



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

TEMA:

**Estudio del envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos en
los transformadores.**

AUTOR:

Orta Gaviño, Harry Luis

**Trabajo de titulación preliminar para la obtención del título de
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

TUTOR:

Ing. Vega Ureta, Nino Tello, MS.C.

Guayaquil, Ecuador

1 de septiembre del 2025



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por
Orta Gaviño, Harry Luis como requerimiento para la obtención del título de
Ingeniero en Electricidad

TUTOR

f. 

Ing. Vega Ureta, Nino Tello, MS.C.

DIRECTOR DE LA CARRERA

DIRECTOR DE CARRERA

f. 

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, Ph. D.

Guayaquil, a los 01 del mes de septiembre del año 2025



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Orta Gaviño, Harry Luis

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación, **Estudio del envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos en los transformadores**, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 01 del mes de septiembre del año 2025

EL AUTOR

f. Harry Orta.

Orta Gaviño, Harry Luis



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

AUTORIZACIÓN

Yo, **Orta Gaviño, Harry Luis**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **Estudio del envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos en los transformadores**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 01 del mes de septiembre del año 2025

EL AUTOR

f. Harry Orta .

Orta Gaviño, Harry Luis



CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

REPORTE DE COMPILATIO

Se revisó el Trabajo de Titulación, **ESTUDIO DEL ENVEJECIMIENTO TÉRMICO DE LOS COMPONENTES DIELECTRICOS EN LOS TRANSFORMADORES** presentado por el estudiante **Orta Gavilán, Harry Luis** de la carrera de Ingeniería en Electricidad, donde obtuvo del programa COMPILATIO, el valor de 2% de coincidencias, considerando ser aprobado por esta dirección.

Ing. Niño Tello Vega Ureta, M.S.c.

Revisor - COMPILATOR

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a Dios, quien me otorgó la fortaleza necesaria a lo largo de este camino lleno de retos, pero que con fe y perseverancia se volvió posible. A Él, por acompañarme en esos momentos en los que estuve al borde de rendirme, cuando todo parecía adverso, y por escuchar mis oraciones con el anhelo de alcanzar esta meta tan significativa.

Asimismo, dedico este logro con todo mi corazón a mi madre. Gracias, mamá, por estar siempre a mi lado, por darme palabras de aliento cuando más las necesitaba y por creer en mí incluso cuando yo dudaba. En los momentos más oscuros fuiste mi luz, y por eso te amo profundamente; gracias por tu fortaleza y por tu amor sin condiciones.

Este triunfo también lo comparto con María Fernanda Aguilera Flores, quien ha sido mi apoyo incondicional en cada etapa de este proceso. Gracias por tu fe en mí, por mostrarme que, si uno se lo propone realmente, puede lograrlo. En los días donde todo parecía ir en contra, tú permaneciste firme, alentándome y acompañándome. Estoy agradecido por tu amor, tu energía positiva y tu fuerza. Este logro también es tuyo por todo lo que hiciste por mí, te amo con todo mi ser.

A mi padre le dedico también este esfuerzo, porque a su manera me enseñó valiosas lecciones sobre la vida. Gracias por mostrarme que, aun en las circunstancias más difíciles, uno debe mantenerse firme y no rendirse. Viejito, este éxito de igual forma es tuyo. Sé que me has expresado tu orgullo, pero quería que también lo veas reflejado en acciones. Te quiero mucho... ¡sí se pudo!

No puedo dejar de mencionar a mi familia, quienes han estado presentes en los momentos más relevantes de mi vida. A ti, abuelita Manuela, y también a mis tíos Jorge, Miguel, Gabriela, Sidonnid, Raúl y Carlos, así como a todos mis primos: gracias por estar ahí en cada etapa compleja. Este triunfo lo comparto con ustedes desde lo más profundo de mi corazón. Los quiero mucho.

A mis amigos, quienes estuvieron conmigo en las buenas y en las malas: María Fernanda Aguilera Flores, Yasshir Olvera, Mateo Alvarracin y William Montiel. Este logro también es suyo. Espero que este paso que doy los inspire a seguir adelante, a no rendirse nunca. Recuerden que todo es posible, y los quiero ver triunfando, siempre arriba.

A todos mis profesores, quienes con paciencia, entrega y dedicación me guiaron en este recorrido. Les agradezco profundamente por compartir su conocimiento, su sabiduría, su confianza y por creer en que este sueño profesional era alcanzable. Gracias por ser parte de mi formación.

Finalmente, este trabajo también está dedicado con mucho amor y nostalgia a aquellos seres queridos que ya no están físicamente, pero que siguen presentes en mi corazón: abuelita Eddie, tía Nena y abuelito Lucho. Sé que desde el cielo están celebrando este logro conmigo. Los extraño y los amo eternamente.

AGRADECIMIENTO

Después de este largo camino quiero darle gracias a Dios, por a ver escuchado mis oraciones en cada momento, sobre todo cuando no podía estudiar y a pesar de eso me diste la oportunidad de estudiar en la UCSG, de verdad señor gracias, porque aún recuerdo que aquella vez te suplique entre lágrimas de que si quería estudiar, gracias señor por este grato momento y no te defraude, cumplí con mi palabra de que si podía lograrlo, gracias por a verme cruzado a tantas personas maravillosas que me ayudaron en el camino para que todo esto se vuelva realidad.

A mi mamá por ser ese pilar que a estado desde el principio conmigo, gracias mamita hermosa por ese apoyo incondicional, muchas veces quise rendirme, pero esa fuerza, fe y amor infinito que me das me mantuvo fuerte para poder continuar en todo este proceso, en este camino lleno de púas y tan difícil de cruzar, con tantos golpes y caídas, pero ahora puedo decirte lo logre mamá, gracias por siempre confiar en mí, te amo con todo mi ser, de verdad siempre quise decirte lo logre mamá.

Gracias papá, por enseñarme a ser fuerte sé que al principio no comprendía porque eras así conmigo pero entendí que solo tratabas de prepararme para la vida, a tu modo, gracias por ser mejor que tu padre, también te agradezco por a ver mejorado solo por nosotros, gracias por ser mi papá, te amo, este triunfo también es gracias a ti no lo olvides, sabes de ti aprendí a ser luchador y buscársela todos los días sin hacerle daño a nadie, de manera sana, jaja no quisiera decirlo pero aprendí a valorar cada plato de comida, estudiar, cepillarme, bañarme, amar a mi mamá, amar a mis hermanos, a la familia, a no ser como los demás, a no rendirme, a ser mejor de lo que eres algo que siempre me tratabas de enseñar y lo lograste, te amo papá.

A mi abuelita Manuela por cuidar de mí cuando mis padres no podían, por ese cariño y esos consejos que te hacen sentir en casa, por demostrarme que la vida está hecha para grandes cosas, por ese cariño junto con su confianza de que, si podía lograr este objetivo y no detenerme por nada incluso por esos consejos y aprecio, por enseñarme a no agachar la cabeza ante nadie mirando a las personas siempre a la frente con la frente en alto, a todos mis primitos, con sus gratos consejos.

A María Fernanda Aguilera Flores, por ser esa persona que estuvo en mis distintas facetas y a pesar de eso no se alejó de mi vida me siento orgulloso por su crecimiento y madures que tuvo a través de los años de verdad gracias por estar en esos momentos difíciles cuando ya no podía más.

A mis amigos por estar presentes por cada consejo, por cada enseñanza, por cada consejo en mi desarrollo, a todos ustedes les agradezco por ser mis amigos, a mis profesores que me ayudaron en mi desarrollo como líder, gracias muchachos por todo.



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL
DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

DIRECTOR DE CARRERA
f. 

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, Ph. D.

DECANO O DIRECTOR DE CARRERA

DIRECTOR DE CARRERA
f. 

Ing. Ubilla González, Ricardo Xavier, Ms. C.

COORDINADOR DEL ÁREA O DOCENTE DE LA CARRERA

DIRECTOR DE CARRERA
f. 

Ing. Ubilla González, Ricardo Xavier, Ms. C.
OPONENTE

OPONENTE
f. 

Ing. Vega Ureta, Nino Tello, MS.C.

TUTOR

Índice general

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	2
1.1 INTRODUCCIÓN	2
1.2 ANTECEDENTES	3
1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	5
1.5 OBJETIVOS DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	6
1.5.1 OBJETIVO GENERAL	6
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
1.6 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	7
CAPÍTULO 2: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	8
2.1 TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS.....	8
2.1.1 DEFINICIÓN Y FUNCIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO.....	8
2.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR.....	8
2.1.2 COMPONENTES DE UN TRANSFORMADOR.....	9
2.1.3 CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE ACUERDO CON EL NÚMERO DE FASES.....	10
2.1.3.1 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO TIPO PEDESTAL (PAD – MOUNTED)	11
2.1.3.2 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE TIPO POSTE (CONVENCIONAL Y AUTOPROTEGIDO)	13
2.1.3.1.1 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE TIPO POSTE CONVENCIONAL	14
2.1.3.1.2 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE TIPO POSTE AUTOPROTEGIDOS	14
2.2 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	15
2.2.1 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE TIPO CONVENCIONAL	17
2.2.2 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO TIPO PEDESTAL (PAD-MOUNTED).....	17

2.3 CLASIFICACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE ACUERDO CON SU REFRIGERACIÓN Y AISLAMIENTO	19
2.3.1 TRANSFORMADOR TIPO SECO.....	19
2.3.2 TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE.....	21
2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES: POTENCIA Y DISTRIBUCIÓN	24
2.4.1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	24
2.4.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	24
2.5 DEMANDA BASE DE UN TRANSFORMADOR	24
2.6 PERDIDAS Y EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES	25
2.6.1 PERDIDAS EN TRANSFORMADORES	25
2.6.2 PÉRDIDAS EN VACÍO (SIN CARGA).....	25
2.6.2.1 EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES	26
2.6.2.1.2 POTENCIA Y NIVELES DE VOLTAJE DEL TRANSFORMADOR	27
2.7 FUNCIONAMIENTO DEL ACEITE DIELECTRICO Y PAPEL AISLANTE DE LOS TRANSFORMADORES.....	29
2.7.1 VIDA ÚTIL DEL ACEITE DIELECTRICO Y PAPEL AISLANTE DE LOS TRANSFORMADORES.....	30
2.7.1.1 PRUEBAS USADAS PARA LA OVULACIÓN DEL ENVEJECIMIENTO DEL ACEITE DIELECTRICO Y DEL PAPEL AISLANTE DEL TRASFORMADOR.....	31
2.8 TÉCNICAS EMPLEADAS PARA EVALUAR EL ENVEJECIMIENTO DEL ACEITE DIELECTRICO Y DEL AISLAMIENTO SOLIDO EN TRANSFORMADORES.....	32
2.9 CLASIFICACIÓN DEL AISLAMIENTO TÉRMICO EN TRANSFORMADORES Y SU RELACIÓN CON FACTORES QUE INFLUYEN EN EL ENVEJECIMIENTO DE LOS DIELECTRICOS.....	33
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DEL ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO EN	

TRANSFORMADORES APLICACIÓN DE PRUEBAS ELÉCTRICAS Y TABLAS PARA LA	
EVALUACIÓN EN EL TIEMPO	34
3.1 PRUEBA DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN AL TRANSFORMADOR (TR-1) EN EL	
AÑO 2017	35
3.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL	35
3.1.2 ANÁLISIS DEL RESULTADO OBTENIDO	35
3.1.3 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS Y DIAGNÓSTICO DE LA CONDICIÓN DEL	
AISLAMIENTO.....	36
3.2 PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN DEL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN AL	
TRANSFORMADOR (TR-1) EN EL AÑO 2017.....	36
3.2.1 FUNDAMENTO TÉCNICO DEL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN	36
3.2.2 PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE LA PRUEBA DE	
ÍNDICE DE POLARIZACIÓN	37
3.2.3 CONEXIÓN DEL EQUIPO.....	37
3.3 PRUEBA DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN AL TRANSFORMADOR (TR-2) EN EL	
AÑO 2017	40
3.3.1 PRUEBA DE AISLAMIENTO ENTRE MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN.....	40
3.3.2 PRUEBA DE AISLAMIENTO ENTRE MEDIA TENSIÓN Y TIERRA	40
3.3.3 PRUEBA DE AISLAMIENTO ENTRE BAJA TENSIÓN Y TIERRA.....	40
3.3.4 COMPARACIÓN CON LOS PARÁMETROS DE EVALUACIÓN	41
3.4 PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN DEL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN AL	
TRANSFORMADOR (TR-2) EN EL AÑO 2017.....	41
3.4.1 FUNDAMENTO TÉCNICO DEL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN	41
3.4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE ÍNDICE DE	
POLARIZACIÓN.....	42

3.4.3 CONEXIÓN DEL EQUIPO	42
3.6 PRUEBA DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN AL TRANSFORMADOR (TR-1) EN EL AÑO 2018	46
3.6.1 PRUEBA DE AISLAMIENTO ENTRE MEDIA TENSIÓN VS BAJA TENSIÓN.....	46
3.6.2 PRUEBA DE AISLAMIENTO ENTRE MEDIA TENSIÓN VS TIERRA.....	46
3.6.3 PRUEBA DE AISLAMIENTO ENTRE BAJA TENSIÓN VS TIERRA	47
3.6.4 COMPARACIÓN CON LOS PARÁMETROS DE EVALUACIÓN	47
3.7 PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN DEL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN AL TRANSFORMADOR (TR-1) EN EL AÑO 2018.....	48
3.7.1 FUNDAMENTO TÉCNICO DEL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN	48
3.7.2 PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN.....	48
3.7.3 CONEXIÓN DEL EQUIPO	49
3.8 PRUEBA DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN AL TRANSFORMADOR (TR-2) EN EL AÑO 2018	51
3.8.1 PRUEBA DE AISLAMIENTO ENTRE MEDIA TENSIÓN VS BAJA TENSIÓN	51
3.8.2 PRUEBA DE AISLAMIENTO ENTRE MEDIA TENSIÓN VS TIERRA.....	52
3.8.3 PRUEBA DE AISLAMIENTO ENTRE BAJA TENSIÓN VS TIERRA	52
3.8.4 COMPARACIÓN CON LOS PARÁMETROS DE EVALUACIÓN	53
3.9 PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN DEL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN AL TRANSFORMADOR (TR-2) EN EL AÑO 2018.....	53
3.9.1 FUNDAMENTO TÉCNICO DEL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN	53
3.9.2 PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN.....	54
3.9.3 CONEXIÓN DEL EQUIPO	54

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DEL ÍNDICE DE DEGRADACIÓN Y ENVEJECIMIENTO DE LOS DIELÉCTRICOS EN FUNCIÓN A FACTORES DE TEMPERATURA, HUMEDAD, GASES, ETC.	58
4,1 ¿PORQUE ES IMPORTANTE LOS ENSAYOS PERIÓDICOS DE LOS MATERIALES AISLANTES DEL TRANSFORMADOR?	58
4.1.1 LA RESISTIVIDAD	61
4.1.1.1 COMPORTAMIENTO DE LA RESISTENCIA EN FUNCIÓN DE LA VARIABILIDAD TÉRMICA	63
4.2 SOBRE EL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN (PI):	63
4.3 LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA	64
4.4 HUMEDAD	65
4.4.1 EFECTOS	65
4.4.2 FORMA DE INGRESO	66
4.5 CALOR	67
4.5.1 EFECTOS	67
4.5.2 FORMA DE INGRESO	67
4.6 OXIGENO	68
4.6.1 EFECTOS	68
4.6.2 FORMA DE INGRESO	68
4.7 CONTAMINANTES EXTERNOS	68
4.7.1 CONSECUENCIAS	68
4.7.2 MECANISMO DE INGRESO	69
4.8 ENSAYOS AL ACEITE	69
4.8.1 PUNTO DE ANILINA	70
4.8.1.2 COLOR	70

4.8.1.3 VISCOSIDAD	71
4.8.1.4 RIGIDEZ DIELECTRICA	71
4.9 FACTORES DE DEGRADACIÓN Y ENVEJECIMIENTO DE DIELECTRICOS EN TRANSFORMADORES	72
CAPÍTULO 5: ANALIZAR E INTERPRETAR LOS RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS APLICADAS AL SISTEMA, CON EL FIN DE EVALUAR EL ESTADO OPERATIVO Y LA CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO	73
5.1 INTRODUCCIÓN	73
5.2 DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA REALIZADA.....	73
5.3 RESULTADOS OBTENIDOS	74
5.31 RESULTADO DE PRUEBA AL (TR-1) Y (TR-2) EN EL AÑO 2017	74
5.3.2 RESULTADO DE PRUEBA AL (TR-1) Y (TR-2) EN EL AÑO 2018.....	74
5.4 CONCLUSIÓN	76
BIBLIOGRAFÍA	80

Índice de figura

Figura 1: Función de un transformador	8
Figura 2: Principio de funcionamiento de un transformador	9
Figura 3: Núcleo del transformador	9
Figura 4: Bobina primaria y secundaria de un transformador	10
Figura 5: Transformador monofásico del fabricante	11
Figura 6: Transformador tipo pedestal	12
Figura 7: Transformador tipo poste de 25 KVA	14
Figura 8: Transformador trifásico	16
Figura 9: Transformador trifásico de tipo pedestal de 500 KVA	18
Figura 10: Transformador tipo seco	20
Figura 11: Transformador sumergible	23
Figura 12: Mantenimiento a transformador de 1500 kVA	37

Índice de tabla

Tabla 1: Accesorios de un transformador monofásicos tipo pedestal.....	12
Tabla 2: Accesorios de un transformador trifásico	16
Tabla 3: Tipos de fluidos	23
Tabla 4: Niveles de voltaje de los transformadores	28
Tabla 5: Potencias de transformadores	29
Tabla 6: Técnicas empleadas para evaluar el envejecimiento del aceite dieléctrico y del aislamiento sólido en transformadores	32
Tabla 7: Clasificación del aislamiento térmico en transformadores y su relación con factores que influyen en el envejecimiento	33
Tabla 8: Parámetros para la evaluación de la condición de los dieléctricos	39
Tabla 9: Prueba de índice de polarización al TR 1 de 1500 KVA moretran (Año 2017)	39
Tabla 10: Parámetros para la evaluación de la condición de los dieléctricos	44
Tabla 11: Prueba de índice de polarización al TR -2 de 750 KVA moretran (Año 2017)	44
Tabla 12: Parámetros para la evaluación de la condición de los dieléctricos	51
Tabla 13: Prueba de índice de polarización al TR 1 de 1500 KVA moretran (Año 2018)	51
Tabla 14: Parámetros para la evaluación de la condición de los dieléctricos	56
Tabla 15: Prueba de índice de polarización al TR 2 de 750 KVA ecuatran (Año 2018)	56
Tabla 16: Inspección de transformador por técnica termográfica.....	64
Tabla 17: Factores de degradación y envejecimiento dieléctrico en transformadores	72

Resumen

En este trabajo de titulación se aborda el estudio técnico del envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos de los transformadores, un fenómeno que afecta directamente la vida útil y la fiabilidad de estos equipos críticos en los sistemas eléctricos. El análisis se focaliza particularmente en los materiales dieléctricos como el aceite aislante y el papel kraft, los cuales experimentan un proceso de degradación bajo condiciones térmicas prolongadas y elevadas.

