



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**USO DE TÉCNICAS AVANZADAS NO DESTRUCTIVAS FDS/PDC PARA EL
DIAGNÓSTICO DEL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Manuel Antonio Mazariegos Bámaca

Asesorado por el Ing. Julio César Valenzuela Mora

Guatemala, mayo de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**USO DE TÉCNICAS AVANZADAS NO DESTRUCTIVAS FDS/PDC PARA EL
DIAGNÓSTICO DEL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

MANUEL ANTONIO MAZARIEGOS BÁMACA

ASESORADO POR EL ING. JULIO CÉSAR VALENZUELA MORA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

USO DE TÉCNICAS AVANZADAS NO DESTRUCTIVAS FDS/PDC PARA EL DIAGNÓSTICO DEL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 8 de junio de 2016.



Manuel Antonio Mazariegos Bámaca

Guatemala 18 de marzo de 2019

Ingeniero
Saúl Cabezas Duran
Coordinador de Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica - Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

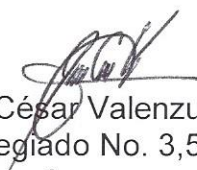
Estimado Ingeniero Cabezas:

Respetuosamente, le informo que he realizado la asesoría del trabajo de graduación titulado: **USO DE TÉCNICAS AVANZADAS NO DESTRUCTIVAS FDS/PDC PARA EL DIAGNOSTICO DEL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA** elaborado por el estudiante Manuel Antonio Mazariegos Bámaca Carné: 2009-15484, como requisito para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista.

Luego de revisar el contenido y verificar la consistencia de los temas expuestos, recomiendo la aprobación del presente trabajo.

Las conclusiones y recomendaciones de este trabajo son responsabilidad del autor y asesor.

Atentamente,


Ing. Julio César Valenzuela Mora
Colegiado No. 3,586
Asesor

JULIO CESAR VALENZUELA MORA
INGENIERO ELECTRICISTA
COL. No. 3586



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 19. 2019.
18 de marzo 2019.

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **USO DE TÉCNICAS AVANZADAS NO DESTRUCTIVAS FDS/PDC PARA EL DIAGNÓSTICO DEL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**, del estudiante; Manuel Antonio Mazariegos Bámaca, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Saúl Cabezas Durán
Coordinador de Potencia

M.B.A. Ing. Saúl Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648





REF. EIME 18. 2019.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación de la estudiante: **MANUEL ANTONIO MAZARIEGOS BÁMACA** titulado: **USO DE TÉCNICAS AVANZADAS NO DESTRUCTIVAS FDS/PDC PARA EL DIAGNÓSTICO DEL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA,** procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González



GUATEMALA, 27 DE MARZO 2019.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

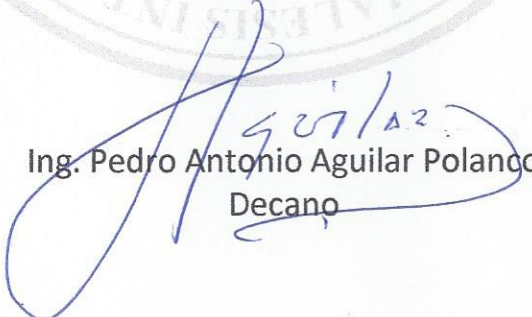


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 222.2019

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **USO DE TÉCNICAS AVANZADAS NO DESTRUCTIVAS FDS/PDC PARA EL DIAGNÓSTICO DEL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**, presentado por el estudiante universitario: **Manuel Antonio Mazariegos Bámaca**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, mayo de 2019

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por ser la luz de mi vida y guía para poder terminar mi carrera universitaria.

Mis padres

Jorge Mazariegos y Esmeralda Bámaca, su amor será siempre mi inspiración.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser una importante influencia en mi carrera, entre otras cosas.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme el conocimiento sin egoísmo durante toda mi carrera.
Mis amigos	Carlos Gonzales, Gerardo Pineda, Hostin Alegría, José Barraza, Berta Machorro, Rodolfo Aldana, Lilian Yoc y de más que colaboraron para la culminación de mis estudios.
Ing. Alan Sikahall	Por ser una importante influencia en los criterios que he tomado y su valiosa ayuda.
Ing. Julio Valenzuela	Por apoyarme en la revisión de mi trabajo final de graduación y brindarme su conocimiento acerca de temas de ingeniería.

	1.1.2.2.	Fluidos de silicona	13
	1.1.2.3.	Éster sintético	14
	1.1.2.4.	Éster natural	15
1.1.3.		Humedad	16
	1.1.3.1.	Humedad residual del proceso de fabricación	17
	1.1.3.2.	Humedad proveniente de la atmósfera.....	18
	1.1.3.3.	Humedad producida por el envejecimiento de la celulosa	19
	1.1.3.4.	Efectos de la humedad en el aislamiento del transformador.....	19
	1.1.3.5.	Evaluación de la humedad en el transformador	21
1.2.		Método Karl Fischer.....	21
	1.2.1.	Titulación de Karl Fischer en muestras de papel/cartón prensado.....	22
	1.2.2.	Titulación de Karl Fischer en muestras de aceite y uso del diagrama de equilibrio.....	22
	1.2.2.1.	Curvas de equilibrio de humedad papel-aceite	23
1.3.		Sondas capacitivas	27
1.4.		Medición de la tensión de reabsorción (RVM)	28
1.5.		Método punto de rocío por análisis de gráficas.....	31
2.		METODOLOGÍA DE PRUEBA FDS/PDC	35
	2.1.	Descripción de la prueba FDS/PDC	35
	2.1.1.	Espectroscopia en el dominio de la frecuencia (FDS)	35

	2.1.1.1.	Medición de FDS en transformadores de potencia.....	36
	2.1.2.	Corriente de polarización y despolarización (PDC)	40
	2.1.2.1.	Medición de PDC en transformadores de potencia.....	41
2.2.		Normas de seguridad.....	44
	2.2.1.	Seguridad en el transformador de potencia	45
	2.2.2.	Seguridad en el equipo de pruebas FDS/PDC.....	46
2.3.		Equipos de pruebas	47
	2.3.1.	DIRANA	47
	2.3.1.1.	Datos técnicos	49
	2.3.1.2.	Conexiones típicas para la medición FDS/PDC	50
	2.3.2.	IDAX 300/350.....	52
	2.3.2.1.	Datos técnicos	53
	2.3.2.2.	Conexiones típicas para la medición FDS/PDC	55
3.		INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS FDS/PDC.....	57
	3.1.	Caso de estudio 1	63
	3.2.	Caso de estudio 2	66
	3.3.	Caso de estudio 3	70
4.		MÉTODOS DE ELIMINACIÓN DE HUMEDAD Y PURIFICACIÓN	81
	4.1.	Métodos de secado y purificación del aislamiento líquido	82
	4.1.1.	Proceso de reacondicionamiento	82
	4.1.1.1.	Separación por gravedad	83
	4.1.1.2.	Centrifugado	84

4.1.1.3.	Deshidratación bajo vacío y aplicando temperatura.....	85
4.1.1.4.	Desgasificación bajo vacío.....	87
4.1.2.	Proceso de regeneración	88
4.1.2.1.	Percolación.....	89
4.2.	Métodos de secado del aislamiento sólido.....	91
4.2.1.	Método con alto vacío	92
4.2.2.	Método con alto vacío y calor.....	94
4.2.2.1.	Método continuo con alto vacío y calor aplicado	95
4.2.2.2.	Método cíclico con alto vacío y calor aplicado	97
4.2.3.	Método con circulación de aire caliente	97
4.2.4.	Secado por vacío con tecnología de baja frecuencia (LFH).....	99
4.2.5.	Secado On-Line.....	100
CONCLUSIONES.....		103
RECOMENDACIONES		105
BIBLIOGRAFÍA.....		107
ANEXOS.....		111

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Aislamiento sólido transformador	2
2.	Papel de kraft crepe de fibras de celulosa	3
3.	<i>Pressboard</i> de celulosa	4
4.	Madera laminada, transformadores.....	5
5.	Bushings de porcelana para transformador	6
6.	Alambre esmaltado en un transformador trifásico.....	8
7.	Transformador seco con bobinas moldeadas al vacío.....	9
8.	Papel de aramida.....	10
9.	Curva de equilibrio Fabre-Pichon	23
10.	Curva del Oomen.....	25
11.	Porcentaje HR en el papel en función del porcentaje de la HR del ambiente	26
12.	Circuito para la medición de RVM	28
13.	Voltaje de recuperación	29
14.	Circuito para la medición de RVM	31
15.	Gráfica de conversión del punto de rocío a presión de vapor.....	33
16.	Gráfica de equilibrio de humedad.....	34
17.	Circuito de medición básico de FDS	37
18.	Curva típica de tangente delta en frecuencia.....	38
19.	a) curva de $\tan \delta$ delta para 3 conductividades del aceite y b) curva para 3 contenidos de humedad del papel	39
20.	Circuito de medición básico de PDC	42
21.	Forma de onda de las corrientes de polarización y despolarización	42

22.	Variaciones de la corriente de polarización para varias conductividades del aceite	43
23.	Variación de la corriente de polarización para varios contenidos de humedad del papel	44
24.	Equipo de pruebas DIRANA marca OMICRON	48
25.	Datos técnicos DIRANA marca OMICRON.....	49
26.	CHL – aislamiento entre devanado primario y secundario	50
27.	CH y CL – aislamiento del devanado primario y secundario a tierra	51
28.	Bornas A y B – aislamiento de las bornas A y B.....	51
29.	Bornas C y N – aislamiento de las bornas C y N	52
30.	Equipo de pruebas IDAX-300 marca Megger	53
31.	Datos técnicos IDAX 300/350 marca Megger	54
32.	CHL – aislamiento entre devanado primario y secundario	55
33.	CH – aislamiento del devanado primario	55
34.	CL – aislamiento del devanado secundario	56
35.	C1 – aislamiento de principal de Borna.....	56
36.	Efecto de la conductividad del aceite y del contenido de humedad en el material de aislamiento sólido sobre la corriente de polarización (ipol).....	58
37.	Análisis PDC de un transformador de 392 MVA	59
38.	Comparación del análisis de PDC con otros métodos para la determinación del contenido de humedad en el aislamiento sólido transformadores de potencia nuevos	60
39.	Ejemplos de evaluación de humedad en el aislamiento sólido.....	61
40.	Análisis y evaluación FDS/PDC del aislamiento	62
41.	Evaluación PDC de un transformador de 40 MVA, fabricado en 1961, HV-LV, rM = 2,5 %.....	63
42.	Evaluación PDC de un transformador de 350 MVA, fabricado en 1976, HV-MV, rM = 2 %.....	64

43.	Evaluación PDC de un transformador de 350 MVA, fabricado en 1976, HV-LV, $rM = 2,5 \%$	65
44.	Resultados del análisis de muestra de aceite y PDC de los transformadores de 40 MVA y 350 MVA ($T_o =$ temperatura de funcionamiento)	66
45.	Resultados de las mediciones de diagnóstico del transformador de 300 MVA realizado antes y después del intercambio del aislamiento líquido.....	67
46.	Corrientes de polarización medidas antes y después del cambio del aislamiento líquido	68
47.	Tan δ calculado a partir de corrientes de polarización medidas	68
48.	Corrientes de polarización medidas y calculadas antes del cambio de aislamiento líquido. $rM=2,5 \%$, $rM=3 \%$, $rM=3,5\%$	69
49.	Corrientes de polarización medidas y calculadas después del cambio de aislamiento líquido. $rM=2,5 \%$, $rM=3 \%$, $rM=3,5 \%$	70
50.	Embalaje transformador 20/28MVA	70
51.	Valores temperatura punto de rocío iniciales	71
52.	Lectura punto de rocío sonda capacitiva Vaisala®	72
53.	Gráfica de conversión del punto de rocío a presión de vapor.....	73
54.	Gráfica de equilibrio de humedad.....	74
55.	Valores medidos % saturación de agua en toneles de aceite	75
56.	Valores iniciales y finales humedad aislamiento líquido	76
57.	Gráfica FDS/PDC transformador Cromtom Greaves	78
58.	Tanques separados para extracción de agua y contaminantes sólidos.....	83
59.	Separación por centrifugado.....	85
60.	Deshidratador por vacío	87
61.	Desgasificador bajo vacío de aceite AEHV	88
62.	Proceso de percolación	91

63.	Método con alto vacío.....	94
64.	Método con alto vacío y calor.....	95
65.	Método con circulación de aire caliente	98
66.	Método con LFH	100
67.	Método de secado <i>on-line</i> Drykeep.....	102

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
HV	Alto voltaje
A	Amperio
LV	Bajo voltaje
f	Frecuencia
g	Fuerza de gravedad
Hz	Hertz
rM	Humedad relativa
IP	Índice de polarización
KV	Kilovoltio
MV	Medio voltaje
MVA	Mega voltio amperio
m	Metro
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar
mm	Milímetro
Ω	Ohmio
PPM	Partes por millón
R	Resistencia eléctrica
t	Tiempo

GLOSARIO

Aramida	Designa una categoría de fibra sintética, robusta y resistente al calor, es una abreviación del término <i>aromatic polyamide</i> .
Celulosa	Es una sustancia que se halla en las fibras vegetales y paredes celulares del algodón y la madera, cuyo uso es muy apreciado en la industria papelera y textil.
Descarga parcial	Hace referencia a una ruptura dieléctrica localizada en una pequeña región de un sistema sólido o líquido de aislamiento eléctrico sometido a condiciones de estrés de alta tensión.
DFR	<i>Dielectric frequency response</i> , respuesta dieléctrica a la frecuencia, conocida también como FDS.
Espectroscopia	Técnica instrumental ampliamente utilizada por los físicos y químicos para determinar la composición cualitativa y cuantitativa de una muestra, mediante la utilización de patrones o espectros conocidos de otras muestras.
Éster	Son compuestos orgánicos derivados de petróleo o inorgánicos.

FDS	<i>Frequency domain spectroscopy</i> , espectroscopia en el dominio de la frecuencia.
Rigidez dieléctrica	Valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aislante y pasa a ser conductor.
Ruptura dieléctrica	Se produce cuando el campo eléctrico entre dos conductores supera un valor crítico E_c , saltando una chispa en el vacío, o quemando el dieléctrico que pueda haber en medio.

RESUMEN

Las técnicas avanzadas no destructivas de diagnóstico que son utilizadas en la actualidad para verificar las condiciones mecánicas y eléctricas de los transformadores de potencia, son relativamente recientes en comparación con otras pruebas tales como: relación de transformación, resistencia de devanado, reactancia de dispersión, entre otros. El presente trabajo se enfoca en el conocimiento teórico y metodológico de las pruebas no invasivas FDS (*frequency domain spectroscopy*) y PDC (*polarization and depolarization current*) para determinar la condición del aislamiento interno y externo de los elementos activos del transformador de potencia.

La importancia de las pruebas FDS y PDC radica en determinar posibles daños o deterioro en el aislamiento sólido y líquido de manera rápida, sencilla y sin necesidad de extraer muestras de los aislamientos internos del transformador de potencia, ya que durante la vida útil del equipo, los aislamientos se someten a numerosos esfuerzos, que incluyen altas temperaturas, vibraciones, exposición a la humedad, entre otros, que como resultado producen pérdida gradual de las propiedades dieléctricas de los materiales en el transformador, que a su vez redundan en una confiabilidad incierta.

Para realizar el análisis de la respuesta dieléctrica existen dispositivos que permiten aplicar los métodos: FDS utilizado en altas frecuencias y PDC utilizado en bajas frecuencias, como se expondrá en el desarrollo del presente documento.

OBJETIVOS

General

Exponer debates técnicos con el uso de criterios que se consideren como referencia basada en información obtenida de fabricantes de equipos de pruebas, publicaciones internacionales y experiencias vivenciales de campo, para coadyuvar al desarrollo profesional de ingenieros y técnicos en el mantenimiento y la operación de transformadores de potencia.

Específicos

1. Aumentar la documentación sobre el tema de respuesta dieléctrica para apoyar a nuevas generaciones.
2. Comprender los conocimientos fundamentales de los métodos utilizados para las pruebas FDS / PDC en transformadores de potencia.
3. Establecer criterios para la interpretación de resultados obtenidos en las pruebas de respuesta dieléctrica en transformadores de potencia.

INTRODUCCIÓN

El contenido de humedad en el aislamiento sólido como el papel, y el contenido de humedad en el aislamiento líquido, normalmente aceite dieléctrico son de los factores con mayor influencia negativa en la vida de los transformadores de potencia. La humedad puede ingresar en el aislamiento desde la atmósfera durante la instalación, reparación o inclusive por medio de los respiradores del transformador en condiciones normales de operación. Un aumento en el contenido de humedad dentro del transformador de potencia acelera el proceso de envejecimiento y promueve el deterioro de sus partes físicas.

La entrada de humedad en el aislamiento de papel impregnado en aceite tiene efectos peligrosos. La resistencia dieléctrica se reduce, la celulosa envejece de manera acelerada y se promueve la formación de burbujas de gas a altas temperaturas dentro de la cuba del transformador lo cual aumenta el riesgo de un corte eléctrico repentino.

Por lo tanto, la determinación del contenido de humedad dentro del aislamiento es una manera muy importante de evaluar la fiabilidad y la vida útil de un transformador. Mientras que los métodos convencionales son muy inexactos, algunos sistemas de pruebas utilizan mediciones dieléctricas para la determinación de la humedad.

Una falla dieléctrica es una de las causas de averías en transformadores de potencia con aislamiento de papel y aceite. Con la utilización de las pruebas de diagnóstico FDS y PDC se puede proporcionar una importante información

sobre el estado del aislamiento. Como resultado, puede minimizar el riesgo de avería o calcular con mayor exactitud la vida restante del aislamiento.

1. MÉTODOS DE DETECCIÓN DE LA HUMEDAD

1.1. Generalidades

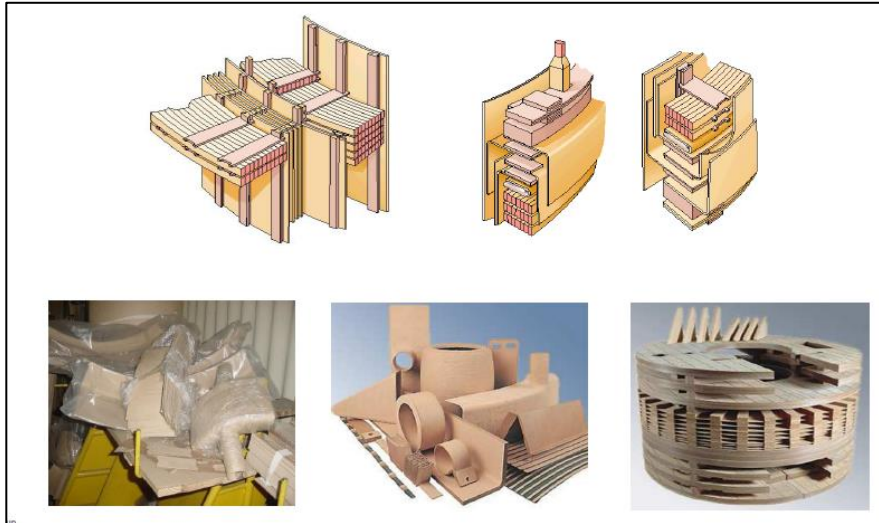
Un transformador es una máquina eléctrica que se encuentra constituida por varias partes: el núcleo, los devanados, los aisladores pasatapas, las válvulas, los radiadores y otros. Dentro de estos elementos constitutivos, el sistema de aislamiento es de gran importancia y por eso se debe cuidar con especial atención y en este caso particular, el agua es el factor más importante del envejecimiento del aislamiento.

Adicional a lo anterior, la presencia de humedad excesiva en forma de agua libre, puede producir una avería catastrófica debido a descargas parciales o disruptivas entre conductores o bien de un conductor a tierra dentro del tanque del transformador. Por tanto, para maximizar la vida útil de los transformadores de potencia, es esencial una gestión eficaz del contenido de humedad del aislamiento líquido, así como también del sistema de aislamiento sólido del transformador, lo cual se tratará a lo largo de esta sección.

1.1.1. Aislamiento sólido

El aislamiento sólido es utilizado para formar sistemas de barreras dentro del transformador de potencia, dividiendo el espacio entre arrollamientos en canales y que cumple con propiedades determinadas: alta rigidez dieléctrica, buenas propiedades mecánicas, larga vida útil a temperatura de funcionamiento y fácilmente manejable.

Figura 1. **Aislamiento sólido transformador**



Fuente: ECHEVERRY, Javier. *Transformers seminar version 6*. p. 7.

Los materiales aislantes deben resistir las condiciones de funcionamiento que se producen dentro del transformador durante su vida útil, y lo cual se ha procurado con una evolución progresiva de los materiales empleados en los aislantes sólidos empleados. A continuación, se describen algunos de los materiales comúnmente utilizados para la conformación de devanados en transformadores.

1.1.1.1. Materiales de celulosa

Utilizados principalmente en transformadores inmersos en aceite. El aislamiento de celulosa está formado por tipos de maderas de crecimiento lento, con fibras largas. Las fibras largas dan larga vida útil y su alta densidad proporciona una alta rigidez dieléctrica.

Los productos de celulosa son compatibles con el aceite mineral y son fáciles de impregnar con aceite. La impregnación se realiza bajo vacío y temperatura elevada, y las diminutas cavidades de la celulosa se llenan con aceite. De este modo se incrementa aún más la rigidez dieléctrica. En el caso de que las cavidades no estuvieran llenas de aceite, pequeñas burbujas de aire alojadas dentro de la celulosa podrían causar descargas parciales. Las descargas parciales pueden, en el largo plazo, causar hasta una ruptura del aislamiento.

Figura 2. **Papel de kraft crepe de fibras de celulosa**



Fuente: ENC. *Papel de crepe para aislamiento*. <http://www.encgroup Ltd.com/papeles-aislantes/675-electrical-insulating-crepe-paper.html>. Consulta: 10 de junio de 2016.

Figura 3. **Pressboard de celulosa**



Fuente: ENC. *Papel de crepe para aislamiento*. <http://www.encgroup ltd.com/papeles-aislantes/675-electrical-insulating-crepe-paper.html>. Consulta: 10 de junio de 2016.

El aislamiento de celulosa es especificado en la norma IEC 60554-3 para papel y en la norma IEC 60641-3 para *pressboard*.

1.1.1.2. Madera

La madera laminada es ampliamente utilizada como material de aislamiento y de apoyo en transformadores. Tiene muchas virtudes tales como gravedad específica moderada, altas propiedades mecánicas, fácil secado al vacío, fácil procesamiento mecánico, entre otras. La constante dieléctrica de la madera es cerca a la constante dieléctrica del aceite de transformador, por lo que hace una unión de aislamiento razonable. Y se puede utilizar en el aceite de transformador con aislamiento térmico clase 105 durante mucho tiempo.

Figura 4. **Madera laminada, transformadores**



Fuente: ENC. *Madera laminada para transformadores*. <http://www.encgrouppltd.com/649-madera-laminada-para-transformadores.html>. Consulta: 10 de junio de 2016.

Se utiliza generalmente este material para hacer piezas de presión superior e inferior, vigas de soporte de cable, miembros, espaciadores en transformadores inmersos en aceite. La madera laminada reemplazó planchas de acero, hojas aislantes de papel, láminas de papel epoxi, laminaciones de tela de vidrio tejida epóxido en estos campos, y redujo los gastos materiales y el peso de los transformadores.

Las materias primas para conformar madera laminada son maderas de abedul y sauce de alta calidad. Las normas IEC para madera laminada aplicables en transformadores inmersos en aceite son 61061-1/2/3.

1.1.1.3. Porcelana

La porcelana, una vez horneada y enfriada, se convierte en algo parecido al vidrio es densa, impermeable al agua y a los químicos; es un aislante exterior ideal para los sistemas de alto voltaje.

La porcelana está hecha con arcillas de varios tipos, arena y es sometida a temperaturas muy altas para derretirse y fundir los minerales. Posteriormente, se aplica una capa que contiene varios compuestos de arena derretidos que forman una cubierta vidriosa y densa que luego de ser enfriada. Luego de este proceso, la porcelana se convierte en aislante y químicamente inerte, lo que significa que la mayoría de los químicos no la atacan ni reaccionan con ella.

La porcelana es principalmente usada en *bushings* en transformadores inmersos en aceite. En algunos casos es usada como soportes o espaciadores en transformadores tipo seco.

Figura 5. ***Bushings*** de porcelana para transformador



Fuente: Orient. *Aisladores*. <http://www.orientaisladores.com>. Consulta: 10 de junio de 2016.

1.1.1.4. Materiales aislantes sintéticos

Son materiales que se utilizan principalmente en transformadores del tipo seco o reactores que exigen clases térmicas más altas como 130, 155, 180, 220. Cabe mencionar que algunos de los materiales que a continuación se describen también son utilizados en transformadores sumergidos en líquidos dieléctricos. Dichos materiales generalmente son más costosos que el aislamiento de celulosa.

1.1.1.4.1. Esmaltes

Son utilizados como aislante del conductor en los devanados del transformador de potencia, proporciona una película de aislamiento que tiene tenacidad física, excelentes propiedades dieléctricas, y una buena resistencia química a solventes comunes y refrigerantes. Existen diferentes tipos de calidades de esmalte para aplicaciones en transformadores sumergidos en aceite y transformadores secos. La norma que hace referencia a esmaltes es la norma IEC 60317.

Figura 6. **Alambre esmaltado en un transformador trifásico**



Fuente: NORATEL. *Transformadores de fase*. <http://www.norateel.com/products/3-phase-transformers/>. Consulta: 10 de junio de 2016.

1.1.1.4.2. Resinas epóxicas

Son utilizadas en combinaciones de materiales como por ejemplo fibra de vidrio o bien polvo de cuarzo para barreras de aislamientos entre devanados en transformadores con bobinas moldeadas al vacío. Adicional hacen al transformador libre de mantenimiento, resistente a la humedad, resistente a las llamas y autoextinguible.

Figura 7. **Transformador seco con bobinas moldeadas al vacío**



Fuente: Jiangsu Jinghai Transformer Co., Ltd. *Transformadores de tipo seco con aislamiento de resina epóxica y transformador de tipo seco sin bobina encapsulada.*

<http://www.ecvv.com/product/3243689.html>. Consulta: 10 de junio de 2016.

1.1.1.4.3. Fibra de aramida

Es un material aislante para alta temperatura hecho de fibras de aramida pura y exhibe numerosas propiedades: alta resistencia, baja deformación, resistencia a la llama, resistencia a los productos químicos, rigidez dieléctrica alta. Este material tiene clasificación de aislamiento 220, lo cual provee un mayor nivel de seguridad del equipo eléctrico.

Es ampliamente utilizado en transformadores de tipo seco, transformadores especiales, transformadores de horno de microondas. El aislamiento de aramida esta referenciado a las normas IEC 60819-3 para papel e IEC 60629-1 para *pressboard*.

Figura 8. **Papel de aramida**



Fuente: LONGSPER. *Producto de papel aislante.*

<http://insulatingmaterial.cn/productshow.asp?pid=183&key=>. Consulta: 10 de junio de 2016.

1.1.2. Aislamiento líquido

El aislamiento líquido tiene como principal función proveer aislamiento dieléctrico, minimizar el contacto del oxígeno con la celulosa y otros materiales susceptibles a la oxidación, conservar el núcleo y el conjunto del bobinado en buen estado al llenar los posibles vacíos en la celulosa, evacuar el calor generado en el núcleo del bobinado. La disipación eficiente del calor prolonga la vida útil de los aislamientos, que evita su degradación debida a los efectos de la temperatura.

Adicional a lo anterior, el aislamiento líquido provee información acerca del funcionamiento del transformador y es una herramienta útil para determinar el estado del aislamiento sólido utilizando diagramas de equilibrio u otro tipo de prueba que utilice muestras de aceite.

