного використання, час відновлення працездатного стану, а також термін служби (ресурс) та напрацювання до відмови або напрацювання до відмови для резервованих об'єктів із їх повним відновленням.

Якщо в даний момент визначеного часу використовується об'єкт із визначеними параметрами (ознаками) знаходяться в заданих межах, то такий об'єкт функціонує правильно.

Технічний стан об'єкта який неправильно функціонує, або перебуває в несправному чи непрацездатному стані, може бути визначено шляхом виявлення конкретних дефектів, порушенням справності, працездатності або вірності функціонування, причому ці дефекти можуть ставитися як до об'єкту в загалом, так і до його складових частинам[3].

Під терміном "діагностування", таким чином, потрібно розуміти виявлення та пошук дефектів в процесі визначення технічного стану об'єкта. За наслідками діагностування ставиться діагноз працездатності технічного обладнання. Завданнями діагностування є перевірка справності, працездатності та правильності функціонування об'єкта, а також пошук дефектів, які порушують задані показники. Правильне формування постановки таких завдань передбачає, по-перше, пряме чи опосередковане задання меж можливих дефектів і, по-друге, наявність опробованих методів будови алгоритмів діагностування, реалізація яких забезпечує виявлення з необхідною повнотою заданого класу дефектів, або їх пошук з необхідною глибиною[4].

Діагностування технічного стану будь-якого об'єкта можна виконувати дійсною тим чи іншими засобами, або методами. Вони можуть бути апаратними або програмними. Засоби, методи та об'єкти діагностування, що

взаємодіють між собою, утворюють систему діагностування.

Системи тестового діагностування передбачають подачу на об'єкт спеціально визначених тестових дій. Системи функціонального діагностування, які застосовуються на працюючих об'єктах за призначенням, тїстові впливи, як правило не подаються; а на об'єкт надходить тільки робочий вплив, який передбачений його алгоритмом функціонування. У системах обох видів засоби діагностування сприймають і аналізують реакцію об'єкта на вхідні (тестові чи робочі) впливи і видають результат діагностування, ставлять, таким чином, діагноз: об'єкт справний або несправний, працездатний чи непрацездатний, функціонує правильно чи неправильно, має якийсь дефект або в об'єкті присутні пошкодження певних його складових частин і тому подібне.

У процесі визначення технічного стану об'єкта система діагностування реалізує заданий алгоритм тестового або функціонального діагностування. В загальному випадку алгоритм діагностування складається з встановленої сукупності, так званих елементарних перевірок або правил аналізу їх результатів. У результаті експериментальної перевірки визначаються значення відповідності конкретних сигналів об'єкта у контрольних точках відповідно заданим. В загальному випадку, заключний висновок про технічний стан об'єкта (діагноз) робиться за сукупністю отриманих результатів експериментальних перевірок.

При технічному діагностуванні при визначення технічного стану об'єктів виділяється три типи завдань[4,6]:

1 До першого типу відносяться завдання визначення технічного стану, в якому знаходиться об'єкт в даний час; це завдання діагностування;

2 До другого типу відносяться завдання передбачення технічного стану, у якому опиниться об'єкт у майбутньому часі; це відноситься до завдання прогнозування;

3 До третього типу відносяться завдання визначення технічного стану об'єкту, в якому він знаходився у минулому часі; це завдання генезу.

Завдання першого типу умовно можна відноситися до технічної діагностики, а другого типу – до технічної прогностики (до технічного прогнозування). Галузь знання, що займається розв'язанням задач третього типу, називається технічною генетикою.

При розслідуванні аварій, виникають завдання технічної генетики, тобто коли технічний стан об'єкта в даний час відрізняється від стану, в якому він перебував у минулому. Ці завдання вирішуються методом визначення можливих або ймовірних передісторій, які ведуть в справжній стан об'єкт.

До завдань технічної прогностики відносяться завдання, які пов'язані з визначенням терміну служби об'єкта або з визначенням його профілактичної періодичності випробувань та ремонтів. Ці завдання визначають шляхом опорядкування можливих або ймовірних еволюції стану об'єкта, які починаються в даний момент часу.

При організації технічного обслуговування обладнання за станом - дуже важливим є рішення задач прогнозування (місце обслуговування за термінами або ресурсами). Безпосереднє застосування методів вирішення задач діагностики до завдань прогнозування неможливе через відмінність моделей, з котрими вини працювати. При діагностування моделлю зазвичай є опис об'єкта, у той час як при прогнозуванні потрібна модель проходячого процесу еволюції технічних характеристик об'єкта за часом.

Щоразу, в результаті діагностування, для поточного моменту часу визначається не більше ніж одна "точка" зазначеного процесу еволюції (інтервалу). Водночас правильно організоване діагностичне забезпечення об'єкта при зберіганні усіх попередніх результатів дає повну та об'єктивну інформаційну картину, яка дає передісторією розвитку (динаміку) процесу зміни технічних характеристик об'єкта в минулому, та може бути використана для систематичної кореляції прогнозу та підвищення його вірності.

Присутність або поява дефектів, які можуть виникнути на будь-якій стадії життя, надалі негативно позначається на якості і надійності.

У проблемах, які пов'язані з надійністю можна виділити аспекти, що

визначаються принципами, засобами та методами забезпечення та підтримки тих чи інших показників надійності.

Сукупність принципів, методів та засобів виявлення (пошуку) дефектів при їх визначенні або в процесі експлуатації будемо називати організацією діагностичного забезпечення, яка становить основу діагностичного аспекту надійності. В рамках діагностування необхідно вирішувати завдання визначення технічного стану об'єкта (справний, працездатний) і пошуку дефекту, як в процесі виробництва, так і при експлуатації.

Недостатнє виявлення числа дефектів під час перевірки справності (після виготовлення або ремонту) або під час перевірки працездатності (при профілактиці) приводить до фактичного зниження показників безвідмовності (зокрема, вірогідності безвідмовної роботи), довговічності (ресурсу) і збереження об'єкта.

Основним показником якості системи діагностування є гарантія повноти виявлення і глибина пошуку відмов або дефектів. До "вторинних" показників якості діагностичних систем можна віднести витрати на обладнання, час, енергію, а також показники надійності засобівів діагностування, в тому числі достовірність діагнозу.

Найбільш ефективним засобом підвищення надійності роботи силових трансформаторів, які здійснюють забезпечення електричними потужностями важливого технологічного обладнання, є впровадження методів та засобів оперативної діагностики. Метою впровадження цих засобів є забезпечення експлуатуючого персоналу інформацією про [12]:

- 1 Поточний технічний стан трансформаторів, причини і дефекти, що зумовили погіршення стану всього трансформатора;

- 2 Залишковий, на даний момент часу, ресурс роботи трансформаторів на підстанції, тобто. як довго ще можлива їх безаварійна експлуатація при виявлених і дефектах, що розвиваються;

З Ефективності та терміни проведення ремонтних робіт, які мають бути застосовані до цього обладнання для підтримки його безаварійної експлуатації.

Всі ці три питання нерозривно пов'язані між собою, але найбільш складною і основною є задача оперативного визначення поточного технічного стану трансформаторів.

Для вирішення цих основних завдань і застосовуються системи моніторингу силових трансформаторів.

Слід зазначити, що рівні систем діагностики та моніторингу можуть відрізнятися. істотно залежно від розглянутих вище питань. Рівень системи діагностування визначається кількістю діагностичних параметрів, які використовуються в системі. Для технічного діагностування обладнання класу ізоляції 110 ... 330 кВ ефективним є застосування рівня системи діагностики з обмеженою кількістю діагностичних параметрів. Наприклад, система діагностики трансформатора 110 кВ може обмежитися досить малим числом діагностичних параметрів - близько 7 ... 8.