Para tal motivo, se muestra una revisión de los principales mecanismos de degradación térmica, donde se incluye la formación de humedad, ácidos y furanos, los cuales son indicadores claves del envejecimiento de los aislamientos. También, se utilizan modelos térmicos y herramientas que muestran el diagnóstico como el análisis de gases disueltos (DGA) y la medición de furanos, con el objetivo de evaluar el estado de los materiales aislantes y su nivel de desgaste.

El desarrollo del estudio muestra simulaciones térmicas y la incorporación de casos prácticos o ensayos de laboratorio, los cuales establecen correlaciones entre la temperatura de operación, la aceleración del envejecimiento y la vida útil residual del transformador.

Finalmente, se formulan recomendaciones las cuales están orientadas al diseño de actividades de mantenimiento predictivo y a la gestión eficiente del ciclo de vida de los transformadores, al implementar sistemas de monitoreo térmico y la evaluación periódica de los materiales dieléctricos.

Palabras clave: instalaciones eléctricas, fallas eléctricas, análisis predictivo

Abstract

This thesis addresses the technical study of thermal aging of transformer dielectric components, a phenomenon that directly affects the lifespan and reliability of these critical devices in electrical systems. The analysis focuses particularly on dielectric materials such as insulating oil and kraft paper, which undergo degradation under prolonged thermal conditions.

A review of the main thermal degradation mechanisms is presented, including the formation of moisture, acids, and furans, which serve as indicators of aging. Thermal models and diagnostic tools such as dissolved gas analysis (DGA) and furan measurement are also used to assess the condition of the insulators.

The study includes thermal simulations, as well as case studies or laboratory tests (if applicable), with the aim of establishing a correlation between operating temperature, aging acceleration, and the transformer's remaining lifespan. Finally, recommendations are proposed for predictive maintenance and efficient lifecycle management of transformers through thermal monitoring and periodic evaluation of dielectric materials.

Keywords: **Keywords: electrical installations, electrical faults, predictive analysis**

Capítulo 1: Descripción General Del Trabajo De Titulación

1.1 Introducción

Los transformadores ejercen un papel de vital importancia en la transmisión y distribución de energía. Dado que su papel estratégico es garantizar un mantenimiento eficaz. Debido a que la prevención de fallas es esencial para garantizar la confiabilidad y la eficiencia de la red eléctrica. Sin embargo, los métodos de mantenimiento tradicionales se basan en respuestas a fallas, las cuales resultan ineficientes y costosos porque no permiten detectar problemas a tiempo.

Los transformadores de potencia y distribución son equipos fundamentales en los sistemas de producción, conducción y suministro de electricidad. El desempeño adecuado de estos equipos va a depender del buen estado de sus componentes internos, principalmente de los materiales dieléctricos como el aceite aislante y el papel kraft, que actúan como dispositivos de aislamiento y refrigeración.

Sin embargo, la constante exposición a temperaturas elevadas permite que estos materiales sufran un proceso conocido como envejecimiento térmico, que reduce su capacidad de aislamiento y acelera el desgaste del transformador. el continuo deterioro puede desencadenar fallas de alto impacto, perjudicar la calidad del suministro eléctrico e inducir altos costos de reemplazo o reparación.

En este contexto, este proyecto de investigación busca analizar el desarrollo técnico del envejecimiento de los componentes dieléctricos. De este modo, se pretende aportar diversas herramientas y conocimientos que permitan fortalecer el control, diagnóstico y mantenimiento de los equipos de distribución, por ende, aumentando su vida útil y confiabilidad operativa.

1.2 Antecedentes

En las últimas décadas, el incremento de la demanda energética y la exigencia de sistemas de energía más garantizados han generado la investigación y las mejoras en los transformadores. En efecto, estos equipos son de suma importancia para la infraestructura eléctrica, y su funcionamiento eficiente y seguro depende de la integridad de sus partes constituyentes.

En este sentido, los elementos que destacan son básicamente el aceite dieléctrico y el papel aislante, estos componentes realizan y cumplen diversas funciones importantes en el aislamiento del sistema eléctrico y en la disipación del calor. Sin embargo, bajo circunstancias normales de funcionamiento, estos materiales están expuestos a temperaturas elevadas, lo que va a generar una aceleración en su degradación química. Este proceso, es conocido como el envejecimiento térmico, donde se reduce progresivamente la capacidad de aislamiento y pone en riesgo la operatividad del transformador.

Diversas investigaciones de carácter técnico han demostrado que el envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos es considerado una de las causas fundamentales de fallas en transformadores, limitando su ciclo de vida y comprometiendo la continuidad del servicio en el suministro eléctrico. Frente a este panorama, se han desarrollado diversos métodos para poder diagnosticar el envejecimiento tales como: el análisis de gases absorbidos, la medición de moléculas furánicas y el modelado térmico, con el objetivo de valorar la integridad del aislamiento y prevenir fallos mayores.

Si bien se han logrado avances importantes en este campo, aun resulta esencial profundizar en el estudio del envejecimiento térmico, especialmente en

lo referente a la interacción entre la temperatura, lapso de exposición y el proceso de degradación de los materiales dieléctricos.

1.3 Descripción Del Problema

Los equipos de distribución son de vital importancia en la red eléctrica, y su rendimiento está estrechamente vinculado al estado de sus elementos internos, especialmente los materiales dieléctricos que realizan funciones de aislamiento y refrigeración. Con el paso del tiempo, y bajo la influencia de temperaturas elevadas, estos materiales como el (papel aislante y el aceite) comienzan a deteriorarse, reduciendo su rendimiento y potencialmente causando anomalías en los equipos.

En la actualidad uno de los desafíos no es el mantenimiento de transformadores es la ausencia de un monitoreo minucioso del proceso de la degradación térmica de los componentes dieléctricos. Esta limitación complica la identificación oportuna de riesgos y la habilidad para organizar el mantenimiento.

Por lo tanto, es necesario realizar un análisis técnico de manera detallada del envejecimiento térmico de los dieléctricos en los transformadores. Este enfoque permitiría, por un lado, comprender con mayor claridad su modo de operación bajo condiciones de estrés térmico y, por otro, identificar los factores claves que intervienen en su deterioro. A partir de ello, se podrán proponer estrategias que logren alargar la vida útil del equipo y optimicen la gestión del cuidado preventivo, contribuyendo así a una mayor confiabilidad del sistema eléctrico.

1.4 Justificación Del Problema

El análisis del envejecimiento térmico de los materiales dieléctricos en transformadores es esencial, ya que estos componentes desempeñan un papel clave en la seguridad de los sistemas eléctricos. Principalmente, Cuando los transformadores operan bajo cargas térmicas constantes, Así mismo, su aislamiento el cual está constituido por el material Kraft que es el papel aislante y el aceite, se deteriora gradualmente, minimizando su capacidad operativa y provocando fallas catastróficas.

Comprender el funcionamiento de este proceso de degradación no solo permite predecir y anticipar fallas antes de que ocurran, sino que optimiza las prácticas de soporte operativo, reducir las probabilidades de corte del servicio y alarga la vida útil de los equipos. Este tipo de investigaciones requiere una relevancia aun mayor en contextos donde se espera que los transformadores operen durante largos períodos sin reemplazo y en condiciones de operación exigentes, como ocurre en muchas redes eléctricas actualmente en funcionamiento.

A través del desarrollo de estudios técnicos especializados sobre este fenómeno, es posible obtener conocimientos valiosos que pueden utilizarse con el propósito de poner en marcha programas de mantenimiento predictivo y tomar decisiones técnicas y económicas. De esta manera, promueve un mejor desempeño eficiente de operación de los sistemas de energía y limita los gastos relacionados con reparaciones no planificadas o fallas inesperadas.

En consecuencia, este estudio no solo tiene como objetivo profundizar en la comprensión técnica del envejecimiento térmico de los materiales dieléctricos, sino también proporcionar a ingenieros y gerentes responsables de mantenimiento

herramientas prácticas para optimizar la gestión de activos de energía en el sector energético.

1.5 Objetivos Del Problema De Investigación

1.5.1 Objetivo General

Usar la literatura existente que permita descubrir las diferentes técnicas utilizadas para la evaluación de envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos para conocer el índice de la vida útil del aislamiento.

1.5.2 Objetivos Específicos

Revisar la literatura científica que permita enlistar las diferentes técnicas o pruebas usadas para la ovulación del envejecimiento del aceite dieléctrico y del papel aislante del transformador.

Análisis del envejecimiento del aislamiento en transformadores aplicación de pruebas eléctricas y tablas para la evaluación en el tiempo

Análisis del índice de degradación y envejecimiento de los dieléctricos en función a factores de temperatura, humedad, gases, etc.

Analizar e interpretar los resultados obtenidos a partir de las pruebas eléctricas aplicadas al sistema, con el fin de evaluar el estado operativo y la condición del aislamiento.

1.6 Metodología De La Investigación

El desarrollo de esta investigación parte de un enfoque técnico-descriptivo, que combina la revisión documental con métodos prácticos de diagnóstico. En una etapa inicial, se recopila información clave sobre el envejecimiento térmico de materiales dieléctricos utilizados en transformadores, recurriendo a normas, textos especializados y manuales técnicos que abordan este fenómeno desde distintas perspectivas.

Teniendo como base teórica el desarrollo de este proyecto, se desarrollará un análisis en el que se explique cómo incide la temperatura en el estado del aceite aislante y del papel kraft, los cuales son componentes internos fundamentales en un transformador. De tal forma que, para poder entender el nivel de degradación, se emplearan técnicas como el análisis de índice de polarización, aquel que otorga información sobre el deterioro interno. Así mismo, este proyecto se complementa con el estudio de modelos térmicos o simulaciones que permiten observar el comportamiento de los materiales bajo condiciones operativas diversas.

Gracias a esta metodología, se logra identificar síntomas tempranos de desgaste, lo cual es esencial para implementar medidas preventivas eficaces. Estas acciones pueden traducirse en una mayor fiabilidad operativa de los transformadores, así como en una gestión más eficiente del mantenimiento, lo que representa un beneficio directo para la continuidad y seguridad del sistema eléctrico.

Capítulo 2: Fundamentación Teórica

2.1 Transformadores eléctricos

2.1.1 Definición y función en un sistema eléctrico

Según (Qro, 2019), un transformador eléctrico es un equipo que se basa en la teoría de la inducción electromagnética, la cual permite la transferencia de energía eléctrica entre dos circuitos sin alterar la frecuencia. En este contexto, el transformador eléctrico según el requerimiento que se necesite puede elevar o disminuir su tensión cuando sea necesario. Esta característica lo convierte en un componente esencial dentro de los sistemas de energía eléctrica. Además, al tratarse de una máquina que especialmente durante las etapas de distribución y regulación de la energía a través de largas distancias. Por lo tanto, su incorporación en las redes eléctricas contribuye significativamente a la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Figura 1: Función de un transformador



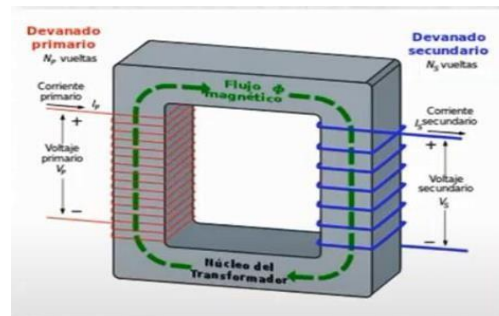
Nota: Diferencias entre transformadores de distribución convencional monofásico y trifásico. **Fuente:** Tecsa, 2019

2.1.1 Principio de funcionamiento de un transformador

Un transformador, en su versión más elemental, consta de un núcleo de hierro que sostiene dos bobinados: uno conforma el circuito primario y el otro el secundario. El primario recibe la energía eléctrica, mientras que el secundario se

encarga de suministrarla a la red externa. (Qro, 2019)

Figura 2: Principio de funcionamiento de un transformador



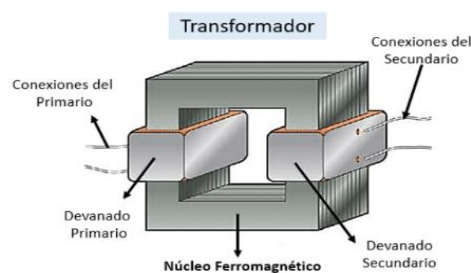
Nota: Esquema del principio de funcionamiento de un transformador. **Fuente:** Tecsa, 2019

2.1.2 Componentes de un transformador

a. El circuito magnético (núcleo)

El circuito magnético es el componente del transformador que cumple con la función de conducir el flujo magnético generado, el cual concatenara magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador. Por otro lado, el circuito magnético es conocido como el núcleo, este núcleo se halla formado por hojas o láminas de acero.

Figura 3: Núcleo del transformador



Nota: Partes que constituyen al transformador. **Fuente:** Ingtelecto. (s.f.)

El circuito eléctrico (bobinas)

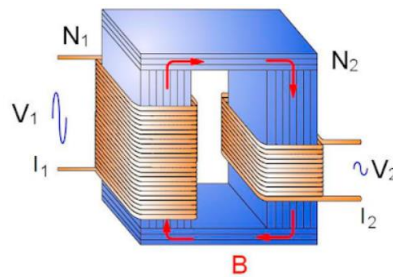
Las bobinas son la sección que componen los circuitos eléctricos de un transformador, se clasifican en: bobinas primarias y secundarias.

La función de la bobina primaria es crear un flujo magnético para inducir en la bobina secundaria una fuerza electromotriz, y poder transferir potencia eléctrica del primario al secundario mediante la teoría de la inducción electromagnética; este proceso se realiza con una pérdida de energía no muy elevada. (Qro, 2019)

Las ventajas de las bobinas de cobre son:

- Cuentan con resistencia mecánica
- Conductividad eléctrica buena (bobina más pequeña)

Figura 4: Bobina primaria y secundaria de un transformador



Nota: Representación esquemática de las bobinas primaria (N_1) y secundaria (N_2) de un transformador **Fuente:** Transformadores, 2020

2.1.3 Clasificación de transformadores de acuerdo con el número de fases

Transformador monofásico

Estos transformadores están constituidos por dos devanados: uno primario y otro secundario. Generalmente, su capacidad se sitúa dentro de un rango que va desde los 3 kVA hasta alcanzar los 333 kVA. Como ejemplo representativo, en la figura 5, según (Orellana Quinaluisa, 2022) se presenta un transformador monofásico de la marca MORETRAN con una potencia nominal de 50 kVA. (Palas, 2022)

Figura 5: Transformador monofásico del fabricante



Nota: Transformador monofásico tipo poste, utilizado para distribución eléctrica de baja tensión. **Fuente:** actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia, 2022

2.1.3.1 Transformador monofásico tipo pedestal (pad – mounted)

Según (Palas, 2022), este tipo de transformador suele instalarse dentro de un gabinete cerrado, lo cual tiene como propósito principal protegerlo de las condiciones ambientales adversas, tal como se aprecia en la figura 6. En cuanto a su configuración, puede adoptar un diseño radial, especialmente cuando se requiere que cada unidad reciba alimentación primaria de manera individual.

Asimismo, está equipado con distintos dispositivos de protección que varían según el uso previsto, entre los cuales se incluyen:

- Seccionadores bajo carga de dos o cuatro posiciones.
- Aisladores tipo pozo corto.
- Conectores de interfase.
- Aisladores para el lado de baja tensión.
- Bases porta fusibles sumergidas en aceite.
- Fusibles de expulsión tipo BAY-O-NET.

Cabe destacar que la selección de estos componentes de protección dependerá directamente de las necesidades técnicas y operativas del usuario. (Palas, 2022)

Respecto a su capacidad de fabricación, estos transformadores se clasifican de la siguiente forma:

- **Tipo semi protegido:** con potencias desde 3 kVA hasta 333 kVA.
- **Tipo autoprotegido:** en un rango que va desde 3 kVA hasta 100 kVA.
- **Voltaje máximo de operación:** hasta 34 500 V.

Es importante tener en cuenta que dichos valores pueden diferir según el fabricante. Adicionalmente, para conocer con precisión las dimensiones y características específicas de un transformador determinado, se recomienda consultar la información técnica oficial proporcionada por el proveedor correspondiente. (Palas, 2022)

Figura 6: Transformador tipo pedestal



Nota: Vista detallada de un transformador tipo pedestal, utilizado en redes de distribución subterránea. **Fuente:** actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia, 2022

Tabla 1: Accesorios de un transformador monofásicos tipo pedestal

Accesorios	
1	Aislador well de alto voltaje
2	Aislador/terminal termoplástico de bajo voltaje
3	Cambiador de tomas fuera de corto circuito
4	Toma de tierra del tanque
5	Varilla de nivel de aceite

6	Orejas de levantamiento
7	Placa de identificación
8	previsión de puesta a tierra para codos
9	Puesta a tierra del neutro
10	Sostén para buje
11	Análisis de aceite
12	Toma para llenado de aceite
13	válvula de alivio de presión
14	Conjunto soporte fusible – bayoneta
15	Fusible bayoneta
16	Fusible expulsión
17	Fusible de respaldo por enlace de aislamiento
18	Fusible de respaldo limitador de corriente
19	Cambiador de voltaje dual
20	Descargador de sobre tensión bajo voltaje

Nota: Accesorios internos

Nota: Lista de accesorios de un transformador tipo pedestal. **Fuente:** actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia, 2022

2.1.3.2 Transformador monofásico de tipo poste (convencional y autoprotegido)

(Palas, 2022), este tipo de transformadores está diseñado para ser instalado en exteriores, ofreciendo resistencia a las condiciones ambientales, tal como se puede observar en la figura 5 y 6. Su diseño y construcción varían en función del entorno de instalación o de los requerimientos específicos del sistema eléctrico en el que se va a integrar. En cuanto a su rango de fabricación:

- ✓ los modelos convencionales cubren potencias desde los 3 kVA hasta los 167 kVA,
- ✓ las versiones autoprotegidas están disponibles desde 3 kVA hasta un máximo de 100 kVA.
- ✓ Cabe señalar que estos equipos pueden operar con tensiones de hasta 34 500 V.

aunque este valor puede modificarse según las especificaciones del fabricante o la aplicación particular.

