

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Данильчук Максим Русланович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Порівняльний аналіз та верифікація різних моделей діагностики надійності
силових трансформаторів
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

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

Данильчук М. Р.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Савченко Л.Г.

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.і.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології
(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2026

АНОТАЦІЯ

Данильчук М. Р. Порівняльний аналіз та верифікація різних моделей діагностики надійності силових трансформаторів.

Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2026.

Зростання навантажень і старіння парку трансформаторів підвищують ризик аварій; точна діагностика необхідна для безперебійної роботи енергосистеми. У кваліфікаційній роботі проведено аналіз різних моделей діагностики надійності силових трансформаторів відповідно до стандартів IEEE і підсумовано для визначення причин та можливих заходів для запобігання відмов трансформаторів.

Ключові слова: відмова трансформатора, руйнування ізоляції, гармоніки, якість електропостачання (PQ), розподільчі трансформатори.

ABSTRACT

Danylchuk M. R. Comparative Analysis and Verification of Different Models for Diagnosing the Reliability of Power Transformers.

Qualification work for obtaining a Master's degree in specialty 141 – Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics – Polissia National University, Zhytomyr, 2026.

Increased loads and aging of the transformer fleet increase the risk of accidents; accurate diagnostics are necessary for the uninterrupted operation of the power system. The qualification work analyzes various models for diagnosing the reliability of power transformers in accordance with IEEE standards and summarizes them to determine the causes and possible measures to prevent transformer failures.

Keywords: transformer failure, insulation breakdown, harmonics, power quality, distribution transformers.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1 БУДОВА ТРАНСФОРМАТОРА ТА ХАРАКТЕРНІ ПОШКОДЖЕННЯ	6
1.1. Склад розподільного трансформатора	6
1.2. Відмови працездатності трансформатора	8
Висновок до першого розділу	9
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ПОШКОДЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРА ТА ВСТАНОВЛЕННЯ ПРИЧИН	11
2.1. Підготовка до збору інформації	11
2.2. Огляд на місці	12
2.3. Діагностичні випробування	12
2.4. Внутрішній огляд	13
2.5. Огляд з розбиранням	13
2.6. Аналіз відмов	14
Висновки по другому розділу	18
РОЗДІЛ 3 МЕТОДИ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	19
3.1. Аналіз частотної характеристики	19
3.2. Часткове розрядження	21
3.3. Коефіцієнт діелектричних втрат	22
3.4. Опір ізоляції постійного струму	25
3.5. Індекс поляризації	27
3.6. Коефіцієнт перетворення трансформатора	29
3.7. Аналіз діелектричної чутливості	31
Висновки до третього розділу	32
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	34
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	36

ВСТУП

Трансформатор — це статичний апарат з дуже високою ефективністю та міцною конструкцією. Надійність силових трансформаторів є ключовим фактором забезпечення безперервності та якості електропостачання в енергетичних системах. Неполадки у роботі трансформаторів призводять до значних економічних втрат, зниження стабільності мережі та ризику для безпеки експлуатації. Тому своєчасна діагностика технічного стану трансформаторів і прогнозування їх залишкового ресурсу набувають великого практичного значення для операторів енергетичних об'єктів, проектувальних організацій і ремонтних служб.

За останні десятиліття розроблено і впроваджено низку методів діагностики: від традиційних інструментальних вимірювань (аналіз газів, контроль температури й вібрацій, вимірювання опору та коефіцієнта трансформації) до сучасних підходів на основі статистичних моделей, машинного навчання та фізико-імітованої методики. Кожен підхід має свої переваги й обмеження щодо чутливості до різних типів дефектів, вимог до частоти та якості вимірювань, а також трудовитрат і вартості впровадження.

Мета цієї роботи — провести порівняльний аналіз основних моделей діагностики надійності силових трансформаторів і виконати їх верифікацію на прикладі доступних експериментальних даних.

Об'єкт дослідження — Силові трансформатори енергетичних підстанцій та їх експлуатаційний стан у контексті забезпечення надійності електропостачання.

Предмет аналізу — моделі та методи діагностики технічного стану і прогнозування залишкового ресурсу силових трансформаторів, їх точність, чутливість до різних видів дефектів та практична придатність для експлуатаційного використання.

Методи дослідження — порівняльний аналіз: аналіз літератури та технічних стандартів для класифікації й оцінки існуючих методів діагностики.

Статистичні методи: описова статистика, перевірка гіпотез, оцінка показників чутливості/специфічності, побудова довірчих інтервалів.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

1. Данильчук М. Р.

**АНАЛІЗ ЧАСТОТНОЇ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИЛОВИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ**

Наукові читання – 2026: збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 20 квітня 2026 р. Житомир: Поліський національний університет, 2026. Ч.2. 119 с.

1. Войтович В.І., Данильчук М. Р.

АНАЛІЗ ЧАСТКОВОГО РОЗРЯДЖЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ
Наукові читання – 2026: збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 20 квітня 2026 р. Житомир: Поліський національний університет, 2026. Ч.2. 119 с.

РОЗДІЛ 1

БУДОВА ТРАНСФОРМАТОРА ТА ХАРАКТЕРНІ ПОШКОДЖЕННЯ

1.1 Склад розподільного трансформатора

Розподільний трансформатор складається з магнітної системи (серцевина, ярмо та кріпильні конструкції), електричного кола (обмотки та ізоляція), клем, введів, бака, оливи, радіатора, розширювача та повітроосушувача як основних частин. Трансформатор може вийти з ладу через відмову будь-якого з компонентів, як описано нижче.

Сердечник. Сердечник трансформатора несе магнітний потік та забезпечує механічну міцність трансформатора. Серцевина виходить з ладу через постійну магнітну намагніченість (ДС-магнетизацію) або зміщення сталевих частин серцевини під час виготовлення трансформатора.

Обмотки. Функція обмоток — проводити струм у трансформаторі; вони розташовані у вигляді циліндричних оболонок навколо плеча серцевини, кожна жила обгорнута паперовою ізоляцією. Окрім електричної напруги та теплових вимог, обмотки повинні витримувати механічні сили, які можуть спричинити зміщення обмоток. Такі сили можуть виникати під час короткого замикання та удару блискавки. Обмотки здебільшого виходять з ладу через коротке замикання або трансієнтні перенапруги. Коротке замикання обмоток може статися з різних причин, тобто механічний дефект в обмотках під час виготовлення трансформатора, несправність ізоляційного матеріалу, утворення гарячої плями, накопичення мідного мулу або низький рівень оливи в трансформаторі. Трансієнтні перенапруги можуть виникнути через удар блискавки, неправильне підключення трансформатора або коротке замикання в мережі низької напруги.

Бак. Бак огортає серцевину та обмотки трансформатора як фізичний захист, а також слугує посудиною для оливи, яка використовується як охолоджувач. Він має витримувати впливи навколишнього середовища, такі як корозійна атмосфера, висока вологість та сонячне випромінювання. Бак

перевіряють на наявність витоків оливи, надмірної корозії, вм'ятин та інших ознак грубого поводження. Внутрішнє дугове розрядження в трансформаторі, заповненому оливою, може миттєво випарувати навколишню оливу, що призведе до високого газового тиску всередині трансформатора та розриву бака.

Суцільна ізоляція. Суцільна ізоляція (Тверда ізоляція), виготовлена з целюлозних матеріалів, таких як пресована плита та папір, використовується між обмотками для електричної ізоляції. Целюлоза складається з довгих ланцюгів глюкозних кільців, які з часом деградують, що призводить до коротших ланцюгів. Стан паперу визначається ступенем полімеризації (DP) як середня кількість таких кільців у ланцюгу [1]. Новий папір має DP між 1200–1400, тоді як $DP < 200$ означає, що папір має низьку механічну міцність і може більше не витримувати короткого замикання та інших механічних навантажень. Ця суцільна ізоляція є найслабшим елементом у системі ізоляції трансформатора.

Суцільна ізоляція зазнає механічних пошкоджень через переміщення трансформатора або сили, що виникають під час коротких замикань. Пошкодження ізоляційного матеріалу можуть виникати через утворення CuSO_4 або гарячі точки, що створюються через малу кількість масла або перевантаження трансформатора.

Трансформаторне масло. Трансформаторне масло забезпечує ізоляцію між обмотками разом із необхідним охолодженням у трансформаторі. Трансформаторне масло — це високо очищений продукт з мінеральної сировини нафти і складається з вуглеводневих складових, таких як парафіни, нафталін і ароматичні олії [2].