El material aislante líquido más utilizado en transformadores es el aceite mineral, aunque en la actualidad se encuentran aceites de alto punto de inflamabilidad o con características especiales según la aplicación. A continuación, se presentan algunos tipos de aislantes líquidos:

1.1.2.1. Aceite mineral

Los aceites dieléctricos de origen mineral se obtienen de un derivado secundario del petróleo en cuya composición predominan los hidrocarburos nafténicos. Las propiedades de un buen aceite de transformador no son propias o no están presentes, en forma exclusiva, en un determinado tipo de hidrocarburo, sino que por el contrario se encuentran repartidas entre varios (nafténicos, parafínicos y aromáticos). Una composición típica de un buen aceite dieléctrico responde a las siguientes proporciones:

- Hidrocarburos aromáticos: 4 % a 7 %
- Hidrocarburos isoparafínicos: 45 % a 55 %
- Hidrocarburos nafténicos: 50 % a 60 %

Los aceites minerales representan el 90 % del volumen de ventas de aceites dieléctricos a nivel mundial, casi todo usado en transformadores. Una cantidad menor es usada en capacitores y cables. Las propiedades de mayor importancia del aceite mineral son especificadas en la norma IEC 60296.

1.1.2.1.1. Hidrocarburos aromáticos

Este tipo de hidrocarburo tienen diferentes características que le aportan al producto final tales como:

- Bajo coeficiente de expansión, que dificulta la disipación de calor y con ello la función de refrigeración o enfriamiento que le corresponde al aceite dieléctrico, cuando están en exceso.
- Baja estabilidad a la oxidación, pero forman compuestos químicos estables que no presentan subsiguientes reacciones de oxidación, actuando como 'capturadores' de oxígeno.
- Alto poder de solvencia frente a las lacas y resinas, que puede fácilmente arruinar el aislamiento de los devanados, dependiendo de las especificaciones de las lacas y resinas del recubrimiento.

Conviene recordar que el lodo, originado en la oxidación prematura de los aromáticos, se acumula en los conductos por donde debe circular el aceite y dificulta su función refrigerante. Sin embargo, algunos compuestos aromáticos actúan como inhibidores naturales de oxidación, y por lo tanto, su presencia en pequeña proporción es siempre deseable y necesaria.

1.1.2.1.2. Hidrocarburos isoparafínicos

Este tipo de hidrocarburo tienen diferentes características que le aportan al producto final tales como: El punto de fluidez es menor que en los parafínicos, permitiendo que el aceite fluya fácilmente a bajas temperaturas y ejerza su función refrigerante; tienen menor tendencia a la formación de gases

lo cual es muy conveniente para la operación de los transformadores; poseen buena estabilidad a la oxidación.

1.1.2.1.3. Hidrocarburos nafténicos

Este tipo de hidrocarburo tienen diferentes características que le aportan al producto final tales como:

- Buena estabilidad a la oxidación.
- Excelente fluidez a baja temperatura.
- Baja tendencia a la formación de gases y carbones ante descargas eléctricas.
- Aceptable coeficiente de expansión.
- Alta tensión interfacial.

Los aceites minerales con un balance de hidrocarburos adecuado tienen un buen comportamiento por muchos años y a menudo por toda la vida del transformador.

1.1.2.2. Fluidos de silicona

Los líquidos a base de silicona han sido utilizados por los fabricantes de transformadores desde fines de 1970, como alternativa a los líquidos basados en PCB, principalmente para aplicaciones de seguridad contra incendios. Como fluido altamente estable y resistente al fuego, el fluido de silicona es ampliamente utilizado en transformadores de tracción y también en transformadores cada vez más compactos donde se esperan temperaturas de operación más altas de lo normal. En la mayoría de los casos, el líquido de silicona se utiliza junto con el aislamiento sólido de alta temperatura. También,

se sabe que los fluidos de transformador de silicona tienen una excelente resistencia a la oxidación y pueden funcionar sin formar cantidades excesivas de productos de degradación o lodos.

Los fluidos de silicona tienen una propiedad ambiental deficiente debido a su resistencia a la biodegradación que puede restringir su uso en áreas ambientalmente sensibles, y también su eliminación puede ser problemática. Dichos fluidos también se utilizan en transformadores de distribución debido a su resistencia al fuego y alta estabilidad térmica. Sin embargo, debido a su alta viscosidad reduce la capacidad del fluido para transferir calor, su uso es algo restringido en aplicaciones donde la adición de enfriadores o bombas no es posible. Hasta la fecha, no hay transformadores de potencia llenos de líquidos de silicona, excepto que Japón ha desarrollado recientemente un fluido de silicona de baja viscosidad para un transformador de potencia 66kV/ 30MVA.

Los nuevos fluidos de silicona están de acuerdo con la IEC 60836 y una guía de mantenimiento está disponible como IEC 60944.

1.1.2.3. Éster sintético

Los ésteres sintéticos se utilizan principalmente en transformadores de distribución y transformadores en los que la seguridad contra incendios y la protección del medio ambiente son una de las principales preocupaciones. Cada vez se emplean más en transformadores de potencia y transformadores donde se experimentan condiciones exigentes. Comúnmente son utilizados para altas temperaturas en combinación con aislamiento sólido de alta temperatura, tales como papeles de aramida.

En los últimos años se han observado un aumento en la aplicación de los ésteres sintéticos en transformadores de potencia, debido a los beneficios reportados con respecto a la absorción de humedad en celulosa. También, se han utilizado ampliamente para rellenar los transformadores de distribución de aceite mineral existentes donde el usuario final requiere un mayor grado de seguridad contra incendios y protección del medio ambiente. Los ésteres sintéticos están normados de acuerdo con norma IEC 61099 y también se encuentra disponible una guía de mantenimiento en la norma IEC 61203.

1.1.2.4. Éster natural

Desde comienzos de la década de 1990, debido a preocupaciones ambientales cada vez mayores, las empresas comenzaron a desarrollar aceites vegetales como fluidos transformadores. Estos fluidos éster naturales se han utilizado comercialmente desde 1999. Se fabrican empleando materiales renovables (productos agrícolas) cuyas emisiones de carbono son inferiores a las del aceite mineral. Normalmente se usan semillas de soya, canola, girasol, maíz.

El proceso de fabricación es el mismo empleado para la producción de aceite vegetal comestible; sólo difiere en su etapa final, en que se agregan aditivos para mejorar sus propiedades dieléctricas y ser más estable a la oxidación. Para su aplicación en transformadores se consideran aspectos como:

- Características químicas
- Propiedades físicas y eléctricas
- Compatibilidad con los diferentes materiales de los transformadores
- Proceso de envejecimiento e inspección en operación

La sensibilidad al deterioro con el oxígeno ha sido mejorada con la aplicación de aditivos y sistemas de manejo y hermeticidad adecuados. Los ésteres naturales pueden retener mayor humedad que el aceite mineral, esta propiedad mejora las características de envejecimiento del papel al mantenerlo más seco.

Hoy en día, los ésteres naturales son ampliamente utilizados en los transformadores de distribución. Los estudios de laboratorio han demostrado que los fluidos de éster natural también parecen tener aplicación en transformadores de potencia junto con la experiencia práctica de más de 200 transformadores de potencia de hasta 200 MVA y 242 kV que están energizados y operan a nivel mundial. En 2008 se publicó una guía IEEE C57.147 - *Guía IEEE para la aceptación y el mantenimiento de fluidos de éster natural en transformadores.*

1.1.3. Humedad

El contenido de agua dentro del transformador de potencia es el factor más importante en el deterioro del aislamiento. La presencia de humedad excesiva, puede producir una avería catastrófica debido a descargas parciales, descargas disruptivas entre conductores, o bien de un conductor a tierra. Por lo cual para maximizar la vida útil de los transformadores es esencial una gestión eficaz del contenido de humedad en el aislamiento líquido y así como también en el sistema de aislamiento sólido del mismo.

Las características más sobresalientes del agua son:

- Es un compuesto polar y, en consecuencia, conduce la corriente eléctrica.

- Es un elemento fuertemente electropositivo, por tanto es atraída hacia los polos negativos; de modo que cuando el agua se encuentra presente en el aceite de un transformador tiende a concentrarse en el área energizada del equipo.
- El agua es el solvente universal por excelencia y disuelve en mayor o menor grado a casi todos los elementos o compuestos conocidos, los cuales al estar disueltos en el agua la hacen más conductora de la electricidad.
- El agua es un catalizador activo para un gran número de reacciones químicas, por ello su presencia en el aceite y en la celulosa del papel y la madera, contribuye a oxidar y degradar dichos materiales.
- El agua es por sí sola es una substancia corrosiva frente a la mayoría de los metales, y en especial de las aleaciones ferrosas presentes en los núcleos y radiadores de los transformadores.
- Su acción corrosiva aumenta considerablemente cuando se combina con los ácidos generados por la oxidación del aceite.

Existen diferentes causas por las que el agua puede introducirse dentro de los transformadores y se exponen a continuación:

1.1.3.1. Humedad residual del proceso de fabricación

Durante la fabricación de la estructura aislante del transformador de potencia se requiere humedad en los componentes de papel y cartón prensado

para moldear formas complejas requeridas. Dicha humedad, al final del proceso de fabricación, debe ser removida, y para ello se utiliza calor y vacío, hasta reducirla a valores aceptables.

Como dato importante se ha de saber que la humedad no se extrae completamente, ya que los aislamientos empiezan a perder su resistencia mecánica cuando el contenido de humedad está por debajo de ciertos valores.

Cuando un transformador nuevo está en proceso de construcción en fábrica, al papel aislante se le aplica un extenso proceso de secado y vacío para posteriormente ser impregnado, logrando así un bajo contenido en humedad. El aceite también se trata para eliminar cualquier rastro de humedad y obtener menos de 5 ppm de agua en el volumen total de líquido.

1.1.3.2. Humedad proveniente de la atmósfera

Actualmente, los diferentes sistemas de preservación tratan de limitar la exposición del sistema de aislamiento de los transformadores a la atmósfera y al mismo tiempo permiten la expansión y contracción térmica del aceite debido a la carga conectada y las condiciones ambientales del entorno. Existen sistemas sellados que utilizan una cámara de gas que puede ser regulada o estática, asimismo existen sistemas con tanque conservador aislado de la atmósfera utilizando una membrana, para proveer espacio para las fluctuaciones de volumen debidas a los ciclos térmicos. También, existen tanques conservadores con respiración libre que suelen tener una trampa de humedad, tal como un secador de gel de sílice, en línea con el tubo de respiración.

De lo anterior para tanques con respiración libre es común que el secador de gel se sature o bien, en las unidades selladas, las juntas se deterioren con el tiempo, permitiendo el ingreso de la humedad proveniente de la atmósfera en el sistema de aislamiento. También, son causas de ingreso de humedad los procedimientos de mantenimiento que a menudo incluyen la apertura de agujeros de inspección o el remplazo de boquillas, exponiendo el sistema de aislamientos durante las actividades de mantenimiento a la atmósfera, lo que da como resultado la entrada de humedad.

1.1.3.3. Humedad producida por el envejecimiento de la celulosa

El aislamiento de celulosa es un polímero hecho de monómeros individuales de glucosa. Cuando el aislamiento es nuevo la cadena de estos polímeros contiene aproximadamente 1 200 anillos. Conforme los aislamientos envejecen la cadena se acorta, formando óxidos de carbono y moléculas de agua durante el proceso de despolimerización.

A medida que el transformador se envejece la humedad se incrementará en el aislamiento. Este incremento en la humedad es causado principalmente por el envejecimiento del aislamiento sólido, producto de una reacción química que se produce en el papel.

1.1.3.4. Efectos de la humedad en el aislamiento del transformador

La presencia de humedad en el aislamiento del transformador es un factor que altera su funcionamiento, acelerando el proceso de envejecimiento del aislamiento sólido del transformador; el papel como el aceite absorben

humedad, y su rigidez dieléctrica se deteriora a medida que se aumenta el contenido en humedad disminuyendo así la tensión eléctrica y mecánica que puede soportar.

Aunado a lo anterior pueden aparecer una serie de eventos no deseados:

- Pérdidas de corriente a través del sistema aislante debido a la presencia de agua, las cuales se miden por el factor de potencia del sistema aislante.
- Ionización de los gases presentes en el transformador, debido al efecto corona, y con esto la consecuente formación de óxidos de nitrógeno que, al combinarse con el agua, producen ácidos nitroso y nítrico que son fuertemente corrosivos.
- Chispas entre conductores, como consecuencia de la disminución de la resistencia dieléctrica del material que los separa, lo cual a su vez es debido al efecto combinado de la ionización de los gases y la presencia de agua en el sistema.
- Arco eléctrico entre conductores, como consecuencia de la disminución de la resistividad dieléctrica de los componentes del sistema aislante.
- Producción de gases combustibles como consecuencia de la descomposición del aceite aislante y la celulosa del papel.
- Explosión del transformador como consecuencia de la sobrepresión generada por la formación y/o combustión de gases combustibles.

1.1.3.5. Evaluación de la humedad en el transformador

Para determinar la funcionalidad y el envejecimiento del transformador de potencia, el principal indicador es el comportamiento del aislamiento. Normalmente son utilizados diferentes métodos para determinar el grado de contaminación por humedad. En caso de aislamiento con aceite se toma una muestra de aceite. Mediante reacción química puede medirse la cantidad de moléculas de agua y con un diagrama de equilibrio puede calcularse el contenido en agua de un aislamiento sólido. Sin embargo, las unidades antiguas no pueden probarse con este método ya que las condiciones de equilibrio cambian durante el envejecimiento.

Para resolver esta situación se han desarrollado métodos indirectos para determinar el estado de los transformadores de potencia: pruebas eléctricas que involucran la medición de las corrientes de polarización y despolarización o bien la espectroscopia de dominio de frecuencia; estas mediciones muestran las deficiencias del aislamiento y con los datos obtenidos se puede analizar el contenido de agua dentro del equipo.

En los temas siguientes se presenta una descripción más detallada de los métodos utilizados para la determinación del contenido de agua dentro del transformador de potencia.

1.2. Método Karl Fischer

La determinación de la humedad según Karl Fischer es uno de los métodos analíticos empleados con más frecuencia en los laboratorios por la especificidad de la reacción del método al agua.

1.2.1. Titulación de Karl Fischer en muestras de papel/cartón prensado

Es utilizado para la medición de la cantidad de agua en una muestra de papel/cartón prensado extraída del interior del transformador de potencia debido a reacción química. Es imposible medir la humedad del aislamiento sólido sin que el transformador este fuera de servicio. Solo se realiza esta técnica en transformadores que están en proceso de reparación o en construcción.

Una de las características que resaltan para este método es que al tener mayor exactitud, es el punto de referencia típico de otros métodos. Sin embargo, posee algunos inconvenientes como lo son: No se pueden obtener muestras mientras está en servicio; la humedad puede influir en el resultado, debido a que es posible exponer la muestra al aire.

1.2.2. Titulación de Karl Fischer en muestras de aceite y uso del diagrama de equilibrio

Este método es utilizado para la medición de la cantidad de moléculas de agua en una muestra de aceite debido a reacción química. Se utiliza un diagrama de equilibrio para calcular el contenido de agua del aislamiento sólido.

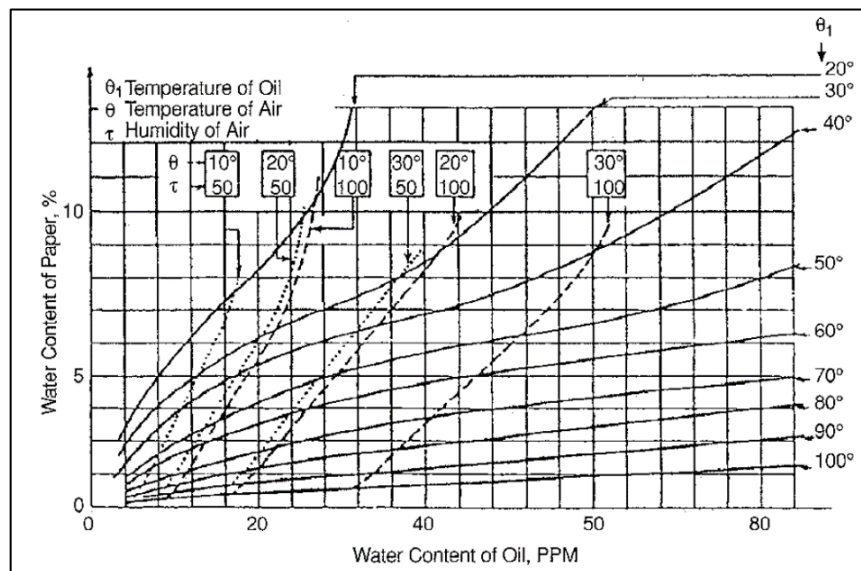
En este método la toma de muestras es sencilla, incluso pueden tomarse muestras en línea. Algunas de las consideraciones que se deben tomar es que el envejecimiento del transformador cambia las condiciones de equilibrio y en algunas ocasiones los diagramas ya no son válidos para unidades muy antiguas. Además, se debe considerar que para determinar el contenido de agua en el aislamiento sólido, los diagramas de equilibrio son únicamente una aproximación y en muchas ocasiones los resultados obtenidos pueden estar

influenciados por algunas condiciones: ambiente, mala manipulación, errores en los diagramas, entre otras.

1.2.2.1. Curvas de equilibrio de humedad papel-aceite

Existen diferentes curvas que relacionan el contenido de humedad en el papel con el contenido de humedad en el aceite, además de relacionar la humedad relativa con el contenido de humedad en el papel. Esto es así debido a las diferentes investigaciones llevadas a cabo para conocer el contenido en agua del papel aislante. La curva de humedad equilibrio para el sistema del aceite-papel fue divulgada en primer lugar por Fabre y Pichón en 1960 y se muestra en la figura 9.

Figura 9. Curva de equilibrio Fabre-Pichon



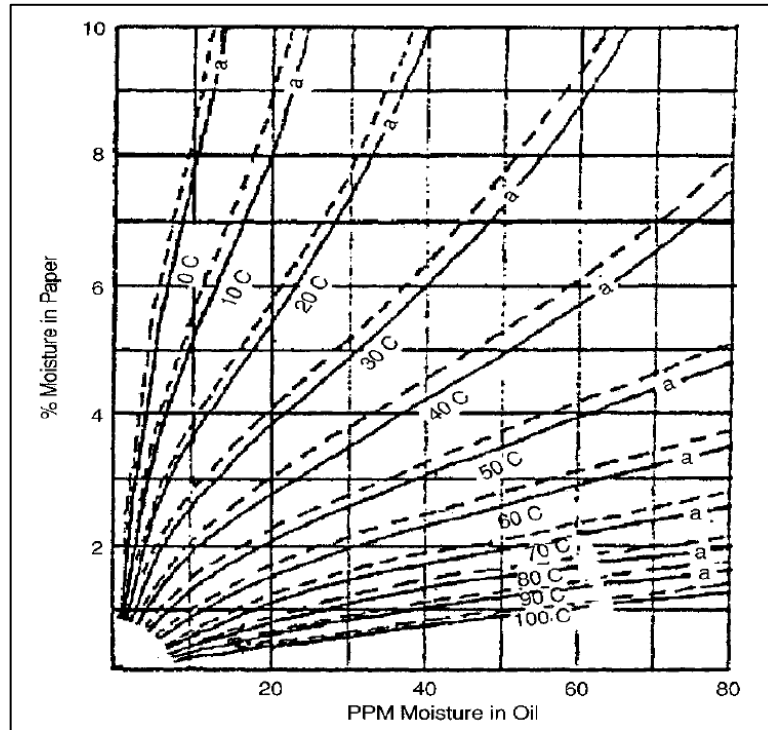
Fuente: VIZCAINO MORENO, Lorena. *Influencia de la humedad y la temperatura en las características dieléctricas del papel kraft.* p. 43.

Este es el sistema más citado de curvas. El papel usado fue papel *kraft* y se estudió un sistema de aire, papel y aceite. Fallou realizó un resumen posterior del trabajo realizado, en el que indica que el contenido de humedad en el aceite y papel impregnado en aceite, puede ser medido directamente por el método de Karl Fischer. El artículo corroboró la ley del equilibrio, que es similar al principio que luego Oommen utilizó indirectamente para obtener las curvas del equilibrio de la humedad para los sistemas del aceite papel: "la humedad relativa es igual en el aceite y en el aire en contacto el uno con el otro a la misma temperatura".¹ Se demostró que esto era cierto dentro de los límites de los procedimientos experimentales hechos por General Electric en 1960.

En 1983 Oommen desarrolló un sistema de curvas del equilibrio de la humedad.

¹. Karl Fischer. *Contenido de humedad con método Karl Fischer: el rango más amplio de cuantificación y aplicaciones*. <https://www.notijenck.com.ar/novedades/contenido-de-humedad-con-metodo-karl-fischer-el-rango-mas-amplio-de-cuantificacion-y-aplicaciones>. Consulta: 10 de junio de 2016.

Figura 10. Curva del Oomen



Fuente: VIZCAINO MORENO, Lorena. *Influencia de la humedad y la temperatura en las características dieléctricas del papel kraft*. p. 44

El método de Oommen se basaba en el principio de que las curvas de equilibrio representan que la humedad relativa de saturación para el aceite y para el papel a la misma temperatura, es la misma. Él combinó las curvas de humedad en el aceite en función de humedad relativa en aire con las curvas de humedad en el papel en función de la humedad relativa en aire a la misma temperatura, para construir las curvas de equilibrio de la humedad en el papel en función de la humedad en el aceite. Las curvas de humedad en aceite en función de la humedad relativa son líneas rectas con la siguiente relación:

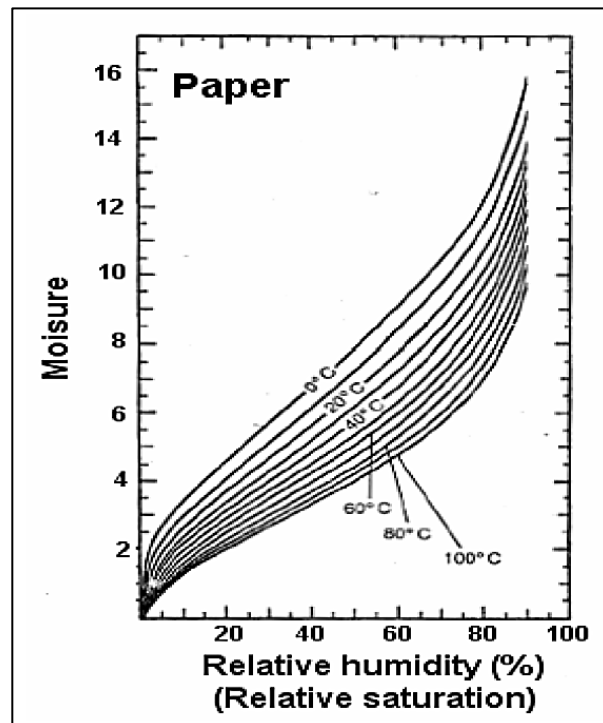
$$X_w = X_{ws} * R.H.$$

Donde:

- X_w es la humedad en el aceite en PPM
- X_{ws} es la solubilidad del agua en el aceite en PPM
- H.R. es la humedad relativa del aceite

Oommen usó las curvas de equilibrio del aceite junto con las curvas de humedad en la pulpa de madera en función de la humedad relativa hechas a partir de los datos de Jeffries; sus resultados se muestran en la figura 11.

Figura 11. **Porcentaje HR en el papel en función del porcentaje de la HR del ambiente**



Fuente: VIZCAINO MORENO, Lorena. *Influencia de la humedad y la temperatura en las características dieléctricas del papel kraft*. p. 45

1.3. Sondas capacitivas

Las sondas capacitivas son diseñadas con un sensor capacitivo de polímero de película delgada, el polímero de película delgada absorbe o libera vapor de agua a medida que la humedad circundante aumenta o disminuye. Las propiedades dieléctricas del polímero cambian a medida que cambia la humedad alrededor del sensor, es decir, la capacitancia del sensor cambia y esta variación de la capacitancia se convierte en una lectura de humedad por medio de circuitos electrónicos. El sensor de polímero mide la humedad en términos de humedad relativa, mientras que un sensor de temperatura adicional mide la temperatura del sensor de polímero. A partir de estos dos valores, el microprocesador del sistema electrónico calcula la temperatura del punto de rocío.

Algunas sondas capacitivas poseen una función de calibración automática que optimiza la estabilidad de la medición a bajos puntos de rocío y proporciona mediciones precisas a largo plazo, reduciendo drásticamente la necesidad de mantenimiento. Con la especificación de precisión típica de ± 2 °C rM de los sensores de polímero, se puede alcanzar una precisión de punto de rocío de ± 2 °C hasta -9 °C. La autocalibración amplía esta precisión de ± 2 °C hasta -80 °C.

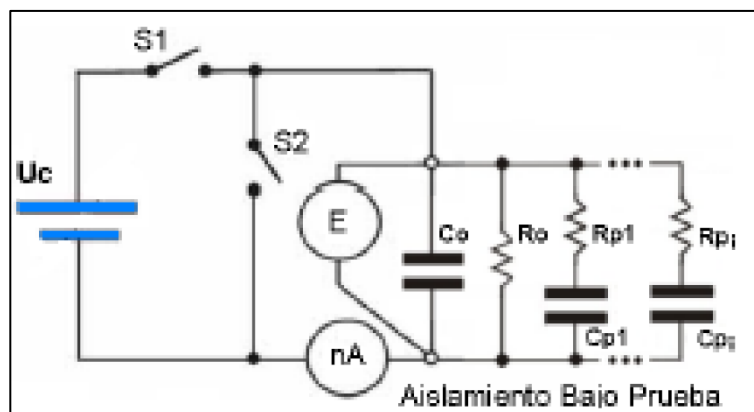
Las sondas capacitivas son apropiadas para ambientes de alta temperatura porque el coeficiente de temperatura es bajo y el polímero dieléctrico puede soportar altas temperaturas. Los sensores capacitivos son también apropiados para aplicaciones que requieran un alto grado de sensibilidad a niveles bajos de humedad, donde proveen una respuesta relativamente rápida. Sin embargo, a valores de humedad superiores al 85 %, la

sonda capacitiva tiende a saturar y se transforma en no lineal, por tanto no es recomendable utilizarla.

1.4. Medición de la tensión de reabsorción (RVM)

El método de la medición de la tensión de recuperación RVM (*recovery voltage measurements*) consiste en la ejecución de varios ciclos de carga y descarga del aislamiento dieléctrico, con los resultados se construye un espectro de puntos llamado espectro de polarización. El espectro de polarización contiene tanto información de la humedad en el transformador como de la degradación de sus componentes aislantes. Considerando el circuito de la figura 12, inicialmente se le aplica al dieléctrico un voltaje continuo U_c , durante un periodo de tiempo t_c , mediante el cierre del interruptor S1. Durante este periodo la capacitancia C_o se carga y se producen los procesos elementales de polarización con constantes de tiempo menores a t_c .

Figura 12. Circuito para la medición de RVM

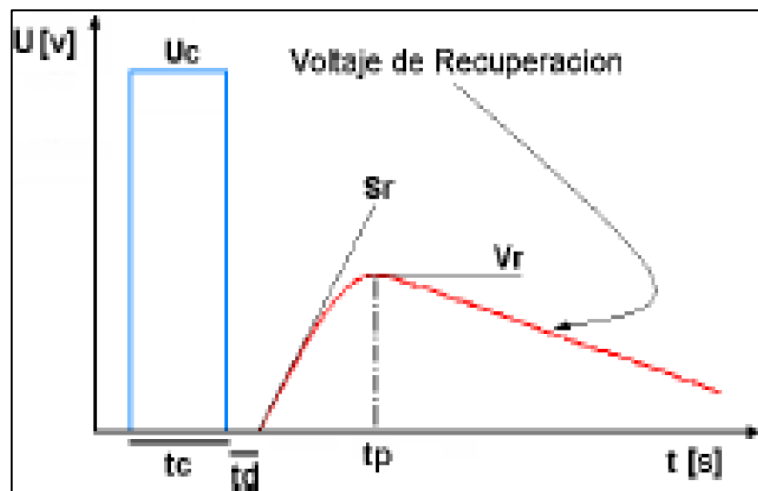


Fuente: ITEGAM. *Journal of engineering and technology for industrial applications*. p. 78.