Figura 7: Transformador tipo poste de 25 KVA



Nota: Transformador monofásico tipo poste con capacidad de 25 kVA, comúnmente utilizado en redes de distribución para suministrar energía eléctrica a instalaciones residenciales, comerciales e industriales. **Fuente:** actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia, 2022

2.1.3.1.1 Transformador monofásico de tipo poste convencional

Este tipo de transformador se emplea, por lo general, en la distribución de energía eléctrica hacia instalaciones de tipo residencial, comercial e industrial. Además, está provisto de uno o dos pasas tapas en el lado de alta tensión, lo que permite su adecuada conexión dentro del sistema eléctrico. (Palas, 2022)

2.1.3.1.2 Transformador monofásico de tipo poste autoprotegidos

Según (Palas, 2022), se conoce como transformador convencional a aquel equipo donde se incorporan dispositivos de protección específica, los cuales son seleccionados basándose en los requerimientos del usuario o de las condiciones

del entorno. entre estos dispositivos se incluyen:

- pararrayos
- fusibles de expulsión
- interruptores termomagnéticos

Adicionalmente, pueden instalarse luces piloto que advierten visualmente sobre el estado de carga del equipo. Es importante destacar que, dependiendo del criterio del usuario o de las condiciones operativas, pueden añadirse otros mecanismos de protección complementario. (Palas, 2022)

2.2 Transformador trifásico

El transformador trifásico está diseñado para suministrar energía eléctrica en instalaciones montadas sobre postes o ubicadas dentro de cámaras de distribución. Este tipo de equipo se distingue por contar con tres líneas de alimentación en media tensión, así como tres o cuatro salidas en baja tensión, según los requerimientos del sistema eléctrico, tal como se ilustra en la figura 8. (Palas, 2022)

En cuanto a su fabricación:

- El rango convencional abarca potencias desde los 15 kVA hasta los 500 kVA.
- voltaje máximo operativo puede alcanzar los 34 500 V.

Figura 8: Transformador trifásico



Nota: Transformador trifásico de distribución, donde se visualizan sus componentes externos principales, tales como aisladores, terminales y carcasa. Su diseño permite operar en redes de media tensión con potencias desde 15 kVA hasta 500 kVA. **Fuente:** actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia, 2022

Tabla 2: Accesorios de un transformador trifásico

Accesorios	
1	Aislador/terminal de alto voltaje
2	Aislador/terminal de bajo voltaje
3	Cambiador de taps para operación des energizada
4	Dispositivo de puesta a tierra del tanque
5	Dispositivo para montaje de pararrayos
6	Indicador de nivel de aceite
7	Orejas de levantamiento
8	Placa de identificación
9	Puesta a tierra del terminal neutro de alto voltaje
10	Puesta a tierra del terminal neutro de bajo voltaje
11	Toma de muestra y drenaje de aceite
12	Toma para llenado de aceite
13	válvula de alivio de presión

Nota: Lista de accesorios de un transformador trifásico. **Fuente:** actualización del manual de construcción, cálculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia, 2022

2.2.1 Transformador trifásico de tipo convencional

Este tipo de transformadores cumple la función de modificar los niveles de tensión presentes en redes eléctricas de media o alta tensión, adecuándolos a valores aptos para su uso en aplicaciones residenciales, comerciales e industriales. Comúnmente se encuentran en sistemas de distribución, donde su propósito principal es convertir tensiones estándar como 13,2 kV o 34,5 kV a niveles más bajos, por ejemplo, 220/127 V, permitiendo así el funcionamiento seguro y eficiente de electrodomésticos y otros equipos eléctricos. (Palas, 2022)

2.2.2 Transformador trifásico tipo pedestal (pad-mounted)

Estos transformadores están equipados con un sistema de protección mediante gabinete, el cual evita que los aisladores de Alta y Baja Tensión queden expuestos a condiciones ambientales adversas. Dicho gabinete, que se encuentra fijado al tanque principal mediante tornillos, resguarda de forma segura los componentes eléctricos tanto de baja como de alta tensión. Como medida adicional de seguridad, incorporan un enclave mecánico que impide acceder al compartimiento de alta tensión sin haber abierto primero el de baja tensión, lo cual garantiza una operación más segura, como se muestra en la figura 9. (Palas, 2022), indica que es importante señalar que estas características pueden variar de acuerdo con el fabricante; en este caso específico, responden a las especificaciones técnicas proporcionadas por la empresa ECUATRAN.

En cuanto a sus capacidades de fabricación, estos transformadores se presentan en distintas versiones:

- ❖ **Semi protegido:** desde 15 kVA hasta 5000 kVA.
- ❖ **Autoprotegido:** desde 25 kVA hasta 160 kVA.
- ❖ **Conmutable:** desde 600 kVA hasta 1500 kVA.
- ❖ **Voltaje máximo:** 34 500 V.

Figura 9: Transformador trifásico de tipo pedestal de 500 KVA



Nota: Transformador trifásico tipo pedestal de 500 kVA utilizado en distribución subterránea. **Fuente:** actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia, 2022

Este tipo de transformador, comúnmente denominado transformador de frente muerto se caracteriza por contar con terminales de Alta Tensión totalmente aislados y separados, lo que lo hace ideal para operar dentro de sistemas de distribución subterránea. (Palas, 2022)

De acuerdo con su configuración de conexión, se pueden distinguir dos tipos principales:

- Configuración radial: está diseñada para permitir la conexión de un solo grupo de cables primarios. Esta disposición, sin embargo, no permite mantener la continuidad del suministro eléctrico en caso de desconexión.
- Configuración en anillo: consiste en un transformador que, por lo general, cuenta con dos pasas tapas por cada terminal, lo que posibilita que la fuente primaria se conecte desde ambos extremos. Esta característica facilita la conexión con otros transformadores, permitiendo así ampliar la red de distribución primaria.

Por otra parte, en lo que respecta a la configuración de sus devanados, es importante señalar que cuando la tensión de entrada se encuentra en el rango de 13,2 kV a 13,8 kV, se utiliza una conexión delta-estrella, ubicando el devanado primario en delta y el secundario en estrella. En contraste, si la tensión de entrada es de 22 kV, se opta por una conexión estrella-estrella, adecuada para ese nivel de voltaje. (Palas, 2022)

2.3 Clasificación del transformador de acuerdo con su refrigeración y aislamiento

2.3.1 Transformador tipo seco

Los transformadores de este tipo se distinguen por utilizar el aire como único medio de enfriamiento, ya que no incorporan líquidos refrigerantes. Para prevenir daños por humedad, los devanados se recubren con resina epoxi, lo que proporciona una barrera de protección adicional. En cuanto al sistema de aislamiento térmico,

generalmente se emplean clases F (150 °C) o H (180 °C), dependiendo del nivel de exigencia térmica al que estén expuestos. (Palas, 2022)

Dado que no disponen de un fluido refrigerante secundario, el método de refrigeración y circulación del medio aislante se identifica únicamente con dos letras, como se detalla en la tabla 3. Por ejemplo, la designación “AN” indica que el transformador es del tipo seco y su enfriamiento se realiza a través de aire ambiente mediante convección natural. (Palas, 2022)

Cabe destacar que, debido a su diseño, estos transformadores no requieren radiadores ni sistemas externos de ventilación forzada, como se puede apreciar en la figura correspondiente. (Palas, 2022)

Figura 10: Transformador tipo seco



Nota: Transformador tipo seco de uso interior, comúnmente instalado en entornos donde no se permite el uso de aceites dieléctricos, como hospitales, centros comerciales o instalaciones industriales cerradas. **Fuente:** actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia, 2022

En cuanto a su capacidad de fabricación, los transformadores monofásicos se desarrollan con potencias que van desde:

- Los 15 kVA hasta los 167 kVA.
- los modelos trifásicos cubren un rango que abarca desde los 15 kVA hasta los 550 kVA.

En ambos casos, el nivel máximo de tensión al que pueden operar alcanza un valor de hasta 1200 voltios.

2.3.2 Transformador sumergido en aceite

Este tipo de transformadores emplea aceite mineral como medio principal para la refrigeración. A diferencia de los transformadores secos, el hecho de estar sumergidos en aceite les proporciona una mejor capacidad de disipación térmica y aislamiento eléctrico. Es importante señalar que en la actualidad la mayoría son de llenado integral, lo que significa

que la cuba del transformador está completamente llena de aceite y presenta un diseño hermético.

En cuanto a los líquidos aislantes según la tabla 3, pueden clasificar en distintos grupos:

- **Aceite mineral:** Se obtiene a partir de derivados del petróleo y se compone mayoritariamente de hidrocarburos. Este tipo de aceite representa aproximadamente el 90 % del total de aceites dieléctricos en uso. Si bien ofrece buenas propiedades aislantes, presenta un riesgo importante de incendio, dado que su temperatura de ignición es relativamente baja (145 °C).
- **Aceite vegetal:** Por ser un fluido biodegradable, su impacto ambiental sería menor en el caso de un derramamiento en el suelo, la contaminación tiende a desaparecer en pocas semanas. además, en aplicaciones industriales la

convierte en una alternativa más segura por su alta temperatura de ignición (300°C).

- **Fluidos sintéticos:** Estos fluidos se destacan por su baja viscosidad y elevada temperatura de ignición (300 °C), lo que los convierte en refrigerantes eficientes. Uno de los más comunes en esta categoría es el Alpha Fluid, reconocido por su compatibilidad con los aceites minerales.

Finalmente, es necesario mencionar que el sistema de refrigeración de estos transformadores se identifica mediante una nomenclatura de cuatro letras, donde las dos primeras hacen referencia al refrigerante primario, y las dos restantes al refrigerante secundario. (Palas, 2022)

En lo que respecta a los transformadores con sistema de enfriamiento tipo ONAN, estos emplean aceite como medio refrigerante primario, el cual circula de manera natural sin asistencia de elementos mecánicos. Por su parte, el medio secundario de enfriamiento corresponde al aire ambiente, que también se desplaza de forma natural alrededor de la envolvente del transformador. Este tipo de configuración es ofrecida por la empresa ECUATRAN, como puede apreciarse en la figura a continuación. (Palas, 2022)

Por otro lado, en relación con los materiales utilizados para la construcción de los bobinados, se emplea comúnmente aluminio, cobre o una combinación de ambos, dependiendo de los requerimientos técnicos y económicos. Además, los devanados pueden adoptar distintas configuraciones geométricas, tales como secciones circulares, concéntricas o coaxiales, ubicadas en las columnas del núcleo magnético. (Palas, 2022)

Respecto a su capacidad de fabricación, estos transformadores presentan los siguientes rangos:

- **Monofásicos:** desde 3 kVA hasta 333 kVA.
- **Trifásicos:** desde 15 kVA hasta 500 kVA.
- **Tensión máxima de operación:** 34,5 kV

Tabla 3: Tipos de fluidos

Tipo de fluido	Símbolo		
Aceite mineral	O		
Pyraleno	L	Tipo de circulación	Símbolo
Gas	G	Natural	N
Agua	W	Forzada	F
Aire	A		
Aislante solido	S		

Nota: Clasificación según los distintos tipos de fluidos. **Fuente:** actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia, 2022

Figura 11: Transformador sumergible



Nota: Transformador trifásico tipo sumergible. **Fuente:** actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia, 2022

2.4 Clasificación de los transformadores: potencia y distribución

2.4.1 Transformadores de Distribución

Los transformadores de distribución son equipos esenciales en el sistema eléctrico, ya que se encargan de entregar la energía eléctrica desde las subestaciones hasta los usuarios finales. Poseen la capacidad de funcionar a niveles de tensión más bajos, generalmente se encuentran instalados en postes de redes eléctricas o en instalaciones subterráneas dentro de zonas residenciales y comerciales. (Miesa, 2024)

Su función se basa en reducir los niveles de tensión eléctrica a valores seguros y convenientes para su uso en espacios pequeños como: viviendas u oficinas. por lo que, estos transformadores se adaptan al voltaje proveniente de los circuitos de transmisión a uno más bajo, adecuado para el consumo cotidiano. (MIESA, 2024).

2.4.2 Transformadores de Potencia

Por otro lado, los transformadores de potencia están diseñados para operar con grandes volúmenes de energía y desempeñan un papel fundamental en la transmisión eléctrica a larga distancia. Su función es facilitar el transporte de electricidad desde las centrales generadoras hasta las subestaciones de distribución (MIESA, 2024).

Estos transformadores tienen como propósito elevar o reducir el voltaje durante la transmisión, lo cual permite disminuir significativamente las pérdidas energéticas en trayectos extensos. De esta manera, se asegura que la mayor parte de la energía generada llegue eficientemente a su destino final (MIESA, 2024).

2.5 Demanda base de un transformador

Las buenas herramientas que dejan ver cómo están los transformadores necesitarían poner medidores e integrar los mismos a una red inteligente, o hacer amplias evaluaciones en varios transformadores de distribución, pero esta opción es limitada ahora mismo por su alto costo como sus tiempos de trabajo. Por esto, se debe

armar un programa de seguimiento no complicado, pero muy efectivo para analizar el estado del equipo. Un buen seguimiento puede capturar fallos comunes o problemas que no saltan a primera vista; y así preven cuestan caras de arreglos graves que podrían dañar el sistema entero. Con el uso simple, pero metódica revisión, mantenimiento y reparación se puede mejorar el rendimiento y la vida útil, que use datos que sean más fáciles de conseguir y tiempos de refresco más cortos, como puede ser la información que está en el Sistema de Información Geográfica aprobado por el país, datos como niveles de consumo, y curvas tipo de demanda por nivel de consumo, precios, etc. (HERRERA, 2021)

2.6 Perdidas y eficiencia en transformadores

2.6.1 Perdidas en transformadores

Los equipos de distribución eléctrica se caracterizan por su alta eficiencia, ya que presentan pérdidas mínimas, que en promedio corresponden al 2 % de la potencia total que circula por sus devanados. Estas pérdidas se clasifican principalmente en dos tipos:

2.6.2 Pérdidas en vacío (sin carga)

(HERRERA, 2021), indica que este tipo de pérdida se genera por el simple hecho de mantener el transformador energizado, independientemente de que esté suministrando carga o no. Se producen debido al campo magnético que se forma en el núcleo del transformador. Son constantes mientras el transformador esté conectado a la red, y por ello también se las conoce como daño en el corazón del transformador. Estas pérdidas están asociadas principalmente con las propiedades del material del núcleo, siempre que el voltaje y la frecuencia se mantengan estables. A su vez, se dividen en dos componentes:

- Pérdidas por histéresis magnética

➤ Pérdidas por corrientes parásitas o de Foucault

Los daños en el núcleo como el deterioro resistivo en los conductores (conocidas como pérdidas en el cobre) provocan un aumento de temperatura dentro del transformador. En equipos de baja potencia, este incremento puede ser controlado mediante la ventilación natural del aire. Sin embargo, cuando esta ventilación no es suficiente, es necesario recurrir al uso de sistemas de enfriamiento forzado, como ventiladores que impulsan aire directamente sobre el centro magnético. Si no se cumple con la correcta disipación del calor, es recomendable la implementación de un sistema de enfriamiento por inmersión en aceite dieléctrico, por donde se envía el calor desde el interior del transformador hacia las paredes del tanque.

Para mejorar la evacuación de calor, se incorpora componentes adicionales como aletas metálicas o láminas de acero corrugado, lo cual incrementa la superficie de radiación.

Estos métodos permiten mantener el transformador en condiciones de temperatura adecuadas, evitando daños o reducción de su vida útil. (HERRERA, 2021)

2.6.2.1 Eficiencia en transformadores

En términos generales, las mediciones se realizan en el canal secundario del equipo de distribución en la (salida). identificando las pérdidas, la eficiencia de un transformador para una carga dada η se calcula usando la siguiente fórmula:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + p_{loss}} = \frac{S \cdot f_p}{S \cdot f_p + p_{loss}}$$

Donde S significa la carga del transformador [VA], Ploss indica cuales son las pérdidas del equipo de distribución medida en [W] y fp es el factor de potencia. El desempeño eléctrico de un transformador sube si sus pérdidas bajan.

$$\eta = \frac{S \cdot f\rho}{S \cdot f\rho + P_o + P_{cu} \left(\frac{C_i}{C_n} \right)^2} = \frac{k \cdot S n \cdot f\rho}{k \cdot S n \cdot f\rho + P_o + P_{cu} \cdot k^2}$$

Tomando la constante k como variable independiente, el valor de k que maximiza el rendimiento eléctrico y se puede calcular de la siguiente manera:

$$\frac{d\eta}{dk} = 0$$

$$k_{opt} = \sqrt{\frac{p_o}{p_{Cu}}}$$

La carga optima por unidad que optimiza el desarrollo eléctrico es independiente del factor de potencia de la carga. Unificando las ecuaciones anteriores, se deriva la siguiente expresión para el máximo aprovechamiento eléctrico.

$$\eta = \frac{\sqrt{P_o} \cdot S n \cdot f\rho}{\sqrt{P_o} \cdot S n \cdot f\rho + 2P_o + \sqrt{P_{Cu}}}$$

La eficiencia determinada se refiere a la transferencia de energía y no solo depende del esquema, sino también de la carga operativa para el punto del cálculo.