Несправність охолоджувальної оливи відбувається з двох причин: або через несправність циркуляції оливи, або через поганий теплообмін із вторинною системою охолодження. Це призводить до підвищення в'язкості оливи в трансформаторі та занадто високої температури у вторинному контурі охолодження. Волога та кисень у поєднанні з теплом є основною причиною

забруднення оливи, що призводить до утворення провідних частинок. Внаслідок цього температура всередині трансформатора зростає і вихід ізоляції оливи призводить до короткого замикання.

Прохідні ізолятори (бушинги). Бушинги використовуються для виведення клем обмоток назовні бака з електричною ізоляцією для підключення трансформатора до енергетичної системи. Зазвичай використовують два типи бушингів: суцільні (slid) і ємнісно-градовані (capacitance graded) бушинги. Суцільні бушинги мають центральний провідник і фарфорову або епоксидну ізоляцію навколо нього.

Основний режим відмови бушинга — коротке замикання. Воно може бути спричинене дефектами матеріалу в ізоляції або пошкодженням. Пошкодження можуть виникати через саботаж, під час транспортування або через літаючі деталі від іншого обладнання яке вийшло з ладу.. Пошкодження, тріщини у фарфорі та негерметичні ущільнення забезпечують проникнення води всередину ізоляції бушинга, що призводить до його відмови.

1.2 Відмови працездатності трансформатора

Трансформатор може вийти з ладу через поєднання електричних, механічних або теплових факторів [3], і завжди складно визначити конкретний режим відмови. Більшість трансформаторів виходить з ладу через відмову ізоляції. Отже, трансформатор може зазнати електричної відмови через руйнування ізоляції, що може бути наслідком електричного, механічного або теплового напруження.

Електричні фактори. Існують різні електричні фактори відмов трансформаторів, які можна в загальному розділити на три категорії: перехідні процеси або перенапруга у мережі; вплив блискавки і комутаційні імпульси; часткові розряди[4].

Механічні фактори. Механічні фактори призводять до пошкодження обмоток трансформатора та розриву їх твердої ізоляції[5]. Якщо пошкодження є значним, трансформатор може зазнати електричної відмови. Обмотки трансформатора можуть розриватися через електромеханічні сили або

пошкодження під час транспортування. Інші причини відмови можуть бути такими:

- Електромагнітні сили;
- Транспортування трансформатора;
- Згинання внутрішньої обмотки;
- Перевертання провідника;
- Телескопічне зміщення провідника;
- Спиральне затягування;
- Роздавлювання торцевого кільця;
- Відмова системи затиску котушки;
- Зміщення виводів трансформатора.

Теплові фактори. Целюлозна ізоляція трансформатора деградує з часом через нагрів, що виникає під час нормального навантаження трансформатора[6]. Це призводить до зниження діелектричної міцності ізоляції і ослаблення ізоляції до розриву за нормальних умов напруги. Інші причини відмови можуть бути такими:

- Перевантаження трансформатора протягом тривалого періоду;
- Робота трансформатора на нелінійних навантаженнях;
- Відмова системи охолодження;
- Закупорка масляних каналів;
- Робота трансформатора в пере надмірно збудженому стані;
- Експлуатація трансформатора при високій температурі навколишнього середовища.

Висновок до першого розділу

Розподільний трансформатор складається з магнітної системи (серцевина, ярмо), електричного кола (обмотки, суцільна ізоляція), бака з оливою, вводів/клем (бушинги) та допоміжних елементів (радіатори, розширювач, повітроосушувач). Кожен із цих елементів виконує критичну роль у роботі трансформатора та може бути джерелом відмови.

Найчастішою причиною відмов розподільних трансформаторів є деградація ізоляції (суцільної та масляної), спричинена поєднанням електричних, механічних і термічних впливів. Для підвищення надійності необхідні належне проектування й виготовлення (забезпечення механічної міцності обмоток і серцевини), контроль стану оливи та ізоляції (моніторинг DP, газовий аналіз, вологість), регулярне техобслуговування (перевірка бака, бушингів, систем охолодження) і захист від перенапруги та механічних пошкоджень.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ПОШКОДЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРА ТА ВСТАНОВЛЕННЯ ПРИЧИН

Для проведення аналізу пошкоджень розподільчих трансформаторів використовується стандарт IEEE C57.125 “Керівництво з розслідування, документування та аналізу пошкоджень силових трансформаторів та шунтуючих реакторів” [7]. Він надає процедуру виконання аналізу пошкоджень трансформаторів для виявлення найбільш ймовірної причини виходу трансформатора з ладу.

Розслідування пошкодження зазвичай починається зі скарг на відсутність електропостачання з території, де стався збій розподільного трансформатора. Після підтвердження пошкодження проводиться виїзне обстеження та тестування для збору важливих даних з місця події. Перед проведенням розслідування пошкодження необхідно зібрати всі історичні дані, що стосуються трансформатора. Пошкоджений трансформатор оглядається зовні, всередині, і, нарешті, виконується розбирання, щоб провести аналіз для з'ясування причини виходу трансформатора з ладу.

2.1. Підготовка до збору інформації. Перед проведенням виїзного обстеження необхідно зібрати документи, що стосуються історії стану трансформатора, які будуть дуже корисними під час виїзного обстеження, які можуть включати:

- звичайні звіти про перевірки;
- записи про технічне обслуговування, включаючи звіти про минулі проблеми;
- історичні результати аналізу розчинених газів (АРГ);
- історичні результати аналізу трансформаторної оливи;
- паспортні дані трансформатора;
- звіти про заводські випробування;
- дані про навантаження в момент пошкодження;

- перелік будь-якої несправності або перемикачів в системі безпосередньо перед пошкодженням.

2.2. Огляд на місці.

Швидкий огляд на місці аварійного трансформатора необхідний для збору важливих даних, які можуть бути знищені під час відновлення живлення. Огляд на місці полягає у огляді зовнішніх умов навколо пошкодженого трансформатора та ретельному огляді самого трансформатора.

Зовнішні умови: При прибутті на місце перед початком візуального огляду огляньте умови навколо трансформатора, по-перше, опитайте людей на місці про будь-які аномалії, які вони бачили під час нормальної роботи або в момент відмови. Інспектор має звернути увагу на незвичні звуки, запахи, відлетілий сміття з трансформатора або його аксесуарів, сторонні предмети в зоні, будь-які ознаки вандалізму, навантаження на трансформатор, системні збурення та наявність мертвих тварин у зоні.

Стан трансформатора: Інспектор має шукати наступні видимі аномалії в основному баку трансформатора: випинання, тріщини, течі, ознаки перегріву, розлив масла або пожежа, рівень масла в основному баку, рівень масла в реактивному бачку (консерваторі), пошкодження радіаторів, пошкодження консерватора та введів на наявність течі, зламану порцеляну, отвори в ковпаках та сліди трекінгу. Якщо зовні не виявлено видимих пошкоджень, наступним кроком є проведення діагностичних випробувань трансформатора.

2.3. Діагностичні випробування

Якщо при зовнішньому огляді трансформатора не виявлено видимих пошкоджень, проводяться діагностичні тести для виявлення несправності та визначення необхідного ремонту. Дані випробувань повинні ретельно записуватися, і декілька тестів можуть інтерпретуватися разом для діагностики проблеми. Зразки ізоляційного масла для випробувань повинні бути взяті до відкриття трансформатора для огляду. Можуть бути проведені такі випробування трансформатора.

Опір ізоляції: обмотка до обмотки, обмотка до заземлення, осердя до заземлення, діелектрична абсорбція (поляризаційний індекс).

Інші випробування: коефіцієнт трансформації (Transformer Turn Ratio); постійний опір обмоток (DC Resistance); діелектрична міцність масла; намагнічування (низька напруга).

Перед виконанням польових випробувань необхідно вжити заходів безпеки, щоб переконатися, що трансформатор відключено від усіх джерел живлення та допоміжних джерел і належним чином заземлено.

2.4. Внутрішній огляд

Коли результати діагностичних випробувань вказують на пошкодження трансформатора, на місці проводиться внутрішній огляд, щоб визначити місце несправності та ступінь пошкодження. Для огляду видаляється трансформаторна олива, час контакту з повітрям повинен бути зведений до мінімуму, щоб зменшити потрапляння вологи в бак. Внутрішні відхилення можуть включати:

- Запах горілої ізоляції, горілої оливи, колір оливи, ознаки вологи та її розташування, а також наявність вільної води в баку та її кількість.
- Ознаки обгорання, зміни кольору або відкладене внаслідок дуги або перегріву від блукаючих потоків на стінках бака, виводах втулок, мідних з'єднувачах.
- Ознаки ослаблених з'єднань або зрощень з втулками, хомутами, прокладками тощо.
- Зміщення обмоток та відводів.
- Стан осердя та ознаки пошкодження осердя.