Luego el aislamiento es separado de la fuente de voltaje por la apertura del interruptor S1 y es enseguida cortocircuitado por el cierre del interruptor S2, por un periodo de tiempo t_d . En esta etapa la capacitancia C_o se descarga, y los procesos de polarización con constantes de tiempo más cortas (menores a t_d) se relajan. Finalmente se abre el interruptor S2, en este instante quedan aún activados los procesos de polarización con constantes de tiempo t_{pi} comprendidos entre t_c y t_d ($t_d < t_{pi} < t_c$).

Como resultado del procedimiento anterior se obtiene la respuesta correspondiente a la descarga de los procesos elementales de polarización activados, lo que provoca la aparición de un voltaje entre los electrodos del dieléctrico, llamado voltaje de recuperación, mostrado en la figura 13.

Figura 13. **Voltaje de recuperación**



Fuente: ITEGAM. *Journal of engineering and technology for industrial applications*. p. 78.

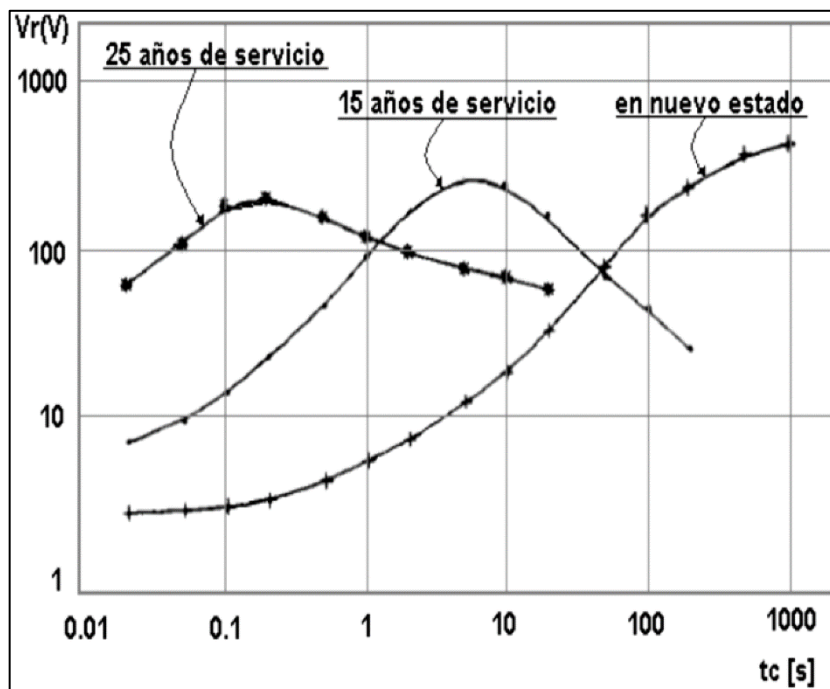
El procedimiento se repite para completar una serie de ciclos de medida con diferentes tiempos de carga en un rango de 10 ms a 10 000s; manteniendo

la relación $t_c/t_d=2$. De cada ciclo de carga y descarga se obtienen tres valores: el valor máximo del voltaje de recuperación V_r , la pendiente inicial S_r y el tiempo al cual ocurre el pico máximo t_p . Cada punto del espectro de polarización se obtiene ubicando el pico de la tensión de recuperación frente al tiempo de carga t_c . El tiempo de carga al cual ocurre el máximo pico del espectro de polarización se denomina la constante de tiempo central dominante.

La curva obtenida responde al espectro de polarización asociado al sistema de aislamiento medido. El aspecto de la curva y la posición del máximo son indicativos de la calidad definitiva del dieléctrico papel / aceite. La tensión utilizada en este ensayo se ha estandarizado en 2kV para que sea comparable y aplicable al conjunto de transformadores de potencia / distribución en baño de aceite, en la figura 14 se muestran las diferencias en los espectros de polarización de transformadores con distintas edades.

Como se puede observar el aumento de la humedad y el envejecimiento del papel provocan un desplazamiento de la curva en el mismo sentido, mayor humedad = mayor desviación del máximo hacia la izquierda en el eje de tiempos.

Figura 14. Circuito para la medición de RVM



Fuente: ITEGAM. *Journal of engineering and technology for industrial applications*. p. 78.

1.5. Método punto de rocío por análisis de gráficas

Durante el armado o mantenimiento del transformador de potencia, este método requiere detener el proceso de vacío y presurizar el transformador con nitrógeno o aire seco (con punto de rocío menor o igual a $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$) y esperar 24 horas para que se homogenice el ambiente interno. Después de las 24 horas de espera se puede tomar la medición de punto de rocío. Para calcular el contenido de humedad se requiere la lectura de la presión en el interior del tanque y la temperatura del gas.

La medición del punto de rocío se utiliza para detectar la presencia de humedad en el sistema de aislamiento que pudo haber entrado al transformador

durante tránsito, almacenaje o el ensamble. El punto de rocío es importante porque está relacionado directa o parcialmente con la presión parcial del vapor de agua que a su vez puede ser usado para determinar el porcentaje de contenido de agua en el sistema de aislamiento. Si el valor del contenido de humedad es menor de 0,5 % se considera que el transformador está en condiciones normales de operación, valores por encima del 0,5 % de humedad indican que será necesario un proceso de secado, para disipar la humedad contenida en el sistema de aislamiento.

Para la determinación de la humedad primero se mide el punto de rocío y con ayuda de la figura 15 se obtiene un valor de presión de vapor de agua no corregida. Se procede a leer la presión interna del tanque del transformador y por medio de la ecuación 1, se obtiene la presión de vapor corregida.

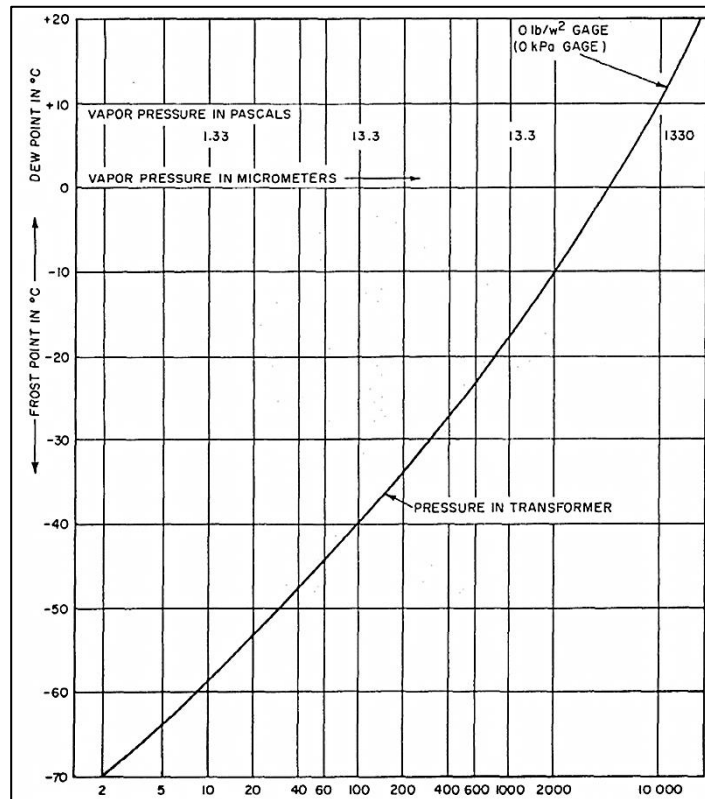
$$P_{VC} = \frac{P_A + P_T}{P_A} * P_V \quad [\text{Ec. 1}]$$

Donde:

- P_{VC} : presión de vapor corregida en μHg (micrones de mercurio)
- P_A : presión atmosférica en psi (libras por pulgada cuadrada)
- P_T : presión del tanque del transformador en psi
- P_V : presión de vapor del punto de rocío en μHg

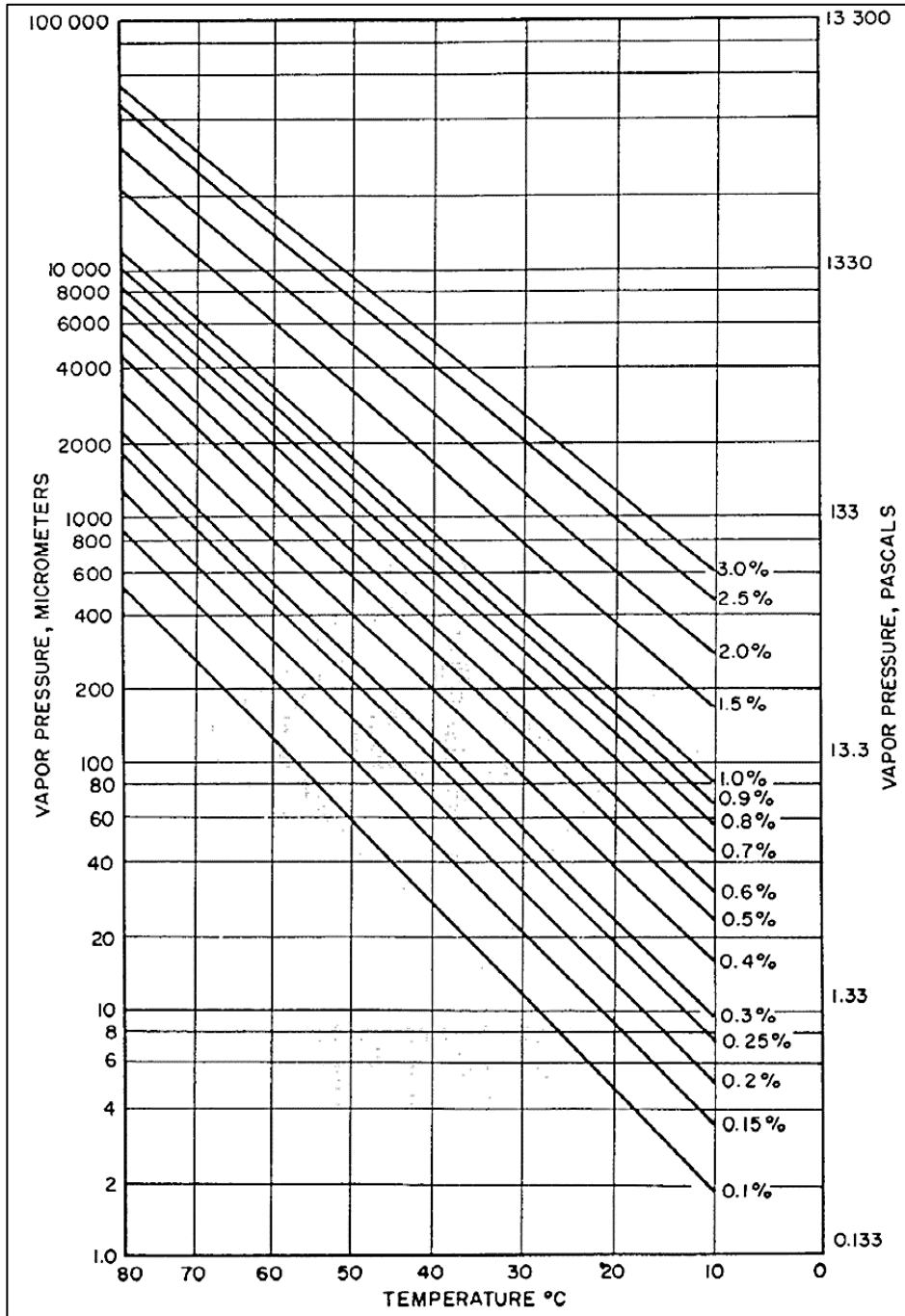
Con el valor de presión de vapor corregido y la temperatura del sistema de aislamiento, se utiliza las curvas de equilibrio de humedad mostradas en la figura 16 y en la intersección de los puntos dibujando una línea diagonal hacia abajo se encuentra el porcentaje de humedad contenido en el transformador.

Figura 15. Gráfica de conversión del punto de rocío a presión de vapor



Fuente: PROLEC. *Manual de instalación, operación y mantenimiento*. p. 126.

Figura 16. Gráfica de equilibrio de humedad



Fuente: PROLEC. *Manual de instalación, operación y mantenimiento*. p. 127.

2. METODOLOGÍA DE PRUEBA FDS/PDC

El trabajo con equipos de alta tensión puede ser extremadamente peligroso. Debido a ello, solo personal capacitado debe manejar los equipos de pruebas y sus accesorios. Es importante que antes de comenzar las pruebas en campo se establezcan condiciones seguras para resguardar la integridad del personal y los equipos.

2.1. Descripción de la prueba FDS/PDC

Las pruebas FDS/PDC tienen como finalidad determinar el contenido de humedad del aislamiento de papel o cartón prensado. El resultado de la prueba es una cantidad independiente que se puede comparar con otras técnicas de análisis de la humedad. En este apartado nos enfocaremos en el estudio de las pruebas FDS/PDC para comprender los principios de funcionamiento de las mismas. En cuanto a la normalización y referencia de esta prueba tenemos la norma internacional IEEE std C57.152 – 2013, en el anexo G de dicha norma existe una descripción informativa de la respuesta dieléctrica a la frecuencia FDS/PDC.

2.1.1. Espectroscopia en el dominio de la frecuencia (FDS)

La técnica FDS consiste en realizar mediciones discretas de la impedancia de prueba de la muestra en un rango de frecuencia entre 1 000 Hz y 0,001 Hz. Para este propósito, se aplica una tensión sinusoidal de frecuencia variable al objeto bajo prueba y se registra la corriente que fluye a través del aislamiento. Una vez que se conoce la impedancia del objeto, otros parámetros relevantes

se pueden determinar cómo la capacitancia (C'), pérdida dieléctrica (C'') o tangente δ . La señal sinusoidal se aplica al buje de alta tensión y la corriente se mide a través del terminal de baja tensión.

Si el voltaje aplicado es una señal alterna para una frecuencia ω , entonces la capacitancia medida es una cantidad compleja y cuyas partes reales e imaginarias corresponden directamente a los componentes reales e imaginarios de la permitividad compleja:

$$C(\omega) = C'(\omega) - jC''(\omega) = (A/w) * (\epsilon'(\omega) - j\epsilon''(\omega)) \quad [\text{Ec. 2}]$$

Donde A es el área de la placa de la capacitancia, ϵ es la permitividad y w es la distancia entre dos placas. $C'(\omega)$ corresponde a la capacitancia ordinaria, mientras que el componente imaginario $C''(\omega)$ representa el componente de pérdida dieléctrica. La tangente de pérdidas del ángulo δ . (o factor de disipación) viene dada por la ecuación 3.

$$\tan \delta = \frac{C''}{C'} \quad [\text{Ec. 3}]$$

Las técnicas basadas en el análisis de la respuesta dieléctrica en el dominio de la frecuencia (FDS) presentan menos influencia del ruido electromagnético que aquellas basadas en el dominio del tiempo, siendo así los resultados obtenidos son más confiables.

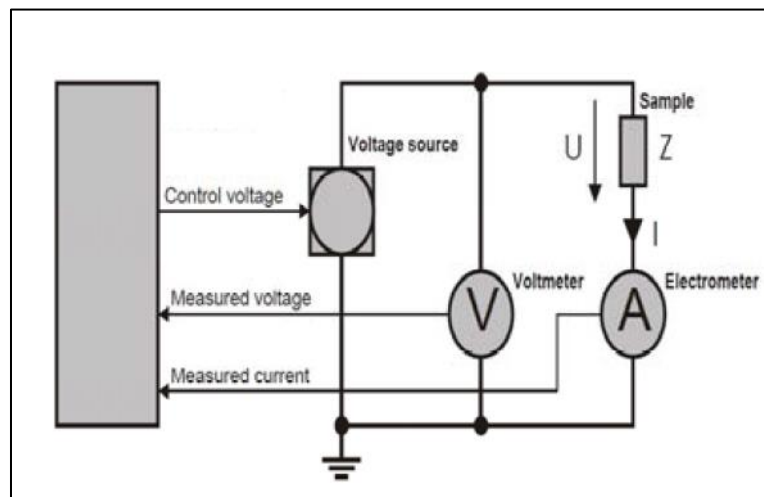
2.1.1.1. Medición de FDS en transformadores de potencia

En el método de espectroscopia dieléctrica en el dominio de la frecuencia FDS se aplica un voltaje sinusoidal (típicamente 200 V RMS) de frecuencia

variable, entre dos arrollamientos del transformador en un rango que va generalmente desde 0,1 mHz a 1 KHz y se mide la capacitancia y la tangente δ .

Este método es una generalización de la medición de capacitancia y tangente δ , usualmente realizada a la frecuencia de la red. La figura 17 muestra el esquema para la medición FDS, donde básicamente se obtiene la impedancia del aislamiento en un rango de frecuencia y luego se calculan la capacitancia y la tangente δ .

Figura 17. **Circuito de medición básico de FDS**



Fuente: A2-106 CIGRE 2012. *Session papers & proceedings*. p. 4.

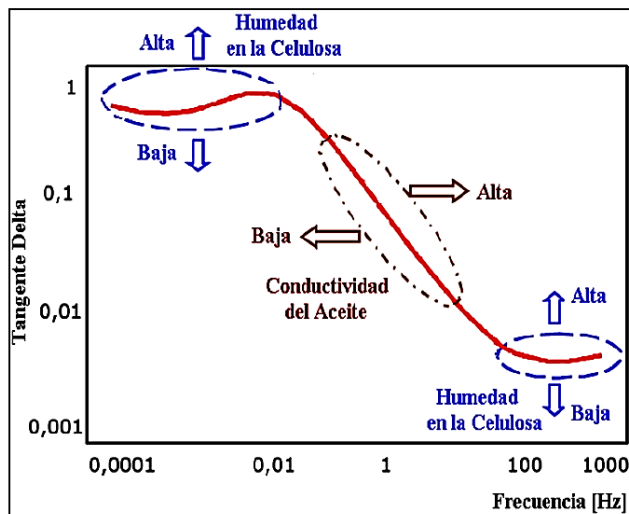
Hay varios factores que influyen en la respuesta dieléctrica del aislamiento del transformador, por ejemplo, la geometría de los devanados, la respuesta dieléctrica del aceite (su conductividad y permitividad), la respuesta dieléctrica de cartón o papel, y la temperatura de todo el sistema de aislamiento. Para obtener el contenido de humedad en el aislamiento sólido, estas variables deben conocerse o estimarse como parámetros durante la modelización. Las

mediciones se pueden realizar entre devanados de alta y baja tensión (llamadas mediciones de CHL donde los índices H y L indican alta tensión y devanados de baja tensión respectivamente) o entre devanados y tierra (CH y CL), proporcionando la posibilidad de evaluar diferentes partes del aislamiento.

A través de las curvas de respuesta dieléctrica de la tangente delta, se puede acceder a la condición del aceite y del papel separadamente. En rangos de frecuencia bajos, menores a 10^{-2} Hz la respuesta es principalmente influenciada por las propiedades de la celulosa. Lo anterior también es cierto para rangos de frecuencia mayores a 10Hz.

Por otro lado, la parte central de la respuesta está influenciada por las propiedades del aceite, principalmente por su conductividad. En la figura 18 se muestra una curva típica de tangente delta en frecuencia.

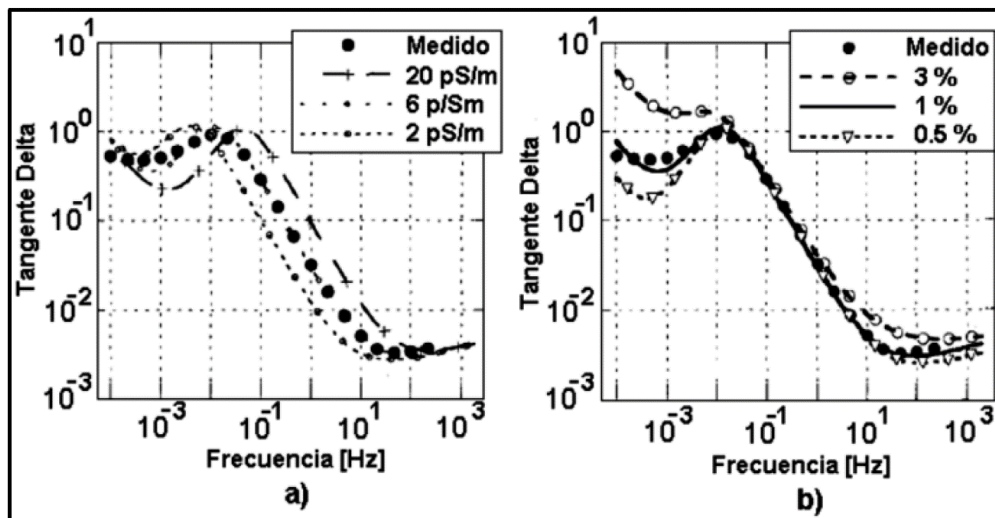
Figura 18. **Curva típica de tangente delta en frecuencia**



Fuente: HERRERA, Wilder. *Métodos modernos de diagnóstico en transformadores de potencia basados en la polarización dieléctrica*. p. 81.

En la figura 19 se muestra la variación de la curva de tangente delta para 3 conductividades del aceite y para 3 contenidos de humedad del papel aislante, se pueden observar los cambios que se producen en las zonas de bajas, medias y altas frecuencias.

Figura 19. a) curva de $\tan \delta$ delta para 3 conductividades del aceite y b) curva para 3 contenidos de humedad del papel



Fuente: HERRERA, Wilder. *Métodos modernos de diagnóstico en transformadores de potencia basados en la polarización dieléctrica*. p. 82.

Como se ha indicado anteriormente, la temperatura del transformador durante la medición FDS es un parámetro muy importante, ya que su aumento causa que los factores de disipación se incrementen. El aumento de temperatura, incrementa la conductividad y aumenta la parte real de la capacitancia a bajas frecuencias.

2.1.2. Corriente de polarización y despolarización (PDC)

La técnica PDC consiste en la medición de las corrientes que aparecen durante los procesos de polarización y despolarización en un material dieléctrico. La corriente de polarización se mide después de la aplicación de un paso de voltaje al objeto en estudio durante el llamado tiempo de carga. Este tiempo de carga debe ser lo suficientemente largo para permitir que los procesos de polarización en el material se completen. Después de este tiempo, el material se cortocircuita y se debe registrar la corriente de despolarización sobre el objeto.

El principio de funcionamiento del método PDC se basa en el siguiente efecto: cuando una tensión DC de tipo escalón U_0 repentinamente se aplica a una muestra, previamente descargada, hay un movimiento de cargas, debido a la interacción del campo eléctrico con la carga libre y los diferentes tipos de carga vinculadas dentro del dieléctrico. Esta llamada corriente de polarización $I_{pol}(t)$ es una corriente tipo impulso en el tiempo $t = 0$, que luego decrece durante el tiempo de polarización T_c hasta un cierto valor relacionado con la conductividad intrínseca del aislamiento. La corriente de polarización puede detenerse cuando se estabilice o sea muy baja. Ahora bien, si la muestra se cortocircuita repentinamente, una corriente de descarga $I_{depol}(t)$ (corriente de despolarización) aparece con valor negativo que disminuye gradualmente a cero. Si T_c es grande, $I_{depol}(t)$ se vuelve directamente proporcional a la función de respuesta dieléctrica.

A partir de la función de respuesta y la conductividad de DC, se pueden derivar las corrientes de polarización (carga) y de despolarización (descarga). Si un sistema de aislamiento con capacitancia geométrica C_0 está expuesto a un voltaje escalonado, U_0 , la corriente de polarización viene dada por:

$$i_{pol} = C_o U_o \left\{ \frac{\sigma}{\epsilon_0} + f(t) \right\} \quad [\text{Ec. 4}]$$

y la corriente de despolarización está dada por:

$$i_{depol} = -C_o U_o \{f(t) - f(t + t_{pol})\} \quad [\text{Ec. 5}]$$

Donde t_{pol} es el tiempo durante el cual el voltaje se ha aplicado al objeto de prueba. A partir de las mediciones de las corrientes de polarización y despolarización, es posible estimar la conductividad de DC σ , del objeto de prueba. Si el objeto de prueba se carga durante un tiempo suficientemente largo para que $f(t + t_{pol}) = 0$, las ecuaciones 3 y 4 se pueden combinar para expresar la conductividad de DC del dieléctrico compuesto como:

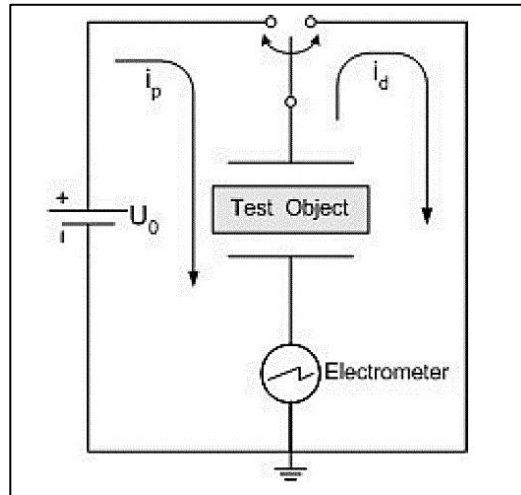
$$\sigma = \frac{\epsilon_0}{C_o U_o} \{i_{pol}(t) - i_{depol}(t)\} \quad [\text{Ec. 6}]$$

2.1.2.1. Medición de PDC en transformadores de potencia

El principio de medición de polarización y corriente de despolarización se basa en la aplicación de una tensión de DC a través de los bujes del transformador de potencia por un tiempo prolongado (~1 0000 seg). Durante este tiempo, se mide la corriente de polarización.

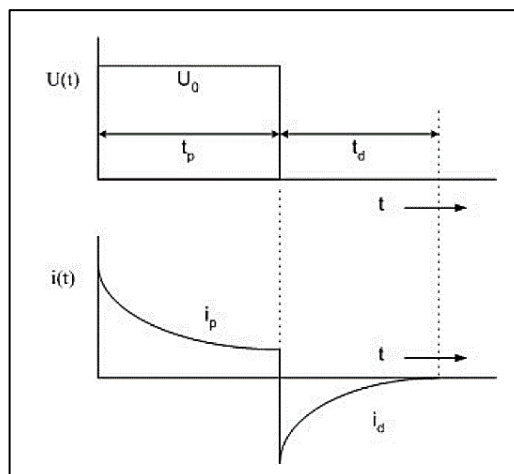
Luego se elimina la fuente de voltaje y se cortocircuita. El proceso de polarización previamente activado ahora da lugar a la corriente de despolarización en la dirección opuesta. El diagrama esquemático de la configuración para la medición de PDC es mostrada en la figura 20. La figura 21 muestra la naturaleza típica de estas corrientes debido a una tensión escalonada U_o .

Figura 20. **Circuito de medición básico de PDC**



Fuente: KUMAR SAHA, Tapan. *Investigating some important parameters of the pdc measurement technique for the insulation condition assessment of power transformer*. p. 2.