Система розширеного стаціонарного моніторингу, за визначенням, базується на результатах проведення сукупності «on-line» тестів, що виконуються на працюючому трансформаторі в автоматизованому режимі. Результати тестів виконуваних у режимі «off-line» можуть бути використані вбудованими алгоритмами системи моніторингу, проте актуальність таких тестів є невеликою, т.я. вони проводяться, як правило, раз в кілька років.

Висновки по першому розділу

стаціонарної системи моніторингу визначаються ефективністю реалізованих у ній автоматизованих експертних алгоритмів. Чим більш продуманою та досконалою є вбудована експертна система, тим вища достовірність оперативної інформації про даний технічний стан контрольованого трансформатора.

РОЗДІЛ 2

ОГЛЯД СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ І МОНІТОРИНГУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Методи обстеження стану силових трансформаторів

В даний час найбільш ефективним засобом підвищення надійності силових трансформаторів є застосування методів і засобів технічної діагностики (ТД)

В основному всі сучасні системи моніторингу націлені на оцінку стану ізоляції як найважливішого і схильного до руйнування елемента трансформатора. З цією метою використовують оцінку режиму навантаження трансформатора, контроль температури найбільш нагрітої точки, визначення вологості в паперовій ізоляції, визначення тангенсу кута діелектричних втрат. Також одним з головних є контроль стану системи охолодження, при оцінці ефективності якої зазвичай використовуються наступні параметри: температура верхніх шарів оливи, різниця температур оливи на вході і виході системи охолодження, температура навколишнього середовища, стан маслососів та вентиляторів. Однак не маловажливим є контроль таких параметрів як: рівень часткових розрядів, характеристика вібрації бака трансформатора, струми електродвигунів маслососів та вентиляторів обдування, швидкість потоків оливи від маслососа, струм провідності, $\tan\delta$ і ємність високовольтних ввідів, струм або потужність електродвигуна приводу РНН[11].

Розглянемо найефективніші методи ТД та оцінки стану силових трансформаторів.

1 Вимірювання і контроль струму, напруги, потужності.

Робочі параметри трансформатора, які свідчать про його навантаження і служать як вхідні величини для моделі теплового і потужнісного балансу трансформатора.

2 Моніторинг вологовмісту та концентрації розчинених газів у оливі трансформатора.

Від стану оливи в баку трансформатора максимально залежить стан

ізоляційної системи, а також і надійність роботи трансформатора. Найбільш важливо контролювати вміст вологи в маслі. Від цього в значній мірі залежать ізоляційні властивості оливи.

Наявність розчинених газів у оливі зазвичай говорить про наявність дефектів у середині трансформатора. Це теж важлива діагностична ознака. Аналіз комбінацій кількох розчинених газів дозволяє диференціювати тип що виник усередині трансформатора дефекту.

3 Зміна ємності і $\tan\delta$ вводів.

Ушкоджуваність високовольтних вводів завжди є, щодо інших елементів трансформатора, досить високою, і за деякими даними досягає 30-35% від загальної кількості аварій трансформаторів. Тому в склад усіх систем діагностичного моніторингу трансформаторного обладнання обов'язково входять первинні датчики та необхідне обладнання для вимірювання тангенсу кута втрат і ємності вводів в режимі "on-line".

Зафіксовані зміни свідчать про несправності системи ізоляції високовольтних вводів трансформатора.

4 Моніторинг часткових розрядів у високовольтних вводах і головної ізоляції трансформатора.

Оперативна діагностика стану ізоляції вводів і обмоток трансформатора за рівнем та розподілом часткових розрядів є ефективною, і особливо, високо чутливою до дефектів на ранніх стадіях їх розвитку. Цей метод слід завжди включати до складу систем діагностичного моніторингу трансформаторного обладнання.

5 Моніторинг теплових режимів роботи трансформатора та управління системою охолодження.

Для силових трансформаторів знижувальних підстанцій вимірювання температури бака є обов'язковим. Дані про температуру бака трансформатора необхідні у системі діагностичного моніторингу для двох цілей. По-перше, для виявлення зміни температури бака, залежно від поточних технологічних параметрів, і, по-друге, для уточнення діагностичних заключень для тих

параметрів, які мають загальний тренд з температурою бака трансформатор[5].

6 Система моніторингу стану РПН трансформатор.

Надійність роботи системи регулювання напруги знижуючих трансформаторів під навантаженням (РПН) багато в чому визначає якість електропостачання споживачів. У сучасних економічних умовах важливість цього параметра істотно зростає, що зумовлено посиленням вимог до якості електропостачання промислових і побутових споживачів. З цієї причини зростає кількість трансформаторів, в яких ведеться моніторинг стану РПН.

Особливо важливо використання системи діагностичного моніторингу РПН для трансформаторів, які працюють в режимі автоматичного підтримки напруги на стороні підключення зовнішнього споживача електричної енергії.

7 Струми короткого замикання.

Записи процесів струмів КЗ надають інформацію, перш за все, про динамічне навантаження обмоток трансформатора.

Дані методи ефективні та дозволяють виявити дефекти на ранній стадії. в електрообладнанні, тим самим надають можливість підвищити ресурс та надійність обладнання. Розташування обладнання, що діагностується зображено на рис. 2.1

Структура програмно-технічного комплексу автоматизованої системи моніторингу має відкриту трирівневу архітектуру, як каналами зв'язку, так та програмно-апаратного забезпечення та дозволяє розширювати функціональні можливості системи розширеного моніторингу шляхом додавання нових датчиків, інтелектуальних контролерів, алгоритмів обробки сигналів та діагностування нових об'єктів.

Програмно-технічний комплекс типової системи розширеного моніторингу складається з 3-х рівнів:

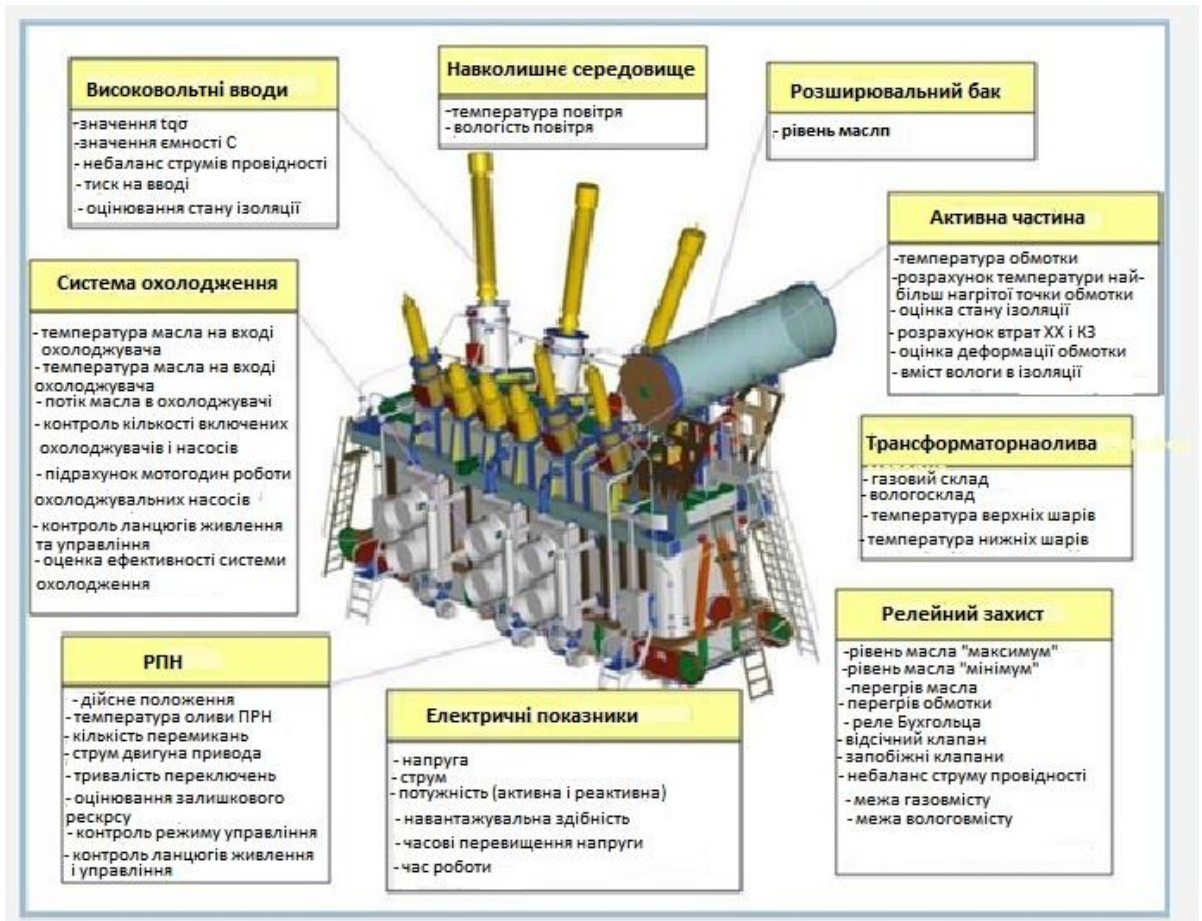


Рисунок 2.1 Розташування обладнання, що діагностується на трансформаторі

1Перший рівень (I) – верхній рівень системи розширеного моніторингу. Організований як підсистема на базі стаціонарної робочої станції, виконаної на базі комп'ютера в промисловому виконанні, дисплея, клавіатури, джерела безперебійного живлення, промислової локальної мережі на базі інтерфейсу RS-485 (протокол Modbus) [14].

2Другий рівень (II) – нижній рівень системи розширеного моніторингу. Організований на базі інтелектуальних контролерів-збирачів даних з датчиків, встановлених на: трансформаторах. У підсистемах є реле «Готовність», «Тривога» та «Попередження». Контакти реле, включені у відпони ланцюги, дозволяють організувати негайне оповіщення персоналу та відключення обладнання у разі його спрацьовування за аварійними «уставками». Контакти реле – «гальванічно розв'язані». Територіально розподілені підсистеми

нижнього рівня об'єднані з підсистемою верхнього рівня по локальній промислової мережі на базі інтерфейсу RS-485 (протокол Modbus).

Застосування терміна «інтелектуальні» спричинене тим, що в цих пристроях є свої процесори, пам'ять, порти зв'язку та найпростіші дисплеї. Крім цього, у цих контролерах відбувається обробка сигналів: посилення, нормування, цифрове перетворення та фільтрація. Алгоритми, записані на згадку контролера, виробляють виділення корисного сигналу та «відсів» шумів. За введеними «уставками» у цих приладах спрацьовує реле захисту, що дає право застосовувати термін "інтелектуальні". Застосовуючи термін «контролер» ми підкреслимо, що цей пристрій може працювати самостійно, під керуванням власного ПЗ.

Архіви подій і даних, що зберігаються в пам'яті контролерів, глибиною в два роки, дозволяє проводити оперативну діагностику та прогноз ресурсу об'єктів діагностування на верхньому (першому) рівні системи розширеного моніторингу. Крім наявності в контролерах оперативної пам'яті, в них записані спеціальні алгоритми що дозволяють виробляти розрахунок характеристик ЧР: прив'язку по фазі, PDI, Q02, часу t_M , спектрального аналізу; виділення гармонік 1У; управління змінами величин «уставок» та спрацюванням реле по їх рівням: «норма», «попередження», "тривога".

Кожен контролер пов'язаний із верхнім рівнем за протоколом ModBus RTU (Інтерфейс RS-485). Тому поняття «інтелектуальний» цілком застосовне до застосовуваним в системі розширеного моніторингу контролерам. З метою забезпечення надійності системи розширеного моніторингу всі контролери є автономні системи, тобто. якщо відмовить I (верхній) рівень системи розширеного моніторингу, контроль стану обладнання буде забезпечений II (нижнім) рівнем [14].

Третій рівень (III) – рівень датчиків, встановлених стаціонарно на конкретному силовому і високовольтне обладнання підстанції.

2.2 Датчики системи діагностичного моніторингу

В останнє десятиліття за кордоном все більш активно розробляються та впроваджуються засоби безперервного контролю (моніторингу) і діагностики трансформаторного обладнання.

Основні причини – економічні. Аварійний вихід з ладу великого трансформатора, вартість якого може досягати 10 млн дол., загрожує енергокомпаніям збитками в сотні млн дол. через перерву в енергопостачанні.

Тому природно прагнення контролювати стан трансформаторного обладнання, виявляти дефекти, що розвиваються, і аномальні режими роботи та своєчасно формувати необхідні рекомендації персоналу. Успішному розвитку цього напрямку електроенергетики великою мірою сприяли успіхи в галузі промислових засобів обчислювальної техніки, інформаційних технологій та появи на ринку широкого спектру первинних датчиків.

Для кожної системи моніторингу вибір використовуваних датчиків при проектуванні системи моніторингу, а на етапі експлуатації не вдосконалені.

Зовнішні датчики можуть контролювати різні параметри та їх кількість для кожної системи безпосередньо не визначено і може змінюватись.

Далі наведено функції зовнішніх датчиків, що застосовуються системами моніторингу для трансформаторів 6-10 кВ.

Датчик температури оливи в баку дозволяє здійснювати температурний моніторинг із активацією сигналу у разі перевищення температури (рис.2.2).

Використовується резисторний термометр Pt100 з 3-провідним з'єднанням. Він встановлюється зверху трансформатора у відділенні для термометра. Зміна опору датчика, який обумовлений зміною температури, з допомогою контактного введення перетворюється на аналоговий сигнал.

2 Зовнішній температурний датчик, що визначає вміст оливи в системі охолодження (рис.2.3). Датчик використовує вимірювання температур на вході та виході охолоджувачів для регулювання теплових процесів. Інший вид інформації - ції отримують, використовуючи додаткові датчики. Система

моніторингу, що використовує даний вид датчика може відключати або включати обладнання систем охолодження [9].



Рисунок 2.2. Температурний датчик для вимірювання оливи в баку



Рисунок 2.3. Температурний датчик для вимірювання оливи у системі охолодження

3 Датчик температури навколишнього середовища. Використовується резисторний термометр Pt100 з 3-провідним з'єднанням



Рисунок 2.4. Датчик температури навколишнього середовища

Він встановлюється у нижній частині контрольної шафи. Живлення

датчика здійснюється низьким струмом через вимірювальний перетворювач, а вбудоване в нього контактне введення видає значення температури у вигляді аналогового сигналу. Світлодіодний індикатор помилки вказує на несправність датчика (наприклад, обрив проводу).

Датчик вібрації стінок бака [10] (рис.2.5). При короткому замиканні трансформатора електромагнітні поля, що виникають між обмотками і між обмотками та стінкою бака, призводять до вібрацій стінки бака, які відстежуються системою вимірювання прискорень.



Рисунок 2.5. Датчик вібрації стінок бака

Вимірювання вібрації стінки бака дозволяє системі зберігати сигнатури таких подій, для того, щоб оцінити вплив на затискачі і самі обмотки. Активний датчик прискорення служить для вимірювання прискорення стінки бака. Датчик встановлюється на магнітному кріпленні на стінку бака.