2.5. Огляд з розбиранням

Якщо внутрішній огляд не виявив причини пошкодження трансформатора, необхідно демонтувати бак трансформатора, щоб ідентифікувати причину несправності. Осердя виймається з бака для огляду, який може надати наступні докази пошкодження:

- Пошкодження осердя (руйнування ізоляції осердя).
- Ознаки слідів пробою ізоляції.
- Ознаки радіального та осьового руйнування.
- Ознаки механічного пошкодження.
- Ознаки термічного пошкодження.

2.6. Аналіз відмов

Після збору даних на місці експлуатації та поза ним, їх необхідно ретельно вивчити, перш ніж робити будь-які висновки щодо механічних пошкоджень та електричних відмов розподільного трансформатора в експлуатації. Енергія від енергосистеми може спричинити обидва види відмов. Тому слід бути обережним при повідомленні про причини та наслідки.

2.6.1. Аналіз механічних пошкоджень обмоток

Для ретельного аналізу відмов розподільного трансформатора необхідне розуміння осьових і радіальних сил, що викликають механічну деформацію обмотки. Напрямок сил і механізм відмови в трансформаторах стрижневого типу відрізняється від механізму в трансформаторах броньового типу. Крім того, тип обмотки має різну стійкість до моменту провідника під дією сил короткого замикання. Жорсткість ізоляційної системи, міцність системи фіксації обмотки, міцність провідників і пружність котушки відіграють роль у визначенні реакції обмотки на електромагнітні сили.

1) Типи відмов обмоток для трансформаторів стрижневого типу:

а) Радіальна відмова на розтягнення. Сили, спрямовані радіально назовні, можуть призвести до розтягування провідників. Помірна деформація може сприяти осьовій нестабільності та руйнуванню котушки. Це також може призвести до розриву ізоляції провідника. У крайніх випадках розтягнуті провідники можуть зламатися, коли буде перевищено межу пружності матеріалу.

б) Радіальна відмова на стиск. Сили, спрямовані радіально

всередину, можуть спричинити згинання провідника або механічну відмову обмотки.

с) Осьова відмова на розширення. Протилежні сили, спрямовані осьове до притискних пластин, можуть призвести до згинання або руйнування цих пластин, або до згинання або зрізу стяжних болтів. Провідники будуть мати тенденцію до розділення в місцях обмотки, де струм тече в протилежних напрямках. Ці сили також можуть спричинити нахил провідників, що призведе до осьової нестабільності. Неправильне затискання або вирівнювання може дозволити провідникам обмотки зміщуватися в осьовому напрямку.

д) Руйнування при осьовому стисканні Протилежно направлені сили, як і діють аксіально до центрів обмоток, можуть спричинити руйнування обмотки. Якщо провідники нахиляються, обмотки стають нестабільними та руйнуються.

е) Руйнування внаслідок осьового телескопічного ефекту. Цей термін використовується для опису моменту руху однієї обмотки відносно іншої (тобто, зовнішня обмотка рухається вгору або вниз відносно внутрішньої) або для опису осьової нестабільності однієї обмотки (тобто, зовнішні витки рухаються вгору або вниз відносно внутрішніх витків). Будь-яке механічне пошкодження системи кріплення дозволить обмоткам рухатися у протилежному вертикальному напрямку одна відносно одної, спричиняючи телескопічний ефект. Осьова нестабільність окремої обмотки може бути результатом руйнування при радіальному розтягуванні, руйнування при радіальному стисканні або осьового руйнування. Результатом цих руйнувань може бути ковзання провідників один під одним і руйнування всередину, що призводить до телескопічного ефекту.

ф) Руйнування кінцевих витків. Кінцеві витки зазнають комбінованої дії радіальних і осьових сил. Результируюча цих сил має тенденцію нахиляти зовнішні витки та скручувати кінці всередину до стрижня осердя.

г) Спіральне затягування. Комбіновані радіальні та осьові сили

можуть призвести до того, що вся внутрішня обмотка спіралью зтягнеться, що призведе до окружного зміщення провідників і радіальних розпірок.

2) Види руйнувань обмоток для трансформаторів стрижневого типу:

а) Радіальні сили. Невеликі радіальні складові сили можуть виникати на краях котушки. Коли висота котушок змінюється для отримання ступінчастої ізоляції, радіальні сили стають більшими, ніж зазвичай. Сили, спрямовані радіально назовні, можуть спричинити розтягування провідників.

б) Осьові сили. У середині групи котушок осьові сили є силами притягання,

в) таким чином піддаючи провідники, ізоляцію та розпірні блоки стисканню. Ці сили створюють напруження вигину на провідниках, які намагаються зігнутися між розпірними блоками. Осьові сили між групами котушок різних обмоток є силами відштовхування і намагаються притиснути котушки до кінців ламинацій вікна осердя. Ці сили напружують основну ізоляцію між обмоткою та осердям і передаються через осердя на бак трансформатора. Осьова сила відштовхування між групами котушок навантажує елементи, що працюють на розтяг, у баку, в осерді та в Т-подібних балках підтримки котушок.

2.6.2. Аналіз електричних пошкоджень

Пошкодження трансформатора можуть бути спричинені перехідними пере напругами. У таких випадках необхідно перевіряти стійкість ізоляції трансформатора до пробою відносно напруги розряду розрядника, щоб забезпечити належну координацію ізоляції. Удар блискавки, перезбудження, комутаційні перенапруги, резонанс обмоток, міжвиткове коротке замикання, міжшарове коротке замикання, часткові розряди, трекінг ізоляції, статична електризація масла та перекриття – це всі форми електричних пошкоджень. Після виникнення внутрішнього електричного пошкодження всі поля порушуються, і вектори сил стають аномальними. Напруження впливають на матеріали таким чином, який не передбачався. За таких обставин аналіз пошкоджень стає дуже складним. Часто послідовність подій, першопричини та

початкові слабкості не можуть бути визначені шляхом огляду внутрішніх пошкоджень. Зовнішні ознаки та аксесуари трансформатора зазвичай надають підказки для аналізу послідовності пошкоджень. Різні типи напруг, які можуть існувати в обмотках трансформатора та пов'язаних частинах, обговорюються тут з метою аналізу:

а) Нормальні низькочастотні системні робочі напруги. Це згенеровані напруги системи змінного струму, що з'являються на виводах трансформатора. Ці напруги можуть бути виражені в середньоквадратичному значенні та залежать від з'єднань трансформатора (зірка або трикутник) для між фазних або фазна-нейтральна напруга.

б) Нормальні низькочастотні індуковані напруги. Це напруги, індуковані в обмотці струмами, що протікають у сусідніх обмотках і провідних частинах всередині трансформатора, або постійними складовими струму.

с) Аномальні низькочастотні системні робочі напруги. Це короточасні напруги змінного струму, викликані перезбудженням, незбалансованим навантаженням або аварійними умовами, які зазвичай видаляються з системи за допомогою спрацювання захисного реле.

д) Аномальні високочастотні системні напруги. Це перехідні напруги, зазвичай викликані ударом блискавки, резонансом обмоток або комутацією в системі. Високочастотні напруги, як правило, створюють більше діелектричне напруження, ніж низькочастотні напруги, у витках обмотки, найближчих до з'єднань виводів трансформатора.

е) Аномальні високочастотні та низькочастотні напруги з інших причин. Ці напруги виникають внаслідок зовнішніх сонячних або DC збурень, або внутрішніх явищ рідини, таких як можливість розділення заряду на ізоляційних поверхнях, зміни розподілу електричного поля внаслідок розряду, ініційованого частинками, або прогресуючого руйнування обмотки внаслідок розвитку міжвиткових пошкоджень.

Висновок до другого розділу

Аналіз пошкоджень трансформаторів за стандартом IEEE C57.125 включає збір історичних даних, виїзний огляд місця, діагностичні випробування, внутрішній огляд і, при потребі, розбирання. Найпоширеніші причини відмов — деградація ізоляції (суцільної й масляної) та електричні перенапруги (удари блискавки, комутаційні імпульси, перезбудження). Часто відмови спричинені поєднанням факторів: механічних (зсуви, руйнування обмоток), теплових (перегрів, відмова охолодження), виробничих дефектів, вологи та забруднення масла. Для встановлення точної причини необхідне комплексне дослідження (АРГ, аналіз оливи, історія навантажень) — інколи остаточну причину визначити неможливо через масштабні внутрішні пошкодження.