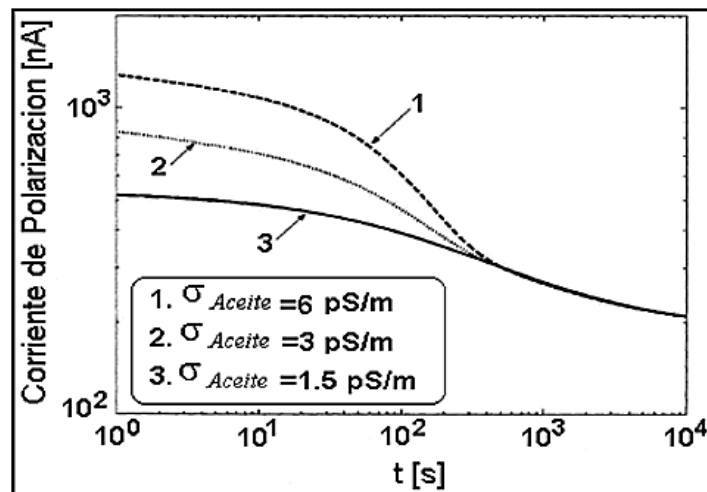
Figura 21. **Forma de onda de las corrientes de polarización y despolarización**



Fuente: KUMAR SAHA, Tapan. *Investigating some important parameters of the pdc measurement technique for the insulation condition assessment of power transformer*. p. 3

Por otro lado, la parte inicial de las corrientes de polarización y despolarización, están afectadas por las propiedades del aceite. En la figura 22 se muestra la variación de la parte inicial de estas corrientes, para diferentes conductividades del aceite. La polarización se comporta igual ante variaciones de la conductividad y ante variaciones de la humedad, cuanto mayor es la humedad más altas son las corrientes de polarización y despolarización y aumenta la diferencia entre estas corrientes.

Figura 22. **Variaciones de la corriente de polarización para varias conductividades del aceite**

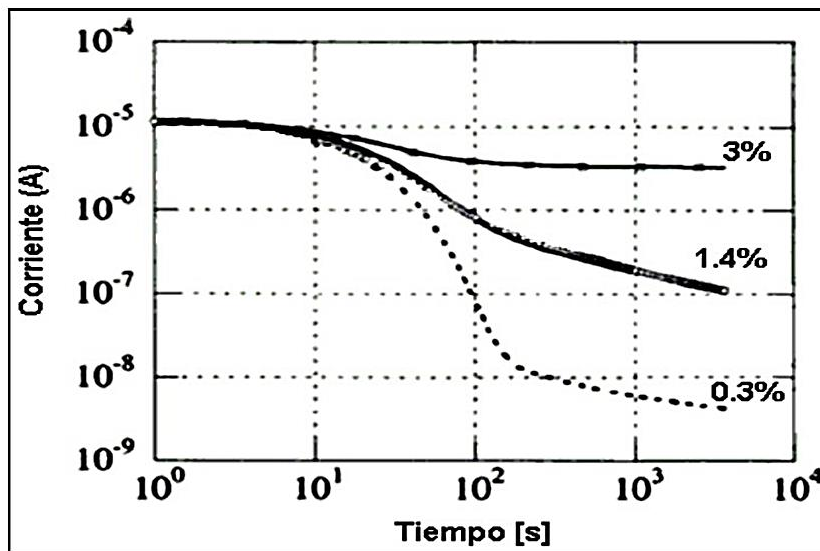


Fuente: HERRERA, Wilder. *Métodos modernos de diagnóstico en transformadores de potencia basados en la polarización dieléctrica*. p. 79.

El envejecimiento también afecta la respuesta PDC, en parte debido a que se aumenta la humedad del papel. En la figura 23 se muestran diferencias de la corriente de polarización, para varios contenidos de humedad del papel. Como en los otros métodos dieléctricos, la temperatura del transformador durante la medición PDC es un parámetro muy importante, ya que causa un

desplazamiento de las curvas de las corrientes, que aumenta su magnitud y cambia su forma a medida que aumenta la temperatura, esto se debe al decrecimiento de las constantes de tiempo de la polarización.

Figura 23. **Variación de la corriente de polarización para varios contenidos de humedad del papel**



Fuente: HERRERA, Wilder. *Métodos modernos de diagnóstico en transformadores de potencia basados en la polarización dieléctrica*. p. 80.

2.2. Normas de seguridad

Existen normas de seguridad que hacen referencia a procedimientos de pruebas y la cuales pueden tomarse como referencia según proceda:

- EN 50191 (VDE 0104) Erection and Operation of Electrical Equipment (instalación y uso de equipos para pruebas eléctricas).

- EN 50110-1 (VDE 0105, sección 100) Operation of Electrical Installations (uso de instalaciones eléctricas).
- IEEE 510 IEEE Recommended Practices for Safety in High-Voltage and High-Power Testing (prácticas recomendadas por el IEEE para seguridad en pruebas con alta tensión y alta potencia eléctrica).

Al realizar pruebas a equipos, como lo son transformadores de potencia, deben considerarse las instrucciones de seguridad relacionadas según el entorno de trabajo, así como también se deberá considerar los documentos informativos proporcionados por el fabricante del equipo de pruebas.

A continuación se expondrán las recomendaciones y reglas de seguridad importantes para trabajar de forma segura antes, durante y después de la pruebas FDS/PDC y en general todas las pruebas eléctricas involucradas con transformadores de potencia.

2.2.1. Seguridad en el transformador de potencia

- Verificar que no circule corriente y que no exista presencia de tensión eléctrica en la instalación.
- Cortocircuitar los cables alimentadores y poner la instalación a tierra.
- Desconectar el transformador de potencia en su totalidad antes de realizar las pruebas.
- Se debe bloquear cualquier medio que permita una posible reconexión eléctrica.

- Establecer la protección correspondiente contra elementos contiguos que estén bajo tensión.

2.2.2. Seguridad en el equipo de pruebas FDS/PDC

- Antes de utilizar el equipo de pruebas FDS/PDC y sus accesorios, leer detenidamente las instrucciones de seguridad proporcionadas por el fabricante del equipo.
- No encender ni utilizar el equipo de pruebas FDS/PDC si se tiene alguna duda sobre la información de seguridad que figura en el manual del fabricante.
- Solo el personal capacitado de los centros de servicio del fabricante tiene permiso para realizar tareas de mantenimiento y reparaciones en el equipo de pruebas FDS/PDC y sus accesorios.
- No abrir la carcasa del equipo de pruebas FDS/PDC.
- No reparar, modificar, ampliar o adaptar el equipo de pruebas FDS/PDC ni ninguno de sus accesorios.
- Utilizar solo cables de alimentación con la potencia nominal adecuada.
- El equipo de pruebas FDS/PDC debe alimentarse con una toma de corriente provista de conexión a tierra.
- Nunca utilizar el equipo de pruebas FDS/PDC y sus accesorios junto a explosivos, vapores o gases peligrosos.

2.3. Equipos de pruebas

En el mercado actual existen diversos fabricantes de equipos de pruebas que ofrecen soluciones para la realización de pruebas FDS/PDC; a continuación, se exponen los equipos más utilizados para dichas pruebas.

2.3.1. DIRANA

DIRANA es un equipo diseñado y fabricado por OMICRON, dicho equipo determina las propiedades dieléctricas de los materiales de aislamiento en una amplia banda de frecuencias. Según el factor de disipación y la capacitancia, el sistema analiza el contenido de humedad, en concreto, en los transformadores de potencia aislados mediante papel con aceite. DIRANA también brinda buenos resultados con otros aislamientos de alta tensión.

DIRANA combina el método de medida de la corriente de polarización (PDC) en el dominio de tiempo con la espectroscopia de dominio de frecuencia (FDS) y de este modo reduce significativamente el tiempo de prueba en comparación con otras técnicas y fabricantes. Básicamente, las mediciones de dominio de tiempo se efectúan en muy poco tiempo, pero están limitadas a las bajas frecuencias. Por el contrario, las mediciones de dominio de frecuencia se pueden aplicar a las altas frecuencias, aunque requieren mucho tiempo para las bajas frecuencias.

La técnica patentada de DIRANA combina las ventajas de ambos principios. Adquiere datos en el dominio de frecuencia, desde 5 kHz hasta 0,1 Hz y en el dominio de tiempo, desde 0,1 Hz hasta 100 μ Hz. Así se reduce la duración de la medición en un 75 %, en comparación con las mediciones en solo el dominio de la frecuencia.

Por ejemplo, una adquisición de datos para una medición de dominio de frecuencia de 1 kHz a 0,1 mHz duraría, normalmente, 11 horas, mientras que DIRANA obtendrá estos mismos datos en menos de 3 horas. DIRANA transforma las corrientes del dominio de tiempo al dominio de frecuencia para su posterior evaluación.

Con DIRANA se puede analizar el contenido de agua en diferentes tipos de aislamiento de celulosa. Puede probar los activos con aceite mineral, éster natural y sintético, así como aire o vacío. Los resultados de la medición se muestran en las categorías definidas por la norma IEC 60422.

Figura 24. **Equipo de pruebas DIRANA marca OMICRON**



Fuente: DIRANA. OMICRON. <https://www.omicronenergy.com/es/productos/dirana/>. Consulta: 10 de junio de 2016.

2.3.1.1. Datos técnicos

Los datos técnicos correspondientes al equipo de pruebas DIRANA se muestran en la figura 25.

Figura 25. Datos técnicos DIRANA marca OMICRON

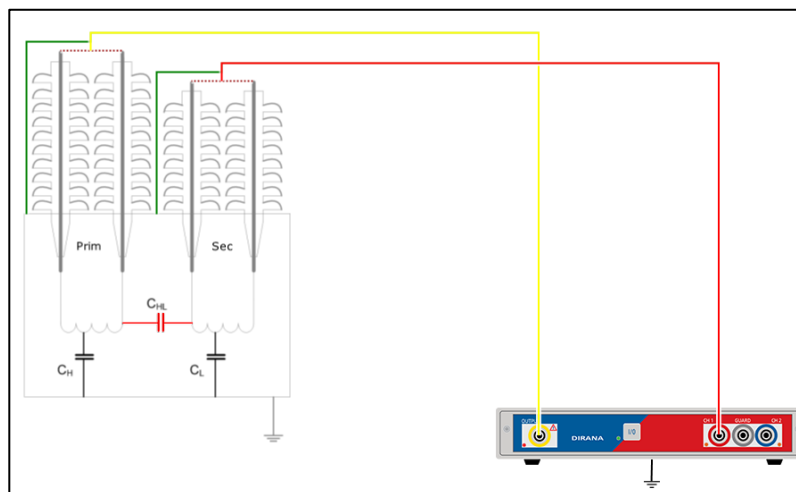
Fuente de tensión		Tiempo de medición típico (FDS y PDC+)	
Tensión de medición	200 V _{pico}	1 kHz ... 1 mHz	9 minutos
Corriente de salida continua máxima	50 mA _{pico}	1 kHz ... 100 μHz	15 minutos - 54 minutos
		1 kHz ... 10 μHz	30 minutos - 1 hora 44 minutos
Factor de potencia/disipación, capacitancia		Datos mecánicos / tensión de alimentación	
Rango del factor de disipación:	0...10	Dimensiones (an. x al. x f.)	260 x 50 x 265 mm
Exactitud para ¹ :		Peso	2,3 kg (sin los cables de medición)
1 mHz < f < 100 Hz	1 % + 3 × 10 ⁻⁴	Tensión de alimentación	85 V ... 265 V
f < 1 mHz y f > 100 Hz	2 % + 5 × 10 ⁻⁴	Frecuencia	50 Hz ... 60 Hz
Capacitancia	10 pF ... 100 μF		
Exactitud	0,5 % + 1 pF		
Medición de corriente en dominio de tiempo (PDC+)			
Rango	±10 mA		
Exactitud	0,5 % ± 1 pA		
Espectroscopia de dominio de frecuencia (FDS)			
Tensión de medición	200 V _{pico}		
Corriente de medición	±50 mA _{pico}		
Rangos de frecuencia			
Rango de frecuencias FDS	5 kHz ... 10 μHz		
Rango de frecuencias FDS y PDC+	5 kHz ... 10 μHz		
Rango de frecuencias PDC+	100 mHz ... 10 μHz		
Condiciones ambientales			
Temperatura ambiente			
en funcionamiento	-10 °C ... +55 °C		
para almacenamiento	-35 °C ... +65 °C		
Humedad relativa	20 % ... 95 %, sin condensación		
Presión del aire (almacenamiento/funcionamiento)	70 kPa ... 106 kPa		
¹ "Para capacitancia > 100 μF usando valores predeterminados"			

Fuente: DIRANA. *Analizador de respuesta dieléctrica*. p. 10.

2.3.1.2. Conexiones típicas para la medición FDS/PDC

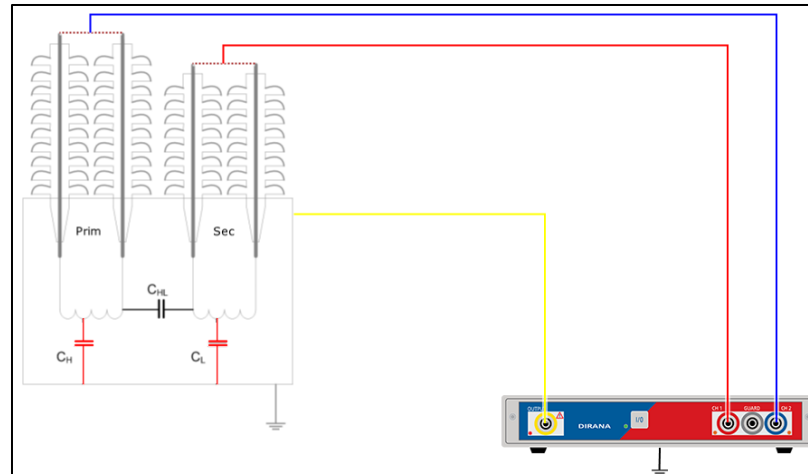
En este apartado se muestran las conexiones típicas para las mediciones FDS/PDC para un transformador de potencia de dos devanados trifásicos.

Figura 26. **CHL – aislamiento entre devanado primario y secundario**



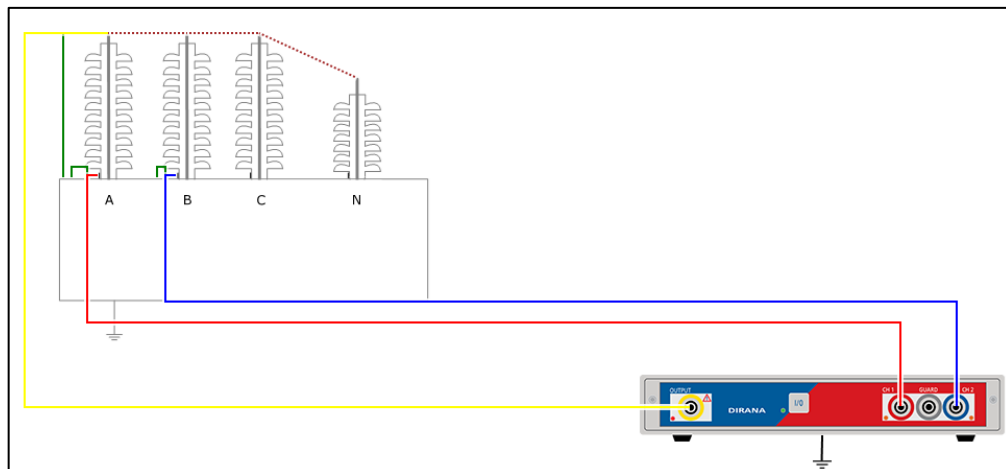
Fuente: OMICRON. *Primary test manager*. <https://www.omicronenergy.com/es/productos/primary-test-manager-ptm/#contact-menu-open>. Consulta: 10 de junio de 2016.

Figura 27. **CH y CL – aislamiento del devanado primario y secundario a tierra**



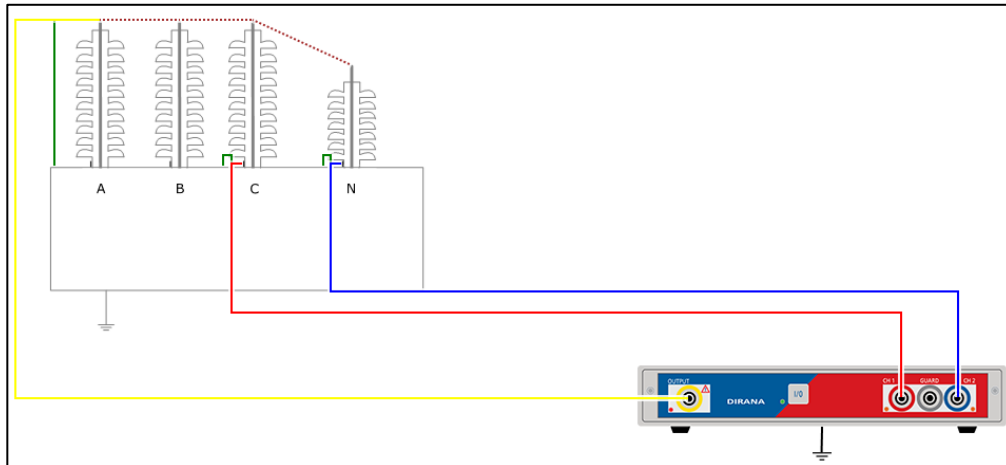
Fuente: OMICRON. *Primary test manager*. <https://www.omicronenergy.com/es/productos/primary-test-manager-ptm/#contact-menu-open>. Consulta: 10 de junio de 2016.

Figura 28. **Bornas A y B – aislamiento de las bornas A y B**



Fuente: OMICRON. *Primary test manager*. <https://www.omicronenergy.com/es/productos/primary-test-manager-ptm/#contact-menu-open>. Consulta: 10 de junio de 2016.

Figura 29. **Bornas C y N – aislamiento de las bornas C y N**



Fuente: OMICRON. *Primary test manager*. <https://www.omicronenergy.com/es/productos/primary-test-manager-ptm/#contact-menu-open>. Consulta: 10 de junio de 2016.

2.3.2. IDAX 300/350

IDAX fabricado por Megger es un sistema de diagnóstico de aislamiento para investigaciones y análisis de materiales dieléctricos, normalmente aislantes. El método de medición utilizado es la espectroscopia dieléctrica; es decir, la medición de las propiedades dieléctricas del material en función de la frecuencia y, en algunos casos, también en función de la tensión. Al estudiar las propiedades del material dieléctrico como funciones de frecuencia, es posible hacer una distinción entre diferentes tipos de fenómenos. Por ejemplo, es posible separar la pérdida de polarización de las corrientes de fuga. El sistema aplica una tensión sinusoidal con la frecuencia deseada sobre la muestra. Este voltaje generará una corriente en la muestra. Al medir con precisión el voltaje y la corriente, se puede calcular la impedancia de la muestra.

Dependiendo del modelo de muestra real, se pueden calcular varios parámetros a partir de la impedancia, como capacitancia, pérdida, resistencia, entre otros. Este procedimiento puede repetirse a las frecuencias y niveles de voltaje especificados e incluso se puede revelar más información sobre la muestra. El sistema está totalmente informatizado y la mayoría de las mediciones se pueden realizar de forma automática

El IDAX usa voltajes de hasta 200 V_{peak} (~ 140 V RMS). El rango de voltaje se puede aumentar agregando una unidad externa de alto voltaje (la unidad de alto voltaje se especifica por separado). El sistema IDAX-300 aplica tensiones de forma sinusoidal a diferentes frecuencias a través del objeto de prueba y simultáneamente mide la corriente a través de él. El voltaje de salida se toma de un generador de forma de onda arbitraria de 10 V pico o de un generador de forma de onda arbitraria de 200 Vpico.

Figura 30. **Equipo de pruebas IDAX-300 marca Megger**



Fuente: OMICRON. *Primary test manager*. <https://www.omicronenergy.com/es/productos/primary-test-manager-ptm/#contact-menu-open>. Consulta: 10 de junio de 2016.

2.3.2.1. Datos técnicos

Los datos técnicos correspondientes al equipo de pruebas IDAX300/350 se muestran en la figura 31.

Figura 31. Datos técnicos IDAX 300/350 marca Megger

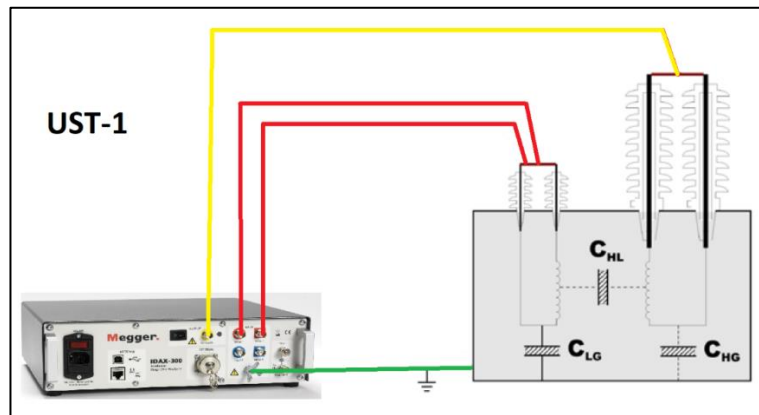
Medio ambiente			
<i>Aplicación en campo</i>	El instrumento está diseñado para ser usado en subestaciones de media y alta tensión y en entornos industriales.	<i>Modos de prueba*</i>	UST: Prueba de muestra sin conexión a tierra UST-R: UST: Rojo para medición, azul para tierra UST-B: UST: Azul para medición, rojo para tierra UST-RB: UST: Rojo y azul para medición GST: Prueba de muestra con conexión a tierra GST-GND: GST: Rojo y azul para tierra GSTg-R: GST: Rojo para protección, azul para tierra GSTg-B: GST: Azul para protección, rojo para tierra GSTg-RB GST: Rojo y azul para protección *IDAX300 puede medir en múltiples modos de prueba en secuencia automática. IDAX 300S/350 puede medir en dos modos de prueba simultáneamente.
<i>Temperatura ambiente</i>		<i>Calibración</i>	Conjunto de calibración permite la calibración en el campo
<i>Operación</i>	IDAX300: -20°C a +55°C (-4° F a +131° F) IDAX350: -10°C a +55°C (14° F a +131° F)	Medición de corriente en el dominio del tiempo (PDC)	
<i>Almacenamiento</i>	-40° C a 70° C (-40° F a +158° F)	<i>Rango</i>	±20 mA
<i>Humedad</i>	< 95%RH, sin condensación	<i>Resolución</i>	0,1 pA
Normas CE		<i>Inexactitud</i>	0,5% ±1 pA
<i>EMC</i>	2004/108/EC	<i>Resistencia de entrada (Modo de CC)</i>	≤10 kΩ
<i>LVD</i>	2006/95/EC	Salidas	
General		GENERADOR	
<i>Entrada de alimentación</i>	100 – 240V ±10%, 50/60 Hz	<i>Rangos de tensión/corriente, 10 V</i>	0 – 10 V pico 0 – 50 mA pico
<i>Consumo de potencia</i>	250 VA (máx)	<i>Rangos de tensión/corriente, 200 V</i>	0 – 200 V pico 0 – 50 mA pico
<i>Dimensiones</i>		<i>Rango de frecuencia</i>	DC – 10 kHz
<i>IDAX 300</i>	335 x 300 x 99 mm (17,7" x 6,3" x 16,1")	EXTERNO	
<i>IDAX 300 con caja de transporte</i>	520 x 430 x 220 mm (20,5" x 17" x 8,7")	<i>Para amplificadores VAX</i>	2 a 30 kV
<i>IDAX 350</i>	520 x 430 x 220 mm (20,5" x 17" x 8,7")		
<i>Peso</i>			
<i>IDAX 300</i>	4,9 kg (11 lbs), 9,9 kg (22 lbs) incl. caja de transporte		
<i>IDAX 350</i>	13,5 kg (29,8 lbs)		
<i>Accesorios</i>	8,5 kg (18 lbs) estuche suave		
Sección de Mediciones			
<i>Entradas</i>	Canal 1, canal 2, tierra		
<i>Rango de capacitancia</i>	10 pF – 100 µF		
<i>Precisión</i>	0,5% + 1 pF		
<i>Rango de factor de disipación</i>	0 - 10 (con precisión retenida de capacitancia; de otra manera, más alta)		
<i>Inexactitud</i>	< 0,5% + 0,0001, 45-70 Hz, C > 100 pF (con VAX020) < 0,5% + 0,0002, 45-70 Hz, C > 300 pF < 1% + 0,0003, 1 MHz-100 Hz, C > 1000pF < 2% + 0,0005, 100 Hz-1 kHz, C > 1000 pF		
<i>Interferencia Máx de CA</i>	1 mA, 1:10 SNR (IDAX) 10 mA, 1:10 SNR (VAX020)		
<i>Interferencia Máx de CC</i>	2 µA (IDAX) 20 µA (VAX020)		

Fuente: ALPINE. IDAX300-350_DS_ES_V06, MEGGER. https://www.alpine-europe.com/fileadmin/user_upload/manuals//car_audio_manuals/iDA-X300/OM_iDA-X300_ES.pdf. Consulta: 10 de junio de 2016.

2.3.2.2. Conexiones típicas para la medición FDS/PDC

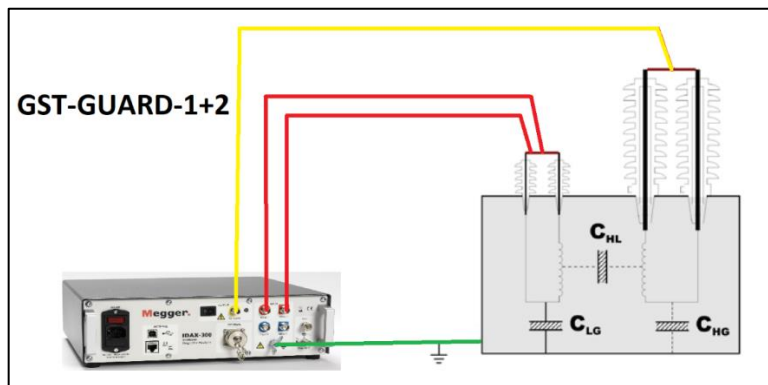
En este apartado se muestran las conexiones típicas para las mediciones FDS/PDC para un transformador de potencia de dos devanados trifásicos.

Figura 32. **CHL – aislamiento entre devanado primario y secundario**



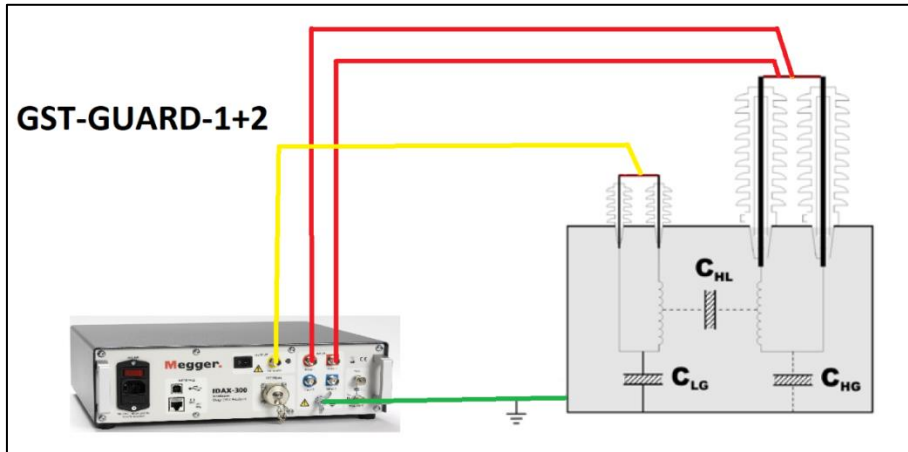
Fuente: elaboración propia, empleando Paint.