Датчик напруги є паралельним з'єднанням до трьох окремих конденсаторів (рис.2.6).



Рисунок 2.6. Датчик напруги

Реєстровані значення робочих напруг і наскрізних струмів короткого замикання використовуються у вбудованих у систему розрахункових моделей, по яким визначається залишковий ресурс ізоляції обмоток. Ця ж інформація використовується для формування вихідних сигналів системи автоматизованого управління положенням регулятора перемикачів напруги (РПН) трансформатора. На підставі цієї інформації проводиться запуск алгоритмів контролю параметра Z_k обмоток трансформатора під напругою. Знання цієї інформації, поряд з аналізом зміни фазних струмів і напруг, дозволяє коректно відстежувати перехідні процеси, що виникають у трансформаторі в процесі його роботи.

7. Датчик струму (рис. 2.7)



Рисунок 2.7 - Датчик струму

Завдяки наявності датчиків струму система моніторингу дозволяє одночасно проводити вимірювання струмів трьох вводів однієї напруги та вимірювання струмів вводів однієї фази, але різних напруг. Отриманої інформації достатньо для побудови векторної діаграми наведеного трансформатора та аналітичного розрахунку параметра Z_k фаз трансформатора. Завдяки цьому можливо контролювати зміну форми обмоток, яка може виникнути після протікання через трансформатор наскрізних струмів

короткого замикання.

Датчик контролю ізоляції високовольтних вводів призначений для реалізації однієї з найважливіших функцій системи моніторингу технічного стану трансформатора - забезпечення контролю стану ізоляції високовольтних вводів (рис.2.8).



Рисунок 2.8. - Датчики контролю ізоляції високовольтних вводів

На кожен контрольований ввід високої ВН і середньої СН напруги та нейтраль трансформатора встановлюється датчик струмів провідності та частинних розрядів, вихідний сигнал, якого містить у своєму складі струм провідності введення та імпульси часткових розрядів (ЧР). Струми провідності вводів та часткові розряди реєструються та передаються у спеціалізований модуль системи моніторингу. Додатково можуть бути встановлені датчики корони.

У трансформаторах реєстрація часткових розрядів є складною задачею, що обумовлено сильним впливом коронних розрядів, близьких по параметрам до імпульсів ЧР. З цієї причини в модулі максимально повинні бути реалізовані технічні та алгоритмічні можливості відбудови від завад. Вимірювання часткових розрядів дає можливість проведення ефективної неруйнівної діагностики електроізоляції, і дозволяє запобігти дорогі позапланові простої за рахунок виявлення проблем ізоляції на ранній стадії, поки вони не викликають аварію.

8 Датчик аналізу розчинених газів Hydran (рис.2.9) [9] .Тому що вплив часткових розрядів і перевантаження обмоток призводять до надходження в оливу газоподібних продуктів розкладання, тому наявність та збільшення концентрації шкідливих газів, розчинених у оливі, може бути ознакою проблем з ізоляцією трансформатора.



Рисунок 2.9 - Датчик аналізу розчинених газів Hydran

Датчик Hydran вимірює накопичену кількість газів (водень, окис вуглероду, ацетилен, етилен) в промілі, а також вологовміст олії. Збільшення кількості газу може використовуватися як основа для звичайного газового аналізу з метою діагностики типу несправності. Принцип роботи датчика заснований на електрохімічному перетворювачі і газопроникній мембрані. Гази, розчинені в маслі, проходять через мембрану і вступають у контакт з мініатюрним газовим детектором. Сигнал, генерований газовим детектором, прямо пропорційний концентрації газу в оливі. Датчик обладнаний мікропроцесором і має ряд внутрішніх функцій, таких як два програмованих аварійних сигнали та режим історії. Встановлювати датчик рекомендується на зворотному трубопроводі охолоджувача через спеціальний вварений патрубок та запірний кран.

9 Датчик контролю вмісту розчиненого водню та води (рис.2.10). Вимірювання вмісту розчиненого водню здійснюється датчиком Calisto в два етапи. Спочатку розчинений водень безперервно витягується з оливи спе-

ціально розробленим зондом, виконаним з капілярних трубок. Потім, як тільки зонд буде заповнений і стабілізується, починається безперервне вимірювання вмісту водню (і відображення у промілі) за допомогою високоточної технології виявлення водню на основі температурної провідності.



Рисунок 2.10 - Датчик контролю вмісту розчиненого водню та води AMS 500 Calisto.

Вміст розчиненої в трансформаторній оливі води безперервно вимірюється за допомогою ємнісного тонкоплівкового датчика, зануреного безпосередньо в циркулюючу оливу. Вміст вологи може відображатися в промілі або у відсотковому співвідношенні. Датчик Calisto розташований на трансформаторі, а олива циркулює через пристрій за допомогою невеликого внутрішнього насоса (швидкість потоку 60 мл/хв), розташованого всередині головного корпусу. Для додаткового аналізу вологовмісту оливи так само можна використовувати ємнісний тонкоплівковий датчик ММТ 318, що окремо встановлюється. Датчик розташований в трубопроводі, що охолоджує. Він підключений до оливного контуру через клапан або комбіфланець із датчиком Hydran.

10 Газовий аналізатор (рис.2.11). Прилад використовується для безперервного аналізу розчинених газів (АРГ) Він витягує гази з

трансформаторного масла та аналізує їх склад за принципом фотоакустичної спектроскопії. Вимірюється вміст 8 газів (водень і метан, етан і етилен, ацетилен і окис вуглецю, двоокис вуглецю та кисень) і вологовміст трансформаторної оливи. Все обладнання для проведення АРГ встановлено в корпус з нержавіючої сталі зі ступенем захисту IP56 і підключається до трансформатора трубопроводами з нержавіючої сталі.

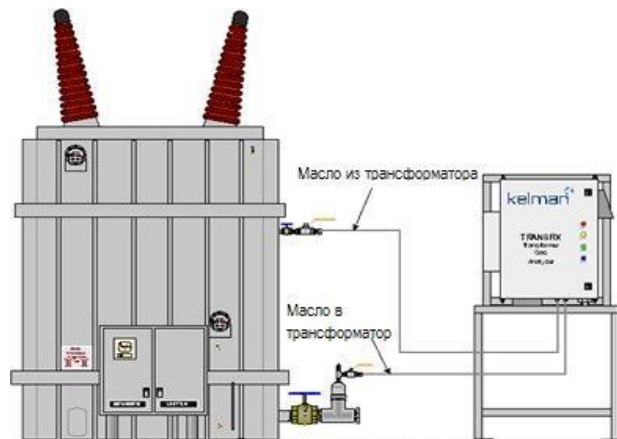


Рисунок 2.11 – Газовий аналізатор

11 Датчик тиску олії во введеннях трансформатора (рис.2.12).



Рисунок 2.12 - Датчик тиску оливи у вводах трансформатора

П'єзорезистивний датчик вимірює відносний тиск оливи в високовольтному введенні та порівнює зі показаннями датчиків, встановлених в інших фазах. Таким чином, можна усунути варіації тиску внаслідок зміни температури і навантаження і виявити витік або втрату оливи. Датчик тиску розташовується на манометрі.

12 Датчик рівня масла у розширювачі трансформатора та РПН (рис.2.13). Вимірювання рівня оливи в цілях виявлення витоків виконується ультразвуковим датчиком. Ультразвукові імпульси, що випускаються датчиком, відображаються від границі оливи і повітря та повертаються в датчик.

