

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними та економічними процесами

Інтелектуальні системи енергопостачання

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
магістра

на тему: Методи діагностування стану ізоляції силових трансформаторів
за освітньою програмою Енергетичні та електромеханічні системи на
транспорті
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент
групи: ЕЕ2226



/ Вадим МОРОЗОВ /

Керівник:



/доцент Денис ЗЕМСЬКИЙ /

Нормоконтролер:



/доцент Ірина ПОТАПЧУК /

Засвідчую, що у цій роботі немає
запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент



Ministry of Education and Science of Ukraine
Ukrainian State University of Science and Technologies

Energy and economic processes management
Intellectual power supply systems

Explanatory Note
to Master's Thesis

on the topic: «Methods for diagnosing the insulation condition of power transformers»

according to educational curriculum Energy and electromechanical systems in transport

in the Specialty: 141 Power engineering, electrical engineering and electromechanics

Done by the student
of the group: EE2226:



/Vadim Morozov/

Scientific Supervisor:



/ Ass. Prof. Denys Zemskyi/

Normative controller:



/ Ass. Prof. Iryna Potapchuk/

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Другий (магістерський)

Освітня програма: «Енергетичні та електромеханічні системи на транспорті»

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» _____
(шифр та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ


(підпис)

/ Дмитро БОСИЙ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата 15.01.24

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу

магістр з електроенергетики, електротехніки та
електромеханіки

(ступінь вищої освіти)

студенту Морозову Вадиму Андрійовичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: «Методи діагностування стану ізоляції силових трансформаторів»

Керівник роботи: Земський Денис Романович, доктор філософії, без звання
(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від "13" вересня 2023 р. № 885ст

2. Строк подання студентом роботи: 08.01.2024 р.

3. Вихідні дані до роботи: відкриті технічні, наукові та нормативні джерела, навчальна література.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Аналіз методів діагностування ізоляції електротехнічного обладнання;

4.2 Діагностування стану ізоляції шляхом непрямої оцінки поляризації діелектрика;

4.3 Оцінка результатів вимірювань при діагностуванні стану ізоляції.

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

5.1 Принципова схема пристрою контролю ізоляції;

5.2 Схема підключення RVM 5462 для вимірювання часових параметрів.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз методів діагностування ізоляції електротехнічного обладнання	15.10.2023	
2	Діагностування стану ізоляції шляхом непрямої оцінки поляризації діелектрика	30.11.2023	
3	Оцінка результатів вимірювань при діагностуванні стану ізоляції	25.12.2023	
4	Висновки та рекомендації	30.12.2023	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	08.01.2024	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	17.01.2024	

Студент

Вадим МОРОЗОВ
(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)


(підпис)

Керівник роботи

Денис ЗЕМСЬКИЙ
(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)


(підпис)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка має обсяг 59 сторінок, складається із 3 розділів та містить 19 ілюстрації, 10 таблиць, 22 використаних джерела.

Об'єкт дослідження – ізоляція обмоток силових трансформаторів.

Мета роботи – підвищення достовірності при діагностуванні стану ізоляції силових трансформаторів.

Предмет дослідження – зворотня напруга та коефіцієнт нелінійності.

При вирішенні поставлених завдань в роботі виконані узагальнення і аналіз матеріалів науково-технічної літератури, використано методи математичної статистики, програмно-технічних засобів.

В роботі проведено дослідження існуючих методів діагностування ізоляції силових трансформаторів. Визначено фактори які впливають на стан ізоляції та проаналізовано можливості визначення її стану шляхом аналізу трансформаторного масла. Розглянуто основні види профілактичних випробувань для визначення стану ізоляції та проведено аналіз можливості оцінки стану ізоляції методом вимірювання часткових розрядів.

Проведено аналіз діагностування стану ізоляції шляхом непрямої оцінки поляризації діелектрика. Описано процес контролю стану ізоляції, принцип і послідовність проведення діагностичних вимірів.

Визначено інтервал достовірності для значення коефіцієнту нелінійності.

Ключові слова: ДІАГНОСТИКА, ІЗОЛЯЦІЯ, ТРАНСФОРМАТОРНЕ МАСЛО, ЧАСТКОВІ РОЗРЯДИ, ПОЛЯРИЗАЦІЯ, ЗВОРОТНА НАПРУГА, ПОХИБКА ВИМІРІВ

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ	10
1.1 Фактори які впливають на стан ізоляції трансформатору	10
1.2 Визначення стану ізоляції шляхом аналізу трансформаторного масла .	13
1.3 Оцінка стану ізоляції методом вимірювання часткових розрядів	18
1.4 Основні види профілактичних випробувань для визначення стану ізоляції	21
2 ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ШЛЯХОМ НЕПРЯМОЇ ОЦІНКИ ПОЛЯРИЗАЦІЇ ДІЕЛЕКТРИКА	27
2.1 Визначення стану ізоляції при аналізі поляризації діелектрика	27
2.2 Процес контролю стану ізоляції	32
2.3 Прилад для діагностики ізоляції за допомогою визначення зворотної напруги	35
2.4 Принцип проведення вимірювання.....	37
2.5 Послідовність проведення виміру	39
3. ОЦІНКА РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ ПРИ ДІАГНОСТУВАННІ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ	44
3.1 Характеристика похибки вимірів	44
3.2 Різновид виникнення похибки при випробуваннях ізоляції	47
3.3 Статистична обробка результатів вимірювань при діагностуванні стану ізоляції	50
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	56
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	57

02.15.EE2226.KPM.2024-ПЗ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Методи діагностування стану ізоляції силових трансформаторів		
Розробник		Морозов В.А.					
Керівник		Земський Д.Р.		15.01.24	Літ.		
Н.конт.				15.01.24			
					Літ.	Арк.	Аркушів
						6	59
					УЛЧЕТ КСР — 552226		

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет Управління енергетичними та економічними процесами
Кафедра «Інтелектуальні системи енергопостачання»

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
магістра

на тему: **Методи діагностування стану ізоляції силових трансформаторів**
за освітньою програмою **Електротехнічні системи електроспоживання**
зі спеціальності: **141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

Виконав студент групи: EE2226

_____ / **Вадим МОРОЗОВ** /

Керівник:

_____ / **Денис ЗЕМСЬКИЙ** /

Нормоконтролер:

_____ / **Андрій АНТОНОВ** /

Засвідчую, що у цій роботі немає
запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Ministry of Education and Science of Ukraine
Ukrainian State University of Science and Technologies

Faculty Management of energy and economic processes
Department Intelligent energy supply systems

Explanatory Note

to Master's Thesis
master

on the topic: **«Methods of diagnosing the state of insulation of power transformers»**
according to educational curriculum **Electrical systems of power consumption**
in the Specialty: **141 Electric power engineering, electrical engineering and electro
mechanics**

Done by the student of the group: EE2226 / Vadim MOROZOV /

Scientific Supervisor / Denys ZEMSKYI /

Normative controller: / Andrii ANTONOV /

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Другий (магістерський)

Освітня програма: «Енергетичні та електромеханічні системи на транспорті»

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» _____
(шифр та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ІСЕ

_____/ Дмитро БОСИЙ
(підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата _____

на кваліфікаційну роботу _____
(ступінь вищої освіти) **ЗАВДАННЯ**
магістр з електроенергетики, електротехніки
та електромеханіки

студенту Морозову Вадиму Андрійовичу
(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Методи діагностування стану ізоляції силових трансформаторів

Керівник роботи: Земський Денис Романович, доктор філософії, без звання
(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від "13" вересня 2023 р. № 885ст

2. Строк подання студентом роботи: 11.12.2023 р.

3. Вихідні дані до роботи: відкриті технічні, наукові та нормативні джерела, навчальна література.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Аналіз методів діагностування ізоляції електротехнічного обладнання;

4.2 Діагностування стану ізоляції шляхом непрямой оцінки поляризації діелектрика;

4.3 Оцінка результатів вимірювань при діагностуванні стану ізоляції.

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

5.1 Принципова схема пристрою контролю ізоляції;

5.2 Схема підключення RVM 5462 для вимірювання часових параметрів.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз методів діагностування ізоляції електротехнічного обладнання	15.10.2023	
2	Діагностування стану ізоляції шляхом непрямої оцінки поляризації діелектрика	31.10.2023	
3	Оцінка результатів вимірювань при діагностуванні стану ізоляції	20.11.2023	
4	Висновки та рекомендації	01.12.2023	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	11.12.2023	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	20.12.2023	

Студент

(підпис)

Вадим МОРОЗОВ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

(підпис)

Денис ЗЕМСЬКИЙ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи магістра

Пояснювальна записка має обсяг 59 сторінки, складається із 3 розділів та містить 19 ілюстрації, 10 таблиць, 22 використаних джерела.

Мета роботи – підвищення достовірності при діагностуванні стану ізоляції силових трансформаторів. Об'єкт дослідження – ізоляція обмоток силових трансформаторів. Предмет дослідження – зворотня напруга та коефіцієнт нелінійності.

При вирішенні поставлених завдань в роботі виконані узагальнення і аналіз матеріалів науково-технічної літератури, використано методи математичної статистики, програмно-технічних засобів.

В роботі проведено дослідження існуючих методів діагностування ізоляції силових трансформаторів. Визначено фактори які впливають на стан ізоляції та проаналізовано можливості визначення її стану шляхом аналізу трансформаторного масла. Розглянуто основні види профілактичних випробувань для визначення стану ізоляції та проведено аналіз можливості оцінки стану ізоляції методом вимірювання часткових розрядів.

Проведено аналіз діагностування стану ізоляції шляхом непрямої оцінки поляризації діелектрика. Описано процес контролю стану ізоляції, принцип і послідовність проведення діагностичних вимірів.

Визначено інтервал достовірності для значення коефіцієнту нелінійності.

Ключові слова: ДІАГНОСТИКА, ІЗОЛЯЦІЯ, ТРАНСФОРМАТОРНЕ МАСЛО, ЧАСТКОВІ РОЗРЯДИ, ПОЛЯРИЗАЦІЯ, ЗВОРОТНА НАПРУГА, ПОХИБКА ВИМІРІВ

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ	10
1.1 Фактори які впливають на стан ізоляції трансформатору	10
1.2 Визначення стану ізоляції шляхом аналізу трансформаторного масла.....	13
1.3 Оцінка стану ізоляції методом вимірювання часткових розрядів	14
1.4 Основні види профілактичних випробувань для визначення стану ізоляції	20
2 ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ШЛЯХОМ НЕПРЯМОЇ ОЦІНКИ ПОЛЯРИЗАЦІЇ ДІЕЛЕКТРИКА	27
2.1 Визначення стану ізоляції при аналізі поляризації діелектрика	27
2.2 Процес контролю стану ізоляції	32
2.3 Прилад для діагностики ізоляції за допомогою визначення зворотної напруги	35
2.4 Принцип проведення вимірювання.....	37
2.5 Послідовність проведення виміру.....	39
3. ОЦІНКА РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ ПРИ ДІАГНОСТУВАННІ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ	44
3.1 Характеристика похибки вимірів	44
3.2 Різновид виникнення похибки при випробуваннях ізоляції	47
3.3 Статистична обробка результатів вимірювань при діагностуванні стану ізоляції.....	50
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	57
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	58

					02.15.ЕЕ2226.РД.2023–ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробник		Морозов В.А.			Методи діагностування стану ізоляції силових трансформаторів	Літ.	Арк.
							Аркушів
							6
							59
Керівник		Земський Д.Р.				УДУНТ, ІСЕ, гр. ЕЕ2226	
Н. контр.		Антонов А.В.					
Зав.каф		Босий Д.О.					

ВСТУП

Актуальність роботи. Найдорожчими та найвідповідальнішими елементами в системі електропостачання залізниці являються силові трансформатори.

За тривалий час в процесі експлуатації силові трансформатори піддаються впливу багатьох випадкових причин, які по-різному впливають на їх технічний стан. Різноманіття характеру впливу експлуатаційних факторів на силові трансформатори призводить до того, що при одній і тій же тривалості експлуатації навіть однотипні об'єкти мають різні показники технічного стану.

Одним з найбільш небезпечних пошкоджень, що призводить до значних фінансових втрат є ушкодження ізоляції трансформаторів, які можуть бути викликані багатьма причинами: недоробкою конструкції, невизначеними в процесі виготовлення дефектами, порушеннями правил перевезення, технології монтажу, перевантаженням в процесі роботи, впливу частих коротких замикань електричних перенапруг та експлуатацію в інших екстремальних умовах.

Для тривалого терміну служби трансформатора, поєднання його підвищеної температури і високої температури навколишнього середовища - несприятливі фактори, що також прискорюють старіння ізоляції. Старіння ізоляції в кінцевому підсумку може призвести до катастрофічних збоїв у трансформаторі. Тому існує необхідність своєчасного виявлення виникаючого дефекту, що дасть можливість вжити заходів щодо запобігання його розвитку і збереження працездатного стану трансформатора.

Очевидно, що в цих умовах підвищення ефективності діагностики стану силового трансформатора видається цілком виправданим. Сучасна система діагностики силового трансформатора повинна відповідати сучасним вимогам, крім виявлення виду пошкодження, повинна давати діагноз про справність ізоляції трансформатору з високим ступенем достовірності.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Своєчасна діагностика способом непрямої оцінки поляризації діелектрика дозволить визначати стан ізоляції трансформаторів з високою точністю та підтримувати надійність даних об'єктів на високому рівні.

Зв'язок роботи з науковими програмами. Робота відповідає науковим напрямкам роботи кафедри «Інтелектуальні системи енергопостачання» Український державний університет науки і технологій.

Мета і завдання роботи. Метою роботи є підвищення точності діагностуванні стану ізоляції силових трансформаторів. Поставленні наступі завдання:

1. Аналіз відомих методів діагностування стану ізоляції.
2. Вивчення методу діагностування ізоляції при аналізі поляризації діелектрика.
3. Вимірювання зворотної напруги та розрахунок коефіцієнта нелінійності з настрою статистичною оцінкою результатів вимірювання.

Об'єкт дослідження – ізоляція обмоток силових трансформаторів.

Предмет дослідження – зворотня напруга та коефіцієнт нелінійності.

Методи дослідження. При вирішенні поставлених завдань в роботі виконані узагальнення і аналіз матеріалів науково-технічної літератури, використано методи математичної статистики, програмно-технічних засобів.

Наукова новизна та основні положення, які виносяться на захист:

1. Отримано новий метод визначення стану ізоляції обмоток трансформатору з використанням непрямої оцінки поляризації діелектрика.
2. Визначено ймовірну похибку результатів випробування при тестуванні стану ізоляції методом непрямої оцінки поляризації діелектрика.

Практичне значення отриманих результатів: запропонований метод діагностики може бути використаний для визначення стану ізоляції обмоток силового трансформатору.

Особистий внесок здобувача. Постановку мети та завдань дослідження виконано спільно з науковим керівником. Основні наукові положення, теоретичні дослідження, розрахунки, зіставлення та аналіз отриманих

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

Морозов В. А. Дослідження стану ізоляції силових трансформаторів / Наука і сталий розвиток транспорту 2023: Збірник тез доповідей Всеукраїнської науково-технічної конференції студентів і молодих учених 27 жовтня 2023 р. – Дніпро: УДУНТ, 2023. – 119 с.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Фактори які впливають на стан ізоляції трансформатору

Надійність сучасного електротехнічного обладнання визначається його конструкцією та якістю виготовлення. Однак у ході експлуатації через процеси старіння матеріалів та зовнішній вплив надійність обладнання знижується. Створення електрообладнання, показники надійності якого за весь період експлуатації не стануть нижчими за допустимі, - завдання досить трудомістке і в значному числі випадків економічно недоцільне. Тому в ході експлуатації обладнання необхідно проведення робіт по підтримці необхідного технічного стану.

Порушення нормального режиму роботи трансформаторів можуть бути викликані різними причинами, такими як: недоробкою конструкції, прихованими дефектами виготовлення, порушеннями технології монтажу, правил перевезення або правил експлуатації, неякісним або несвоєчасним ремонтом. Частіше всього пошкодження відбувається не відразу, а після деякого тривалого впливу несприятливого фактору.

Надійність трансформаторів високої напруги у значній мірі визначається працездатністю ізоляції [1]. Старіння діелектрика ізоляційних конструкцій – поступова його зміна, що супроводжується погіршенням або повною втратою ізоляційних властивостей – викликається низкою процесів, пов'язаних з хімічними, тепловими, механічними та електричними впливами. Ці процеси діють одночасно та взаємозалежні; кожен із них може викликати появу іншого.

До хімічних процесів погіршення органічних ізоляційних матеріалів відносяться окислення та інші хімічні реакції з агресивними компонентами навколишнього середовища, яким сприяють наявність вологи і підвищена температура. Під впливом нагрівання, викликаного зовнішніми причинами та діелектричними втратами, виникає знос, що супроводжується розпадом речовини, появою крихкості матеріалу, зниженням його електричної міцності.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Одні з головних факторів, що відповідають за старіння ізоляції трансформаторів є температура, кисень та вологість. Також суттєвими факторами є експлуатація в екстремальних умовах, а також поєднання несприятливих умов навколишнього середовища (наприклад висока температура та вологість), часті короткі замикання та електричні перенапруги.

До основних явищ старіння, обумовленого причинами електричного характеру, належать фізичні та хімічні зміни органічних ізоляційних матеріалів, спричинені іонізаційними процесами (частковими розрядами) [2].

Механічні впливи, спричиняючи порушення цілісності матеріалу (розриви, розшарування), також знижують електричну міцність ізоляційної конструкції.

Ізоляційне масло, будучи одним з елементів ізоляційної конструкції, виконує ще роль тепловідвідного та захисного середовища. При старінні масло окислюється, що призводить до утворення органічних кислот, розчинних в маслі і створюються осади (шлам). Зволоження знижує його електричну міцність. Термічні дії приводять до крекінгу [3].

Старіння масла призводить до зниження надійності всієї ізоляційної конструкції, оскільки підвищена кислотність сприяє старінню твердої ізоляції, а осадження шламу збільшує діелектричні втрати та погіршує відведення тепла. Волога з масла, переходячи в жорсткий діелектрик, посилює в ньому процеси руйнування. Наявність у маслі бульбашок газу сприяє розвитку часткових розрядів (ЧР).

Кінцевим результатом впливу перерахованих факторів на ізоляційну конструкцію є зміна структури діелектриків, їх властивостей, поява ушкоджень (дефектів).

До найбільш важких наслідків призводять пошкодження виткової і головної ізоляції трансформаторів. Погано просушені паперова ізоляція, зволене або забруднене трансформаторне масло, викликають місцеве ослаблення твердої ізоляції з подальшим виникненням повзучого розряду та можливим подальшим пробоем [4].

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При порушенні гумових та інших ущільнень в негерметичних вводах волога з атмосфери може просочуватися в трансформаторне масло, створюючи зволоження ізоляції трансформатора.

Характер подальшого розвитку дефекту при зволоженні ізоляції може бути різним: зниження електричної міцності з подальшим пробоем, виникнення часткових розрядів, що руйнують тверду ізоляцію, тепловою пробоем через збільшення діелектричних втрат, перекриття внаслідок перерозподілу напруги тощо.

Виникнення часткових розрядів не обов'язково пов'язане із зволоженням; достатньо наявності місцевого збільшення напруженості електричного поля. В умовах експлуатації однією з причин, що викликають часткові розряди, є поява в товщі ізоляції газових бульбашок через погане вакуумування масла, наявності місцевих перегрівів, що викликають її розкладання, і т.п.

Електрична міцність ізоляції порушується також за наявності дрібних дефектів в трансформаторах. Дефекти в ізоляції трансформаторів можуть бути викликані багатьма факторами: струмами к.з., перенапруженнями, впливами навколишнього середовища, хімічними реакціями, спровоковані розвитком інших дефектів, а також помилками при конструюванні, монтажних та ремонтних роботах на трансформаторі [5].

При наявності даних дефектів може з'явитися "повзучий розряд" - постійне руйнування ізоляції місцевими розрядами. Місцеві розряди виникають на поверхні діелектрика під дією робочої напруги. На поверхні ізоляції з'являється сітка струмопровідних каналів. Скорочення ізоляційного проміжку, що виникає при цьому, веде до пробоем ізоляції з утворенням потужної дуги всередині бака.

Інша група причин погіршення органічної ізоляції пов'язана із тепловими впливами. Теплове зношення виткової ізоляції прискорюється при набуханні додаткової ізоляції котушок. Набухання призводить до припинення циркуляції масла через перекриття масляних каналів. Механічні пошкодження виткової ізоляції відбуваються при коротких замиканнях в зовнішній мережі через

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

недостатню електродинамічну стійкість трансформаторів (ослаблення запресовок обмоток).

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. При тривалому терміні служби трансформатора, поєднання його підвищеної температури і високої температури навколишнього середовища – несприятливі фактори, що прискорюють старіння ізоляції [6].

Перегрів ізоляції призводить до різкого зниження її механічної міцності, що створює умови для розвитку пошкоджень.

В даний час, як правило, застосовуються непрямі методи визначення ступеня старіння твердої ізоляції. Для цього використовується ряд параметрів ізоляції, значення яких визначають процеси, що проходять в діелектриках: поляризація, абсорбція, іонізація, провідність. Для діагностики використовується також залежність їх від температури, прикладеної напруги, часу і т.д. Істотне число дефектів виявляється за зміною фізико-хімічних властивостей ізоляційного масла та наявністю в ньому продуктів розкладання матеріалів конструкції.

Тому необхідно щоб стан ізоляції трансформатору знаходився під регулярним та ретельним контролем, тоді процес старіння ізоляційних конструкцій можна прогнозувати, що дасть можливість продовжити термін експлуатації трансформатору.

1.2 Визначення стану ізоляції шляхом аналізу трансформаторного масла

В електротехнічному обладнанні трансформаторне масло є одним з важливих елементів ізоляційної конструкції.

В останнє десятиліття широкого поширення набув хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі, який показав задовільні результати для діагностики стану трансформатора.

У реальному трансформаторі процеси, що викликають газовиділення, відбуваються одночасно при погіршенні ізоляційних властивостей різних

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

матеріалів (масло, папір, картон, дерево, пластмаса, ізоляційний лак та ін). Склад газів, що виділяються при пошкодженнях, дефектів розвитку різноманітний. За допомогою сучасних хроматографів можна виміряти багато компонентів розчинених в трансформаторному маслі газів: водень, метан, етан, ацетилен, етилен, окис, двоокис вуглецю та інші [7].

Склад газів, що сигналізують про дефект та їх концентрація, залежить від конструкції трансформатора, індивідуальних особливостей дефекту та місця взяття проби. У трансформаторах, розширювачі яких мають сполучення з повітрям, у міру наближення до місця дефекту концентрація цих газів зростає. У трансформаторах з азотним захистом газу, що виділилися, поступово накопичуються над поверхнею масла. У трансформаторах з плівковим захистом газу, що виділилися, в основному розчинені в маслі [8].

Аналіз газів, розчинених у маслі, забезпечує раннє виявлення дефектів і, отже, є найкращим способом діагностування. Діагностування дозволяє визначити об'єкти (елементи трансформатора) із дефектами, швидкість розвитку дефектів, пояснювати їх характер та оцінити ступінь небезпеки.

Однією з найчастіше використовуваних ознак оцінки є концентрація діагностичних газів. На основі встановлених граничних значень концентрації аналізованих газів, проводиться порівняння фактичної концентрації і робиться висновок про стан масла по газах та про елементи ізоляції з дефектами [9].

Зазвичай верхнє гранично допустиме значення газу визначаються статистично з певною ймовірністю меж і значень концентрації діагностичних газів всієї сукупності експлуатованих трансформаторів без явних ознак будь-яких дефектів. Наближення вимірних значень концентрації до граничних свідчить про збільшення зносу ізоляції, а досягнення граничного значення - це відмова.

При руйнуванні ізоляції, пов'язаному з наявністю ушкоджень, інтенсивність процесів газовиділення різко підвищується; може змінитися також склад газів та його співвідношення.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Пошкодження у трансформаторі можуть мати різний характер. Типовими їх проявами є: дуговий розряд, малопотужні іскрові розряди в маслі, часткові розряди, місцеві перегріви. Кожному виду дефекту відповідає певний набір газів, що виділяються при руйнуванні ізоляції (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Склад розчинених у маслі газів, характерних для різних дефектів трансформаторів

Види дефектів	Гази						
	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Руйнування масла електричними розрядами							
дуговими	а	б	г	б	а	г	г
іскровими	а	в	г	в	а	г	г
частковими	а	в	г	г	в(д)	г	г
Руйнування просоченою маслом паперу електричними розрядами							
дуговими	а	б	г	б	а	б	в
іскровими	а	в	г	в	а	в	в
частковими	а	в	г	г	в(д)	в	в
Місцеві перегріви в маслі за температури:							
до 300 °С	г	б	а	в	-	г	г
від 300 °С до 700 °С	в	б,в	г	а	г	г	г
вище 700 °С	в	б,в	г	а	б,в	г	г
Місцевий перегрів просоченого маслом паперу при температурах 300 °С	г	б	а	в	-	б,в	а

Примітка: а - основний газ для даного дефекту; б - характерний газ із високим вмістом; в - характерний газ з малим вмістом; г – нехарактерний газ; д - тільки при високій щільності енергії, що виділяється

У реальному трансформаторі процеси, що викликають газовиділення, можуть відбуватися одночасно за участю різних матеріалів (масла, паперу, картону, дерева, пластмас). Крім того, ці процеси можуть відрізнятися за інтенсивністю

(що виділяється в місці дефекту енергії). Тому склад газів, що виділяються при ушкодженнях, може значно змінюватися.

Зазвичай перевищення допустимих концентрацій газів, розчинених в маслі, означає перехід трансформатора в групу підвищеного ризику, що свідчить про необхідність більш ретельного та частого контролю.

Досвід експлуатації показав, якщо швидкість збільшення концентрації діагностичного газу перевищує 10% на місяць, це свідчить про розвиток небезпечного дефекту. При швидкості зростання концентрації понад 15% на місяць доцільно вжити заходів до термінового виявлення дефекту (включаючи огляд активної частини трансформатора).

Оцінка характеру та безпеки дефекту проводиться за наявності певних діагностичних газів, що відповідають кожному виду ушкодження, а також за співвідношенням концентрації цих газів. Практика показала, що співвідношення між концентраціями різних газів та зміна швидкості газовиділення є більш важливими для діагнозу даними, ніж відомості про наявність газів та їх концентрацію. Загальна оцінка стану трансформатора проводиться після аналізу сукупності отриманих даних. При цьому особливу увагу слід приділяти результатам оцінки безпеки дефекту та швидкості його розвитку [10].

Виділення трансформаторів з передбачуваними дефектами проводиться на підставі норм, наведених у табл. 1.2. Характер ушкодження внутрішньої ізоляції встановлюється виходячи з даних табл. 1.3 та 1.4.

Методика виділення газів істотно впливає на точність визначення концентрацій контрольованих газів. Розбіжності в методиці виділення нерідко є причиною значних розбіжностей в результатах аналізів, проведених у різних лабораторіях.

Щоб результати випробування або аналізу масла були достовірними, відбір проб повинен проводитися акуратно, з тим, щоб не допустити зволоження або забруднення масла.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Граничні значення концентрацій газів, розчинених у маслі трансформаторів

Захист масла	Концентрація газів, мкл/л						Тривалість експлуатації, років
	H ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	
Відкритий розширювач	670	2200	95	10	10	10	0,8...10
Азотний захист	900	870	88	10	10	10	1...15
Плівковий захист	1100	230	170	10	10	10	0,2...5,5

Таблиця 1.3 – Контроль за швидкістю збільшення концентрацій газів

Швидкість наростання концентрації, мкл/л за 100 г					Діагноз
H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	
10	10	2	1,25	0,75	ЧР в маслі
80	20	6	11	1,25	ЧР в твердій ізоляції (повзучий розряд)
1	0,2	0,02	0,2	0,02	Непошкоджений трансформатор

Таблиця 1.4 – Контроль по відношенню концентрацій характерних пар газів

Діагностичне співвідношення						Діагноз
$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
$\geq 0,4;$ < 1	$\leq 0,2$	$< 0,2$	$> 1; < 2$	$< 0,5$	$> 2; \leq 5$	ЧР в маслі, інтенсивність $10^{-8} \dots 10^{-9}$ Кл
$< 0,4$	$> 0,2;$ $< 1,0$	$< 0,2$	$> 0,5;$ < 1	$< 0,5$	> 5	ЧР в твердій ізоляції (повзучий розряд)
≥ 1	≥ 1	$\geq 0,2$	$\leq 0,5$	$\geq 0,5$	Не показово	Теплові пошкодження

Завдяки достатній ефективності діагностики стану трансформаторів шляхом хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів значно зменшується обсяг робіт з традиційними вимірами характеристик ізоляції трансформаторів, що потребують їх відключення.

1.3 Оцінка стану ізоляції методом вимірювання часткових розрядів

При тривалій дії експлуатаційних факторів (електричного поля, змін температури, механічних впливів, зволоження тощо) в ізоляції обладнання високої напруги можуть виникнути ослаблені місця - дефекти. Зазвичай такими дефектами є газові (повітряні) включення в твердому або рідкому діелектрику, що виникли або через порушення структури ізоляції (розшарування, розриви), або через попадання в конструкцію газів (газовиділення з ізоляції, погане вакуумування тощо). Дефекти також можуть бути наслідком неякісного заводського виготовлення ізоляції.

Напруженість електричного поля в газовому включенні перевищує напруженість поля в навколишньому твердому або рідкому діелектрику, так як постійна діелектрична їх вище, ніж діелектрична постійна газу. Електрична міцність газів у включенні нижче, ніж міцність решти ізоляції. Це створює умови виникнення пробою чи перекриття ізоляції у місці дефекту - часткового розряду [11].

Часткові розряди, будучи наслідком дефектів ізоляційної конструкції, в той же час, є одним з процесів, що викликають подальше руйнування діелектриків.

Частковим розрядом (ЧР) називається електричний розряд, який шунтує лише частину ізоляції між електродами під різними потенціалами. Він виникає внаслідок іонізації газу або рідкого діелектрика і може відбуватися на поверхні розділу середовищ, так і всередині ізоляції. Процес виникнення та розвитку ЧР істотно залежить від типу застосованого діелектрика та конструктивних особливостей ізоляції об'єкта.

Ізоляцію неорганічного походження (порцеляну, скло, слюду і т. п.) ЧР практично не руйнують. Тому розвиток дефекту в ізоляції такого типу може бути пов'язаний лише з побічною дією ЧР (руйнуванням сполучного лаку,

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

збільшенням провідності поверхонь через оксиди, що виникають при розрядах у повітрі тощо).

Органічна ізоляція всіх видів (папір, масло, пластики) інтенсивно руйнується як самими ЧР, так і побічними продуктами їх дії. Зрештою, вплив ЧР призводить до розвитку дефекту та пробою (перекриття) всієї ізоляції.

Для діелектриків, що руйнуються ЧР, розрізняють розряди двох істотно різних видів - початкові та критичні. Початкові часткові розряди - це розряди слабкої інтенсивності, що не призводять до помітного руйнування ізоляції при тривалому (тисячі годин) впливі і не знижують при короткочасному впливі значення напруги згасання розрядів. За тривалого існування таких розрядів відбувається старіння ізоляції. Критичні часткові розряди - розряди великої інтенсивності, що викликають швидке руйнування ізоляції та зниження значення напруги згасання розрядів.

Випромінювання, викликане імпульсами струму ЧР, або індуковані ними струми можуть бути виявлені відповідним приймачем у широкій області частот. Для цілей технічної діагностики ізоляції широко використовуються електричні методи, засновані на вимірі струму перехідного процесу в схемі контролю, а також акустичні методи виявлення імпульсів тиску, викликаних розрядами.

Показання акустичних вимірювальних пристроїв суттєво залежить від місця виникнення розрядів, умов проходження сигналів і загасання в елементах ізоляційної конструкції.

Часткові розряди можуть виявлятися акустичними методами або з електромагнітного випромінювання в широкому діапазоні частот. Для виявлення часткових розрядів в ланцюг шини заземлень баків встановлюють високочастотні трансформатори струму. На корпусі бака розміщують акустичні датчики, що перетворюють звук в електричний сигнал [11].

Акустичний спосіб виявлення дефекту активної частини трансформатора точно визначає місце розташування джерела неприпустимих ЧР (локація ЧР). Цей спосіб заснований на вимірюванні запізнювання акустичної хвилі, яка збуджується частковим розрядом, тобто часу її проходження від джерела

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

розрядів до акустичного датчика (або різниці часів проходження хвилі до відповідних датчиків, встановлених в різних точках стінки бака).

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

Перешкоди при вимірюванні ЧР, що викликані наявністю значних внутрішніх та зовнішніх завад одного рівня з корисним сигналом, труднощі з інтерпретацією результатів вимірювань і визначення місця ЧР у значній мірі знижуються при використанні акустичних методів контролю ЧР.

Тому акустичні методи контролю можуть використовуватися лише виявлення наявності часткових розрядів. Основна область застосування цих методів - визначення місця виникнення розрядів в обладнанні для встановлення місця розташування дефекту.

Практично виявлені в умовах експлуатації ЧР є небезпечними (руйнуючими). Тому бракувальним критерієм є сам факт виявлення ЧР в ізоляції. Через досить швидкий розвиток дефектів необхідний частий контроль. Для особливо відповідальних об'єктів доцільний безперервний контроль із сигналізацією про виникнення небезпечних ЧР.

Безпосередня індикація ЧР необхідна лише для виявлення дефектів, що швидко розвиваються. При пошкодженнях, пов'язаних з тривало протікаючими ЧР, можливо їх виявлення за непрямыми ознаками.

1.4 Основні види профілактичних випробувань для визначення стану ізоляції

Профілактичні випробування – це один з методів контролю стану ізоляції трансформаторів в процесі експлуатації. Ізоляція піддається тепловим, механічним і електричним впливам. При цьому прискорюється протікання хімічних процесів (окислення), змінюється структура ізоляції, знижується механічна міцність, відбувається розшарування. Особливо шкідливі впливи на ізоляцію трансформаторів надають зволоження і забруднення. Повністю

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

уникнути шкідливих впливів практично неможливо. В результаті ізоляція старіє і в ній виникають загальні, (рівномірно розподілені) і місцеві (зосереджені) дефекти. Навіть такий ефективний засіб діагностики стану трансформаторів, як хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів, не кажучи вже про зовнішньому огляді, не дозволяє виявити всіх можливих дефектів ізоляції. Саме цим викликана необхідність проведення профілактичних випробувань з відключенням трансформатора.

Основні види профілактичних випробувань ізоляції трансформаторів полягає в описаних нижче вимірах.

Вимірювання опору ізоляції проводиться за допомогою мегомметра і є одним з найбільш простих і поширених видів випробувань. Воно може дати уявлення про середній стан ізоляції, при явних пошкодженнях вказати на їх наявність, а в деяких випадках допомагає визначити місце дефекту [12].

Для вимірювання опору ізоляції трансформатора використовуються мегаомметри з напругою 2,5 кВ. Для трансформаторів 220 кВ і більше доцільно застосовувати мегаомметр із стабілізуючою електронної приставкою.

Нормами обмежені мінімальні значення опору ізоляції обмоток при введенні в експлуатацію і після капітального ремонту (табл. 1.5).

При капітальному ремонті опір ізоляції обмоток трансформаторів до 35 кВ включно потужністю до 10 000 кВА включно не повинен знизитися більш ніж на 40 %, для інших трансформаторів - на 30 %. Більш значне зменшення свідчить про зволоження або забруднення ізоляції в процесі ремонту. У всіх випадках, у тому числі, коли мінімально допустиме значення опору ізоляції не обумовлено, воно не повинно зменшуватися в порівнянні з попереднім вимірюванням більш ніж в 2 рази. При більшому зменшенні необхідно з'ясувати причину цього і вжити заходів з відновлення ізоляції [13].

Іншим параметром визначення стану ізоляції є коефіцієнт абсорбції, який виражається відношенням опору ізоляції, виміряного через 60 с після подачі напруги від мегаомметра, до опору, виміряного через 15 с, тобто $K_{аб} = R_{60}/R_{15}$. Він характеризує ступінь зволоження і забруднення ізоляції. Для сухої ізоляції

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

цей коефіцієнт дорівнює 1,5...2, для сильно зволоженої він близький до одиниці [14]. Коефіцієнт абсорбції залежить від температури, наближаючись до одиниці при 80 °С. Тому вимірювання повинні проводитися при температурі 10...30 °С. При введенні в експлуатацію і після капітального ремонту ізоляція вважається задовільною, якщо $K_{аб} > 1,3$.

Таблиця 1.5 – Мінімальний опір ізоляції обмоток трансформаторів

Вид випробувань	Номинальні дані трансформатора		Мінімальна R_{60} , МОм, при температурі обмоток, °С						
	Напруга, кВ	Потужність, кВА	10	20	30	40	50	60	70
При введенні в експлуатацію	<35	<10000	450	300	200	130	90	60	40
		>10000	900	600	400	260	180	120	80
	110...750	всіх потужностей	Не менш 50% значення, зазначеного в паспорті						
Після капітального ремонту	<35	всіх потужностей	450	300	200	130	90	60	40
	110	всіх потужностей	900	600	400	260	180	120	80

Інформативним параметром визначення стану ізоляції може бути тангенс кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток трансформатору. При цьому його значення не нормується, але має враховуватися при комплексній оцінці результатів вимірювання стану ізоляції, зокрема при розрахунковому визначенні її вологовмісту. Порівняння значень $\text{tg}\delta$ із заводськими (паспортними) або іншим даними повинно проводитися строго при одній і тій же температурі. Якщо виміри проведено при різній температурі, то результати перераховують. Граничні значення $\text{tg} \delta$ наведені в табл. 1.6.

Характеристики ізоляції (це відноситься до виміру R_{60} і $\text{tg}\delta$) вимірюють при температурі ізоляції не нижче +10 °С, якщо інше не зазначено в паспорті трансформатора. При сталій або повільно падаючій температурі за температуру ізоляції приймають температуру верхніх шарів масла [2].

Таблиця 1.6 – Граничні значення тангенса кута діелектричних втрат ізоляції обмоток трансформатора

Вид випробувань	Номинальні дані трансформатора		tg δ ,%, при температурі обмоток, °C						
	Напруга, кВ	Потужність, кВА	10	20	30	40	50	60	70
При введенні в експлуатацію	<35	<6300	1,2	1,5	2	2,5	3,4	4,5	6
	100...750	>10000	0,8	1	1,3	1,7	2,3	3	4
		всіх потужностей	<1 або <130% значення, зазначеного в паспорті						
Після капітального ремонту	<35	>10000	1,8	2,5	3,5	5	7	10	14
	110...150	всіх потужностей	1,8	2,5	3,5	5	7	10	14
	220...500	всіх потужностей	1	1,3	1,6	2	2,5	3,2	4

Тангенс кута діелектричних втрат, хоча і дозволяє оцінювати забруднення і зволоження твердої ізоляції і масла, може привести до неправильних висновків. Наприклад в практиці мають місце випадки, коли при капітальному ремонті ізоляція трансформатора сушиться і незадовільна, але за рахунок заливки майже ідеально "сухого" і чистого масла загальний tg δ (а також опір ізоляції і коефіцієнт абсорбції) доводиться до задовільного значення. Такі трансформатори в експлуатації мають знижену надійність. Тому непряма оцінка вмісту води твердої ізоляції трансформатора за значенням, наприклад, tg δ , не може бути визнана достатньою.

Показові результати можуть дати способи оцінки стану ізоляції силових трансформаторів за допомогою методів «ємність-частота» та «ємність-час».

Дані методи застосовують тільки для оцінки зволоження ізоляції трансформаторів, так як дефекти ізоляції, не пов'язані з зволоженням, наприклад забруднення, тріщини та інші, практично не впливають на результати вимірів. В основу цих методів покладено явище збільшення абсорбційної ємності ізоляції при її зволоженні. Метод «ємність - частота» заснований на використанні факту збільшення абсорбційної ємності вологої ізоляції зі зменшенням частоти прикладеної напруги за рахунок повнішого прояву процесу внутрішньосферної

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

поляризації. Зволоження ізоляції трансформаторів за цим методом оцінюють значенням відношення ємностей ізоляції, що відповідають частотам напруги 2 і 50 Гц.

Відношення $C2/C50$ визначають за допомогою приладів ПКВ-7, ПКВ-8 та інших. Цими приладами вимірюють також геометричну ємність і відповідну різницю ємностей випробуваної ізоляції при частотах 2 і 50 Гц ($C2-C50$). Відношення $C2/C50$ обчислюють за формулою $C2/C50 = C2 - C50 / C + 1$.

Принцип виміру приладом типу ПКВ-8 полягає в наступному. Об'єкт (конденсатор), що випробовується, заряджається від джерела напруги і потім розряджається на конденсатор з відомою ємністю. Напруга на цьому конденсаторі в процесі розряду об'єкта буде пропорційна вимірюваної ємності. Напругу вимірюють електроламповим вольтметром.

При визначенні значення ємності C , напругу на еталонному конденсаторі вимірюють після короткочасного (близько 10 мс) розряду об'єкта і, таким чином, вимірюють тільки ємність об'єкта, що швидко розряджається (геометричну), яка мало залежить від зволоження. При визначенні різниці $C2-C50$ в початковий момент циклу розряду об'єкт, що випробовується, замикають коротко і його геометричний конденсатор встигає розрядитися. Абсорбційний конденсатор, що залишився нерозрядженим, після розмикання передає частину свого заряду еталонному конденсатору. При цьому напруга на еталонному конденсаторі за час розряду, що дорівнює 0,15 с, буде пропорційно різниці $C2-C50$. Значення $C2/C50$ залежить від температури ізоляції та $\tan \delta$ масла, залитого в трансформатор, і характеризує загальне зволоження ізоляції. Місцеві зволоження виявляються цим методом погано. Відношення $C2/C50$ вимірюють за температури ізоляції 10...30 °С. За більш низьких температур чутливість методу помітно зменшується. Цей метод застосовують переважно для оцінки зволоження трансформаторів на напругу до 35 кВ. Отримані результати оцінюють за допустимими значеннями, наведеними у таблиці 1.7.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7 – Максимально допустимі значення відношення C2/C50 обмоток трансформаторів на напругу до 35 кВ включно, залитих маслом

Потужність трансформатора	Відношення C2/C50 за температури, °C		
	10	20	30
До 6300 кВА включно	1,1	1,2	1,3
10 000 кВ-А та більше	1,05	1,15	1,25

Метод "ємність - час" заснований на визначенні відношення приросту абсорбційної ємності ΔC по відношенню до геометричної ємності об'єкта. Оскільки приріст абсорбційної ємності залежить від ступеня зволоження ізоляції, то відношення $\Delta C/C$ може бути оцінним критерієм її зволоження. Відношення $\Delta C/C$ вимірюють приладами типів ЕВ-3, ПКВ-7, ПКВ-8 та іншими. Величину ΔC вимірюють аналогічно різниці C2-C50. Відмінність полягає в тривалості розряду об'єкта на еталонний конденсатор, що дорівнює для приладів типу ПКВ-8 1 с.

Цей метод застосовують для оцінки зволоження твердої ізоляції трансформаторів у період перебування їх без масла, наприклад у період транспортування та зберігання без масла, зливу масла для встановлення комплектуючих вузлів або ревізії, у процесі сушіння трансформаторів без масла. Застосування цього методу для оцінки зволоження ізоляції трансформаторів, залитих маслом, утруднено, оскільки властивості масла мають переважний вплив на результати вимірювань. Оцінку результатів проводять за абсолютними значеннями $\Delta C/C$ ізоляції обмоток та приросту відношення $\Delta C/C$ за контрольований період. Абсолютні значення $\Delta C/C$ не нормуються, але є контрольними за умов експлуатації. Приріст $\Delta C/C$ на початку розгерметизації та зливу масла та після закінчення робіт на початку герметизації повинен відповідати значенням у таблиці 1.8.

Цей метод дуже чутливий до зволоження твердої ізоляції трансформаторів навіть за температури нижче 0°C. До основних недоліків цього методу слід

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

віднести: 1) вплив масла на результати вимірів; 2) необхідність точного визначення температури ізоляції, що неможливо зробити у разі, коли трансформатори піддаються нагріванню перед розгерметизацією.

Таблиця 1.8 – Максимальні допустимі значення приросту $\Delta C/C$

Клас напруги, потужність трансформатора	Значення приросту $\Delta C/C$ за температури, °C				
	10	20	30	40	50
35 кВ, до 6300 кВА включно	4	6	9	13,5	22
35 кВ, 10000 кВА та більше, 100 кВ і більше незалежно від потужності	3	4	5	8,5	13

На сьогоднішній день розроблено значну кількість методів діагностики, орієнтованих на виявлення певних дефектів. Деякі методи доповнюють або навіть дублюють інші. Для більш повного діагностування доцільно використовувати всі можливі методи. При цьому збіг результатів, отриманих різними методами, дозволяє більш впевнено ідентифікувати дефект, підвищити достовірність контролю та знизити вплив суб'єктивних факторів на його результати.

Отже, якщо правильно поставити роботу з перевірки стану ізоляції трансформаторів, то 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.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ШЛЯХОМ НЕПРЯМОЇ ОЦІНКИ ПОЛЯРИЗАЦІЇ ДІЕЛЕКТРИКА

2.1 Визначення стану ізоляції при аналізі поляризації діелектрика

Ізоляція є одним із важливих елементів всього електроустаткування. Вона забезпечує електричну безпеку та захищає електрообладнання від пошкоджень. Тому важливо своєчасно виявляти та усувати дефекти ізоляції.

В даний час для діагностики стану ізоляції використовується досить багато методів та діагностичних засобів. Одним із таких методів є метод вимірювання опору ізоляції за допомогою мегомметра. Однак цей метод має низку істотних недоліків. По-перше, він дозволяє виявити лише грубі дефекти. По-друге, на величину опору ізоляції впливають багато чинників, зокрема вологість, забруднення тощо [5].

Об'єктивнішими критеріями оцінки стану ізоляції є показники абсорбції, тобто явища поглинання заряду всередині ізоляції при її поляризації.

Ідеальний діелектрик складається лише із зв'язаних між собою заряджених частинок. Вільних зарядів у ньому немає, тому електропровідність в ідеальному діелектрику відсутня. Під дією прикладеного електричного поля він здатний лише поляризуватися - всі його пов'язані заряджені частинки впорядковано зміщуються зі своїх рівноважних положень на обмежену відстань; а існуючі диполі (полярні молекули) орієнтуються полем.

Здатність діелектриків поляризуватися під дією прикладеного електричного поля є їхньою фундаментальною властивістю.

Поляризація - це явище, коли під дією зовнішнього електричного поля відбувається обмежене зміщення пов'язаних заряджених частинок і деяке впорядкування розташування диполів, що здійснюють хаотичний тепловий рух, в результаті чого в діелектрику утворюється результуючий електричний дипольний момент.

Якщо помістити в однорідне електричне поле напруженістю E_0 будь-який діелектрик, то під дією зовнішнього поля він поляризується: усередині його та

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на поверхні виникають пов'язані заряди (рис. 2.1). Якщо позитивні та негативні зв'язані заряди всередині однорідного діелектрика взаємно компенсують один одного, то на поверхнях, звернених до електродів, утворюються: на одній поверхні позитивні $+Q_{сз}$ і на іншій – негативні $-Q_{сз}$ поверхневі пов'язані заряди. Знак поверхневих зв'язаних зарядів протилежний полярності електрода. Під впливом поверхневих зв'язаних зарядів у діелектрику виникає електричне поле напруженістю $E_{сз}$, спрямоване протилежно до зовнішнього електричного поля E_0 . Поле $E_{сз}$ є фактично полем всередині діелектрика.

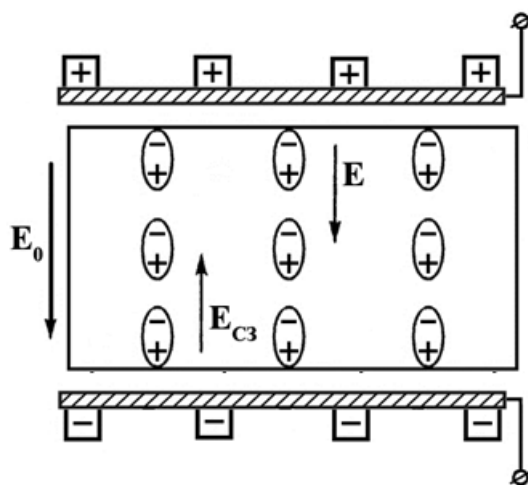


Рисунок 2.1 – Схема розміщення зарядів після підключення джерела електричного струму та утворення середньої макроскопічної E в діелектрику

Результуюче поле E утворюється в діелектрику внаслідок суперпозиції зовнішнього поля E_0 та поля $E_{сз}$, утвореного поверхневими зв'язаними зарядами. Тобто ці заряди зміщуються в такий спосіб, що прагнуть зменшити напруженість електричного поля всередині діелектрика. У зв'язку з цим зменшується і можливість електричного пробоя.

Від в'язкості матеріалу, з якого виготовлений діелектрик, залежить рухливість його диполів, що впливає на ступінь поляризації самого діелектрика [14].

У процесі експлуатації в'язкість діелектрика збільшується, тобто зменшується рухливість диполів, а отже ступінь поляризації і самого

діелектрика. Одночасно зростає і можливість електричного пробою ізоляції. За ступенем поляризації можна судити про ресурс ізоляції та рівень її старіння.

Про характер процесу поляризації можна робити висновки з допомогою визначення напруги саморозряду і зворотної напруги.

При проведенні дослідів із зворотною напругою ізоляція протягом однієї хвилини заряджається постійною напругою, щоб у ній накопичився заряд абсорбції. Потім, на дуже невеликий проміжок часу Δt , після відключення від цього джерела напруги, її електроди замикаються між собою. Потім ці електроди знову розмикаються.

Геометрична ємність за час Δt повністю розряджається, а накопичений всередині ізоляції заряд абсорбції залишається практично незмінним [15].

За рахунок цього заряду на ізоляції повільно починає зростати напруга, яка називається зворотною напругою. Ця напруга спочатку зростає, досягаючи максимуму, а потім поступово зменшується. За формою та величиною зворотної напруги можна судити про стан ізоляції.

На сьогоднішній день явище абсорбції використане у виробництві оригінального пристрою, за допомогою якого можна якісно визначати стан ізоляції (рис.2.2). Даний пристрій складається з: високовольтного стабілізованого джерела живлення ВИП з вихідною напругою 1000 В або 2500 В, вимірювача напруги $\text{изм.}V$, вимірювача струму $\text{изм.}A$, і двох високовольтних реле $P1$ і $P2$, якими керує мікро-ЕОМ або система автоматики, побудована із застосуванням програмованих пристроїв на інтегральних мікросхемах. Схема заміщення неоднорідної ізоляції представлена на рисунку 2.2 у вигляді двох конденсаторів $C1$ і $C2$, які зашунтовані відповідно двома резисторами $R1$ і $R2$.

Розробка та випробування даної системи діагностики методом аналізу напруги в умовах експлуатації проводилася фірмою Hagenuk KMT (Німеччина), яка входить до складу холдингу Seba KMT [16].

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проведено випробування ізоляції з різними термінами експлуатації, яка протягом всього терміну служби знаходилася приблизно під однаковим навантаженням. Результати даної діагностики показали, що початкова крутість кривих або швидкість наростання поворотної напруги є найбільш показовою характеристикою, яка більш інформативна за показаннями старіння ізоляції, ніж значення максимальної зворотної напруги або інші характеристики стану ізоляції.

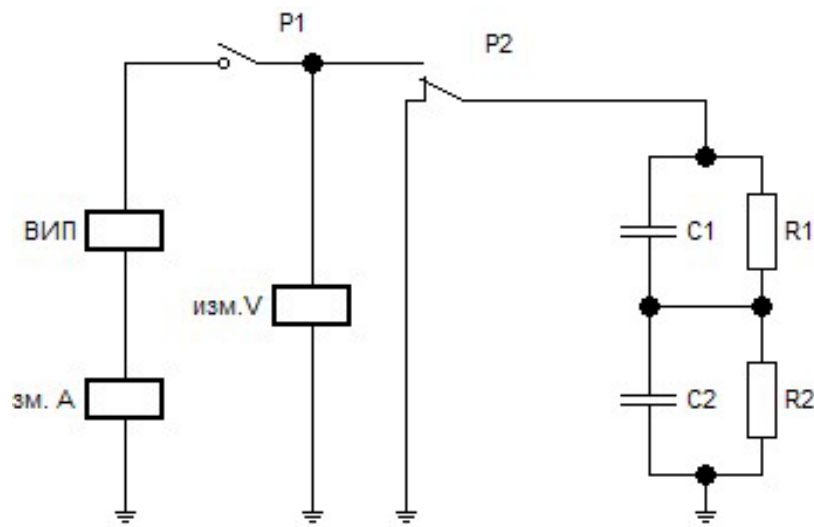


Рисунок 2.2 – Схема пристрою для контролю стану ізоляції

Дуже показовими були випробування в яких визначалася швидкість наростання зворотної напруги в новій ізоляції А (рис.2.3), зістареної ізоляції з дефектами В (рис. 2.4) та ізоляції С з тривалим терміном експлуатації, що перевищує 30 років (рис 2.5).

В ході випробувань були отримані результати, які показали, що швидкість наростання зворотної напруги в ізоляції С, яка має тривалий термін експлуатації, може складати 5...10 разів більше ніж у новій ізоляції А, а наявність дефектних ділянок в ізоляції В призводить до більшої швидкості наростання зворотної напруги на відміну від ізоляції С яка знаходиться в кращому стані. Також інформативною характеристикою може бути і коефіцієнт нелінійності, який представляє собою відношення параметрів кривої, отриманої при зарядній напрузі 2 кВ, до параметрів кривої при зарядній напрузі 1 кВ. Як видно із

приведених рисунків 2.3...2.5 величина та швидкість наростання коефіцієнта нелінійності набагато вища у зістареної ізоляції з дефектами, що може бути гарним діагностичним показником.

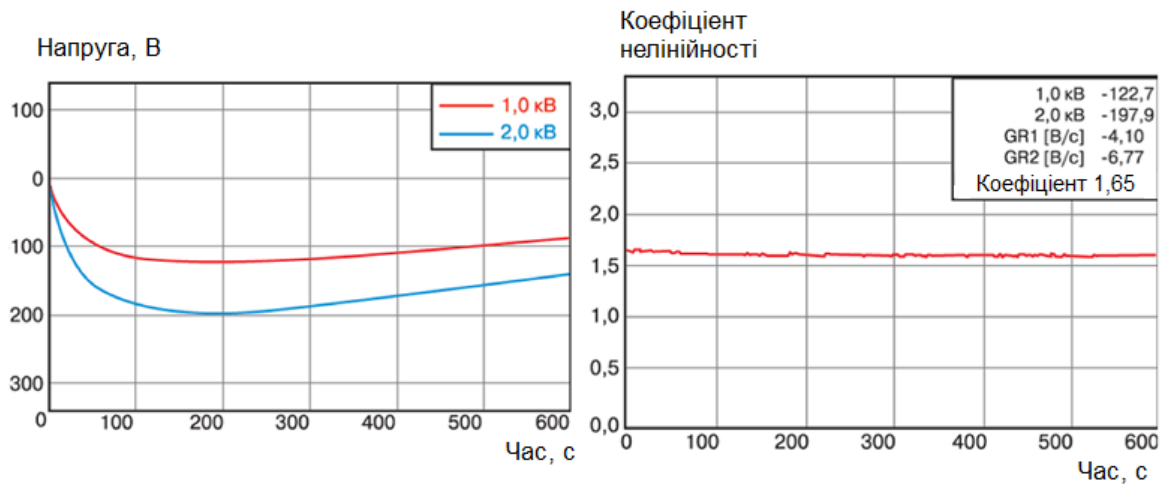


Рисунок 2.3 – Зворотна напруга та коефіцієнт нелінійності нової ізоляції А

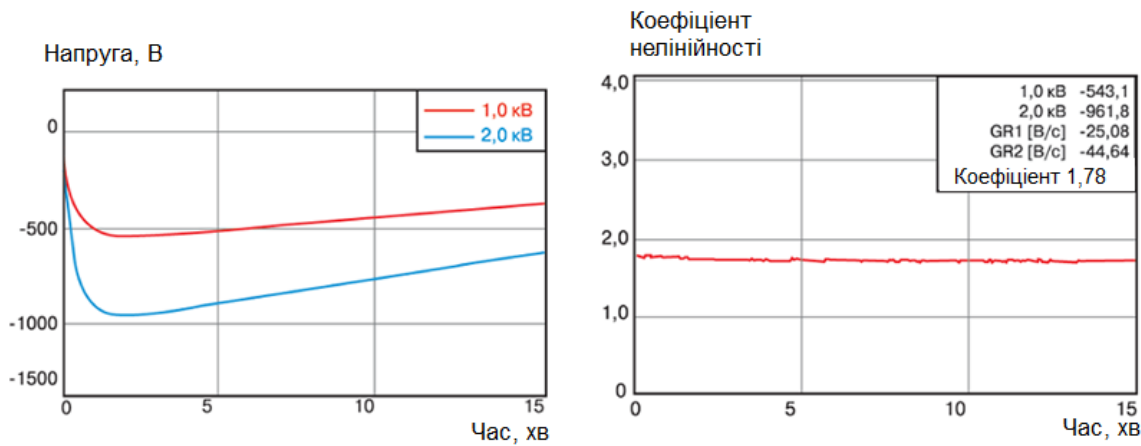


Рисунок 2.4 – Зворотна напруга та коефіцієнт нелінійності зістареної ізоляції В з дефектами

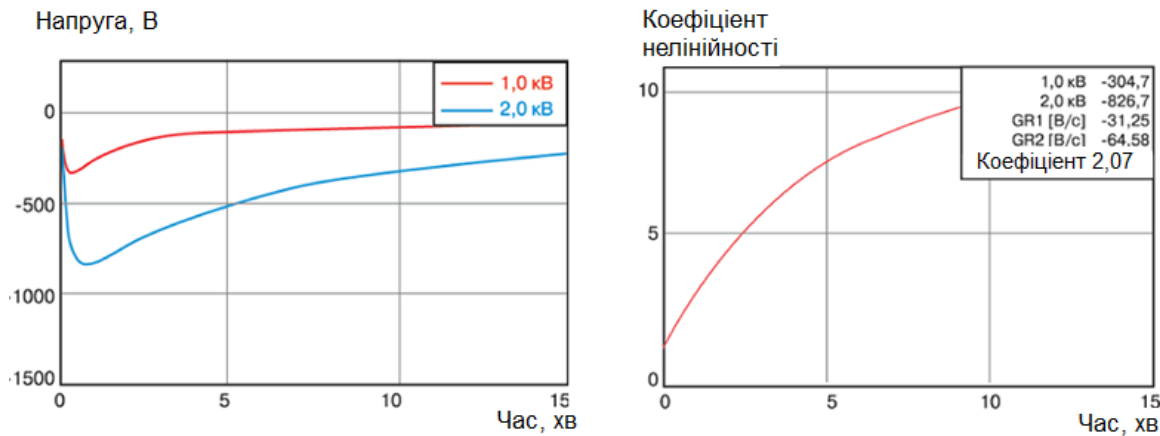


Рисунок 2.5 – Зворотна напруга та коефіцієнт нелінійності старої ізоляції С

Результати даного дослідження показують нові можливості для оцінки стану ізоляції, що знаходяться в експлуатації протягом тривалого часу та визначення можливої наявності дефектів у ній.

2.2 Процес контролю стану ізоляції

Процес контролю ізоляції складається з чотирьох етапів, кожен із яких виконує певну функцію.

На першому етапі обидва реле знаходяться у відключеному стані, і ізоляція розряджається на землю протягом однієї хвилини. Це необхідно для забезпечення надійного видалення всіх статичних зарядів із ізоляції.

На другому етапі обидва реле спрацьовують і ізоляція заряджається від джерела високої напруги протягом однієї хвилини. У процесі заряджання вимірюється опір ізоляції, який є традиційним параметром для оцінки стану ізоляційного матеріалу. Вимірювання починається з п'ятої секунди після прикладення напруги і продовжується з інтервалом в 1 секунду до 60 секунд.

У зв'язку з необхідністю виключити вплив початкових перехідних процесів, пов'язаних із зарядкою геометричної ємності ізоляції, і налаштувати вимірювач струму відповідно до вимірюваного опору ізоляції, вимірювання починається з п'ятої секунди.

При підборі величини шунта, з якого знімається сигнал, пропорційний вимірюваному струму, також враховується те, що опір ізоляції і струм витoku можуть змінюватися в широких межах. Налаштування цього параметра здійснюється ЕОМ через три секунди після прикладення напруги. У процесі налаштування опір шунта збільшується доти, доки напруга на вході аналого-цифрового перетворювача (АЦП) не досягне максимального значення, але не перевищить його номінальну напругу. Після цього величина шунта залишається незмінною протягом усього виміру.

Разом із виміром струму проводиться також вимір напруги на ізоляції. Значення опору ізоляції визначається розподілом напруги на вимірянний струм.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм, що протікає через ізоляцію, складається з двох компонентів: постійного струму витоку і струму абсорбції. Оскільки струм абсорбції зменшується з часом, то зростає опір ізоляції [17].

Величиною опору ізоляції, яку приймають за постійне значення, є значення, виміряне на 60 секунд. Це значення називається "однохвилинним значенням опору ізоляції". Коефіцієнт абсорбції, що характеризує зволоження ізоляції, визначається як відношення однохвилинного значення опору ізоляції до його значення, виміряного на 15 секунд.

При випробуваннях необхідно виконати кілька вимірювань, оскільки при вимірюванні малих струмів витоку у виробничих умовах можливі істотні перешкоди промислової частоти. Далі визначається середнє значення результатів випробувань, а висока швидкодія АЦП (50 мкс на один вимір) дає можливість побудувати відмінний цифровий фільтр, який за кілька періодів уможливорює усереднення результатів вимірювання. Далі, з допомогою методів математичної статистики відбувається обробка результатів вимірів і визначається регресія залежності $R=f(t)$, якою можна визначити максимальне значення струму абсорбції у початковий момент часу.

Напруга саморозряду визначається після вимірювання опору ізоляції, коли повністю заряджена ізоляція відключається від джерела напруги і залишається наданою самою собі. Поступово, через власні витікання, ємність ізоляції розряджається. Вимірювання напруги саморозряду відбувається кожну секунду, починаючи з першої до 60-ї. Далі визначається регресія залежності $U_c = f(t)$.

На третьому етапі протягом п'яти секунд ізоляція розряджається на землю. Саме тоді знеструмлені реле P1 і P2. При цьому заряди, що накопичилися на геометричній ємності, під час цього короткочасного розряду встигають стекти на землю. Але заряди абсорбції, які накопичилися на межі поділу двох середовищ усередині ізоляції, стекти на землю не встигають.

На 4-му етапі виконується відключення ізоляції від землі. За рахунок зарядів абсорбції на ізоляції утворюється напруга, яка називається зворотною напругою

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

і являє собою аперіодичну функцію часу, обумовлену параметрами R_1 , R_2 та C_1 , C_2 .

У процесі діагностики на екрані дисплея відображаються параметри опору ізоляції та зворотної напруги, що вимірюються, які є інформативними даними для подальшого аналізу (рис. 2.6).

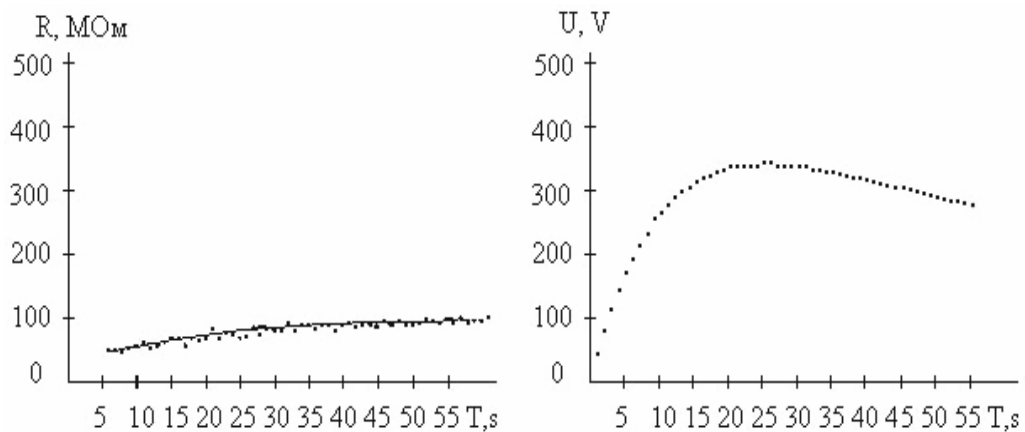


Рисунок 2.6 – Інформація на екрані дисплея при вимірі опору ізоляції та зворотної напруги

Так як зворотна напруга визначається зарядом абсорбції яка, у свою чергу, пов'язана з процесом поляризації в ізоляції, то саме вона несе інформацію про стан високовольтної ізоляції. Деякі параметри ізоляції R_1 , R_2 , C_1 , C_2 , за якими можна судити про її стан, можна визначити також вимірюючи значення напруги саморозряду.

Після аналізу результатів дослідження зроблено висновок, що зворотна напруга, яка вимірювалася через 30 секунд після відключення випробуваної ізоляції від землі, є найбільш показовою величиною.

На протязі тривалого часу, при старінні ізоляції, її електрична міцність та зворотна напруга зменшується. Аналіз останньої може показати стан ізоляції навіть краще, ніж пробивна напруга, яка в ряді випадків може бути досить високою і характеризує лише короточасну міцність ізоляції. У процесі старіння ізоляції погіршуються її характеристики, у тому числі знижується електрична міцність та збільшуються діелектричні втрати, що може призвести до теплового пробою діелектрика.

Для будь-якої ізоляції існує ресурс, який дозволяє витримувати задану напругу та протистояти руйнуванню протягом встановленого часу роботи. Цей ресурс у новій ізоляції має постійну величину, він визначається кількістю речовини, яка має бути зруйнована для того, щоб призвести до значного зниження електричних характеристик і далі це переходить в один із видів пробою. З часом внутрішній ресурс зменшується, але при цьому відбувається зниження і зворотної напруги. Це показує, що значення величини зворотної напруги є однією з характерних ознак старіння ізоляції.

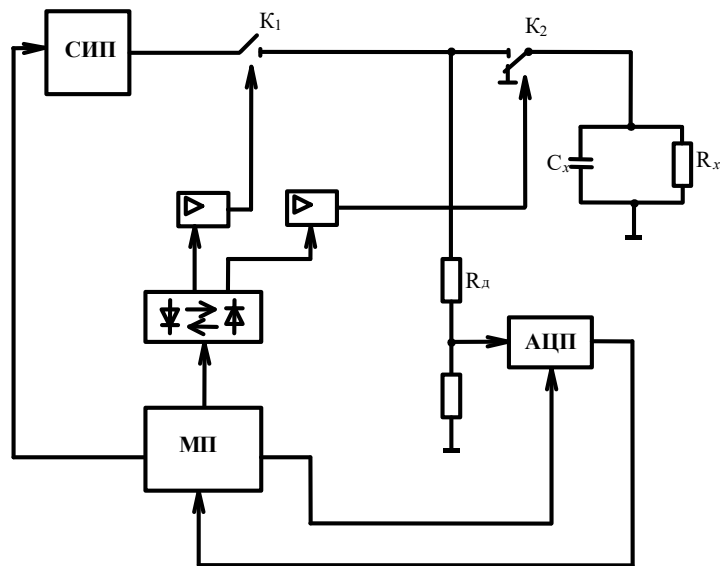
Тому діагностування стану ізоляції без її руйнування можна виконувати з допомогою визначення значення зворотної напруги, тобто за характером процесів поляризації. Цей параметр дає можливість із досить високим ступенем точності та надійності визначити ступінь старіння ізоляції.

2.3 Прилад для діагностики ізоляції за допомогою визначення зворотної напруги

Для проведення діагностичних вимірювань стану ізоляції можливе застосування мікропроцесорного пристрою переносної комбінованої установки RVM 5462, розробленої компанією Haefely Test AG, корпорації HUBBELL, Швейцарія, спільно з компанією Hipotronics Inc, США. Дана діагностична установка дозволяє шляхом вимірювання зворотної напруги, визначати орієнтовний термін служби випробуваної ізоляції трансформатора. Схему пристрою для випробувань наведено на рис.2.7.

Зовнішній вигляд пристрою RVM 5462 для випробування ізоляції представлений на рис.2.8. RVM 5462 застосовується як вимірювальний прилад для діелектричної діагностики високовольтного обладнання з ізоляцією PE/VPE, а також паперово-масляною ізоляцією. У цій переносній комбінованій установці використовуються такі вимірювальні методи як вимірювання зворотної напруги (RVM-аналіз) та аналіз ізотермічного струму релаксації (IRC-аналіз).

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



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

Рисунок 2.7 – Блок-схема пристрою для вимірювання параметрів ізоляції



Рисунок 2.8 – Зовнішній вигляд приладу RVM 5462

У пристрої RVM 5462 для обробки результатів вимірювань IRC на базі нечіткої логіки використовується модуль програмного забезпечення. Враховуючи особливості кожної конструкції та класифікуючи стан випробуваного об'єкта багатоступінчасте інтелектуальне програмне забезпечення на базі нейронної мережі (NN) виконує оцінку результатів та видає інформацію про прогнозований залишковий ресурс.

Програмне забезпечення містить банк даних з автоматизованим інформаційним пошуком DIN VDE «Дані про матеріал», виконує розрахунок значення залишкового ресурсу та здійснює документування результатів.

Діагностика ізоляції методом RVM здійснюється за принципом вимірювання зворотної напруги. Після фази зарядки і короткочасної розрядки ємності зразка, що тестується, відбувається визначення значення зворотної напруги для встановлення ступеня зволоження ізоляції.

Протягом тривалого терміну служби через старіння в ізоляції підвищується вміст вологи, залежно від якості виробництва та умов експлуатації також можливе пошкодження ізоляції. При цьому поступово продовжує зменшуватись електрична міцність ізоляції, поки вона не досягне величини робочої напруги, коли експлуатація обладнання вже не надійна. Тому необхідна своєчасна та якісна оцінка стану ізоляції обладнання методом RVM, яка здійснюється на підставі характерних коефіцієнтів та порогових значень.

При діагностиці ізоляції пристроєм RVM 5462 не можливі пробої ізоляції, так як для діагностики використовується вихідна напруга, яка становить до 10% робочої напруги. Завдяки цьому можна з високим ступенем точності визначити стан ізоляції електроустаткування та підвищити його надійність.

2.4 Принцип проведення вимірювання

Пристрій RVM 5462 може фіксувати різні вимірювані величини за допомогою спеціального перемикача. Вимірювання струму при IRC-аналізі для виявлення змін процесів поляризації, пов'язаних зі старінням ізоляції, виконується при низькому опорі, при цьому вимірювальний струм згасає експоненційно. При RVM-аналізі для вимірювання напруги необхідна високоомна вимірювальна схема для виявлення вимірюваних величин (рис.2.9).

Внаслідок діелектричного старіння змінюються морфологічні властивості ізоляції, що відбивається на характерному для старінні ділянці спектра поляризації [9].

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

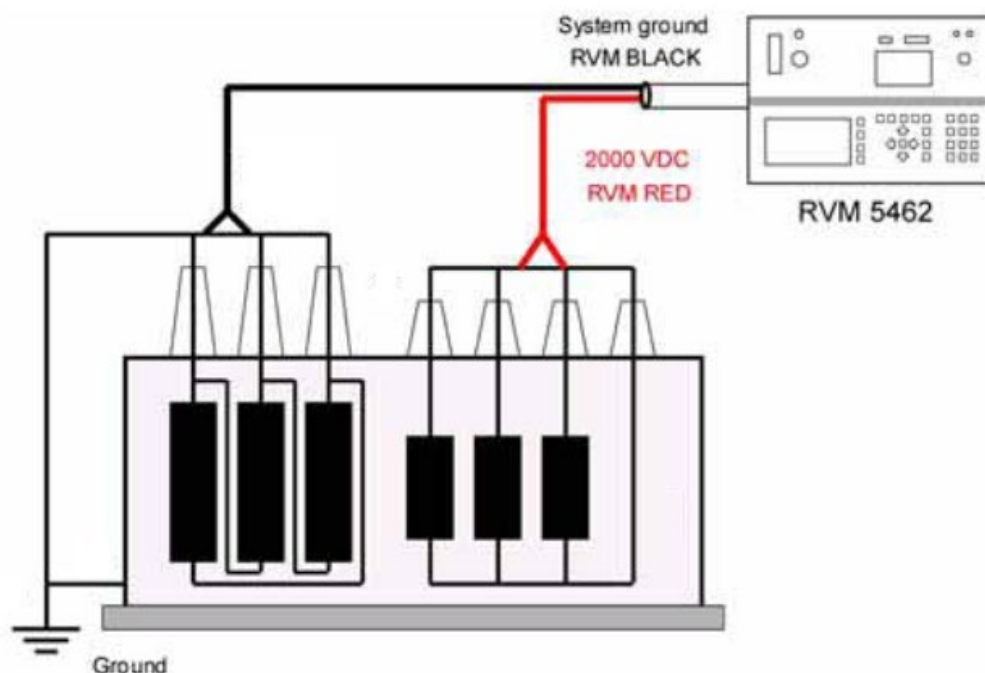


Рисунок 2.9 – Підключення пристрою RVM 5462 для визначення діагностичних даних

Струм зарядки під час формування фази як при IRC-аналізі так і при RVM-вимірюванні автоматично зберігає в пам'яті вибрану фазу, здійснює аналіз залежно від об'єкта. Завдяки цьому можна реєструвати локальні ділянки старіння.

На підставі випробувань ізоляції, що постаріла в процесі експлуатації, було складено великий банк важливих інформативних даних. За допомогою програмного забезпечення та автоматичної оцінки даних досліджувана ділянка ізоляції класифікується в IRC-класі старіння. Кожен клас зіставляється з типовим залишковим ресурсом, який було визначено значною кількістю вимірів. Завдяки цьому можливе отримання важливих технічних параметрів за якими приймаються рішення щодо подальшої експлуатації або ремонту ізоляції обладнання.

Під час випробувань RVM відбувається оцінка порогових величин. Виконується аналіз форми кривої зворотної напруги та її залежності від вмісту вологи при різних зарядних напругах.

Вимірювання початкової крутості зворотної напруги для двох зарядних напруг 2 кВ та 1 кВ необхідна умова для визначення нелінійності. При ідеально сухій ізоляції відношення початкових фронтів має значення 2.0, а при зволоженій ізоляції приблизно 1.5, залежно від ступеня вологості.

Фізичним критерієм оцінки щодо RVM-форми кривої вважається старіння паперово-масляної ізоляції, при якому відбувається розщеплення целюлози та одночасне збільшення зволоження ізоляції. Коефіцієнт p збільшується зі старінням або зволоженням, по випробуванням визначено що, чим вище вміст води, тим вище p (рис.2.10).

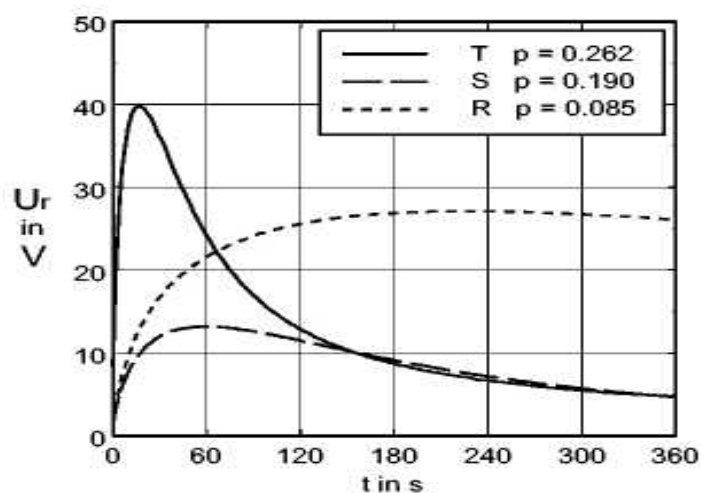
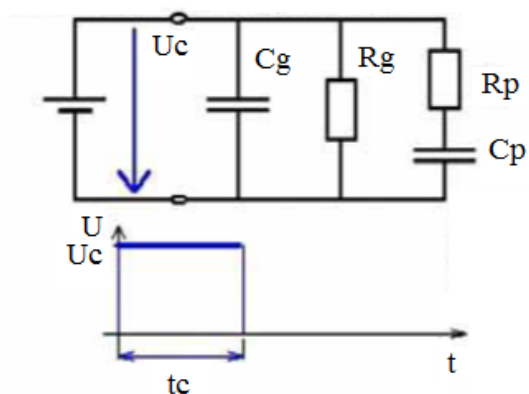


Рисунок 2.10 – Значення зворотної напруги та їх p -коефіцієнтів

2.5 Послідовність проведення виміру

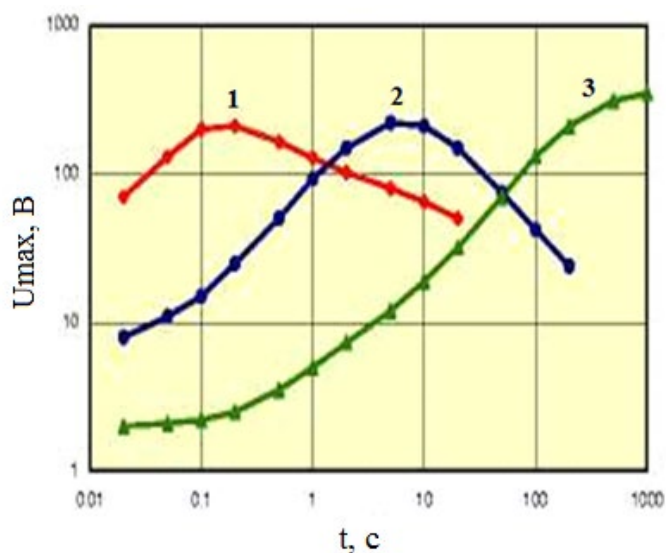
На першому етапі виміру необхідно провести оцінку спектра поляризації за схемою приведеною на рисунку 2.11.

За отриманими даними проводиться аналіз результатів вимірювань. Зміщення вершини кривої зворотної напруги до малих значень часу вказує на погіршення стану ізоляції. На рисунку 2.12 зображено порівняльну оцінку ізоляції трьох трансформаторів, які перебували в експлуатації 25, 15 років і новий.



C_g – геометрична ємність; R_g – опір ізоляції; C_p – поляризаційна ємність; R_p – поляризаційний опір; t_c – час зарядки

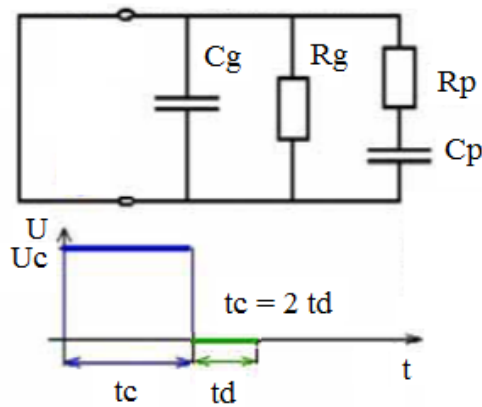
Рисунок 2.11 – Схема RVM при подачі напруги 2000 В постійного струму для оцінки спектра поляризації



1 - 25 років; 2 - 15 років; 3 - нова ізоляція

Рисунок 2.12 – Приклади кривих спектра поляризації для ізоляції різного віку

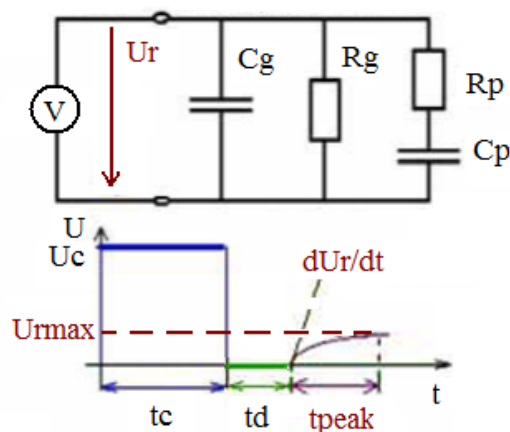
На другому етапі відбувається розряд геометричної ємності на виводах об'єкта, що випробовується, відповідно до рисунку 2.13.



t_d – час розрядки

Рисунок 2.13 – Схема розряду геометричної ємності в якій RVM замикає клєми

На третьому етапі визначається значення зворотної напруги та виконується запис діагностичної інформації (рис.2.14).



U_{rmax} – максимальне відновлення напруги; dU_r/dt – початковий схил;

t_{peak} – час до максимального відновлення напруги

Рисунок 2.14 – Схема для оцінки діапазону зворотної напруги

На четвертому етапі для повного видалення поляризації виконується закорочення зразка (рис.2.15). Далі йде повторення етапу виміру. Замір проводиться тричі після чого прилад видає усереднений результат вимірювання з похибкою до 1%.

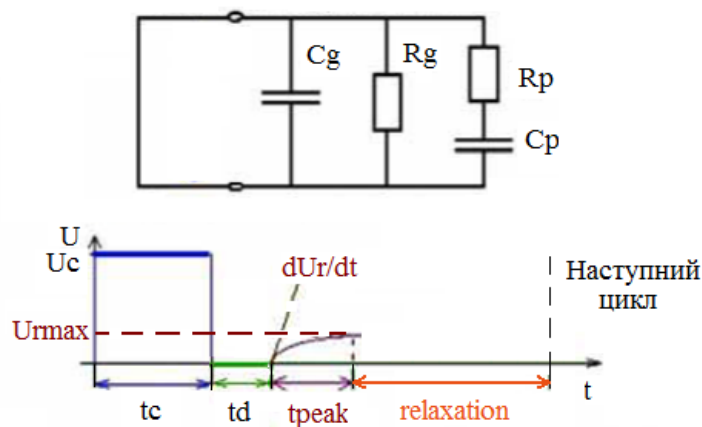


Рисунок 2.15 – Схема повного видалення поляризації

У даній методиці випробування існує можливість встановлення різних критеріїв для запису кривої та амплітудного детектування. Можливо встановлювати час релаксації, необхідний для кінцевої деполяризації перед початком наступного циклу. Залежно від формування малюнка та методики випробувань можливо досягнути зниження випробувального часу. Такий спосіб може використовуватися у випадку, коли вплив на результат діагностування буде незначним.

При проведенні діагностичних вимірів, при опорі вхідного каскаду підсилювача більше 1,5 ГОм, на вимірювальних ланцюгах з'являється ЕРС у вигляді шумової напруги різної форми і величини, що призводить до спотворення результатів вимірювання. Для зменшення цього небажаного впливу використовуються фільтри низьких частот, а також математична обробка вимірюваної напруги. Процес вимірювання зворотної напруги залежить від стану ізоляції, а тривалість цих вимірювань може перебувати в межах від одиниць до кількох десятків хвилин. Можливе використання спеціальної програми для оптимізації часу вимірювання, яка проводить аналіз рівня напруги за її інтенсивністю та формою.

Визначення стану ізоляції обмоток пристроєм RVM 5462 проводиться в автоматичному режимі під управлінням високопродуктивного мікроконтролера. У пам'яті мікроконтролера записана програма, яка дає команду пристрою управління (ПУ) на подачу напруги 2 кВ на випробуваний об'єкт протягом

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

необхідного часу. Після запрограмованих перемикачів ПУ починається процес виміру зворотної напруги з певним кроком квантування за часом. Вбудований інтерфейс RS232C для підключення зовнішнього комп'ютера дає можливість накопичення інформації та обміну даними, для подальшого порівняльного аналізу результатів вимірювань.

Діагностика ізоляції електроустаткування за характером процесу поляризації, а точніше за величиною зворотної напруги є об'єктивним та інформативним методом на відміну від інших способів діагностики. Цей метод дозволяє виявляти тонші дефекти ізоляції та оцінювати її залишковий ресурс.

Для підтримки надійної роботи ізоляції з тривалим терміном експлуатації необхідно регулярно проводити діагностичні випробування. Такі заходи допоможуть запобігти можливим аварійним ситуаціям та забезпечити стабільну роботу силових трансформаторів протягом тривалого часу.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. ОЦІНКА РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ ПРИ ДІАГНОСТУВАННІ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ

3.1 Характеристика похибки вимірів

При діагностуванні стану ізоляції, в процесі отримання, перетворення та видачі інформації можлива поява неточності або похибки через масу непередбачуваних факторів, таких як наближення в експериментальній теорії, труднощі методологічного вдосконалення, обмеження чутливості та роздільної здатності експериментальних приладів, а також зовнішні впливи на засіб та об'єкт вимірювань (зміна температури, тиску, вологості, вплив електричного та магнітного полів).

Вплив перешкод на процес виміру призводить до того, що результати виміру завжди відрізняються від справжнього значення вимірюваної величини і за цими результатами визначити справжнє значення не можна. Різниця між результатом вимірювання та істинним значенням називається істинною похибкою виміру. Через те, що істинне значення невідоме, невідомою є і справжня похибка [18].

Компоненти похибки вимірювань є випадкові похибки, які змінюються випадковим чином при повторних вимірах однієї й тієї ж величини в тих самих умовах. Вони не підкоряються будь-яким закономірностям і виявляються у вигляді розкиду результатів при повторних вимірах. Важливо те, що випадкові похибки є невід'ємною частиною процесу виміру і неможливо їх повністю виключити.

Для опису випадкових похибок необхідно звернутися до теорії випадкових процесів та математичної статистики. На відміну від систематичних похибок, випадкові похибки неможливо усунути шляхом запровадження поправок. Однак, їх вплив може бути суттєво знижено шляхом багаторазового вимірювання однієї і тієї ж величини та наступної статистичної обробки результатів [19].

Застосування статистичних методів дозволяє оцінити ступінь випадкових похибок та визначити їхній внесок у загальну похибку вимірів. Крім того, такі

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

методи дозволяють визначити довірчі інтервали для отриманих результатів, що дає змогу врахувати невизначеність, пов'язану з наявністю випадкових похибок.

Тобто, випадкові похибки є неминучою складовою вимірювань, які можуть бути описані з використанням теорії випадкових процесів та математичної статистики. Хоча їх не можна повністю виключити, їх вплив може бути знижений шляхом багаторазового виміру та статистичної обробки результатів. Розуміння випадкових похибок та їх облік допоможуть отримати точніші та надійніші результати вимірювань [20].

Враховуючи, що ні справжнє значення фізичної величини, ні справжню похибку в досліді визначити неможливо, задачу знаходження справжнього значення формують як задачу знаходження деякого наближеного до істинного значення із зазначенням діапазону можливих відхилень цього наближеного від істинного значення. Знайдене в експерименті значення вимірюваної величини, наближене до істинного називається оцінкою фізичної величини. Оцінка із зазначенням її можливого інтервалу відхилення від справжнього значення є результатом виміру.

Результат вимірів є випадковою величиною. При повторних вимірах однієї і тієї ж заданої фізичної величини щоразу виходять результати, які дещо різняться. Якщо задатися деякими позитивними числами Δ_1 та Δ_2 , що мають розмірність вимірюваної величини та являються істотно меншими, ніж вимірювана величина x і рівними, то інтервали $x - \Delta_2$ та $x + \Delta_1$ називають довірчими інтервалами. Імовірність того, що справжня величина виявиться всередині цього інтервалу, називають довірчою ймовірністю P_∂ . Тобто

$$P_\partial = P[x - \Delta_2 \leq x_i \leq x + \Delta_1],$$

де P - ймовірність виконання відповідних нерівностей.

Довірча ймовірність P_∂ при заданому довірчому інтервалі є кількісною величиною ступеня достовірності результату вимірів. При визначенні похибок справжнє значення x_i замінюють дійсним значенням x_d , тобто вважають $x_i \approx x_d$.

Найбільш повну характеристику похибок вимірів дає диференціальний закон розподілу ймовірностей похибки [21]. Для визначення параметрів цього закону

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

необхідно провести багаторазові, незалежні виміри однієї й тієї ж величини x_d . В результаті виходить ряд значень вимірюваної величини $x_1, x_2, \dots, x_n$. Цьому ряду відповідає низка похибок $\Delta_i = x_i - x$. Потім будується гістограма залежності $p_i(\Delta) = \frac{n_i}{(n_i \delta_i)}$, де δ_i - обрана ширина інтервалу за шкалою Δ ; n_i - число значень похибок, що потрапили до цього інтервалу; n - загальна кількість вимірювань (рис.3.1).

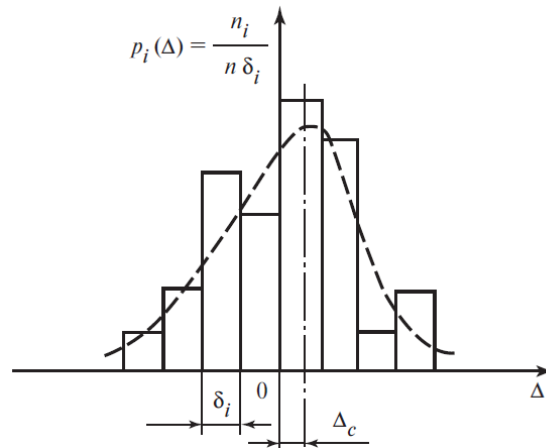


Рисунок 3.1 – Гістограма похибки вимірів

Коли число вимірів прагне нескінченності, а δ - до нуля, величина $p_i(\Delta)$ прагне до функції щільності розподілу ймовірностей $p(\Delta)$, яка зможе бути апроксимована аналітичною функцією. Ця функція називається законом розподілу ймовірностей. Якщо на результати вимірів надає слабкий вплив безліч незалежних чинників, то ця функція відповідає нормальному закону розподілу.

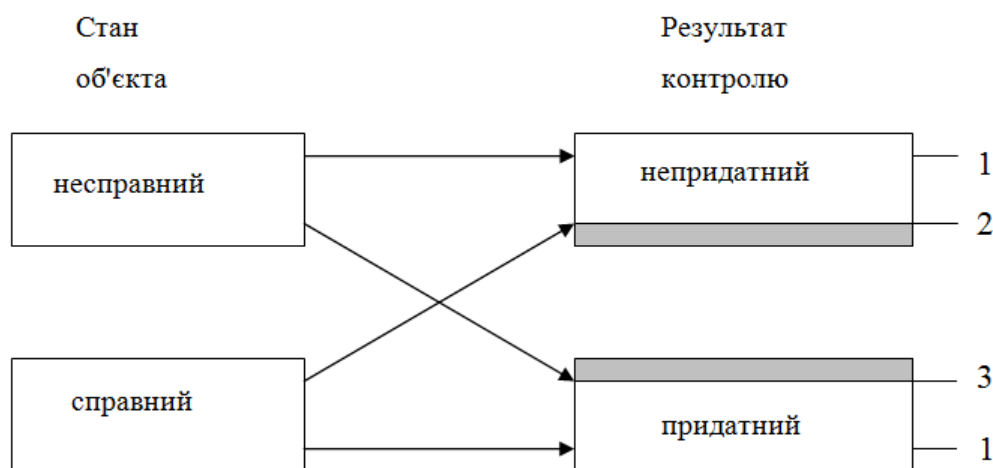
Для побудови гістограми кількість вимірів має бути велике. Значення n_i для кожного інтервалу має бути не менше ніж 5...10. Знайдена гістограма відповідає конкретному значенню x_d . Якщо $p(\Delta)$ залежить від x , то для знаходження цієї залежності необхідно проводити багаторазові вимірювання при різних значеннях x_i . Трудомісткість таких експериментів очевидна.

3.2 Різновид виникнення похибки при випробуваннях ізоляції

В процесі вимірювань при діагностуванні стану ізоляції існує ймовірність отримання помилкових результатів при яких:

- справний об'єкт буде визнаний непридатним (помилка першого роду чи помилковий дефект);
- несправний об'єкт буде визнаний придатним (помилка другого роду або не знайдений дефект).

На рисунку 3.2 показано можливість отримання недостовірних результатів контролю, тобто помилок першого та другого роду (заштриховані площі).



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

3- помилка другого роду (невизначений дефект)

Рисунок 3.2 – Формування результату при двоальтернативному контролі

Щоб оцінити достовірність контролю, необхідно враховувати можливість отримання правильного результату. Хоча ми не будемо вдаватися до математичного опису процесу оцінки достовірності, важливо зазначити, що ефективність конкретного методу контролю визначається співвідношенням між правильними та хибними результатами.

Помилки першого та другого роду мають різні наслідки: помилки першого роду (хибні дефекти) просто збільшують масштаб робіт по відновленню або ремонту обладнання, тоді як помилки другого роду (невиявлені дефекти) можуть призвести до аварійного пошкодження пристрою.

Часто помилки першого та другого роду можуть бути взаємопов'язані. На рисунку 3.3 показані характеристика щільностей достовірності розподілу параметру x об'єкту який не має дефектів ізоляції - $f_1(x)$ і об'єкту з дефектами - $f_2(x)$. При цьому зв'язок між значенням даного параметру x з достовірністю відмови ізоляції є достатньо сильним та прогнозуючим.

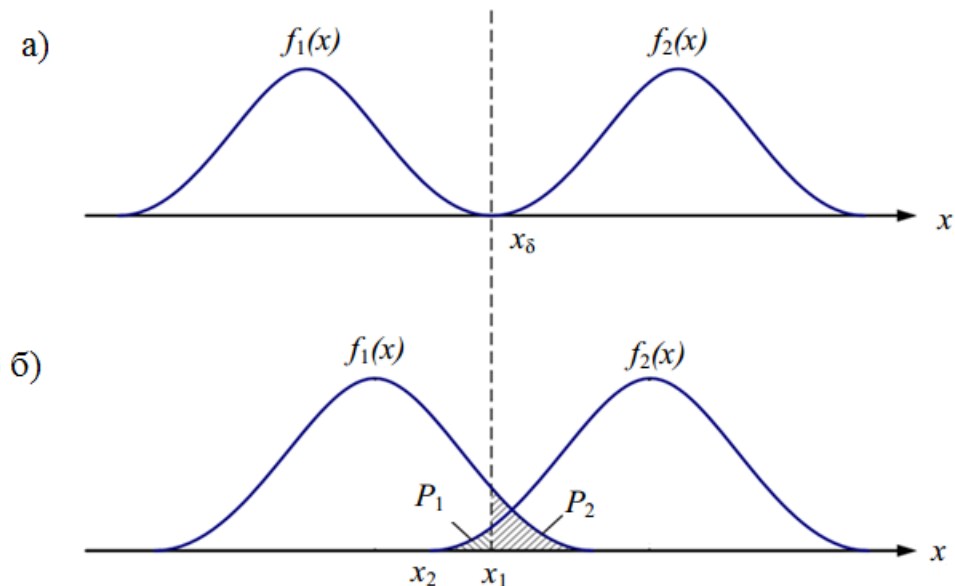
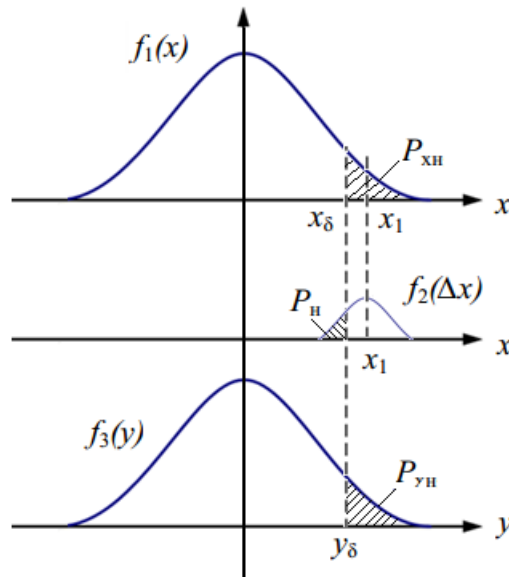


Рисунок 3.3 – Можливе виникнення помилки внаслідок недосконалості процесу контролю

В ідеальній ситуації показаній на (рис. 3.3,а) по показникам параметру x можливо робити висновок про придатний або непридатний стан об'єкту, що буде відповідати справному або несправному стану ізоляції. В іншому випадку (рис. 3.3,б), коли значення параметра x двох варіантів мають спільну зону будуть виникати помилки, що виходить через недосконалість методу контролю. При бракувальному параметрі $x_\delta = x_1$, значення ймовірності не визначення дефекту відповідає площі зони P_1 , а ймовірність бракування об'єкту без дефекту – площі заштрихованої зони P_2 . Для зниження помилок другого роду необхідно знизити норми бракування до x_2 , але в такому випадку буде значне зростання помилкового бракування, тобто помилок першого роду.

Причиною неправильного результату виміру можуть бути не тільки недосконалість методів контролю, а й похибки вимірювання.

На рис.3.4 показано як впливає похибка вимірювання на правдивість контролю певного параметру виміру. Тут розподіл $f_1(x)$ охоплює параметри об'єктів з дефектами та і з справною ізоляцією.



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

Рисунок 3.4 – Приклад виникнення помилки через похибки вимірювань

Величина параметру x_1 об'єкту, який знаходиться під контролем, перевищує норматив для бракування x_δ , тобто об'єкт несправний і повинен бути віднесений до непридатних. Похибка вимірювання складає величину, що розподіляється по закону $f_2(\Delta x)$. Тому замість величини параметра x із нормою буде порівнюватися фактичний результат виміру y .

В даній ситуації несправними будуть об'єкти, параметри яких знаходяться в області $P_{хн}$, а за результатами випробування непридатними необхідно визнати об'єкти, величина вимірювального параметра у яких знаходяться в області $P_{ун}$. При цьому, якщо отримане значення y буде менше від бракуючого $y_\delta = x_\delta$, то

дефект не буде знайдено. Ймовірність даної події P_n показано у вигляді заштрихованій області під кривою $f_2(\Delta x)$.

Для того щоб знизити ймовірність не визначення дефекту, потрібно підвищувати точність вимірів. Але, в ситуації, коли при вимірах головними стають зовнішні завади або похибки методу, то занадто велика точність приладів для виміру не покращує ефективність контролю, а тільки робить важчим процес вимірювань. Тому прийнято вважати достатнім випадок, коли середнє квадратичне відхилення результуючих показників вимірювання σ не перевищуватиме однієї десятої середньоквадратичного відхилення комплексу контрольованих значень параметра [22].

3.3 Статистична обробка результатів вимірювань при діагностуванні стану ізоляції

Алгоритм статистично-математичної обробки результатів вимірювань проводиться у наступній послідовності.

Якщо при повторних вимірах з кількістю n однієї й тієї величини X виходять різні значення X_i , то їх сукупність може розраховуватися як вибірка випадкових величин: $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$. Тоді, як найбільш ймовірну оцінку значення вимірюваної величини в цьому випадку необхідно брати вибіркове середнє (середнє арифметичне значення):

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

Різниця між середнім значенням $\bar{X}$ вимірюваної величини і значеннями X_i , які отримані при визначенні окремих вимірювань, називають одиничним відхиленням або відхиленням окремих вимірювань від середнього арифметичного або абсолютними помилками одиничного відхилення і позначають ΔX_i та визначається за формулою:

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

Для визначення середньої абсолютної помилки результату беруть середнє арифметичне абсолютне значення (модулів) окремих помилок:

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta X = \frac{|\bar{X} - X_1| + |\bar{X} - X_2| + |\bar{X} - X_3| + \dots + |\bar{X} - X_n|}{n} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta X_i. \quad (3.3)$$

Відношення $\frac{\Delta X_1}{\bar{X}}, \frac{\Delta X_2}{\bar{X}}, \dots, \frac{\Delta X_n}{\bar{X}}$, називають відносними помилками окремих вимірів, а відношення середньої абсолютної помилки результатів виміру до його середнього арифметичного значення дає середню відносну помилку вимірювання, тобто:

$$E = \frac{\Delta X}{\bar{X}}. \quad (3.4)$$

Значення стандартного квадратичного відхилення за результатами вимірів, або середня квадратична помилка, що визначає довірчий інтервал визначається за формулою:

$$\sigma = \pm \sqrt{\frac{(\bar{X} - X_1)^2 + (\bar{X} - X_2)^2 + (\bar{X} - X_3)^2 + \dots + (\bar{X} - X_n)^2}{n-1}} = \pm \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\bar{X} - X_i)^2} \quad (3.5)$$

Стандартне відхилення середнього результату визначається:

$$\sigma_{\bar{x}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{1}{n(n-1)} \sum_{i=1}^n (\bar{X} - X_i)^2}, \quad (3.6)$$

Відносне стандартне відхилення чи коефіцієнт варіації v визначається за формулою:

$$v = \pm \frac{\sigma}{\bar{X}} \cdot 100. \quad (3.7)$$

Довірчий інтервал визначається як:

$$t_{P,x} \cdot \sigma_{\bar{x}} = \sigma_{\bar{x}} \cdot t_{0.95,n} = \Delta X \approx \sigma, \quad (3.8)$$

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

Аналіз результатів вимірів з ймовірністю $P = 0,95$ повинні укладатись в інтервал $\bar{X} \pm t_{P,x} \cdot \sigma_{\bar{x}}$ або $\bar{X} - t_{P,x} \cdot \sigma_{\bar{x}} \div \bar{X} + t_{P,x} \cdot \sigma_{\bar{x}}$.

Відносна помилка вимірів визначається за формулою:

$$\varepsilon_{\bar{x}} = \frac{\Delta X}{\bar{X}} \cdot 100\%. \quad (3.9)$$

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Як визначено раніше, один із важливих параметрів, який дозволяє визначити стан ізоляції трансформатора, - це швидкість наростання зворотної напруги та коефіцієнт нелінійності. Коефіцієнт нелінійності є відношенням параметрів, виміряних при зарядній напрузі 2 кВ, до параметрів, виміряних при зарядній напрузі 1 кВ. Дослідження показали, що найбільш інформативним показником при визначенні стану твердої ізоляції є зворотна напруга, яка виміряна через 30 секунд після відключення ізоляції від землі.

Для визначення коефіцієнта нелінійності було проведено вимірювання зворотної напруги, та визначено її значення на 30 секунд. В результаті було отримано 10 інформативних результатів, які представлені у таблицях 3.1 та 3.2.

Для оцінки точності вимірювання застосовується метод статистичної обробки результатів вимірювань. Відповідні параметри визначаються по формулам (3.1)...(3.9), а на їх основі складаються таблиці 3.1 та 3.2.

Таблиця 3.1 – Статистичні параметри при випробуванні з зарядною напругою 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	123	121,1	1,9	3,61	1,449	0,458	1,036
2	119		-2,1	4,41			
3	120		-1,1	1,21			
4	121		-0,1	0,01			
5	123		1,9	3,61			
6	122		0,9	0,81			
7	121		-0,1	0,01			
8	119		-2,1	4,41			
9	122		0,9	0,81			
10	121		-0,1	0,01			

Відносне середнє квадратичне відхилення значень вимірювань σ від фактичних даних їх середнього арифметичного значення визначається як:

$$\sigma_c = \frac{\sigma}{\bar{X}} \cdot 100\% = \frac{1,449}{121,1} \cdot 100 = 1,197\%.$$

Стандартне відхилення середнього значення:

$$\sigma_{\bar{x}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} = \frac{1,449}{\sqrt{10}} = 0,458.$$

Для визначення довірчого інтервалу $t \cdot \sigma_{\bar{x}}$, за довідковою таблицею при числі ступенів свободи $f = n - 1 = 10 - 1 = 9$ і ймовірності $P = 0,95$ знаходимо значення коефіцієнта Стюдента, яке буде дорівнювати 2,26.

Тоді:

$$t \cdot \sigma_{\bar{x}} = 0,458 \cdot 2,26 = 1,036.$$

В результаті отриманий результат вимірів із довірчим інтервалом можна записати у виді: $121,1 \pm 1,036$ В або $(121,1 - 1,036)$ В $\div$ $(121,1 + 1,036)$ В = $120,064 \div 122,136$ В.

Тобто можна зробити висновок, що в результаті виміру при зарядній напрузі 2 кВ, отримаємо значення зворотної напруги яка з ймовірністю 0,95 (95%) буде лежати в діапазоні від 120,064 до 122,136 В.

При вимірюванні зворотної напруги при зарядній напрузі 1 кВ отримаємо результати які представлені в таблиці 3.2.

Відносне середнє квадратичне відхилення значень вимірювань σ від фактичних даних їх середнього арифметичного значення визначається як:

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

Стандартне відхилення середнього значення:

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

В таблиці 3.2 наведені результати розрахунків при випробуванні з зарядною напругою 1 кВ.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.2 – Статистичні параметри при випробуванні з зарядною напругою 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	74	73,8	0,2	0,04	1,317	0,416	0,941
2	72		-1,8	3,24			
3	76		2,2	4,84			
4	74		0,2	0,04			
5	73		-0,8	0,64			
6	75		1,2	1,44			
7	72		-1,8	3,24			
8	75		1,2	1,44			
9	74		0,2	0,04			
10	73		-0,8	0,64			

Для визначення довірчого інтервалу $t \cdot \sigma_{\bar{x}}$, за довідковою таблицею при числі ступенів свободи $f = n - 1 = 10 - 1 = 9$ та ймовірності події $P = 0,95$ знаходимо значення коефіцієнта Стюдента, яке буде дорівнювати 2,26.

Тоді:

$$t \cdot \sigma_{\bar{x}} = 0,416 \cdot 2,26 = 0,941.$$

В результаті отриманий результат вимірів із довірчим інтервалом можна записати у виді: $73,8 \pm 0,941$ В або $(73,8 - 0,941)$ В ÷ $(73,8 + 0,941)$ В = 72,859 ÷ 74,741 В.

Тобто можна зробити висновок, що в результаті виміру при зарядній напрузі 1 кВ, отримаємо значення зворотної напруги яка з ймовірністю 0,95 (95%) буде лежати в діапазоні від 72,859 до 74,741 В.

Визначивши коефіцієнт нелінійності, отримаємо значення яке з ймовірністю 0,95 (95%) буде вкладуватись в діапазоні від 1,631 до 1,638.

По отриманих значеннях коефіцієнта нелінійності можна зробити висновок про справність твердої ізоляції трансформатору, та достатню точність методу контролю.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При ситуації коли даний коефіцієнт нелінійності має значення більше 2, робиться висновок про наявність дефектних ділянок в твердій ізоляції трансформатору.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

В результаті аналізу можливих сучасних методів діагностики ізоляції трансформаторів, було виявлено, що кожен із цих методів здатний виявити певні види дефектів із недостатнім рівнем точності. Для підвищення достовірності визначення стану ізоляції для аналізу можливо використати процеси поляризації в ізоляції.

Проведена робота показала, що характер процесів поляризації, особливо величина зворотної напруги є надійним показником старіння ізоляції без її руйнування. Важливо відзначити, що швидкість наростання зворотної напруги або початкова крутість кривих, є найбільш інформативною характеристикою, чутливішою до старіння ізоляції, ніж максимальне значення зворотної напруги або інші параметри ізоляції.

Для визначення стану ізоляції трансформатора було виявлено інформативний показник - коефіцієнт нелінійності, який є відношенням параметрів кривої, отриманої при зарядній напрузі 2 кВ, до параметрів встановлених при зарядній напрузі 1 кВ. Даний коефіцієнт є надійним індикатором стану ізоляції.

Також було встановлено, що зворотна напруга, виміряна через 30 секунд після відключення ізоляції від землі, являється параметром, який відповідає найбільшій степені достовірності при визначенні стану твердої ізоляції трансформатору.

Проведений статистично-імовірнісний аналіз результатів досліджень показав, що коефіцієнт нелінійності з довірчою ймовірністю 95% знаходиться в інтервалі від 1,631 до 1,638. Даний діапазон значень показує високу достовірність отриманих даних про справність твердої ізоляції трансформатору та достатню точність методу контролю.

Тому визначення стану ізоляції силових трансформаторів шляхом непрямої оцінки поляризації діелектрика є перспективним та достовірним методом.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кузнецов В.Г. Надійність і діагностика пристроїв тягового електропостачання: навчальний посібник / В.Г. Кузнецов, О.Г. Галкін, О.В. Єфімов, О.О. Матусевич. – Дніпропетровськ: Вид-во Маковецький. – 2009. – 248 с.
2. Осташевський М. О. Електричні машини і трансформатори: навч. посібник / М. О. Осташевський, О. Ю. Юр'єва. – Харків: ФОП Панов А. М., 2017. – 452 с.
3. Кононов Б.Т. Електричні машини: підручник / Б.Т. Кононов, Г.І. Лагутін, О.Б. Котов та ін. – Харків: ХУПС, 2015. – 493 с.
4. Яцун М.А. Електричні машини. / М.А. Яцун. – Львів: Львівська політехніка, 2001. – 428 с.
5. Андрієнко В.М. Електричні машини: навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл., які навч. за напрямом підгот. «Електротехніка та електротехнології» / В.М. Андрієнко, В.П. Куєвда. – К.: НУХТ, 2010. – 366 с.
6. Белікова Л.Я. Електричні машини: навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / Л.Я. Белікова, В.П. Шевченко. – Одеса: Наука і техніка, 2012. – 478 с.
7. Полях О. М. Аналіз систем діагностування тягових трансформаторів / О.М. Полях / Енергетика «Енергозбереження, енергетика, енергоаудит». – № 6 (112). – 2013. – С. 38-45.
8. Принц М. В. Трансформатори. Монтаж, експлуатація та ремонт / М. В. Принц. – Львів: Оріяна-Нова, 2007. – 184 с.
9. Алексеев Б. А. Оцінка стану силових трансформаторів. Інтерпретація результатів газохроматографічного аналізу олії / Електро. – 2012. – № 2. – С. 10–15.
10. Матусевич О. О. Удосконалення системи діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій електрифікованих залізниць / О. О. Матусевич / Гірничо електромеханіка та автоматика. – 2014. – № 92. – С. 31–36.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Лежнюк П.Д. Діагностування силового обладнання гідроелектростанцій/ П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. А. Жук. – Гідроенергетика України, 2008. – С. 42–47.

12. Абрамов В. Б. Приймальні та експлуатаційні випробування електроустаткування: Навч.посібник / Уклад.: В. Б. Абрамов, В. О. Бржезицький, О. Р. Проценко. – К.:НТУУ «КПІ», 2015. – 235 с.

13. Денисенко М. А. Оцінювання навантажувальної здатності силових масляних трансформаторів за критерієм термічного зносу їх ізоляції / М.А. Денисенко, І.В. Притискач / Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2013. – № 3. – С.78–84.

14. Колесов С. М. Обработка электротехнических материалов та металознаводство на підприємствах залізничного транспорту: навч. посібник / С. М. Колесов, Т. М. Міщенко, В. М. Ляшук. - Дніпро: Дніпропетр. нац. ун-т залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2017. – 115 с.

15. Долин А. П. Досвід проведення комплексних обстежень силових трансформаторів / А. П. Долин, Н. Ф. Першина, В. В. Смекалов / Електричні станції. – 2000. – № 6. – С. 46–52.

16. Климов А. Г. Діагностичне обладнання та засоби неруйнівного контролю для об'єктів енергетики/ А.Г.Климов, В.Р. Козлов. – Енергетик, 2013. – 42 с.

17. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання: навч. посіб. / В. М. Буряк. – 2-ге вид., переробл. та випр. – Х.: Тимченко, 2008. – 165 с.

18. Бондаренко В. Е. Математические основы технической диагностики объектов электрических сетей: учеб. пособие в 2 частях. Ч. 1 / В. Е. Бондаренко, О. В. Шутенко, Д. Н. Баклай. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2017. – 256 с.

19. Гасюк І. М. Статистичні методи обробки результатів фізичного експерименту: навчальний посібник / І.М.Гасюк, Л.С.Кайкан. – Івано-Франківськ: Видавництво Прикарпатського національного університету імені Василя Стефаника, 2011. – 159 с.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

20. Ржепецький В. П. Статистична обробка результатів експериментальних вимірювань: методичні рекомендації / В. П. Ржепецький. – Кривий Ріг: Криворізький державний педагогічний університет, 2011. – 48 с.

21. Кисельов О.В. Статистична обробка і оформлення результатів експериментальних досліджень. Навчальний посібник / О.В. Кисельов, І. Б. Комарова, Д. О. Мілько, Р. О. Бакарджиєв. – Запоріжжя: СТАТУС, 2017. – 118 с.

22. Василенко О. А. Математично-статистичні методи аналізу у прикладних дослідженнях: навч. посіб. / О. А. Василенко, І. А. Сенча. – Одеса: ОНАЗ ім. О. С. Попова, 2011. – 166 с.

					02.15.EE2226.РД.2023–ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		