Figura 33. **CH – aislamiento del devanado primario**



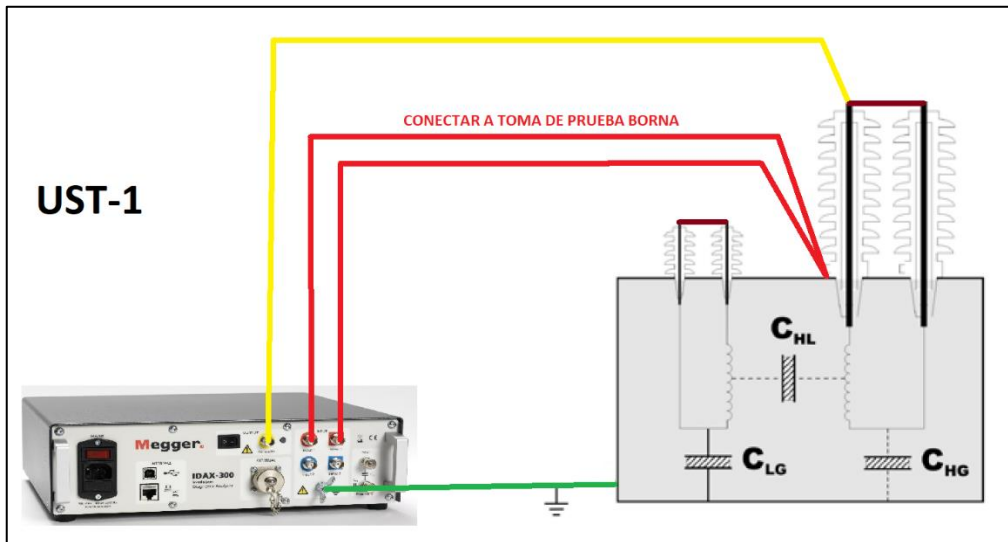
Fuente: elaboración propia, empleando Paint.

Figura 34. **CL – aislamiento del devanado secundario**



Fuente: elaboración propia, empleando Paint.

Figura 35. **C1 – aislamiento de principal de Borna**



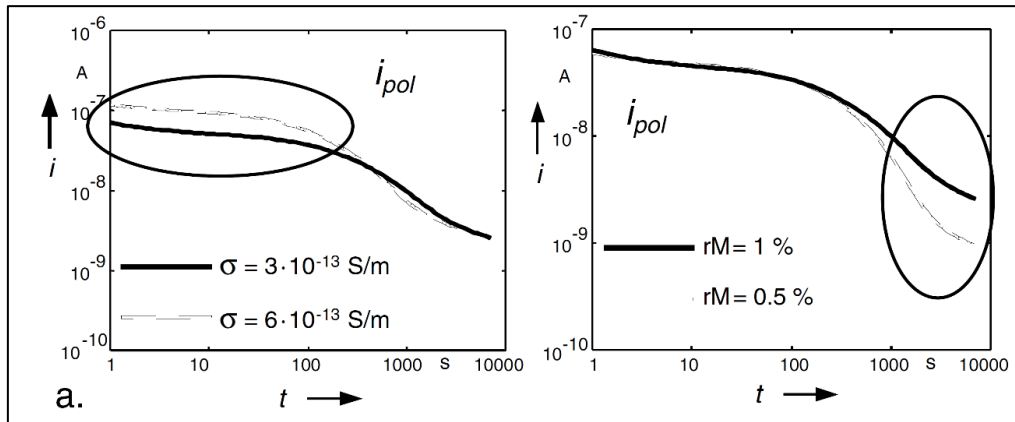
Fuente: elaboración propia, empleando Paint.

3. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS FDS/PDC

La figura 36 muestra los efectos de la conductividad del aceite y el contenido de humedad en el material de aislamiento sólido sobre la corriente de polarización. Para condiciones de medición típicas, la conductividad del aceite afecta la corriente de polarización principalmente en un rango de tiempo $t < 100$ s. Una mayor conductividad del aceite conduce a una mayor corriente.

El agua en el aislamiento sólido afecta su característica de polarización principalmente en el rango de tiempo $t > 1000$ s, ya que es claramente visible por una diferencia creciente de las corrientes de relajación en este rango de tiempo. Esta característica de los sistemas de aislamiento de papel y aceite permite separar los efectos de la calidad del aceite y el contenido de humedad en el aislamiento sólido de las corrientes de relajación entre sí.

Figura 36. **Efecto de la conductividad del aceite y del contenido de humedad en el material de aislamiento sólido sobre la corriente de polarización (i_{pol})**



Fuente: J., ALFF; HOUHANESSIAN, Der V.; W. S. Zaengl; y A. J., Kachler. *A novel, compact instrument for the measurement and evaluation of relaxation currents conceived for on-site diagnosis of electric power apparatus.* p. 172.

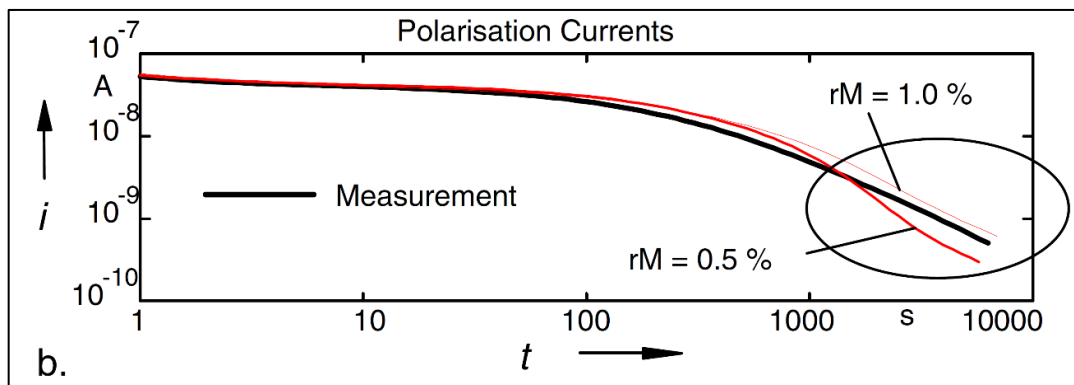
La figura 37 muestra la corriente de polarización medida en comparación con las corrientes calculadas para contenidos de humedad de 0,5 % y 1,0 % para un transformador de potencia de 392 MVA de nueva fabricación. La corriente de polarización medida en el rango de tiempo $t > 1\ 000$ s se encuentra entre las corrientes calculadas para contenidos de humedad de 0,5 % y 1,0 %. Por lo tanto, se puede concluir que el contenido de humedad en el material de aislamiento sólido de este transformador está muy por debajo del 1,0 %.

La conductividad del aceite que proporciona el mejor ajuste entre la corriente medida y la simulada es de $0,3 \times 10^{-12}$ 1/ Ωm . En la fábrica de transformadores de potencia de Nuremberg, se determina el contenido de humedad de los transformadores de nueva fabricación como un control de

calidad de rutina, directamente después del proceso de secado y tratamiento por Karl-Fischer-Titration.

Para un transformador de 392 MVA, el resultado fue de 0,61 %. También como un procedimiento de rutina, el contenido de humedad del sistema de aislamiento está determinado por la temperatura del punto de rocío del relleno de nitrógeno directamente después de preparar el transformador para su envío. El valor para el transformador de 392 MVA fue de 0,45 %. Obviamente, hay una buena correspondencia entre el análisis de PDC y otros métodos de determinación de humedad.

Figura 37. **Análisis PDC de un transformador de 392 MVA**

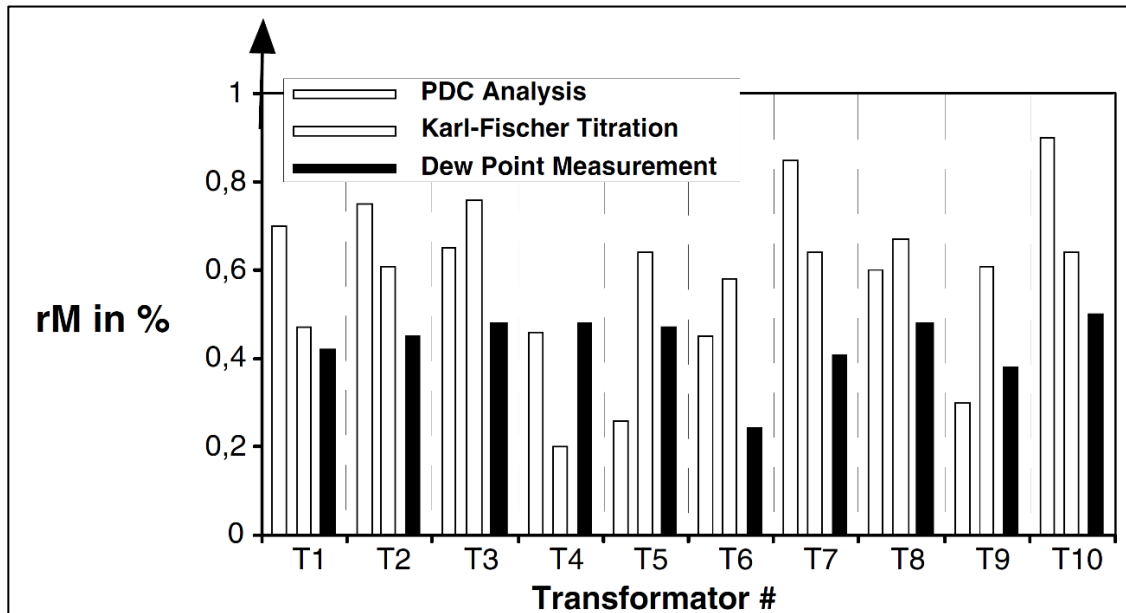


Fuente: J., ALFF; HOUHANESSIAN, Der V.; W. S. Zaengl; y A. J., Kachler. *A novel, compact instrument for the measurement and evaluation of relaxation currents conceived for on-site diagnosis of electric power apparatus.* p. 172.

La fábrica de Nuremberg ha realizado comparaciones entre los resultados obtenidos de PDC y los resultados de la valoración de Karl-Fischer y el punto de rocío. Las mediciones de PDC se han llevado a cabo en numerosos transformadores con diferentes clasificaciones y diseños en los cuales se muestra una buena correspondencia entre los resultados de Karl-Fischer y la

medición del punto de rocío, estos valores aparecen graficados en la figura 38 como gráfico de barras. Los valores obtenidos demuestran la aplicabilidad y confiabilidad del método PDC para determinar la humedad en el material de aislamiento sólido de los transformadores de potencia.

Figura 38. **Comparación del análisis de PDC con otros métodos para la determinación del contenido de humedad en el aislamiento sólido transformadores de potencia nuevos**

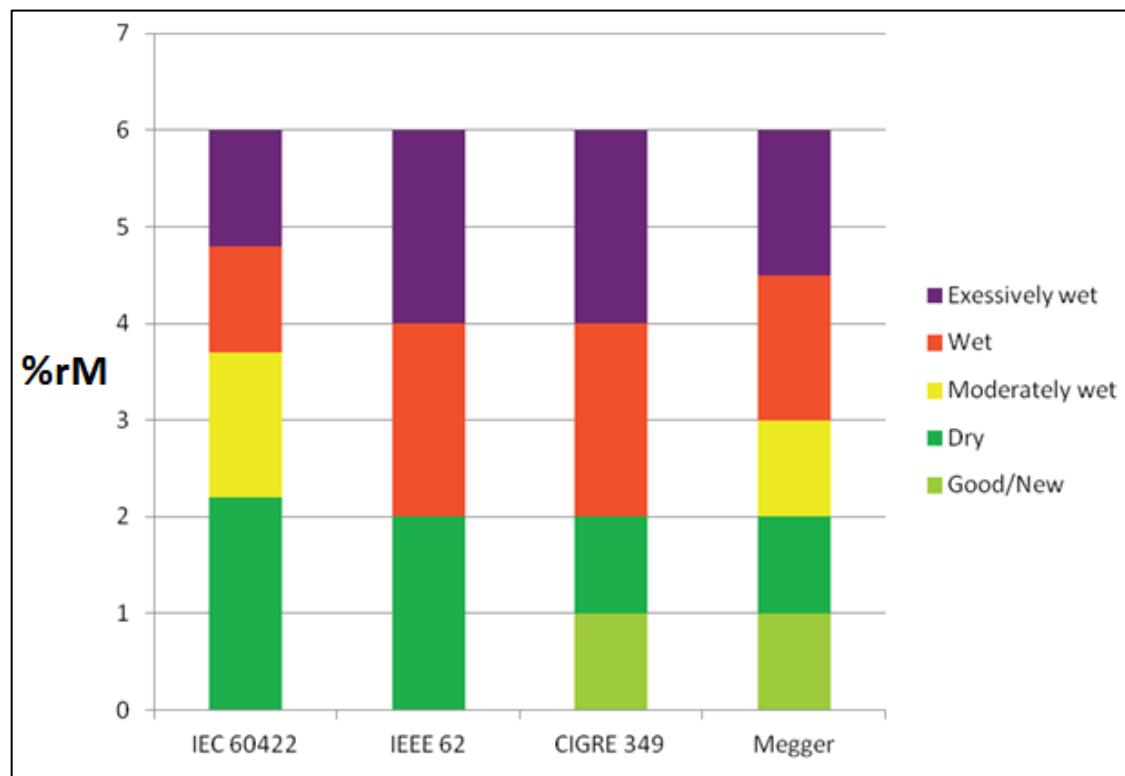


Fuente: J., ALFF; HOUHANESSIAN, Der V.; W. S. Zaengl; y A. J., Kachler. *A novel, compact instrument for the measurement and evaluation of relaxation currents conceived for on-site diagnosis of electric power apparatus.* p. 172.

El porcentaje aproximado recomendado por peso de agua en el aislante sólido, de acuerdo con la norma IEEE C57.106-2002 depende de la clase de voltaje del transformador, de la siguiente manera: $U_n < 69$ kV, 3 % máximo; 69 kV $< U_n < 230$ kV, 2 % máximo; $U_n > 230$ kV, 1,25 % máximo. Otras normas y

guías dan solo una clasificación del contenido de humedad, en la figura 39 se muestran las categorías de humedad de acuerdo con algunos estándares y prácticas reconocidas.

Figura 39. **Ejemplos de evaluación de humedad en el aislamiento sólido**

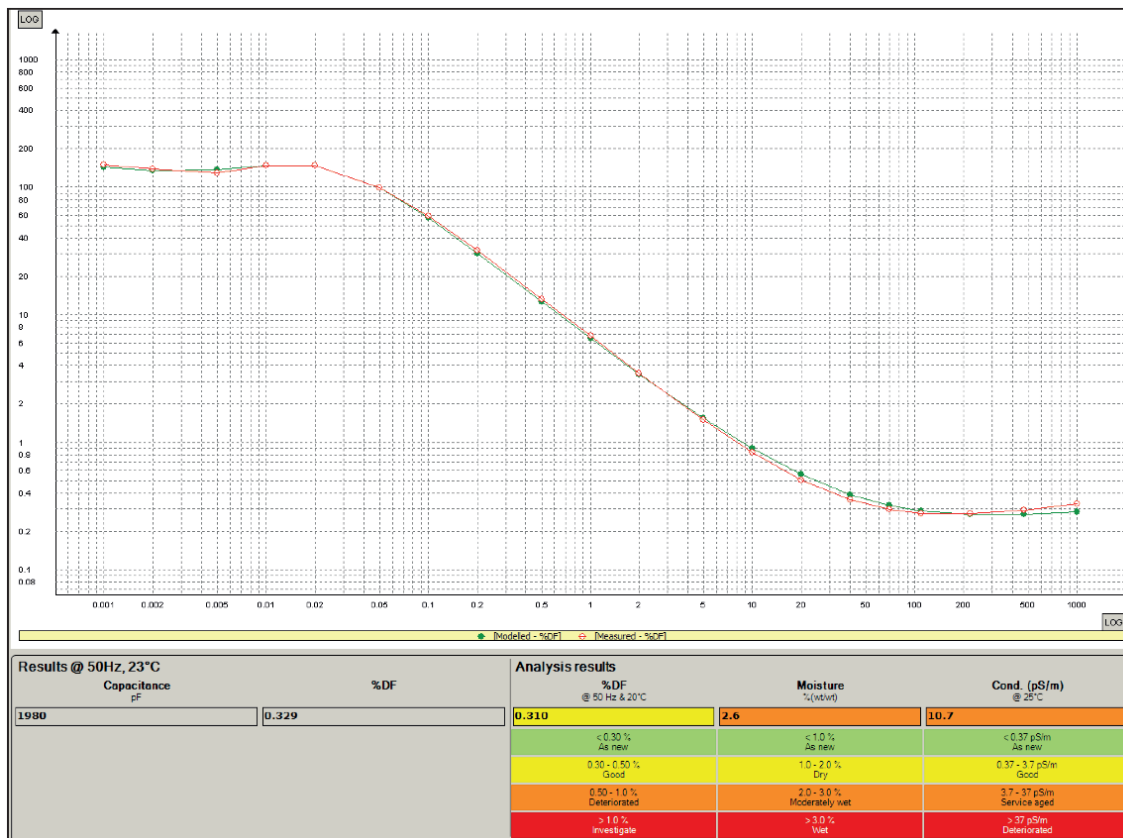


Fuente: Megger. *Boletín de transformer life management (TLM): humedad en transformadores de potencia*. p. 2.

La utilización de FDS/PDC para la determinación de la humedad se basa en una comparación de la respuesta dieléctrica medida del transformador con una respuesta dieléctrica modelo (curva de referencia). Un algoritmo de ajuste sintetiza una respuesta dieléctrica modelada y proporciona una curva de referencia que refleja al transformador medido.

Los resultados se muestran como el contenido de humedad, junto con la conductividad del aceite y la prueba de tangente delta/factor de potencia de frecuencia de línea corregida por temperatura. Solo la temperatura del aislante (la temperatura máxima del aceite o la temperatura del devanado) se tiene que ingresar como un parámetro fijo. La figura 40 muestra los resultados después de la evaluación y análisis del aislante con un equipo IDAX.

Figura 40. **Análisis y evaluación FDS/PDC del aislamiento**

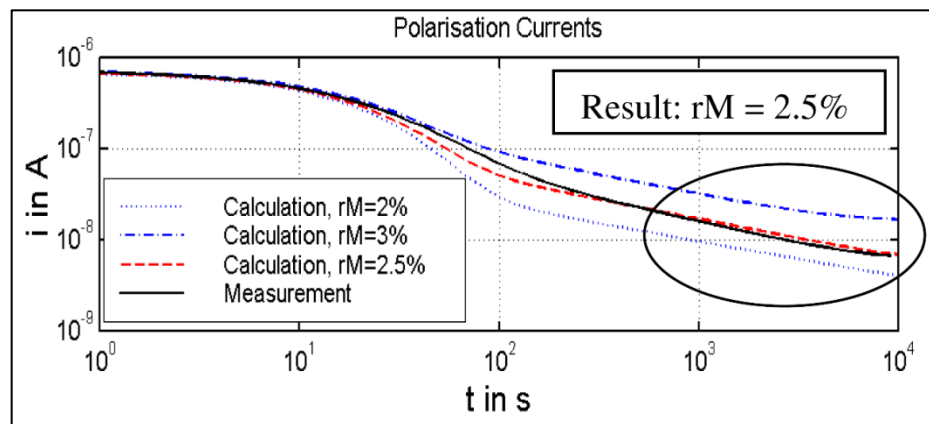


Fuente: Megger. *Boletín de transformer life management (TLM): humedad en transformadores de potencia*. p. 8.

3.1. Caso de estudio 1

En este apartado, se presentan los resultados de las mediciones PDC en un transformador de 40 MVA, 110 kV fabricado en 1961 y un transformador de 350 MVA, 400 kV construido en 1976. La figura 41 muestra las corrientes de polarización medidas y calculadas para el transformador de 40 MVA; en dicha figura se observa que el mejor ajuste en un rango de tiempo $t > 1000$ de corrientes medidas y calculadas es $rM = 2,5 \%$, que representa el contenido de humedad, resultado del análisis de PDC.

Figura 41. Evaluación PDC de un transformador de 40 MVA, fabricado en 1961, HV-LV, $rM = 2,5 \%$



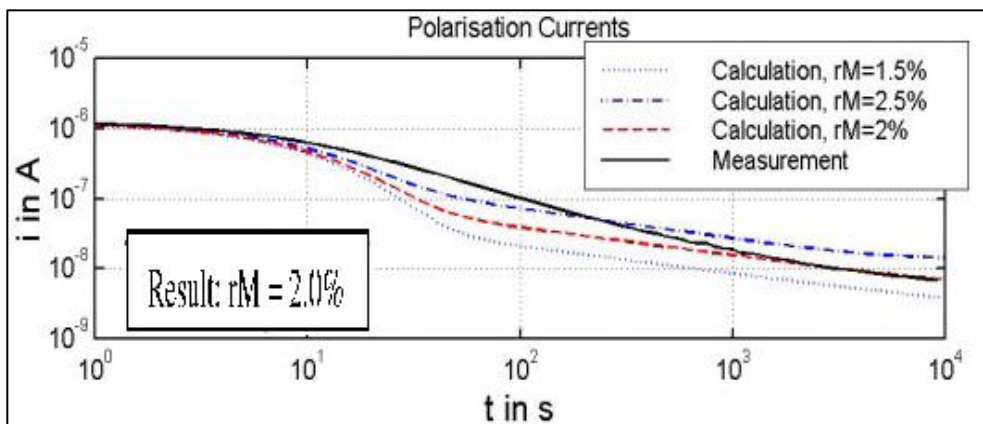
Fuente: J., ALFF; HOUHANESSIAN, Der V.; W. S. Zaengl; y A. J., Kachler. *A novel, compact instrument for the measurement and evaluation of relaxation currents conceived for on-site diagnosis of electric power apparatus.* p. 172.

En el caso del transformador de interconexión de 350 MVA, se puede analizar el sistema de aislamiento entre HV y MV como se muestra en la figura 42, así como el entre MV y LV como se muestra en la figura 43. El análisis de PDC muestra resultados con $rM = 2 \%$ para HV-MV y $rM = 2,5 \%$ para MV LV

muy cerca entre sí. La diferencia de alrededor del 0,5 % podría ocurrir debido a los gradientes de temperatura y humedad dentro del transformador durante el período de medición.

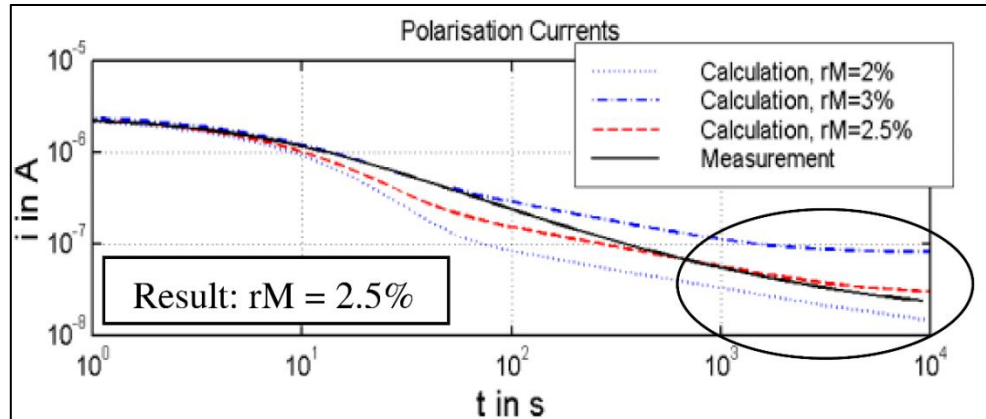
En conclusión, el contenido de humedad de ambos transformadores es de alrededor del 2,5 %. Según los valores publicados por autores de todo el mundo; estos valores son normales para transformadores con una antigüedad de aproximadamente 30 años y no indican procesos de envejecimiento excesivo de estos transformadores.

Figura 42. **Evaluación PDC de un transformador de 350 MVA, fabricado en 1976, HV-MV, rM = 2 %**



Fuente: J., ALFF; HOUHANESSIAN, Der V.; W. S. Zaengl; y A. J., Kachler. *A novel, compact instrument for the measurement and evaluation of relaxation currents conceived for on-site diagnosis of electric power apparatus.* p. 172.

Figura 43. Evaluación PDC de un transformador de 350 MVA, fabricado en 1976, HV-LV, $rM = 2,5 \%$



Fuente: J., ALFF; HOUHANESSIAN, Der V.; W. S. Zaengl; y A. J., Kachler. *A novel, compact instrument for the measurement and evaluation of relaxation currents conceived for on-site diagnosis of electric power apparatus*. p. 172.

Aunque el análisis de PDC básicamente no necesita soporte de otros métodos de diagnóstico del transformador es razonable evaluar el análisis de gas en aceite DGA y compararlo con los resultados obtenidos PDC; algunos resultados de DGA se muestran en la figura 44. La conductividad en el aceite del transformador de 350 MVA es de aproximadamente $9 \times 10^{-12} \text{ 1 / } \Omega\text{m}$, mientras que en el transformador de 40 MVA es $6 \times 10^{-12} \text{ 1 / } \Omega\text{m}$. Esto indica una degradación ligeramente mayor en el aceite del transformador de 350 MVA.

Figura 44. **Resultados del análisis de muestra de aceite y PDC de los transformadores de 40 MVA y 350 MVA (To = temperatura de funcionamiento)**

Transformer	40 MVA	350 MVA	
Quantity	HV – LV	HV – MV	MV - LV
Relative Moisture rM in % (PDC)	≈ 2.5	≈ 2.0	≈ 2.5
Oil conductivity σ_{Oil} in $1/\Omega m$ (PDC)	$6.0 \cdot 10^{-12}$	$9.0 \cdot 10^{-12}$	$9.8 \cdot 10^{-12}$
mg H ₂ O per kg oil in ppm	6 at T ₀ =36°C	11 at T ₀ =48°C	

Fuente: J., ALFF; HOUHANESSIAN, Der V.; W. S. Zaengl; y A. J., Kachler. *A novel, compact instrument for the measurement and evaluation of relaxation currents conceived for on-site diagnosis of electric power apparatus.* p. 173.

3.2. Caso de estudio 2

El aceite de un transformador de potencia de 300 MVA construido en 1978 se encontró en estado lodoso después de 23 años de operación ininterrumpida. Debido al estado del aislamiento líquido la empresa propietaria decidió cambiarlo en su totalidad. Antes y después del cambio del aislamiento líquido se realizaron mediciones de PDC, Tan δ y RVM con un sistema de medición portable. También, se tomó una muestra de papel de los devanados del transformador y se obtuvo que el grado de despolimerización es DP ~ 352, lo que indica un envejecimiento térmico normal del papel. La figura 45 da un resumen de los resultados obtenidos en las mediciones.

Figura 45. **Resultados de las mediciones de diagnóstico del transformador de 300 MVA realizado antes y después del intercambio del aislamiento líquido**

Measurements	Prior to oil change	After oil change
tan δ at 0.1 Hz, directly measured	0.894	0.1867
tan δ at 0.1 Hz, from PDC analysis	0.901	0.191
conductivity σ_{oil} of the oil, from PDC analysis in $1/\Omega m$	$\approx 4.5 \cdot 10^{-11}$	$\approx 3.5 \cdot 10^{-12}$
Moisture in the solid insulation material, from PDC analysis	3 %	2.7 %
Moisture in the solid insulation material, from RVM measurements	3.45 %	2.48 %
Polarisation index, R_{60}/R_{15}	3.16	2.11
Depolymerization degree	352	

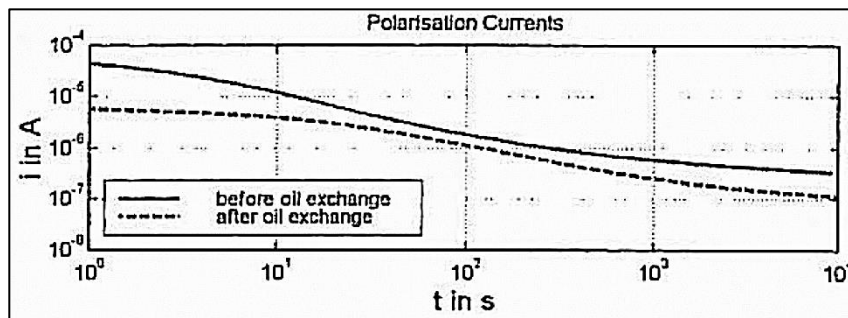
Fuente: CIGRE. *Ageing and moisture analysis of power transformer insulation systems*. p. 5.

El análisis de PDC proporciona cierta información en forma de las denominadas 'huellas digitales' o 'características del estado inicial'. Estas 'huellas digitales' son Tan δ en un rango de frecuencia de aproximadamente 10 Hz a 10^{-5} Hz, la conductividad del aislamiento líquido σ_{oil} , el espectro de polarización y los índices de polarización R_{60}/R_{15} .

Las figuras 46 y 47 muestran una comparación de las corrientes de polarización medidas antes y después del cambio del aislamiento líquido, así como también la Tan δ calculada a partir de estas corrientes. Las corrientes muestran diferencias en todo el rango de tiempo. Sin embargo, las diferencias son más significativas para los tiempos de medición cortos. Esto indica una conductividad mucho más baja del nuevo aislamiento líquido. También, se

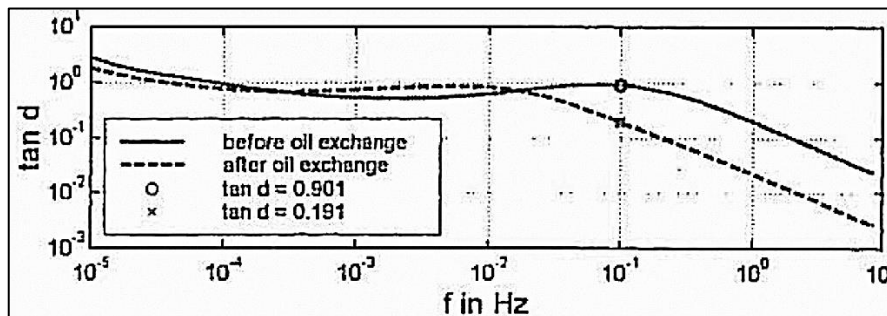
observa que el valor $\tan \delta$ se reduce drásticamente después del cambio del aislamiento líquido. La comparación de los valores de $\tan \delta$ obtenidos por el sistema de medición portátil y los resultados del análisis de PDC muestra casi los mismos valores. Sin embargo, la determinación de $\tan \delta$ mediante el método de PDC es mucho más fácil y tiene la ventaja de obtener $\tan \delta$ en un amplio rango de frecuencias.

Figura 46. **Corrientes de polarización medidas antes y después del cambio del aislamiento líquido**



Fuente: CIGRE. *Ageing and moisture analysis of power transformer insulation systems*. p. 5.

Figura 47. **$\tan \delta$ calculado a partir de corrientes de polarización medidas**



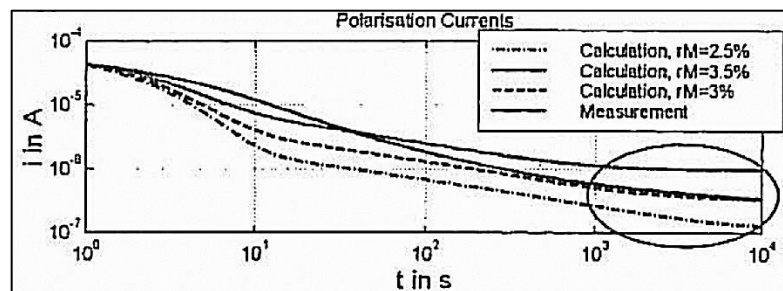
Fuente: CIGRE. *Ageing and moisture analysis of power transformer insulation systems*. p. 5.

Las figuras 48 y 49 muestran el análisis de las mediciones PDC tomado antes y después del intercambio de aceite. Los resultados son con $rM = 3\%$ antes del cambio de aceite y $rM = 2,7\%$ después del cambio de aceite muy cercanos entre sí. Debido a la baja capacidad de absorción de humedad del aislamiento líquido, no es posible disminuir significativamente la humedad en el aislamiento sólido al intercambiar el aceite de un transformador.

Considerando un peso del aislamiento sólido de 10 000 kg y un contenido de humedad del 3 %, tenemos un contenido total de agua de 300 kg. Además si se tiene un peso de aceite de 50 000 kg y un contenido de agua en aceite de 30 ppm, lo que es un valor alto, obtenemos una masa de agua de solo 1,5 kg almacenada en el aislamiento líquido. Por lo tanto, el contenido de agua en el transformador antes y después del intercambio de aceite permanece casi igual.

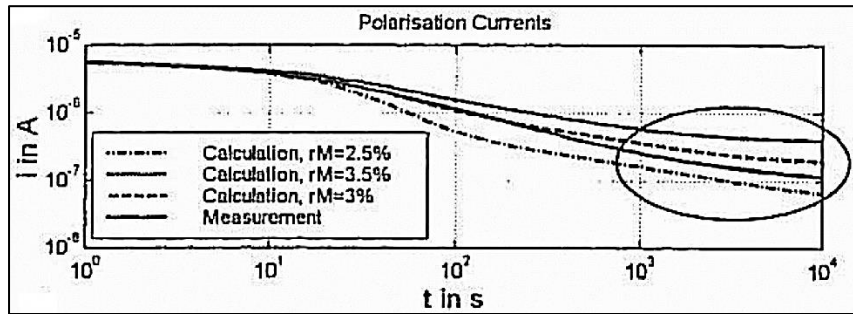
De lo anterior se confirma que la humedad de un transformador de potencia no se puede extraer con tan solo intercambiar el aceite. En otras palabras: el secado del aislamiento líquido durante un período corto de tiempo no es un método apropiado para secar la parte activa de los transformadores.

Figura 48. **Corrientes de polarización medidas y calculadas antes del cambio de aislamiento líquido. $rM=2,5\%$, $rM=3\%$, $rM=3,5\%$**



Fuente: CIGRE. *Ageing and moisture analysis of power transformer insulation systems*. p. 5.

Figura 49. **Corrientes de polarización medidas y calculadas después del cambio de aislamiento líquido. $rM=2,5\%$, $rM=3\%$, $rM=3,5\%$**



Fuente: CIGRE. *Ageing and moisture analysis of power transformer insulation systems*. p. 5.

3.3. Caso de estudio 3

Se realizó con el proceso de armado, secado con vacío, llenado y reacondicionado del aislamiento líquido de un transformador de potencia que ha sido almacenado en bodega por más de un año; dicho transformador tiene una potencia de 20/28MVA marca Crompton Greaves. Los trabajos han sido realizados por la empresa guatemalteca dismme®.

Figura 50. **Embalaje transformador 20/28MVA**



Fuente: Dismme 0063-19. *Armado y filtrado de transformador 138-13.8 kV*. p. 7.

En el proceso de armado se verificó que el transformador poseía 0,25 psig de nitrógeno; este hecho resulta como una condición desfavorable para la adecuada conservación del sistema de aislamiento del transformador y promueve un aumento en la humedad dentro del equipo; esto se comprobó luego de realizar una medición de la temperatura del punto de rocío con una sonda capacitiva Vaisala®.

Se determinó que el valor de humedad en el aislamiento del transformador es 1,64 % antes del proceso de secado y reacondicionado, según la norma IEEE std 62 y la norma IEC 60422 representa que el aislamiento del transformador está seco; sin embargo, los valores obtenidos son cercanos a aislamiento humedecido y por tanto requiere un proceso de secado.

Figura 51. **Valores temperatura punto de rocío iniciales**



Fuente: Dismme 0063-19. *Armado y filtrado de transformador 138-13.8 kV.* p. 7.

Se procede a colocar las torretas de los *bushings* y se retiran las tapaderas de registros de acceso para llevar a cabo la conexión eléctrica interna de los *bushings* X0, X1, X2 y X3; además, se instalan los radiadores y ventiladores. Antes de iniciar con el proceso de secado con alto vacío se presuriza con 5 psig de nitrógeno de alta pureza para confirmar la hermeticidad del equipo.

Luego de verificar que no existen fugas, se inicia el proceso de secado por medio de alto vacío dentro del transformador. Este proceso se lleva a cabo durante 43 horas sin interrupción alcanzando un vacío máximo de 0,23 Torr.

Al terminar con el proceso de vacío se presuriza nuevamente el transformador con nitrógeno de alta pureza, con el fin de realizar la medición de la humedad resultante después del proceso de secado.

Ahora bien para determinar el porcentaje de humedad en el aislamiento sólido del transformador en estudio, se utilizará el método del punto de rocío descrito en el apartado 1.5. Para ello se determina la temperatura de rocío del transformador de potencia para este caso en particular $T = -38,21$ grados centígrados y una temperatura ambiente de 23,53 grados centígrados.

Figura 52. **Lectura punto de rocío sonda capacitiva Vaisala®**

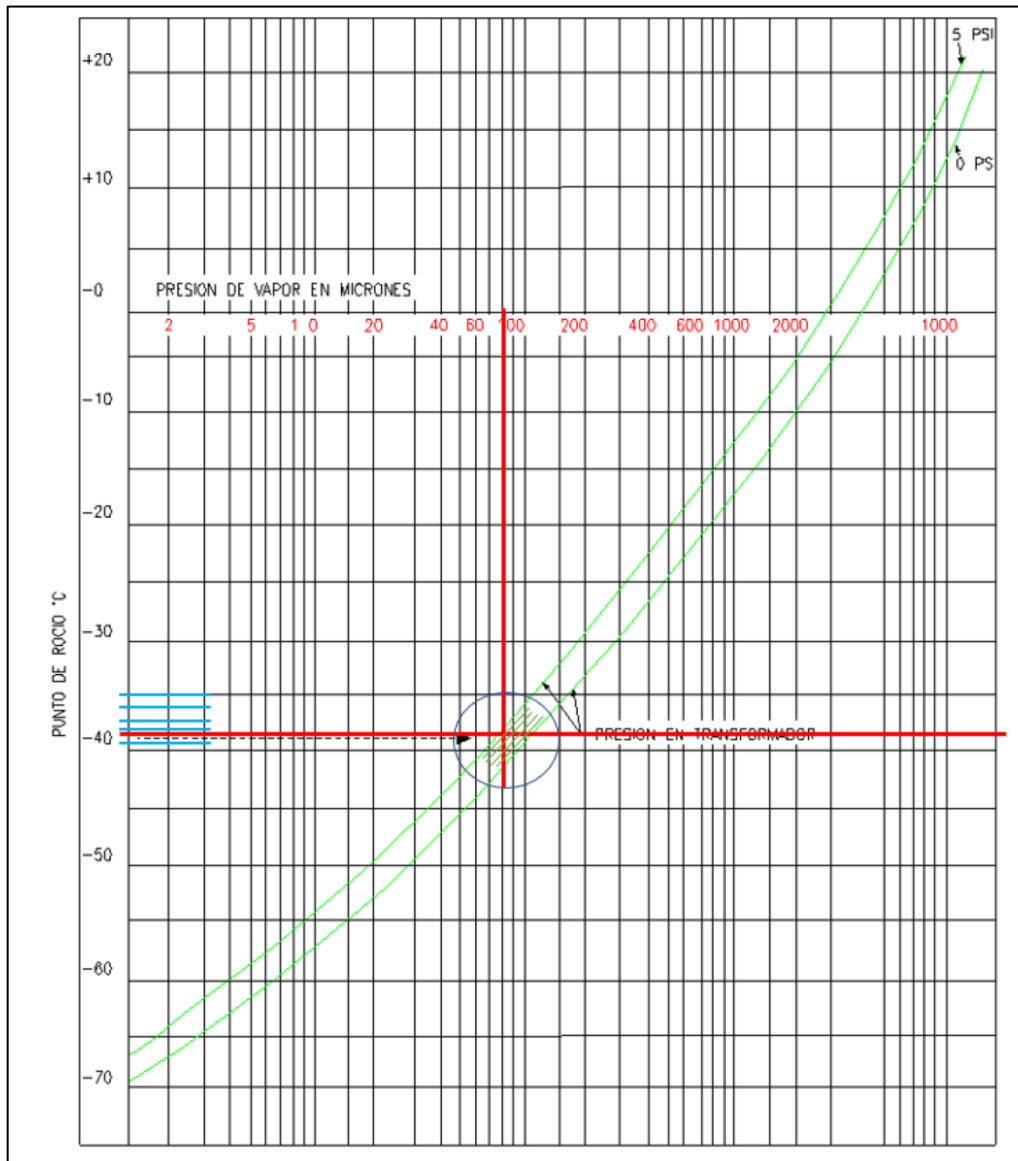


Fuente: Dismme 0063-19. *Armado y filtrado de transformador 138-13.8 kV*. p. 17.

Por medio de la gráfica de conversión del punto de rocío a presión de vapor se determina el valor de la presión de vapor del sistema, intersectando la

curva de presión de vapor con una recta horizontal en la temperatura del punto de rocío. Según las condiciones asociadas a nuestro entorno la presión de vapor determinada para el transformador en estudio es 80 micrones.

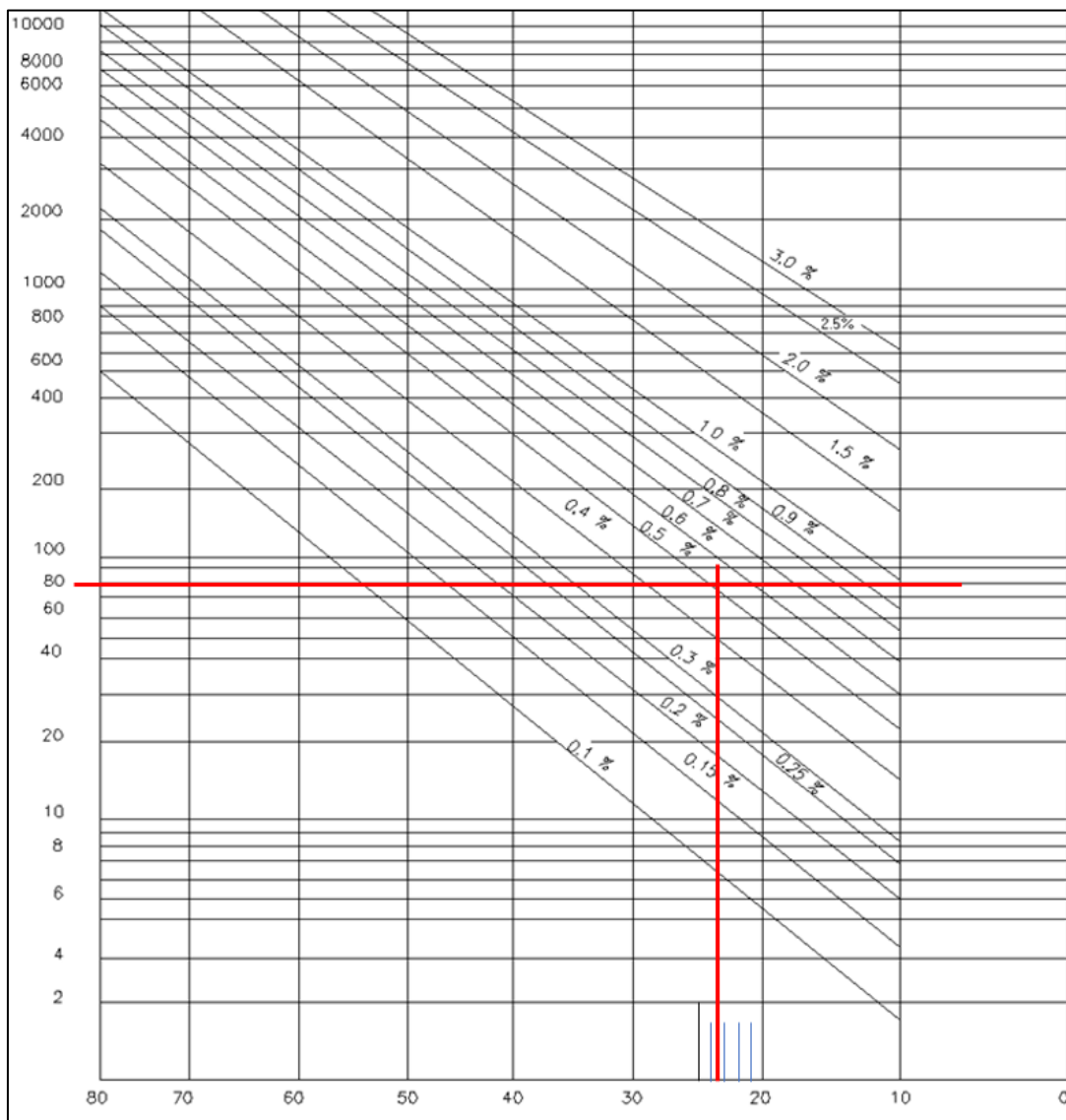
Figura 53. **Gráfica de conversión del punto de rocío a presión de vapor**



Fuente: Dismme 0063-19. Armado y filtrado de transformador 138-13.8 kV. p. 17.

Con los valores obtenidos del paso anterior y con ayuda de la figura 54 se determina la humedad en el aislamiento sólido del transformador de potencia, como se observa el valor obtenido es 0,5 %.

Figura 54. **Gráfica de equilibrio de humedad**



Fuente: Dismme 0063-19. Armado y filtrado de transformador 138-13.8 kV. p. 17.

Por otra parte, se ha reacondicionado el aceite de 74 toneles para el llenado de aceite del transformador, durante esta actividad se registró un promedio alto de contenido de humedad en cada uno de los toneles.

Figura 55. **Valores medidos % saturación de agua en toneles de aceite**

Tonel	% Saturación de agua	Temperatura	ppm de agua
1	0.219	12.9	8
2	0.153	11.7	5
3	0.160	11.0	5
4	0.177	10.8	6
5	0.190	11.8	6
6	0.502	11.1	17
7	0.365	11.4	12
8	0.304	11.1	10
9	0.254	11.4	9
10	0.256	11.1	8
11	0.229	12.1	8
12	0.204	11.5	7
13	0.225	12.2	8
14	0.235	11.6	8
15	0.423	11.4	14
16	0.629	11.9	24
17	0.430	12.5	15
18	0.348	12.1	12
19	0.255	12.1	9
20	0.295	12.6	10
21	0.252	12.8	9
22	0.253	12.4	9
23	0.220	11.9	8
24	0.232	11.6	8
25	0.271	11.3	9
26	0.356	11.2	12
27	0.478	11.6	16
28	0.371	11.3	12
29	0.307	11.2	10
30	0.283	10.7	9
31	0.248	12.2	9
32	0.467	11.5	16
33	0.327	12.3	11
34	0.327	11.6	11
35	0.413	11.4	14
36	0.290	12.3	10
37	0.325	11.8	11
38	0.368	12.2	13
39	0.260	12.4	9
40	0.271	11.5	9
41	0.481	12.5	17
42	0.410	12.2	14
43	0.390	12.0	13
44	0.550	12.9	20
45	0.401	12.8	14
46	0.334	13.3	12
47	0.337	13.2	12
48	0.239	13.5	9
49	0.237	12.9	9
50	0.286	12.9	10
51	0.367	12.8	13
52	0.532	13.2	19
53	0.666	13.4	25
54	0.677	12.9	24
55	0.463	14.9	18

Fuente: Dismme 0063-19. *Armado y filtrado de transformador 138-13.8 kV*. p. 13.

Todos los toneles han sido concentrados en una bolsa especial para la recirculación y secado del mismo, al inicio del proceso el aislamiento líquido en conjunto posee una humedad de 29 ppm y al terminar el reacondicionamiento se ha reducido la humedad a 4 ppm.

Figura 56. **Valores iniciales y finales humedad aislamiento líquido**



Fuente: Dismme 0063-19. *Armado y filtrado de transformador 138-13.8 kV*. p. 18.

Posterior al secado del aislamiento sólido del transformador y el reacondicionamiento del aislamiento líquido se procede a llenar en su totalidad el equipo para dar por finalizado el armado. Luego de esta tarea se inician las pruebas eléctricas de puesta en servicio, que incluye la prueba de respuesta dieléctrica a la frecuencia FDS/PDC.

La prueba ha sido realizada con un equipo IDAX de MEGGER, siguiendo las conexiones de la figura 32 correspondientes a CHL; esta medición corresponde a los aislamientos entre los devanados primario y secundario del transformador de potencia; la mayor porción del sistema de aislamiento se encuentra entre el devanado primario y secundario por lo cual la medición CHL aporta gran información sobre el contenido de humedad del transformador.

La figura 57 muestra los datos desplegados en pantalla, se observa que los datos están divididos en 4 partes, la primera parte muestra un área gráfica donde se puede observar una primera curva que corresponde a valores medidos en campo; la segunda curva corresponde a una aproximación de la

curva medida en campo, modelada por el software con datos de transformadores nuevos que determinar de forma analítica los valores de factor de potencia, humedad y conductividad del aislamiento líquido.

El equipo tiene parámetros precargados para la evaluación de los datos obtenidos según normativas internacionales como lo son la IEC 60422 y la IEEE 62. En la figura 57 se puede observar otros tres apartados que corresponden al factor de potencia, al porcentaje de humedad y el último a la conductividad del aislamiento líquido.

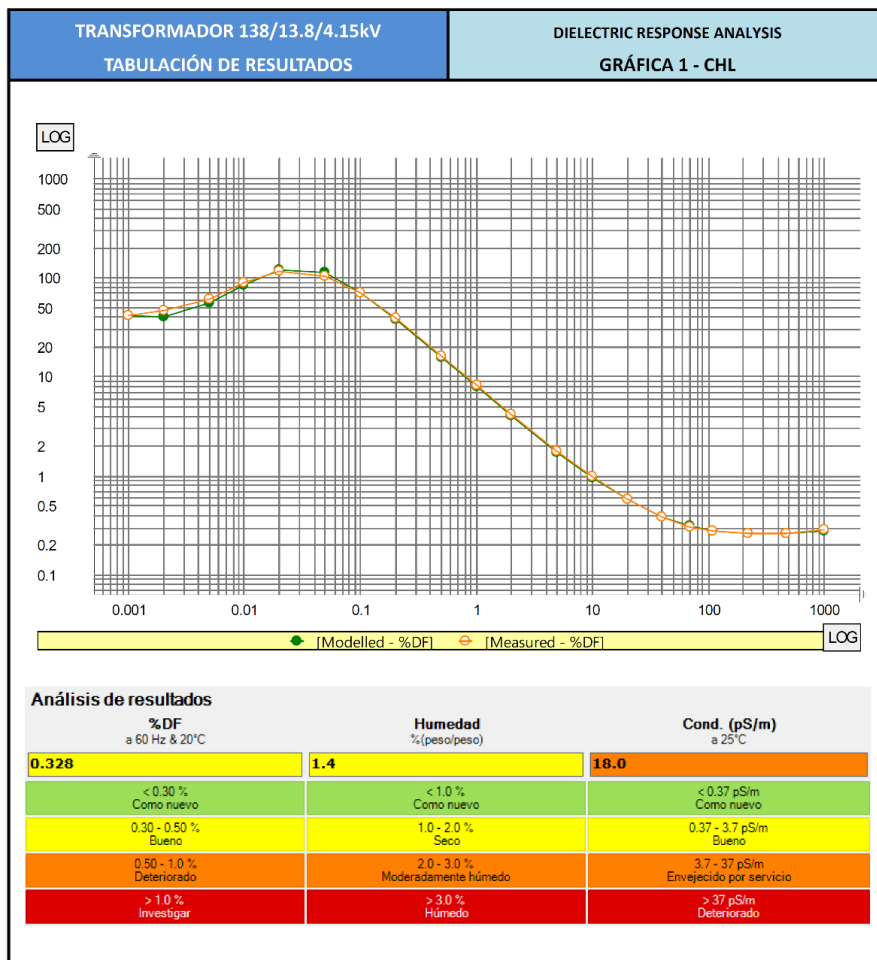
Tomando como referencia los valores obtenidos de la medición tenemos que el factor de potencia medido es 0,328 y en términos del software nos indica que el aislamiento en este momento es bueno, hay que tomar en cuenta que el transformador de potencia instalado ha estado almacenado por mucho tiempo, y las condiciones no adecuadas de almacenamiento han afectado el estado del sistema de aislamiento del mismo, de allí el hecho que los valores hayan sido un poco elevados.

Observando el apartado de la humedad obtenemos que la humedad del conjunto total del aislamiento entre el devanado primario y secundario es 1,4 % que en términos del software es seco. Recuérdese que el transformador al inicio del proceso ha presentado deficiencias en el sistema de presurización y, por tanto, humedad ha ingresado al interior, es por eso, que presenta cierta degradación. Pero en general el aislamiento ha quedado bien.

Tomando especial cuidado en el apartado de la conductividad del aislamiento líquido se observa claramente una advertencia, puesto que el valor obtenido ha sido 18 pS/m y según la evaluación del software muestra un aceite envejecido por servicio; este hecho ha de estar conectado con la preservación

del aceite en toneles; como se verificó anteriormente, los toneles contenían un alto grado de humedad y se sobreentiende que este aceite no había sido almacenado de manera adecuada, lo cual afectó a las propiedades dieléctricas del mismo. El aislamiento líquido de este equipo deberá ser monitoreado de manera periódica para asegurar un correcto funcionamiento a lo largo de su vida útil.

Figura 57. Gráfica FDS/PDC transformador Cromtom Greaves



Fuente: Dismme 0063-19. Informe de pruebas eléctricas al transformador 138-13.8-4.15 kV.

Ahora bien con respecto a la relación con los métodos tradicionales y la técnicas avanzadas empleadas en este transformador se puede concluir que existe una excelente correlación, los datos no son idénticos pero ambos métodos indican que el transformador está en condiciones adecuadas para operar. Por medio del método del punto de rocío al inicio se obtuvo que la humedad contenida en el aislamiento sólido es de 1,64 % y al final del proceso de secado y reacondicionamiento se obtuvo que la humedad contenida en el sistema de aislamiento ha quedado en 0,5 %; es necesario comprender que aunque existen diversos métodos para determinar la humedad en el sistema de aislamiento siempre existirán variaciones en los resultados obtenidos; como se muestra en la figura 38 los valores de FDS/PDC siempre serán un poco mayores a los obtenidos por el método de punto de rocío, en este caso en particular por medio de la técnica FDS/PDC se obtuvo un valor de 1,4 % al finalizar el proceso de secado y reacondicionamiento.

A pesar que las técnicas de respuesta dieléctrica a la frecuencia son relativamente nuevas existen diversos estudios donde se han obtenidos excelentes resultados y a la fecha han aumentado la confiabilidad de estos nuevos métodos.

4. MÉTODOS DE ELIMINACIÓN DE HUMEDAD Y PURIFICACIÓN

El agua en el aceite de un transformador puede provenir del aire atmosférico o bien de resultar de la degradación de los materiales aislantes internos. Para contenidos de agua relativamente bajos, el agua permanece en solución y no modifica el aspecto del aceite. El agua disuelta afecta las propiedades dieléctricas, y la solubilidad del agua en el aceite aumenta en función de la temperatura.

Cuando el contenido de agua supera un cierto nivel, que llega a la saturación, el agua no puede permanecer en solución y aparece el agua libre en forma de turbiedad o de gotitas, invariablemente el agua libre provoca una disminución de la rigidez dieléctrica y de la resistividad y un aumento del factor de disipación. En un transformador, la cantidad total de agua se reparte entre el papel y el aceite en una relación predominante del papel. Pequeñas variaciones de temperatura modifican sensiblemente el contenido de agua del aceite pero levemente la del papel.