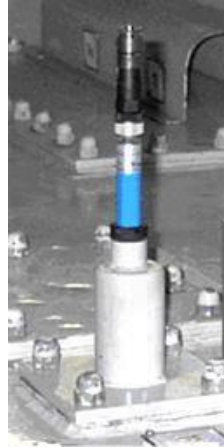


Рисунок 2.13 - Датчик рівня масла у розширювачі трансформатора та РПН

Датчик обчислює рівень оливи по часу, минулому від передачі ультразвукового імпульсу до отримання відлуння. Виміряна відстань перетворюється на пропорційний йому струмовий сигнал та аналізується системою моніторингу. Ультразвуковий датчик встановлюється на верхній кришці бака. Адаптер приварюється до нижньої частини бака і входить в комплект поставки датчика.

13 Датчик Бухгольца (рис.2.14) [15]. Стан системи ізоляції оливних трансформаторів контролюється головним чином з допомогою газового реле.



Рисунок 2.14 - Датчик Бухгольца

Цей прилад призначений для виявлення газоподібних продуктів розпаду, які виходять з баку трансформатора під час роботи, та оповіщення про наявність газу. Недоліком газового реле є те, що при виникненні попереджувального або аварійного сигналу відомо тільки, скільки газу в реле і коли його востаннє вентилювали. Історія виділення газу невідома. Газове реле нездатно відрізнити тривалу несправність з невисокою енергією, таку як частковий розряд, від короткострокової несправності з високою енергією, такої як місцевий перегрів. Для ефективного аналізу такого сорту несправностей необхідно вимірювати швидкість газоутворення. Це і є завдання газового датчика Бухгольца, при цьому захисна функція газового реле не торкається. Датчик приєднується до вентиляційного отвору газового реле. Вимірювання кількості газу виконується за допомогою поплавця, що знаходиться в датчику, та перетворювача становища. Положення поплавця перетворюється на струмовий сигнал, пропорційний рівню оливи в датчику. Якщо система моніторингу показує нуль мл, це означає, що датчик повністю заповнений оливою. Якщо система показує 69 мл датчик повністю заповнений газом. Якщо газ продовжує виділятися, він накопичується в газовому реле доти, доки не генерується попередження.

14 Датчики контролю стану РПН (рис.2.15)



Рисунок 2.15 - Датчики контролю стану РПН

- 1 Контроль температури бака РПН (температури оливи) і порівняння її з температурою бака трансформатора (датчик описаний вище);
- 2 Контроль часткових розрядів в баку РПН в інтервалах між комутаціями (датчик описаний вище);
- 3 Реєстрація віброграми кожною комутації, що дозволяє оцінювати наявність і тривалість горіння дуги в контакторі РПН (датчик описаний вище);
- 4 Реєстрація потужності, що споживається приводним електродвигуном у процесі кожної комутації для отримання інформації про механічний стан РПН;
- 5 Вимірювальний перетворювач активною потужності розташований в контрольній шафі приводу двигуна. Він встановлюється на вхідному боці головного контактора.

2.3 Хроматографічний і хімічний аналізи трансформаторної оливи

Насамперед, стан ізоляції трансформаторного обладнання може бути оцінено шляхом перевірки якості трансформаторного масла. Для цього його фізико-хімічні характеристики періодично вимірюються і порівнюються з допустимими. Аналіз характеристик оливи виявляє його електричну міцність як діелектрика, герметичність конструкції з вмісту вологи і загальному газозмісту (для герметичних конструкцій), наявність в оливі продуктів старіння паперово-масляної ізоляції, продуктів окислення та розкладання оливи і багато чого інше.

Періодичний аналіз проб оливи та її фізико-хімічний аналіз дозволяють відстежувати динаміку процесу старіння ізоляції та своєчасно приймати необхідні заходи щодо підтримки його працездатності. Тому отримані результати, перш за все, повинні порівнюватися з попередніми вимірами з гранично допустимими значеннями. Відбір проб масла, його періодичність та критерії оцінки встановлені заводськими інструкціями за видами обладнання, обсягом та нормами випробування електрообладнання, методичними

вказівками з експлуатації трансформаторних оливи або визначаються технічним керівником енергопідприємства з урахуванням конкретних умов та технічного стану обладнання.

Комплекс показників, характеризує якість оливи, в вітчизняній практиці поділяється на "скорочений" та "повний" аналіз. Найбільш важливими характеристиками оливи є: пробивна напруга, кислотне число, температура спалаху (при регулярному хроматографічному аналізі оливи ця характеристика втрачає свою актуальність), вологовміст, тангенс кута діелектричних втрат, наявність механічних домішок, вміст антиокислення присадки - ІОНОЛ, реакція водяної витяжки. Нормативи на ці параметри, прийняті у нас у країні, засновані на багаторічному практичному досвіді та закріплені в ОіНВЕ ("Об`єм і норми випробувань електроустаткування»).

Для діагностики стану трансформатора найбільш важливу роль відіграє фізико-хімічний аналіз трансформаторної олії, і в першу чергу, хроматографічний аналіз оливи (ХАРГ), на наявність семи розчинених газів і фуранових з'єднань.

2.3.1 Хроматографічний аналіз трансформаторної оливи

Хроматографічний аналіз газів, розчинених у оливі трансформаторів, нині широко застосовується у всіх розвинених країнах як ефективного засобу ранньої діагностики повільно розвиваючих дефектів. Існують міжнародні та вітчизняні норми як за процедурою ХАРГ, так і по трактуванню результатів аналізу, які досить близькі [16].

ХАРГ включає кілька етапів:

- 1 Відбір проби оливи в масловідбірній пристрій (шприц);
- 2 Транспортування і правильне зберігання проби;
- 3 Виділення розчинених газів по спеціальній методиці;
- 4 Визначення вмісту газів у газовому аналізаторі (хроматографі);
- 5 Діагностика дефекту по складу газів, швидкості їх зростання;

Хроматографічний аналіз газів, розчинених у трансформаторній оливі,

проводиться в спеціальних лабораторіях і є вузько професійним завданням.

Першим етапом ХАРГ є виділення газів із оливи [16]. Найбільш розповсюджений метод рівноважного виділення газів у шприці. Для цього в шприц вмістимістю 20 мл набирають оливу і газ-носіє (гелій або аргон), у співвідношеннях встановлених прийнятою методикою, потім отриману суміш барботують. При цьому відбувається процес газообміну, і частина газів з оливи переходить у газ відповідно до відомих коефіцієнтів розчинності. Отримана суміш газу-носія та газів, розчинених у оливі, аналізується на кількісний склад в спеціальному приладі - хроматографі.

