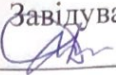


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Український державний університет науки і технологій

Кафедра Інтелектуальні системи енергопостачання

«ДО ЗАХИСТУ»

Завідувач кафедри

 /Дмитро БОСИЙ/

« 20 » 12 20 21 р.

ДИПЛОМНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня «магістр»

Галузь знань **14 Електрична інженерія**

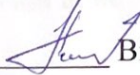
Спеціальність **141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

Освітньо-професійна програма **Електротехнічні системи електроспоживання**

Тема **Діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів методом виміру зворотної напруги**

Theme **Diagnosing the insulation state of transformer windings by measuring the reverse voltage**

Керівник дипломної роботи

доцент  Віталій ЛЯШУК

Нормоконтролер

доцент  Віталій ПЕРЦЕВИЙ

Студент групи ЕС2021

 Роман ПАЛЮГА

Student

Paliuha Roman

Український державний університет науки і технологій

Факультет «Управління енергетичними процесами»

Кафедра «Інтелектуальні системи енергопостачання»

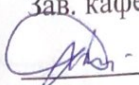
Галузь 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Спеціалізація «Електротехнічні системи електроспоживання»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Зав. кафедри

 - Дмитро Босий

« 18 » січня 2021р.

ЗАВДАННЯ

до дипломної роботи на здобуття ОС магістр

студента групи ЕС2021 Палюги Романа Вікторовича

1 Тема дипломної роботи: **«Діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів методом виміру зворотньої напруги.»**

затверджена наказом по університету від «15» 01 2021 р. № 32ст

2 Термін подання студентом закінченої роботи «15» грудня 2021р.

3 Вихідні дані до дипломної роботи: технічні параметри пристроїв при експлуатації трансформаторів високої напруги.

4 Зміст пояснювальної записки (перелік питань до розробки): методи випробування ізоляції силових трансформаторів, діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів методом виміру зворотньої напруги.

5 Перелік креслень (демонстраційного матеріалу): ілюстрований опис результатів досліджень.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва розділу	Термін виконання	Об'єм розділу %
	ВСТУП	17.09	5
1.	МЕТОДИ ВИПРОБУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	1.10	25
2.	ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРІВ МЕТОДОМ ВИМІРУ ЗВОРОТНОЇ НАПРУГИ	11.11	43
3.	ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ДІАГНОСТИЧНИХ МЕТОДІВ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ	25.11	20
	ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	13.12	5
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	15.12	2

Дата видачі завдань «25» січня 2021 р.

Керівник дипломної роботи, доцент



Віталій Ляшук

Завдання прийняв до виконання



Роман Палюга

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 МЕТОДИ ВИПРОБУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	9
1.1 Чинники які впливають на стан ізоляції трансформатора.....	9
1.2 Оцінка стану ізоляції трансформатору за допомогою аналізу трансформаторного масла.....	13
1.3 Випробування електричної міцності ізоляції обмоток трансформаторів підвищеною напругою.....	21
1.4 Визначення стану ізоляції методом вимірювання часткових розрядів	23
2 ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРІВ МЕТОДОМ ВИМІРУ ЗВОРОТНОЇ НАПРУГИ.....	28
2.1 Сутність методу.....	29
2.2 Практичні напрацювання.....	29
2.3 Процес контролю ізоляції.....	31
3. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ДІАГНОСТИЧНИХ МЕТОДІВ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ.....	41
3.1 Ймовірна похибка результатів випробування.....	41
3.2 Математична обробка результатів вимірювань при діагностуванні методом виміру зворотної напруги.....	45
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	51
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	52

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів методом виміру зворотної напруги	Літ.	Арк.	Аркушів	
Розробник		Р. Палюга		15.12.			5	53	
Керівник		В. Ляшук		20.12.		УДУНТ, ІСЕ, гр. ЕС2021			
Н. контр.		В. Перцевий							

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Український державний університет науки і технологій

Кафедра Інтелектуальні системи енергопостачання

«ДО ЗАХИСТУ»

Завідувач кафедри

_____ /Дмитро БОСИЙ/

«_____» _____ 20____р.

ДИПЛОМНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня «магістр»

Галузь знань **14 Електрична інженерія**

Спеціальність **141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

Освітньо-професійна програма **Електротехнічні системи електроспоживання**

Тема **Діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів методом виміру зворотної напруги**

Theme **Diagnosing the insulation state of transformer windings by measuring the reverse voltage**

Керівник дипломної роботи доцент _____ Віталій ЛЯШУК

Нормоконтролер доцент _____ Віталій ПЕРЦЕВИЙ

Студент групи ЕС2021 _____ Роман ПАЛЮГА

Student Paliuha Roman

Дніпро – 2021

Український державний університет науки і технологій

Факультет «Управління енергетичними процесами»

Кафедра «Інтелектуальні системи енергопостачання»

Галузь 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Спеціалізація «Електротехнічні системи електроспоживання»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Зав. кафедри

_____ Дмитро Босий

« 18 » січня 2021р.

ЗАВДАННЯ

до дипломної роботи на здобуття ОС _____ магістр

студента групи ЕС2021 Палюги Романа Вікторовича

1 Тема дипломної роботи: **«Діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів методом виміру зворотньої напруги.»**

затверджена наказом по університету від «15» 01 2021 р. № 32ст

2 Термін подання студентом закінченої роботи «15» грудня 2021р.

3 Вихідні дані до дипломної роботи: технічні параметри пристроїв при експлуатації трансформаторів високої напруги.

4 Зміст пояснювальної записки {перелік питань до розробки}: методи випробування ізоляції силових трансформаторів, діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів методом виміру зворотньої напруги.

5 Перелік креслень {демонстраційного матеріалу}: ілюстрований опис результатів досліджень.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва розділу	Термін виконання	Об'єм розділу %
	ВСТУП	17.09	5
1.	МЕТОДИ ВИПРОБУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	1.10	25
2.	ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРІВ МЕТОДОМ ВИМІРУ ЗВОРОТНОЇ НАПРУГИ	11.11	43
3.	ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ДІАГНОСТИЧНИХ МЕТОДІВ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ	25.11	20
	ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	13.12	5
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	15.12	2

Дата видачі завдань «25» січня 2021 р.

Керівник дипломної роботи, доцент _____

Віталій Ляшук

Завдання прийняв до виконання _____

Роман Палюга

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка має обсяг 53 сторінки, складається із 3 розділів та містить 14 ілюстрації, 9 таблиць, 19 використаних джерел.

Мета роботи – розробка способів підвищення точності діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів.

У поданій роботі розглянуто питання вдосконалення методів оцінки стану ізоляції силових трансформаторів. Проаналізовано чинники які впливають на стан ізоляції трансформатора. Визначено можливості оцінювання стану ізоляції трансформатору за допомогою аналізу трансформаторного масла та розглянуто можливості випробування електричної міцності ізоляції обмоток трансформаторів підвищеною напругою.

Запропоновано та проаналізовано новий спосіб діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів методом виміру зворотної напруги, розкрито сутність даного методу та визначено процес контролю ізоляції.

Приведено обґрунтування ефективності використання даних діагностичних методів та визначена ймовірна похибка результатів випробування.

Вказано можливість підвищення ефективності методів оцінки стану ізоляції силових трансформаторів, за рахунок визначення зворотної напруги при заданій зарядній напрузі, та розрахунку величини коефіцієнту нелінійності, який може вказувати на те, що тверда ізоляція трансформатору має дефектні ділянки.

При виконанні роботи вперше розроблено спосіб визначення стану твердої ізоляції трансформатору за допомогою виміру зворотної напруги при заданій зарядній напрузі, що дозволяє підвищити точність діагностування.

Ключові слова: ДІАГНОСТИКА, ІЗОЛЯЦІЯ, ТРАНСФОРМАТОРНЕ МАСЛО, ЗВОРОТНА НАПРУГА, КОЕФІЦІЄНТ НЕЛІНІЙНОСТІ, ЙМОВІРНА ПОХИБКА

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 МЕТОДИ ВИПРОБУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	9
1.1 Чинники які впливають на стан ізоляції трансформатора.....	9
1.2 Оцінка стану ізоляції трансформатору за допомогою аналізу трансформаторного масла.....	13
1.3 Випробування електричної міцності ізоляції обмоток трансформаторів підвищеною напругою.....	21
1.4 Визначення стану ізоляції методом вимірювання часткових розрядів	23
2 ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРІВ МЕТОДОМ ВИМІРУ ЗВОРотної НАПРУГИ.....	28
2.1 Сутність методу.....	29
2.2 Практичні напрацювання.....	29
2.3 Процес контролю ізоляції.....	31
3. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ДІАГНОСТИЧНИХ МЕТОДІВ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ.....	41
3.1 Ймовірна похибка результатів випробування.....	41
3.2 Математична обробка результатів вимірювань при діагностуванні методом виміру зворотної напруги.....	45
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	51
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	52

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробник		Р. Палюга			Діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів методом виміру зворотної напруги	Літ.	Арк.	Аркушів	
							5	53	
Керівник		В. Ляшук				УДУНТ, ІСЕ, гр. ЕС2021			
Н. контр.		В. Перцевий							

ВСТУП

Актуальність роботи. Ефективне функціонування залізничного транспорту багато в чому залежить від надійності електропостачання у всіх його галузях. Характерною особливістю стану основних фондів електроенергетики в даний час є велика кількість силового обладнання з вичерпаним нормативним ресурсом експлуатації.

Силові трансформатори є важливими та дорогими конструктивними елементами електропостачання електричних залізниць змінного і постійного струму.

Пошкодження або відхилення від нормального режиму роботи, що виникають у силових трансформаторах, можуть бути викликані недопрацюванням конструкції, прихованими дефектами, порушеннями правил перевезення, технології монтажу, експлуатації або неякісним ремонтом. Своєчасне виявлення виникаючого дефекту дозволяє вжити заходів щодо запобігання його розвитку і збереження працездатного стану трансформатора.

Найбільш небезпечними є внутрішні ушкодження обмоток трансформаторів, які призводять до значних фінансових втрат, пов'язаних з їх відновленням чи заміною.

Зниження електричної міцності ізоляції обмоток трансформатору визначається великою кількістю різних впливів і є випадковим процесом. Тому основним завданням технічної діагностики є виявлення об'єкта, ймовірність відмови ізоляції якого в період до наступного діагностичного обстеження вище деякого критичного значення. І лише в поодиноких випадках діагностика дозволяє виявити наявність явного дефекту, який неминуче призведе до пошкодження обладнання у період випробування. Зі сказаного вище випливає потреба у проведенні випробувань ізоляційних конструкцій за допомогою методів, які дозволяють отримати достовірну інформацію про стан ізоляції, що одного боку, дасть можливість виключити з експлуатації обладнання, що

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

знаходиться в критичному стані, а з іншого – уникнути невиправданих витрат на ремонт цілком працездатного обладнання.

Своєчасна діагностика стану ізоляції обмоток трансформаторів методом виміру зворотної напруги дозволить підтримувати надійність даних об'єктів на рівні встановлених показників при істотному зниженні витрат.

Технічний результат винаходу полягає у підвищенні достовірності діагностики ізоляції обмоток трансформаторів та прогнозуванні його працездатності.

Зв'язок роботи з науковими програмами. Робота відповідає науковим напрямам роботи кафедри «Інтелектуальні системи електропостачання» Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна.

Мета і завдання роботи. Підвищення точності діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів.

Об'єкт дослідження – ізоляція обмоток силових трансформаторів.

Предмет дослідження – метод виміру зворотної напруги для визначення стану ізоляції обмоток трансформаторів.

Методи дослідження. Вирішення поставлених завдань здійснювалося з використанням теоретичних досліджень провідних фахівців у даній галузі, методів математичної статистики та теорії ймовірності, програмно-технічних засобів.

Наукова новизна та основні положення, які виносяться на захист:

1. Розроблено новий метод визначення стану ізоляції обмоток трансформатору за допомогою визначення зворотної напруги.
2. Визначено ймовірну похибку результатів випробування при діагностуванні методом виміру зворотної напруги.

Практичне значення отриманих результатів: запропоновані методи діагностування можуть бути використані для визначення стану ізоляції обмоток силового трансформатору.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

Особистий внесок здобувача. Постановку мети та завдань дослідження виконано спільно з науковим керівником. Основні наукові положення, теоретичні дослідження, розрахунки, зіставлення та аналіз отриманих результатів, та формулювання висновків отримані здобувачем самостійно.

Апробація результатів магістерської роботи.

Основні положення роботи і результати досліджень доповідалися здобувачем і обговорювалися на науково-практичній конференції.

Публікації.

Палюга Р. В., Діагностування стану ізоляції обмоток трансформаторів методом зворотної напруги / Енергетика та електромеханіка [електронний ресурс]: збірник тез доповідей секції 81 Всеукраїнської науково-технічної конференції молодих учених, магістрантів та студентів «Наука і сталий розвиток транспорту» 28 жовтня 2021 р. – Дніпро: Дніпровський нац. ун-т залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2021. – 42 с.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

1 МЕТОДИ ВИПРОБУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.1 Чинники які впливають на стан ізоляції трансформатора

Силові трансформатори є ключовими компонентами для систем електропостачання. Тому дуже важливо уникнути можливих дефектів та аварійних ситуацій, які будуть економічно не вигідні як для постачальника електроенергії, так і спричинять високі втрати у споживача.

Різне призначення трансформаторів, нерідко пов'язане з відмінностями в конструкції, різноманітні умови роботи та інші особливості вимагають різного підходу до експлуатації трансформаторів. В залежності від умов роботи ступінь зношення та стан елементів трансформатору також різний.

Пошкодження або відхилення від нормального режиму роботи можуть бути викликані різними причинами: недоробкою конструкції, прихованими дефектами виготовлення, порушеннями правил перевезення, технології монтажу або правил експлуатації, неякісним ремонтом. У більшості випадків пошкодження відбувається не відразу, а після більш-менш тривалого впливу несприятливого фактору. Своєчасне виявлення виникаючого дефекту дозволяє вжити заходів з попередження його розвитку та збереженню працездатного стану трансформатора.

До найбільш важких наслідків призводять пошкодження обмоток і головної ізоляції трансформаторів. Погано просушені електрокартон або виткова паперова ізоляція, брудне або зволожене трансформаторне масло викликають місцеве ослаблення твердої ізоляції з виникненням повзучого розряду або без нього з подальшим пробоем. До порушення роботи твердої ізоляції призводить також недотримання розмірів (між листами електрокартону та ін), розбухання слабо намотаної ізоляції, порушення в роботі системи охолодження, надмірні перевантаження трансформатора по струму і напрузі та ін. [1]. У зв'язку з різноманітністю причин і важкими наслідками від пошкоджень виткової і головної ізоляції своєчасному виявленню цього виду порушень у роботі трансформаторів приділяється найбільша увага.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

Дефекти трансформаторів можуть бути викликані природними факторами: робочими струмами і струмами к.з., робочими напругами і перенапруженнями, впливами навколишнього середовища, хімічними реакціями, спровоковані розвитком інших дефектів, а також «людським фактором»: помилками при конструюванні, монтажі та ремонтах трансформаторів.

Вплинути на термін служби трансформатора можуть і інші теплові фактори, такі як недостатнє охолодження, надмірні гармоніки і/або неправильні умови експлуатації [2].

При втратах в трансформаторі тепло надходить в систему ізоляції і починається хімічний процес, який змінює молекулярну структуру ізоляційних матеріалів. Чим більше тепла надходить в систему, тим вище швидкість термічного старіння ізоляції. Це кумулятивний і незворотний процес, що означає, що матеріали не відновлюють свою первісну молекулярну структуру при припиненні подачі тепла і зниженні температури. Пошкодження системи ізоляції внаслідок змін властивостей через термічне старіння може стати причиною виходу з ладу трансформатора [3].

Тепловий знос виткової ізоляції прискорюється при набуханні додаткової ізоляції котушок. Набухання призводить до припинення циркуляції масла через перекриття масляних каналів.

Тепло, що виділяється при роботі трансформатора, викликає незворотні процеси в матеріалі ізоляції обмотки. Очевидно, що основним джерелом тепла є обмотка. Відомо, що потужність, що виділяється на активному опорі пропорційна квадрату струму. Старіння ізоляції залежить не тільки від ступеня, а й від тривалості нагрівання [4].

Старіюча ізоляція втрачає механічну і електричну міцність та розтріскується. Для відмови трансформатора достатньо одного місця пошкодження ізоляції.

Відповідно до шестиградусного правила старіння ізоляції, згідно з яким при зміні температури ізоляції на 6°C термін служби її змінюється вдвічі

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

(скорочується при підвищенні температури і збільшується при її зниженні). Якби температура ізоляції обмотки постійно дорівнювала базовій, то термін служби трансформатора склав 25 років [4].

Відносний знос ізоляції показує, у скільки разів дійсне старіння ізоляції відрізняється від старіння ізоляції при номінальній температурі обмотки. Якщо протягом року безперервної роботи трансформатора відносний знос виявиться рівним 2, то це означає, що час, «віджитого» ізоляцією протягом року, дорівнює 2 років. При подальшій роботі трансформатора в такому режимі навантаження дійсний термін його служби складе не 25, а 12,5 років.

Механічні дії, викликаючи порушення цілісності матеріалу (розриви, розшарування), також знижують електричну міцність твердої ізоляції трансформатору.

Ізоляційне масло є і тепловідвідним і ізолюючим середовищем. При старінні масло окислюється, що призводить до утворення органічних кислот, розчинних в маслі, і осадів. Зволоження знижує електричну міцність масла, термічні дії призводять до крекінгу. Старіння масла знижує надійність ізоляційної конструкції, оскільки підвищена кислотність сприяє старінню твердої ізоляції, а осадження шламу збільшує діелектричні втрати і погіршує відведення тепла. Волога в маслі, переходячи в твердий діелектрик, посилює в ній процеси руйнування. Наявність в маслі бульбашок газу сприяє розвиток ЧР.

В результаті дії усіх перерахованих чинників відбувається зміна структури діелектриків, їх властивостей, з'являються внутрішні дефекти і продукти розкладання.

Прямі методи визначення інтенсивності названих процесів, придатні для експлуатаційних умов, відсутні. Застосовуються непрямі методи контролю, і для цього використовуються параметри ізоляції, значення яких визначаються процесами, що відбуваються у діелектриках (поляризація, адсорбція, провідність). До таких параметрів відносяться комплексна провідність ізоляції, діелектричні втрати, ємність, інтенсивність ЧР [5].

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

Для діагностування використовуються також залежності цих параметрів від температури, прикладеної напруги і часу.

У таблиці 1.1 приведені впливаючі чинники і реакція ізоляції на них. Для повнішого діагностування доцільно використати максимально можливі методи. Слід вказати, що збіг результатів, отриманих різними методами, дозволяє впевненіше ідентифікувати дефект.

Таблиця 1.1 – Зміна характеристик ізоляції залежно від впливаючих чинників

Впливаючі чинники	Змінювані характеристики, процеси в ізоляції
1	2
Зволоження	Зменшення опору
	Збільшення ємності С
	Збільшення $\text{tg}\delta$
	Підвищення температури
	Підвищення тиску (вводів)
	Зниження $U_{\text{пр}}$ масла
	Зміна хімічного складу
	Часткові розряди
Забруднення	Зменшення опору
	Збільшення $\text{tg}\delta$
	Підвищення температури
	Зниження $U_{\text{пр}}$ масла
	Зміна хімічного складу
	Часткові розряди
Перенапруги	Пробій ізоляції
	Міжкатушкове і виткове замикання
	Часткові розряди
Перегрів	Зменшення опору
	Збільшення $\text{tg}\delta$
	Підвищення тиску (вводів)
	Зміна хімічного складу
	Часткові розряди

Продовження таблиці 1.1

1	2
Тривала дія електричного поля і температури	Пробій ізоляції
	Міжкатушкове і виткове замикання
	Зміна хімічного складу
	Збільшення $\tan\delta$
	Часткові розряди
	Зниження $U_{\text{пр}}$ масла
Коротке замикання	Міжкатушкове і виткове замикання
	Зміщення обмотки
	Часткові розряди

Критерієм бракування служить сукупність значень діагностичних параметрів і інших ознак, достатніх для оцінки стану контрольованого об'єкту і класифікації його дефектів. Кінцевою метою такої класифікації є прогнозування працездатності трансформатору.

За критерій бракування береться відхилення значень контрольованих параметрів від встановлених критеріїв. При цьому необхідно враховувати, що одні і ті ж зміни параметра можуть бути викликані різними дефектами, при розвитку яких небезпека відмови об'єкту неоднакова.

Пошкодження ізоляції обмоток трансформаторів в більшості випадків розвиваються поступово. Отже, якщо правильно поставити роботу з перевірки стану ізоляції обмоток, виникаючі дефекти можна виявити до того моменту, коли буде перевищена якась критична точка. Тоді можна буде вчасно вивести трансформатор в ремонт, запобігши виникненню аварії або відмови, не допустити недовідпуск електроенергії, знизити час і витрати на ремонт.

1.2 Оцінка стану ізоляції трансформатору за допомогою аналізу трансформаторного масла

Трансформаторне масло є сумішшю досить складних органічних сполук різних класів. В процесі експлуатації під впливом таких чинників, як електричні і магнітні поля, вологість і температура як усередині, так і поза високовольтним

маслонаповненим електроустаткуванням, відбувається розкладання органічних сполук, що початково містяться в трансформаторному маслі. Окрім того, в масло переходять продукти деструкції твердої ізоляції і інших конструкційних матеріалів.

Продукти розкладання, що утворюються, у свою чергу можуть вступати в нові взаємодії один з одним, слідством чого являється поява складніших з'єднань з відносно більшою молекулярною масою [6]. Крім того, вторинні компоненти, що з'являються, іноді представляють значну небезпеку, оскільки, вступаючи у взаємодію з елементами конструкції устаткування, істотно прискорюють процес його зносу і навіть є причиною аварій. Цей процес може відбуватися досить швидко і за відсутності своєчасного виявлення призводить до виходу обладнання з ладу.

Отже, своєчасне виявлення в трансформаторному маслі тих або інших компонентів, що утворюються в процесі експлуатації, поза сумнівом, є важливим завданням для надійної оцінки стану високовольтного маслонаповненого устаткування.

Важливим є також той факт, що з'єднання, що утворюються, є усім різноманіттям агрегатних станів: газоподібне, рідке і тверде. Причому, залежно від умов експлуатації вони можуть знаходитися в маслі у вигляді розчину (газ в газі, газ в рідині, рідина в рідині, тверде тіло в рідині), суспензії (тверда речовина в рідині) або емульсії (рідина в рідині), а також утворювати різні асоціати.

Таким чином, в процесі експлуатації початковий склад трансформаторного масла ще більше ускладнюється як з якісної (склад) і кількісної (концентрації) точки зору, так і по агрегатному стану [7].

Необхідність контролю за зміною складу масла в процесі експлуатації поставила питання про вибір такого аналітичного методу, який зміг би забезпечити надійне якісне (склад) і кількісне (концентрація) визначення з'єднань, що містяться і утворюються в маслі. Найбільшою мірою цим вимогам відповідає хроматографія, яка в сучасному варіанті є комплексним методом, що об'єднає

					02.15.EC2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

стадію розділення складних сумішей на окремі компоненти і стадію їх кількісно-якісного визначення (детектування).

Хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів.

На сьогодні хроматографія широко використовується для аналізу розчинених в трансформаторному маслі газів, повітря, води, фуранових сполук та іонолу [8]. Результати таких аналізів є одним з найважливіших параметрів, по яких проводиться оцінка стану маслонаповненого високовольтного електроустаткування.

Про наявність чи відсутність пошкоджень в трансформаторі за результатами аналізу газу з газового реле можна судити за даними таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Склад газу в газовому реле при внутрішніх пошкодженнях трансформаторів

Причина появи газу	Вміст компонентів, % об'єму				
	водень	метан +етан	ацетилен +етилен	окис вуглецю	вуглекислий газ
Електрична дуга в маслі	40...65	0,1...5	0,1...5	0...0,2	0,3
Розкладання масла і твердої ізоляції електричною дугою	30...65	0,5...10	0,2...5	1...25	0,2...5
Розкладання масла при нагріванні	0,5...30	3...10	3...10	0...0,02	0,1...2
Розкладання масла і твердої ізоляції при нагріванні і під дією часткових розрядів	2...25	2...10	2...10	0,2...15	0,2...5

Основними прикладами перших двох видів пошкоджень, зазначених у таблиці 1.2, пов'язаних з наявністю дуги і характеризуються в першу чергу великою кількістю водню, є перекриття в пристрої РПН і міжвиткове замикання. Газове реле, як правило, працює на відключення, відбувається викид масла через вихлопну трубу або запобіжний клапан. Трансформатор підлягає виводу в ремонт.

Третій вид пошкодження – розкладання масла – пов'язаний з наявністю підвищених місцевих нагрівів. Рішення про виведення в ремонт трансформатора за наявності цього, а також четвертого виду ушкодження приймається у відповідності з інструкцією по експлуатації та ПТЕ залежно від місцевих умов.

Перевагою хроматографічного методу є те, що цей метод дозволяє:

- стежити за розвитком процесів в трансформаторі;
- передбачити пошкодження, що не виявляються традиційними способами;
- характеризувати ушкодження і орієнтуватися при визначенні місця пошкодження.

При чутливості аналізу $10^{-4} \dots 10^{-5}$ надійно фіксуються такі види ушкоджень, як перегріви конструкційних частин трансформатора або його твердої ізоляції [8].

Недоліком даного методу є те, що при існуючому робочому фоні газів у маслі діючих трансформаторів своєчасне виявлення дефектів ізоляції, пошкодженій частковими розрядами, скрутно. Через швидкоплинність виткових і міжкотушечних замикань хроматографічний аналіз неефективний і не виявляє такі пошкодження [6].

Недоліком є й те, що хроматографічний метод не дозволяє враховувати незначні зміни в стані трансформаторів і встановлювати зв'язок між серйозністю ушкодження і швидкістю зміни концентрації газів. Майже неможливо визначити зародження зміни нестачі конструкції трансформатора при небезпечному ушкодженні ізоляції "повзучим" розрядом (наприклад, при пошкодженні в першому каналі між обмоткою ВН і ізоляційним циліндром). У цей момент ушкодження кількість газу (його спектр) не перевищує (або знаходиться на рівні) граничних значень складових спектра газів робочого фону. У завершальній же стадії "повзучий" розряд швидкоплинний, і тому хроматографічним аналізом його неможливо своєчасно виявити [9].

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

При перевищенні граничних значень характерних газів у цілях виявлення динаміки їх зростання в маслі трансформатора застосовується спосіб періодичної дегазації масла на діючих трансформаторах з наступним хроматографічним аналізом газовмісту масла (спектру, динаміки росту). При дегазації трансформатор ніби короткочасно очищається від газів, щоб потім краще виявлялася динаміка зростання газів.

Для визначення наявності пошкодження в працюючому трансформаторі за допомогою аналізу розчинених у маслі газів застосовують масловідбірний пристрій, систему виділення розчинених у маслі газів, газоаналізатор, нормувальні дані по відбракуванню трансформатора.

В даний час за допомогою хроматографічного аналізу можна визначити дві групи ушкоджень силових трансформаторів:

1) дефекти твердої ізоляції (перегріву і прискорене старіння твердої електричної ізоляції, часткові розряди в паперово-масляній ізоляції);

2) перегріву металу і часткові розряди в маслі (дефекти струмоведучих частин, особливо контактних з'єднань, магнітопроводу і конструкційних частин, у тому числі з утворенням короткозамкнутих контурів та ін.)

Для дефектів першої групи характерно виділення вуглекислого газу і окису вуглецю. Для трансформаторів з відкритим диханням і азотним захистом масла в якості критерію оцінки стану використовується концентрація вуглекислого газу. Встановлено, що небезпечні дефекти першої групи мають місце при концентраціях CO_2 , що перевищують зазначені в таблиці 1.3.

Для другої групи дефектів характерно виділення етилену або ацетилену. Можуть бути присутні обидва ці гази одночасно, а також супутні гази метан і водень. Небезпечні концентрації наведені в таблиці 1.3.

Найбільшу небезпеку становлять ті пошкодження першої групи, які пов'язані з пошкодженням твердої ізоляції обмоток або відводів. Досить будь-якої додаткової дії, щоб трансформатор отримав пошкодження.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Таблиця 1.3 – Граничні концентрації розчинених у маслі газів для трансформаторів з відкритим диханням і азотним захистом масла

Група дефектів	Захист масла	Середньорічна температура масла, °C	Характерний газ	Гранична концентрація, %
Перша	Повітроосушувач з гідрозатвором	<40	CO ₂	0,6
		>40	CO ₂	1
	Азотна	<40	CO ₂	0,3
		>40	CO ₂	0,5
Друга	Всіх систем	–	C ₂ H ₄	0,008
		–	C ₂ H ₂	0,01
		–	CH ₄	0,01

Виникаючі навіть при не дуже близькому КЗ механічні дії можуть призвести до пошкодження ізоляції в місці виникнення дефекту, утворення дуги і аварійного відключення. Такі трансформатори слід виводити в ремонт в першу чергу [10].

Щоб більш правильно вирішити питання про ступінь терміновості виведення трансформатора в ремонт, потрібно враховувати ряд додаткових обставин. Вуглекислий газ може утворитися і з причин, не пов'язаних з ізоляцією обмоток або відводів. До такого ефекту може призвести помірно підвищений нагрів великої площі металу або сильне старіння масла, а також часті перевантаження, перезбудження, відмови системи охолодження. В експлуатації мали місце помилкові підключення балона з вуглекислим газом замість азоту до системи азотного захисту. У цих випадках слід враховувати дані електричних випробувань і хімічного аналізу масла, також рекомендації заводу-виробника, пов'язані з конструктивними особливостями і даними про пошкоджуваності даного типу трансформаторів. Можна провести порівняльний аналіз на вміст вуглекислого газу в трансформаторі того ж типу, що працює той же самий час у тих же умовах в аналогічному режимі.

Аналіз інформації різний для старих і нових трансформаторів, наприклад в старих трансформаторах наявність CO і CO₂ може характеризувати не наявність дефекту, а природний підвищений тепловий знос [6].

Перегрів конструкційних частин і магнітопроводу в трансформаторі поділяються по температурі на дві групи: перегриви з температурою нижче 350°C, перегриви з температурою 350...450 °C.

Характерними газами для перегрівів конструкційних частин і магнітопроводу в силових трансформаторах є етилен і ацетилен [7]. Питання про виведення трансформатора в капітальний ремонт вирішується при появі в маслі трансформаторів одного з цих газів чи обох разом у певних кількостях.

Перегриви твердої електричної ізоляції силових трансформаторів можна фіксувати лише за допомогою ХАРГ. Газове реле в цьому випадку не реагує і може почати діяти лише в завершальній стадії пошкодження ізоляції, що супроводжується значним газовиділенням (наприклад, при завершенні "повзучого" розряду). Характерний газ при перегріві твердої ізоляції – діоксид вуглецю CO₂. Вивід трансформатора в ремонт для виявлення пошкодження, викликаного перегрівом (ушкодженням) твердої ізоляції, проводиться по граничних значеннях газів спектра, особливо CO₂.

При ХАРГ слід враховувати спосіб захисту масла від зволоження. При захисті повітроосушувачем в спектрі буде відзначений кисень, при азотному захисті – азот. Наявність повітря (кисню) в спектрі у разі плівкового захисту показує втрату її герметичності.

При встановленні характеру ушкодження й оцінки ступеня його небезпеки достовірність аналізу залежить від кількості проведених аналізів за конкретний проміжок часу. У вітчизняній практиці прийнята періодичність відбору проб масла для ХАРГ 1 раз на 6 міс, для нововведених в роботу трансформаторів 220...500 кВ, а також 110 кВ потужністю 60 МВ·А і більше – щодня протягом перших трьох діб роботи, потім через 1, 3 та 6 міс. Для трансформаторів 750 кВ і вище додатково проводиться ХАРГ через два тижні після включення [8].

Характер і небезпека дефектів трансформаторів, газовиділення в яких перевищує граничні норми, встановлюються двома методами: по відношенню концентрацій газів і по діаграмі їх складу [9].

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Якщо концентрація окремих газів або швидкість їх виділення перевищують граничні значення, вказаних в таблиці 1.4, трансформатор належить до групи, що мають ушкодження. При цьому необхідно перейти на частий контроль і провести комплексну оцінку стану трансформатора всіма наявними методами (у тому числі і з виведенням з роботи).

Таблиця 1.4 – Граничні значення ("пошкодження")

Клас трансформатора	Концентрація розчинених газів, мкл/л						Швидкість утворення горючих газів, мкл/л за місяць
	Сума горючих газів	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	CO	
I	2000	800	400	300	600	600	100
II	1400	800	300	300	400	600	70
III	800	600	200	100	200	400	40

За значеннями відношень концентрацій R визначаються відповідні коди, вказані в таблиці 1.5, які використовуються для діагнозу, вказаного в таблиці 1.6.

Таблиця 1.5 – Кодові числа для діагностування

Межі відношення	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
$R < 0,1$	0	1	0
$0,1 \leq R < 1$	1	0	0
$1 \leq R < 3$	1	2	1
$R \geq 3$	2	2	2

Таблиця 1.6 – Діагноз за кодом

C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Вид пошкодження
0	2	0	Місцевий нагрів (низька температура)
0	2	1	Місцевий нагрів (середня температура)
0	0;1;2	2	Місцевий нагрів (висока температура)
1	0;1;2	0;1;2	Дуговий розряд (висока енергія)
2	0;1	0;1;2	Часткові розряди (низька енергія)

Класифікувати дефекти можна також за характерними газами, тобто газами, вміст яких у даній пробі найбільший. Характерним газом при дузі і часткових розрядах є H_2 , а при підвищених нагрівах – CH_4 і C_2H_4 .

Своєчасне виявлення в трансформаторному маслі тих або інших компонентів, що утворюються в процесі експлуатації, поза сумнівом, є важливим завданням для надійної оцінки стану силового трансформатору.

1.3 Випробування електричної міцності ізоляції обмоток трансформаторів підвищеною напругою

Випробування внутрішньої ізоляції трансформатора повинно проводитись, як правило, на зібраних трансформаторах (встановлені постійні вводи, залито масло, кришки трансформатора закриті на болти).

Перед випробуванням здійснюється перевірка опору ізоляції мегаомметром. Трансформаторне масло для нововведених трансформаторів повинно відповідати нормам.

Випробовуванню підвищеною напругою промислової частоти піддається ізоляція обмоток трансформатора разом із введеннями. Випробувальні напруги наведені у табл. 1.7. Тривалість застосування нормативної випробувальної напруги 1 хв [5].

Таблиця 1.7 – Випробувальна напруга промислової частоти внутрішньої ізоляції силових трансформаторів із нормальною ізоляцією та трансформаторів із полегшеною ізоляцією (сухих та маслонаповнених)

Клас напруги обмотки, кВ	Випробувальна напруга по відношенню до корпусу та інших обмоток, кВ, для ізоляції	
	нормальною	полегшеною
1	2	3
до 0,69	4,5	2,7
3	16,2	9
6	22,5	14,4
10	31,5	21,6
15	40,5	33,3
20	49,5	45
35	76,5	-

Продовження таблиці 1.7

1	2	3
110	180	-
150	207	-
220	292,5	-
330	414	-
500	612	-

Випробовування піддається ізоляція кожної з обмоток. Решта інших виводів обмоток, включаючи виводи розщеплених гілок обмоток, заземлюють разом з баком трансформатора. Підлягають заземленню також затискачі вимірювальних обмоток вбудованих трансформаторів струму, виводи вимірювальних обкладок ввідів (за наявності їх на силовому трансформаторі). Схема випробування представлена на рис. 1.1.

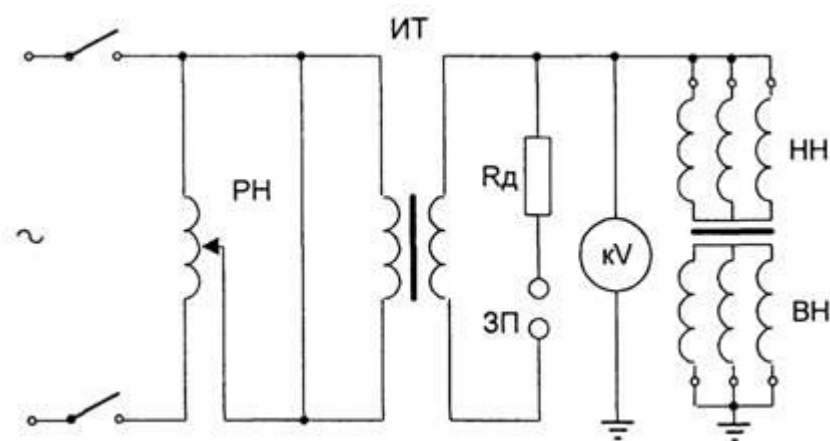


Рисунок 1.1 – Схема випробування головної ізоляції підвищеною напругою

Для захисту обмотки від випадкового надмірного підвищення напруги паралельно до неї приєднується кульовий розрядник з пробивною напругою, рівною 115...120% необхідної випробувальної напруги. Послідовно з розрядником включається обмежувач опір, що служить для захисту куль від оплавлення при пробі повітряного проміжку між ними. При виконанні випробувань трансформаторів температура ізоляції обмоток не повинна бути вищою за 40°C. Контроль величини випробувальної напруги повинен проводитися на стороні вищої напруги випробувального трансформатора за

допомогою електростатичного кіловольтметра, наприклад типу С-96, С-196. Виняток можуть становити силові трансформатори невеликої потужності з номінальною напругою до 10 кВ включно. Для них допускається випробувальну напругу вимірювати вольтметром, включаючи його на стороні НН випробувального трансформатора. Клас точності низьковольтного вольтметра має бути 0,5. Підйом напруги при виконанні випробувань допускається робити відразу до 50% випробувальної, а потім плавно до повного значення зі швидкістю близько 1...1,5% випробувальної напруги в 1 секунду. Після витримки протягом необхідного часу (1 хв.) напруга плавно знижується протягом часу порядку 5 секунд до значення 25% або менше випробувальної, після чого ланцюг розмикається. Внутрішня ізоляція масляного трансформатора вважається такою, що витримала випробування на електричну міцність, якщо при випробуванні не спостерігалось пробоя або часткових порушень ізоляції, які визначаються за звуком розрядів у баці, виділенням газу та диму та за показаннями приладів (амперметра, вольтметра).

1.4 Визначення стану ізоляції методом вимірювання часткових розрядів

Виникнення і розвиток практично усіх дефектів в ізоляції потужних силових трансформаторів вищих класів напруги супроводжується розвитком часткових розрядів (ЧР) [11]. Тому вимір і аналіз характеристик часткових розрядів є ефективною та інформативною методикою для визначення стану силових трансформаторів, що дозволяє не лише виявити наявність дефекту, але і ідентифікувати його тип, міру розвитку, визначити місце розвитку цього дефекту.

Наявність ЧР свідчить про процеси руйнування ізоляції. Залежно від місця виникнення ці розряди можуть руйнувати або тверду, або рідку ізоляцію. У випадку з твердою ізоляцією процес руйнування розвивається порівняно швидко, призводить до пробоя її або перекриття. В маслі основну небезпеку представляють вторинні процеси: бульбашки газу, масла, що виникають при розкладанні, можуть стати причиною виникнення розрядів, що впливають на

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

тверду ізоляцію. При дефектах, пов'язаних з руйнуванням твердої ізоляції, спостерігаються часткові розряди з уявним зарядом близько 10^{-7} Кл. Заряди такої інтенсивності можуть бути виявлені без відключення трансформатора при використанні досить простих пристроїв.

Практично виявляємо в умовах експлуатації ЧР є небезпечними, та призводять до руйнування ізоляції. Найбільш небезпечні ЧР критичної інтенсивності руйнують тверду ізоляцію так швидко, що накопичення достатньої для їх своєчасного виявлення кількості газів маловірогідне [12]. Сліди ЧР в твердій ізоляції (наприклад в картоні) можуть бути виявлені шляхом виміру $tg\delta$ ізоляції обмоток трансформатора. Для обґрунтованого висновку про ЧР за допомогою виміру $tg\delta$ контроль необхідно робити на захололому трансформаторі, щоб високе значення $tg\delta$ на пошкодженій ізоляції, обумовлене її нагрівом, не маскувало дефекту.

Однією з основних проблем при вимірі характеристик часткових розрядів в польових умовах на діючому електроустаткуванні є наявність різного роду перешкод у вигляді електричних сигналів, що мають ті ж, що і часткові розряди частотні характеристики. Для вирішення цієї проблеми використовують зазвичай два основні підходи. Перший з них – апаратний ґрунтується на спробах розробки вимірювальної апаратури, що дозволяє розділити сигнали часткових розрядів і перешкод з використанням найрізноманітніших принципів. Другий аналітичний ґрунтується на відшукуванні характеристик, що дозволяють при одночасному вимірі сигналів часткових розрядів і перешкод виявити наявність і характеристики дефекту, що розвивається у внутрішній ізоляції трансформаторів.

Незважаючи на певні досягнення, отримані при реалізації апаратного підходу, він представляється менш плідним, оскільки сигнали, що виникають при коронному розряді, поверхневих розрядах, в зовнішній ізоляції дуже слабо відрізняються від часткових розрядів у внутрішній ізоляції, і, отже, пристрої, пригнічуючи ці перешкоди можуть одночасно спотворювати характеристики часткових розрядів, що розвиваються усередині трансформатора.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Реалізація аналітичного підходу дає найкращі результати при використанні двох характеристик: амплітудних спектрів часткових розрядів і "образів часткових розрядів".

Амплітудні спектри часткових розрядів є залежністю інтенсивності часткових розрядів від величини уявного заряду. Залежно від методу їх виміру розрізняють інтегральні, якщо будується інтенсивність часткових розрядів, що перевищують заданий рівень уявного заряду, і диференціальні, якщо будується інтенсивність в заданому діапазоні рівнів, спектри часткових розрядів. Очевидно, що різні форми спектрів легко перераховуються один в одного.

Для виявлення дефектів зручнішою є диференціальна форма, а для виміру частіше використовується інтегральна форма.

Основні типи дефектів в ізоляції трансформаторів, такі як розряд в масляному клині, пробій першого масляного каналу, ковзаючий розряд по поверхні твердої ізоляції, повзучий розряд, змінюють вид амплітудних спектрів характерним чином, що дозволяє з високою мірою вірогідності ідентифікувати тип дефекту по виду амплітудного спектру часткових розрядів [13].

Зручність використання амплітудних спектрів полягає в простоті інтерпретації отримуваних результатів і можливості досить просто формалізувати алгоритми ідентифікації дефектів.

Образи часткових розрядів виходять з використанням вимірювальної апаратури, що забезпечує можливість фазової селекції сигналів часткових розрядів. В цьому випадку вимірювальна інформація будується в осях "величина уявного заряду" - "час". Для зручності на графік наноситься синхронізуюча напруга у вигляді одного періоду. Кожен частковий розряд наноситься у вигляді точки у момент його появи з відповідною амплітудою уявного заряду.

При вимірі впродовж певного часу точки накопичуються, утворюючи характерний рисунок, який і називається образом часткових розрядів. Синтетичний підхід, що дозволяє одночасно отримувати і амплітудні спектри і

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

образи часткових розрядів реалізовані в переносному комплексі діагностики силових трансформаторів СКІТ [14].

Апаратура побудована таким чином, що амплітудні спектри ЧР знімаються впродовж кожних 18 фазових градусів (кожну мілісекунду), і на малюнку будуються 20 амплітудних спектрів у відповідних фазах. Перевага такого представлення полягає в наочності картини розвитку часткових розрядів. Очевидно, що отримувані дані легко можуть бути представлені як у вигляді загального амплітудного спектру за весь час виміру, так і у вигляді відповідних образів часткових розрядів.

Аналіз динаміки розвитку часткових розрядів в трансформаторній ізоляції показав, що практично усі види дефектів розвиваються не монотонно.

У момент появи дефекту, а також під час їх інтенсивного розвитку величина уявного заряду часткових розрядів і/або їх інтенсивність помітно збільшуються, а потім відбувається уповільнення розвитку дефекту з відповідним зниженням характеристик часткових розрядів.

Проте останні повністю не припиняються, а формують певний спектр, характерний для повільного розвитку цього дефекту. Якщо є дані про вид спектрів (чи образів часткових розрядів) при повільному розвитку дефектів, можна виявити їх наявність і міру розвитку при порівняно короткочасних вимірах за допомогою досить простої вимірювальної апаратури.

З датчиків сигналів ЧР (електричні, електромагнітні, акустичні) велике застосування отримали акустичні. Електричні датчики здатні дати наближену локалізацію джерела сигналів ЧР, засновану тільки на порівнянні інтенсивностей сигналів в різних точках трансформатора. Для локалізації дефекту зазвичай використовують акустичні датчики, які хоча і мають значно меншу чутливість, але, завдяки порівняно низькій швидкості поширення акустичних сигналів (час проходження звукової хвилі значно більше, чим тривалість електричного імпульсу), дозволяють провести досить точну локалізацію джерела сигналів

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

усередині трансформатора (у просторі). Акустичні датчики практично не схильні до зовнішніх перешкод на підстанції.

Вимір сигналів ЧР в реальних умовах експлуатації хоча і стикається з певними труднощами, але є цілком вирішуваною задачею. Нині успішно випробувана на силовому устаткуванні підстанцій практично усіх класів напруги і потужностей система СКИ-2 [14].

Вона використовувалася як при одноразових вимірах, так і в режимі безперервного автоматичного моніторингу. Апаратура надійно реєструє сигнали ЧР з рівнями 50...500 пКл навіть в умовах дуже сильних перешкод високої інтенсивності з амплітудою що досягає 15 пКл.

Добрі результати діагностування можна отримати при використанні методу ЧР і дефектоскопа «Філін-6».

Зіставлення переваг і недоліків електричного і акустичного методів показують їх взаємну протилежність, а саме електричний метод дозволяє вимірювати абсолютні значення уявного розряду з достатньою точністю, але має низьку завадозахищеність, акустичний же метод навпаки має високу завадозахищеність, але не дозволяє набувати абсолютних значень уявного розряду. Тому бажано одночасне використання обох методів, що повинно давати більш точні результати вимірювання.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

2 ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРІВ МЕТОДОМ ВИМІРУ ЗВОРотної НАПРУГИ

2.1 Сутність методу

В даний час для діагностування ізоляції трансформаторів розроблено широкий спектр різних методів, кожен з яких з певним ступенем достовірності виявляє деякі види дефектів.

Для того щоб перейти до альтернативної системи технічного обслуговування електроустаткування за реальним технічним станом, потрібні об'єктивні оцінки стану ізоляції.

Однак жоден з існуючих методів діагностування, включаючи хроматографічний контроль, сам по собі не дає вичерпних відомостей про стан ізоляції трансформаторів.

На сьогоднішній день доведено, що об'єктивні критерії оцінки стану ізоляції можна одержати, використовуючи явище абсорбції, тобто явище поглинання заряду всередині ізоляції при її поляризації [15]. Поляризація являє собою зсув пов'язаних зарядів або уповільнену орієнтацію дипольних молекул. Ці заряди зміщуються в такий спосіб, що прагнуть зменшити напруженість електричного поля всередині діелектрика. У зв'язку з цим зменшується і можливість електричного пробою.

Ступінь поляризованості діелектрика залежить від рухливості його диполів, яка визначається в'язкістю матеріалу, з якого виготовлений діелектрик. У процесі експлуатації в'язкість діелектрика зростає, тобто зменшується рухливість диполів, а отже і поляризуємість діелектрика. Одночасно зростає і можливість електричного пробою ізоляції. Отже, за характером процесів поляризації можна судити про ступінь старіння ізоляції та її ресурс, який залишився.

Про процеси поляризації можна судити з напруги саморозряду та зворотної напруги [9]. При прикладенні постійної напруги до ізоляції протягом однієї хвилини, в ній накоплюється заряд абсорбції. Коли ізоляція відключається від джерела постійної напруги, та її електроди замикаються між собою на дуже

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

невеликий проміжок часу t , після чого знову розмикаються, то за час Δt геометрична ємність повністю розряджається, а заряд абсорбції, накопичений всередині ізоляції, залишається практично незмінним. За рахунок цього заряду на ізоляції повільно починає зростати напруга, яку називають зворотною напругою. Зворотна напруга спочатку зростає, досягаючи максимуму, а потім поступово зменшується. За величиною та формою зворотної напруги можна судити про стан ізоляції.

2.2 Практичні напрацювання

Для об'єктивної оцінки якості ізоляції з використанням явищ абсорбції було розроблено оригінальний пристрій, принципову схему якого наведено на рис. 2.1.

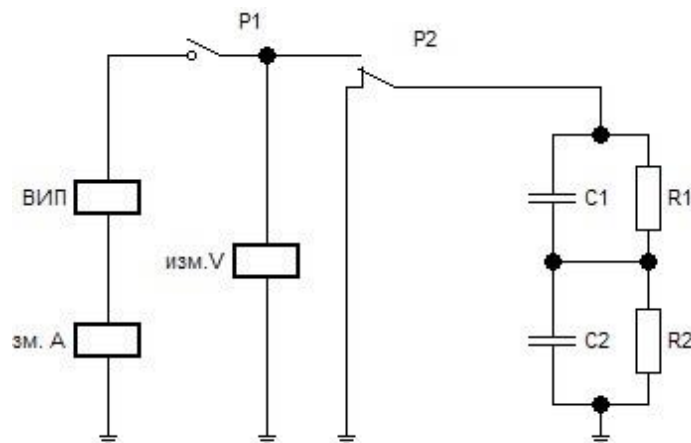


Рисунок 2.1 – Принципова схема пристрою контролю ізоляції

Пристрій складається з: високовольтного стабілізованого джерела живлення ВІП з вихідною напругою 1000 або 2500 В, вимірювач струму изм.А, вимірювач напруги изм. V і два високовольтних реле P1 і P2, якими керує мікро-ЕМ. Схема заміщення неоднорідної ізоляції представлена у вигляді двох конденсаторів C1 і C2, зашунтованих резисторами R1 і R2.

Результати діагностики ізоляції з різними термінами експлуатації проведені провідними спеціалістами (рис. 2.2, 2.3, 2.4) показали, що швидкість наростання (початкова крутість кривих) поворотної напруги (GR1 та GR2) є найбільш інформативною характеристикою, набагато чутливішою до старіння

ізоляції, ніж максимальна величина зворотної напруги чи інші характеристики ізоляції [15].

Для ізоляції з тривалим терміном експлуатації (більше 30 років) величина швидкості наростання зворотної напруги зростає в 5...10 разів та більше в порівнянні з величиною швидкості наростання зворотної напруги в новій (не старій) ізоляції. При цьому, як показали випробування, ізоляція С (рис. 2.4) знаходиться в значно кращому стані, ніж ізоляція В (рис. 2.3), яка має дефектні ділянки, що витікає зі швидкості наростання зворотної напруги і коефіцієнта нелінійності, який представляє собою відношення параметрів кривої, знятої при зарядній напрузі 2 кВ, до параметрів кривої при зарядній напрузі 1 кВ.

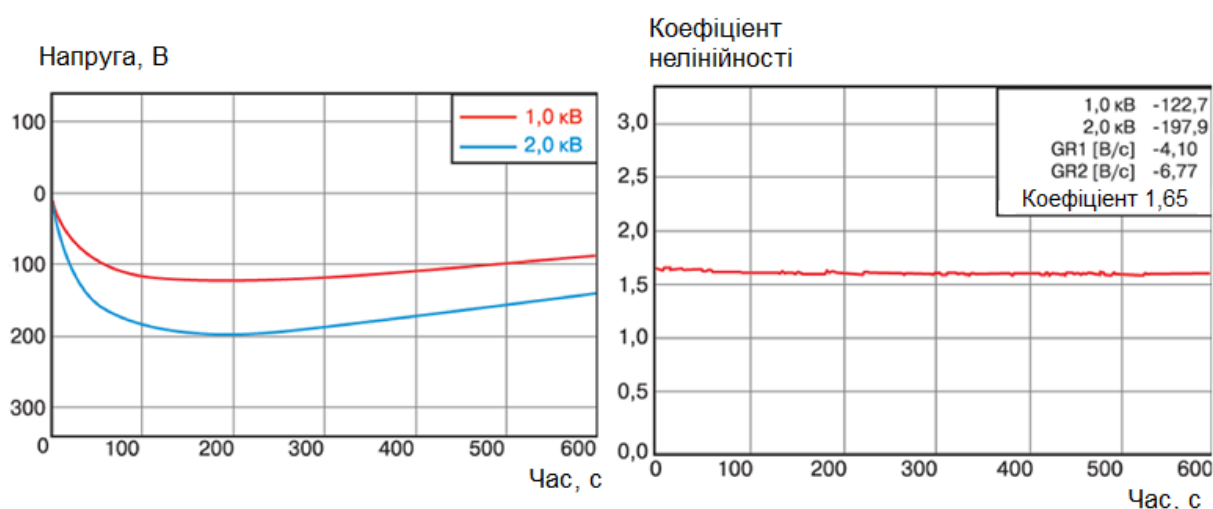


Рисунок 2.2 – Крива зворотної напруги, знята при зарядці нової ізоляції А напругою 1 і 2 кВ, та крива коефіцієнта нелінійності

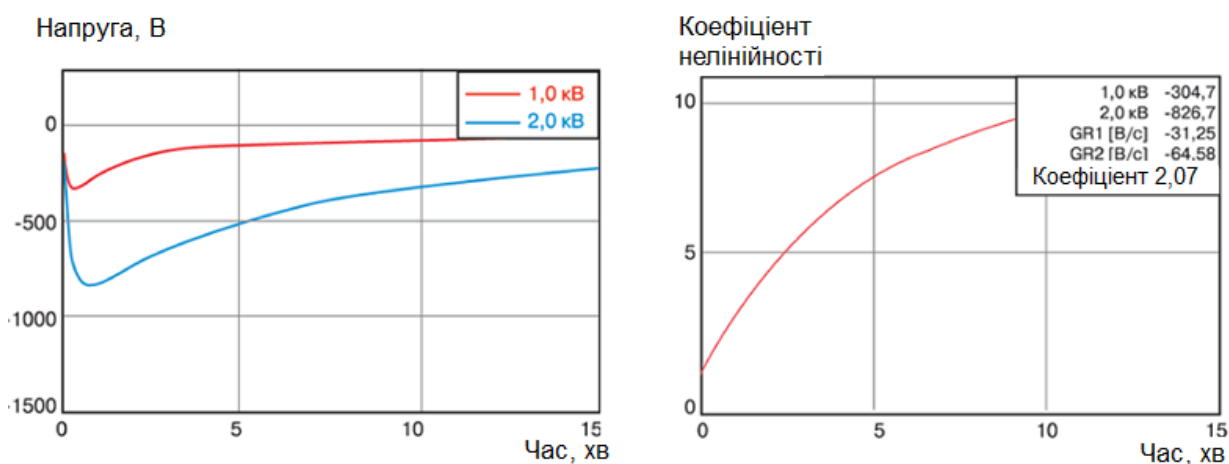


Рисунок 2.3 – Крива зворотної напруги, знята при зарядці старої ізоляції В напругою 1 і 2 кВ, та крива коефіцієнта нелінійності

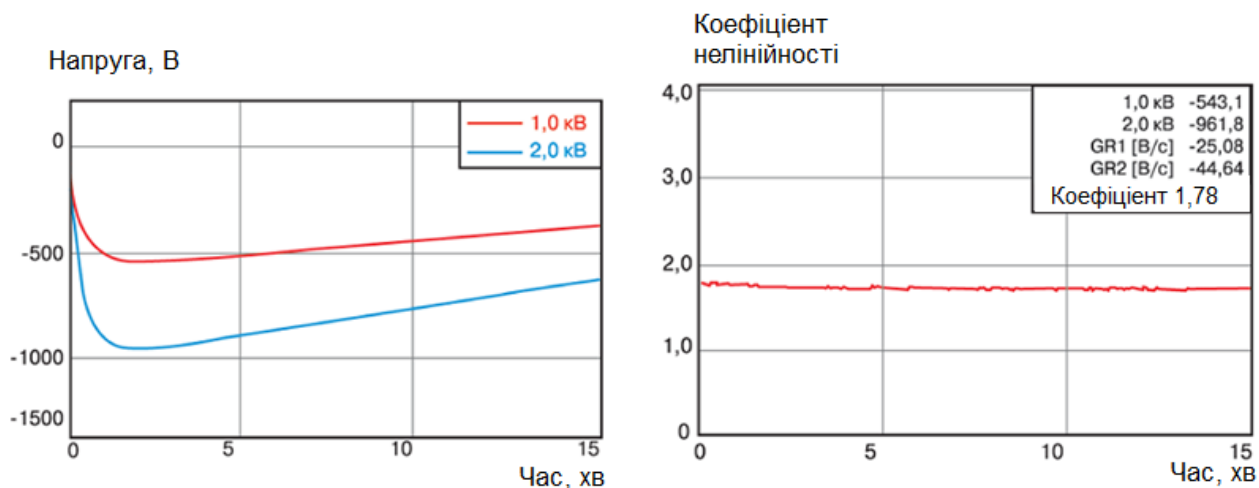


Рисунок 2.4 – Крива зворотної напруги, знята при зарядці старої ізоляції С напругою 1 і 2 кВ, та крива коефіцієнта нелінійності

2.3 Процес контролю ізоляції

Процес контролю ізоляції складається із чотирьох циклів. У першому циклі обидва реле знеструмлені, а ізоляція протягом однієї хвилини розряджається на землю. У другому циклі обидва реле спрацьовують, а ізоляція протягом однієї хвилини заряджається від джерела високої напруги. У процесі заряду вимірюється традиційний параметр – опір ізоляції. Опір ізоляції вимірюється, починаючи з п'ятої секунди з моменту прикладання напруги до 60 секунди з інтервалом в 1с. Вимірювання з п'ятої секунди обумовлено необхідністю надійно відбудуватися від екстраструмів заряду геометричної ємності ізоляції та налаштувати вимірювач струму відповідно до величини вимірюваного опору ізоляції. Так як опір ізоляції, а також струм витоку через ізоляцію може змінюватися в широких межах, то необхідно підібрати відповідну величину шунта, з якого знімається сигнал, пропорційний вимірюваному струму. Це налаштування здійснює ЕОМ через три секунди з моменту прикладання напруги. При цьому опір шунта збільшується до тих пір, поки напруга на вході АЦП не встановиться максимальною, але не перевищує його номінальну напругу. Далі у процесі виміру величина шунта залишається незмінною. Разом із струмом відбудеться замір напруги на ізоляції. Величину опору ізоляції визначають розподілом напруги на величину вимірюваного струму.

Струм, що протікає через ізоляцію, є сумою двох складових: постійного струму витоку і струму абсорбції. Оскільки струм через ізоляцію поступово знижується за рахунок зменшення струму абсорбції, то опір ізоляції з часом зростає. За постійне значення опору ізоляції приймають величину опору, виміряну на 60 секунд. Цю величину називають однохвилинним значенням опору ізоляції. Коефіцієнт абсорбції, який характеризує зволоження ізоляції, визначають як відношення однохвилинного значення опору ізоляції до його величини, виміряної на 15 секунд.

Оскільки при вимірі у виробничих умовах малих струмів витоку можливі значні перешкоди промислової частоти, необхідно виконати кілька вимірювань і призвести до середнього їх результату. Висока швидкодія АЦП (50 мкс на один вимір) дозволяє побудувати ефективний цифровий фільтр з усереднення результатів вимірювання за кілька періодів. Отримані таким способом результати вимірювань далі обробляються з допомогою методів математичної статистики. Зокрема визначається регресія залежності $R=f(t)$. За цією регресією можна визначити й максимальне значення струму абсорбції в початковий час.

Після вимірювання опору ізоляції, повністю заряджена ізоляція відключається від джерела напруги та визначається напруга саморозряду. Їмність ізоляції поступово розряджається через струми власного витоку. Напруга саморозряду вимірюють кожну секунду, починаючи з першої до 60-ї. За результатами цих вимірів розраховують регресію $U_c = f(t)$.

У третьому циклі ізоляція короткочасно (протягом п'яти секунд) розряджається на землю. У цей час обидва реле P1 і P2 знеструмлені. Протягом цього короткочасного розряду заряди, що накопичилися на геометричній ємності, встигають стекти на землю, а заряди абсорбції, що накопичилися всередині ізоляції на межі поділу двох середовищ, стекти на землю не встигають. За рахунок цих зарядів у четвертому циклі після відключення ізоляції від землі на ній утворюється напруга, яка називається зворотною напругою. Зворотна напруга являє собою аперіодичну функцію часу, обумовлену параметрами R1, R2 та C1, C2.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Як показали дослідження, найбільш інформативною величиною є зворотна напруга, виміряна через 30 секунд після відключення ізоляції від землі. Зворотна напруга спочатку зростає, досягає максимуму, а потім зменшується. Процес діагностування відображається на екрані дисплея (рис. 2.5)

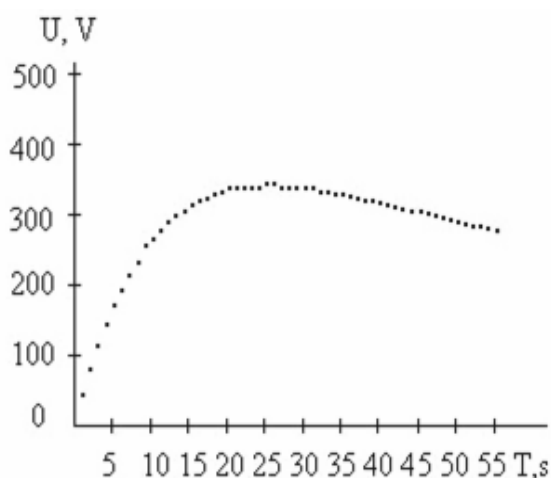


Рисунок 2.5 – Інформація на екрані дисплея при вимірі зворотної напруги

За допомогою вимірянних значень напруги саморозряду можна визначити параметри ізоляції R_1 , R_2 , C_1 , C_2 і судити про них про її стан. Зворотна напруга саме несе інформацію про стан ізоляції, оскільки вона визначається зарядом абсорбції, яка, у свою чергу, пов'язана з процесом поляризації високовольтної ізоляції [15].

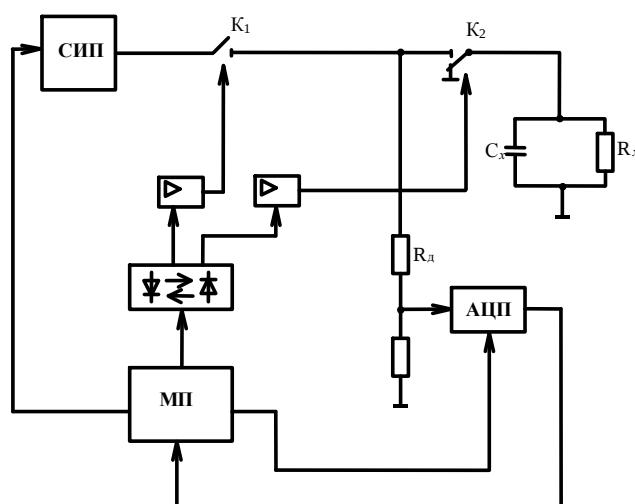
При старінні ізоляції її електрична міцність знижується. Також зменшується і зворотна напруга, яка може характеризувати стан ізоляції навіть краще, ніж пробивна напруга. Справа в тому, що пробивна напруга характеризує лише короточасну міцність ізоляції, і в ряді випадків вона може бути досить високою. Однак електрична міцність при тривалому впливі напруги виявляється недостатньою через електричні характеристики ізоляції, які погіршилися. Зокрема, у процесі старіння ізоляції збільшуються діелектричні втрати, які можуть призвести до теплового пробою ізоляції при тривалому прикладенні напруги.

Для кожного виду ізоляції існує внутрішній ресурс, який характеризується здатністю ізоляції протягом певного часу витримувати прикладену напругу та

протистояти руйнівному впливу процесів, що протікають при цій напрузі. Внутрішній ресурс визначається кількістю речовини, що має бути зруйновано для того, щоб призвести до різкого зниження електричних параметрів. Це потім переходить в один із видів пробою. Внутрішній ресурс у кожного виду нової ізоляції є постійна величина, і, він поступово зменшується. Зменшується і зворотна напруга. Тому, величина зворотної напруги на сьогоднішній день краще ніж будь-який інший параметр характеризує старіння ізоляції.

Для визначення величини зворотної напруги та оцінки стану ізоляції можливо використання сучасного приладу який виконується з урахуванням персонального комп'ютера типу IBM PC, що повністю автоматизує процес виміру. Можливо, виготовлений також спрощений варіант переносного приладу з мікропроцесором.

На сьогоднішній день прилади для вимірювання зворотної напруги виготовляються кількома зарубіжними компаніями. Вітчизняних аналогів поки що у виробництві немає. Дослідний зразок пристрою вимірювання рівня зворотної напруги виготовлений в ДІТ і проходить випробування в локомотивному депо. Блок-схема пристрою наведена на рис.2.6.



K_1, K_2 – контакти високовольтних реле; АЦП - аналого-цифровий перетворювач;
 МП – мікропроцесор, мікроконтролер; СИП - стабілізоване високовольтне джерело живлення;
 C_x, R_x – об'єкт виміру (еквівалентна схема ізоляції)

Рисунок 2.6 – Схема пристрою вимірювання параметрів ізоляції трансформатора

Переносна комбінована установка RVM 5462 застосовується як універсальна система для діелектричної діагностики високовольтного обладнання (кабельна лінія, трансформатор) з ізоляцією PE/VPE, а також паперово-масляною з використанням відомих вимірювальних методів: аналіз ізотермічного струму релаксації (IRC-аналіз) (RVM-аналіз).

Для PE/VPE обладнання для обробки результатів IRC-вимірювань використовується модуль програмного забезпечення, реалізований з урахуванням нечіткої логіки. Багатоступінчасте інтелектуальне програмне забезпечення оцінки результатів (нейрональна мережа, далі - NN) враховує спеціальні конструкційні особливості обладнання та класифікує стан об'єкта, що випробовується, видаючи інформацію про прогнозовану залишкову міцність.

Програмне забезпечення містить банк даних з автоматизованим інформаційним пошуком банку даних для розрахунку значення міцності DIN VDE 0276 «Дані про матеріал» та протоколювання результатів.

Діагностика обладнання методом RVM здійснюється за принципом вимірювання зворотної напруги. Після певної фази зарядки та короткочасної розрядки ємності випробуваного зразка відбувається реєстрація характеристики зворотної напруги визначення вологості в паперовій ізоляції.

Через пошкодження ізоляції (локальна корозія) та обумовлене старінням руйнування целюлози в ізоляції підвищується вміст води. При цьому поступово продовжує зменшуватись електрична міцність обладнання, поки вона не досягне величини робочої напруги, коли експлуатація обладнання вже не надійна. Термін служби такого обладнання залежить від якості виробництва та умов експлуатації.

Оцінка стану обладнання методом RVM здійснюється на підставі характерних коефіцієнтів та порогових значень.

При діагностиці обладнання установкою RVM 5462 не буває пробоїв ізоляції, так як вихідна напруга, що використовується для діагностики, становить до 10% робочої напруги. Завдяки цьому можна дуже точно оцінити та підвищити надійність енергопостачання.

					02.15.EC2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Діагностичне встановлення RVM 5462 для вимірювання струму релаксації/поворотної напруги було розроблено компанією Haefely Test AG, корпорації HUBBELL, Швейцарія, спільно з компанією Hipotronics Inc, США [15].

Принцип виміру.

За допомогою відповідного управління перемикачем установка RVM 5462 може реєструвати різні вимірювані величини. Вимір струму (IRC-аналіз) для виявлення змін процесів поляризації, пов'язаних зі старінням, відбувається при низькому опорі, вимірювальний струм при цьому згасає експоненційно. Вимірювання напруги (RVM-аналіз) вимагає високоопірну вимірювальну схему для виявлення важливих параметрів.

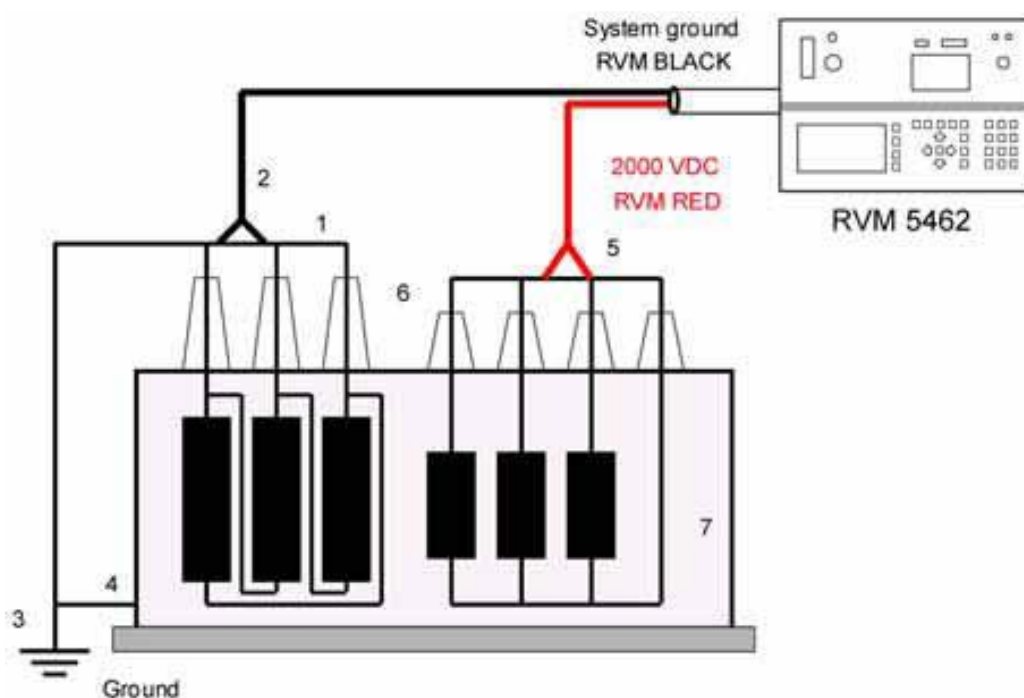


Рисунок 2.7 – Схема підключення RVM 5462 для вимірювання часових параметрів

На підставі випробувань обладнання, що зістарилося в процесі експлуатації, був складений великий банк даних, що містить всю важливу інформацію про досліджувані ділянки. Оцінка відбувається автоматично. При атестації за допомогою програмного забезпечення-NN досліджувана ділянка класифікується в IRC-клас старіння. Кожен клас зіставляється з типовою залишковою міцністю, яка була визначена великою кількістю вимірів. Завдяки

цьому користувач отримує технічно важливий параметр, що є важливим показником для прийняття рішення щодо подальшої експлуатації обладнання або ремонту або заміни.



Рисунок 2.8 – Зворотна напруга в часовому діапазоні IRC-аналіз

При RVM оцінка оцінюються нелінійне співвідношення зворотної напруги від вмісту вологи при різних зарядних напругах та форма кривої. Для визначення нелінійності вимірюються початкова крутість (фронт) зворотної напруги для двох зарядних напруг, що знаходяться у співвідношенні 2:1 (2 кВ та 1 кВ). Відношення початкових фронтів один до одного при ідеально сухій ізоляції має значення 2,0 і приблизно 1,5 в залежності від вологості ізоляції.

Як фізичний критерій оцінки щодо RVM-форми кривої вважається старіння паперово-масляної ізоляції, тобто розщеплення целюлози та одночасне збільшення вмісту вологи в ізоляції. Коефіцієнт p збільшується зі старінням або збільшенням степені вологості. Для прикладу на рис. 2.9 показані зворотна напруга при різних значеннях p .

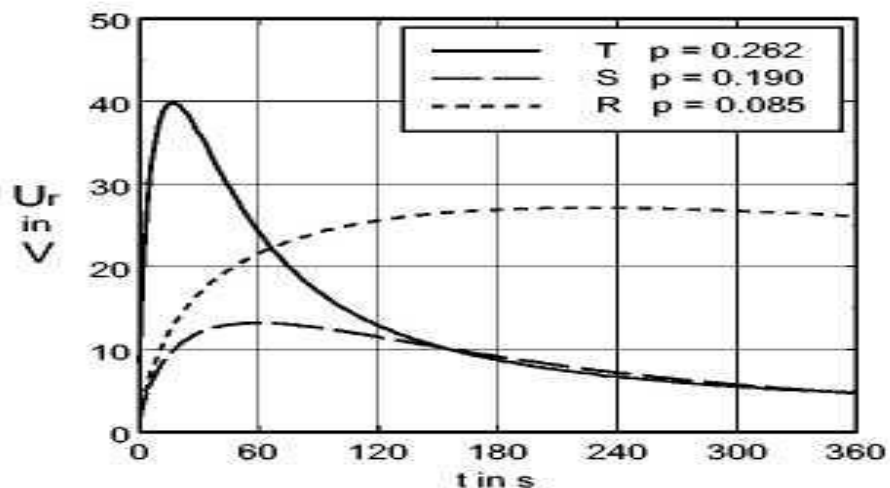
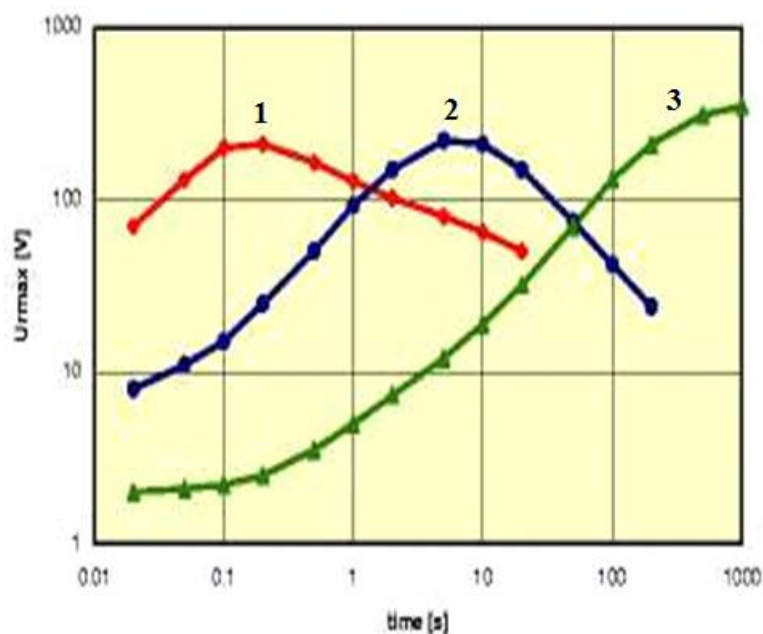


Рисунок 2.9 – Зворотна напруга та її p -коефіцієнти

Для вимірів необхідно на першому етапі визначити спектр поляризації.

Зміщення вершини кривої до малих постійних часів показує погіршення діелектрика. На графіці (рис.2.10) зображено порівняльну оцінку трьох трансформаторів, що перебували в експлуатації 25, 15 років і новий.



1 - 25 років; 2 - 15 років; 3 - новий

Рисунок 2.10 – Приклади кривих спектра поляризації для кабелів різного віку

На другому етапі проводиться розряд геометричної ємності на виводах об'єкта, що випробовується. На третьому проводиться визначення значення зворотної напруги та запис даних.

На другому етапі проводиться закорочення зразка для повного видалення поляризації та можливості повторення циклу виміру. Вимірювання проводиться три рази після чого прилад видає усереднений результат вимірювання. Як показують випробування, усереднений результат має похибку до 1%.

При високому опорі ($R > 1,5 \text{ ГОм}$) вхідного каскаду підсилювача на вимірювальних ланцюгах наводиться ЕДС у вигляді шумової напруги різної форми та рівня. Внаслідок цього результати вимірювання можуть бути спотворені. Для усунення (зменшення) цього впливу застосовуються фільтри низьких частот, а також математична обробка вимірюваної напруги. Тривалість проведення вимірювання зворотної напруги залежить від стану ізоляції і може перебувати в межах від одиниць до декількох десятків хвилин. Для оптимізації часу вимірювання використовується спеціальна програма, яка аналізує процес зміни рівня напруги за інтенсивністю його та формою.

У процесі заряду ізоляції при подачі напруги, що формує, виконується вимірювання зарядного струму. У разі перевищення певного рівня процес формування ізоляції припиняється, що свідчить про непридатність ізоляції до використання внаслідок великого струму витoku. Це може бути внаслідок зволоження ізоляції, або будь-яких її технічних характеристик.

Технічна база вимірювальної системи та пристроїв управління - мікропроцесори та мікроелектронні компоненти провідних фірм світу.

Процес визначення стану ізоляції обмоток проводиться автоматично під управлінням мікроконтролера.

Пристрій управління (ПУ) за програмою, записаною в пам'яті мікроконтролера, подає команду на подачу напруги, що формує (2кВ) на випробуваний об'єкт протягом необхідного часу. Потім ПУ робить запрограмовані перемикання і починається процес виміру зворотної напруги з певним кроком квантування за часом (крок квантування програмно може змінюватися в широких межах). Зроблені вимірювання записуються в пам'ять мікроконтролера та виводяться на екран дисплея у зручному для аналізу вигляді.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Передбачено можливість накопичення інформації та передачу її до банку даних, де й оцінюватиметься стан ізоляції обмотки.

Проведена експериментальна робота показує, що запропоновані критерії оцінки стану ізоляції є надійними, а про старіння ізоляції без її руйнування, можна судити за характером процесів поляризації, а саме за величиною зворотної напруги, як за жодним іншим параметром.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

3. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ДІАГНОСТИЧНИХ МЕТОДІВ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

3.1 Ймовірна похибка результатів випробування

Метою контролю у загальному випадку є визначення технічного стану об'єкта та прогноз його зміни, а також виявлення дефектів та визначення їх характеру. В результаті має бути встановлена можливість подальшої експлуатації об'єкта або необхідність його ремонту (відновлення).

Як показали дослідження, про старіння ізоляції без її руйнування можна судити за характером процесів поляризації, а саме за величиною зворотної напруги, як за жодним іншим параметром. Це відбувається з наступних причин. У процесі експлуатації ізоляція зношується, її електрична міцність знижується. Згодом зменшується і зворотна напруга, яка може характеризувати стан ізоляції навіть краще, ніж пробивна напруга.

Пробивна напруга характеризує лише короткочасну міцність ізоляції і в ряді випадків може бути досить високою. Однак електрична міцність при тривалому впливі напруги виявляється недостатньою через електричні характеристики ізоляції, що погіршилися. Зокрема, у процесі старіння матеріалу збільшуються діелектричні втрати, які можуть призвести до теплового пробою діелектрика при тривалому застосуванні напруги. Кінцевим результатом контролю ізоляції є визначення придатності об'єкта для подальшої експлуатації. Рішення у тому, придатний чи непридатний об'єкт до роботи, приймається виходячи з порівняння результатів вимірів контрольованих параметрів із встановленими граничними значеннями — нормами.

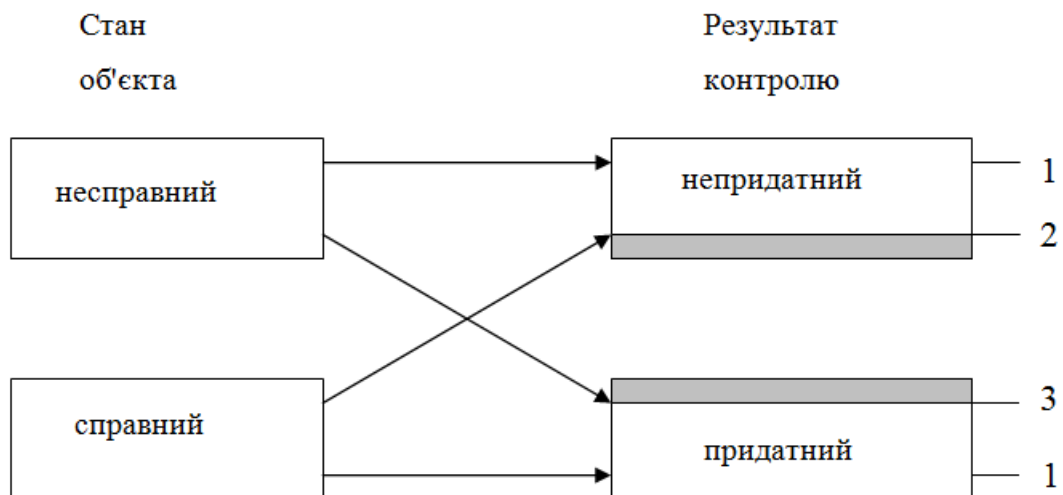
Результат вимірювання крім значення контрольованого параметра містить похибку, викликану похибками вимірювального комплексу і зовнішніми перешкодами. Тому завжди існує можливість отримання помилкового результату контролю:

- справний об'єкт буде визнаний непридатним (помилковий дефект або помилка першого роду);

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

- несправний об'єкт буде визнаний придатним (не знайдений дефект чи помилка другого роду).

Графічно формування результату при дво-альтернативному контролі показано на рис. 3.1 де заштриховані площі відповідають достовірності отримання недостовірних результатів контролю (помилки першого та другого роду).



1- достовірний результат; 2- помилка першого роду (помилковий дефект);

3- помилка другого роду (невизначений дефект)

Рисунок 3.1 – Формування результату при двоальтернативному контролі

Критерієм достовірності контролю може бути прийнята як умовна достовірність отримання правильного результату. Не вдаючись до математичного опису процесу оцінки достовірності контролю, слід зазначити, що пристосованість для практичних цілей конкретного методу контролю визначається співвідношенням достовірності отримання правильного та помилкового результатів [16].

Помилки першого та другого роду призводять до різних наслідків: якщо помилки першого роду (помилковий дефект) лише збільшують обсяг робіт з оновлення (ремонтів), то помилки другого роду (не знайдений дефект) спричиняють аварійне пошкодження обладнання.

Достовірність методу діагностики визначається ступенем зв'язку технічного стану об'єкта з параметрами, що його відображають. Як правило, цей

зв'язок - імовірнісний (стохастичний). Крім того, існує неоднозначність зв'язку значень контрольованих параметрів зі станом об'єкта за різних видів дефектів. Усе це створює помилки діагностування, пов'язані з недосконалістю методів контролю.

Часто достовірність появи помилок першого та другого роду буває взаємопов'язаною [17]. Як приклад на рис. 3.2 показані розподіли щільності достовірності значення деякого параметра x для двох сукупностей об'єктів одного типу: які не мають дефектів $f_1(x)$ і з дефектами ізоляції $f_2(x)$. Передбачається, що параметр x є прогностуючим, тобто є досить сильний зв'язок між його значенням та достовірністю відмови ізоляції.

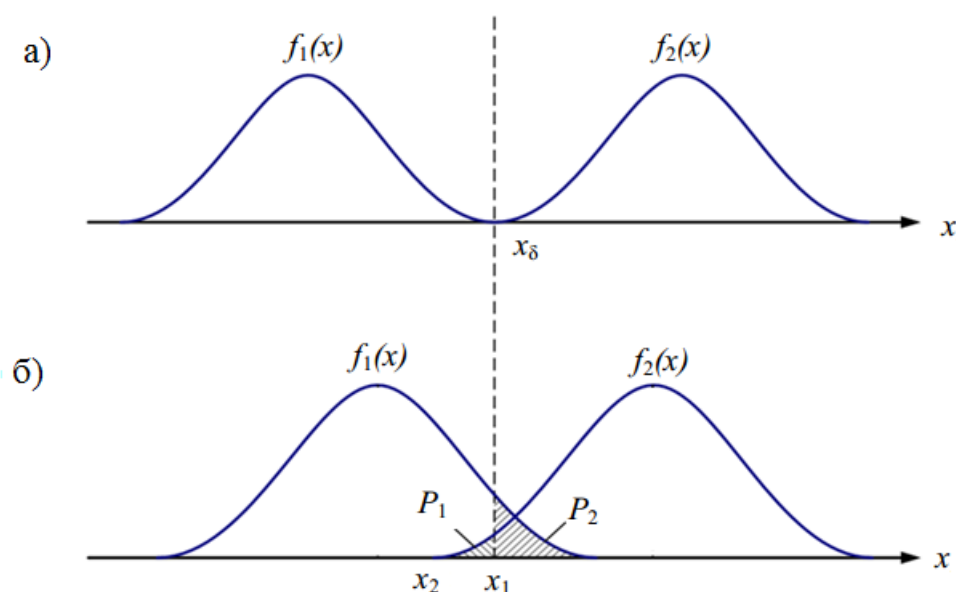


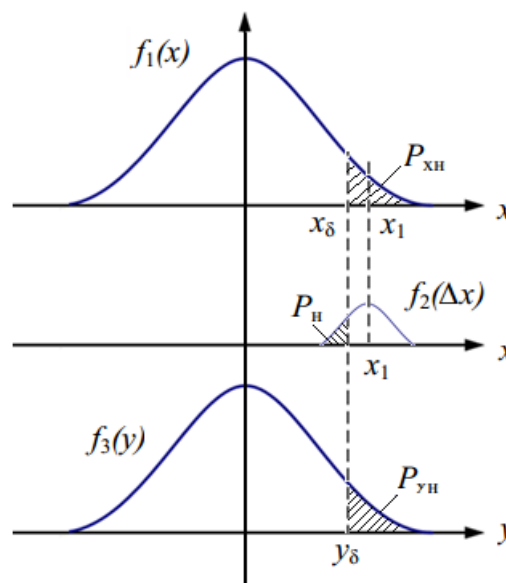
Рисунок 3.2 – Виникнення помилки внаслідок недосконалості процесу контролю

В ідеальному випадку (рис. 3.2,а) за значенням параметра x можлива однозначна класифікація об'єктів (придатний або непридатний), яка відповідає стану ізоляції (справна або несправна). Справжні розподіли значень параметра x обох сукупностей мають загальну зону (рис. 3.2,б). При цьому виникають помилки через недосконалість методу контролю. При бракувальному значенні параметра $x_0 = x_1$ ймовірність того, що дефект не буде знайдено, відповідає площі заштрихованої ділянки P_1 , а ймовірність бракування об'єктів без дефекту – площі

ділянки P_2 . Зменшення помилок другого роду забезпечується зниженням норми бракування до x_2 , при цьому істотно зростуть помилки першого роду (помилкове бракування) [18].

Крім недосконалості методів контролю, причиною помилок можуть бути також і похибки вимірювання.

Як приклад впливу похибок виміру на достовірність контролю розглянемо рис. 3.3, де наведено розподіл $f_1(x)$, що включає параметри всіх об'єктів даного типу (з дефектами і з справною ізоляцією).



$f_1(x)$ – розподіл щільності ймовірностей значень вимірюваного параметра x ; $f_2(\Delta x)$ – розподіл густини ймовірностей похибок вимірювання значення параметра x_1 ; $f_3(y)$ – розподіл густини ймовірностей результатів вимірювань

Рисунок 3.3 – Виникнення помилки через похибки вимірювань

Контролюється об'єкт із значенням параметра x_1 , яке перевищує бракувальний норматив x_δ , тобто об'єкт несправний і повинен бути віднесений до непридатних. Вимірювання проводиться з похибкою, що має розподіл $f_2(\Delta x)$. Тому замість значення параметра x із нормою буде порівнюватися результат виміру y .

Несправними вважаються об'єкти, параметр яких знаходиться в зоні $P_{хн}$, а за результатами контролю непридатними будуть визнані об'єкти, значення вимірювального параметра y яких знаходяться в зоні P_{yn} . Дефект не буде

виявлено, якщо вимірне значення y_δ буде менше бракувального $y_\delta = x_\delta$. На рис. 3.3 ймовірність P_n цієї події відповідає заштрихованій ділянці під кривою $f_2(\Delta x)$.

Для зменшення ймовірності того, що дефект не буде знайдено, необхідно збільшувати точність виміру. Проте, у випадках, коли визначальними стають похибки методу чи зовнішні похибки (завади), висока точність вимірювальних пристроїв не підвищує ефективність контролю і лише ускладнює процес вимірювань. Тому вважається достатнім, якщо середнє квадратичне відхилення результатів вимірювання σ не перевищуватиме однієї десятої середнього квадратичного відхилення сукупності контрольованих значень параметра [19].

3.2 Математична обробка результатів вимірювань при діагностуванні методом виміру зворотної напруги

1. Визначаємо середнє арифметичне значення вимірюваної величини X :

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n}{n} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i, \quad (3.1)$$

де X_i – результат вимірів;

n – кількість вимірів.

2. Розрахунок відхилень кожного виміру X_i від середнього значення $\bar{X}$

$$\Delta X_i = \bar{X} - X_i. \quad (3.2)$$

3. Розрахунок квадрата відхилення

$$\Delta X_i^2 = (\bar{X} - X_i)^2. \quad (3.3)$$

4. Знаходимо значення стандартного квадратичного відхилення за результатами вимірів

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

$$\sigma = \pm \sqrt{\frac{(\bar{X} - X_1)^2 + (\bar{X} - X_2)^2 + (\bar{X} - X_3)^2 + \dots + (\bar{X} - X_i)^2}{n-1}} = \pm \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\bar{X} - X_i)^2} \quad (3.4)$$

5. Обчислюємо стандартне відхилення середнього σ_X

$$\sigma_{\bar{X}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{1}{n(n-1)} \sum_{i=1}^n (\bar{X} - X_i)^2} \quad (3.5)$$

6. Обчислюємо відносне стандартне відхилення чи коефіцієнт варіації v

$$v = \pm \frac{\sigma}{\bar{X}} \cdot 100 \quad (3.6)$$

7. Обчислюємо довірчий інтервал

$$t_{P,X} \cdot \sigma_{\bar{X}} = \sigma_{\bar{X}} \cdot t_{0.95,n} = \Delta X \approx \sigma \quad (3.7)$$

де $(P)t$ – критерій за ймовірності $P = 0,95$ та ступеня свободи $f = n - 1$ або критерій Стюдента.

8. Представляєм аналіз результатів розрахунків.

Це означає, що результати вимірів з ймовірністю $P = 0,95$ укладаються в інтервал $\bar{X} \pm t_{P,X} \cdot \sigma_{\bar{X}}$ або $\bar{X} - t_{P,X} \cdot \sigma_{\bar{X}} \div \bar{X} + t_{P,X} \cdot \sigma_{\bar{X}}$

9. Знаходимо відносну помилку вимірів

$$\varepsilon_{\bar{X}} = \frac{\Delta X}{\bar{X}} \cdot 100\% \quad (3.8)$$

Інформативним параметром для визначення стану твердої ізоляції трансформатору є швидкість наростання зворотної напруги та коефіцієнт

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

нелінійності, який представляє собою відношення параметрів кривої, знятої при зарядній напрузі 2 кВ, до параметрів кривої при зарядній напрузі 1 кВ.

В часовому діапазоні, як показали дослідження, найбільш інформативною величиною для визначення стану твердої ізоляції є зворотна напруга, яка виміряна через 30 секунд після відключення ізоляції від землі. Тому будемо визначати коефіцієнт нелінійності в даний момент часу.

При проведенні вимірювання зворотної напруги на 30-й секунді випробування було отримано 10 паралельних результатів (табл. 3.1, табл. 3.2, графа 2).

Для визначення точності вимірювання застосовуємо алгоритм математичної обробки результатів прямих вимірів. Для проведення даної математичної обробки результатів вимірювання та використовуючи формули (3.1)...(3.8), складаємо розрахункові таблиці 3.1 та 3.2.

Таблиця 3.1 – Вимірювання зворотної напруги при зарядній напрузі 2 кВ

Номер виміру	Зворотна напруга X_i , В	Середнє значення зворотної напруги, В	Відхилення кожного вимірювання від середнього, В	Квадрат відхилення	σ	$\sigma_{\bar{x}}$	$t_{P,x} \cdot \sigma_{\bar{x}}$
1	122	121,3	0,7	0,49	1,337	0,423	0,956
2	120		-1,3	1,69			
3	121		-0,3	0,09			
4	120		-1,3	1,69			
5	119		-2,3	5,29			
6	122		0,7	0,49			
7	123		1,7	2,89			
8	122		0,7	0,49			
9	121		-0,3	0,09			
10	123		1,7	2,89			

Знаходимо відносне середнє квадратичне відхилення σ від фактичних даних їх середнього арифметичного значення:

$$\sigma_c = \frac{\sigma}{\bar{X}} \cdot 100\% = \frac{1,337}{121,3} \cdot 100 = 1,102\%.$$

Знаходимо стандартне відхилення середнього:

$$\sigma_{\bar{x}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} = \frac{1,337}{\sqrt{10}} = 0,423.$$

Визначаємо довірчий інтервал, тобто $t \cdot \sigma_{\bar{x}}$. При числі ступенів свободи $f = n - 1 = 10 - 1 = 9$ та ймовірності $P = 0,95$ знаходимо значення t -критерію або коефіцієнт Стюдента за довідковою таблицею, де $t = 2,26$. Тоді:

$$t \cdot \sigma_{\bar{x}} = 0,423 \cdot 2,26 = 0,956$$

Тоді отриманий результат із довірчим інтервалом можна представити у вигляді: $121,3 \pm 0,956$ В або $(121,3 - 0,956)$ В $\div$ $(121,3 + 0,956)$ В = $120,344 \div 122,256$ В.

Наведені цифри означають, що результати виміру зворотної напруги при зарядній напрузі 2 кВ з ймовірністю 0,95 (95%) укладаються в інтервалі від 120,344 до 122,256 В.

Аналогічні результати проведемо при вимірюванні зворотної напруги при зарядній напрузі 1 кВ. Результати розрахунків представлені в таблиці 3.2.

Знаходимо відносне середнє квадратичне відхилення σ від фактичних даних їх середнього арифметичного значення:

$$\sigma_c = \frac{\sigma}{\bar{X}} 100\% = \frac{1,033}{74,2} \cdot 100 = 1,392 \%$$

Знаходимо стандартне відхилення середнього:

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\sigma_{\bar{x}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} = \frac{1,033}{\sqrt{10}} = 0,327.$$

Таблиця 3.2 – Вимірювання зворотної напруги при зарядній напрузі 1 кВ

Номер виміру	Зворотна напруга X_i , В	Середнє значення зворотної напруги, В	Відхилення кожного вимірювання від середнього, В	Квадрат відхилення	σ	$\sigma_{\bar{x}}$	$t_{P,x} \cdot \sigma_{\bar{x}}$
1	73	74,2	-1,2	1,44	1,033	0,327	0,738
2	74		-0,2	0,04			
3	75		0,8	0,64			
4	73		-1,2	1,44			
5	74		-0,2	0,04			
6	76		1,8	3,24			
7	73		-1,2	1,44			
8	74		-0,2	0,04			
9	75		0,8	0,64			
10	75		0,8	0,64			

Визначаємо довірчий інтервал, тобто $t \cdot \sigma_{\bar{x}}$. При числі ступенів свободи $f = n - 1 = 10 - 1 = 9$ та ймовірності $P = 0,95$ знаходимо значення t -критерію або коефіцієнт Стюдента за довідковою таблицею, де $t = 2,26$. Тоді:

$$t \cdot \sigma_{\bar{x}} = 0,327 \cdot 2,26 = 0,729.$$

Тоді отриманий результат із довірчим інтервалом можна представити у вигляді: $74,2 \pm 0,739$ В або $(74,2 - 0,739)$ В ÷ $(74,2 + 0,739)$ В = $73,461 \div 74,939$ В.

Наведені цифри означають, що результати виміру зворотної напруги при зарядній напрузі 1 кВ з ймовірністю 0,95 (95%) укладаються в інтервалі від 73,461 до 74,939 В.

Тому коефіцієнт нелінійності, з ймовірністю 0,95 (95%) укладається в інтервалі від 1,631 до 1,638. При даних значеннях коефіцієнта можливо зробити висновок про справність твердої ізоляції трансформатору.

Якщо коефіцієнт нелінійності має значення більше 2, то тверда ізоляція трансформатору має дефектні ділянки.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

У магістерській роботі на основі виконаного дослідження різних методів діагностування ізоляції трансформаторів показано, що кожен з них виявляє деякі види дефектів з певним ступенем достовірності. Тому існує необхідність в підвищенні точності визначення стану твердої ізоляції, що можливо виконати за рахунок аналізу процесів поляризації в ізоляції.

Проведена робота показує, що про старіння ізоляції без її руйнування, можна судити за характером процесів поляризації, а саме за величиною зворотної напруги, як за жодним іншим параметром, а запропоновані критерії оцінки стану ізоляції є надійними.

Загальні наукові та практичні результати роботи полягають у наступному:

1. Встановлено, що швидкість наростання (початкова крутість кривих) зворотної напруги є найбільш інформативною характеристикою, набагато чутливішою до старіння ізоляції, ніж максимальна величина зворотної напруги чи інші характеристики ізоляції.

2. Визначено, що інформативним параметром для визначення стану твердої ізоляції трансформатору є коефіцієнт нелінійності, який представляє собою відношення параметрів кривої, знятої при зарядній напрузі 2 кВ, до параметрів кривої при зарядній напрузі 1 кВ.

3. Встановлено, що в часовому діапазоні, найбільш інформативною величиною для визначення стану твердої ізоляції є зворотна напруга, яка виміряна через 30 секунд після відключення ізоляції від землі.

4. Проведений ймовірнісний аналіз результатів досліджень показав, що коефіцієнт нелінійності при довірчій ймовірності 95%, що являється достатньою в технічних вимірах, укладається в інтервалі від 1,631 до 1,638, що являється достатньо точним для визначення стану твердої ізоляції. При даних значеннях коефіцієнта можливо зробити висновок про справність твердої ізоляції трансформатору.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Сафарбаков А. М. Основы технической диагностики: учеб. пособие для вузов/А. М. Сафарбаков, А. В. Лукьянов, С. В. Пахомов. – И.: ИрГУПС, 2006. – 216 с.
2. Могузов В. Ф. Обслуживание силовых трансформаторов / В. Ф. Могузов. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 192 с.
3. Алексеев Б.А. Системы непрерывного контроля состояния крупных силовых трансформаторов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009. – 128 с.
4. Голоднов Ю. М. Контроль за состоянием трансформаторов / Ю. М. Голоднов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 88 с.
5. Климов А.Г. Диагностическое оборудование и средства неразрушающего контроля для объектов энергетики / А.Г.Климов, В.Р. Козлов. – Энергетик, 2013. – 42 с.
6. Авдеева А. А. Хроматография в энергетике / А. А. Авдеева. – М.: Энергия, 1980. – 272 с.
7. Липштейн Р. А. Трансформаторное масло / Р. А. Липштейн, М. И. Шахнович. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 386 с.
8. Кузьмин О. А. Современные методы диагностики силовых трансформаторов / О. А. Кузьмин. – Пермь, 2013. – 188 с.
9. Сви П. М. Контроль изоляции оборудования высокого напряжения / П. М. Сви. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 128 с.
10. Лизунов С. Д. Силовые трансформаторы С. Д. Лизунов, А. К. Лоханин. – М.: Энергоиздат, 2014. – 616 с.
11. Голоднов Ю. М. Контроль за состоянием трансформаторов / Ю. М. Голоднов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 88 с.
12. Русов В.А. Измерение частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования / В.А.Русов. – Екатеринбург: УрГУПС, 2011. – 370 с.

13. Вдовико В. П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования / В.П.Вдовико. – Новосибирск: Наука, 2007. – 155 с.
14. Русов В.А. Диагностический мониторинг высоковольтных силовых трансформаторов / В.А.Русов. – Пермь: DIMRUS, 2012. – 159 с.
15. Холодный С.Д. Методы испытаний и диагностики в электроизоляционной и кабельной технике: учебное пособие / С.Д. Холодный, С.В. Серебрянников, М.А. Боев – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 232 с.
16. Пухаренко Ю.В. Статистическая обработка результатов измерений: учебное пособие для вузов / Ю. В. Пухаренко, В.А. Норин. – Санкт-Петербург: Лань, 2021. – 236 с.
17. Воронова Н.С. Анализ и представление результатов эксперимента: учебное пособие / Н.С. Воронова, С.Г. Бежанов, С.А. Воронов, Е.В. Хангулян, О.Ю. Цупко, А.И. Романов. – М.: НИЯУ МИФИ, 2015. – 120 с.
18. Шпаков П.С. Математическая обработка результатов измерений: учебное пособие / П. С. Шпаков, Ю. Л. Юнаков. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2014. – 410 с.
19. Бондарь А. А. Основы математической обработки информации: учебное пособие / А. А. Бондарь, С. С. Коробков. – Урал. гос. пед. ун-т. – Электрон. дан. – Екатеринбург, 2018. – 139 с.

					02.15.ЕС2021.РД.2021–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53