2.6.2.1.2 Potencia y niveles de voltaje del transformador

Como se muestra en la Tabla 4, los niveles de tensión característicos de los transformadores de distribución, diferenciando entre configuraciones monofásicas y trifásicas. En el caso de los transformadores monofásicos, el voltaje primario, correspondiente al lado de media tensión, es de 7,97 kV, mientras que el voltaje secundario, es decir, el lado de baja tensión que alimenta directamente a las cargas es de 240/120 V. Este tipo de conexión se utiliza principalmente en zonas residenciales o en áreas rurales donde las operaciones no requieren un suministro trifásico. En cambio, los transformadores trifásicos manejan niveles de tensión que, en su primera etapa, suelen ser de 13,8 kV y, en la segunda, de 220/127 V. Esta configuración está destinada a alimentar

instalaciones que demandan potencia considerable, como fábricas, complejos industriales o edificios de gran tamaño en entornos urbanos. Dichos valores de tensión corresponden a los más comúnmente empleados en los sistemas de distribución eléctrica, lo que permite establecer la manera en que se gestiona la transmisión y el comportamiento térmico y eléctrico de los transformadores en operación.

(HERRERA, 2021)

En el mercado actual existe una amplia gama de transformadores de distribución, cuya variedad responde a factores como el país o región donde se utilicen, así como a las normativas y regulaciones aplicables. Estas variables influyen directamente en aspectos como los niveles de potencia, voltaje, aislamiento y sistemas de enfriamiento, los cuales son considerados desde la etapa de diseño. (HERRERA, 2021)

(HERRERA, 2021), explica la metodología planteada en este estudio, es indispensable establecer previamente las potencias de los transformadores que serán objeto de análisis. Esto permitirá identificar, en cada caso, un conjunto de características particulares asociadas con la cantidad de abonados, las potencias y niveles de tensión de los transformadores de distribución se presentan en las Tablas 4 y 5.

Tabla 4: Niveles de voltaje de los transformadores

Tipo de conexión	Medio voltaje kV	Bajo voltaje V
Monofásico	7,97	240/120
Trifásico	13,8	220/127

Nota: Niveles de tensión de los transformadores según su clasificación: monofásico y trifásico. **Fuente:** análisis del impacto de la carga de vehículos eléctricos en transformadores de distribución, 2022

Tabla 5: Potencias de transformadores

Monofásicos [kVA]	Trifásicos [kVA]
3	30
5	45
10	50
15	75
25	100
37,5	112,5
50	125
75	150
----	200
----	225
----	300

Nota: Lista de los niveles de potencia según el tipo de transformador. **Fuente:** análisis del impacto de la carga de vehículos eléctricos en transformadores de distribución, 2022

2.7 Funcionamiento del aceite dieléctrico y papel aislante de los transformadores

- El aceite dieléctrico desempeña diversas funciones esenciales dentro de los transformadores eléctricos. Entre ellas se encuentran la función aislante entre los componentes internos, la distribución uniforme del calor y la refrigeración del sistema. (ONÉSIMO & OSCAR, 2020)
- El papel aislante representa un elemento crítico en el sistema de aislamiento, ya que se encarga de separar los devanados dentro de la parte activa del transformador. Su degradación impacta directamente en la reducción de la vida útil del equipo. (ONÉSIMO & OSCAR, 2020)

2.7.1 Vida útil del aceite dieléctrico y papel aislante de los transformadores

Respecto a la vida útil del aceite aislante (ONÉSIMO & OSCAR, 2020), resaltan que esta no puede determinarse únicamente en función del tiempo, ya que está condicionada por factores como las condiciones de operación, el nivel de carga del transformador, su diseño, la formulación del aceite, y la presencia de inhibidores ya sean naturales o sintéticos. No obstante, algunos autores proponen definir la vida útil del aceite aislante como el período en el que su Número de Neutralización alcanza los 3,0 mg KOH/g. Este valor puede alcanzarse dependiendo de variables como el contenido de aire disuelto en el aceite, la presencia de agua que genera hidrólisis, la degradación de la celulosa, y especialmente la temperatura de funcionamiento del transformador, que influye de manera directa y significativa en este proceso.

El papel aislante, cuando se encuentra en condiciones óptimas que representan el 100 % de su vida útil esperada, puede estar conformado por cadenas moleculares compuestas entre 1.000 y 1.500 unidades de glucosa. Estas cadenas, propias de los materiales aislantes como la celulosa, están formadas por agrupaciones complejas de átomos que alcanzan pesos moleculares elevados, en algunos casos cercanos a 1.500. (ONÉSIMO & OSCAR, 2020)

El Grado de Polimerización es un parámetro clave que permite evaluar el estado térmico del papel aislante. A medida que este valor disminuye, se evidencia un proceso de degradación, lo que conlleva a una cristalización progresiva del material y a una pérdida significativa de su resistencia mecánica a la tracción.

El GP se define como el número de unidades de glucosa que conforman la macromolécula de celulosa. Este valor puede variar considerablemente, dependiendo tanto del origen del material como del proceso utilizado en su

fabricación. (ONÉSIMO & OSCAR, 2020)

2.7.1.1 Pruebas usadas para la ovulación del envejecimiento del aceite dieléctrico y del papel aislante del transformador

✓ Prueba de índice de polarización con equipo megger MIT - 1525

La gama advanced de megger consta de importantes equipos: MIT1525 (5 Kv), MIT-1025 (10 Kv) Y MIT-1525 (15 Kv). Estos equipos de medición se diferencian tan solo por sus diferentes capacidades de tensión máxima de prueba. Esta gama de equipos otorga pruebas de descarga dieléctrica, tensión de paso y en combinación con el software PowerDB también aporta la prueba de índice de polarización que determina el estado del aceite y papel aislante del equipo de distribución. (Megger, s.f.)

Un valor alto cuando se realiza la prueba de índice de polarización indica que el aislamiento está en buen estado, mientras que valores bajos pueden ser indicativos de humedad, contaminación, degradación térmica del papel, o la presencia de subproductos de envejecimiento en el aceite aislante. (Megger, s.f.)

✓ Prueba de cromatografía de gases disueltos

La funcionalidad de la prueba cromatográfica de gases disueltos se rige en la rotura de las moléculas de hidrocarburos tanto en el aceite como en la celulosa, debido al registro de presencia de alguna anomalía de tipo térmico o eléctrico. Cabe recalcar que los gases que son producidos por esta rotura pueden ser fácilmente recolectado en una muestra del aceite tomado adecuadamente para poder ser evaluado por enfoques muy sensibles.

La cromatografía de gases es un sistema que puede diagnosticar fenómenos irregulares del sistema como: arco, descargas parciales, sobrecargas, puntos calientes en el medio aislante. (GARCÍA VÉLEZ ERASMO ONÉSIMO, 2010)

2.8 Técnicas empleadas para evaluar el envejecimiento del aceite dieléctrico y del aislamiento sólido en transformadores

La siguiente tabla 6, resume las principales técnicas utilizadas para diagnosticar el envejecimiento tanto del aceite dieléctrico como del aislamiento sólido en transformadores. Estas evaluaciones permiten conocer el estado operativo del sistema de aislamiento y tomar decisiones de mantenimiento preventivo o correctivo, prolongando así la vida útil del equipo.

Tabla 6: Técnicas empleadas para evaluar el envejecimiento del aceite dieléctrico y del aislamiento sólido en transformadores

Elemento evaluado	Técnica utilizada	Propósito de la evaluación	Periodicidad sugerida
Aceite dieléctrico	Análisis de gases disueltos	Detectar fallas térmicas mediante la identificación de gases generados.	Cada 6 o 12 meses
Aceite dieléctrico	Medición de humedad aceite	Determinar la presencia de agua	Anual
Aceite dieléctrico	Ensayo de rigidez dieléctrica	Evaluar aceite para soportar tensión sin romperse.	Semestral o anual
Aceite dieléctrico	Determinación de acidez	Estimar degradación	Anual
Aceite dieléctrico	Análisis de furanos	Observar la descomposición del papel aislante a través de compuestos detectables en el aceite.	Anual o según condición del equipo
Papel aislante (celulosa)	Contenido de humedad en la celulosa	Medir la cantidad de agua absorbida en el papel, que acelera su envejecimiento.	Según condiciones del sistema
Papel aislante (celulosa)	Grado de polimerización	Determinar el nivel de deterioro del papel a partir de su integridad molecular.	En mantenimientos mayores, en laboratorio
Papel aislante (celulosa)	Análisis mecánico del papel	Comprobar la resistencia física del aislamiento sólido.	Bajo condiciones de laboratorio

Nota: CIDET (2025) destaca que el análisis del aceite dieléctrico permite evaluar contenido de agua (ASTM D1533), rigidez dieléctrica (ASTM D877–D1816) y otros parámetros críticos, lo cual ayuda a detectar señales de deterioro en el transformador.

Fuente: (CIDET, 2025).

2.9 Clasificación del aislamiento térmico en transformadores y su relación con factores que influyen en el envejecimiento de los dieléctricos

Como se observa en la siguiente tabla 7, describe los diferentes tipos de aislamiento utilizados en transformadores según su clase térmica, indicando la temperatura máxima que pueden soportar y su comportamiento ante condiciones críticas como sobrecarga, humedad y calor. Estos factores influyen directamente en el envejecimiento del sistema aislante.

Tabla 7: Clasificación del aislamiento térmico en transformadores y su relación con factores que influyen en el envejecimiento

Clase de aislamiento	Temperatura límite (°C)	Respuesta ante sobrecarga	Sensibilidad a la humedad	Impacto del calor en la vida útil	Duración bajo condiciones normales
Clase A	105	Baja tolerancia	Alta	Se degrada rápidamente	15 a 20 años
Clase F	155	Buena resistencia	Baja a moderada	Mejor comportamiento térmico	25 a 30 años
Clase H	180	Alta tolerancia	Baja	Alta estabilidad	Más de 30 años

Nota: Elaboración propia

Capítulo 3: Análisis del Envejecimiento del Aislamiento en Transformadores Aplicación de Pruebas Eléctricas y Tablas para la Evaluación en el Tiempo

Se presenta las pruebas realizadas a dos diferentes transformadores de potencias diferentes, en esta investigación nos interesa las características del aceite y papel aislante de los transformadores de todas las pruebas analizadas en el capítulo 2 en este desarrollo se realizara solo la prueba de índice de polarización, la misma que refleja el comportamiento del aislamiento frente a la rigidez dieléctrica, absorción dieléctrica y la presencia de contaminantes como humedad, polvo o envejecimiento del material aislante. El primer equipo que va a ser puesto a prueba es un transformador trifásico de tipo convencional con potencia de 1500 kVA (TR-1) al cual se le realizaron pruebas desde el año 2017 y 2018 con el propósito de detectar el envejecimiento en sus componentes dieléctricos, el equipo que se utilizó para dicha prueba fue el megger mit-1525 que mide el índice de polarización. El segundo equipo que será sometido a prueba es un transformador trifásico de tipo convencional con potencia de 750 Kva(TR-2) al cual de la misma manera fue sometido a prueba desde el año 2017 al 2018 para poder detectar posible deterioro en los componentes internos del transformador, por lo cual el equipo que se utilizo fue el megger mit-1525 que mide el índice de polarización. Además, por medio de dicha prueba una vez realizada nos facilita una tabla que indica los parámetros y valores en que se encuentra los componentes dieléctricos y la condición del aislamiento en función a la tensión inyectada por el equipo megger MIT-1525. Por otro lado, la prueba se mide en Media vs Baja tensión; Media tensión vs Tierra y Baja tensión vs Tierra, en este trio de pruebas se inyecta un voltaje de prueba de 10,000 V se hace este procedimiento debido a que los equipos o cables de media tensión tienen aislantes diseñados para poder

soportar tensiones elevadas, por lo tanto, para probar que los dieléctricos estén en buen estado se utiliza un voltaje de prueba que sea significativamente mayor para detectar alguna falla de aislamiento. En la prueba de Baja tensión vs Tierra se inyecta de la misma forma un voltaje de prueba significativamente menor debido a que los aislamientos en los sistemas de baja tensión como son 220 a 400 V están diseñados para soportar tensiones mucho menores, por eso se aplica un voltaje de 1000 V esto es suficiente para verificar el estado del aislamiento sin causar danos. Esta prueba tiene como duración total de 10 minutos.

3.1 Prueba de índice de polarización al transformador (TR-1) en el año 2017

3.1.1 Descripción general

La prueba Media vs Baja y la prueba Media vs Tierra evalúa el nivel de aislamiento entre el conductor de media tensión con el conductor de baja tensión y la tierra aplicando 10,000 V durante 10 intervalos de tiempo, con el fin de observar el comportamiento del aislamiento.

La prueba de Baja vs Tierra evalúa el nivel de aislamiento entre el conductor de baja tensión y la tierra aplicando 1000 V durante 10 intervalos de tiempo, con el fin de observar el comportamiento del aislamiento.

3.1.2 Análisis del resultado obtenido

Según la tabla de parámetros, un resultado de 1,67 en la prueba de Media tensión vs Baja tensión se encuentra dentro del rango de 1 a 2, lo que indica una condición buena.

Según la tabla de parámetros, un resultado de 1,55 en la prueba de Media vs Tierra se encuentra dentro del rango de 1 a 2, lo que indica una condición del aislamiento aceptable.

Según la tabla de parámetros, un resultado de 0,98 en la prueba de Baja vs

Tierra se encuentra dentro del rango <1 , lo que indica que la condición del dieléctrico es deficiente.

3.1.3 Interpretación de Resultados y Diagnóstico de la Condición del Aislamiento

Según los criterios de clasificación establecidos, los resultados obtenidos en las pruebas entre Media vs Baja y Media vs Tierra reflejan un aislamiento en estado aceptable. Sin embargo, el resultado correspondiente a la prueba entre Baja vs Tierra evidencia una condición deficiente, lo que representa un riesgo operativo inmediato. Esta deficiencia podría estar relacionada con un proceso de degradación del aislamiento, posiblemente ocasionado por factores como la presencia de humedad, contaminación superficial o el envejecimiento natural del material dieléctrico.

3.2 Procedimiento para la medición del índice de polarización al transformador (TR-1) en el año 2017

3.2.1 Fundamento técnico del índice de polarización

El PI es un parámetro que compara la resistencia del aislamiento medida al minuto 10 respecto al minuto 1 tras aplicar el voltaje de prueba. Su valor indica como se encuentra el aislamiento:

- Un PI alto (mayor a 2) indica un aislamiento seco y en buen estado.
- Un PI bajo (menor a 2) puede indicar la presencia de humedad, contaminación o envejecimiento dieléctrico.
- Un PI deficiente (menor a 1) indica que el equipo de distribución no se encuentra en óptimas condiciones operativas y existe alto nivel de riesgo.

3.2.2 Procedimiento para la realización de la prueba de la prueba de índice de polarización

- Se selecciono el modo automático de prueba PI en el equipo.
- Se aplicaron el voltaje de prueba de 10 000 V para las pruebas Media vs Baja y Media vs Tierra, mientras que en Baja vs Tierra el voltaje de prueba es de 1000 V debido a que el valor es proporcional al nivel de tensión nominal del sistema de baja tensión.

3.2.3 Conexión del equipo

- Terminal L (línea): al conductor a evaluar.
- Terminal E (tierra): al punto de referencia o segundo conductor.

Como se muestra en la figura #12, el procedimiento consistió en aplicar un voltaje constante durante un período de diez minutos con el equipo megger mit-1525, con el fin de evaluar el comportamiento del aislamiento bajo tensión sostenida como se presenta en la tabla 6 y 7. Durante este intervalo, se registraron los valores de resistencia de aislamiento minuto a minuto, expresados en giga ohmios ($G\Omega$).

Figura 12: Mantenimiento a transformador de 1500 kVA



Nota: Elaboración propia

La Tabla #8 expone los criterios utilizados para determinar el estado del aislamiento dieléctrico, basándose en los valores del índice de absorción dieléctrica, esta tabla está compuesta por dos columnas principales: La primera, denominada

"Condición del aislamiento", clasifica el rendimiento del aislamiento en cuatro categorías: Deficiente, Aceptable, Bueno y Excelente. La segunda columna, titulada "Resultado (DAR)", establece los intervalos numéricos que definen cada una de estas condiciones, las cuales se detallan a continuación:

- Se considera deficiente si el valor de DAR es inferior a 1, lo que suele indicar presencia de humedad o deterioro severo.
- Se califica como aceptable cuando el valor se sitúa entre 1 y 2, señalando un aislamiento funcional, pero no completamente confiable.
- El rango entre 2 y 4 es clasificado como bueno, reflejando un nivel de aislamiento seguro y en condiciones adecuadas.
- Finalmente, si el DAR supera el valor de 4, se interpreta como un aislamiento excelente, en óptimas condiciones y libre de señales de desgaste.

En la Tabla # 9 se muestran los valores de resistencia de aislamiento obtenidos durante las pruebas realizadas al transformador de 1500 kVA (TR-1), midiendo el índice de polarización entre diferentes combinaciones de terminales.

Durante la prueba entre media tensión y baja tensión, aplicando un voltaje de 10 000 V, los valores de resistencia registrados incrementaron progresivamente desde 11,2 G Ω en el primer minuto hasta alcanzar 33,6 G Ω al décimo minuto. Esta evolución positiva generó un índice de polarización de 1,67, lo que, según los criterios establecidos, corresponde a una condición aceptable, aunque por debajo de los valores recomendados para un estado óptimo

Polarización de 1,55, por lo que es catalogado como un rango tolerable, a pesar de estar cerca del límite inferior. Por otro lado, la prueba entre baja tensión y tierra se realizó con una tensión de prueba de 1000 v, la cual reflejo un comportamiento diferente. no obstante, los valores de resistencia fueron altos en términos absolutos,

dando como resultado una relación entre el primer y el décimo minuto arrojando un índice de polarización de 0,98 gigaohmnios, lo cual es inferior a 1 considerándose una condición de aislamiento deficiente. el resultado sugiere una posible degradación dieléctrica significativa o presencia de humedad en el sistema de baja tensión.

Según se muestra en la tabla 8, las pruebas evidencian un comportamiento dieléctrico deficiente. Los valores obtenidos permiten concluir que el sistema de aislamiento no mantiene una capacidad óptima para operar con normalidad.

Tabla 8: Parámetros para la evaluación de la condición de los dieléctricos

CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO	RESULTADO (DAR)
DEFICIENTE	< 1
ACEPTABLE	DE 1 a 2
BUENO	DE 2 a 4
EXCELENTE	> 4

Nota: Elaboración propia

Según se muestra en la tabla 9, la prueba realizada al (TR-2) evidencia un comportamiento dieléctrico deficiente en los distintos componentes del transformador.