У хроматографах застосовується газоадсорбційний метод поділу аналізу. газової суміші в спеціальних колонках (рис.2.16), заповнених адсорбентом (пористі речовини, що є "молекулярними ситами"). Відмінності в фізико-хімічних властивостях окремих газів суміші приводять до різних швидкостей росту їх руху по розділовій колонці. Тому на виході колонки вони з'являтимуться в різні моменти часу:

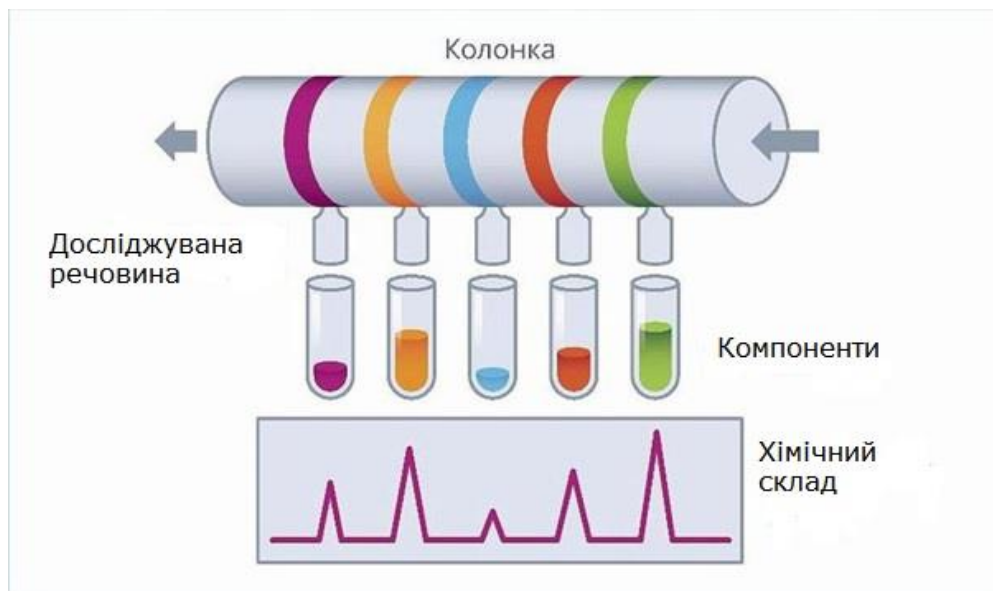


Рисунок 2.16 - Принцип поділу газів в колонці хроматографа

За властивостями газів їх кількісні концентрації визначаються спеціальними пристроями, які отримали назву детекторів, і реєструються у вигляді хроматограм на екрані ЕОМ. Результати обробляються на ЕОМ за допомогою спеціальних програм, аналізуються та зберігаються в базі даних по

маслонаповнюваному обладнанні.

Плановий відбір оливи на ХАРГ з періодичністю 1 раз на 6 місяців у більшості випадків дозволяє [16]:

- 1 Слідкувати за розвитком дефектів;
- 2 Передбачати пошкодження, не виявлені традиційними методами;
- 3 Визначати орієнтовний характер ушкодження - розряди, гаряча точка (виділення замкнених контурів струму через стяжні болти);
- 4 Виявити дефекти контактів вибраного РПН, дефекти міжлистової ізоляції, перегріву твердої ізоляції, часткові розряди внаслідок недопропитки ізоляції, її надмірне зволоження, дефекти потенційних сполук екрануючих кілець та інших деталей з утворенням плаваючого потенціалу та іскріння, і т.д.

Проте слід вважати, що хроматографія виявляє всі види дефектів. Існують певні види дефектів, які розвиваються настільки швидко, що відбір проб оливи з інтервалом у кілька місяців не дозволяє своєчасно виявити їх розвиток (миттєво розвиваються дугові перекриття, виткові та міжкатушкові замикання, розряди, що повзуть, раптові пробої головної ізоляції або каналів за рахунок концентрації домішок, вологи або залишених при ремонтах сторонніх предметів).

Основні гази (основним вважається газ з найбільшою, щодо обмежень, концентрацією), за досвідом хроматографії, найбільш характерні для різних особистих дефектів:

- 1 H_2 (водень) – дефекти електричного характеру (часткові розряди невисоких енергій, іскрові дугові розряди, гаряча точка);
- 2 C_2H_2 (ацетилен) – розряди високої енергії (іскріння, дуга). $700^\circ C$;
- 3 CH_4 (метан) – нагрівання оливи та ізоляції в діапазоні температур $250-400^\circ C$ (перевантаження трансформатора або дефект системи охолодження), часткові розряди невисокої енергії;
- 4 C_2H_6 (етан) – термічний нагрівання оливи та Б-М ізоляції в діапазоні більше $300^\circ C$;

5 C_2H_4 (етилен)- високотемпературне (більше $600^{\circ}C$) нагрівання оливи та Б-М ізоляції;

6 CO (оксид вуглецю) – старіння та зволоження оливи (або твердої ізоляції),перегрів ізоляції по всій масі;

7 CO_2 (діоксид вуглецю) – нагрівання та старіння твердої ізоляції (паперу, картони).

Для ілюстрації (рис.2.17) нижче наведено якісну діаграму динаміки газів, що містяться в трансформаторній оливі, залежно від температури "гарячої точки".

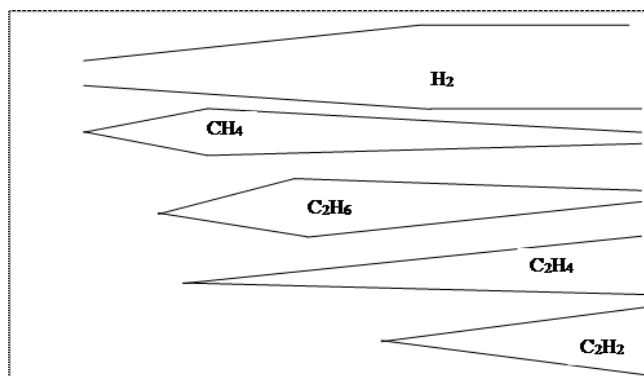


Рисунок 2.17- Діаграма динаміки газів при наявності "гарячої точки»

Висновки по другому розділу

1 У розділі розглянуто основні методи діагностування та моніторингу силових трансформаторів

2 Наведено датчики системи діагностичного моніторингу.

3 Розглянуто хроматографічні аналізи трансформаторної оливи. Створена структурно-логічна схема діагностики за результатами хроматографічного аналізу трансформаторної оливи. Представлені графічні портрети, відповідні дефектів електричного та термічного характерів.

РОЗДІЛ 3

ОБГРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМ ДІАГНОСТИКИ І МОНІТОРИНГУ НА ТРАНСФОРМАТОРІ ТИПУ ТДТН-40000/110

3.1 Встановлення системи моніторингу силового трансформатора

3.2.1 Аналізатор водню і горючих газів HYDROCAL

Аналізатори проточного типу HYDROCAL 1006 genX (рис.3.1) - призначені для автоматичного безперервного контролю водню (H_2), суми горючих газів (CH , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 - у перерахунку на CO) і вологи в маслі силових трансформаторів або іншому маслонаповненому обладнанні відповідно до нормативів та норм, встановленими ДСТУ 9138:2021 [9].

Підвищення концентрації водню (H_2) в більшості випадків сигналізує про несправності ізоляційної системи силових трансформаторів. Чадний газ (CO) сигналізує про руйнування паперової / целюлозної ізоляції, підвищення вмісту ацетилену (C_2H_2) і етилену (C_2H_4) сигналізує про перегрів або пробій дугою високої напруги.

Аналізатори здійснюють безперервний контроль стану силового маслонаповненого обладнання з метою виявлення дефектів, що виникають, і запобігають їх розвитку на ранній стадії.

Склад газів, розчинених у маслі трансформатора, залежить від характеру дефектів у ньому. Водень є одним з основних індикаторів, що розвиваються дефектів. Низька розчинність водню в оліві та її висока здатність до дифузії полегшують його виявлення при невеликих концентраціях, дозволяючи виявляти наявність дефекту. Вміст горючих газів, розчинених у маслі, явється показником цілого ряду дефектів, що розвиваються в маслонаповненому обладнанні.

Також прилад може виступати компактною системою моніторингу трансформатора шляхом установки додаткових датчиків на трансформатор через аналогові входи приладу.



Рисунок 3.1- Аналізатор водню і горючих газів HYDROCAL 1006 genX

3.2 Система моніторингу і діагностики технічного стану трансформаторного обладнання «TDM P034»

Система TDM (Transformer Diagnostics Monitor) призначена для безперервного контролю та аналізу технічного стану силових високовольтних трансформаторів. Застосовується для реєстрації та збору інформації у режимі безперервного моніторингу та контролю. Дозволяє аналізувати параметри стану основних підсистем трансформатора, формувати комплексний висновок про стан трансформатора [10].