Un alto contenido de agua en el aceite aparte de afectar las propiedades del aceite, acelera la degradación química del papel y hace necesaria la aplicación de medidas correctivas. Su determinación adquiere gran importancia sobre todo en equipos de alta tensión debido a su gran influencia sobre la rigidez dieléctrica. A continuación se presentan los métodos comunes para la eliminación de humedad y purificación del aislamiento del transformador de potencia.

4.1. Métodos de secado y purificación del aislamiento líquido

Cuando las pruebas de respuesta dieléctrica a la frecuencia indican que el aceite se encuentra fuera de sus especificaciones o no cumple con uno de los parámetros medidos, es necesario efectuar un tratamiento al aceite para extender la vida del transformador. Las pruebas de respuesta dieléctrica pueden ser complementadas con pruebas físico químicas y cromatografías de gases. Dependiendo del estado del aislamiento líquido, los procesos pueden ser de dos tipos: Proceso de Reacondicionamiento y Proceso de Regeneración.

4.1.1. Proceso de reacondicionamiento

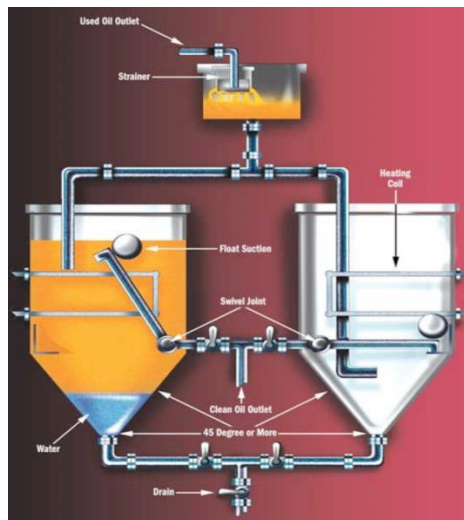
El proceso de reacondicionamiento tiene como objeto restaurar las propiedades fisicoquímicas y eléctricas de los aislamientos líquidos, de modo que su comportamiento en el interior del transformador sea el normalizado para su buen funcionamiento. En otras palabras, el reacondicionamiento es el proceso para la remoción de humedad y partículas sólidas del aislamiento líquido mediante operaciones mecánicas.

Los métodos utilizados para secar el aceite, van desde la simple separación por gravedad, hasta sofisticados dispositivos de alta tecnología. El método más efectivo dependerá del contenido de agua que se busca alcanzar (en ppm), el volumen de aceite a ser tratado, la cantidad de agua a ser removida, el tipo de aceite (mineral o sintético) y la rapidez con que se requiera extraer el agua. Vamos a continuación a revisar las tecnologías disponibles para remover agua de los aceites, y a detallar sus beneficios y desventajas.

4.1.1.1. Separación por gravedad

El agua libre se asentará al fondo del depósito, pues su gravedad específica es mayor que la del aceite. El tiempo que toma al agua separarse y asentarse dependerá de la temperatura, así como de la presencia de aditivos demulsificantes y de la edad en el aislamiento líquido. En sistemas básicos, abrir las válvulas de drenaje y permitir que el agua drene será suficiente. La efectividad de esta acción dependerá de cuánto tiempo se permitió al aislamiento líquido estar en reposo, así como de sus características demulsificantes y de su temperatura. Bajar la temperatura también baja el nivel de saturación y permite separar mayores cantidades de agua. En sistemas de gran volumen es conveniente usar un tanque separado que permita al aislamiento líquido reposar y enfriarse previo al drenaje del agua.

Figura 58. **Tanques separados para extracción de agua y contaminantes sólidos**



Fuente: Lubtechnology. *Servicios e insumos industriales y automotrices.*
<http://www.lubtechnology.com/index.php>. Consulta: 10 de junio de 2016.

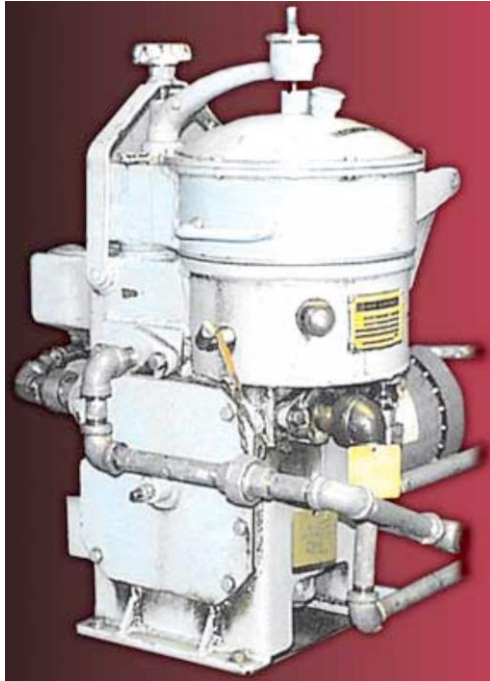
4.1.1.2. Centrifugado

Las centrifugas separan los elementos contaminantes más pesados, haciendo girar el aceite para crear altas fuerzas g. Mientras mayor sea la diferencia entre la gravedad específica de los elementos contaminantes y la del aislante líquido, más efectivo es el proceso.

En las centrífugas, tanto el agua separada como el agua emulsificada son removidas. Como en el caso de la separación por gravedad, mientras menor sea la temperatura del aceite, mayor cantidad de agua será extraída.

Las centrífugas son relativamente caras; sin embargo, brindan el beneficio de separar el agua y simultáneamente, otros tipos de contaminantes, a una tasa de separación rápida. La desventaja de las centrifugas es que solo separan agua libre y agua emulsionada, y no el agua disuelta, aunque esto se compensa en parte centrifugando a bajas temperaturas.

Figura 59. **Separación por centrifugado**



Fuente: Lubtechnology. *Servicios e insumos industriales y automotrices*.
<http://www.lubtechnology.com/index.php>. Consulta: 10 de junio de 2016.

4.1.1.3. Deshidratación bajo vacío y aplicando temperatura

El proceso de deshidratación por vacío disminuye la presión, por medio de bombas de vacío para facilitar la evaporación y extracción del agua contenida en el aceite.

Los deshidratadores por vacío trabajan a presiones cercanas a las 2,5 pulgadas de mercurio. El punto de ebullición del agua a esa presión es del orden de los 55 °C. El aceite es calentado a 65 °C, y el agua se vaporiza dentro del deshidratador, sin causar excesiva degradación térmica del aceite. En la

mayoría de estos equipos, se calienta aire y se lo hace circular sobre el aceite para que absorba el agua. Para mejorar el proceso el aceite se adelgaza en finas capas para aumentar la superficie expuesta a la corriente de aire, o se lo atomiza en forma de paraguas dentro de la corriente de aire.

El gran beneficio de este método es su habilidad de remover el agua disuelta y otros contaminantes de bajo punto de ebullición, tales como combustibles y solventes. Es el método ideal para sistemas que requieren contenidos muy bajos de agua en el aceite, y es particularmente recomendado en los casos en que grandes volúmenes de aceite operan en ambientes muy húmedos. En aceites de transformadores eléctricos, los deshidratadores de vacío llegan a extraer hasta el 90 % del agua disuelta, alcanzándose niveles tan bajos como de unas pocas decenas de partes por millón.

La desventaja de este método es costo elevado y sus comparativamente bajas tasa de flujo. Sin embargo, mientras mayores sean los volúmenes de agua a removerse y más baja sea la cantidad de agua permitida, más efectivo en términos de costo y beneficio llega a ser el método de deshidratación por vacío.

Figura 60. **Deshidratador por vacío**



Fuente: Lubtechnology. *Servicios e insumos industriales y automotrices.*
<http://www.lubtechnology.com/index.php>. Consulta: 10 de junio de 2016.

4.1.1.4. Desgasificación bajo vacío

En el proceso de desgasificación por vacío parte del aislamiento líquido se somete temporalmente a depresión (vacío). Los gases disueltos en el aislamiento líquido son liberados, separados y eliminados. El fluido desgasificado es devuelto al tanque donde se almacena el aislamiento líquido y así, poder absorber gases presentes en el aislamiento líquido de nuevo. Al

aplicar repetidamente el proceso de desgasificación al aislamiento líquido casi todos los gases presentes pueden ser eliminados. Con la desgasificación bajo vacío eliminamos gases como: oxígeno, nitrógeno y otros gases producidos en la degradación del aceite y del equipo.

Figura 61. **Desgasificador bajo vacío de aceite AEHV**



Fuente: Amperis products S.L. *El economista*. <https://empresite.eleconomista.es/AMPERIS-PRODUCTS.html>. Consulta: 10 de junio de 2016.

4.1.2. Proceso de regeneración

Este es un proceso que elimina o reduce los contaminantes polares solubles e insolubles del aceite mediante el procesamiento químico y físico. Los procesos de recuperación requieren cuidado especial, equipo y experiencia. El producto resultante debe evaluarse en parámetros críticos para lograr

información sobre la eficiencia del proceso y para estimar el tiempo de vida restante.

Este proceso puede dar como resultado que el aislamiento líquido se restaure a un estándar aceptable. Las técnicas que se emplean en el tratamiento de regeneración son las que se exponen a continuación:

4.1.2.1. Percolación

Esta contramedida se describe en la IEC 60422 apartado 11.3.2. Se trata de un proceso físicoquímico que elimina o reduce los contaminantes polares solubles e insolubles del aceite. El proceso prevé tres etapas:

- El aislante líquido se extrae en la parte inferior del transformador, se calienta y se hace circular a través de un filtro para eliminar las partículas y los sólidos suspendidos, el aislante líquido se retorna al transformador en la parte superior.
- Luego el aceite se hace circular a través de uno o más cartuchos que contienen tierra Fuller's u otro material adecuado para la eliminación de los contaminantes polares solubles.
- El aceite, finalmente, se hace circular a través de una planta de tratamiento de aceite (deshidratación en vacío y centrífuga) para eliminar el agua y el gas.

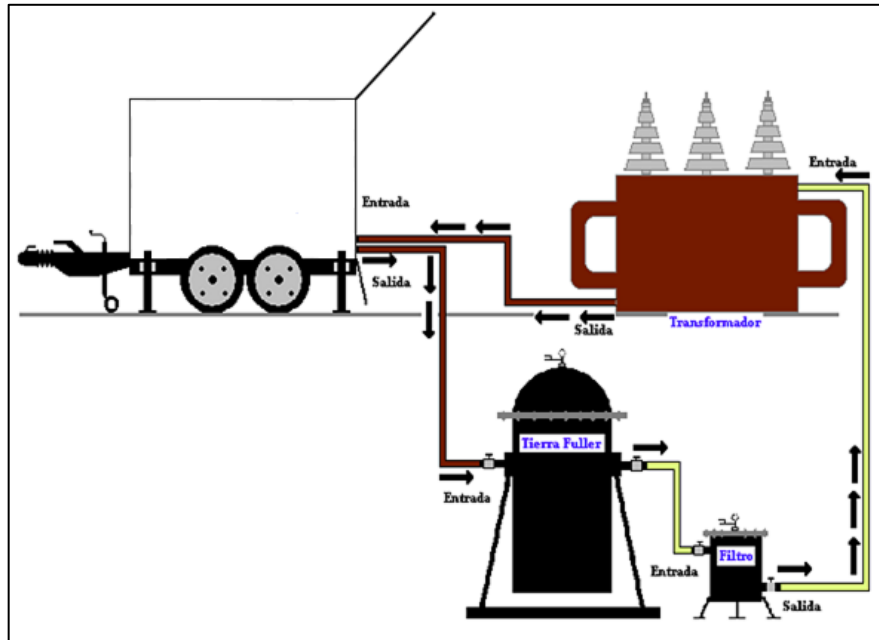
La tierra Fuller's es un material activo que contiene sitios activos polares tanto internos como externos, que permiten el paso de los componentes no polares del aceite sin retención pero que retiene los contaminantes polares o los

compuestos de degradación disueltos en el aceite. Varias arcillas diferentes están disponibles que han demostrado ser adecuadas para estos fines. Los más utilizados son de tipo sepiolita, bentonita, atapulgita o montmorillonita, las cuales son tierras Fuller's más comúnmente usadas.

La retención de contaminantes por sitios activos adsorbentes es, en general, mejorada por temperatura, por lo tanto el proceso normalmente tiene lugar a 60 °C a 80 °C. La experiencia ha demostrado que generalmente es necesario pasar el volumen total de aislamiento líquido a través del adsorbente no menos de tres veces; por lo tanto, se debe elegir un equipo de la capacidad adecuada para este fin. El número final de ciclos dependerá del grado de contaminación inicial y del nivel final deseado para las propiedades.

En el caso de equipos altamente contaminados, es habitual transferir todo el aceite a un contenedor limpio adecuado, recuperar una pequeña porción del aislamiento líquido y usarlo para lavar bien el equipo eléctrico, especialmente los devanados. Esta porción del aceite se elimina de acuerdo con las reglamentaciones locales, y el aceite restante se recupera como se describe anteriormente. Es importante tener en cuenta que una pequeña porción del aislamiento líquido, alrededor del 5 %, permanece absorbida por el adsorbente, por lo que se debe usar nivelar el equipo al final del proceso.

Figura 62. **Proceso de percolación**



Fuente: Retr-oil. *Proceso de percolación*. <http://proyectraperu.com/retr-oil>. Consulta: 10 de junio de 2016.

4.2. **Métodos de secado del aislamiento sólido**

Normalmente, los aislamientos sólidos de los transformadores de potencia, están compuestos principalmente por papel, cartón o madera, los cuales llegan a representar el 95 % de los aislamientos. Estos materiales en sus diferentes tipos y variantes son altamente absorbentes conteniendo hasta 8 % o 10 % de su peso en humedad en malas condiciones de operación. El aislamiento sólido tiene una gran afinidad por el agua y mucho menor por el aislante líquido, la cantidad de agua en el aislamiento sólido siempre será mayor que en el aislamiento líquido.

La humedad dentro del aislamiento sólido afecta la rigidez dieléctrica, el factor de potencia, propicia las condiciones de envejecimiento y disminuye la rigidez mecánica. La eliminación de la humedad presente en el aislamiento sólido se hace de vital importancia para preservar en condiciones aceptables de operación el transformador de potencia. Existen diversos métodos para la eliminación de humedad en el aislamiento sólido; a continuación, se describirán los métodos comúnmente utilizados en transformadores de potencia.

4.2.1. Método con alto vacío

Uno de los métodos para eliminar humedad en un transformador dentro de su tanque, consistente en someterlos a vacíos muy altos a temperatura ambiente durante largos periodos de tiempo, de acuerdo con la expansión y extracción de su humedad a los límites establecidos.

Para lograr los vacíos muy altos requeridos es necesario utilizar bombas de alto vacío de pistón rotatorio de un solo paso o doble paso, selladas con aceite y capaces de alcanzar vacíos del orden de 10 micrones (0,01 mm hg) y en algunos casos complementar estas bombas con un reforzador o BOOSTER en serie con las mismas, con lo que es posible alcanzar mejores vacíos de un micrón (0,001 mm Hg) y mejorar los tiempos de secado.

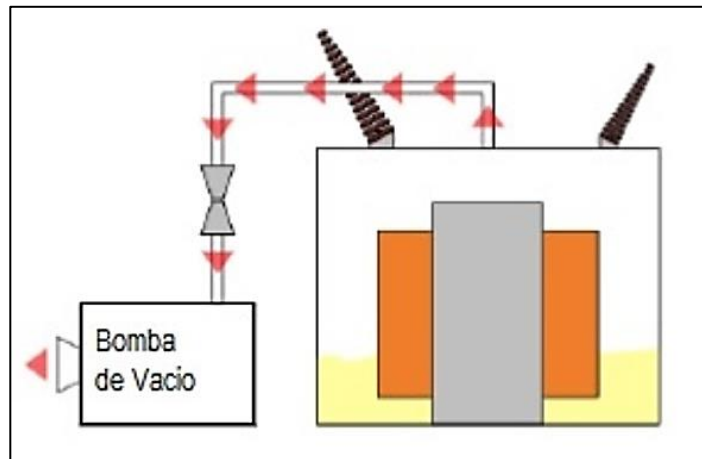
Para realizar el método de alto vacío se debe desconectar y dejar fuera de servicio el transformador que se va a secar. Extraer completamente su aceite aislante e inyectar nitrógeno seco (punto de rocío -40 °C). Eliminar los radiadores y el tanque conservador por medio de sus válvulas en cuanto sea posible, así como las válvulas o dispositivos de sobrepresión.

Se debe proceder a medir la humedad residual y verificar que no haya fuga, aumentando la presión del nitrógeno hasta 10 lbs/pulg², y localizándolas con espuma de jabón. Luego de asegurarse que no existan fugas en el transformador de potencia se deberá instalar una bomba de vacío conectada al tanque del transformador en su parte superior, ya sea en el registro hombre o en el tubo de alivio. La tubería de conexión especial para alto vacío debe ser de un diámetro de 2 a 4 pulgadas. Dependiendo de la capacidad de la bomba, la longitud debe ser lo más corta posible.

Entre la bomba de vacío y el tanque del transformador, se instalará en cuanto sea posible una trampa silica gel para atrapar la humedad extraída por la bomba y conservar las cualidades del aceite del equipo de vacío; ahora bien, se debe expulsar el nitrógeno del tanque hasta tener una presión manométrica de aproximadamente cero y poner en servicio la bomba de vacío y dejarla operando continuamente, hasta alcanzar un vacío correspondiente a la humedad residual detectada.

En caso de haber fugas, es necesario detectarlas y corregirlas repitiendo el método de presurizar con nitrógeno. Se debe verificar el proceso vigilando la acumulación de humedad en la trampa de silica gel (cambio de color) y por otro lado la colección de agua en la trampa; después de cierto tiempo se debe detener el proceso y determinar la humedad residual alcanzada, si se ha alcanzado el grado de secado deseado se da por terminado el proceso.

Figura 63. **Método con alto vacío**



Fuente: Prezi. *Método de secado en campo para transformadores.*

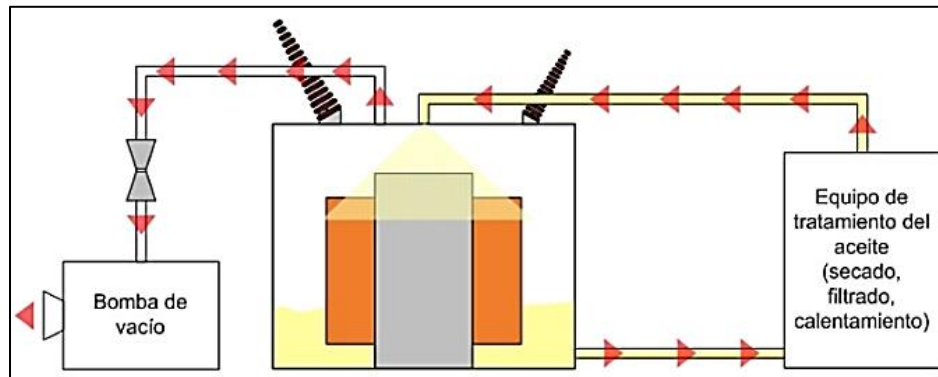
<https://prezi.com/psyqcayeufh1/metodos-de-secado-en-campo-para-transformadores/>. Consulta:

10 de junio de 2016.

4.2.2. Método con alto vacío y calor

El método de secado con alto vacío y calor aplicado tiene por objeto acelerar la evolución, expansión y extracción del agua en forma de vapor, obteniéndose el secado de transformadores en tiempos más cortos. El alto vacío se logra de la misma manera que en el método anterior, el calor es proporcionado por aceite previamente calentado por circulación a través de un grupo de resistencias y a su vez circulado dentro del tanque del transformador por un rociador bañando los devanados. Este método se puede aplicar en dos variantes, dependiendo del equipo disponible en sitio.

Figura 64. **Método con alto vacío y calor**



Fuente: Prezi. *Método se secado en campo para transformadores.*

<https://prezi.com/psyqcayeufh1/metodos-de-secado-en-campo-para-transformadores/>. Consulta:

10 de junio de 2016.

4.2.2.1. Método continuo con alto vacío y calor aplicado

Para realizar este método primero se debe desconectar y dejar fuera de servicio el transformador que se va a secar, se extrae completamente el aislamiento líquido y se inyecta nitrógeno seco, (punto de rocío $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$). Se eliminan los radiadores y el tanque conservador por medio de sus válvulas o dispositivos de sobrepresión.

Al igual que el método anterior se debe medir la humedad residual y posteriormente se instala dentro del transformador el sistema de regaderas o boquillas (Para mejor el proceso de eliminación de humedad); al efectuar este trabajo se expulsara el nitrógeno; por lo que se deben tomar las medidas de seguridad necesarias.

A continuación, se debe Instalar tuberías para un equipo desgasificador de aceite y se procede a Instalar una bomba de vacío, se conecta al tanque del transformador en su parte superior ya sea en el registro hombre o en el tubo de alivio, se debe tomar en cuenta que la tubería de conexión especial para alto vacío debe ser de un diámetro de 2 a 4 pulgadas.

Entre la bomba de vacío y el tanque del transformador se instala una trampa silica gel para atrapar la humedad extraída por la bomba de vacío. Se verificar fugas y se pone en servicio la bomba de vacío, dejándola operar continuamente hasta alcanzar un vacío correspondiente a la humedad residual detectada.

Ahora se procede a introducir aceite al transformador por medio de una maquina desgasificadora de aceite en una cantidad entre 10 % y 20 % del volumen de aceite total, procurando que el nivel se mantenga a la altura de la parte inferior de las bobinas y que tenga como mínimo una altura de un metro. Es importante mencionar que el aceite empleado en el proceso será usado exclusivamente para la eliminación de humedad y nunca se usará como aislante en condiciones normales de operación.

El aceite para eliminación de humedad se hace circular y calentar hasta alcanzar una temperatura máxima de 70 °C, al llegar a este punto se procede a poner en servicio la bomba de vacío y se continúa con el proceso de alto vacío y por otro lado la colección de agua en la trampa de silica. Por último, se detiene el proceso y se determina la humedad residual alcanzada, si se ha alcanzado el grado de secado deseado, se da por terminado el proceso.

4.2.2.2. Método cíclico con alto vacío y calor aplicado

Cuando el método con alto vacío y calor aplicado no se pueda realizar de forma continua por no disponer de una máquina desgasificadora de aceite capaz de recircular aceite en condiciones de alto vacío dentro del transformador, se procede a efectuar ciclos alternados de calentamiento y de vacío considerando los mismos primeros pasos del método anterior hasta cuando la temperatura que se alcance en los devanados, sea como mínimo de 70 °C.

Luego se procede a poner en servicio la bomba de vacío y mantenerla operando hasta que la temperatura en los devanados descienda hasta 30 °C, ya en este punto se rompe el vacío con nitrógeno o aire seco (punto de rocío -40 °C) y volver a iniciar un ciclo de calentamiento con circulación de aceite caliente, hasta alcanzar nuevamente un mínimo de 70 °C en los devanados.

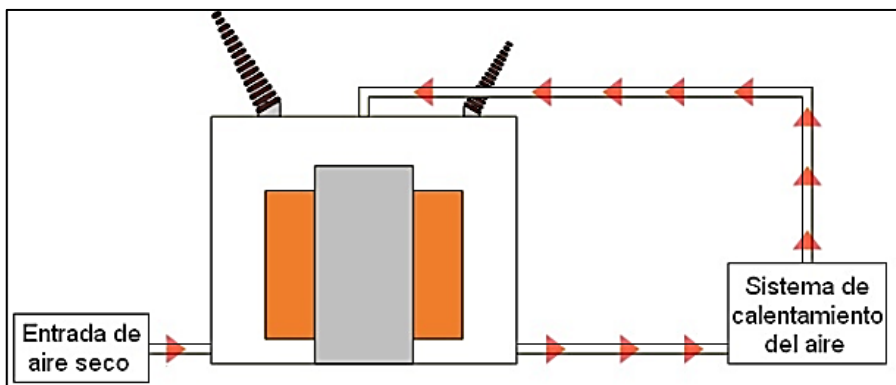
Se repite la operación del punto anterior y se continúa con los ciclos necesarios, hasta que los parámetros de medición han alcanzado el grado de secado deseado.

4.2.3. Método con circulación de aire caliente

Este método se aplica excepcionalmente en transformadores de mediana potencia y tensión sobre todo en los casos cuando no se puede someter a altos vacíos el tanque del transformador. En este método la eliminación de humedad se realiza por la aplicación directa de calor por medio de aire a temperaturas altas, haciendo pasar a través de los ductos de refrigeración, aire limpio a una temperatura entre 100 °C y 110 °C.

El tanque del transformador debe ser cubierto completamente con lonas o materiales que se puedan servir como aislantes térmicos. Para mantener caliente el núcleo y bobinas. En la parte inferior del tanque se conecta una manguera de 6 pulgadas de diámetro para la entrada de aire caliente. Además, se coloca en el interior del tanque, a la altura de la entrada del aire caliente mamparas de asbesto como deflectores para tratar de dirigir el flujo del aire. Normalmente, se utilizar un calentador de aire del tipo industrial. Entre el calentador de aire y el tanque de transformador se instala una trampa, para prevenir incendios por el paso de partículas de aceite o partículas inflamables entre el tanque y transformador.

Figura 65. **Método con circulación de aire caliente**



Fuente: Prezi. *Método de secado en campo para transformadores.*

<https://prezi.com/psyqcayeufh1/metodos-de-secado-en-campo-para-transformadores/>. Consulta:

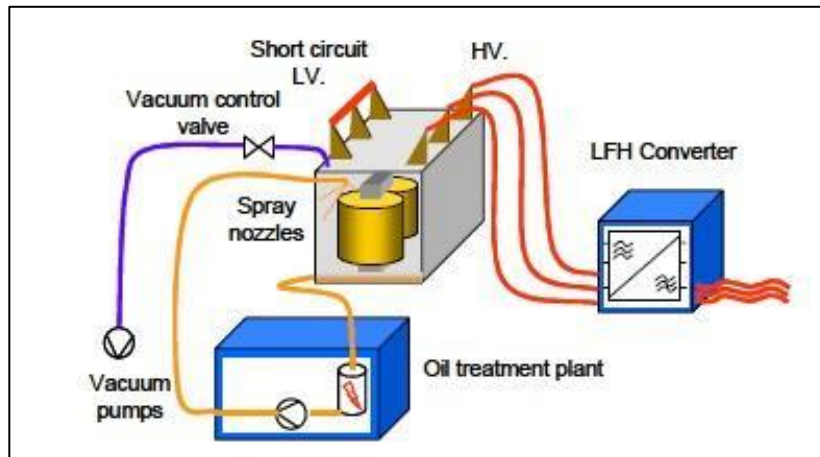
10 de junio de 2016.

4.2.4. Secado por vacío con tecnología de baja frecuencia (LFH)

Ese procedimiento para el secado del aislamiento sólido es una combinación del secado por vacío con el calentamiento por baja frecuencia de las bobinas. La tecnología de calentamiento de baja frecuencia funciona mediante la aplicación una corriente a los devanados a baja frecuencia (en mHz) para que el flujo de dispersión en los bobinados sea insignificante y el voltaje aplicado muy bajo, que como consecuencia a la aplicación corriente de baja frecuencia aumentara la temperatura a través del devanado y, por lo tanto, el los bobinados y el aislamiento se calientan eficientemente. El proceso es cuidadosamente controlado por un ingeniero para garantizar un secado seguro.

Las ventajas que podemos mencionar de este método son: el tiempo de secado es más corto entre 30 % a 50 % menor que los procesos de secado convencionales con circulación de aceite caliente y sistema de vacío que se traduce como un tiempo de inactividad más corto de la unidad; la alta eficiencia de secado, reduciendo la humedad a menos del 1 %; El servicio *in situ* elimina los riesgos y costos asociados con el transporte.

Figura 66. Método con LFH



Fuente: ABB. *Secado en el sitio de calentamiento de baja frecuencia (LFH).*

[http://new.abb.com/products/transformers/service/maintenance/preventive-maintenance/on-site-low-frequency-heating-\(lfh\)-drying](http://new.abb.com/products/transformers/service/maintenance/preventive-maintenance/on-site-low-frequency-heating-(lfh)-drying). Consulta: 10 de junio de 2016.

4.2.5. Secado *on-line*

El sistema consiste en recircular continuamente el aislamiento líquido del transformador, el cual es secado mediante la absorción de la humedad por material granular absorbente contenido en los cilindros. El aislamiento líquido es recirculado a través del sistema de 3 cilindros por una pequeña motobomba encapsulada sin calentarlo y sin modificar las condiciones de temperatura o presión del transformador y no altera los resultados de los demás gases disueltos en el aislamiento líquido.

El sistema de secado *on-line* cuenta con una bomba centrífuga del tipo motor encapsulado sin sellos en el eje para evitar fugas al ambiente. El diferencial de presión de la bomba es limitado a 70 kPa. La máxima

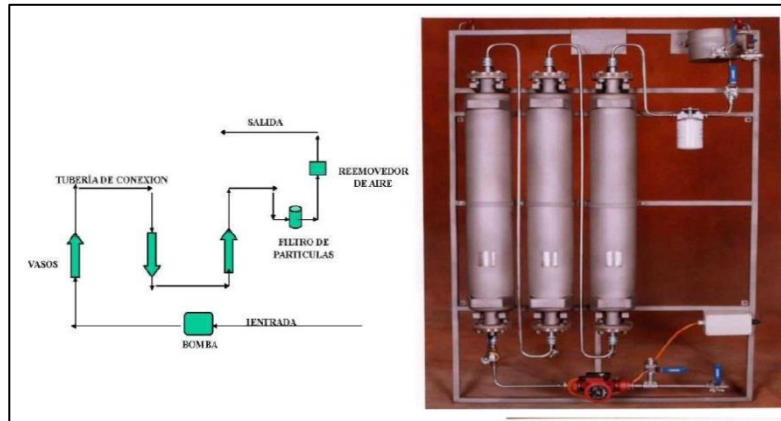
temperatura de operación de la bomba es de 110 °C. Requiere una alimentación eléctrica de 220 VAC, 60 Hz, 1 fase.

El sistema de secado *on-line* remueve la humedad continuamente del aislamiento líquido del transformador mediante el desequilibrio del contenido de humedad entre el aislamiento sólido y el aislamiento líquido, hasta provocar que la humedad empiece a migrar del aislamiento sólido humedecido hacia el aislamiento líquido. Este es un proceso continuo que lentamente seca el aislamiento sólido y el aislamiento líquido del transformador. La migración de la humedad hacia el aislamiento líquido se reducirá a medida que el contenido de humedad del aislamiento sólido se iguala y se equilibra con el aislamiento líquido seco. Este proceso es en línea y con el transformador energizado.

Los métodos tradicionales para remover humedad se enfocan en un rápido secado del aislamiento líquido del transformador, ya sea cambiándolo o secando rápidamente el aislamiento sólido. El proceso *on-line* es gradual y con el transformador energizado, debido a su versatilidad puede controlarse que el secado sea más lento, que disminuye la velocidad de la bomba o apagando el equipo cuando se requiera.

Un sistema con tres cilindros o cartuchos idénticos completamente pasivos, puede usarse en transformadores de 5 MVA o mayores. Cada cartucho puede remover tres litros de humedad. Cada cartucho contiene un material absorbente de alta tecnología diseñado para remover el agua disuelta en el aceite que pasa a través del cartucho.

Figura 67. **Método de secado *on-line* Drykeep**



Fuente: Drykeep. *Aplicación de red inteligente del DryKeep® Sistema.* <http://www.drykeep.com>.

Consulta: 10 de junio de 2016.

CONCLUSIONES

1. El sistema de análisis y medición FDS/PDC es un método no destructivo que proporciona información confiable sobre el estado del sistema de aislamiento de un transformador de potencia; en otras palabras, brinda información sobre el contenido de humedad en el material de aislamiento sólido y la conductividad del aislamiento líquido; y al mismo tiempo brinda información de la $\tan \delta$ que son de gran utilidad para el diagnóstico temprano y así reconocer el estado del transformador de potencia y para actuar de manera acertada ante el deterioro del equipo.
2. Según investigaciones de numerosos transformadores y en acuerdo con el caso 1 presentado en este trabajo se concluye que hay una buena correlación entre los resultados de las pruebas no destructivas FDS/PDC y los resultados de la valoración de Karl Fischer y las mediciones del punto de rocío.
3. La mayor cantidad de humedad en un sistema de aislamiento de un transformador de potencia está alojada en el aislamiento sólido; por lo que se deduce que el secado del aislamiento líquido por sí solo no reducirá de forma permanente el contenido de humedad del sistema, y por tanto, se deberá eliminar la humedad principalmente en el aislamiento sólido.
4. Un transformador de dos devanados con devanado de alta y de baja tensión dispone de 3 aislamientos diferentes que se pueden medir: el aislamiento entre el devanado de alta y el de baja tensión CHL, el

aislamiento entre el devanado de alta tensión y el núcleo y la cuba CH y el aislamiento entre el devanado de baja tensión y el núcleo y la cuba CL.

5. El aislamiento CHL en el caso de los transformadores de tipo núcleo se compone de barreras y separadores que aportan la estabilidad mecánica del aislamiento y permiten el flujo de aislamiento líquido para enfriar los devanados. En comparación con las otras partes del aislamiento, la principal cantidad de celulosa (papel y cartón prensado) se encuentra en el aislamiento CHL por lo que sus propiedades se ven muy influidas por las de la celulosa. Por lo tanto, cuando hay que analizar las propiedades de la celulosa como el contenido de agua, CHL es de mayor importancia.
6. La evaluación de las curvas FDS/PDC es un proceso complejo ya que muchos parámetros influyen en las propiedades dieléctricas. Sin embargo, con ayuda de software de medición modernos, que incluyen bases de datos de las propiedades dieléctricas de diversos transformadores de potencia con diversos contenidos de agua y temperaturas, es posible automatizar este proceso desplegando en pantalla los valores de humedad, conductividad y tangente de delta.
7. En la actualidad, existen equipos capaces de realizar mediciones mucho más breves combinando las técnicas FDS y PDC convencional. Estos modernos aparatos de medición combinan FDS para frecuencias altas y PDC para frecuencias bajas. Mientras las mediciones FDS convencionales tardaban más de un día en medir de 1 kHz a 10 μ Hz; en la actualidad, los dispositivos pueden hacerlo desde 30 minutos a 1 hora y 45 minutos. Los nombres comerciales de estos aparatos modernos son DIRANA de Omicron e IDAX de Megger.

RECOMENDACIONES

1. Antes de realizar una medición dieléctrica en un transformador de potencia, hay que desconectar completamente todas las conexiones eléctricas de los *bushing*. Esto no es solo por razones de seguridad, sino también porque las mediciones dieléctricas medirán todas las partes conectadas al sistema y las tensiones inducidas pueden causar perturbaciones en la medición. Hay que cortocircuitar todos los devanados del mismo grupo (HV, LV) antes de la medición. Dado el caso, también hay que incluir en el cortocircuitado el *bushing* del neutro.
2. Entre los factores que influyen en la precisión de la respuesta dieléctrica, se considera que la temperatura del aislamiento tiene el mayor impacto. Por tanto, la temperatura de aislamiento debe medirse correctamente y, en segundo lugar, el equipo de medición debe ser capaz de compensar con un modelado adecuado.
3. La vida útil del transformador de potencia depende de muchos factores; sin embargo, el contenido de humedad es un parámetro importante que debe ser monitoreado constantemente. Es recomendable realizar la prueba no destructiva FDS/PDC con regularidad para registrar los parámetros de humedad relativa, conductividad y $\tan \delta$; de modo que con estos registros, se pueda programar acciones de secado del aislamiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. ANGLHUBER, Martin; KRÜGER, Michael. *ANGLHUBER, Application note measuring and analyzing the dielectric response of bushings*. Australia: Omicron, DIRANA, 2017. 24 p.
2. Canadian Electrical Association Report 301 T 368. *Field measurement to determine moisture content in solid transformer insulation*. USA: IEEE, 1993. 181 p.
3. ECHEVERRY, Javier. *Transformadores clase alta*. [en línea]. <[http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/4f37d6159408354983257f8f004a9c2d/\\$file/Transformadores+Clase+Alta+Temperatura++Javier+Echeverry.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/4f37d6159408354983257f8f004a9c2d/$file/Transformadores+Clase+Alta+Temperatura++Javier+Echeverry.pdf)>. [Consulta: 4 de enero de 2016].
4. FRIMPONG, George. K.; PERKINS, Frimpong, Mark;. PERKINS, A. FAZLAGIC, Asim; GAFVERT; and Uno GAFVERT. *Estimation of moisture in cellulose and oil quality of transformer insulation using dielectric response measurements*. USA: IEEE, 2001. 112 p.
5. GARTON, C. G. Garton. *Dielectric loss in thin films of insulating liquids*. Canada: Proceeding Institution Electrical Engineering, 1941. 248 p.
6. J., Alff; HOUHANESSIAN, Der V.; W. S. Zaengl; y A. J., Kachler. *A novel, compact instrument for the measurement and evaluation of*

relaxation currents conceived for on-site diagnosis of electric power apparatus. USA: IEEE, 2000. 167 p.

7. KACHLER, A. J. *On-site diagnosis of power and special transformers.* USA: Proceedings, ISEI, 2000. 367 p.
8. KOCH, M.; KRÜGER, Michael. *Moisture determination by improved on-site diagnostics.* Sydney, Australia: TechCon Asia Pacific, 2008. 215 p.
9. KOCH, M.; TENBOHLEN, Stefan; KRÜGER, Michael; KRAETGE, A. *A comparative test and consequent improvements on dielectric response methods.* Slovenia: Proceedings of the XVth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, 2007. 150 p.
10. LEIBFRIED, T.; KACHLER, A. J. *Transformatorenwerk nürnberg, Dept. PTD T MCS T, katzwanger strasse 150, 90461 nürnberg.,* Alemania: Siemens AG, 2002. 4 p.
11. LUNDGAARD, Lars E.; HANSEN, Walter; LINHJELL, Dag; PAINTER, Terence J. *Ageing of oil impregnated paper in power transformers.* USA: IEEE, 2004. 49 p.
12. T. V. Oommen. *Moisture equilibrium curves – use and misuse.* Canada: Doble Conf. Paper, 2003. 41 p.

13. W. A., Wink. *The effect of relative humidity and temperature on paper properties*. Washington, USA: National Archives and Records Service, 1961. 189 p.
14. Y., Du; M., Zahn; B.C., Lesiutre; A. V., Mamishev; S. R., Lindgren. *Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems*. USA: IEEE Electrical Insulation Magazine, 1999. 120 p.
15. ZAENGL, W. S. *Dielectric spectroscopy in time and frequency domain for hv power equipment (transformers, cables, etc.)*. 12a ed. India: On High Voltage Engineering, 2024. 85 p.
16. W. S. ZAENGL, Walter S. *Applications of dielectric spectroscopy in time and frequency domain for HV power equipment*. USA: IEEE Electrical Insulation Magazine, 2003 89 p.

ANEXOS

Anexo 1. G IEEE STD C57.152-2013

(informative)

Dielectric frequency response

G.1 General

Dielectric frequency response (DFR) refers to a measurement of the dielectric properties, expressed as, e.g., capacitance (C) and power factor (PF), of an insulation system as a function of frequency. This is also known as *frequency domain spectroscopy* (FDS), which is an advanced diagnostic test for the field. Any factory testing is only for a signature and not an acceptance test for the power transformer. The effect of moisture and ionic contamination on the dielectric properties of the insulation system is more pronounced at low frequencies. For a mineral oil/cellulose insulation system used in transformers, the elements involved in this analysis include the moisture in the cellulose material, the conductivity of the oil, and the presence of contaminants or other materials that affect the capacitance or dielectric loss of the system.

G.2 DFR test procedure

The DFR test is performed by applying a varying frequency low-voltage signal to the insulation system under test and measuring the applied voltage, current, and phase angle to determine the specimen capacitance and PF over the frequency range of interest. The connections for the test are the same as those used for the standard capacitance and PF measurements; see Figure G.1. The elements in the transformer that are tested generally include the insulation between isolated winding sections and between the windings and ground. The measurements between windings and ground generally include the insulation between the windings and the core or other grounded parts of the transformer; the bushings; and the insulation of tap changers, reactors, and other accessories connected to line potential.

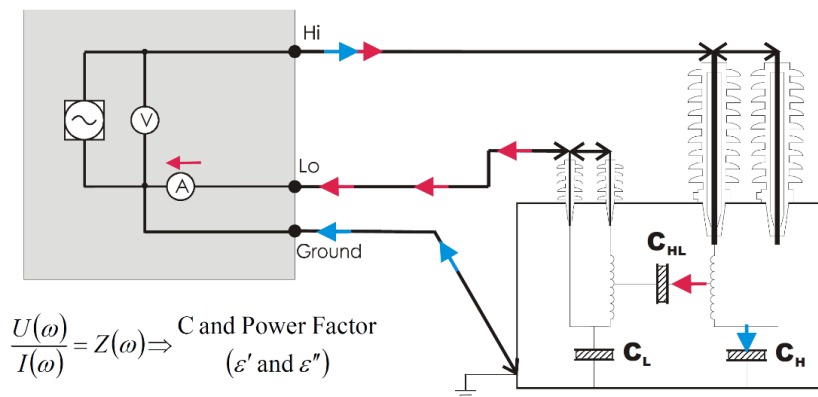


Figure G.1—DFR measurement of capacitance and power factor of insulation between high voltage winding and low voltage winding, labeled C_{HL} .

Continuación del anexo 1.

In Figure G.2, the discrete measurement data points from a typical measurement on a new power transformer are plotted. In Figure G.2(a), the capacitance and the dielectric losses are plotted as function of frequency. The plot in Figure G.2(b) shows the PF as function of frequency.

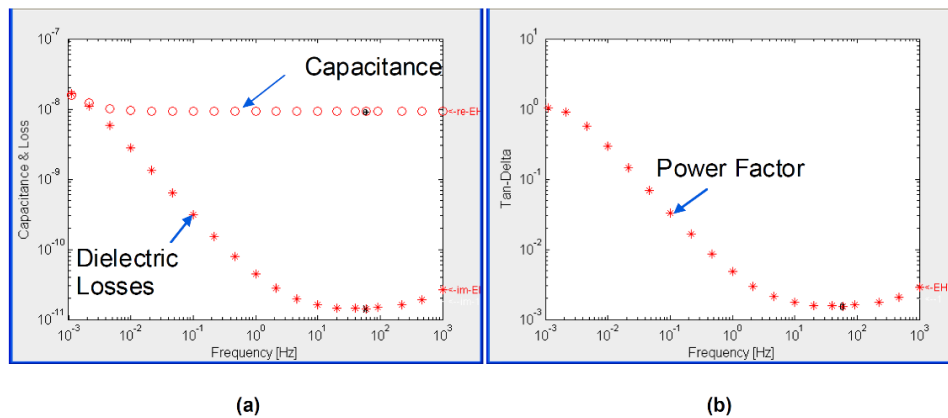


Figure G.2—DFR measurement between high voltage windings and low voltage windings of a new power transformer

G.3 DFR test analysis

The DFR interpretation is model based as recommended in Gubanski et al. [B29] and based on the X-Y model. See Figure G.3. The geometrical properties used in the X-Y model include the geometric capacitance, which is calculated based on the area of the windings in the inner winding insulation and the spacing between windings, and the relative amounts of insulating liquid and cellulose material, both in the direction between windings (barriers, washers, etc.) and tangential to this direction (spacer sticks or blocks). This method has also proven to be useful for other winding configurations and shell-type designs. The geometrical properties used to calculate the X-Y model can be taken from the design data or they can be estimated using the modeling. It is noted that approximating the X-Y parameters may lead to inaccuracies in the “measured” results.

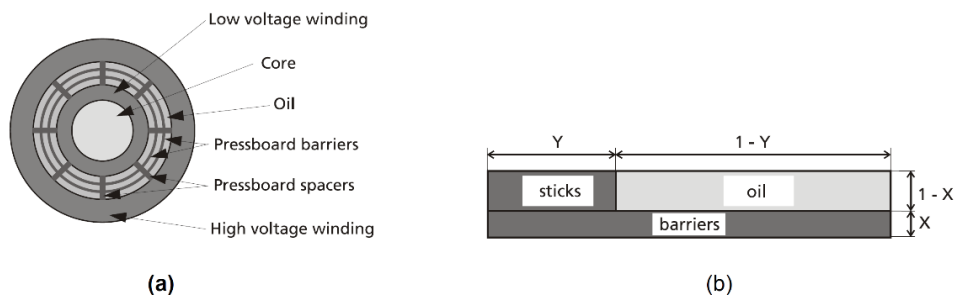


Figure G.3(a)—Drawing of high voltage and low voltage winding and its separation by use of barriers and spacers and oil in oil ducts; (b) the relationships of pressboard barriers, spaces, and free insulating liquid represented by the geometrical parameters X and Y

The interpretation software basis is to compare the measurement results with a combination of the two materials at an approximate ratio (X-Y) and at given temperature. From an optimization, the estimated moisture content, insulating liquid conductivity (or insulating liquid PF), and any abnormalities at given temperature are given as output. See Figure G.4.

Continuación del anexo 1.

The insulating liquid is modeled with insulating liquid permittivity and insulating liquid conductivity, which is proven to be an adequate assumption.

The cellulose paper is modeled by a database of measurements obtained from laboratory samples at different moisture contents. Additional sets of data can be loaded to the software.

NOTE—Database of measurements are not openly available to the industry and are not based upon service aged equipment. The temperature effect is taken into account using the Arrhenius formula, with activation energy in the range of 0.9 eV to 1.1 eV.

See Figure G.5.

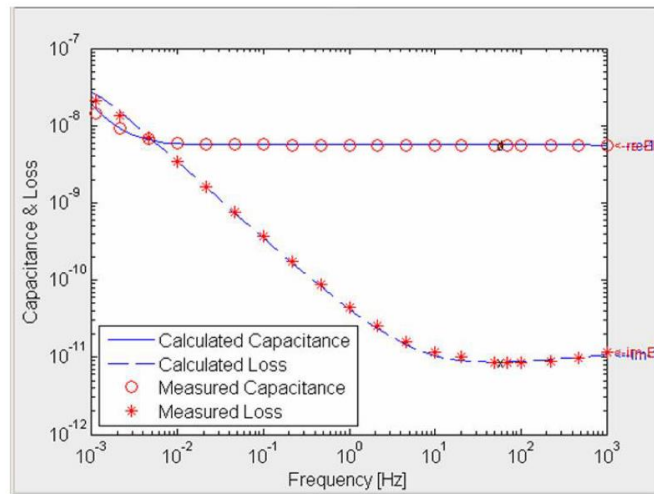


Figure G.4—Mode curve (blue line) matched to measurement points (red stars) by adjusting moisture content and insulating liquid conductivity

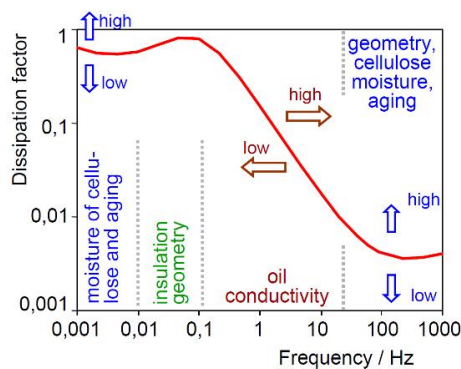


Figure G.5—Interpretation scheme for DFR providing discrimination between influences of moisture, aging, insulating liquid conductivity, and insulation geometry

Continuación del anexo 1.

From Figure G.5, it becomes clear that the:

- Losses at medium frequencies (below 10 Hz in this example) are determined by the insulating liquid conductivity.
- Lowest frequencies (below 0.01 Hz in this example) reflect the moisture concentration in the solid insulation.

The frequency ranges of Figure G.5 may vary depending on the insulation condition. In particular, the characteristic S-shape curve shifts towards lower frequencies for transformers at colder temperatures and towards higher frequencies for hotter temperatures. At the same time, the moisture concentration and aging by-products can change the shape of the characteristic curve.

Fuente: IEEE Std C57.152-2013. *Guide for diagnostic field testing of fluid-filled power transformers, regulators, and reactors*. p. 100.

Anexo 2. **Apartado 6.3.12 IEEE STD 62 – 1995**

6.3.12 Water content

There is always some moisture present in any practical transformer. In addition, since the paper in the insulation system has a great affinity for water, most of the moisture present will be in the paper.

The dielectric strength of the paper is very sensitive to the presence of moisture as is the oil. Therefore, it is important that the moisture content be known and its concentration controlled. An estimate of the moisture content of the paper is determined by measuring the moisture content of the oil.

Water migrates between the solid and liquid insulation in a transformer with changes in load and, therefore, temperature. Consequently, the concentration of water-in-oil alone expressed in parts per million does not provide sufficient information to obtain an adequate evaluation of the insulation system dryness. Relative saturation provides a better evaluation under a wide range of operating conditions and temperatures. Even using percent saturation to evaluate insulation system dryness has some inherent biases due to the fact that water never reaches equilibrium in the solid and liquid insulation. The further from equilibrium the system is when the sample is taken, the greater the bias. The bias may be either positive or negative and can be affected by short-term transients at solid/liquid surfaces or by longer-term transitions within the thicker insulation.

Further insight concerning the relative amounts of moisture in the oil and paper insulation may be gained from figures 10 and 11. After measuring the moisture content of the oil sample in the laboratory, the percent-

age saturation at any temperature may be determined from figure 9. It is important that the percentage saturation does not approach 30% at the lowest temperature that the transformer may be exposed to.

Once the moisture content of the oil is determined for a given temperature, the corresponding moisture content for the paper may be estimated from figure 11. Some general guidelines for interpreting data expressed in percent saturation of water in oil and in percent moisture by dry weight of paper are presented in tables 7 and 8, respectively.

Table 7—Guidelines for interpretation of % saturation of water in oil

% Water saturation of oil	Condition
0–5	Dry insulation
6–20	Moderate to wet. Lower numbers indicate fairly dry to moderate levels of water in the insulation, whereas values towards the upper limit indicate moderately wet insulation.
21–30	Wet
>30	Extremely wet

Continuación del anexo 2.

Table 8—Guidelines for interpretation of % moisture by dry weight of paper

% Moisture by dry weight in paper	Condition
0–2	Dry paper
2–4	Wet paper
>4.5	Excessively wet paper

Fuente: IEEE Std 69-1995. *Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus*. p. 38.

Evaluating water in oil and insulation

A.1 General

The tools presented in this annex for interpreting the results are applicable only if the following conditions are fulfilled:

- equilibrium exists between oil and paper;
- no abnormal ingress of water (leaks);
- presence of paper in the equipment;
- absence of free water.

A.2 Sampling temperature at or above 20 °C

For the proper interpretation of moisture content and for trending purposes, the analytical result of water content of the oil at a given sampling temperature needs to be corrected to that at a defined temperature. For practical reasons, the defined temperature is set at 20 °C, since below 20 °C the rate of diffusion of water is too slow to achieve equilibrium in operational equipment

The correction formula, as demonstrated by several independent studies (Figure A.1), is:

where f is the correction factor and t_s is the oil sampling temperature in Celsius.

The oil sampling temperature t_s should be determined by measuring the temperature directly in the oil stream. In the case that top oil indicator readings or corrections for ONAN or OFAF cooling mode are used, this should be explicitly noted.

NOTE 1 Corrected values are valid only for comparing results obtained at different oil temperatures. Actual values of water in oil at sampling points are the measured values, not the corrected ones.

NOTE 2 This formula is not applicable to temperatures below 20 °C.

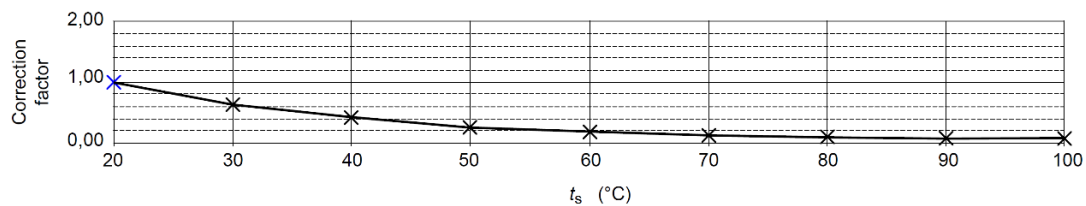


Figure A.1 – Typical correction factors

Continuación del anexo 3.

EXAMPLE	
Measured water content	10 mg/kg
Sampling temperature	40 °C
Correction factor (from the formula given in Clause A.2)	0,45
Corrected dissolved water content ($10 \times 0,45$)	4,5 mg/kg
<p>Water saturation of insulating oil is also very useful for trending. Saturation is the ratio of the water content present in a mineral oil at a certain temperature to the solubility of water in mineral oil at the same temperature, expressed in percent. It can be calculated from known values, obtained by Karl Fischer titration or by on-line moisture sensors.</p> <p>By way of a guide, the condition of cellulosic insulation referred to oil percent saturation is given in Table A.1 below.</p>	
<p>Table A.1 – Guidelines for interpreting data expressed in per cent saturation</p>	
Percent saturation water in oil %	Condition of cellulosic insulation
< 5	Dry insulation
> 5, <20	Moderately wet, low numbers indicate fairly dry to moderate levels of water in the insulation. Values toward the upper limit indicate moderately wet insulation
20 to 30	Wet insulation
> 30	Extremely wet insulation
Source: IEEE C57.106:2006 [7]	

Fuente: International Standard IEC 60422-2013. *Mineral insulating oils in electrical equipment. Supervision and maintenance guidance.* p. 41.

Anexo 4. **Apartado 4.2.3 IEEE STD C57.106-2015**

4.2.3 Reconditioned or reclaimed mineral oil—suggested limits after filling but before energizing

The suggested test limits in Table 4 may be used after reconditioning or reclaiming in-service mineral oil in transformers or reactors after filling but before energizing. Table 4 is not intended for new equipment. For more information on the reconditioning or reclaiming procedures, the test methods used to evaluate the progress and end point of the process, and what criteria recommended for reclaimed oils are considered suitable, see IEEE Std C57.637. In addition, some transformers are equipped with diaphragms to prevent the introduction of air. The dissolved gas content in these transformers should be maintained in accordance with the manufacturer’s recommended limits. Methods and procedures for filling are covered in IEEE Std C57.93.

Table 4 —Suggested test limits for reconditioned or reclaimed mineral oil in transformers and reactors after filling but before energizing

Test and method	Value for voltage class		
	≤69 kV	>69 – <230 kV	≥230 kV
Dielectric breakdown voltage ASTM D1816 kV minimum 1 mm gap 2 mm gap	25 45	30 55	35 60
Interfacial tension ASTM D971 mN/m minimum	35	35	35
Color ASTM D1500 maximum ^a	1.5	1.5	1.5
Visual examination	Clear	Clear	Clear
Neutralization number (acidity) ASTM D974 mg KOH/g maximum	0.05	0.05	0.05
Water content ASTM D1533 mg/kg maximum (ppm) ^b	35	20	15 (<10 desirable)

^a The color may not always improve to these levels even though the other oil test results may be acceptable.

^b Equivalent measurement of mg/kg is parts per million (ppm) on a weight-by-weight basis. It is important to consider from a dielectric breakdown voltage point of view that the moisture dissolved in mineral oil limits given could be excessive at low temperatures due to higher levels of percent saturation. See 4.5.

Fuente: IEEE Std C57.106-2015. *Guide for acceptance and maintenance of insulating mineral oil in electrical equipment.* p. 18.