Tabla 9: Prueba de índice de polarización al TR 1 de 1500 KVA moretran (Año 2017)

Prueba aislamiento	Voltaje prueba	Tiempo de prueba										Resultados de la prueba
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Media vs Baja	10000 V	11,2	14,5	16,6	17,9	19,8	21,5	23,1	26,5	29,9	33,6	1,67
		GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	
Media vs Tierra	10000 V	12,4	13,3	14,3	14,7	15,5	15,6	16,3	16,8	17,7	20,3	1,55
		GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	
Baja vs Tierra	1000 V	88,4	90,9	91,6	97,8	94,7	95,0	97,2	101	102	103	0.98
		GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	

Nota: Elaboración propia

3.3 Prueba de índice de polarización al transformador (TR-2) en el año 2017

3.3.1 Prueba de aislamiento entre Media Tensión y Baja Tensión

Esta medición se realizó aplicando un voltaje de prueba de 10 000 V durante un período de 10 minutos. La resistencia de aislamiento mostró un incremento progresivo desde 10,4 GΩ en el primer minuto hasta alcanzar 24,7 GΩ en el décimo minuto. El índice de polarización calculado fue de 2,42, lo cual, según la tabla de clasificación, se ubica dentro del rango de condición "Buena". Esto indica que el aislamiento entre estos dos niveles de tensión se encuentra en un estado saludable, sin evidencias de degradación significativa ni contaminación.

3.3.2 Prueba de aislamiento entre Media Tensión y Tierra

Bajo las mismas condiciones de prueba (10 000 V y 10 minutos), se registraron valores que crecieron de 9,9 GΩ hasta 27,9 GΩ. El índice de polarización resultante fue de 2,80, valor que también corresponde a una condición "Buena". Esto refleja que el sistema posee un nivel adecuado de aislamiento hacia tierra desde el lado de media tensión, descartando riesgos inmediatos asociados a pérdida de rigidez dieléctrica o ingreso de humedad.

3.3.3 Prueba de aislamiento entre Baja Tensión y Tierra

En esta prueba se aplicó una tensión de 1000 V, adecuada para el nivel de baja tensión, manteniendo el protocolo de medición por 10 minutos. La resistencia de aislamiento presentó una variación mínima, oscilando entre 111 GΩ y 121 GΩ. Sin embargo, el índice de polarización obtenido fue de 0,84, lo que se clasifica como "Deficiente". Este resultado evidencia una posible degradación del aislamiento entre baja tensión y tierra, lo cual representa un riesgo para la operación segura del transformador. Las causas más probables pueden estar asociadas a la presencia de humedad, envejecimiento del material aislante o contaminación conductiva.

3.3.4 Comparación con los parámetros de evaluación

De acuerdo con los parámetros de evaluación definidos, los valores obtenidos en las pruebas realizadas entre los devanados de media tensión y baja tensión, así como entre media tensión y tierra, indican un aislamiento que se mantiene dentro de un rango considerado bueno. Sin embargo, el resultado que refleja la prueba entre baja tensión y tierra revela una condición de aislamiento deficiente, lo que supone un riesgo en la seguridad del equipo. Esto puede atribuirse a posibles fallos en el sistema de aislamiento, producto de factores como la humedad interna, depósitos contaminantes en las superficies aislantes o el deterioro progresivo del material dieléctrico debido al paso del tiempo.

3.4 Procedimiento para la medición del índice de polarización al transformador (TR-2) en el año 2017

3.4.1 Fundamento técnico del índice de polarización

El Índice de Polarización (PI) es una relación que se obtiene al dividir el valor de la resistencia de aislamiento medida al décimo minuto entre el valor registrado en el primer minuto, después de haber aplicado el voltaje de prueba. Este índice permite conocer el estado del aislamiento del equipo evaluado.

- Cuando el valor de PI es superior a 2, se interpreta que la señal de aislamiento se encuentra seco y conserva buenas condiciones.
- Si el valor se encuentra por debajo de 2, puede que haya presencia de humedad, contaminación en la superficie aislante o desgaste del material dieléctrico.
- Un valor menor a 1 es una señal de que el estado del aislamiento es deficiente, lo cual indica que el equipo eléctrico presenta un alto riesgo operativo y no se encuentra en condiciones seguras.

3.4.2 Procedimiento para la realización de la prueba de índice de polarización

Para llevar a cabo esta prueba, se utilizó el modo automático del medidor, configurado específicamente para realizar la medición del índice de polarización. Se aplicaron tensiones de prueba de 10 000 V en los ensayos entre Media y Baja tensión, y entre Media tensión y Tierra. En cambio, para la prueba entre Baja tensión y Tierra, se empleó un voltaje de 1 000 V, ya que este nivel es el más adecuado para las características del sistema de baja tensión, garantizando así una evaluación proporcional y segura.

3.4.3 Conexión del equipo

- El terminal L (línea) fue conectado directamente al conductor que se quería analizar.
- El terminal E (tierra) se enlazó al punto de referencia o segundo conductor en el circuito.

Como se muestra en la Figura #13, el proceso consistió en aplicar una tensión constante durante un periodo total de diez minutos. Este procedimiento se realizó con el equipo Megger MIT-1525, con el objetivo de observar el comportamiento del sistema de aislamiento bajo condiciones de voltaje sostenido. Durante este lapso, se registraron los valores de resistencia de aislamiento minuto a minuto, expresados en unidades de gigaohmios ($G\Omega$), cuyos resultados pueden apreciarse en las Tablas 10.

Figura 13: Prueba realizada a equipo de distribución con el equipo megger mit-1525



Nota: Elaboración propia

En la tabla 11, se presenta los resultados obtenidos de la prueba realizada la cual sirvió para evaluar el índice de polarización (IP) en el transformador de 750 KVA, se aplicaron diferentes voltajes dependiendo del nivel de aislamiento a medir. Para las pruebas entre media tensión y baja tensión, así como entre media tensión y tierra, se aplicó un voltaje de 10,000 V, mientras que para baja tensión versus tierra se aplicó 1,000 V, acorde al nivel nominal del sistema de baja tensión.

Se demuestra que en las pruebas media vs baja y media vs tierra, la resistencia de aislamiento aumento de manera constante durante los 10 minutos de medición, alcanzando valores finales de 24.7 gigaohmnios y 27.9 gigaohmnios respectivamente. el índice de polarización calculado en estos casos fue de 2.42 y 2.80 gigaohmnios, lo que indica que el aislamiento se encuentra en condiciones regulables, dentro de un rango seguro para la operación del equipo. sin embargo, en la prueba entre baja tensión y tierra, la resistencia de aislamiento también presento un aumento durante el tiempo de prueba, comenzando en 92.3 gigaohmnios y llegando a 121 gigaohmnios, aunque, el índice de polarización fue de 0.84 gigaohmnios, lo que indica una condición deficiente del aislamiento. este resultado sugiere que el material aislante en este punto podría estar gravemente comprometido, por factores como: humedad, contaminación o envejecimiento, lo que podría desencadenar baja fiabilidad hacia el transformador.

En conclusión, mientras que el aislamiento entre media y baja tensión, así como entre media tensión y tierra, se encuentra en buen estado. Por otro lado, como se muestra en la tabla 8 la condición del aislamiento en baja tensión respecto a tierra muestra signos claros de deterioro que requieren atención.

Según se muestra en la tabla 10, las pruebas evidencian un comportamiento dieléctrico deficiente en los distintos componentes del transformador. Los valores obtenidos permiten concluir que el sistema de aislamiento no mantiene su integridad y no puede continuar en servicio.

Tabla 10: Parámetros para la evaluación de la condición de los dieléctricos

CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO	RESULTADO (DAR)
DEFICIENTE	< 1
ACEPTABLE	DE 1 a 2
BUENO	DE 2 a 4
EXCELENTE	> 4

Nota: Elaboración propia

Según se muestra en la tabla 11, la prueba realizada al (TR-2) evidencia un comportamiento dieléctrico deficiente en los distintos componentes del transformador, con indicios de humedad, o degradación prematura. Los valores obtenidos permiten concluir que el sistema de aislamiento está operando bajo riesgo eléctrico.

Tabla 11: Prueba de índice de polarización al TR -2 de 750 KVA moretran (Año 2017)

Pruebas aislamiento		Voltaje prueba	Tiempo de prueba										Resultados de la prueba
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Media	vs	10000 V	10,2	12,6	14,9	16,7	18,5	19,5	21,2	22,9	23,8	24,7	2.42
Baja			GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	
Media	vs	10000 V	9,95	12,3	14,7	15,9	17,8	19,2	21,1	23,3	25,7	27,9	2.80
Tierra			GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	
Baja	vs	1000 V	92,3	94,5	96,7	98,9	99,5	112	113	116	117	121	0.84
Tierra			GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	

Nota: Elaboración propia

El primer transformador evaluado corresponde a una unidad trifásica convencional con una potencia nominal de 1500 kVA (TR-1). A este equipo se le realizó la prueba en el año 2017 con el objetivo de identificar señales de envejecimiento en sus materiales aislantes. Para ello se utilizó el equipo Megger MIT-1525, diseñado específicamente para medir el índice de polarización.

El segundo transformador, también trifásico y de tipo convencional, posee una capacidad de 750 kVA (TR-2). Fue sometido a pruebas durante el mismo periodo 2017 con el fin de detectar posibles daños o deterioros en sus componentes internos, empleando igualmente el equipo MIT-1525.

Al ejecutar cada prueba, el equipo brinda una tabla que muestra los resultados, donde se reflejan los valores medidos y se establecen las condiciones del aislamiento basándose en la función del voltaje aplicado. la prueba se llevó a cabo mediante este tipo de conexiones: media tensión vs baja tensión, media tensión vs tierra y baja tensión vs tierra. en los dos primeros casos, se aplicó un voltaje de prueba de 10000 v, debido a que estos elementos aislantes en sistemas de media tensión están diseñados para soportar elevados valores, lo que permitirá detectar de manera eficiente posibles defectos.

En contraste, para la medición entre Baja tensión y Tierra se emplea una tensión reducida de 1 000 V, ya que los sistemas de baja tensión (típicamente de 220 a 400 V) no requieren una prueba con voltajes tan altos, siendo este valor suficiente para verificar la integridad del aislamiento sin poner en riesgo sus componentes. Cabe destacar que la duración total de cada prueba es de 10 minutos, tiempo durante el cual se registran los valores necesarios para calcular el índice de polarización.

Como observación y dato a analizar según las pruebas realizadas en el año 2017 a ambos transformadores (TR-1) Y (TR-2), Lanzaron como resultado que en la

configuración Baja tensión vs Tierra según el parámetro un rango <1 indica que existe envejecimiento en sus componentes internos y que los TR tanto el 1 y el 2 operan bajo condiciones riesgosas.

3.6 Prueba de índice de polarización al transformador (TR-1) en el año 2018

3.6.1 Prueba de aislamiento entre media tensión vs Baja tensión

Durante la prueba se aplicó voltaje de 10000 v durante diez minutos, con el objetivo de verificar el estado del aislamiento entre los devanados de media y baja tensión. los valores de resistencia que se registraron cada minuto demuestran un comportamiento claramente creciente, iniciando con 12,2 gigaohmnios en el primer minuto y alcanzando un valor final de 28,7 gigaohmnios en el décimo minuto. este aumento progresivo revela una respuesta eficiente del aislamiento frente a una tensión constante. la prueba de índice de polarización mostro como resultado 3,35 gigaohmnios, lo que, con relación a los parámetros establecidos, indica una respuesta calificada como bueno.

Este efecto demuestra que el sistema dieléctrico del transformador compuesto por papel impregnado en aceite conserva sus propiedades dentro de parámetros admisibles, sin presencia de desperfectos.

En conclusión, se demostró que el aislamiento entre media y baja tensión se encuentra en condiciones estables, permitiendo que el equipo continúe en funcionamiento sin presentar riesgos eléctricos.

3.6.2 Prueba de aislamiento entre Media tensión vs Tierra

Para llevar a cabo esta prueba se aplicó un voltaje continuo de 10 000 V durante un lapso de diez minutos. El objetivo fue analizar el estado del aislamiento existente entre el devanado de media tensión y la conexión a tierra. En el transcurso de la medición, la resistencia comenzó con un valor de 10,5 G Ω y fue aumentando de

manera constante hasta llegar a 23,8 GΩ al finalizar el ensayo. Esta tendencia positiva recomienda una opción eficiente del sistema aislante bajo tensión prolongada.

Los valores del índice de polarización fueron de 3,24, el cual se sitúa dentro de una condición "Buena". Esto muestra que el aislamiento presenta una funcionalidad adecuada, sin evidencias de anomalías causadas por humedad, agentes contaminantes o deterioro natural. En consecuencia, se puede considerar que el aislamiento entre media tensión y tierra cumple con los parámetros para su funcionamiento confiable y seguro en condiciones normales de operación.

3.6.3 prueba de aislamiento entre Baja tensión vs Tierra

En este ensayo, se utilizó un voltaje de prueba de 1000 V, valor correspondiente al nivel de tensión del sistema de baja tensión evaluado. Durante los diez minutos de duración de la prueba, los valores de resistencia de aislamiento mostraron un crecimiento sostenido, partiendo de 8,85 GΩ en el primer minuto y alcanzando los 23,8 GΩ al décimo. Este comportamiento ascendente y estable indica que el aislamiento responde correctamente a la tensión aplicada, sin fluctuaciones anormales.

El índice de polarización obtenido fue 2,68, considerado como “bueno” de acuerdo con la tabla de referencia. este resultado refleja que el estado del aislamiento entre baja tensión y tierra es óptimo, sin presencia de factores como: humedad, contaminación superficial o deterioro prematuro.

en base a los resultados, se concluye que el segmento del sistema se encuentra en condiciones técnicas adecuadas para seguir operando sin riesgos.

3.6.4 Comparación con los parámetros de evaluación

De acuerdo con los parámetros de evaluación definidos, los valores obtenidos en las pruebas realizadas entre los devanados de media tensión vs baja tensión, así

como entre media tensión vs tierra y Baja tensión vs Tierra indican que los aislamientos se encuentran dentro de un rango considerado bueno.

3.7 Procedimiento para la medición del índice de polarización al transformador (TR-1) en el año 2018

3.7.1 Fundamento técnico del índice de polarización

El Índice de Polarización (PI) es una relación que se obtiene al dividir el valor de la resistencia de aislamiento medida al décimo minuto entre el valor registrado en el primer minuto, después de haber aplicado el voltaje de prueba. Este índice permite conocer el estado del aislamiento del equipo evaluado.

- Valor de pi superior a 2: indica la presencia de humedad, contaminación en la superficie aislante o desgaste del material dieléctrico.
- Valor de pi superior a 2: indica que el aislamiento conserva óptimas condiciones y se encuentra seco.
- Valor de pi menor a 1: se muestra como una alerta sobre el estado deficiente del aislamiento, demostrando un alto riesgo operativo del equipo eléctrico.

3.7.2 Procedimiento para la realización de la prueba de índice de polarización

Para llevar a cabo esta prueba, se utilizó el modo automático del medidor, configurado específicamente para realizar la medición del índice de polarización. Se aplicaron tensiones de prueba de 10 000 V en los ensayos entre Media y Baja tensión, y entre Media tensión y Tierra. En cambio, para la prueba entre Baja tensión y Tierra, se empleó un voltaje de 1 000 V, ya que este nivel es el más adecuado para las características del sistema de baja tensión, garantizando así una evaluación proporcional y segura.

3.7.3 Conexión del equipo

- El terminal L (línea) fue conectado directamente al conductor que se quería analizar.
- El terminal E (tierra) se enlazó al punto de referencia o segundo conductor en el circuito.

Como se muestra en la Figura #14, el proceso consistió en aplicar una tensión constante durante un periodo total de diez minutos. Este procedimiento se realizó con el equipo Megger MIT-1525, con el objetivo de observar el comportamiento del sistema de aislamiento bajo condiciones de voltaje sostenido. Durante este lapso, se registraron los valores de resistencia de aislamiento minuto a minuto, expresados en unidades de gigaohmios ($G\Omega$), cuyos resultados pueden apreciarse en las Tablas 12 y 13.

Figura 14: Prueba de índice de polarización a transformador



Nota: Elaboración propia

En la tabla # 13, se detallan los resultados de la prueba de índice de polarización aplicada al transformador trifásico de 1500 kVA (TR-1). Las mediciones se realizaron en tres configuraciones: media tensión respecto a baja tensión, media tensión respecto a tierra y baja tensión respecto a tierra. para las dos primeras combinaciones se aplicó tensión de prueba de 10000 v, mientras que en la última se utilizó tensión de 1000 v, relacionado con el nivel de aislamiento condicionado a

sistemas de baja tensión.

en el caso de la prueba media vs baja tensión, se demostró un incremento progresivo desde 12,2 gigaohmnios en el primer minuto hasta alcanzar 28,7 gigaohmnios al minuto diez en la resistencia de aislamiento. este progreso indica la presencia de un aislamiento en condiciones adecuadas, confirmando por un índice de polarización de 3,35, lo que se ubica en la categoría de bueno según los criterios técnicos establecidos.

para la prueba media tensión vs tierra, el resultado fue similar, con valores de resistencia que pasaron de 10,5 gigaohmnios a 23,8 gigaohmnios en los diez minutos de medición. el índice de polarización resultante fue de 3,24, clasificándose como bueno, sugiriendo que el aislamiento hacia tierra en la parte de media tensión es operativo y sin indicios de deterioro.

En cuanto a la prueba entre baja tensión y tierra, donde se aplicó una tensión menor debido al nivel nominal del sistema, los valores también mostraron una evolución ascendente, comenzando en 8,85 G Ω y alcanzando los 23,8 G Ω al finalizar la prueba. El índice de polarización calculado fue de 2,68, valor que, aunque ligeramente inferior a los anteriores, igualmente se ubica dentro de la categoría de “bueno”, indicando que el aislamiento de baja tensión hacia tierra presenta condiciones favorables de operación.

Según se muestra en la tabla 12, las pruebas evidencian un comportamiento dieléctrico sólido y bueno en los distintos componentes del transformador, sin señales de humedad, contaminación o degradación prematura.

Según se muestra en la tabla 12, las pruebas evidencian un comportamiento dieléctrico sólido y bueno en los distintos componentes del transformador. Los valores obtenidos permiten concluir que el sistema de aislamiento mantiene su integridad.

Tabla 12: Parámetros para la evaluación de la condición de los dieléctricos

CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO	RESULTADO (DAR)
DEFICIENTE	< 1
ACEPTABLE	DE 1 a 2
BUENO	DE 2 a 4
EXCELENTE	> 4

Nota: Elaboración propia

Según se muestra en la tabla 13, la prueba realizada al (TR-2) evidencia un comportamiento dieléctrico bueno en los distintos componentes del transformador, sin indicios de humedad, o degradación prematura. Los valores obtenidos permiten concluir que el sistema de aislamiento se mantiene en óptimas condiciones.

Tabla 13: Prueba de índice de polarización al TR 1 de 1500 KVA moretran (Año 2018)

Pruebas aislamiento	Voltaje de prueba	Tiempo de prueba										Resultados de la prueba
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Media vs Baja	10000 V	12,2	13,6	15,6	15,9	16,8	17,4	18,3	19,2	25,5	28,7	3.35
		GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	
Media vs Tierra	10000 V	10,5	11,2	11,4	12,7	12,3	13,2	13,7	14,7	17,6	23,8	3.24
		GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	2 GΩ	
Baja vs Tierra	1000 V	8,85	9,56	9,68	9,7	10,3	14,4	16,1	18,4	20,6	21,5	2.68
		GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	

Nota: Elaboración propia

3.8 Prueba de índice de polarización al transformador (TR-2) en el año 2018

3.8.1 Prueba de aislamiento entre Media tensión vs Baja tensión

Durante esta prueba se aplicó un voltaje de 10 000 V de forma continua durante diez minutos, con el objetivo de verificar el estado del aislamiento entre los devanados

de media y baja tensión. Los valores de resistencia registrados minuto a minuto muestran un comportamiento creciente, iniciando con 11,2 GΩ en el primer minuto y alcanzando un valor final de 25,7 GΩ en el décimo. Esta evolución progresiva indica una adecuada respuesta del aislamiento frente a una tensión mantenida.

El índice de polarización obtenido fue de 3,65, lo que, de acuerdo con los criterios establecidos, refleja una condición calificada como “Buena”. Este resultado demuestra que el sistema aislante, compuesto por papel impregnado en aceite, mantiene sus propiedades dieléctricas dentro de parámetros aceptables y sin presencia de deterioros evidentes, humedad o agentes contaminantes.

En resumen, los resultados confirman que el aislamiento entre media y baja tensión se encuentra en condiciones seguras, permitiendo que el equipo continúe en servicio sin representar un riesgo desde el punto de vista eléctrico.

3.8.2 Prueba de aislamiento entre Media tensión vs Tierra

Para llevar a cabo esta prueba se aplicó un voltaje continuo de 10 000 V durante un lapso de diez minutos. El objetivo fue analizar el estado del aislamiento existente entre el devanado de media tensión y la conexión a tierra. En el transcurso de la medición, la resistencia comenzó con un valor de 12,2 gigaohmios y fue aumentando progresivamente hasta llegar a 27,3 gigaohmios al finalizar el ensayo. Esta tendencia propone una respuesta excelente del sistema aislante bajo tensión prolongada.

El resultado del índice de polarización fue de 3,47 que se sitúa dentro de una condición buena. Como resultado, se demuestra la correcta conservación de sus funciones sin evidenciar alteraciones relacionadas con la humedad o deterioro natural.

3.8.3 Prueba de aislamiento entre Baja tensión vs Tierra

En este ensayo, se utilizó un voltaje de prueba de 1000 V, valor correspondiente al nivel de tensión del sistema de baja tensión evaluado. Durante los

diez minutos de duración de la prueba, los valores de resistencia de aislamiento mostraron un crecimiento sostenido, partiendo de 10,3 GΩ en el primer minuto y alcanzando los 26,3 GΩ al décimo. Este comportamiento ascendente y estable indica que el aislamiento responde correctamente a la tensión aplicada, sin fluctuaciones anormales.

El índice de polarización obtenido fue de 3,32, lo que se ubica dentro del rango considerado como “Bueno” de acuerdo con la tabla de referencia. Este valor refleja que el estado del aislamiento entre baja tensión y tierra es óptimo, sin presencia de factores que afecten su integridad, como humedad, contaminación superficial o deterioro prematuro. En base a estos resultados, se puede concluir que este segmento del sistema se encuentra en condiciones técnicas adecuadas para seguir en operación sin implicar un riesgo.

3.8.4 Comparación con los parámetros de evaluación

De acuerdo con los parámetros de evaluación definidos, los valores obtenidos en las pruebas realizadas entre los devanados de media tensión vs baja tensión, así como entre media tensión vs tierra y Baja tensión vs Tierra indican que los aislamientos se encuentran dentro de un rango considerado bueno.

3.9 Procedimiento para la medición del índice de polarización al transformador (TR-2) en el año 2018

3.9.1 Fundamento técnico del índice de polarización

El Índice de Polarización (PI) es una relación que se obtiene al dividir el valor de la resistencia de aislamiento medida al décimo minuto entre el valor registrado en el primer minuto, después de haber aplicado el voltaje de prueba. Este índice permite conocer el estado del aislamiento del equipo evaluado.

- Cuando el valor de PI es superior a 2, se interpreta como una señal de que el

aislamiento está seco y conserva buenas condiciones.

- Si el valor se ubica por debajo de 2, puede estar indicando la presencia de humedad, contaminación en la superficie aislante o desgaste del material dieléctrico.
- Un valor menor a 1 es una alerta de que el estado del aislamiento es deficiente, por lo tanto, el equipo eléctrico presenta un alto riesgo operativo y no se encuentra en condiciones confiables de funcionamiento.

3.9.2 Procedimiento para la realización de la prueba de índice de polarización

Para llevar a cabo esta prueba, se utilizó el modo automático del medidor, configurado específicamente para realizar la medición del índice de polarización. Se aplicaron tensiones de prueba de 10 000 V en los ensayos entre Media y Baja tensión, y entre Media tensión y Tierra. En cambio, para la prueba entre Baja tensión y Tierra, se empleó un voltaje de 1 000 V, ya que este nivel es el más adecuado para las características del sistema de baja tensión, garantizando así una evaluación proporcional y segura.

3.9.3 Conexión del equipo

- El terminal L (línea) fue conectado directamente al conductor que se quería analizar.
- El terminal E (tierra) se enlazó al punto de referencia o segundo conductor en el circuito.

Según se muestra en la Figura 15, se realizó la prueba de índice de polarización mediante un técnico asignado, el desarrollo de esta prueba se basa en inyectar una tensión de prueba de 10000 V durante un periodo de 10 minutos el equipo que se utilizó fue el megger mit-1525 con el propósito de poder observar la actuación del sistema de aislamiento bajo condiciones de voltaje sostenido. Por otra parte, se

registraron los valores de aislamiento minuto a minuto que son expresados en unidades de gigaohmios ($G\Omega$), cuyos resultados pueden apreciarse en la Tabla 14.

Figura 15: Mantenimiento al equipo de distribución al año siguiente



Nota: Elaboración propia

Como se observa en la tabla 15, los resultados de la prueba de índice de polarización aplicada a un transformador trifásico de 750 kVA. Se desarrollaron las pruebas sobre las siguientes configuraciones: entre media y baja tensión, entre baja tensión y tierra. para las dos primeras se aplicó una tensión de ensayo de 10000 voltios, ya que presentan la capacidad de soportar elevados niveles de tensión gracias a los materiales aislantes diseñados para media tensión, facilitando la detección oportuna de fallas operativas. a diferencia, de la prueba entre baja tensión y tierra donde se empleó un voltaje de 1000 voltios, igualmente se ubica dentro de la categoría de “bueno”, indicando que el aislamiento de baja tensión hacia tierra presenta condiciones favorables de operación.

Según se muestra en la tabla 14, las pruebas evidencian un comportamiento dieléctrico sólido y bueno en los distintos componentes del transformador, sin señales de humedad, contaminación o degradación prematura.

Tabla 14: Parámetros para la evaluación de la condición de los dieléctricos

CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO	RESULTADO (DAR)
DEFICIENTE	< 1
ACEPTABLE	DE 1 a 2
BUENO	DE 2 a 4
EXCELENTE	> 4

Nota: Elaboración propia

Según se muestra en la tabla 15, la prueba realizada al (TR-2) evidencia un comportamiento dieléctrico bueno en los distintos componentes del transformador, sin indicios de degradación prematura. Los valores obtenidos permiten concluir que el sistema de aislamiento se mantiene en óptimas condiciones.

Tabla 15: Prueba de índice de polarización al TR 2 de 750 KVA ecuattran (Año 2018)

Pruebas aislamiento		Voltaje de prueba	Tiempo de prueba										Resultados de la prueba
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Media	vs	10000 V	11,2	12,4	14,6	17,2	19,8	21,9	22,5	23,7	23,9	25,7	3.65
Baja			GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	
Media	vs	10000 V	12,2	12,5	14,8	15,6	16,1	18,8	19,1	21,5	24,8	27,3	3.47
Tierra			GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	Ω	GΩ	GΩ	GΩ	
Baja	vs	1000 V	10,3	10,6	11,2	12,3	14,7	15,8	18,2	23,5	24,9	26,3	3.32
Tierra			GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	

Nota: Elaboración propia

En este apartado se detallan las pruebas realizadas a dos transformadores con distintas capacidades nominales, concentrándose únicamente en la medición del índice de polarización, ya que este parámetro permite determinar el estado real del aceite y del papel utilizados como elementos aislantes internos.

El primer transformador evaluado es un equipo trifásico de tipo convencional, con una potencia de 1500 kVA (TR-1). A esta unidad se le efectuaron ensayos durante el período comprendido 2018, con la finalidad de identificar indicios de envejecimiento en los materiales dieléctricos. Para dichas mediciones se utilizó un equipo especializado modelo Megger MIT-1525, diseñado para analizar este tipo de parámetros.

El segundo transformador, también trifásico y convencional, posee una potencia de 750 Kva (TR-2). Fue sometido a prueba en el mismo intervalo de año 2018, con el propósito de detectar deterioros o anomalías en su sistema de aislamiento interno. Al igual que en el primer caso, se empleó el equipo MIT-1525.

Una vez realizada cada medición, el instrumento proporciona un registro en forma de tabla, donde se presentan los valores de resistencia obtenidos y se clasifica el estado del aislamiento en función del voltaje aplicado durante el ensayo.

Las pruebas se desarrollaron sobre tres configuraciones distintas: entre media y baja tensión, entre media tensión y tierra, y entre baja tensión y tierra. Para las dos primeras configuraciones se aplicó una tensión de ensayo de 10 000 voltios, debido a que los materiales aislantes diseñados para media tensión pueden soportar niveles elevados, lo que facilita la detección de posibles fallas. En cambio, para la prueba entre baja tensión y tierra se empleó un voltaje de 1 000 V. Cada prueba tuvo una duración de 10 minutos, período en el cual se registraron los datos necesarios para calcular el índice de polarización.

Capítulo 4: Análisis del índice de degradación y envejecimiento de los dieléctricos en función a factores de temperatura, humedad, gases, etc.

4,1 ¿Porque es importante los ensayos periódicos de los materiales aislantes del transformador?

Los ensayos periódicos realizados sobre el aceite y los materiales aislantes sólidos de los transformadores tienen un papel fundamental tanto en la prevención como en la predicción de posibles fallas. Estos análisis permiten obtener información clave sobre el estado general del equipo. Su función preventiva se basa en la evaluación de parámetros que, al mantenerse dentro de los rangos esperados según las características de diseño del transformador como tensión, potencia, antigüedad y condiciones de operación, indican un funcionamiento normal. Los resultados obtenidos son comparados con valores de referencia establecidos por el operador, lo que permite identificar desviaciones tempranas.

Por otro lado, estos ensayos también cumplen una función predictiva, ya que los valores detectados pueden motivar la toma de decisiones sobre acciones de mantenimiento específicas, tales como el filtrado o la regeneración del aceite, la limpieza de lodos o el retiro del servicio para una inspección más profunda.

En este capítulo se abordarán las condiciones y eventos que contribuyen al envejecimiento acelerado de los sistemas de aislamiento en los transformadores, así como las señales que permiten identificar el inicio de su degradación. Cabe aclarar que el propósito de este trabajo no es detallar los procedimientos técnicos de cada ensayo, ya que estos suelen estar a cargo de laboratorios especializados y muchas empresas propietarias de transformadores no cuentan con los equipos ni el

personal capacitado para realizarlos internamente.

El enfoque está relacionado en comprender la finalidad de cada prueba y de obtener información con ellas.

(Abdi, 2025), afirma que, a través de la historia, los aceites utilizados en transformadores se exponen a diferentes tipos de factores exacerbantes, tales como condiciones eléctricas, térmicas y químicas, las cuales provocan un deterioro gradual de las propiedades del aceite. como consecuencia, se producen alteraciones en la estructura molecular, comprometiendo su estabilidad fisicoquímica. lo que se traduce en procesos de oxidación y descomposición, fenómenos que reducen significativamente la capacidad aislante del aceite. para garantizar la operación continua y segura de los transformadores, es imprescindible implementar un programa sistemático de monitoreo. el cual se enfoca en la detección temprana del deterioro del sistema de aislamiento, permitiendo así realizar intervenciones de mantenimiento oportunas y minimizar el riesgo de pérdidas energéticas.

El monitoreo comprende la evaluación detallada de las variaciones en las propiedades eléctricas, químicas y físicas del aceite, las cuales son indicadores clave del estado operativo del transformador. (Abdi, 2025)

Asimismo, tanto el envejecimiento natural como los factores ambientales externos constituyen los principales mecanismos responsables de la entrada de humedad al interior del transformador. Dicha humedad afecta negativamente tanto al medio líquido como al sólido aislante, ocasionando una disminución en la rigidez dieléctrica y reduciendo el voltaje umbral para la aparición de descargas parciales. (Abdi, 2025)

Por otro lado, el agua y el oxígeno disuelto se reconocen ampliamente como los principales aceleradores del proceso de envejecimiento del aceite, ya que deterioran sus propiedades aislantes y su desempeño funcional. Es relevante señalar que el papel de celulosa, ampliamente empleado como material dieléctrico sólido, tiene una alta capacidad de absorción y retención de humedad. A su vez, el oxígeno puede encontrarse en estado disuelto dentro del aceite, facilitando procesos oxidativos no deseados. (Abdi, 2025)

Adicionalmente (Abdi, 2025), indica que las variaciones térmicas y los campos eléctricos aplicados representan factores críticos que intensifican el proceso de degradación del sistema de aislamiento papel-aceite. Las fluctuaciones de temperatura promueven la migración y redistribución de la humedad dentro del sistema, acelerando el deterioro tanto del fluido aislante como del material celulósico. Estas variaciones también afectan las propiedades fisicoquímicas del aceite, modificando su comportamiento dieléctrico. En este contexto, diversos estudios han analizado el impacto de la temperatura sobre las características dieléctricas del papel impregnado en aceite, empleando para ello técnicas avanzadas de diagnóstico en el dominio del tiempo, lo cual ha permitido una comprensión más profunda del proceso de envejecimiento. Entre uno de estos procesos de envejecimiento dieléctrico se encuentra:

4.1.1 La resistividad

La relación entre el tiempo de envejecimiento y la resistividad en las cuatro temperaturas de envejecimiento diferentes (80, 100, 120 y 140 °C) se presenta en la siguiente figura #16, en donde se visualiza una variación del grado de polimerización a lo largo del tiempo para distintas temperaturas (80 °C, 100 °C, 120 °C y 140 °C). En cada curva se incluyen datos experimentales como la proyección del modelo exponencial que describe la cinética de degradación del material aislante. También, se resalta que conforme exista un aumento en la temperatura, el intervalo necesario para alcanzar niveles críticos de envejecimiento se reduce de manera significativa. Este comportamiento muestra la elevada sensibilidad del aislamiento frente a las condiciones térmicas y resalta la relevancia de mantener una adecuada gestión térmica durante la operación de los transformadores.

En la Figura 16, se muestran las curvas correspondientes al envejecimiento dieléctrico para cuatro temperaturas diferentes: 80 °C, 100 °C, 120 °C y 140 °C. En cada subfigura se compara la variación del grado de polimerización (DP) a lo largo del tiempo con los datos obtenidos experimentalmente y con la proyección del modelo exponencial utilizado. A continuación, se describe el comportamiento identificado en cada condición térmica:

(a) $T = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$

Bajo esta temperatura, el proceso de degradación dieléctrica se desarrolla de manera lenta y continua. Se aprecia una disminución gradual del DP conforme transcurre el tiempo, manteniéndose por encima del límite crítico incluso después de varios miles de horas de operación. Este resultado sugiere que, en condiciones

térmicas moderadas, el aislamiento conserva sus propiedades durante periodos prolongados, lo que corresponde a un funcionamiento estable y dentro de parámetros normales.

(b) $T = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$

Al aumentar $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ respecto al caso anterior, la degradación del aislamiento se vuelve más evidente y ocurre a un ritmo mayor. Aunque la reducción del DP mantiene un carácter progresivo, se alcanza el umbral crítico en un intervalo más corto. Esta condición térmica representa un punto intermedio, donde aún se dispone de una vida útil considerable, pero con una disminución significativa en tiempos menores, lo que requiere especial atención en la operación continua.

(c) $T = 120\text{ }^{\circ}\text{C}$

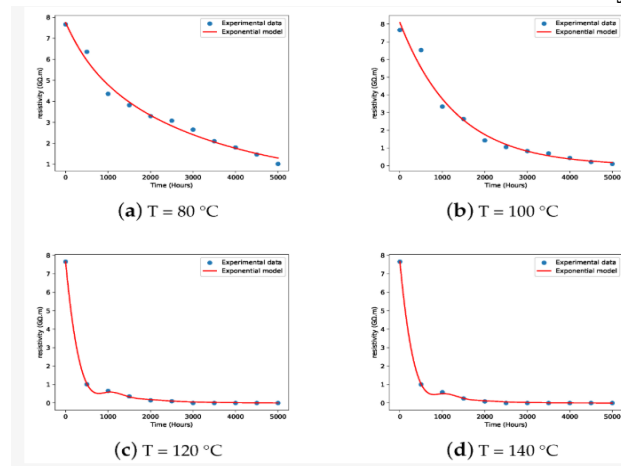
Cuando la temperatura asciende a $120\text{ }^{\circ}\text{C}$, el deterioro se presenta de forma mucho más acelerada. El DP experimenta una caída pronunciada en las primeras horas, para luego estabilizarse en valores bajos. Esto indica que el aislamiento pierde su resistencia mecánica y propiedades dieléctricas en un periodo muy breve, lo que compromete de manera crítica la seguridad y confiabilidad del transformador. Este comportamiento es típico en escenarios de sobrecarga o en casos donde la disipación térmica resulta insuficiente.

(d) $T = 140\text{ }^{\circ}\text{C}$

En condiciones extremas, como los $140\text{ }^{\circ}\text{C}$, la degradación se manifiesta de forma casi inmediata. El grado de polimerización desciende de manera abrupta en las primeras horas de operación, alcanzando rápidamente niveles inferiores al límite

permitido. Esto evidencia que la permanencia prolongada a temperaturas tan elevadas resulta sumamente perjudicial, reduciendo de manera drástica la vida útil del transformador, por lo que debe evitarse en todo momento durante la operación real.

Figura 16: Variación de la resistividad con la duración del envejecimiento



Nota: Diferenciación de la rigidez dieléctrica de los componentes internos de un transformador debido al cambio de temperaturas. **Fuente:** evaluación integral del aceite de transformador después del envejecimiento térmico: modelado para la evaluación simultanea de las características eléctricas y químicas, 2025

4.1.1.1 Comportamiento de la resistencia en función de la variabilidad térmica

Como se muestra en la figura 16, la pendiente en la curva que relaciona la resistencia con la temperatura indica cómo se modifica la resistencia eléctrica a medida que va aumentando la temperatura. Este desarrollo resulta clave para calcular el coeficiente de temperatura del material conductor, puesto que un incremento térmico genera un aumento progresivo de la resistividad. De tal forma, que, en el caso de los transformadores, esta relación sirve para poder realizar una evaluación del comportamiento térmico de los devanados cuando se encuentran en condiciones de carga.

4.2 Sobre el Índice de Polarización (PI):

El Índice de Polarización es una herramienta diagnóstica complementaria

que consiste en comparar la resistencia de aislamiento medida al minuto diez respecto a la obtenida al primer minuto de prueba. Este parámetro permite evaluar la capacidad del aislamiento para mantener su integridad en el tiempo bajo voltaje constante. Valores de PI inferiores a 1.5 son indicativos de posibles deterioros en el sistema aislante, como envejecimiento avanzado o absorción de humedad, lo cual compromete el desempeño dieléctrico del componente evaluado.

Tabla 16: Inspección de transformador por técnica termográfica

Observación termográfica	Posible implicación
Puntos calientes persistentes en zonas críticas.	Puede haber un aumento de pérdidas dieléctricas internas por envejecimiento.
Aumento generalizado de temperatura sin causa externa clara.	Posible degradación del aceite (oxidación, aumento de viscosidad, pérdida de circulación).
Asimetrías térmicas anormales.	Fallas internas o zonas con menor rigidez.
Temperaturas elevadas incluso a baja carga.	Mala disipación de calor por contaminación del aceite.

Nota: Elaboración propia

4.3 La termografía infrarroja

Constituye una técnica de diagnóstico como se indica en la tabla 16, no es invasiva y es altamente útil para identificar irregularidades térmicas en la parte externa de los transformadores, como zonas de sobrecalentamiento o fallos en los elementos del sistema de refrigeración. Si bien esta herramienta no permite examinar de forma directa el estado del aislamiento interno, puede brindar señales indirectas de un posible proceso de deterioro térmico o envejecimiento, sobre todo cuando se presentan distribuciones anómalas de temperatura.

Factores que pueden ocasionan un envejecimiento de los dieléctricos de los transformadores:

4.4 Humedad

La humedad puede presentarse en las siguientes formas:

- ✓ Disuelta
- ✓ En una emulsión de agua y aceite
- ✓ En estado libre en el fondo del tanque
- ✓ En forma de hielo en el fondo del tanque (si la densidad del aceite es superior a 0,9)
- ✓ Contenida en papel (un material higroscópico que retiene de 600 a 800 veces más agua que el aceite) (PIÑAPIL, 2022)

4.4.1 Efectos

En relación con la presencia de humedad en los transformadores, el ingeniero Esteban Javier, en su artículo titulado “Mantenimiento predictivo y preventivo de Transformadores”, señala que cuando el contenido de agua disuelta en el aceite se mantiene por debajo de las 30 partes por millón (ppm), esta permanece en solución sin alterar visualmente el aspecto del fluido. Sin embargo, al superar el punto de saturación, el exceso de agua se manifiesta como turbidez o gotas visibles que se depositan en el fondo. Esta humedad tiene un impacto directo sobre las propiedades dieléctricas del aceite: reduce su rigidez dieléctrica y eleva el valor del factor de disipación dieléctrica (conocido como tangente delta), lo cual compromete su capacidad de aislamiento. (PIÑAPIL, 2022)

Dentro del transformador, la humedad no se distribuye de forma homogénea entre el aceite y los materiales aislantes; por el contrario, tiende a

concentrarse en mayor medida en el papel aislante. Esta acumulación de agua en el papel acelera la degradación de la celulosa, lo que disminuye de manera significativa la vida útil del sistema de aislamiento sólido. A medida que la celulosa se deteriora, se pierde su capacidad para resistir esfuerzos eléctricos y mecánicos, lo que afecta, por ejemplo, su flexibilidad y resistencia ante las tensiones mecánicas de los arrollamientos. (PIÑAPIL, 2022)

Además, la presencia de agua no solo compromete el estado del papel aislante, sino que también promueve procesos de corrosión en los componentes metálicos del transformador, en especial los ferrosos. Esta corrosión da lugar a la formación de óxidos, como el óxido de hierro, que al disolverse en el aceite incrementan su conductividad, reduciendo aún más su capacidad aislante y acelerando el proceso de degradación general del sistema. (PIÑAPIL, 2022)

4.4.2 Forma De Ingreso

- Una de las principales vías por las que la humedad ingresa al interior del transformador es el aire del ambiente. Esta entrada puede producirse durante intervenciones como reparaciones, en las cuales los materiales aislantes quedan expuestos directamente a la atmósfera. Asimismo, existe el riesgo de que el aire húmedo penetre a través del respirador del tanque de expansión, especialmente si no ha sido debidamente desecado. (PIÑAPIL, 2022)
- Otro factor que contribuye al aumento de la humedad interna es el envejecimiento tanto del aceite como del papel aislante. A medida que la celulosa se degrada, sus cadenas moleculares se rompen, lo cual da origen a subproductos como el agua y los compuestos furánicos, que además actúan como indicadores del estado del aislamiento sólido. (PIÑAPIL,

2022)

- Por último, es posible que parte de la humedad provenga de procesos incompletos previos a la puesta en servicio del transformador. Esto incluye, por ejemplo, la humedad residual presente en componentes estructurales de gran espesor que no fue eliminada completamente durante el secado en fábrica, o bien la absorción de humedad por parte del aislamiento durante el montaje si no se mantuvieron las condiciones ambientales controladas. (PIÑAPIL, 2022)

4.5 Calor

4.5.1 Efectos

Una temperatura de funcionamiento superior a la recomendada dañará la celulosa del papel que aísla los devanados. La norma IEC 354 especifica que la temperatura media de los devanados no debe superar los 65 °C por encima de la temperatura ambiente estimada de 20 °C. Por encima de estos valores, el envejecimiento del aislamiento se acelera. El papel envejecido se vuelve rígido, quebradizo y ya no soporta cargas eléctricas. Comienza un proceso de despolimerización del papel, liberando agua, sustancias ácidas y gases (CO₂, CO₂) en el aceite. Una sobrecarga térmica excesiva también provoca efectos de expansión en los materiales. Esta expansión puede provocar deformación plástica (permanente) en componentes como los aislantes sólidos. (PIÑAPIL, 2022)

4.5.2 Forma de ingreso

El calor generado en el interior del transformador es consecuencia de las pérdidas eléctricas producidas en los componentes activos, como los devanados y el núcleo magnético, debido al efecto Joule. El calor se transfiere hacia exterior debido a la presencia del aceite aislante, que fluye a través de los radiadores

encargados de la disipación térmica. cabe recalcar que el transformador está compuesto por distintos materiales, los cuales poseen propiedades diferentes de conductividad térmica, impidiendo una distribución uniforme del calor. por lo tanto, durante su funcionamiento regular, ciertas zonas del equipo alcanzaran temperaturas más elevadas a diferencia que otras. (PIÑAPIL, 2022)

4.6 Oxigeno

4.6.1 Efectos

Cuando el oxígeno entra en contacto con el aceite y se combina con el calor generado dentro del transformador, se producen reacciones químicas que dan origen a compuestos como ácidos orgánicos, lodos y agua. Estos lodos suelen acumularse en el fondo del tanque o sobre el papel aislante de los devanados. Cuando se depositan sobre este último, forman una capa que actúa como barrera térmica, dificultando la correcta disipación del calor. Esto provoca un aumento localizado de la temperatura, lo que acelera el deterioro del papel aislante y compromete la vida útil del transformador. (PIÑAPIL, 2022)

4.6.2 Forma de ingreso

La presencia de oxígeno en el interior de un transformador puede tener dos orígenes principales: puede ingresar desde el ambiente exterior a través del respirador del tanque de expansión, o generarse internamente como resultado de la descomposición térmica de la celulosa cuando esta es sometida a altas temperaturas. (PIÑAPIL, 2022)

4.7 Contaminantes externos

4.7.1 Consecuencias

La presencia de partículas sólidas en el aceite dieléctrico afecta negativamente su desempeño, ya que reduce significativamente su capacidad de aislamiento. Además,

estas partículas pueden acumularse en los elementos del sistema de enfriamiento, como los radiadores del transformador, dificultando la circulación adecuada del aceite. Esta obstrucción impide una eficiente transferencia del calor generado en el interior del equipo hacia el exterior, comprometiendo la refrigeración del sistema y aumentando el riesgo de fallas térmicas. (PIÑAPIL, 2022)

4.7.2 Mecanismo de ingreso

las partículas contaminantes pueden introducirse en el aceite durante diferentes etapas del ciclo de vida del transformador. Una fuente común de contaminación es el proceso de fabricación o reparación, especialmente si no se realiza una limpieza exhaustiva antes del llenado del equipo con el aceite dieléctrico. Otra vía de ingreso es la penetración de polvo desde el exterior, lo cual puede ocurrir si un diafragma de sellado está dañado o ausente. Durante el funcionamiento normal del transformador, también es posible que pequeñas partículas se liberen desde los materiales aislantes internos, como el papel impregnado en celulosa, lo que agrava la pérdida de propiedades dieléctricas del fluido. (PIÑAPIL, 2022)

4.8 Ensayos al aceite

En este apartado se describen las principales propiedades físicas, químicas y eléctricas del aceite dieléctrico que comúnmente son objeto de análisis en laboratorios especializados. Los valores de referencia que se indican corresponden a rangos generalmente aceptados por diferentes normativas técnicas; sin embargo, es importante señalar que estas normas pueden variar de acuerdo con el criterio de cada empresa o institución que realiza los ensayos. Por lo tanto, los valores presentados deben ser considerados únicamente como guía orientativa y no como requisitos estrictamente obligatorios. (PIÑAPIL, 2022)

4.8.1 Punto De Anilina

El punto de anilina se define como la temperatura mínima a la cual un aceite dieléctrico logra mezclarse completamente con una cantidad equivalente de anilina. Este criterio de evaluación química se establece como un indicador de calidad, como resultado permite aproximar el contenido de hidrocarburos aromáticos presentes en el aceite. Cuanto mayor sea la proporción de hidrocarburos aromáticos, menor será la temperatura requerida para alcanzar la miscibilidad con la anilina. (Abdi, 2025)

En términos generales, los aceites con temperaturas de mezcla comprendidas entre 78 °C y 86 °C son considerados de buena calidad desde el punto de vista dieléctrico. Según el método de ensayo establecido por la norma ASTM D-611, se acepta como rango válido para este parámetro un intervalo que va desde 63 °C hasta 84 °C. (PIÑAPIL, 2022)

4.8.1.2 Color

La evaluación visual del color del aceite también aporta información relevante sobre su estado. Un cambio en la tonalidad puede ser indicativo de la presencia de contaminantes como agua libre o partículas sólidas, tales como fibras de celulosa, que afectan negativamente sus propiedades dieléctricas. Por esta razón, se ha establecido un valor máximo admisible para el color del aceite utilizado en equipos eléctricos. (Abdi, 2025)

Para asegurar una buena calidad, el color del aceite no debe exceder un valor de 0,5 en la escala correspondiente, lo cual se asocia a un tono amarillo claro. Este límite está relacionado con la predominancia de componentes nafténicos en la composición del aceite. La determinación de este parámetro se realiza conforme al procedimiento especificado en la norma ASTM D-1500. (Abdi, 2025)

4.8.1.3 Viscosidad

La viscosidad es una propiedad que expresa la oposición de un fluido a fluir o desplazarse cuando entra en contacto con una superficie sólida. En el caso de los aceites utilizados como medio dieléctrico, es fundamental que esta característica sea lo más baja posible, ya que una viscosidad reducida favorece la circulación eficiente del aceite dentro del transformador, facilitando así la eliminación del calor generado durante su funcionamiento. (PIÑAPIL, 2022)

4.8.1.4 Rigidez Dieléctrica

La rigidez dieléctrica es una propiedad fundamental del aceite aislante, que se define como el valor mínimo de tensión eléctrica a partir del cual se produce una descarga o arco eléctrico entre dos electrodos metálicos sumergidos en dicho fluido. Este parámetro refleja la capacidad del aceite para resistir esfuerzos eléctricos sin romper su función aislante. Una disminución en la rigidez dieléctrica suele ser indicativa de la presencia de contaminantes, como humedad, partículas carbonosas u otras impurezas. No obstante, estos agentes contaminantes pueden, en la mayoría de los casos, eliminarse mediante un proceso adecuado de filtración del aceite. (PIÑAPIL, 2022)

- **Identificación de contaminantes y deterioro del sistema aislante:**

Cuando el valor del PI es bajo, puede ser señal de la existencia de agentes contaminantes como humedad, suciedad, subproductos del envejecimiento del aceite o daños en el papel aislante. Estos factores afectan negativamente la integridad del sistema de aislamiento.

- **Valoración del estado general del aislamiento:**

Esta prueba proporciona una indicación confiable de la condición del aislamiento. Un índice elevado refleja que el sistema aislante se encuentra

seco, limpio y en buenas condiciones operativas.

- **Análisis del comportamiento dieléctrico frente a tensión continua:**

A través de esta medición se observa la respuesta del aislamiento al ser sometido a una tensión constante durante un periodo prolongado. Un aislamiento en buen estado se caracteriza por una disminución progresiva de la corriente de absorción a lo largo del tiempo.

4.9 Factores de degradación y envejecimiento de dieléctricos en transformadores

Tabla 17: Factores de degradación y envejecimiento dieléctrico en transformadores

Tipo de transformador	Influencia de la temperatura	Influencia de la humedad	Efecto de la degradación del dieléctrico	Observación y recomendación
Convencional (sumergido en aceite)	Temperatura >90°C aceleran oxidación del aceite y envejecimiento del papel aislante.	La humedad disuelta en el aceite (>2%) reduce la rigidez dieléctrica y favorece descargas parciales.	Perdida gradual de propiedades aislantes, formación de lodos en aceite.	Control periódico de temperatura y análisis de aceite.
Autoprotegido (con fusibles y dispositivos integrados)	Sobre temperaturas por sobrecarga reducen vida útil; cada 6-8 °C extra por encima del nominal reduce a la mitad la vida del aislamiento.	La humedad afecta tanto al aceite como a los aisladores internos, elevando riesgo de cortocircuito.	Disminución acelerada de rigidez dieléctrica y respuesta de protección.	Mantenimiento preventivo y revisión de sellos para evitar ingreso de humedad.
Padmounted (encapsulado y sellado)	Buen control térmico por diseño, pero sobrecargas prolongadas elevan temperatura interna afectando al papel y aceite.	Sellado hermético minimiza humedad.	Menor degradación si el sellado es efectivo; si no, envejecimiento rápido del aislamiento.	Revisión de integridad de sellos y monitoreo de temperatura interna.

Nota: Elaboración propia

Capítulo 5: Analizar e interpretar los resultados obtenidos a partir de las pruebas eléctricas aplicadas al sistema, con el fin de evaluar el estado operativo y la condición del aislamiento

5.1 Introducción

En este capítulo se analizan e interpretan los resultados obtenidos en las pruebas de índice de polarización aplicadas a los sistemas de aislamiento de transformadores eléctricos, utilizando el equipo Megger MIT-1525. Esta prueba se realizó con el propósito de determinar el comportamiento dieléctrico del aislamiento bajo diferentes circunstancias, teniendo en consideración el efecto del envejecimiento térmico. El índice de polarización es un parámetro fundamental en el diagnóstico de condición del aislamiento, debido a que permite identificar la presencia de humedad, contaminantes y deterioro de la celulosa. Cuando se tiene un valor de índice de polarización inferior a 1 indica que el aislamiento posee una condición inadecuada en el aislamiento, mientras que valores superiores a 4 corresponden a aislamientos en excelente estado.

5.2 Descripción de la prueba realizada

Equipo utilizado: Para la ejecución de la prueba se empleó el equipo Megger MIT-1525, diseñado específicamente para medir la resistencia de aislamiento en sistemas eléctricos de alta tensión. Este instrumento cuenta con capacidad para aplicar voltajes continuos de hasta 15 kV y registrar mediciones precisas.

Tensión de prueba: Durante el ensayo se aplicó un voltaje de 10000 V en corriente continua (DC), de acuerdo con las especificaciones indicadas para equipos de alta tensión y considerando la seguridad operativa del sistema.

Duración: La medición se realizó con un tiempo total de 10 minutos, a fin de permitir la estabilización de la corriente de absorción dieléctrica y registrar

valores representativos tanto en el minuto 1 como en el minuto 10, conforme a lo establecido por la metodología de prueba de índice de polarización.

5.3 Resultados obtenidos

5.3.1 resultado de prueba al (TR-1) y (TR-2) en el año 2017

Como se muestra en la tabla 14, la prueba del índice de polarización confirma un deterioro significativo en los (TR-1) Y (TR-2) durante el año 2017 en la medición de Baja tensión vs Tierra los cuales oscilan entre 0,98 y 0,84 relacionado con envejecimiento térmico y degradación avanzado. Este valor está por debajo del mínimo recomendado (1), lo que indica riesgo de falla si no se aplica mantenimiento.

Prueba	Voltaje	Tiempo de prueba										Resultados de la
aislamiento	prueba	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	prueba
Media vs Baja	10000 V	11,2	14,5	16,6	17,9	19,8	21,5	23,1	26,5	29,9	33,6	1,67
		GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	
Media vs Tierra	10000 V	12,4	13,3	14,3	14,7	15,5	15,6	16,3	16,8	17,7	20,3	1,55
		GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	
Baja vs Tierra	1000 V	88,4	90,9	91,6	97,8	94,7	95,0	97,2	101	102	103	0.98
		GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	

Pruebas		Voltaje	Tiempo de prueba										Resultados de la
aislamiento		prueba	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	prueba
Media	vs	10000 V	10,2	12,6	14,9	16,7	18,5	19,5	21,2	22,9	23,8	24,7	2.42
Baja			GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	
Media	vs	10000 V	9,95	12,3	14,7	15,9	17,8	19,2	21,1	23,3	25,7	27,9	2.80
Tierra			GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	
Baja	vs	1000 V	92,3	94,5	96,7	98,9	99,5	112	113	116	117	121	0.84
Tierra			GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	GΩ	

5.3.2 Resultado de prueba al (TR-1) y (TR-2) en el año 2018

Como se muestra en la tabla 14, la prueba del índice de polarización confirma un mejoramiento significativo en los (TR-1) Y (TR-2) durante el año 2018, previamente en el año 2017 en la medición de Baja tensión vs Tierra el resultado que lanzo la prueba oscilaba entre 0,98 y 0,84. Mientras que en este periodo la prueba otorgo resultados buenos entre 2,68 y 3,32 lo cual está relacionado a un equipo que se encuentra en óptimas condiciones para operar sin riesgos. Este valor está otorgado durante este periodo está por encima de lo mínimo recomendado (1), lo que indica que no existe riesgos de fallas.

Pruebas aislamiento	Voltaje de prueba	Tiempo de prueba										Resultados de la prueba
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Media vs Baja	10000 V	12,2 GΩ	13,6 GΩ	15,6 GΩ	15,9 GΩ	16,8 GΩ	17,4 GΩ	18,3 GΩ	19,2 GΩ	25,5 GΩ	28,7 GΩ	3.35
Media vs Tierra	10000 V	10,5 GΩ	11,2 GΩ	11,4 GΩ	12,7 GΩ	12,3 GΩ	13,2 GΩ	13,7 GΩ	14,7 GΩ	17,6 GΩ	23,8 2 GΩ	3.24
Baja vs Tierra	1000 V	8,85 GΩ	9,56 GΩ	9,68 GΩ	9,7 GΩ	10,3 GΩ	14,4 GΩ	16,1 GΩ	18,4 GΩ	20,6 GΩ	21,5 GΩ	2.68

Pruebas aislamiento	Voltaje prueba	Tiempo de prueba										Resultados de la prueba
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Media vs Baja	10000 V	11,2 GΩ	12,4 GΩ	14,6 GΩ	17,2 GΩ	19,8 GΩ	21,9 GΩ	22,5 GΩ	23,7 GΩ	23,9 GΩ	25,7 GΩ	3.65
Media vs Tierra	10000 V	12,2 GΩ	12,5 GΩ	14,8 GΩ	15,6 GΩ	16,1 GΩ	18,8 GΩ	19,1 Ω	21,5 GΩ	24,8 GΩ	27,3 GΩ	3.47
Baja vs Tierra	1000 V	10,3 GΩ	10,6 GΩ	11,2 GΩ	12,3 GΩ	14,7 GΩ	15,8 GΩ	18,2 GΩ	23,5 GΩ	24,9 GΩ	26,3 GΩ	3.32

5.4 Conclusión

En síntesis, la prueba de índice de polarización que es realizada como parte de mantenimiento al equipo de distribución es de suma importancia porque nos permite poder detectar problemas a tiempo antes que agraven el sistema energético. De tal forma, que podemos tener en cuenta según los resultados que otorgue la prueba posibles signos de deterioro como: humedad, contaminantes externos, rigidez y absorción dieléctrica. De esta manera, permite poder realizar planes de acción correctivas que mejoren y prolonguen la vida operativa del transformador.

Conclusiones

- Basándonos en el uso de tablas de referencia y datos históricos sobre el aislamiento, se realizó una evaluación comparativa del comportamiento de diferentes transformadores en función del tiempo y las condiciones operativas. Ciertas variables como la carga eléctrica, la humedad relativa y la temperatura aceleran la degradación de los materiales dieléctricos. Reforzando la idea sobre la importancia de contar con registros confiables y herramientas gráficas que permiten facilitar el seguimiento de la vida útil del aislamiento en función de parámetros críticos.
- Se reveló que la combinación entre varios factores como la temperatura elevada, la presencia de humedad y la formación de gases de descomposición afecta la integridad del aceite y del papel aislante. Con relación a los indicadores técnicos obtenidos, se comprobó que actúan de forma sinérgica, acelerando el envejecimiento térmico. En consecuencia, esta información es clave para la implementación de estrategias de monitorización y control para garantizar un mejor desempeño del sistema aislante.
- Finalmente, el análisis e interpretación de los resultados confirmaron los hallazgos teóricos y validaron las hipótesis planteadas en los objetivos anteriores. Se estableció un vínculo directo entre los valores obtenidos en las pruebas (como concentración de furano, contenido de humedad y gases disueltos) y el estado real del aislamiento. Por lo tanto, no solo se consolidaron los resultados obtenidos, sino que también aportó criterios técnicos que permitirán orientar futuras decisiones en mantenimiento preventivo de transformadores.

Recomendaciones

- Al realizar el análisis del estudio del envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos de los transformadores, fue posible determinar ciertos parámetros técnicos y operativos que influyen directamente en el sistema eléctrico de estos equipos, a continuación, se muestra una serie de recomendaciones las cuales están orientadas a prevenir riesgos de falla en los equipos, mejorar la operatividad de cada uno de ellos y garantizar un buen suministro eléctrico.
- Es recomendable diseñar tanto un programa que monitoree regularmente el equipo como también un plan de mantenimiento predictivo que incluya revisiones frecuentes del aceite dieléctrico donde se empleen pruebas como cromatografía de gases y evaluación de su rigidez dieléctrica. También, se sugiere realizar inspecciones termográficas por infrarrojo, ya que este equipo cumple la función de determinar posibles anomalías térmicas en los elementos internos.
- Se debe evitar su exposición a sobrecargas prolongadas y supervisar el correcto funcionamiento de la ventilación y el sistema de refrigeración. Al mantener la temperatura en los rangos recomendados por el fabricante no solo ayuda a prevenir fallas, sino que también retrasa el deterioro del papel y del aceite dieléctrico.
- Se debe considerar realizar una mejor elección de materiales que puedan soportar mayores cambios de temperatura con el objetivo que puedan ofrecer una mayor estabilidad frente a los procesos de envejecimiento acelerado.
- Es importante que los técnicos responsables de la ejecución del mantenimiento se mantengan actualizados del diagnóstico eléctrico y térmico de estos equipos,

debido a que una adecuada formación en la detección de fallas por temperatura, interpretación de pruebas dieléctricas y aplicación de normas internacionales (IEC, IEEE, INEN) mejora la toma de decisiones y reduce riesgos operativos.

- Contar con un registro actualizado de las cargas aplicadas, las condiciones ambientales, los eventos de sobrecarga y los resultados de las inspecciones, de tal forma que va a facilitar la evaluación del estado del aislamiento. Esta información obtenida es fundamental para determinar la sustitución de los componentes dieléctricos, lo que permitirá prolongar la vida útil del transformador.
- Es recomendable complementar el mantenimiento tradicional con pruebas específicas, como la medición de descargas parciales y el análisis de compuestos furánicos. Las cuales son fundamentalmente útiles en transformadores con más de diez años de servicio o que hayan operado a temperaturas elevadas, ya que permiten reconocer el estado del papel aislante.

Bibliografía

- Abdi, S. (9 de Abril de 2025). *Evaluación integral del aceite de transformador después del envejecimiento térmico: modelado para la evaluación simultánea de las características eléctricas y químicas*. file:///C:/Users/Dell%20PC/Downloads/energies-18-01915%20(2).pdf. Obtenido de Energies, 18(5), Artículo 1915.: file:///C:/Users/Dell%20PC/Downloads/energies-18-01915%20(2).pdf
- Alexander, S. L. (2023). *Implementación de un banco de pruebas para la determinación de la rigidez dieléctrica del aceite del transformador*. La Mana : <https://repositorio.utc.edu.ec/server/api/core/bitstreams/d121b932-24c4-4c63-8bce-81ca2078427a/content>.
- Arboleda, J. C. (2024). *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de potencia inmersos en aceite*. Pereira: <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/145c3c63-b910-4be6-b7d7-273a6b5924e8/content>.
- Arce, H. P. (2025). *Uso de métodos difusos para la gestión del mantenimiento de transformadores aéreos de distribución*. Cuenca : <https://dspace.ucacue.edu.ec/server/api/core/bitstreams/8b53d1ed-a427-4a1a-961a-0e71693cc8f7/content>.
- Belmecheri, H., Seghier, T., Belkheiri, M., & Zegnini, B. (2020). Dependencia de las propiedades dieléctricas de aislamiento y envejecimiento térmico del aceite de transformador mediante técnicas de espectroscopia. *IIETA*, 1-2. Obtenido de file:///C:/Users/Dell%20PC/Downloads/18.04_02%20(2).pdf

Construya su videorockola. (s.f.). *Construya su videorockola*. Obtenido de Construcción de un Transformador Casero: <https://www.construyasuvideorockola.com/proyectos-electronicos/fuentes/construccion-de-un-%20transformador-casero-2/>

Diego, C. F. (2022). *Caracterizacion de la degradacion de materiales dielectricos solidos en transformadores de potencia*. Cantabria: <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/25117/Tesis%20CFD.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

Herrera, O. D. (abril de 2021). *Análisis del impacto de la carga de vehículos*. Quito. Obtenido de ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/21568/1/CD%2011074.pdf>

iqsdirectory. (s.f.). *Transformadores trifásicos: tipos, usos y características*. <https://www.iqsdirectory.com/articles/electric-transformer/three-phase-transformer.html>.

Julian, C. (28 de noviembre de 2021). *Construcción de transformadores*. Obtenido de Ingtelecto: <https://ingtelecto.com/construccion-de-transformadores/>

Megger . (s.f.). *Medidores de resistencia de aislamiento de 5 kV, 10 kV y 15 kV*. Obtenido de Megger: <https://www.megger.com/es/producto/medidores-de-resistencia-de-aislamiento-de-5-kv-10-kv-y-15-kv>

Miguelon, M. (s.f.). *D010 bobinas y transformadores*. Obtenido de Xelectrónica Arduino V: <https://electronicamagomiguelon.blogspot.com/p/d010-bobinas-y-transformadores.html>

Ministerio de Industrias y Productividad del Ecuador. (2017). *Resolución No. 17 552*. Quito. <https://drive.google.com/file/d/1GbcHOnDUCeZI2NGZSYju09cF5Xi9LaEq/view>.

- Moreno, V. J. (2022). *Mantenimiento predictivo en transformadores de potencia y de distribución eléctrica*. Barcelona :
<https://upcommons.upc.edu/server/api/core/bitstreams/57789174-04c0-4ff5-9c44-86ac9e8f0c40/content>.
- Nair, K. (2021). *Transformadores de potencia y distribución*. Florida: CRC Press.
Obtenido de
<https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.1201/9781003088578/power-distribution-transformers-nair>
- Oca-Ramírez, B. A. (2021). Determinación de fallas en transformadores de potencia inmersos. *Revista de Ciencias Tecnológicas (RECIT)*, 2-7. Obtenido de
<file:///C:/Users/Dell%20PC/Downloads/Dialnet-DeterminacionDeFallasEnTransformadoresDePotenciaIn-8201455.pdf>
- Onésimo, G. V., & Oscar, G. E. (2020). *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite (Aplicado a un transformador de 160 MVA, 13,8 kV/138 kV de la Central Térmica Trinitaria)*. Guayaquil:
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2109/14/UPS-GT000148.pdf>.
- Palas, L. E. (2022). *Actualización del manual de construcción, cálculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia*. Quito:
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/22489/1/UPS-CT009740.pdf>.
- Peñalvo López, E., León Martínez, V., Montañana Romeu, J., & Valencia Salazar, I. (2022). La importancia de la sostenibilidad en la enseñanza de los transformadores de distribución. *Actas del Congreso Universitario de Innovación Educativa en las Enseñanzas Técnicas (CUIEET_29)* (págs. 560–563). Valencia: Universitat Politècnica de València. Obtenido de

<https://riunet.upv.es/server/api/core/bitstreams/d42ba5c4-673f-46aa-b367-4c088369f439/content>

Perez, P. A. (2020). *Transformadores de distribución: teoría, calculo, construcción y pruebas*. Mexico: Reverte . Obtenido de https://books.google.com.ec/books?hl=es&lr=&id=kF8OEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP5&dq=mantenimiento+a+transformadores+de+distribucion+&ots=TsdSl5bPWn&sig=uLq4uxTYsSv2NoWcIGi2_oK6yKM&redir_esc=y#v=onepage&q=mantenimiento%20a%20transformadores%20de%20distribucion&f=

Piñapil, e. j. (2022). *Mantenimiento preventivo y predictivo de transformadores de potencia*. NEUQUEN CAPITAL: <https://rdi.uncoma.edu.ar/bitstream/handle/uncomaid/16944/MANTENIMIENTO%20PREVENTIVO%20Y%20PREDICTIVO%20DE%20TRANSFORMADORES%20DE%20POTENCIA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

Posligua, D. S. (2021). *Mantenimiento predictivo, correctivo y deductivo de los transformadores de distribución en el laboratorio de cnel ep los ríos* . Babahoyo: <https://dspace.utb.edu.ec/bitstream/handle/49000/9467/E-UTB-FAFI-ELECTRICIDAD-12.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

Pretelt, D. J. (2024). *Montaje y comprobación del método de tendencia a la gasificación de líquidos aislantes bajo condiciones de estrés térmico (strey gases) de acuerdo con la norma ASTM D-7150-13* . Monteria : <https://repositorio.unicordoba.edu.co/server/api/core/bitstreams/e5c2611f-a1a4-4758-a325-6028f6e78b7c/content>.

Qro, T. (21 de febrero de 2019). *8 Inspecciones en transformadores que deben realizarse periódicamente*. Obtenido de Blog TECSA Qro:

<https://www.tecsaqro.com.mx/blog/inspecciones-en-transformadores/>

Teymouri, B. V. (2020). *Pruebas de confirmación de calidad para sistemas de aislamiento de transformadores de potencia*. Cham:

<https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-030-19693-6>.

Torres, J. N. (2025). *Diagnóstico de fallas por el método de análisis de gases disueltos en transformadores de distribución en aceite dieléctrico y propuesta de acciones correctivas, aplicado en el sector minero, del año 2022 al 2024*. Lima:

file:///C:/Users/Dell%20PC/Downloads/J.Guerrero_A.Lonzoy_Titulo_Profesional_2025.pdf.

Ureta, N. V., Cárdenas, D., Freire, D., & Lata, J. C. (2019). Mathematical analysis and simulation of the ferroresonance phenomenon in bank three-phase transformers.

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Orta Gaviño, Harry Luis** con C.C: # **0931543201** autor/a del trabajo de titulación: **Estudio del envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos en los transformadores**, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, a los 01 del mes de septiembre del año 2025

EL AUTOR

f. Harry Orta

Orta Gaviño, Harry Luis
C.C: 0931543201

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TEMA Y SUBTEMA:	Estudio del envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos en los transformadores.		
AUTOR(ES)	Orta Gaviño, Harry Luis		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Vega Ureta, Nino Tello		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	01 de septiembre de 2025	No. DE PÁGINAS:	83
ÁREAS TEMÁTICAS:	Sistema eléctrico, Cuarto de transformación, mantenimiento eléctrico.		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	instalaciones eléctricas, fallas eléctricas, análisis predictivo		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras): En este trabajo de titulación se aborda el estudio técnico del envejecimiento térmico de los componentes dieléctricos de los transformadores, un fenómeno que afecta directamente la vida útil y la fiabilidad de estos equipos críticos en los sistemas eléctricos. El análisis se focaliza particularmente en los materiales dieléctricos como el aceite aislante y el papel kraft, los cuales experimentan un proceso de degradación bajo condiciones térmicas prolongadas y elevadas. Para tal motivo, se muestra una revisión de los principales mecanismos de degradación térmica, donde se incluye la formación de humedad, ácidos y furanos, los cuales son indicadores claves del envejecimiento de los aislamientos. También, se utilizan modelos térmicos y herramientas que muestran el diagnóstico como el análisis de gases disueltos (DGA) y la medición de furanos, con el objetivo de evaluar el estado de los materiales aislantes y su nivel de desgaste. El desarrollo del estudio muestra simulaciones térmicas y la incorporación de casos prácticos o ensayos de laboratorio, los cuales establecen correlaciones entre la temperatura de operación, la aceleración del envejecimiento y la vida útil residual del transformador. Finalmente, se formulan recomendaciones las cuales están orientadas al diseño de actividades de mantenimiento predictivo y a la gestión eficiente del ciclo de vida de los transformadores, al implementar sistemas de monitoreo térmico y la evaluación periódica de los materiales dieléctricos.			
ADJUNTO PDF:	☒ SI	☐ NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593 967179697	E-mail: harry.orta@cu.ucsg.edu.ec	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: Ricardo Xavier Ubilla González		
	Teléfono: +593999528515		
	E-mail: ricardo.ubilla@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			