Для проведення оперативної оцінки загального технічного стану трансформатора за допомогою системи моніторингу марки TDM аналізується стан наступних підсистем та елементів трансформатора:

1. Контроль технічного стану маслонаповнених вводів трансформатора. У процесі контролю над станом вводів ведеться вимір струмів провідності, розрахунок тангенсів кута втрат, величини S_1 .

2. Контроль зміни геометрії обмоток трансформатора з допомогою оперативного розрахунку параметра Z_k після кожного аномального на обмотки трансформатора.

3. Контроль стану РПН трансформатора за температурою бака, акустичними частковими розрядами, вібрації в процесі комутації, потужності, що споживається приводним електродвигуном РПН.

4. Контроль температурних режимів роботи трансформатора та керування системою охолодження трансформатора. Оцінка технічного стану маслonaсосів та вентиляторів системи охолодження.

5. Реєстрація перенапруг та імпульсних струмових впливів на обмотки трансформатора, контроль роботи захисних реле трансформатора.

6. Контролює параметри стану трансформатора, що визначаються іншими діагностичними системами, наприклад, вологість масла.

З низки приватних діагнозів є можливість інтегральної оцінки стану трансформаторів, прогнозування розвитку і дефектів. Важливою перевагою системи є можливість аналізу трендів розвитку дефектів та визначення залишкового ресурсу. Все основне обладнання системи моніторингу знаходиться поруч із трансформатором. Воно монтується в захисній шафі та складається з 5 основних модулів.

- Модуль 1. Поєднує центральний обчислювальний модуль системи, що має інтерфейси з усіма діагностичними підсистемами та системою АСУ-ТП верхнього рівня. Тут розташовуються вторинні прилади систем контролю температурних режимів трансформатора і вологості масла.

- Модуль 2. У модулі монтується система контролю введення трансформатора за струмами провідності аналогічна приладу R1500/6.

- Модуль 3. У ньому змонтовано систему контролю технічного стану РПН трансформатора.

- Модуль 4. У ньому монтується система управління охолодженням трансформатора та контролю технічного стану маслonaсосів та вентиляторів.

- Модуль 5. Реєстратор перенапруг та впливу імпульсних струмів на обмотки трансформатора.

Основні властивості системи моніторингу марки TDM

- Оперативна оцінка технічного стану трансформатора у режимі "on-line", виявлення дефектів стану.
- Формування та видача рекомендацій про особливості експлуатації трансформатора, необхідність та терміни проведення ремонтних робіт.
- Управління системою охолодження трансформатора та роботою пристрою РПН.
- Реєстрація поточної інформації про нормальні та передаварійні події у трансформаторі.
- Інтеграція системи моніторингу трансформатора у систему диспетчерського управління (АСДУ) енергосистеми.

Моделі підсистем трансформатора, що використовуються при діагностиці

- Аналіз впливу режимів роботи на стан ізоляції обмоток, визначення здатності навантаження та обчислення терміну служби трансформатора відповідно до ДСТУ 14209-97.
- Діагностика стану маслонаповнених вводів на основі тимчасових та температурних залежностей струмів провідності та тангенсів кута втрат вводів.
- Аналіз виникнення деформацій обмоток з урахуванням оперативного розрахунку параметра Z_k після електродинамічних впливів на обмотки трансформатора.
- Визначення технічного стану РПН на основі аналізу вібраційних та енергетичних параметрів, зареєстрованих у процесі комутації.
- Управління та аналіз технічного стану елементів системи охолодження за параметрами пускових та робочих режимів електродвигунів.
- Використання у діагностичних моделях додаткової інформації від датчика вологості.

Основні властивості системи моніторингу марки TDM

- Оперативна оцінка технічного стану трансформатора у режимі "on-line", виявлення дефектів стану.

- Формування та видача рекомендацій про особливості експлуатації трансформатора, необхідність та терміни проведення ремонтних робіт.

- Управління системою охолодження трансформатора та роботою пристрою РПН.

- Реєстрація поточної інформації про нормальні та передаварійні події у трансформаторі.

- Інтеграція системи моніторингу трансформатора у систему диспетчерського управління (АСДУ) енергосистеми.

Параметри технічного стану трансформатора, що контролюються системою TDM

Система охолодження трансформатора:

- Температура оливи у верхній точці баку трансформатора.
- Рівень оливи в баку трансформатора.
- Температура та вологість навколишнього середовища.
- Стан елементів системи охолодження (ввімкнення - відключення насосів та вентиляторів).

- Режим роботи системи охолодження – ручний/автоматичний.

Стан обмоток трансформатора:

- Максимальна обчислювальна температура обмотки трансформатора.
- Наявність змін форми обмоток після електродинамічних дій.

Навантажувальні та експлуатаційні параметри:

- Струми трьох фаз трансформатора, сторона ВН або ПН.
- Напруги трьох фаз, сторона ВН та ПН. Визначаються струмами провідності вводів.

- Стан маслонаповнених вводів трансформатора:

- Контролює тангенс кута втрат вводів і величини ємності С1.
- Тиск у введеннях, високий - низький поріг.

Стан та режим роботи РПН трансформатора:

- Температура бака РПН порівняно з температурою бака трансформатора.
- Вібраційний контроль стану приводу та наявності дуги в контакторі.

- Акустичний контроль часткових розрядів у баку РНН.
- Положення РНН.
- Рівень олії у баку РПН.

Сигнали з найбільш відповідальних реле захисту та блокування трансформатора:

- Стан газового реле.
- Тиск у баку трансформатора.

Датчики, стандартно постачувані з системою моніторингу марки TDM

- Датчики марки DB-1 (DB-2), призначені для реєстрації струмів провідності маслонаповнених вводів.
- Датчик вібрації та акустичний датчик часткових розрядів, поєднані в одному корпусі, для реєстрації процесів усередині РПН.
- Датчики температури для стаціонарного монтажу на поверхні бака трансформатора та РПН.
- Датчики вологості та температури навколишнього середовища, поєднані в одному корпусі.
- Вимірювальні трансформатори струму 5/5 ампер (вибирається за параметрами об'єкта моніторингу) для реєстрації струмів однієї фази трансформатора струму електродвигуна РПН і струмів електродвигунів системи охолодження.
- Ємнісні датчики для напруги НН трансформатора (тільки для 6-10 кВ), необхідні контролю зміни геометричних розмірів обмоток (з використанням параметра Z_k).

Список і основні функції модулів системи TDM відображені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1. Список і основні функції модулів системи TDM

Основні діагностичні модулі системи TDM		
Марка	Найменування	Опис функцій модуля
PS	Блок живлення	Універсальне джерело живлення модулів системи TDM та первинних датчиків.