РОЗДІЛ 3

МЕТОДИ ДІАГНОСТИКИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Силові трансформатори є основними активами електричної мережі; тому їх безперервна робота не може бути поставлена під загрозу. Несподіваний вихід з ладу одного силового трансформатора іноді призводить до відключення електроенергії для сотень або тисяч користувачів. У літературі представлено кілька методів діагностики силових трансформаторів, починаючи від хімічних та електричних методів і закінчуючи акустичними методами. Деякі основні методи електричної діагностики силових трансформаторів обговорюються нижче.

3.1. Аналіз частотної характеристики

Аналіз частотної характеристики (АЧХ) вважається найточнішим і найсучаснішим методом діагностики змін або деформацій механічних компонентів трансформаторів, включаючи осердя, обмотки та затискні конструкції [8]. Залежно від вхідного сигналу, АЧХ можна класифікувати на змінний АЧХ (ЧЗА) або імпульсний ЧЗА (ЧІА). У ЧЗА на трансформатор подається синусоїдальний сигнал змінної частоти, зазвичай з діапазоном частот від 10 Гц до 1 МГц [9]. На відміну від цього, ЧЗА передбачає подання імпульсного сигналу напруги, при цьому частотна характеристика отримується шляхом виконання швидкого перетворення Фур'є (ШПФ) на записаних вихідних сигналах [10]. ЧЗА зазвичай виконується офлайн, тоді як ЧІА є як офлайн, так і онлайн методом. Двома основними методами випробувань, що використовуються для вимірювання передавальної функції (ЧФ) силових трансформаторів, є вимірювання передавальної функції від кінця до кінця, що позначається як $TF_{EE}(f)$, та вимірювання ємнісної між обмоткової передавальної функції, представлене як $TF_{C1}(f)$. Схема вимірювання та типові профілі вимірювання показані на рис. 3.1.

Міжнародними стандартами, що використовуються для випробувань FRA, є IEC 60076-18 [31] та IEEE C57.149-2012 [32].

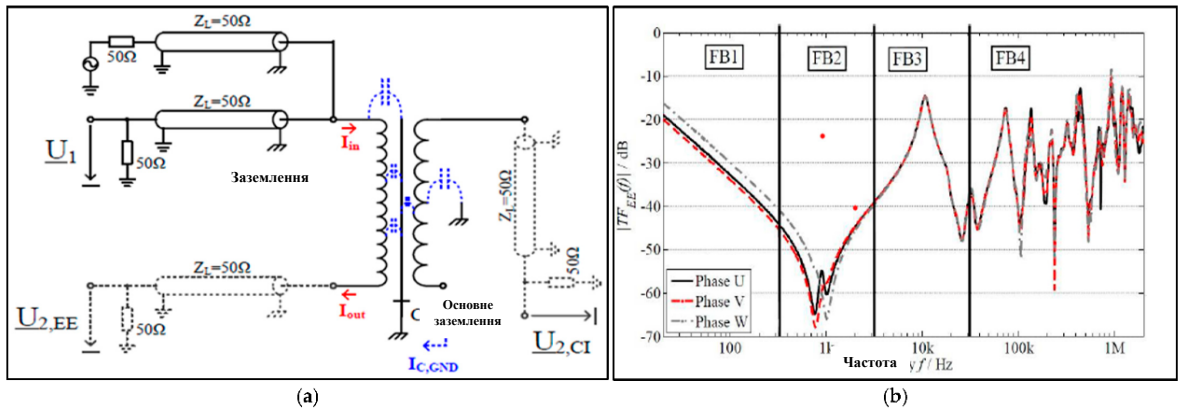


Рис. 3.1 (а) Схема вимірювання FRA; (б) типовий профіль FRA з частотною смугою

Вимірювання передавальної функції від кінця до кінця, $TF_{EE}(f)$ та вимірювання ємнісної між обмоткової передавальної функції, $TF_{C1}(f)$ можна обчислити наступним чином:

$$TF_{EE}(f) = \frac{U_{2,EE}}{U_1} \quad (1)$$

$$TF_{C1}(f) = \frac{U_{2,C1}}{U_1} \quad (2)$$

Незважаючи на широке використання, у кількох дослідженнях повідомлялося про проблеми, пов'язані з невизначеністю в інтерпретації сигнатур FRA та їх кореляції з певними типами несправностей [11]. Для покращення інтерпретації сигнатур FRA було запропоновано різні підходи, включаючи статистичні методи та методи штучного інтелекту та машинного навчання. Наприклад, у [12] автори використовували статистичні інструменти F-тесту та T-тесту для розрізнення нормальних та аномальних реакцій у сигнатурах FRA. Крім того, автори [10] запропонували метод, який поєднує як величину, так і фазу сигнатури FRA в полярному графіку для підвищення точності інтерпретації. Крім того, у [13] було запропоновано використання штучного інтелекту, зокрема нейронних мереж, для покращення інтерпретації сигнатур FRA. Однак, залишаються прогалини в дослідженнях у сферах інтерпретації сигнатур FRA, точної ідентифікації несправностей за допомогою сигнатур FRA та обмежених онлайн-застосувань FRA. Проблема введення тестових сигналів у трансформатор, коли він перебуває в режимі онлайн,

обмежила дослідження онлайн-FRA, як зазначає [14]. Автори пропонують подальші дослідження в цьому напрямку.

3.2. Часткове розрядження

Вимірювання часткових розрядів (ЧР) можна виконувати за допомогою електричних, акустичних та надвисокочастотних (НВЧ) методів збору даних залежно від цікавого фізичного явища ЧР [15]. У контексті електричних методів, що є предметом цієї статті, вимірювання ЧР можна виконувати трьома основними способами: через непрямий контур з використанням зовнішнього конденсатора зв'язки, з використанням індуктивних датчиків, таких як високочастотні трансформатори струму (НФСТ), та з'єднанням сигналів ЧР з відводів вводів. Електричний метод вимірювання ЧР, заснований на стандарті ІЕС 60270 з використанням зовнішнього конденсатора зв'язки, зображено на рис. 3.2 5a [16]. Цей метод обмежений лабораторними умовами через гоміздкість високовольтного конденсатора зв'язки. Однак, якщо є вводи, онлайн-вимірювання можна використовувати за допомогою установки, показаної на рис. 3.2 5b [16].

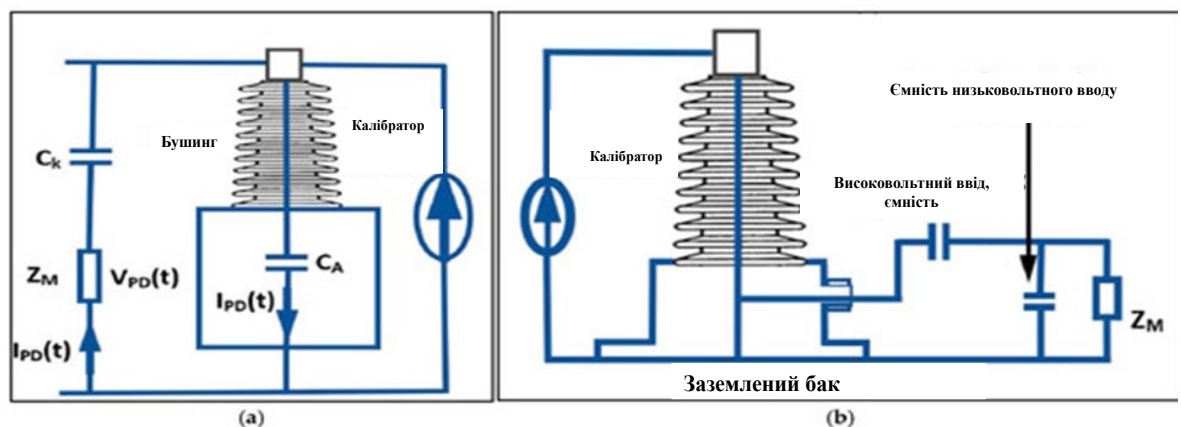


Рис. 3.2 Установка для вимірювання часткових розрядів

(а) Використання зовнішнього зв'язкового конденсатора (б); зв'язок від з'єднувальних розгалужень.

Хоча вимірювання електричних частинних розривів, описане у стандарті ІЕС 60270, вважається найчутливішим серед трьох згаданих тут методів [17], воно має кілька обмежень, таких як придатність лише для лабораторних або

заводських умов та чутливість до електромагнітних збурень, особливо онлайн-метод [18]. Як наслідок, необхідні подальші дослідження для вирішення цих проблем. Протягом останнього десятиліття більшість досліджень електричних частинних розривів зосереджувалася на виявленні, вимірюванні та класифікації частинних розривів. Електричні методи локалізації частинних розривів зазвичай моделюють явище частинних розривів в ізоляції як еквівалентну схему, часто використовуючи модель обмоткової системи. Класичним прикладом цього є модель abc-схеми для заповненої газом порожнини в ізоляції. Методи локалізації електричних частинних розривів детально описані в [19]. Ці моделі не отримали широкого застосування в практичному застосуванні, що призводить до більшої залежності від інших добре зарекомендували себе методів локалізації, таких як акустичне та ультрависокочастотне виявлення, а останнім часом - використання алгоритмів машинного навчання [20]. Дослідники наполегливо рекомендують гібридні методи виявлення, вимірювання, класифікації та локалізації джерел частинних розладів для підвищення точності. У [21] автори запропонували комбінований датчик частинних розладів у маслі, який базується на методах АЕ та УВЧ для виявлення частинних розладів. Майбутнє досліджень активності частинних розладів спрямоване на покращення розуміння поширення сигналів частинних розладів у трансформаторах, оптимізацію конструкції датчиків та розробку точних методів калібрування заряду.

3.3. Коефіцієнт діелектричних втрат

Тангенс дельта, також відомий як коефіцієнт діелектричних втрат, є критичним параметром, який використовується для оцінки стану та надійності ізоляційних систем в електрообладнанні, такому як силові трансформатори. В ідеалі очікується, що ізоляційні матеріали або діелектрики поведуться як ідеальні конденсатори без втрат. У цьому ідеальному сценарії напруга та струм мають фазовий зсув на 90 градусів, при цьому струм через ізоляцію є чисто ємнісним дивись рис. 3.3. Однак у практичних ізоляційних системах струм резистивних втрат (IR) протікає синфазне з напругою [22]. На величину цієї

резистивної складової впливають такі фактори, як волога, старіння та наявність провідних домішок в ізоляційній олії, тоді як ємнісний струм (I_C) залежить від частоти. Наявність забруднюючих речовин знижує опір ізоляції, що призводить до збільшення резистивного струму та відхилення від ідеальної ємнісної поведінки. В результаті фазовий зсув між напругою та струмом стає меншим за 90 градусів через комбінований вплив I_R і I_C від загального кута струму. Ступінь цього відхилення, відома як кут діелектричних втрат (δ), відображає рівень забруднення та служить показником якості та надійності ізоляції. Цей кут втрат ретельно вимірюється та аналізується, при цьому тангенс кута діелектричних втрат ($\tan(\delta)$) що представляє відношення резистивного струму до ємнісного струму. Проведення тесту тангенса дельта дозволяє ефективно оцінити опір ізоляції та її загальний стан. Класична установка для тангенса (δ) вимірювання описано в [23]. Чим більше значення $\tan(\delta)$, порівняно зі значенням, передбаченим у стандартах, тим нижча якість системи ізоляції трансформатора, що випробовується. На рисунку 6 представлено співвідношення між ємнісним та резистивним струмом для ідеальної та фактичної ізоляції. Стандарт IEC 60851-5:2008 є міжнародним документом, що стосується $\tan(\delta)$ тест. Він надає конкретні рекомендації щодо вимірювання кута діелектричних втрат (δ).

$$\tan(\delta) = \frac{|I_R|}{|I_C|} \quad (3)$$

Це метод перевірки стану ізоляції різних електротехнічних засобів, цей метод переважно використовувався для діагностики ізоляції кабелів [24]. З бібліографії, отриманої за допомогою алгоритму розширеного пошуку, описаного вище, було помічено, що за останнє десятиліття було опубліковано мало статей про використання $\tan(\delta)$ метод оцінки ізоляції силових трансформаторів.

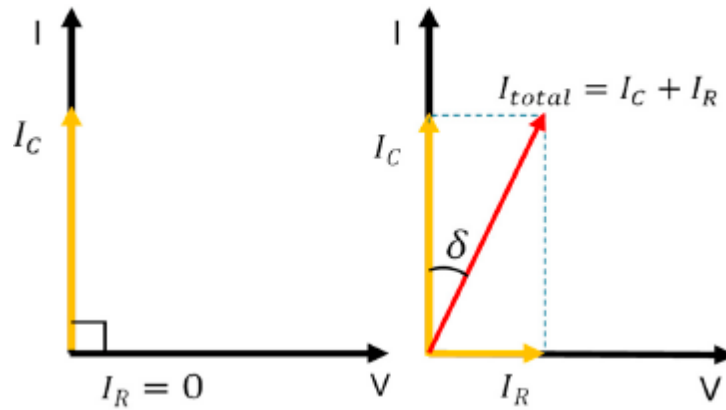


Рис. 3.3 Зв'язок між I_R та I_C . (Ліворуч): Ідеальна ізоляція;
(Праворуч): Фактична ізоляція.

Відомі способи використання $\tan(\delta)$ для діагностики ізоляції трансформатора включають [22]. У цьому дослідженні $\tan(\delta)$ використовувався разом з іншими діагностичними методами для оцінки цілісності ізоляції силового трансформатора віком понад 30 років на електростанції комбінованого циклу Белаван. Аналогічно, автори в [23] провели $\tan(\delta)$ випробування обмоток та вводів у рамках комплексної процедури електричної діагностики для виявлення причини пробоя вводу фази Т між шинного трансформатора (IBT) 500/150 кВ на підстанції надвисокої напруги (EHV) Сірата. У той час як кут діелектричних втрат (δ) тест – це простий та ефективний метод оцінки стану ізоляції, який зазвичай використовується разом з іншими діагностичними методами для підтримки прийняття обґрунтованих рішень. Згідно з [25], основні проблеми щодо $\tan(\delta)$ оцінку електричної ізоляції можна розділити на чотири широкі категорії:

- Транспортування: Ключовою проблемою є великий розмір і вага вимірювальних приладів, що обмежує гнучкість транспортування. Кінцеві користувачі віддають перевагу легким і компактним конструкціям, щоб зменшити витрати на транспортування, обробку та зберігання.
- Тестування або вимірювання: Ще однією проблемою вимірювання діелектричних втрат є вибір правильного вимірювального пристрою, оскільки наявність пост-обробки та надійні, повторювані результати мають вирішальне

значення для інженерів-електриків та дослідників, щоб вони могли вживати точних заходів.

- Обробка результатів: Після вимірювання, аналізу та подальшої обробки результатів важливо їх провести, причому точність є першочерговим завданням.
- Стандарти та інше: Процедури випробувань та результати експериментів повинні відповідати міжнародним стандартам для оцінки стану об'єкта випробувань. Суворе дотримання цих стандартів створює труднощі для виробників та дослідників.

3.4. Опір ізоляції постійного струму

Вимірювання опору ізоляції (ІО) є важливим діагностичним інструментом, який використовується для оцінки стану електричної ізоляції, зокрема між обмотками та землею або між двома обмотками. Це випробування вимірює опір струму витoku, який протікає через ізоляцію або вздовж її поверхні. Зменшення ІО часто вказує на забруднення, потрапляння вологи або погіршення стану ізоляційного матеріалу [26]. ІО-випробування зазвичай передбачає застосування високої постійної напруги для індукції невеликого струму, який протікає через ізоляцію та вздовж неї. Загальний струм складається з чотирьох компонентів: струму діелектричного поглинання (струму поляризації), струму провідності, струму витoku та струму ємнісного заряду. Серед них струм витoku є найважливішим параметром для оцінки цілісності ізоляції, оскільки він безпосередньо відображає стан ізоляційної системи.

На вимірювання ІЧ-опору впливають кілька факторів, включаючи температуру, вологість, вміст вологи, забруднювачі повітря та забруднення поверхні, таке як бруд на втулках або ізоляторах. ІЧ-опір вимірюється за допомогою мегомметра і зазвичай виражається в мега омах [27]. Випробування зазвичай проводиться з постійною напругою від 500 до 10 000 В, залежно від вимог до випробування (див. Таблицю 1) [24]. Значення ІЧ-опору

розраховується шляхом ділення прикладеної напруги на струм витоку з поправками на коливання температури, зазвичай до 40 °С.

Таблиця 1. Діапазон напруги для опору ізоляції

Номінальна напруга обмотки	Випробувальна напруга опору ізоляції(V_d с)
<1000	500
1000–2500	500–1000
2501–5000	1000–2500
5000–12 000	2500–5000
>12 000	5000–10 000

Процедура випробувань відповідає встановленим стандартам, таким як ІЕС 60076-3:2013. Вона є важливою для виявлення несправностей, таких як розірвані обмотки, короткі замикання витків та більш тонка деградація в системі ізоляції трансформатора. Оцінюючи ІR, керуючі активами можуть визначити поточний стан ізоляції та передбачити потенційні майбутні відмови, що дозволяє розробляти проактивні стратегії технічного обслуговування.

ІЧ-тестування зазвичай використовується в поєднанні з іншими діагностичними методами, зокрема з індексом поляризації (ІП), який є розширенням ІЧ-тесту. У [28] автори застосували статистичний підхід для оцінки та класифікації стану ізоляції силових трансформаторів. Вони запропонували нове рівняння для розрахунку та призначення балів стану на основі історичних даних ІЧ-тестування, зібраних з 237 силових та розподільчих трансформаторів. Дослідження дійшло висновку, що інтеграція критеріїв технічного обслуговування з методами обчислювальної оптимізації призводить до створення ефективного методу діагностики трансформаторів. Вплив струму наскрізного замикання, який визначається як струм, що виникає

внаслідок несправності енергосистеми, що виникає поза захищеною ділянкою, але протікає через захищену зону, на ІЗ силових трансформаторів на різних підстанціях, також досліджувався у [27]. Дослідження показало, що струм наскрізного замикання зазвичай не впливає на ІЗ (імпульсний захист) трансформаторів через його випадковий та перехідний характер. Однак також було помічено, що струм наскрізного замикання може негативно впливати на первинну ізоляцію первинної обмотки трансформатора.

Галузі для подальших досліджень опору ізоляції включають оцінку впливу змінних навколишнього середовища, таких як вологість і температура, на точність результатів випробувань, а також дослідження впливу старіння та зносу на опір ізоляції різних ізоляційних матеріалів.

3.5. Індекс поляризації

Вимірювання РІ використовується для оцінки стану ізоляції в електрообладнанні, включаючи трансформатори, кабелі та електричні машини. РІ визначається як відношення IR , виміряне за 10 хв (IR_{10min}) до виміряного за 1 хв (IR_{1min}) під постійною випробувальною напругою. Це співвідношення дає уявлення про чистоту, сухість та загальний стан ізоляційної системи

$$PI = \frac{IR_{10min}}{IR_{1min}} \quad (4)$$

Подібно до ІЧ-випробувань, випробування на ізоляцію (РІ) оцінює здатність ізоляційної системи протистояти струмам витoku, забезпечуючи надійний показник забруднення та рівня вологи. Чиста, суха ізоляція демонструє зростання опору з часом, що призводить до вищих значень РІ. Навпаки, забруднена або вологона ізоляція демонструє мінімальне зростання опору, що призводить до нижчих значень РІ. Значення РІ зазвичай класифікуються наступним чином: 1,5–2,0 вказує на суху ізоляцію, 1,0–1,5 вказує на брудну або вологу ізоляцію, а значення нижче 1,0 вказують на серйозне забруднення, що потребує негайного ремонту. Мінімальне значення

РІ залежить від теплового класу використаного ізоляційного матеріалу, як зазначено в таблиці 2 .

Таблиця 2. Мінімальні значення РІ залежно від теплового класу ізолятора [19].

Клас теплового навантаження	Мінімальне значення РІ
Клас 105 (А)	1.5
Клас 130 (В) і вище	2.0

Основною метою випробувань на перенапругу (ПІ) є оцінка придатності електрообладнання до експлуатації, чи воно потребує подальшої оцінки, наприклад, випробувань на перенапругу. Під час випробування безперервно записуються показники ІЧ-випромінювання протягом 10 хвилин під постійною випробувальною напругою, що дозволяє опору стабілізуватися. Швидке збільшення опору вказує на чисту, суху ізоляцію, тоді як повільне збільшення або статичні значення свідчать про забруднення, вологу або деградацію ізоляції [26]. Для силових трансформаторів ПІ-випробування можна проводити між фазами та землею або між різними фазами. Різні режими випробувань наведено в таблиці 3 .

Хоча випробування на ізоляцію (ПІ) є швидким та зручним методом оцінки стану ізоляції, воно має суттєві обмеження. Воно неефективне для оцінки старіння або деградації ізоляції, спричиненої тривалим механічним навантаженням [27,28]. Як результат, випробування ПІ часто доповнюється передовими діагностичними методами, такими як аналіз фракційних сполук (FRA) та аналіз розчинених газів (DGA), щоб забезпечити більш повну оцінку цілісності ізоляції. Хоча ПІ природним чином доповнює ІЧ-випробування, воно також використовується разом з іншими методами електричної діагностики, як показано в [29,30], для підтримки комплексного аналізу відмов.

Таблиця 3. Різні режими випробування ПІ.

Тестовий режим	1 хв	10 хв	ПІ
Первинний–земля	$IR(p - g) 1$	$IR(p - g) 10$	$IR(p - g) 10 / IR(p - g) 1$
Вторинний – заземлення	$IR(s - g) 1$	$IR(s - g) 10$	$IR(s - g) 10 / IR(s - g) 1$
Третинний–GND	$IR(t - g) 1$	$IR(t - g) 10$	$IR(t - g) 10 / IR(t - g) 1$
Початкова–Середня	$IR(p - s) 1$	$IR(p - s) 10$	$IR(p - s) 10 / IR(p - s) 1$
Первинний–третинний	$IR(p - t) 1$	$IR(p - t) 10$	$IR(p - t) 10 / IR(p - t) 1$
Вторинний–третинний	$IR(s - t) 1$	$IR(s - t) 10$	$IR(s - t) 10 / IR(s - t) 1$

Майбутні дослідження можуть зосередитися на впливі умов навколишнього середовища, таких як температура, вологість і тиск, а також параметрів випробувань, таких як рівні напруги та полярність, на результати непериферійного вимірювання (ПІ). Крім того, вивчення гібридних діагностичних підходів, що поєднують ПІ з іншими передовими методами, може підвищити точність і надійність діагностики[31].

3.6. Коефіцієнт перетворення трансформатора

Випробування коефіцієнта витків трансформатора (TTR) – це добре зарекомендував себе діагностичний метод, який використовується для оцінки роботи трансформатора, виявлення дефектів обмотки та оцінки цілісності ізоляції. TTR представляє собою відношення кількості витків у первинній

обмотці до кількості витків у вторинній обмотці, що забезпечує важливе розуміння балансу обмотки та потенційних дефектів, які можуть впливати на вихідну напругу. Випробування перевіряє точність коефіцієнта витків трансформатора та допомагає виявити такі проблеми, як несправності перемикача розгалужень, коротке замикання витків, несправні з'єднання та розірвані обмотки. Регулярне тестування TTR дозволяє контролювати стан з часом, підтримує перевірку якості та сприяє ранньому виявленню дефектів [32,33].

Випробування TTR передбачає застосування низької змінної напруги для вимірювання співвідношення між первинною та вторинною обмотками, при цьому випробування проводяться в кожному положенні відгалуження трансформатора. Процес зазвичай починається з застосування низької напруги — часто близько 100 В — щоб мінімізувати ризик пробою ізоляції, поступово збільшуючи її до номінальної напруги, якщо не виявлено значних відхилень. Відхилення, що перевищують 0,5%, можуть свідчити про такі проблеми, як пошкодження ізоляції, короткі замикання та розірвані витки. Випробування в усіх положеннях відгалуження є важливим для виявлення порушень, що забезпечує комплексну оцінку стану обмоток[34].

Випробувальна установка TTR зазвичай включає щонайменше два високовольтні та два низьковольтні дроти. Доступні однофазні та трифазні моделі TTR для різних застосувань. Однофазні моделі ідеально підходять для трансформаторів з низькими коефіцієнтами витків, що вимагає окремих випробувань для кожної фази, тоді як трифазні моделі призначені для трансформаторів з високим коефіцієнтом витків, включаючи силові, вимірювальні та розподільні трансформатори. Випробування TTR зазвичай проводяться у два етапи, що включають вимірювання коефіцієнта напруги трансформатора (V_{TTR}) між первинними (V_p) та вторинні (V_s) обмоток, а потім обчислюється відсоткова похибка ($\Delta_{ratio} \%$) між вимірним співвідношенням (V_{r_m}) та значення на заводській табличці ($V_{r_{np}}$).

$$V_{TTR} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (5)$$

$$\Delta_{ratio} \% = \left| \frac{V_{r_m} - V_{r_{np}}}{V_{r_{np}}} \right| \quad (6)$$

Стандарти IEEE визначають, що ця похибка не повинна перевищувати 0,5% [35]. TTR та відсоткова похибка наведені в рівняннях (2) та (3). Стандарти, прийняті для тесту TTR, - це IEEE C57.12.90-2021 та IEC 60076-1:2013[33].

Хоча тестування TTR пропонує значні переваги, включаючи перевірку конструктивних характеристик трансформатора, виявлення дефектів обмотки та моніторинг роботи перемикача розгалужень, воно рідка використовується як окремий діагностичний інструмент. Натомість його часто поєднують з іншими методами, зокрема з SFRA, для підвищення точності діагностики. У [36] автори інтегрували TTR з SFRA для аналізу трансформатора, підозрюваного у неминучому виході з ладу. Результати показали лінійну кореляцію між TTR та SFRA, що вказує на те, що обидва методи ефективно доповнюють один одного в діагностиці несправностей трансформатора. Аналогічно, у [37] комбіноване використання TTR та SFRA продемонструвало, що SFRA розширює діагностичні можливості TTR, виявляючи міжвиткові несправності за допомогою варіацій частотної характеристики та статистичних показників.

З огляду на взаємодоповнюючий характер TTR та SFRA, існує потенційна прогалина в дослідженнях щодо розробки стандартизованої гібридної діагностичної структури, яка інтегрує обидва методи для підвищення точності.

3.7. Аналіз діелектричної чутливості

Аналіз діелектричної реакції (DRA) – це передовий метод, що використовується для оцінки вмісту вологи в олійно-паперовій ізоляції трансформаторів[38]. На утворення вологи впливають різні фактори, включаючи органічні кислоти, гази, вологість, температуру навколишнього середовища та рівень кисню. Традиційні методи, такі як титрування Карла

Фішера (KFT) та ізотермічна модель Пайпера-Фесслера[38], можуть вимірювати вологість безпосередньо, але мають практичні обмеження. KFT вимагає зразків паперу з кількох місць у трансформаторі, що робить його непридатним для випробувань на місці. Аналогічно, точність методу Пайпера-Фесслера сильно залежить від розміщення та адекватності датчиків вологості всередині бака трансформатора. Крім того, коливання температури можуть порушити рівновагу вологи між олією та папером, знижуючи надійність діаграм рівноваги та вносячи значні похибки вимірювання. Щоб подолати ці проблеми, останні дослідження все більше зосереджуються на спектральних методах оцінки вмісту вологи та побічних продуктів старіння в системах ізоляції трансформаторів. У цьому контексті DRA став надійною та неруйнівною альтернативою. Методи DRA, такі як вимірювання напруги відновлення (RVM), аналіз струму поляризації та деполаризації (PDC) та аналіз діелектричної реакції в частотній області (FDDR), пропонують прямі, точні та неінвазійні оцінки стану ізоляції [39, 40].

Висновки до третього розділу

Силові трансформатори є критично важливими компонентами енергетичних мереж, тому для забезпечення їх надійності потрібні комплексні та надійні методи діагностики. Розглянуті електричні методи доповнюють один одного й мають різні сильні та слабкі сторони:

- FRA (Frequency Response Analysis): найточніший для виявлення механічних змін (зсуви/деформації обмоток, проблеми осердя). Перевага — висока чутливість до механічних дефектів; недолік — складна інтерпретація сигнатур і обмежені можливості для онлайн-застосування. Стандарти: IEC 60076-18, IEEE C57.149.

- Часткові розряди (електричні, акустичні, НВЧ): дозволяють виявляти локальні електричні дефекти в ізоляції. IEC 60270 описує чутливий лабораторний метод; онлайн-вимірювання ускладнені шумом і перешкодами.

Рекомендовано комбінувати вимірювання (гібридні підходи) та застосовувати методи машинного навчання для аналізу.

- $\tan(\delta)$ (кут втрат): оцінює деградацію ізоляції через відношення резистивного до ємнісного струму. Має обмежену кількість спеціалізованих досліджень для трансформаторів; проблеми — вимірювальне обладнання, умови тесту та відсутність єдиного підходу до інтерпретації (стандарти частково: IEC 60851-5).

- IR (опір ізоляції): простий тест на витік струму, чутливий до вологи й забруднень. Ефективний як швидкий скринінг, але має сенс лише в комбінації з іншими методами для прогнозування відмов.

- PI (індекс поляризації): простий і швидкий тест для оцінки стану ізоляції. Визначається як $PI = IR_{10min} / IR_{1min}$. Інтерпретація: високі значення — суха/чиста ізоляція; низькі — волога або забруднення. Орієнтовні діапазони: 1,5–2,0 — суха; 1,0–1,5 — брудна/волога; <1,0 — серйозні проблеми. Мінімальні очікувані PI залежать від класу ізоляції (клас 105 $\geq 1,5$; клас 130+ $\geq 2,0$). Обмеження: нечутливість до тривалого старіння і механічних дефектів, тому PI слід поєднувати з SFRA/FRA, DGA та іншими методами.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У цій роботі обговорюються режими пошкодження трансформаторів та проводиться аналіз відмов розподільчих трансформаторів. Аналіз відмов проводиться на трансформаторах різної потужності, що вийшли з ладу в період з 2010 по 2015 рік. На місці експлуатації, зовнішній огляд, діагностичне тестування, внутрішній огляд та розбирання для аналізу виконуються відповідно до стандарту IEEE C57.125, щоб з'ясувати причину відмови розподільчого трансформатора. Цей аналіз показує, що руйнування ізоляції та імпульси напруги є основними причинами виходу з ладу трансформатора. Велика кількість трансформаторів також виходить з ладу через виробничі дефекти, перевантаження, неналежне обслуговування, вологу та забруднення масла. Є трансформатори, для яких фактична причина відмови невідома, і передбачається, що вони вийшли з ладу через проблеми з якістю електроенергії.

Силові трансформатори є критично важливими компонентами енергетичних мереж, тому для забезпечення їх надійності потрібні комплексні та надійні методи діагностики. Розглянуті електричні методи доповнюють один одного й мають різні сильні та слабкі сторони:

- Використовувати комбінований підхід: поєднувати FRA/SFRA (механіка), DGA і PD (внутрішні дефекти газів/розрядів) та електричні тести (PI, IR, $\tan\delta$) для всебічної діагностики.

- Для онлайн-моніторингу застосовувати гібридні системи з обробкою сигналів і ML-алгоритмами для зниження впливу шумів і підвищення точності інтерпретації.

- Ураховувати вплив температури, вологості, тиску та параметрів випробувань на результати (особливо для PI і $\tan\delta$) — проводити корекції або стандартизовані процедури.

- Розробляти стандартизовані протоколи вимірювань і інтерпретації для кожного методу згідно з чинними стандартами та локальними вимогами.

Для надійної діагностики силових трансформаторів необхідний комплексний підхід — поєднання чутливих лабораторних методів (FRA, DGA, PD) з простими польовими тестами (PI, IR, $\tan\delta$) та сучасною обробкою даних (гібридні системи і ML) для отримання повної картини стану і раннього виявлення дефектів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гурин А. Г. Москвітін Є. С. Зміна показників паперово-масляної ізоляції силових трансформаторів в умовах довготривалої експлуатації. Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут Вісники НТУ "ХПІ" 2019 Вісник № 29
2. В.Л. Брацлавський. Дослідження методів діагностування трансформаторної оливи. Вінницький національний технічний університет
3. М.О. Гришук, О.Є. Рубанко, І.О. Гунько. Дослідження пошкодження силового трансформатора на електростанції Вінницький національний технічний університет
<https://journals.khnu.km.ua/vestnik/?p=1863>
4. Statistical analysis of switching overvoltages and insulation coordination for a 500 kV transmission line
https://www.researchgate.net/publication/296982471_Statistical_analysis_of_switching_overvoltages_and_insulation_coordination_for_a_500_kV_transmission_line
5. <http://46.219.2.151/bitstream/123456789/777/1/%D0%94%D1%96%D0%B0%D0%B3%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%83%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F%20%D1%82%D0%B0%20%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D1%96%D1%87%D0%BD%D0%B8%D0%B9%20%D1%81%D0%B5%D1%80%D0%B2%D1%96%D1%81%20%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B0%D0%B4%D0%BD%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F.%D0%9D%D0%B0%D0%B2%D1%87%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B8%D0%B9%20%D0%BF%D0%BE%D1%81%D1%96%D0%B1%D0%BD%D0%B8%D0%BA..pdf>
6. <https://profosvita.online/courses/course-v1:Profosvita+CS-K004SFPL+2024/courseware/72b7a86c481c46c0afc2ca09911db8c0/10bdcb3311af471e9999b0ce0c708e45/?child=first>
7. Аналіз типових несправностей трансформатора <http://ua.scotech-electrical.com/info/analysis-of-common-transformer-faults-75784856.html>

8. О. Є. Рубаненко О. О. Рубаненко М. О. Грищук. Аналіз отриманих частотних характеристик силового трансформатора та визначення його технічного стану з їхньою допомогою

<https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/2610>

9. В. В. Грабко, і О. В. Маланюк, «До питання діагностування силового трансформатора,» на XLVIII науково-технічній конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 2019, с. 56-57.

10. М. П. Болотний, «Удосконалення математичних моделей оцінки технічного стану силових трансформаторів для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем.» дис. д-ра техн. наук, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019.

11. Tenbohlen, S.; Coenen, S.; Djamali, M.; Müller, A.; Samimi, M.; Siegel, M. Diagnostic Measurements for Power Transformers. *Energies* 2016, 9, 347

12. Hashemnia, N.; Abu-Siada, A.; Islam, S. Improved power transformer winding fault detection using FRA diagnostics-part 2: Radial deformation simulation. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 2015, 22, 564–570.

13. Nnachi, G.U.; Akumu, A.O.; Richards, C.G.; Nicolae, D.V. Application of statistical tools in power transformer FRA results interpretation: Transformer winding diagnosis based on frequency response analysis. In *Proceedings of the 2017 IEEE PES Power Africa, Accra, Ghana, 27–30 June 2017*; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2017; pp. 16–22.

14. Samimi, M.H.; Ten Bohlen, S.; Akmal, A.A.S.; Mohseni, H. Using the complex values of the frequency response to improve power transformer diagnostics. In *Proceedings of the 2016 24th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE), Shiraz, Iran, 10–12 May 2016*; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2016; pp. 1689–1693.

15. Areu, O.H.; Menendez, A.M.G.; Sanchez, J.I.H.; Valdes, E.S. Diagnosis

of faults in power transformers through the interpretation of FRA testing with artificial intelligence. In Proceedings of the 2018 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), Ixtapa, Mexico, 14–16 November 2018; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2018; pp. 1–5

16. Mohammadi, H.; Haghjoo, F. Feasibility study for partial discharge detection and defective region identification in power transformers by using distributed sensors. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2016, 10, 4006–4023.

17. Hussain, R.; Refaat, S.S.; Abu-Rub, H. Overview and Partial Discharge Analysis of Power Transformers: A Literature Review. *IEEE Access* 2021, 9, 64587–64605.

18. Kunicki, M. Exploitation experience in partial discharge diagnostics of power transformers. In Proceedings of the 2022 22nd International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Koutynad Desnos, Czech Republic, 8–10 June 2022; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2022; pp. 1–5

19. Xu, Y.; Liu, W.; Gao, W.; Zhang, X.; Wang, Y. Comparison of pd detection methods for power transformers—Their sensitivity and characteristics in time and frequency domain. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 2016, 23, 2925–2932.

20. Rodriguez-Serna, J.M.; Albarracin-Sanchez, R.; Garnacho, F.; Alvarez, F.; Ortego, J. Partial Discharges Measurements for Condition Monitoring and Diagnosis of Power Transformers: A Review. In Proceedings of the 2019 6th International Advanced Research Workshop on Transformers (ARWtr), Cordoba, Spain, 7–9 October 2019; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2019; pp. 83–88.

21. Lu, S.; Chai, H.; Sahoo, A.; Phung, B.T. Condition Monitoring Based Partial Discharge Diagnostics Using Machine Learning Methods: A Comprehensive State-of-the-Art Review. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 2020, 27, 1861–1888

22. Si, W.; Guan, H.; Yao, W.; Fu, C.; Yuan, P. Combined in-oil PD sensor with AE and UHF methods for PD detection in transformer. *Energy Rep.* 2022, 8, 177–191

23. HS, S.; Sinulingga, E.P.; Nugroho, H.P.; Nasution, A. Diagnosis of

Transformer Isolation Using Dielectric Dissipation Factor (Tan Delta) and Insulation Resistance: A Review Study. In Proceedings of the 2021 5th International Conference on Electrical, Telecommunication and Computer Engineering (ELTICOM), Medan, Indonesia, 15–16 September 2021; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2021; pp. 1–4.

24. Muhr, M.; Knollseisen, G.; Schwarz, R.; Sumereder, C. Comparison of methods for the dissipation factor measurement. In Proceedings of the Information Technology and Electrical Engineering Devices and Systems, Materials and Technologies for the Future, Ilmenau, Germany, 15 September 2006; pp. 1–10

25. Ghaderi, A.; Mingotti, A.; Lama, F.; Peretto, L.; Tinarelli, R. Effects of temperature on mv cable joints tan delta measurements. *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 2019, 68, 3892–3898.

26. Morsalin, S.; Phung, T.B.; Danikas, M.; Mawad, D. Diagnostic challenges in dielectric loss assessment and interpretation: A review. *IET Sci. Meas. Technol.* 2019, 13, 767–782.

27. Soni, R.; Mehta, B. Evaluation of power transformer health analysis by internal fault criticalities to prevent premature failure using statistical data analytics approach. *Eng. Fail. Anal.* 2022, 136, 106213.

28. <https://www.smelectro.com.ua/%D0%B2%D0%B8%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B1%D1%83%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F-%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B0%D0%B4%D0%BD%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F-10-110-%D0%BA%D0%B2-%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%96%D0%BE%D0%B4/>

29. Mustafa, F.; Shaulagara, S.; Ihsan, M. The through fault current effect of 150/20 kV transformer to its insulation resistance and Tan Delta test in PT. PLN (Persero) TJBB APP Durikosambi. In Proceedings of the 2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS), Denpasar, Indonesia, 2–5 October 2017; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2017; pp. 193–197

30. НОРМИ ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ СОУ-Н ЇЇ

31. Marques, A.P.; Brito, L.d.C.; Azevedo, C.H.B.; dos Santos, J.A.L.; Sousa, F.R.d.C.; Moura, N.K.; Ribeiro, C.J.; Dias, Y.A.; Rodrigues, A.; Rocha, A.S. Insulation resistance of power transformers—Method for optimized analysis. In Proceedings of the 2017 IEEE 19th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), Manchester, UK, 25–29 June 2017; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2017; pp. 1–4

32. https://www.gfuve.com/hv-test-set/Automatic-transformer-turns-ratio-tester.html?gad_source=1&gad_campaignid=1689643851&gbraid=0AAAAADgvqMN_9arLmQfGzg3rkN2efcSv6&gclid=CjwKCAjwuuPRBhAnEiwA2Ji8egPvieWP5YCxWD4gO94cLfTXFVpU8uk8fNn4IYwqquz54Ebjpzi55xoC_3wQAvD_BwE

33. https://www.highvoltage-testequipment.com/?gad_source=1&gad_campaignid=22332485220&gbraid=0AAAA_CHsYGnvg-RU6fL4waa15FABPo3i&gclid=CjwKCAjwuuPRBhAnEiwA2Ji8etJsB8n2UOaZj2AFetG0TasiVxcPSALPTEbDVqTlqMHcjua5lW4ARoCoX4QAvD_BwE

34. Prasetyo, A.; Supriyanto, E. Failure Analysis of Power Transformer Based on Transformer Turn Ratio Test and SFRA. J. Phys. Conf. Ser. 2021, 1817, 012021.

35. Razzaq, A.S.A.; Yousof, M.F.M.; Al-Ameri, S.M.; Talib, M.A.; Mshkil, A.J. Interpretation of Inter-Turn Fault in Transformer Winding Using Turns Ratio Test and Frequency Response Analysis. Int. J. Electr. Electron. Eng. Telecommun. 2022, 11, 218–225.

36. Prasetyo, A.; Supriyanto, E. Failure Analysis of Power Transformer Based on Transformer Turn Ratio Test and SFRA. J. Phys. Conf. Ser. 2021, 1817,

37. Ghani, S.A.; Khair, M.S.A.; Chairul, I.S.; Rahim, N.H.; Kamaruzaini, M.H. Comparative study of electrical test methods on detecting transformer faults. Indones. J. Electr. Eng. Comput. Sci. 2022, 25, 755.

38. Методи електричної діагностики силових трансформаторів:

комплексний огляд методів, приладів та дослідницьких проблем/
<https://www.mdpi.com/1424-8220/25/7/1968>

39. Habibi, M.A.; Zain, A.A.; Sudarto, F.A.P.; Kusumawardana, A.; Wibawanto, S.; Gumilar, L.; Wicaksono, H. The study of sweep frequency response analysis for inspecting the performance of transformer. In *Journal of Physics: Conference Series*; IOP Publishing Ltd.: Bristol, UK, 2020.

40. Nemeth, B.; Csepes, G.; Cselko, R. Applicability of the Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers by Application of Return Voltage Measurement. In *Proceedings of the 2018 IEEE 2nd International Conference on Dielectrics (ICD)*, Budapest, Hungary, 1–5 July 2018; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2018; pp. 1–6.