M0	Головний модуль	Головний технічний та програмний модуль TDM. Він керує роботою всіх діагностичних модулів, збирає з них інформацію і передає її на рівень АРМ підстанції.
M1	Монітор температури	Модуль для розширеної реєстрації температури трансформатора і оточення його середовища. Дозволяє проводити оцінку ефективності роботи системи охолодження.
M2	Аварійний реєстратор	Модуль реєстрації перехідних і передаварійних режимів роботи трансформатора. Дозволяє фіксувати кидки струмів і напруг обмоток трансфор-мотора.
M3	Монітор вводів	Моніторинг технічних параметрів високовольтних вводів. Контроль величини струму провідності, ємності С1, розрахунок тангенса кута втрат (абсолютного чи відносного).
M3.1	Модуль розширення	Призначений для оперативного підключення переносних приладів реєстрації ЧР (при відсутності модуля М4).
M4	Монітор ЧР (ВЧ)	Модуль реєстрації часткових розрядів в діапазоні частот 0,1 ÷ 30,0 МГц. Аналіз розподілу імпульсів ЧР, визнає поділ типу дефекту в ізоляції трансформатора.
M4.1	Монітор ЧР (НВЧ)	Модуль реєстрації часткових розрядів в діапазоні частот 400 ÷ 1500,0 МГц. Використовуються вбудовані в бак трансформатора датчики, тому модуль має гарну схвбленість.
M5	Монітор РПН	Модуль призначений для контролю технічного стану пристрою РПН трансформатор. Контролює кількість комутацій по сходах і процес комутації.
M6	Монітор ЧР (ультразвук)	Модуль реєстрації часткових розрядів в ультразвуковому діапазоні частот 30 ÷ 300 кГц. Дозволяє проводити локацію місця дефекту всередині бака трансформатора.
M7	Монітор вібрації	Реєстрація вібрації бака в діапазоні 10 ÷ 1000 Гц. Дозволяє оцінювати якість пресування трансформатора.
M8	Реєстратор перенапруження	Модуль реєстрації високочастотних імпульсних перенапруг у мережі діапазон частот до 10,0 МГц. Оцінка впливу перенапруг на стан трансформатора.

M9	Модуль входів	Додатковий модуль входу. Дозволяє розширити кількість реєстрованих параметрів трансформатора.
M10	Монітор Z_k	Модуль реєстрації струмів і напруг первинної та вторинної обмоток трансформатора, які використовуються для розрахунку параметра Z_k , що оцінює наявність змін форми обмоток.
Додаткові і сервісні модулі		
M20	Перехідний модуль	Модуль розширення інформаційної шини системи TDM при великій кількості діагностичних модулів, котрі розташовуються в шафі у два ряди.
M21	Модуль БІТТ	Модуль ізолюючих трансформаторів 0,1 / 0,1А для розв'язки ланцюгів приладу та струмів провідності високовольтних вводів.
M22	Модуль струмових перетворювачів	Модуль ізолюючих трансформаторів для розв'язки вимірювальних ланцюгів 5А трансформаторів струму.
M23	Модуль часу	Модуль для синхронізації внутрішніх годин системи TDM з системою глобального позиціонування GPS/GLONASS.
<u>TDM-Oil</u>	Інтегральний датчик воливі	Інтегральний датчик, що вбудовується в бак трансформатора. Дозволяє контролювати вологовміст у маслі, тимперетуру, вібрацію, ЧР в НВЧ діапазоні частот.
Спеціальні версії системи моніторингу TDM		
<u>TDM-M</u>	Моніторинг силових трансформаторів з напругою 110 кВ	Система TDM мінімальної конфігурації для моніторингу силових трансформаторів 110 кВ.
TDM-10 /0,4	Моніторинг силових трансформаторів 10/0,4кВ	Система TDM (комплексний датчик) для організації моніторингу силових розграничених маслонаповнених трансформаторів з робочою напругою 10 кВ.
Системи управління охолодженням трансформаторів, інтегровані з TDM		
<u>TDM-TR</u>	Система управління охолодженням	Система керування охолодженням трансформаторів порівняно невеликої потужності (до 4 груп вентиляторів).

Висновки по третьому розділу

Проведено діагностування введів 110 кВ, ізоляції головних обмоток, форми обмоток та системи охолодження трансформатора ТДТН-40000/110, на базі підсистем TDM.

ВИСНОВКИ

В даній роботі були розглянуті найбільш ефективні системи діагностування і моніторингу силових трансформаторів 110/10 кВ.

Виконані дослідження дозволяють сформулювати такі основні результати та висновки роботи:

1 Розглянуто основні несправності силових трансформаторів при експлуатації. Наведено приклади найчастіших пошкоджень силових трансформаторів.

2 Виявлено основні несправності силових трансформаторів. Докладніше розглянуті ознаки та причини виявлення відмов силових трансформаторів

3 Описано діагностування та моніторинг стану силових трансформаторів.

Очікуваний економічний ефект від застосування сучасних методів технічної діагностики стану високовольтних силових трансформаторів при малих експлуатаційних витратах буде складатися з кількох складових. чих:

1 Зменшення числа аварій та як наслідок зменшення витрат на ремонт;

2 Зниження позапланових відключень електроенергії ;

3Значною мірою компенсування недостатньої чисельності обслугову-персоналу;

4Своєчасне виведення електрообладнання в ремонт, що знижує витрати на ремонт і зменшує час простою обладнання в ремонті;

5Зниження собівартості споживання (виробітку) електроенергії і собівартості випускається продукції.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Матвійчук В. А. Діагностування електрообладнання. Навч. посіб. / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько – Вінниця: ВНАУ, 2020. – 138 с.
2. Бялобржеський О. В., Рева І. В., Тодоров О. В., Беззуб М. А. Огляд електричних методів та систем моніторингу силових трансформаторів в середовищі SMART GRID // «Електротехніка та електроенергетика» № 1 (2022)
3. М. А. Поляков, С. И. Климов Методы и информационные технологии обработки данных мониторинга параметров силового трансформатора // Поляков М. А., Климов С. И., Запорожский национальный технический университет - 2009
4. Рассальский А. Н. Система мониторинга и управления силовых трансформаторов // Електротехніка і електромеханіка. – 2005. – № 2. – С. 46–50.
5. Поляков М. А. Определение и использование показателя режима нагрузки силового трансформатора в системе мониторинга и управления трансформатором // Електротехніка і електромеханіка. – 2009. – № 2. – С. 43–46.
6. Поляков М. А. Нечеткий регулятор охлаждения силового масляного трансформатора на основе прогноза изменения возмущающих факторов // Електротехніка і електромеханіка. – 2007. – № 3. – С. 47–50.
7. Поляков М. А. Идентификация тепловых параметров силового масляного трансформатора по данным мониторинга параметров // Вісн. Східноукр. нац. ун-ту. – 2007. – № 11, ч. 1(117). – С. 167–173.
7. Щокін В. П., Кузьменко А. С., Щокіна О. В. Метод короткотривалого нейронечіткого прогнозу електроспоживання підрозділами ВАТ «ПівнігЗК» // Праці ЛВ МАІ. – 2007. – № 1 (14). – С. 84–89.
8. IEC 60076-7 Ed. 1: Power transformers – Part

9: Loading guide for oilimmersed power transformers. Final draft international standard. 7. <http://www.enera.com.ua>.

10. ДСТУ 9138:2021 «Газоаналізатори для вимірювання вмісту кисню, діоксиду вуглецю, горючих і токсичних газів стаціонарні» Методика повірки

9. <https://www.evm.ua/sistemy-monitoringa-transformatorov/sistema-onlajn-analiza-rastvorenykh-gazov-i-vlajnosti-v-masle-s-funktsijami-monitoringa-transformatora-hydrocal-1006-genx>

10 https://delta.in.ua/diagnost_05_14.html

11. ДСТУ 3270-95 Трансформатори силові. Терміни та визначення

12. ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення.

13.Правила улаштування електроустановок/ Міністерство енергетики та вугільної промисловості України/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.

14. regmik.ua/NEW/pdf/devices/interface_converters/RS485_Ethernet.pdf

15. <https://flagma.ua/uk/hazove-rele-bukhholtsia-bf-80q-o15116896.html>

16. С. В. Адамова Оцінка технічного стану силових трансформаторів за результатами ХАРГ// Том 8 № 2 (2018): Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету / Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка