

**DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS PARA LA
REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELÉCTRICAS DE CAMPO A
TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

KEVIN STIVEN ROSERO JURADO

**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
SANTIAGO DE CALI
2017**

**DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS PARA LA
REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELÉCTRICAS DE CAMPO A
TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

KEVIN STIVEN ROSERO JURADO

**Proyecto de grado
Presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO ELECTRICISTA.**

**DIRECTORES
GUILLERMO APONTE MAYOR PhD
HECTOR CADAVID RAMIREZ PhD**

**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
SANTIAGO DE CALI
2017**

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia quiero agradecerle a DIOS, por permitirme haber llegado hasta al final de una de las etapas más importantes de mi vida.

A mi madre KATHERINE ROSERO JURADO, a mi esposa e hijo LINA ALEXANDRA MOLINA Y SEBASTIAN ROSERO, a mis hermanos GABRIELA Y DAVID ECHEVERRI, por su sacrificio y apoyo incondicional durante mi instancia en la universidad.

A mis demás familiares que con sus pequeños aportes me dieron la fuerza necesaria para no decaer durante mi proceso formativo.

A mis directores de trabajo de grado, por su acompañamiento, paciencia y tiempo invertido en asesorías para terminar satisfactoriamente con este proyecto.

Al ingeniero HEBERT ANTONIO HECHEVERRI, por transferirme su conocimiento y brindarme su apoyo.

A los ingenieros JORGE MAURICIO DONNEYS y MANUEL MURILLO, por su amabilidad y tiempo invertido en asesorías, para contribuir en el desarrollo de este proyecto.

A los profesores de la Universidad, en especial a los de la Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica por servir de guías, promover la disciplina y brindar los conocimientos necesarios durante mi etapa formativa en la universidad.

Un agradecimiento especial a mis compañeros de Ingeniería Eléctrica por su apoyo y amistad durante el desarrollo de la carrera.

A la Universidad del Valle, por su misión de llevar la educación superior de excelente calidad a los sectores menos favorecidos de la comunidad.

1. Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN	2
1. "GENERALIDADES"	4
1.1. ANTECEDENTES	4
1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	6
1.3. VIDA DEL TRANSFORMAR DE POTENCIA	7
1.4. IMPORTANCIA DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS DE CAMPO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	9
1.4.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	10
1.4.2. MANTENIMIENTO PREDICTIVO	12
1.4.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO	13
1.5. FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	13
2. ESTUDIO NORMATIVO	18
2.1. INTRODUCCIÓN	18
2.2. CORRIENTE DE EXCITACIÓN	19
2.2.1. PRECAUCIONES	20
2.2.2. PROCEDIMIENTO	21
2.2.3. INTERPRETACIÓN	22
2.2.4. ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	23
2.3. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN CON PUENTE DE CAPACITANCIAS	23
2.3.1. PROCEDIMIENTO	24
2.4. IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO	25
2.4.1. COMPARACIÓN ENTRE LA IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO MEDIDA EN FÁBRICA Y EN CAMPO	26
2.4.2. PRECAUCIONES	27
2.4.3. PROCEDIMIENTO	28
2.4.4. INTERPRETACIÓN	31
2.4.5. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	32
2.5. RESISTENCIA DE DEVANADOS	33
2.5.1. PRECAUCIONES	34
2.5.2. PROCEDIMIENTO:	35

2.5.3.	INTERPRETACIÓN	37
2.5.4.	ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	38
2.6.	ANÁLISIS DE RESPUESTA EN FRECUENCIA	38
2.6.1.	PRECAUCIONES	40
2.6.2.	PROCEDIMIENTO	40
2.6.3.	INTERPRETACIÓN	43
2.6.4.	ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	45
2.7.	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	46
2.7.1.	PRECAUCIONES	46
2.7.2.	PROCEDIMIENTO	47
2.7.3.	INTERPRETACIÓN	48
2.7.4.	ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	49
2.8.	ÍNDICE DE POLARIZACIÓN	49
2.8.1.	PRECAUCIONES	50
2.8.2.	PROCEDIMIENTO	50
2.8.3.	INTERPRETACIÓN	51
2.8.4.	ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	52
2.9.	CAPACITANCIA Y TANGENTE DELTA (δ)	52
2.9.1.	CAPACITANCIA	52
2.9.2.	TANGENTE DELTA (δ)	53
2.9.3.	PRECAUCIONES	54
2.9.4.	PROCEDIMIENTO	55
2.9.5.	INTERPRETACIÓN	56
2.9.6.	ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	58
2.10.	DESCARGAS PARCIALES	58
2.10.1.	PRECAUCIONES	61
2.10.2.	PROCEDIMIENTO	62
2.10.3.	INTERPRETACIÓN	64
2.10.4.	ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	66
2.11.	GRUPO DE CONEXIÓN	66
2.11.1.	PRECAUCIONES	69

2.11.2.	PROCEDIMIENTO	69
2.11.3.	INTERPRETACIÓN.....	72
2.11.4.	ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO.....	72
3.	“RESULTADOS ESPERADOS”	73
	CONCLUSIONES.....	75
	REFERENCIAS.....	77
	ANEXOS	81
	ANEXO A.....	82
	ANEXO B	85
	ANEXO C.....	87
	ANEXO D.....	90
	ANEXO E.....	93
	ANEXO F	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Pruebas realizadas a transformadores de potencia.	2
Figura 2.	Transformador de potencia y accesorios.	6
Figura 3.	Falla en transformador de potencia.....	14
Figura 4.	Función de peligros en transformadores.	15
Figura 5.	Función de densidad, función de supervivencia (o confiabilidad) y función de distribución de fallas (CDF).	16
Figura 6.	Fallas en Transformadores de potencia.	17
Figura 7.	Curva de magnetización.....	19
Figura 8.	Circuito de medición de la unidad del equipo.....	23
Figura 9.	Esquema de prueba del capacitor externo.....	24
Figura 10.	Conexión del capacitor externo al secundario del transformador.	25
Figura 11.	Medida de Z_{cc} en transformador monofásico.	29
Figura 12.	Especificación de Cortocircuito por límites.....	32
Figura 13.	Esquema de conexión para el método voltímetro-amperímetro.....	35
Figura 14.	Esquema de conexión para el método de la caída de tensión.	36
Figura 15.	Esquema de conexión para el método del puente Wheatstone.	37
Figura 16.	Diagrama circuital general.....	41
Figura 17.	Diagrama conexiones.....	42
Figura 18.	Secciones de la respuesta FRA.....	43
Figura 19.	Esquema de conexión para la resistencia de devanados.	48

Figura 20. Comportamiento de las corrientes presentes en el "IP".	51
Figura 21. Desfase causado por pérdidas dieléctricas.	54
Figura 22. Diagrama vectorial de capacitancia y tangente delta.	54
Figura 23. Métodos para detección y localización de DPs.	60
Figura 24. Ubicación de sensores para la localización de DP.	62
Figura 25. Estimulación de DP.	63
Figura 26. Vías de propagación típicas de la señal acústica DP.	63
Figura 27. Fuente de DP en función del tiempo y la ubicación en el tanque.	64
Figura 28. Conexiones normalizadas.	68
Figura 29. Ángulo de fase.	68
Figura 30. Circuito para la determinación del índice de conexión.	70
Figura A 1. Circuito de medición para transformador monofásico.	82
Figura A 2. Circuito de medición para auto-transformador monofásico.	82
Figura A 3. Circuito de medición para transformador conectado en "Y".	83
Figura A 4. Circuito de medición para transformador conectado en "Delta".	84
Figura D 1. Modelo del aislamiento de un transformador de dos devanados.	90
Figura D 2. Modelo del aislamiento de un transformador de tres devanados.	90
Figura D 3. Circuito de prueba de muestras a tierra.	92
Figura D 4. Circuito de prueba de muestras sin conexión a tierra.	92
Figura D 5. Circuito de muestra con conexión de hilo guarda.	92
Figura E 1. Dispositivo de acoplamiento CD en serie con el condensador de acoplamiento.	94
Figura E 2. Dispositivo de acoplamiento CD en serie con el objeto de prueba.	95
Figura E 3. Circuito de medida PD utilizando el modo de acoplamiento de toma de casquillo.	96
Figura E 4. Diagramas para el uso del cable coaxial.	99
Figura F 1. Conexiones y diagramas fasoriales para transformadores trifásicos.	100
Figura F 2. Conexiones y diagramas fasoriales para transformadores hexa-fásicos.	101

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de transformadores.	7
Tabla 2. Definición de vida del aislamiento.	9
Tabla 3. Patrones esperados en la medición de la corriente de excitación.	22
Tabla 4. Tolerancia de impedancia de cortocircuito.	31
Tabla 5. Valores de temperatura de referencia.	34

Tabla 6. Número de pruebas recomendadas y requeridas.	42
Tabla 7. Fallas dependiendo del rango de frecuencias.	43
Tabla 8. Conexiones para la resistencia de aislamiento.	47
Tabla 9. Valores representativos de resistencias de aislamiento.	49
Tabla 10. Clasificación del estado del aislamiento.	51
Tabla 11. Clasificación del estado del aislamiento Std IRAM 2325.	52
Tabla 12. Factores de corrección (K).	56
Tabla 13. Valores estandarizados para Tan (δ).	57
Tabla 14. Valores aceptables de DF en aceites aislantes nuevos y usados.	57
Tabla 15. Valores aceptables de capacitancia.	58
Tabla 16. Límites de Descargas Parciales ^a	65
Tabla 17. Notación del grupo de conexión.	66
Tabla 18. Restricciones del índice de conexión.	67
Tabla 19. Posibilidades de conexión.	67
Tabla 20. Posibles combinaciones.	67
Tabla 21. Tensiones a medir para la construcción del diagrama fasorial.	70
Tabla 22. Límites admisibles.	73
Tabla 23. Límites admisibles (continuación).	74
Tabla A 1. Procedimiento de prueba para transformador monofásico.	82
Tabla A 2. Procedimiento de prueba para auto-transformador monofásico.	83
Tabla A 3. Procedimiento de prueba para transformador conectado en "y".	83
Tabla A 4. Procedimiento de prueba para transformador conectado en "Delta". ..	84
Tabla D 1. Conexión para transformador de un devanado.	91
Tabla D 2. Conexión para transformador de dos devanados.	91
Tabla D 3. Conexión para transformador de tres devanados.	91
Tabla D 4. Tipos de medición.	92

RESUMEN

En el presente Trabajo de Grado se desarrolla una revisión crítica sobre las pruebas eléctricas en campo realizadas a transformadores de potencia, en la cual se pretende determinar el estado actual de las exigencias normativas para la correcta ejecución de las mismas. Adicionalmente se tienen en cuenta los avances proporcionados por artículos científicos, trabajos de grado, tesis, reportes técnicos. Las pruebas a desarrollar caben en la denominación de pruebas de diagnóstico basadas en los criterios, obtenidos mediante mantenimientos predictivos y preventivos. Cada una de las pruebas se aborda determinando su concepción, las precauciones a tener en cuenta, los procedimientos existentes para la ejecución de las mismas, la interpretación de los resultados obtenidos y una orientación en cuanto a las especificaciones mínimas de los equipos requeridos.

Palabras Claves: Revisión crítica, Pruebas en campo, diagnóstico, Transformador de Potencia.

ABSTRACT

This grade work is made with the aim of make a critical review about the electrical tests made in power transformers and try to determine the current state of the regulatory requirements for its correct execution. Additionally, the advances provided by scientific articles, thesis and technical reports are taken into account. The tests to be developed fit into the denomination of diagnostic tests, based on the criteria obtained through predictive and preventive maintenance. Each tests are approached by their design, the precautions to be taken, the current methods for the execution of the tests, the interpretation of the obtained results and an orientation regarding the minimum specifications of the required equipment.

Key Words: Critical review, field tests, diagnosis, Power Transformer.

INTRODUCCIÓN

El transformador de potencia, es el elemento más importante en la transmisión del sistema eléctrico de potencia, ya que su función permite llegar a obtener una eficiencia cercana al 100%, elevando la tensión desde las subestaciones de generación para la transmisión, minimizando las pérdidas y reduciendo las tensiones a valores adecuados para la distribución y consumo de los usuarios. Para evitar que el transformador de potencia salga de servicio por fallas o por averías, se debe de tener conocimiento de su estado. En las empresas propietarias de transformadores de potencia, se crean programas de mantenimiento para minimizar la probabilidad de que el transformador falle y evitar grandes gastos causados por una salida de servicio.

Partiendo de lo anterior, típicamente a los transformadores se les realizan las pruebas de fábrica, durante la puesta en servicio, después de una falla o cuando su condición lo requiera. Las pruebas en los transformadores de potencias se puede clasificar en: pruebas de tipo, de rutina, especiales y de campo, siendo estas últimas, las que se estudiarán a fondo en el presente trabajo de grado, como se puede observar en la siguiente Figura.

Figura 1. Pruebas realizadas a transformadores de potencia.



Las pruebas en campo, se diferencian de las demás, en los equipos y procedimientos utilizados, los rangos de las magnitudes de las variables a medir y en el tiempo necesario para llevarlas a cabo.

El presente Trabajo de Grado se realizó conjuntamente y en paralelo con dos Trabajos de Grado, con temas similares denominados “**Determinación de los requerimientos necesarios para realizar pruebas especiales en transformadores de potencia**” y “**Comparación de los requerimientos normativos de pruebas de rutina a transformadores de potencia**”, elaborados por Julián A. Castillo y Antonio Loaiza Tabares, respectivamente. En algunas pruebas la profundización no será exhaustiva, ya que en los trabajos de grado mencionados se llevará a cabo dicha profundización.

La norma IEEE Std C57.12.00-2015, clasifica los ensayos realizados a los transformadores de potencia como rutina (DTR, Grupo de conexión, Impedancia de Cortocircuito, etc.), tipo (Aumento de temperatura, Ruido audible, etc.) y especiales (Descargas Parciales, Tangente δ y Capacitancia, Impedancia de secuencia zero, etc.). En este trabajo de grado se estudian los métodos correspondientes para su realización en campo. Las pruebas observadas en la Figura 1, son las que se desarrollarán en el presente documento.

Para el presente documento se tomó como base de comparación, los procedimientos recomendados para cada una de las pruebas por la norma **IEEE Std C57.152-2013**. La determinación de las diferencias y similitudes se enfocan principalmente con la norma IEC 60076-1-2011 y sus derivaciones, al igual que las respectivas normas NTC que rijan las pruebas a desarrollar.

Para el presente trabajo se consideraron como transformadores de potencia, aquellos con valores de potencia aparente superiores a 500 kVA, según lo establecen las normas [1][2][3].

1. “GENERALIDADES”

1.1. ANTECEDENTES

Los costos asociados a los mantenimientos de los transformadores de potencia son altos, debido a los gastos generados por el hecho de dejar de suministrar energía a los usuarios, ya que el lucro cesante que se presenta como consecuencia de la salida de servicio del transformador origina una pérdida económica relevante en las entidades propietarias o que de alguna manera dependen de dicho activo.

El transformador de potencia es una máquina eléctrica con un ciclo de vida útil de unos 30 años. Esto no quiere decir que no se pueden utilizar por encima de este tiempo, de hecho, una gran parte del parque de transformadores está por encima de este tiempo. El hecho realmente importante, es conocer la situación y evolución del transformador para estar en condiciones de operar con seguridad y saber si es apropiado continuar con su uso o como última opción sacarlo de funcionamiento [4].

El objetivo principal de cualquier activo en una empresa, es poder explotarlo al máximo para que los ingresos económicos que generen sean mayores con el paso del tiempo. Apoyado en lo anterior, es factible mencionar que el transformador de potencia es uno de los elementos del sistema eléctrico de potencia que está expuesto a condiciones anormales la mayor parte de su vida útil y teniendo en cuenta que su salida de servicio representa pérdidas económicas, en muchos casos inimaginables para una persona del común, pero a pesar de esto a menudo es explotado hasta llevarlo a sobrecalentamientos debidas a condiciones trabajo.

El transformador de potencia está compuesto por dos o más devanados, los cuales a través de inducción electromagnética, transforman un sistema de voltaje y corrientes alternas en otro sistema de voltajes y corrientes, usualmente de diferentes valores y con la misma frecuencia con el propósito de transmitir energía eléctrica. Sin estos dispositivos el transporte de energía a grandes distancias no sería factible debido a los costes económicos ocasionados por las pérdidas en las líneas de transmisión[5].

a. Funcionamiento del transformador

El transformador es un dispositivo que convierte energía eléctrica alterna de un cierto nivel de voltaje, en energía eléctrica alterna de otro nivel de voltaje por medio de un campo magnético [6]. Dicho campo magnético, es creado por una corriente eléctrica de alterna que circula por el devanado en el cual se encuentre la fuente que suministra de energía eléctrica, la cual parte de ella es denominada corriente magnetizante. Donde esta corriente magnetizante i_ϕ es la requerida para producir el campo magnético; este

campo magnético crea una densidad de flujo que genera el flujo variable necesario para obtener una f.e.m. en el devanado secundario.

Considerando el transformador de potencia como un dispositivo ideal en el cual no se tienen en cuenta las pérdidas, la magnitud de sus variables como tensiones y corrientes depende directa e inversamente al número de vueltas del devanado primario y secundario respectivamente.

Es decir:

$$a = \frac{V_p(t)}{V_s(t)} = \frac{I_s(t)}{I_p(t)} \quad (1)$$

De acuerdo a la Ley de la Conservación de Energía, el transformador debe de mantener la potencia de entrada en sus terminales de salida, considerándolo como ideal. Sus potencias serán:

$$P = V_p I_p \cos(\theta) = V_s I_s \cos(\theta) \quad (2)$$

$$Q = V_p I_p \sin(\theta) = V_s I_s \sin(\theta) \quad (3)$$

$$S = V_p I_p = V_s I_s \quad (4)$$

Dónde:

P = Potencia Activa

Q = Potencia Reactiva

S = Potencia Aparente

Los parámetros necesarios para el modelamiento del transformador, se obtienen mediante los resultados de las pruebas realizadas cuando el transformador se encuentra en vacío y en cortocircuito.

Del transformador funcionando en vacío se obtienen los parámetros asociados a la rama de magnetización, la cual comprende la resistencia y la reactancia del núcleo, con las cuales se pueden estimar las pérdidas en el núcleo. El parámetro más importante que se obtiene de lo anterior, es la corriente de magnetización, ya que esta es la necesaria para crear el campo magnético, como se mencionó anteriormente.

Cuando el transformador se lleva al estado de cortocircuito a tensión reducida, teniendo en cuenta todas y cada una de las recomendaciones técnicas que brindan las normas, se pueden determinar las pérdidas ($I^2 R$) en el devanado y las reactancias originadas por los flujos de dispersión.

b. Partes constructivas de un transformador[5]:

Parte activa:

- Núcleo

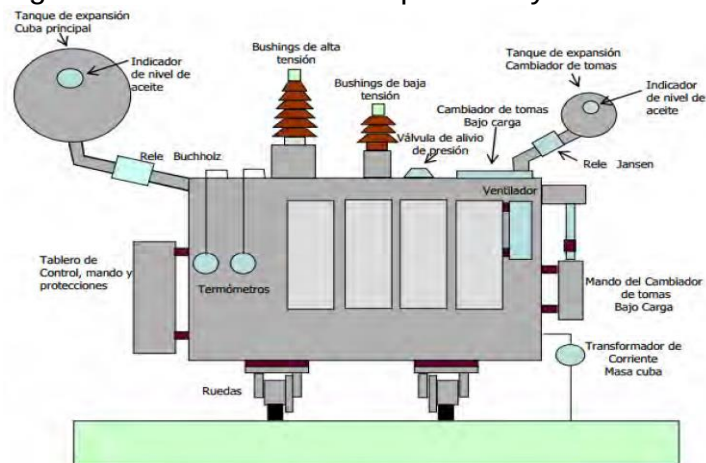
- Devanados
 - Baja Tensión -BT
 - Alta Tensión-AT
- Estructura mecánica
- Conmutador
- Conexiones de AT y BT

Tanque y tapa (proteger la parte activa, disipar el calor)

Accesorios:

- Cambiadores de derivaciones
- Termómetros
- Indicadores de nivel de Aceite
- Sistemas de preservación de aceite con compensador elástico
- Relé Buchholz
- Válvulas de sobrepresión
- Pasa tapas
- Transformador de corriente tipo boquilla
- Otros

Figura 2. Transformador de potencia y accesorios.



Fuente: [5]

1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores en esencia están constituidos por dos elementos, el núcleo y los devanados, los cuales están relacionados con otros elementos que sirven como conexiones mecánicas y eléctricas entre los sistemas de enfriamiento y protección. Dependiendo de su aplicación, entre los transformadores se establecen diferencias que determinan su construcción y su funcionalidad. A continuación se observa en la Tabla 1, una clasificación de los transformadores en general.

Tabla 1. Clasificación de transformadores.

Clasificación de los Transformadores	a).- Por su núcleo	1.-Tipo de columna (no acorazado) 2.- Acorazado 3.-Envolvente 4.-Radial
	b).-Por su número de fases	1.-Monofásico 2.-Trifásico
	c).-Por el número de devanados	1.-Dos devanados 2.-Tres devanados
	d).-Por medio refrigerante	1.- Aceite 2.-Aire 3.-Líquido inerte
	e).-Por el tipo de enfriamiento	1.-OA 2.-OW 3.-OW/A 4.-OA/AF
		5.OA/FA/FO 6.-FOA 7.-OA/FA/FOA 8.-FOW 9.-A/A 10.-AA/FA
	f).-Por las conexiones de sus devanados	1.- Δ - Δ 2.- Δ - Y 3.-Y - Y 4.-Y - Δ
	g).-Por la operación	1.-De Potencia 2.-Distribución 3.-instrumento 4.-Horno eléctrico 5.-Ferrocarril 6.-Elevador 7.-Reductor 8.-Transferencia
	h).-Por la regulación	1.-Regulación fija 2.-Regulación variable con carga 3.-Regulación variable si carga

Fuente: [7]

Dónde:

O: Aceite; A: Aire; W: Agua; F: Forzada; Δ : Delta; Y: Estrella.

1.3. VIDA DEL TRANSFORMAR DE POTENCIA

Desde hace varias décadas muchas compañías relacionadas con el mercado eléctrico han tratado de determinar la vida útil de los transformadores. Para el caso de los transformadores sumergidos en aceite, siempre se ha relacionado, la vida útil del transformador con la vida del aislamiento (Aceite-Papel). Determinar cuáles son las situaciones y procesos que afectan la vida útil del transformador y darle prioridad de supervisión, se hace indispensable para tener información confiable del estado

del transformador. Para ello se debe tener en cuenta que aunque en los transformadores solo se encuentra en movimiento el aceite aislante, puede sufrir deterioros debidos a: situaciones de índole térmica, mecánica, eléctrica y provocada por el medio ambiente.

“Un transformador llega al final de su vida útil cuando es incapaz de llevar a cabo su función, la cual es el ser un enlace confiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de tensión [8]. Bajo la premisa de que **“La vida del transformador es la vida del papel-aceite”**, se han inclinado diversas investigaciones encaminadas a la determinación aproximada de la vida útil del transformador, pero los autores (W. Flores, E. Mombello, G. Rattá, and J. A. Jardini) del artículo [8], la refutan argumentando que dicho envejecimiento depende de varios factores: “diseño del equipo, historia y futuros eventos, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado actual del aislamiento”. Aunque acepta que la vida del sistema de aislamiento podría describirse, casi exclusivamente por la degradación térmica de las propiedades del papel aislante ubicado entre el devanado del transformador.

Adicionalmente, brinda varias concepciones que resultan ser importantes al momento de decidir dar una afirmación en relación a la vida del transformador[8].

- Punto de final de vida. el punto de final de vida del transformador de potencia se puede clasificar de la siguiente manera:
 - a) Final de vida técnico: ocurre cuando el transformador podría o debería ser puesto fuera de servicio debido a razones técnicas, físicas o a un cierto debilitamiento de la integridad técnica del transformador.
 - b) Final de vida estratégico: originado por cambios en la red, por ejemplo, cambios en la cargabilidad y tensión de servicio, variación de la capacidad de cortocircuito de transformadores viejos.
 - c) Final de vida económico: ocurre debido a condiciones económicas de la empresa a cargo del equipo por ejemplo, gestión de las pérdidas y costes de mantenimiento.
- Punto de vida del aislamiento.
Para la determinación de la vida del aislamiento se debe analizar el comportamiento de la rigidez dieléctrica, mecánica y el grado de polimerización siendo este último empleado para correlacionar la rigidez mecánica del papel. El comportamiento de la rigidez dieléctrica se debe observar en un intervalo de tiempo mucho más largo que los otros dos factores, debido a que el daño evolutivo es más lento. En contraste a esto, la rigidez mecánica puede ser determinante para obtener la vida del aislamiento. El grado de polimerización (DP) está relacionado críticamente

con la rigidez mecánica del aislamiento, por tal motivo éste último se convierte en factor relevante para el diagnóstico final, ya que el DP representa el número de monómeros (β) de glucosa, $C_6H_{10}O_5$, presente en la molécula del papel.

En la tabla 2, se presentan ejemplos claros que complementan cuantitativamente lo mencionado anteriormente:

Tabla 2. Definición de vida del aislamiento.

Bases	Humedad Aislamiento (%)	Nivel Oxígeno	Vida (horas)
50% Rigidez Mecánica	0,5	Bajo**	65,020
	1,0	Bajo	32,510
	2,0	Bajo	16,255
	0,5	Alto***	26,000
	1,0	Alto	13,000
	2,0	Alto	6,500
20% Rigidez Mecánica	0,5	Bajo	152,000
	1,0	Bajo	76,000
	2,0	Bajo	38,000
	0,5	Alto	60,800
	1,0	Alto	30,400
	2,0	Alto	15,200
200 DP	0,5	Bajo	158,000
	1,0	Bajo	79,000
	2,0	Bajo	39,500
	0,5	Alto	63,200
	1,0	Alto	31,600
	2,0	Alto	15,800

Fuente: [8]

** Cuba sellada ***Acceso a la atmósfera

Nota: Un punto final relevante más conservador sería 25% de rigidez mecánica residual a una vida de 135,000 h (para un aislamiento seco).

1.4. IMPORTANCIA DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS DE CAMPO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Las pruebas realizadas a los transformadores de potencia típicamente son en fábrica, durante la puesta en servicio, en mantenimiento programados, después de una falla y cuando por su condición es evidente y necesario. Una de las componentes más importantes de la ejecución de las pruebas en campo, son las pruebas de puesta en servicio o en su defecto, las pruebas de aceptación en sitio, ya que es esencial que el transformador se encuentre en óptimas condiciones cuando inicie a cumplir su función o esté devuelta después de una reparación.

Según (OMICRON) en el artículo [9], las pruebas de diagnóstico y monitoreo ayudan a determinar el estado de su activo y a elegir las medidas correctivas adecuadas

para garantizar un funcionamiento confiable y prolongar la esperanza de vida del transformador.

Con el fin de determinar el estado en el que se encuentra el transformador de potencia, en general cada una de las pruebas cumplen con unos requisitos y objetivos específicos para llevar a cabo con éxito un diagnóstico confiable, con el cual se pueda garantizar una extensión de vida útil del transformador estudiado o una intervención inmediata.

La norma IEEE [10], recomienda que no se realicen pruebas dieléctricas en campo de manera periódica, ya que el estrés que causa en el aislamiento la tensión empleada para llevar a cabo dichas pruebas, provocan un desgaste acelerado en el aislamiento que se pretende proteger.

Se debe de tener en cuenta que las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia, difieren de las demás pruebas, como las de rutina, tipo o especiales, en cuanto los equipos que se debe de utilizar, así como también los rangos de las magnitudes de las variables a medir.

El propósito de las pruebas de diagnóstico de aislamiento es:

- Detectar un envejecimiento acelerado.
- Identificar la causa de dicho envejecimiento.
- Identificar, de ser posible, las acciones más apropiadas para corregir la situación.

Las pruebas en campo o de diagnóstico pueden ser ejecutadas en el mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo, por tal motivo es indispensable precisar la concepción de cada uno de ellos.

1.4.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El objetivo del mantenimiento preventivo en un transformador es proteger el papel y el aceite aislante, si es que es sumergido, del agua y de los productos de oxidación generados por el aceite en cualquier etapa, ya sea inicial, intermedia o avanzada de esta degradación.

El mantenimiento preventivo tendrá normalmente costos altos, estos costos estarán asociados con la indisponibilidad del transformador de potencia al estar fuera de servicio mientras se ejecutan acciones de mantenimiento programado. Mientras la ejecución del mantenimiento se efectúe más en lo preventivo que en lo casi correctivo, más económico y menos traumático será el mantenimiento.

Desde un punto de vista orientado al estudio de una posible implementación de un programa de mantenimiento preventivo, los esfuerzos se deben dirigir, como primera medida al análisis del estado del sistema de aislamiento. Dicho sistema de

aislamiento se ve afectado por cuatro factores, los cuales son: *la humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación* [11].

La humedad puede presentarse en el interior del transformador de las siguientes maneras:

- De forma disuelta
- En forma de una emulsión agua/aceite
- En estado libre en el fondo del tanque
- En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar)

“El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que esta exista. Una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión agua/aceite tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite. En cambio, hasta cierto punto, el agua disuelta en el aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica del mismo” [11].

“El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que, este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se lo realiza con vacío” [11].

“Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuan seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la de-polimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO₂, CO)” [11]

“Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de “caspa”, provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite. Partículas diminutas pueden desprenderse de la celulosa cuando el transformador esta en servicio. Otro contaminante es el policlorhidrato de bifenilo, el cual reduce la capacidad del aceite de soportar sobre voltajes” [11].

En el mantenimiento preventivo se pueden hacer lo siguiente [12]:

- Limpieza general del transformador.
- Filtrado del aceite. Regenerado de aceite dieléctrico.
- Pruebas eléctricas
 - Rigidez dieléctrica, (antes y después del filtrado).

- Resistencia de aislamiento.
- Índice de polarización,
- Índice de absorción.
- Relación de transformación. Porcentaje de desviación.
- Corriente de excitación.
- Resistencia de devanados.
- Pruebas físicas al aceite.
 - Apariencia visual.
 - Color.
 - Densidad.
 - Punto de anilina.
 - Tensión interfacial.
 - Viscosidad.
- Pruebas eléctricas al aceite.
 - Rigidez dieléctrica.
 - Factor de potencia a 25°C y 100°C.
- Pruebas químicas al aceite.
 - Contenido de humedad.
 - Cromatografía de gases.
 - Determinación de PCB's.
 - Numero de neutralización.

1.4.2. MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo se basa en la relación de una variable física con el desgaste o estado de una máquina, en este caso el transformador de potencia. Este tipo de mantenimiento sigue tres pasos fundamentales: la medición, el seguimiento y el monitoreo.

Un aspecto importante del mantenimiento predictivo, es el pronóstico aproximado del tiempo en el cual el equipo fallará, basado en el seguimiento de las tendencias obtenidas en las mediciones.

Las técnicas empleadas en el mantenimiento predictivo, tienen la ventaja de que no requieren grandes desmontajes y en muchos casos no es necesario realizar una desconexión del equipo bajo mantenimiento. Adicionalmente estas técnicas son consideradas no invasivas. Generalmente por medio de los resultados de las técnicas del mantenimiento, es que se determinan las intervenciones que requiera el equipo.

El mantenimiento predictivo se basa en lo siguiente [12].

- Inspección visual.
- Evaluación del equipo: Levantamiento técnico.
- Diagnostico actual del equipo.

- Plan general de trabajo.
- Historial del equipo.
- Seguimiento.

1.4.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

De los tres tipos de mantenimientos mencionados, el mantenimiento correctivo en general, es el que se ejecuta de último, ya que la orden de aplicación del mismo, se hace de acuerdo al diagnóstico del mantenimiento preventivo y predictivo, o cuando una falla en el equipo requiera una intervención inmediata.

El procedimiento para una reparación, según el mantenimiento correctivo es [12]:
Diagnóstico del problema encontrado.

- Reparación general, (soporte técnico y cotizaciones).
- Suministro de materiales.
- Filtrado del aceite. Regenerado de aceite dieléctrico.
- Pruebas en campo (antes y después del filtrado).
- Reposición de nivel en caso de ser requerido.
- Pruebas eléctricas en campo.
 - Pruebas eléctricas, físicas y químicas al aceite.
 - Entrega de reportes. Pruebas.
 - Diagnóstico y conclusiones.
 - Recomendaciones preventivas.

1.5. FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

En general el tiempo de vida útil de un transformador eléctrico es directamente proporcional al estado en el cual se encuentre el sistema de aislamiento, el cual está compuesto por el aceite aislante (en caso de que sea sumergido en aceite), papel aislante, etc. Por consiguiente, todas las situaciones de contingencia que puede sufrir un transformador de potencia, repercuten en la disminución de su vida útil.

Para la determinación de las fallas en los transformadores de potencia, es indispensable mencionar o tener en cuenta las influencias negativas que disminuyen las esperanza de vida de los mismos[9]:

- Influencias térmicas:
Sobrecarga, sobrecalentamiento, condiciones ambientales.
- Envejecimiento:
Humedad, ácidos, oxígeno, contaminación, fugas.
- Influencias mecánicas:
Daños de transporte, estrés por cortocircuito, actividad sísmica.
- Influencias eléctricas.

- Picos de conmutación, rayos, sobretensiones, corrientes de cortocircuito.
- Protección frente a situaciones adversas:
 - Funcionamiento incorrecto de equipos de protección internos o externos.

También se deben de considerar las fallas que se presentan a causa de los daños ocurridos durante el transporte del transformador. Según la norma IEEE [13], los daños más usuales que se presentan, son daños mecánicos provocados por el movimiento de sus componentes activos. La adquisición de suciedad durante el transporte también se convierte en un problema significativo, debido a que durante las pruebas de puesta en servicio, es posible que no se disponga de los equipos adecuados para llevar a cabo una limpieza de la cuba o en general del transformador. Adicionalmente se recomienda realizar previo y posterior a la operación de traslado del transformador la prueba eléctrica denominada “FRA”, ya que el objetivo principal de la misma, tiene en cuenta los posibles efectos que se pudiesen presentar en el traslado.

Se puede decir que las situaciones que se acaban de mencionar en el párrafo inmediatamente anterior, son las que le dan vida y uso a las pruebas realizadas en campo con el fin de evitar situaciones como las que se evidencian en la siguiente figura.

Figura 3. Falla en transformador de potencia.



Fuente: [14]

El transformador de potencia es considerado como una máquina eléctrica estática, ya que para su funcionamiento no es necesario ningún movimiento, ni tampoco lo genera; por lo tanto muchas de las fallas son ocasionadas por sobrecalentamientos en sus partes energizadas debidas a sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos o problemas en el sistema de refrigeración. La consecuencia de alguna de las situaciones mencionadas se puede observar en la Figura 3, siendo éste el peor escenario de una contingencia sobre este activo.

Al realizar el estudio de fallas en ingeniería, de cualquier elemento, se puede analizar el comportamiento de su vida útil, mediante la curva Bath, más conocida

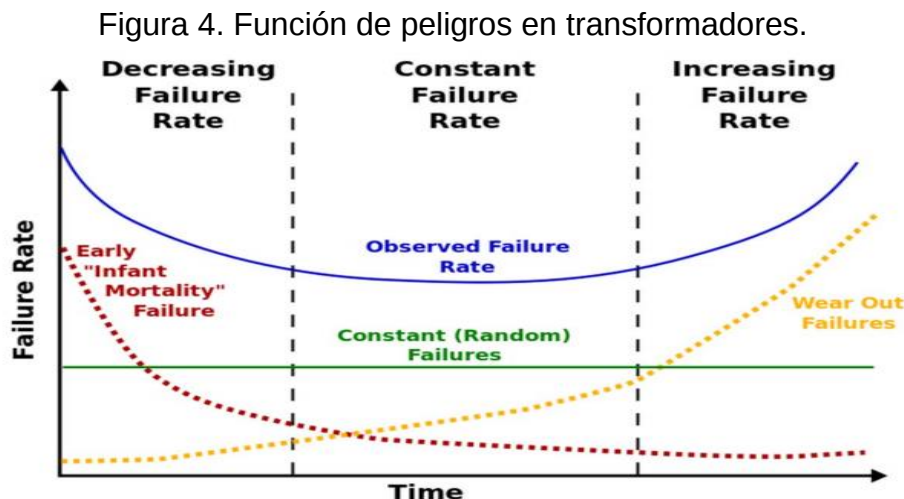
como la curva bañera, ya que su estructura es muy similar al accesorio sanitario mencionado.

Su aplicación en el análisis de fallas de transformadores, proporciona una visión directa que orienta los objetivos de un mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo [15].

Esta curva evalúa el riesgo del transformador de potencia en tres partes, las cuales son:

De acuerdo a la Figura 4, la primera parte de la curva, expresa una tasa de fracaso (fallo), en disminución, a partir del momento cero (puesta en marcha), conocida como la zona de fallos prematuros. La segunda parte de la curva, es una tasa de fracaso (fallo) constante, conocida como zona de fallos constante, es decir, con una tasa de fallos reducida. La tercera parte, posee una tasa de fallas creciente y es debida a los desgastes producidos a lo largo de su vida útil [15][16].

Lo mencionado en el párrafo anterior se resume, partiendo del hecho de que en los primeros años de vida de cualquier dispositivo el riesgo de que falle es alto, debido a un posible fallo en algún componente defectuoso, pero este va decayendo a medida que sean identificadas las causas de sus fallas. Después de haber superado la primera etapa, el riesgo de que falle en la mitad de su vida útil se hace cada vez menor, pero cuando se acerca al final aumenta de manera acelerada, debido al envejecimiento por el uso.



Fuente: [16]

La función de peligros o más conocida con la curva “Bath” (Bañera), se construye mediante la siguiente función, según [16]:

$$h(t) = \frac{1}{N(t)} * \frac{\Delta n(t)}{\Delta t} = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (5)$$

Donde:

$h(t)$: tasa de fracasos a los años t .

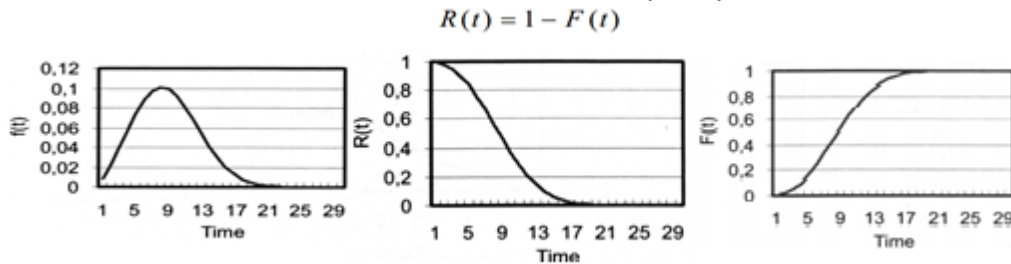
$\Delta n(t)$: número de fallos en un intervalo de tiempo $[t, t + \Delta t]$

Δt : duración del intervalo de tiempo.

$N(t)$: población que sobrevive en un tiempo t .

Adicionalmente es relevante mencionar que la función $h(t)$ es el cociente entre la “Función de Densidad de Probabilidad (PDF)” y “Función de Supervivencia (o Confiabilidad)” las cuales se pueden observar en la Figura 5.

Figura 5. Función de densidad, función de supervivencia (o confiabilidad) y función de distribución de fallas (CDF).



Fuente: [16]

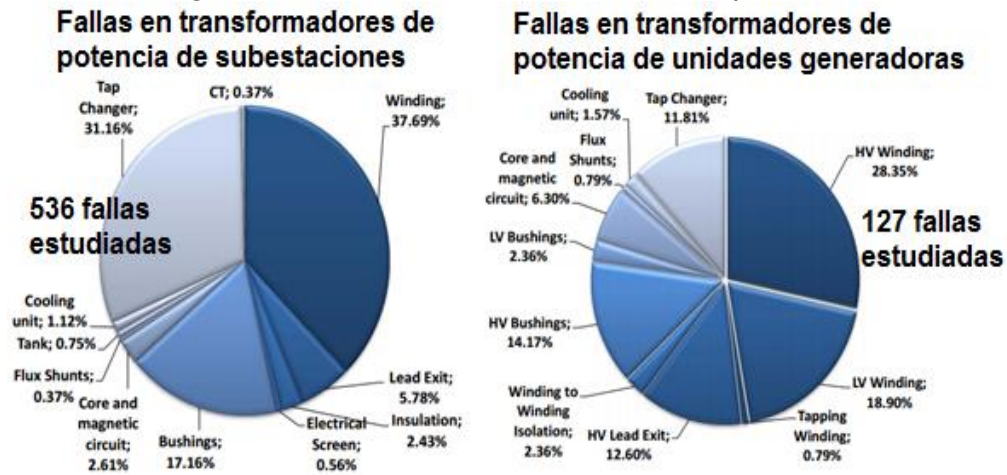
Donde la función $R(t)$ depende de $F(t)$ - “Función de Distribución de Fallas (CDF)”.

En la Figura 4, se puede observar que el periodo en el cual se tiene una probabilidad de falla de menor medida, es en la fase intermedia. La norma IEEE [17], indica que el objetivo de las pruebas de campo en transformadores de potencia pretenden determinar las tendencias adversas en el envejecimiento del transformador y sus accesorios.

Las pruebas realizadas en este periodo se pueden considerar como la línea base para futuras comparaciones en el diagnóstico de los mismos, dependiendo de las recomendaciones del fabricante y la filosofía del usuario. Esto le permite al usuario o propietario tomar decisiones en cuanto la realización de pruebas “especiales” según sea el estado de envejecimiento del transformador.

En cualquier análisis, los criterios para tomar decisiones certeras se deben basar en las estadísticas obtenidas en un pasado cercano de fuentes confiables. Para el caso de estudio de este trabajo de grado es indispensable apoyarse en estadísticas verídicas que se puedan obtener de normas técnicas, artículos científicos, trabajos de grado, tesis, conferencias, programas de mantenimientos de empresas propietarias de transformadores de potencia, etc. A continuación se presentarán dos diagramas estadísticos de las probabilidades de fallas de cada componente dependiendo de la aplicación del transformador de potencia.

Figura 6. Fallas en Transformadores de potencia.



Fuente: [16]

Utilizando las estadísticas y cada análisis realizado a los elementos que compone el transformador por medio de la curva “BATH”, se puede determinar hacia a donde deben de ser direccionadas las acciones preventivas a la hora de programar pruebas, ensayos y mantenimientos.

Por último y tomando en consideración lo presentado anteriormente, todo se encamina a realizar pruebas, ensayos y mantenimientos a los elementos con mayor probabilidad de falla. Por tal motivo el enfoque del presente Trabajo de Grado, es dar un panorama global de cada una de las pruebas observadas en la Figura 1, en cuanto a las directrices que determinan las normas IEEE, IEC e NTC, ya que por medio de dichas pruebas se puede proporcionar un diagnóstico del estado del transformador por medio de métodos no invasivos.

2. ESTUDIO NORMATIVO

2.1. INTRODUCCIÓN.

El uso de un activo en cualquier empresa generalmente está orientado a la máxima explotación del mismo, pero teniendo en cuenta que debe ser con la mayor seguridad en cada caso. Esto mismo sucede con los transformadores de potencia, ya que la función que estos cumplen dentro del sistema eléctrico de potencia es de gran importancia, por lo tanto conocer el estado del mismo es vital para determinar de forma adecuada la manera como éste desempeñará sus funciones, esto conlleva a que el conocimiento normativo sea una base para una correcta ejecución de las pruebas en el presente Trabajo de Grado. Lo anterior se menciona, con el fin de conocer cómo se encuentra el transformador en su interior y de esta manera dar un diagnóstico acertado para posteriores usos, evitando así fallas, paradas no programadas, pérdida de confiabilidad en el usuario final, etc.

En la actualidad las mejoras obtenidas en el funcionamiento de transformadores de potencia, se deben a los avances científicos en las tecnologías con las que estos son construidos, a su vez siendo también importantes los mantenimientos que se les realiza durante el funcionamiento de su vida útil con el fin de tener siempre la mayor eficiencia en estos activos. Dicho mantenimiento se realiza dependiendo de las políticas que sus propietarios emplean para obtener un objetivo deseado. En la última década el común denominador de las políticas mencionadas referentes a los mantenimientos, se basan en pruebas realizadas en campo, procurando que estas se ejecuten online, o por lo menos que en lo posible el objeto de prueba, en este caso el transformador de potencia, quede fuera de servicio, ya que en base a estas pruebas y apoyándose en métodos estadísticos se pueden programar mantenimientos globales.

2.2. CORRIENTE DE EXCITACIÓN

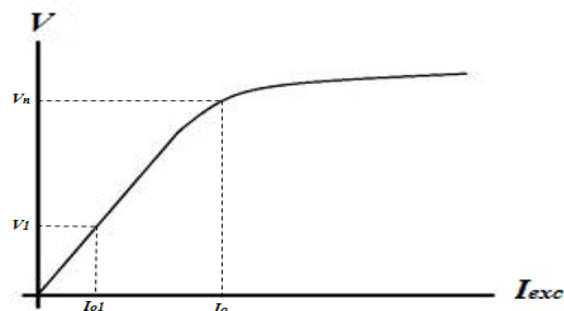
La Norma NTC [18], define la corriente de excitación de la siguiente manera: “Corriente que fluye en cualquier devanado usada para excitar el transformador cuando los demás se encuentran en circuito abierto. Esta es usualmente expresada como un porcentaje de la corriente nominal del devanado en el cual es medida”.

La prueba de corriente de excitación está categorizada como una prueba de diagnóstico, la cual cabe en la denominación de prueba de rutina [19] y de campo [17], ya que con ésta se logra tener un control en las características de los bobinados del transformador de potencia. Como una rutina, el valor de la corriente de excitación se obtiene por medio de la prueba de pérdidas sin carga, teniendo en cuenta las condiciones que un laboratorio debe de proporcionar, mientras que en campo solo se determina el valor de la corriente de excitación a una tensión mucho menor que la nominal, la cual se mencionará más adelante.

Ésta prueba se lleva a cabo, para determinar y localizar defectos en los devanados, como por ejemplo, espiras en cortocircuito, bobinas en paralelo con vueltas desiguales, cambios en la geometría del núcleo, deterioro en juntas, anomalías en la puesta a tierra del núcleo, etc. Debido a su aplicabilidad, también se puede dar un diagnóstico en cuanto a fallas en el cambiador de Tap, rupturas dieléctricas en el aislamiento posiblemente causado por desplazamientos de los devanados [4][17][19][20].

Según Tabernero en su artículo [4], las medidas obtenidas en cada una de las fases deben ser muy similares, porque de lo contrario se estarían presentando problemas de puntos calientes, deterioro en el paquete magnético, aflojamiento del núcleo o desprendimiento del shunt magnético.

Figura 7. Curva de magnetización.



La prueba de corriente de excitación, consiste en una simple medición de la corriente que circula por el devanado que está siendo alimentado (lado de alta tensión), cuando el devanado de baja tensión se encuentra en circuito abierto [17]. Las variaciones que se presentan en las mediciones de la corriente de excitación, se deben a cambios en la reluctancia del circuito magnético[20].

El objetivo práctico de la prueba de corriente de excitación en campo, es determinar el porcentaje de la corriente de excitación obtenida (I_{oI}), a una tensión menor a la nominal (V_I), como se puede observar en la Figura 7.

2.2.1. PRECAUCIONES[17] [19]:

Antes de iniciar la prueba de corriente de excitación se recomiendan una serie de pautas a tener en cuenta para llevarla a cabo con éxito.

- Se debe de eliminar la magnetización remanente por medio de los siguientes métodos: El primer aplicando una tensión de AC en uno de los devanados, que se disminuya gradualmente hasta que se llegue a cero [17][19]. El segundo método consiste en aplicar tensión de DC, alternando su polaridad en las bobinas, con el fin de neutralizar la alineación magnética. Los intervalos de tiempos son decrecientes y a menudo dependen de que tanto tiempo sea necesario para conseguir un valor de corriente de magnetización ligeramente menor a la medición previa. Es relevante mencionar que en éste último método solo es necesario realizarlo a una de las fases [17]. En el Anexo B de la guía GTC [21] y en el artículo [22], se presenta a fondo el procedimiento para la desmagnetización del núcleo.
- Una de las recomendaciones más relevantes, es ejecutar las pruebas que requieran una alimentación de corriente continua y específicamente la prueba de resistencia de devanados, posterior a la prueba de corriente de excitación, con el fin de evitar magnetismos residuales. Adicionalmente la norma IEC [19], recomienda que la prueba de impulso se efectúe luego que la de corriente de excitación [20].
- La prueba de corriente de excitación se debería realizar a la tensión nominal, con el fin de llevarla a cabo en el codo de saturación, como se puede observar en la Figura 7, pero debido a la capacidad de los equipos utilizados en campo, la tensión máxima a emplear es de 10 kV. Según (INDUCOR S.A.) en su artículo [20], la tensión a aplicar en este ensayo debe de estar entre 2,5 y 10 kV. A diferencia de lo anterior, la norma IEC [19], establece que la tensión de alimentación debe de ser a la nominal, al 90% y al 110% de la misma.
- Las mediciones de la corriente de excitación en campo se deben de llevar a cabo en una fase a la vez [17], mientras que en fábrica (prueba de rutina), las normas IEC y NTC, afirman que se deben alimentar con una fuente trifásica a tensión nominal y el resultado final es la media aritmética de las tres corrientes de línea [19][23].

- Para realizar las respectivas comparaciones es necesario realizar las pruebas a los mismos valores de tensión y en las mismas posiciones del cambiador de derivaciones [20].
- En caso de que la fuente de alimentación sea capaz de aplicar hasta 10 kV, se recomienda ejecutar la prueba a 6 kV en todas las posiciones del cambiador de tomas bajo carga (CTC). Si no se puede garantizar lo anterior, es factible realizar las mediciones en el Tap medio, en el nominal y en el Tap siguiente de menor tensión.
- Durante el desarrollo de la prueba, el neutro de los dos lados, de alta y baja debe estar conectado a tierra, aunque existe una excepción para la conexión Y-Y, el neutro del devanado energizado debe de estar conectado al retorno del circuito de medición y el neutro del devanado en circuito abierto debe de conectarse a tierra.
- Para transformadores tipo seco la norma IEEE Std C57.12.91-2011 [10], establece que el desarrollo de la presente prueba en campo se debe de llevar a cabo bajo los requerimientos de la norma IEEE Std C57.152-2013 [17]. Igualmente la norma IEC 60076-11 de 2002 [24] se acoge a lo establecido en la norma 60076-1 de 2011 [19].
- Para transformadores con una variación de la capacitancia de los datos de fábrica superior al 10%, es necesario emplear un reactor de compensación, con el fin de disminuir la potencia requerida para el ensayo [20].

2.2.2. PROCEDIMIENTO

Como se mencionó en el numeral anterior, las mediciones se deben realizar de una fase a la vez. Para transformadores y auto-transformadores monofásicos, se debe de realizar la medición energizando los dos terminales del devanado de alta en pruebas individuales, es decir, se energiza H_1 y H_2 es el retorno y posteriormente H_2 se energiza y H_1 se convierte en el retorno, como se puede observar en la Figura A 1.

Según (INDUCOR S.A.) en su artículo [20], usualmente las tensiones a las que se realiza la prueba de corriente de excitación es a 2,5 kV, 5 kV y 10 kV.

En las Figuras (A1, A2, A3 y A4), del Anexo A, se observa el circuito de medición para transformadores y auto-transformadores monofásicos y transformadores conectados en estrella y en delta, respectivamente. Así como también se observa en las Tablas (A1, A2, A3 y A4) sus respectivas conexiones y secuencias.

Las normas IEC y NTC [19][23], establecen la medición de la corriente de excitación dentro del procedimiento de la prueba denominada “ensayo de vacío”, el cual emplea una fuente de alimentación trifásica, determina la corriente de excitación como el promedio de las tres corriente medidas.

2.2.3. INTERPRETACIÓN

La interpretación de los resultados de la prueba de corriente de excitación, se debe de enfocar como primera medida, las comparaciones que se pudiesen llevar a cabo con pruebas de corriente de excitación realizada previamente (prueba de puesta en servicio o datos de fábrica). Las normas IEEE Std C57.12.90-2015 e IEEE Std C57.12.91-2011 [1][10] respectivamente y el artículo [20], consideran que para diferencias entre el 5% y el 10%, es pertinente investigar el motivo de esta situación mediante un programa preventivo, y para diferencias superiores al 10% es necesario retirar el transformador de servicio e investigar las causas. Las normas IEC Y NTC [19][23][24], consideran que la tolerancia del dato no debe de superar el 30% de su valor de diseño, teniendo en cuenta que en este caso se desarrolla como una prueba de rutina en fábrica.

Para transformadores trifásicos, los resultados se pueden comparar con resultados de pruebas de transformadores monofásicos que posean características similares en cada una de sus fases.

En caso de no poseer ninguno de los datos anteriores, la norma IEEE [17], determina que se obtendrán los siguientes patrones de acuerdo a las condiciones en que se encuentre el transformador de potencia. Se debe de realizar en un comienzo, una prueba en la posición media del CTC, en la posición neutra, así como también un paso en la dirección opuesta.

Usualmente, las tendencias de los patrones obtenidos en la prueba de corriente de excitación son:

Tabla 3. Patrones esperados en la medición de la corriente de excitación.

Patrones de I_{exc} en:			Condiciones
H ₁	H ₂	H ₃	
Alta	Baja	Alta	Transformador de núcleo de tres columnas.
			Transformador de núcleo de cinco columnas con un devanado en delta.
Baja	Alta	Baja	Para transformador conectado en "Y" en el lado de alta y con neutro inaccesible.
			Para transformador conectado en "Delta" en un devanado si conexión a tierra.
Los tres patrones similares			Transformador de núcleo de cinco columnas sin un devanado en delta.

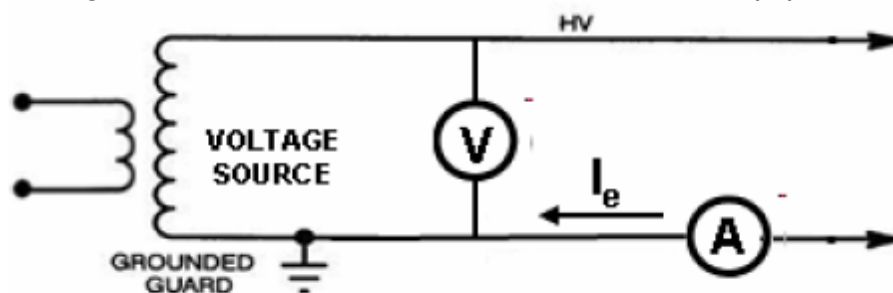
Fuente:[17]

2.2.4. ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS

El equipo a emplear para el desarrollo de la prueba, debe de contar con las siguientes características:

- El equipo debe de contar con una unidad que haga las funciones de fuente de alimentación monofásica de 50 ó 60 Hz, capaz de entregar hasta 10KV y con un circuito de medición con capacidad de medir mili-Amperios (**mA**) [17].
- Capacidad de obtener muestras sin puesta a tierra (UST) en modo de Tierra-Guarda, el cual se puede observar en la siguiente figura.

Figura 8. Circuito de medición de la unidad del equipo.



Fuente:[17]

- Adicionalmente, cuando la situación lo amerite, el equipo debe de estar en la capacidad de llevar a cabo la medición con una protección adicional en el circuito de medición (GST-Guard), el cual se especifica en detalle en el anexo “A.3.3.” de la norma IEEE [17].

2.3. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN CON PUENTE DE CAPACITANCIAS.

La prueba de relación de transformación, en general, tiene como objetivo principal determinar cortocircuitos entre espiras, averías en el núcleo y en el conmutador de derivaciones, como por ejemplo conexiones de alta resistencia [4][25][26][27]. Las normas IEEE, IEC y NTC no establecen los procedimientos ni tolerancias estandarizadas para proporcionar un diagnóstico en base a los resultados de la prueba de relación de transformación con puente de capacitancias. Dichas normas recomiendan que se lleven a cabo con equipos denominados medidores TTR (Transformer Turns Ratio) o DTR (Digital Transformer Ratiometer), los cuales se especifican en la Cláusula 7.2.10.2 de la norma IEEE Std C57.152 - 2013 [17], como una prueba en campo y en la Cláusula 11.3 de la norma IEC 60076-1 de 2011 [19] como una prueba de rutina. Adicionalmente la norma NTC 471 - 1999 [28], recomienda los siguientes métodos: el método de los dos voltímetros, el método del transformador patrón, el método del divisor patrón. Para transformadores tipo seco

la norma IEC 60076-11 de 2002 [24], se apoya en la norma IEC 60076-1 de 2011 [19] y la norma IEEE Std C57.12.91-2011 [10] aplica el mismo procedimiento de la norma IEEE Std C57.152 - 2013 [17].

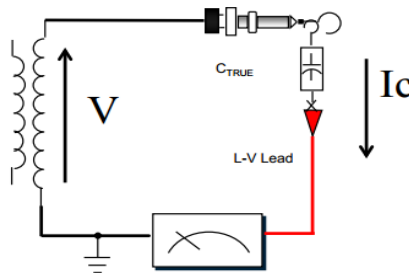
La prueba de relación de transformación, puede realizarse bajo las mismas condiciones, tanto como prueba de rutina en laboratorio, como también una prueba en campo, ya que no depende de las condiciones ambientales en las que se encuentre el transformador. La presente prueba es comúnmente denominada como prueba eléctrica básica, por su simplicidad en el procedimiento.

2.3.1. PROCEDIMIENTO

El método de relación de transformación con puente de capacitancias, consiste en determinar la capacitancia aparente del transformador de potencia. Para llevar a cabo el procedimiento se deben de seguir los siguientes pasos:

1. Inicialmente se mide la capacitancia del condensador externo, aplicando un voltaje V , como se puede observar en la Figura 9. La capacitancia C_{TRUE} se obtiene por medio de la ecuación (6).

Figura 9. Esquema de prueba del capacitor externo.

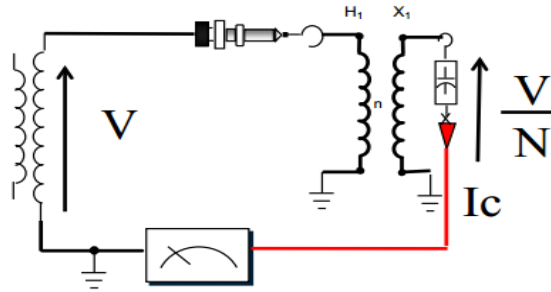


Fuente: [27]

$$C_{TRUE} = I_C * \frac{1}{V * W} \quad (6)$$

2. Luego se conecta el capacitor externo en el secundario del transformador de potencia (Ver Figura 10) y la reducción de voltaje que es ocasionada por el número de vueltas N , se refleja en la capacitancia medida, la cual se denomina ahora capacitancia aparente C_a .

Figura 10. Conexión del capacitor externo al secundario del transformador.



Fuente: [27]

La capacitancia aparente se puede obtener con las siguientes ecuaciones:

$$\frac{V}{N} = I_C * \frac{1}{W * C_a} \quad (7)$$

$$C_a = I_C * \frac{N}{V * W} \quad (8)$$

Por último, la relación de transformación se obtiene del cociente entre la capacitancia verdadera y la capacitancia aparente, tal como se puede observar en la siguiente ecuación:

$$\frac{C_{TRUE}}{C_a} = \frac{I_C * \frac{N}{V * W}}{I_C * \frac{1}{V * W}} = N \quad (9)$$

En caso de que el transformador de potencia bajo prueba posea un cambiador de derivaciones, la prueba se realizará en cada una de sus respectivas posiciones.

Aunque para el método de relación de transformación con puente de capacitancias no tiene una tolerancia estandarizada a los resultados, para los demás métodos, el error máximo admisible es de 0,5% [19][25][29].

2.4. IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO

La impedancia de cortocircuito, o reactancia de dispersión de transformadores de potencia, a menudo se mide en campo para detectar daños físicos en los bobinados del transformador. Durante la vida de servicio de un transformador, se puede producir una serie de eventos relacionados con sobrecorrientes, los cuales conllevan a deformaciones de devanados, ocasionadas específicamente por tensiones electromecánicas. Los transformadores pueden funcionar normalmente en presencia de la deformación bajo condiciones de carga nominales. Sin embargo, la integridad mecánica de una unidad de este tipo tiende a degradarse, aumentando la probabilidad de falla durante la ocurrencia de una nueva situación anormal. Adicionalmente se deben de considerar los daños en los devanados, ocasionados en el transporte y puesta en servicio del transformador de potencia. La prueba de reactancia de fuga es sensible a la deformación de arrollamiento y, como tal, se

puede utilizar para determinar la presencia de distorsiones en los bobinados y dar un pronóstico aproximado del riesgo de fracaso [17].

2.4.1. COMPARACIÓN ENTRE LA IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO MEDIDA EN FÁBRICA Y EN CAMPO

Las condiciones en las cuales se realizan las pruebas a transformadores de potencia en fábrica son diferentes a las que se presentan en campo, por tal motivo en el análisis de los resultados, el valor de la impedancia de los datos de fábrica, no es una instancia imperativa, para la comparación, ya que es factible realizar dichas comparaciones con los valores de las pruebas de puesta en servicio, por el hecho de que el transformador hubiese podido sufrir desplazamientos en su parte activa, provocados por el transporte del mismo.

A continuación se mencionarán las diferencias más relevantes en cuanto a la ejecución de la prueba para la determinación de la impedancia de cortocircuito.

En fábrica: [19]

- En la medición se emplea excitación trifásica y la corriente debe de ser la nominal o superior al 50% de la misma según la norma IEC [19], aunque la norma NTC [30], establece que la corriente puede ser mayor o igual al 25% de la nominal. los porcentajes de la corriente con la cual se ejecute la prueba, depende de la capacidad de la fuente con la cual se alimente el transformador bajo prueba. La impedancia se calcula con la media de las tres fases.
- Debido a que la prueba a menudo se realiza a corriente nominal, la medición correspondiente debe de realizarse en el menor tiempo posible, con el fin de no provocar cambios significativos por el aumento de la temperatura.
- La diferencia de temperatura entre el líquido aislante superior e inferior, no debe de exceder los 5°C.
- Las pérdidas con carga son representadas por la suma de I^2R . Esta se calcula con la corriente a plena carga.

En campo:

- En campo se debe aplicar una tensión de AC que haga circular una corriente del orden de (0,5 – 1)% de la corriente nominal [17][25].
- La medición de la impedancia de cortocircuito generalmente se realiza excitando una sola fase por el lado alta (AT) y cortocircuitando el par del devanado de baja tensión (BT) [17]. Aunque las normas IEC y NTC, no especifica cuál de los devanados se debe de cortocircuitar [19][30].

- Las pérdidas son representadas como la suma de las I^2R , adicionalmente es posible establecer las corrientes parásitas, las cuales están asociadas a la corriente de menor magnitud ante una carga, considerada como nominal [17].
- La medición de las pérdidas, mencionadas en el párrafo anterior, se llevan a cabo, con el fin de establecer cuanto afectan dichas pérdidas en la eficiencia del transformador.

Debido a las diferencias en los equipos y configuraciones de la prueba, se puede presentar una variación en los datos obtenidos en fábrica y en campo, ya que el procedimiento en fábrica contempla el error asociado al dato promedio de las tres fases empleado para la determinación de la impedancia de cortocircuito. La impedancia de cortocircuito $Z\%$, se representa como un porcentaje de la impedancia nominal [17].

2.4.2. PRECAUCIONES

Para dar un diagnóstico certero en cualquier prueba se deben de tener ciertas precauciones, las cuales se mencionan a continuación [17]:

- Es indispensable seguir a cabalidad las recomendaciones de los fabricantes de los instrumentos a utilizar en la presente prueba.
- El cortocircuito se debe de realizar en el lado de baja tensión (BT).
- El cable a utilizar en el cortocircuito en el lado de BT, debe de contar con un sección transversal superior, a la del cable AWG N° 1 y lo más corto posible, con el fin de que su resistencia no afecte la medida. res.
- La limpieza en los conductores y presión con la cual se ajustan en el lugar del corto deben ser las adecuadas.
- Para el correcto desarrollo y análisis de la prueba, es indispensable que se tenga la información de la placa característica, así como también si es posible la primera prueba realizada durante la puesta en servicio inicial.
- Se recomienda desarrollar el procedimiento de la prueba en las mismas posiciones del (CTC), que la prueba inicial realizada en la puesta en marcha denominada con de referencia.
- El tiempo destinado para el desarrollo de la prueba debe de ser el menor posible, con el fin de que el aumento de la temperatura no afecten los resultados.
- Según las normas IEEE y NTC [10][30], el valor verdadero de temperatura debe ser el promedio entre la temperatura del devanado (la misma del aceite), medida antes y después del ensayo. Adicionalmente la [30], recomienda que el transformador haya estado fuera de servicio por al

menos 8 horas, mientras que la norma IEEE [10], sostiene que debe de ser de 24 a 72 horas, dependiendo del tamaño del transformador.

- Para transformadores secos la norma IEEE [10], establece que la diferencia entre las temperaturas ambiente y de los devanados no debe de superar más de 2% y la norma IEC [24], considera que la temperatura de referencia será tomada como el aumento medio medido de la temperatura más 20°C.

2.4.3. PROCEDIMIENTO

Para la determinación de la impedancia de cortocircuito, se debe de aplicar una tensión alterna variable en el lado de alta (AT), teniendo en cuenta que el lado de baja (BT) debe de estar cortocircuitado. La prueba consiste en aplicar la tensión alterna regulable hasta que se consiga una corriente entre el 0,5% a 1% en el lado alta (AT) [17][25] La impedancia de cortocircuito se calcula por medio de la ecuación (10).

En la actualidad los dispositivos de medición son completamente automatizados en cuanto al cálculo y registro de los datos, empleando en sus procesos las ecuaciones (11), (12) y (13).

$$Z_{cc} = \frac{V}{I} \quad (10)$$

$$P = R_{P-dc} + R_{S-dc} + R_L \quad (11)$$

$$R = \frac{P}{I^2} \quad (12)$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} \quad (13)$$

Donde:

z_{cc} = Impedancia de cortocircuito.

V = Tensión de alimentación en campo.

I = Corriente del lado de AT (0,5 – 1%) I_n .

X = Reactancia de fuga.

P = Resistencia total de las pérdidas de corriente de DC del devanado primario.

R_{P-dc} = Pérdidas por la corriente continua del devanado primario.

R_{S-dc} = Pérdidas por la corriente continua en el devanado secundario.

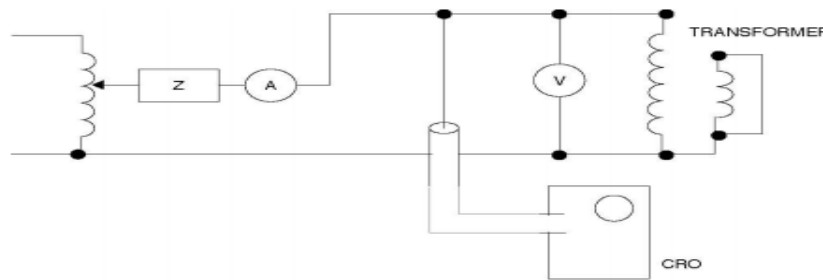
R_L = Pérdidas por las corrientes de Eddy.

NOTA: Las normas que rigen los transformadores tipo seco [10][24], no establecen el correspondiente procedimiento para ser realizado en campo.

2.4.3.1. IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA MONOFÁSICO

A menudo se cortocircuita el devanado de baja tensión (BT) y se alimenta el devanado de alta tensión (AT) a frecuencia nominal. Específicamente para estos tipos de transformadores se recomienda que se analice la tensión de alimentación por medio de un osciloscopio (siempre y cuando se tenga disponibilidad del mismo) durante todo el desarrollo de la prueba, debido a que la tensión de alimentación es muy pequeña y la fuente de alimentación puede distorsionar dicha onda de tensión dependiendo de la capacidad de potencia. En la figura 11, se presenta el esquema de conexión para un transformador monofásico [17].

Figura 11. Medida de Z_{cc} en transformador monofásico.



Fuente: [17]

Para mediciones precisas, el voltímetro debe conectarse directamente a los terminales del transformador para evitar la caída de voltaje en los conductores que transportan la corriente. Los rangos del medidor deben ser elegidos de modo que sus lecturas estén en la mitad superior de la escala completa y las lecturas de corriente y tensión deben leerse simultáneamente.

El $\%Z$ del transformador monofásico se puede calcular usando la ecuación (14):

$$\%Z_{1\phi} = \left(\frac{1}{10} \right) \left[\frac{E_m}{I_m} \frac{kVA_r}{(KV_r)^2} \right] \quad (14)$$

Dónde:

E_m = Tensión de ensayo medida.

I_m = Corriente de ensayo medida.

kVA_r = Valor nominal del transformador en kiloVolt – Amper.

KV_r = Valor nominal del transformador en kiloVolts.

NOTA: El procedimiento para un Autotransformador es el mismo que se realiza para un transformador de potencia monofásico.

2.4.3.2. IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFÁSICO DE DOS DEVANADOS

La impedancia de cortocircuito se puede determinar usando una fuente de alimentación monofásica independiente de la conexión del devanado a ensayar. Para este caso el hilo neutro no entra en el esquema de conexión. La prueba se realiza cortocircuitando los tres conductores de los devanados BT y aplicando una tensión monofásica a la frecuencia nominal a dos terminales del otro devanado, es decir, el de alta (AT) y se toman tres lecturas sucesivas sobre los tres pares de conductores (por ejemplo, H1 y H2, H2 y H3, H3 y H1), con la corriente de prueba ajustada al mismo nivel para cada medición.[17]

La ecuación (15), permite calcular la $Z_{cc}[\%]$:

$$\%Z_{3\phi} = \left(\frac{1}{60}\right) \left[\frac{E_{12}+E_{23}+E_{31}}{I_m} \right] \left[\frac{KVA_{3r}}{(KV_{1r})^2} \right] \quad (15)$$

Fuente:[17]

Dónde:

E_{12}, E_{23}, E_{31} = tensión de prueba medida

I_m = corriente de prueba medida

KVA_{3r} = potencia trifásica aparente en KVA

KV_{1r} = tensión nominal línea – línea de los devanados energizados

2.4.3.3. IMPEDANCIA DE TRANSFORMADOR TRI-DEVANADO

Un transformador tri-devanado puede ser monofásico o trifásico, como tal se recomienda realizar el procedimiento de la prueba de a dos devanados, lo que significa que se tendrán tres mediciones de impedancias, las cuales se pueden determinar por medio de las siguientes ecuaciones [17].

$$Z_1 = \frac{Z_{12}-Z_{23}+Z_{31}}{2} \quad (16)$$

$$Z_2 = \frac{Z_{23}-Z_{31}+Z_{12}}{2} \quad (17)$$

$$Z_3 = \frac{Z_{31}-Z_{12}+Z_{23}}{2} \quad (18)$$

Z_{12}, Z_{23}, Z_{31} = impedancias por pares de devanados, bajo una misma base.

Las impedancias Z_1, Z_2, Z_3 son las impedancias individuales de cada uno de los devanados, según como se hayan designados los devanados antes de iniciar la prueba.

NOTA: Para autotransformadores tri-devanados monofásico o trifásicos el procedimiento es el mismo que el mencionado en este ítem.

2.4.4. INTERPRETACIÓN

Para el correcto análisis de los resultados, la norma IEEE [17], establece que los cambios de más del $\pm 3\%$ de la impedancia del cortocircuito, deben considerarse significativos y de intervención inmediata, ya que la probabilidad de que se hayan presentado movimientos en los devanados es alta, teniendo en cuenta que para las pruebas de equivalentes trifásicos se deben de comparar con los valores de placa. Para pruebas con alimentación trifásica se establece que la comparación se debe de realizar con el promedio de las tres fases. Para transformadores monofásicos la comparación se debe de realizar por fase e igualmente con los valores de placa. Adicionalmente para cambios entre 2% y 3% se recomienda contar con un plan de vigilancia para determinar el estado de la anomalía en evolución [25].

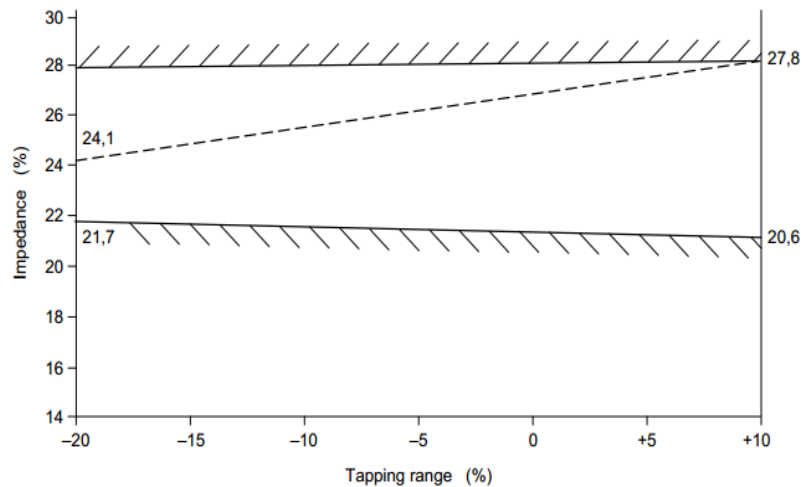
La norma IEC [19], establece que para transformadores con derivaciones de devanados que no superen en diferencia aritmética $\pm 5\%$ de la tensión del devanado principal, su impedancia de cortocircuito se especificará con la impedancia del devanado principal. Adicionalmente establece que la representación de la impedancia de cortocircuito será un porcentaje de la determinada en placa y se recomiendan las tolerancias mostradas en la Tabla 4.

Tabla 4. Tolerancia de impedancia de cortocircuito.

ENSAYO	TOLERANCIA
Impedancia de cortocircuito medida para: - un transformador de bobinado separado con dos devanados, o - un primer par especificado de devanados separados en un transformador de múltiples devanados A) derivación principal b) cualquier otra derivación del par	Cuando el valor de impedancia es $\geq 10\%$ $\pm 7,5\%$ del valor especificado Cuando el valor de impedancia es $<10\%$ $\pm 10\%$ del valor especificado Cuando el valor de impedancia es $\geq 10\%$ $\pm 10\%$ del valor especificado Cuando el valor de impedancia es $<10\%$ $\pm 15\%$ del valor especificado
Impedancia de cortocircuito medida para: - un par de bobinado conectado automáticamente, o - un segundo par especificado de devanados separados en un transformador de múltiples devanados A) derivación principal B) cualquier otra derivación del par - otros pares de devanados	$\pm 10\%$ del valor especificado $\pm 10\%$ del valor de diseño para ese toque A convenir, pero $\geq \pm 15\%$

Fuente: [19]

Figura 12. Especificación de Cortocircuito por límites.



Fuente: [19]

La Figura 12, sirve como un método alternativo para la determinación de las impedancias máximas o mínimas para cada derivación en un transformador de potencia. Al momento de obtener el dato de la impedancia de cortocircuito, se debe de garantizar que éste respete las tolerancias establecidas en la columna dos de la Tabla 4.

El límite superior es un valor constante de la impedancia de cortocircuito como un porcentaje, determinado por la caída de tensión permisible a una carga especificada. El límite inferior está determinado por una sobrecorriente admisible en el lado secundario durante el cortocircuito provocado para la prueba. La línea discontinua es un ejemplo de una curva de impedancia de cortocircuito del transformador que satisfaría esta especificación.

NOTA: Se debe tener en cuenta que las recomendaciones especificadas por la norma IEC [19], deben ser empleadas cuando la presente prueba se realice en fábrica como una prueba de rutina.

2.4.5. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

La fuente de alimentación preferiblemente debe de contar con una tensión regulable a una frecuencia nominal de 60 Hz, con el fin de poder aumentarse a un ritmo adecuado dicha tensión, adicionalmente podría derivarse a través de un autotransformador variable con las características correspondientes. Se recomienda de manera imperativa que no se empleen plantas generadoras con motores a gasolina u algún otro tipo de máquina rotatoria que distorsione la onda de tensión de alimentación.

La precisión global de la medición, no debe ser mayor al 1%, por lo tanto se recomienda que la precisión de los medidores a utilizar con sus respectivos transformadores de potencia al menos sea del 0,5%.

2.5. RESISTENCIA DE DEVANADOS

Con esta prueba se busca la determinación de la resistencia óhmica de los devanados de cada fase, tanto en el lado de alta como en el de baja tensión y si existe cambiador de tomas de carga, se determina la resistencia para cada posición del mismo. Lo que a primera vista puede parecer sencillo de medir, puede no serlo, ya que es preciso hacer circular corrientes relativamente elevadas para registrar los mínimos valores de resistencia habituales con la precisión requerida. Estas corrientes han de circular a la vez a través de las inductancias equivalentes del transformador [4].

En general, con esta prueba se puede evidenciar un desplazamiento físico, distorsión, espiras en cortocircuito o circuito abierto, y defectos de aislamiento de los devanados del transformador.

En campo la resistencia de devanados del transformador generalmente se mide para detectar anomalías debidas a conexiones sueltas y alta resistencia de contactos en cambiadores de tomas [31]. La principal diferencia entre la presente prueba en laboratorio como en campo, radica en los equipo a utilizar. En el artículo [32], argumenta que el método más conveniente para ser llevado a cabo en campo, es el del método voltímetro-amperímetro (caída de tensión), siempre y cuando la corriente sea superior a 1 A, ya que no requiere de condiciones ambientales específicas para su correcto funcionamiento, mientras que asegura que, para la prueba en laboratorio, es más conveniente, realizarlo con los diferentes tipos de puentes (Wheatstone, Kelvin, etc.), debido a la exactud que ofrecen.

Los resultados se basan en la comparación de las mediciones realizadas por separado en cada fase de un devanado conectado en estrella o entre pares de terminales en un devanado conectado en triángulo. La comparación también se puede hacer con los datos de fábrica.

Adicionalmente se deben de consideran las mediciones de temperatura que se realicen durante el desarrollo de la prueba, para ello se recomienda emplear la siguiente ecuación:

$$R_s = R_m \left(\frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} \right) \quad (19)$$

Fuente: [17]

Dónde:

R_s = Resistencia a la temperatura deseada.

R_m = Resistencia medida.

T_s = Temperatura de referencia deseada [°C]

T_m = Temperatura a la que se midió la resistencia [°C]

T_k = (Cobre) – 234,5°C; (Aluminio) – 225°C.

El valor de T_k para conductores de aluminio en transformadores sumergidos en aceite puede ser hasta 230°C [17] y para transformadores secos con conductores de aluminio aleado T_k puede ser hasta 240°C.[10]

La temperatura de referencia deseada T_s varía de acuerdo a la norma que se emplee para desarrollar la prueba, dichos valores se pueden observar en la siguiente tabla.

Tabla 5. Valores de temperatura de referencia.

Norma	Temperatura de referencia T_s [°C]
IEEE	+20 ^a
IEC	75
NTC	75

^aElevación total de la temperatura los devanados del transformador más 20°C.

2.5.1. PRECAUCIONES

En el anexo B se presentan las recomendaciones que se deben de tener al momento de medir la temperatura, a la cual se va a desarrollar la prueba.

Para minimizar los errores de medición, se deben tomar las siguientes precauciones [17][31]:

- La polaridad de la magnetización del núcleo debe mantenerse constante durante las mediciones de resistencia.

Importante: la reversión de magnetización del núcleo puede cambiar la constante de tiempo y dar lugar a lecturas erróneas.

- La tensión de cables de medición debe ser independiente de los cables de corriente y debe ser conectado lo más cerca posible a los terminales del devanado a medir. Esto evita que incluya las resistencias de los cables conductores de corriente y sus contactos y las resistencias de longitudes adicionales de cables en la lectura.
- Las corrientes utilizadas para estas mediciones no deben superar el 15% del devanado del transformador de corriente nominal. Esto evita el calentamiento del cambio de bobinado y posible en la resistencia.

- Debido a la inductancia de la bobina, una corriente continua constante de tiempo largo puede dar lugar a lecturas de corriente y tensión inestables durante algún tiempo.
- En general cuando se realiza una serie de pruebas, mediciones de resistencia de bobinado debe hacerse después de las pruebas de corriente de excitación, FRA y la reactancia de fuga (impedancia de cortocircuito) las pruebas para evitar cualquier problema con el magnetismo residual, lo cual afecta significativamente las pruebas mencionadas anteriormente.
- Para los métodos en los que se emplean puentes, la corriente de DC empleada no debe de superar 1 Amper [10].

Las lecturas no deben registrarse hasta después de que la corriente y la tensión hayan alcanzado valores de estado estacionario. Se pueden obtener lecturas estables más rápido mediante el uso de una fuente de alimentación de CC diseñado específicamente para saturar cargas inductivas. Al culminar la prueba se debe implementar un circuito de descarga, debido a que la energía almacenada en las bobinas puede ocasionar un accidente, por el fenómeno denominado golpe inductivo [17][31][33].

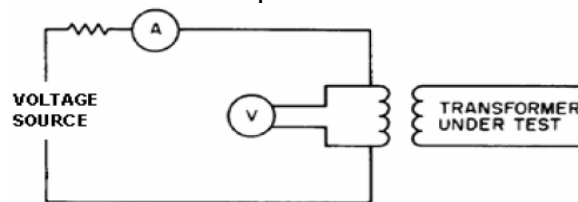
2.5.2. PROCEDIMIENTO:

A continuación se presentan los métodos aceptados por las normas de referencia del presente trabajo de grado.

2.5.2.1. MÉTODO VOLTÍMETRO-AMPERÍMETRO [10][17]

El método del voltímetro-amperímetro es el método más común para medir la resistencia del devanado del transformador. La medición se realiza usando corriente continua (no mayor al 15% de la corriente nominal) y tomando lecturas simultáneas de corriente y el voltaje, como se observa en la Figura 13.

Figura 13. Esquema de conexión para el método voltímetro-amperímetro.



FUENTE:[10][17]

La resistencia de los devanados se calcula por medio de la Ley de Ohm, con las respectivas mediciones de voltaje y corriente.

$$R = \frac{V}{I} \quad (20)$$

Donde:

R: Resistencia de DC

V: Tensión a la cual se realiza la prueba.

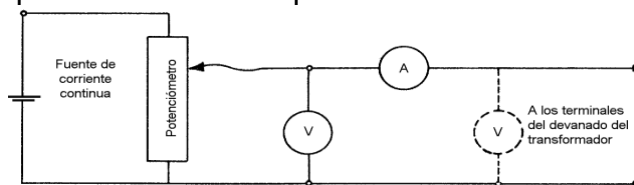
I: Corriente de Dc inferior al 15% de la corriente nominal del devanado.

En Autotransformadores el procedimiento difiere en la manera como se deben de tomar las mediciones y es categorizado como un equivalente del método mencionado anteriormente. Para la resistencia del bobinado en serie, la corriente debe de circular entre los terminales de alta tensión (AT) y el neutro, y la tensión se debe medir entre un terminal de alta (AT) y uno de baja (BT). En la medición de la resistencia del bobinado común, la corriente debe de circular entre el bobinado del lado de Alta tensión y el neutro, y la tensión se mide entre el devanado de baja tensión y neutro.

2.5.2.2. MÉTODO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN [33]

Consiste simplemente en observar la caída de tensión, conociendo la intensidad de la corriente que pasa por el devanado, cuya resistencia se está determinando y haciendo el cálculo por medio de la ley de Ohm, aplicando la ecuación (20).

Figura 14. Esquema de conexión para el método de la caída de tensión.



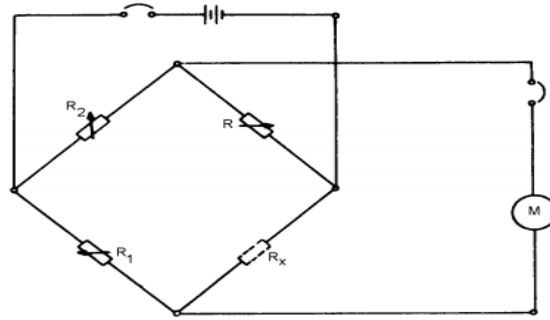
FUENTE: [33]

En la Figura 14, se puede observar el esquema de conexión para la determinación de la resistencia de devanado por medio del método de la caída de tensión.

2.5.2.3. MÉTODO DEL PUENTE WHEATSTONE [33]

En la Figura 15, se muestra el esquema de conexión de la medición de la resistencia de devanados por medio del puente Wheatstone, el cual funciona bajo el siguiente principio. Se tiene tres resistencias conocidas R , R_1 y R_2 , adicionalmente una resistencia R_x , la cual es la resistencia del devanado al cual se le está realizando la medición.

Figura 15. Esquema de conexión para el método del puente Wheatstone.



FUENTE: [33]

El cálculo de la resistencia se realiza con la siguiente ecuación:

$$R_X = \left(\frac{R_1}{R_2} \right) * R \quad (21)$$

La resistencia R, es la resistencia patrón, la cual es la que se varía para tender a que la relación de la ecuación (21) sea la adecuada.

2.5.3. INTERPRETACIÓN

Se recomienda realizar las comparaciones correspondientes, con los datos obtenidos de pruebas anteriores y los datos de placa.

Como primera medida en el análisis e interpretación de los resultados, se debe de comparar los datos obtenidos entre cada una de las fases, sin la necesidad de realizar la corrección de temperatura recomendada en la ecuación (20), ya que se espera que el transformador bajo prueba haya estado fuera de servicio el tiempo adecuado para que la temperatura de toda su masa sea uniforme y no se introduzcan mediciones erróneas (para transformadores sumergidos en aceite, el tiempo mínimo que debió de haber estado fuera de servicio es de 3 horas [33]. De acuerdo a la norma IEEE [17], la diferencia máxima que puede existir entre los datos de cada fase es del 2% y para comparaciones realizadas con pruebas anteriores o con los datos de placa, su diferencia máxima es del 5%, mientras que en el artículo [22], se establece que la diferencia entre los resultados de los fases debe ser inferior al 2-3%, y para las comparaciones con pruebas de referencia no puede ser mayor al 1%.

Según [31], si durante la prueba se obtienen resultados inestables o decrecientes, puede ser debido a la suciedad presente en algún punto de contacto (conmutador bajo carga).

Para transformadores con configuraciones de devanado en estrella, el registro de la resistencia medida de fase-fase debe de ser el promedio de los tres datos y para resistencias medidas de fase a neutro, la diferencia entre las tres medidas no debe

superar el 2%. En transformadores con devanado conectados en Delta (triangulo), se puede realizar una sola medición de fase-fase con la delta cerrada multiplicando el valor por 1.5, y para mediciones con la delta abierta, se debe de registrar el promedio de las tres mediciones.

NOTA: El método de puente Kelvin se recomienda para resistencias menores a 1Ω y para resistencias superiores a 1Ω , es preciso utilizar el puente Wheatstone.

2.5.4. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

Los instrumentos de medición deben contar con rangos o intervalos que permitan realizar las lecturas lo más cerca posible de la escala completa o por lo menos por encima del 70% de dicha escala [17][31].

El sistema de prueba o medidor de resistencia de devanado, debe tener una luz de indicación o una alarma de sonido, que determine cuando la descarga del núcleo esté completa y los cables de prueba se puedan desconectar con seguridad.

2.6. ANÁLISIS DE RESPUESTA EN FRECUENCIA

El análisis de la respuesta en frecuencia (FRA, Frequency Response Analysis) es una técnica para la evaluación del estado de los transformadores, utilizada a nivel mundial como complemento y apoyo de otras técnicas de diagnóstico. Es especialmente utilizada para la detección de posibles problemas mecánicos, tal como desplazamientos o deformaciones en los arrollamientos o chapas del núcleo, las cuales son muy difíciles de localizar con otros métodos [34].

La medición de la prueba del Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA) produce una función de transferencia de la parte resistiva, capacitiva, y elementos inductivos que representa la geometría mecánica de un transformador de potencia. La detección de cambio mecánico o daño a los devanados del transformador es uno de los principales intereses de medición. Tales cambios pueden ser el resultado de varios tipos de esfuerzos eléctricos o mecánicos (daños durante el transporte, las fuerzas sísmicas, la pérdida de sujeción, las fuerzas de corto circuito de presión, etc.). La medición se realiza a través de un amplio rango de frecuencias, y los resultados se comparan con una "firma" de referencia o "huella digital" para hacer un diagnóstico.

Debido a que la prueba FRA es considerada como una prueba de espectroscopía, la magnetización o polarización del núcleo al momento de realizar la prueba FRA, provoca cambios en la curva (resultado), pero solo en baja frecuencia. El motivo de este fenómeno se debe a que, a baja frecuencia se presentan los resultados del estado del núcleo. Dichos cambios se evidencian en desplazamientos en el eje de las ordenadas. En conclusión lo que diferencia la presente prueba en fábrica como

en campo, es el método empleado para la desmagnetización del núcleo, ya que los equipos empleados en campo, no garantizan la desmagnetización total del mismo y por tanto se deben considerar cierto grado de error para proporcionar un diagnóstico confiable.

Existen varias razones para generar el diagnóstico de mediciones FRA, como [35][21][36]:

- Después de las pruebas de fábrica cortocircuito.
- Reubicación y puesta en marcha de validación.
- Post-incidente: descarga atmosférica, cortocircuito interno, evento sísmico externo.
- Determinaciones de diagnóstico de rutina.
- Evaluación del estado de los transformadores de mayor edad.
- Evaluación de los transformadores usados o piezas del mismo.
- Cuando se presenta cambio en alguna otra prueba de diagnóstico (DGA, etc.)
- Para fines de modelamiento del transformador.

Los modos de fallo no son exclusivos de las variaciones geométricas dentro de un transformador y pueden incluir la variación de la resistencia del circuito y el contacto magnético del núcleo. Las variaciones de la prueba FRA, pueden ser causados por un único tipo de fallo o una combinación de dos o más. FRA es conocido por ser útil en la detección de los siguientes modos de fallo [17].

- Radial, "aro de pandeo" deformación de arrollamiento.
- Axial, elongación de bobinado "telescópica".
- Mayor movimiento localizado en una zona específica.
- Resistencia de contactos.
- Espiras cortocircuitadas.
- Circuito abierto de bobinado
- Afloje de devanados debido al transporte.

El análisis de la respuesta de frecuencia (FRA) ha ganado popularidad para evaluar la integridad mecánica de los transformadores inmersos en aceite, debido a la escasa comprensión y la información disponible sobre los requisitos y especificaciones de FRA para la instrumentación, los procedimientos para realizar las pruebas y el análisis de los resultados. El Subcomité de Características de Desempeño de la IEEE formó el Grupo de Trabajo PC57.149, con el objetivo principal de compilar y validar las experiencias técnicas de FRA para desarrollar una aplicación de FRA y una guía de interpretación que beneficiarían a la industria [35].

2.6.1. PRECAUCIONES

Se recomienda que el transformador haya permanecido el menor tiempo posible fuera de servicio antes de realizarle la prueba. Todas las conexiones deben de estar desconectados, esto incluye conexiones de fase, conexiones de neutros, y las conexiones terciarias. Cualquier longitud extra conductor incluido en la ruta de circuito de prueba influye en el resultado de la prueba FRA.

Adicionalmente se deben de tener en cuenta las siguientes recomendaciones [35][21]:

- Cualquier transformador bajo prueba debe estar completamente aislado de cualquier fuente de alta tensión o de la fuente de alimentación al sistema.
- La cuba del transformador debe estar sólidamente conectado a tierra.
- Todo equipo deberá estar conectado a la tierra apropiada para la configuración de la prueba y aislada de cualquier fuente de alta tensión o de la fuente de alimentación del sistema.
- El ensayo debe realizarse en una amplia gama de frecuencias para poder diagnosticar problemas en el núcleo, la estructura de sujeción, los devanados y las interconexiones.
- Cuando un transformador en el campo ha sido probado previamente con pequeñas longitudes de barra conectada, debe probarse de la misma manera posteriormente, si es necesaria una comparación con datos históricos.
- En ausencia de las recomendaciones del fabricante del equipo. Generalmente, el suelo del tanque del transformador debe ser considerado como potencial de referencia para la medición FRA.
- En transformadores con cambiador bajo carga se recomienda realizarse en la posición del TAP que involucra más devanado.
- Debido a que el nivel de magnetismo residual en el núcleo magnético, afecta la respuesta en baja frecuencia del transformador hasta unos 10 kHz, en el artículo [37], se presenta un resumen de las recomendaciones de las frecuencias a emplear para el método de (SFRA) de cerca 35 artículos científicos, específicamente en el Tabla I “Rango de Frecuencias”).
- Diferencias de temperatura con curvas base, mayores a 15°C pueden afectar la comparación de las curvas.

2.6.2. PROCEDIMIENTO

Para llevar a cabo cada una de los métodos a mencionar se recomienda utilizar los tres cables coaxiales: [17]

- "Fuente".

- "Referencia".
- "Medida".

Estos cables deben estar tan cerca y de la misma longitud como sea posible, además tener una impedancia característica que coincida con el conjunto de prueba. Como mínimo, las derivaciones de "referencia" y "medida" deben ser idénticas. El esquema de conexión de dichos cable se pueden observar en las Figuras 16 y 17.

Para la presente prueba existen dos métodos aceptados internacionalmente, como lo es el método "Barrido en Frecuencia (SFRA)" y el método "Impulso de Bajo Voltaje (LVI o IFRA) [37]. Las normas [17][36], no especifican cuál de los dos métodos emplear, mientras que la Norma Técnica Colombiana brinda una guía [21] para dicha prueba en, la cual establece el procedimiento por el método de barrido de frecuencia (SFRA).

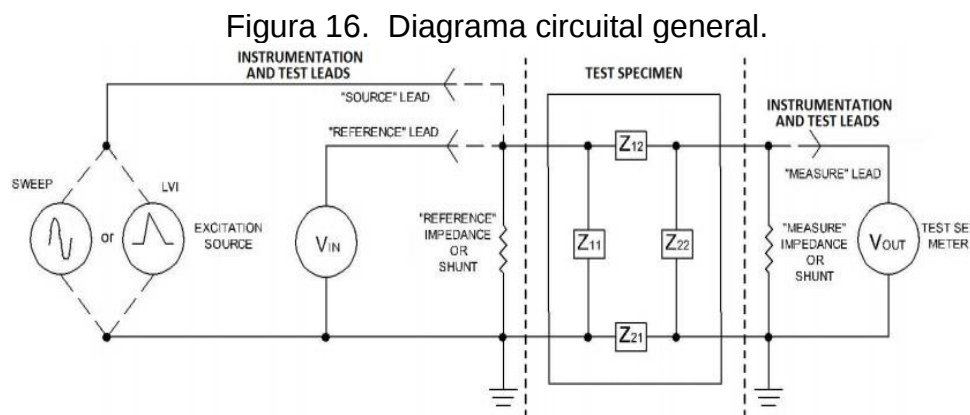
2.6.2.1. MÉTODO DE BARRIDO DE FRECUENCIA (SFRA)

Consiste en la obtención de la respuesta en frecuencia aplicando una señal sinusoidal de magnitud constante y variando su frecuencia en un rango entre pocos Hz y algunos MHz. [21]

2.6.2.2. MÉTODO DE IMPULSO DE BAJO VOLTAJE (LVI O IFRA)

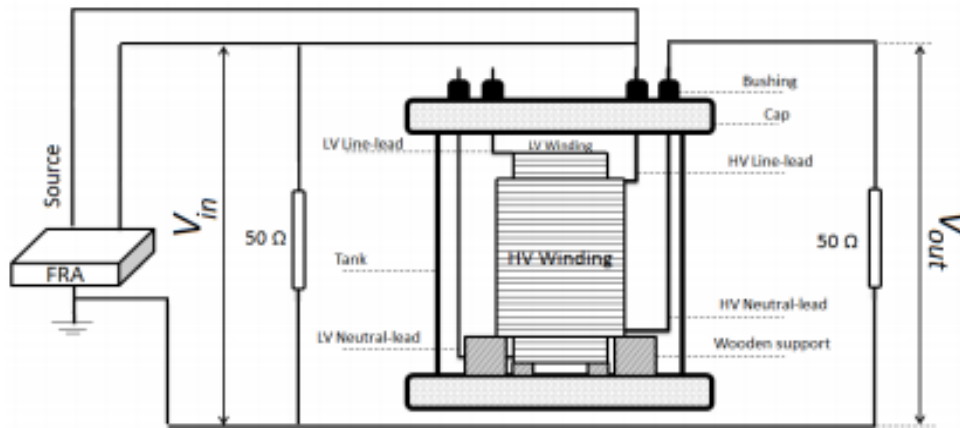
En este método, se inyecta un impulso de baja tensión con un alto contenido frecuencial y por medio de procedimientos matemáticos como la trasformada de Fourier, se descomponen las señales de entrada y salida en sus armónicos, obteniendo así la respuesta en frecuencia del transformador [21].

En las Figuras (16 y 17), se observan el diagrama circuital general típico que se deben tener en cuenta en la medición de FRA (independiente del método de medición) y su respectivo diagrama de conexiones.



Fuente: [35]

Figura 17. Diagrama conexiones.



Fuente: [38]

Las conexiones que se deben llevar a cabo para la presente prueba, difieren dependiendo del tipo de configuración de los devanados. En la Cláusula 4.8 de la norma IEEE [17], se establecen las conexiones recomendadas y requeridas, al igual que en las tablas de [A1 – A19] de la guía GTC [21] y las tablas [1 y2] de la norma IEC [36]. El número de pruebas que se deben de realizar se presentan en la siguiente tabla [35]:

Tabla 6. Número de pruebas recomendadas y requeridas.

Tabla de la [35]	Tipo de Transformador	Número de pruebas	
		Recomendadas	Requeridas
Tabla 1.	De 2 devanados	15	9
Tabla 2.	Autotransformador sin terciario	12	9
Tabla 3.	Autotransformador con terciario	33	18
Tabla 4.	Autotransformador con terciario inaccesible	18	9
Tabla 5.	Tri-devanados Parte 1	36	18
Tabla 6.	Tri-devanados Parte 2	36	18

Fuente: [35]

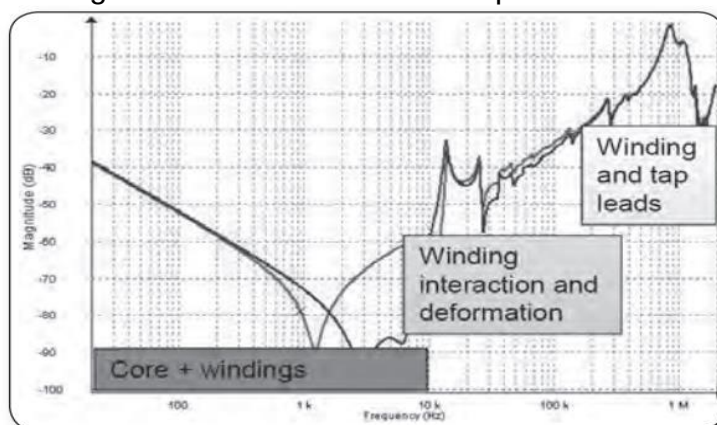
En el anexo C se presentarán cuatro tipos de mediciones las mediciones (“Circuito abierto”, “Cortocircuito”, “Capacitiva entre devanados” y “Inductiva entre devanados”)

2.6.3. INTERPRETACIÓN.

El objetivo principal del análisis FRA es determinar la condición física del transformador, asegurando así que los componentes internos no se hayan movido como resultado del transporte, daños severos en el aislamiento o corrientes de falla.

Para la interpretación de los resultados de mediciones de FRA, se destacan estrategias de análisis básicas, basados en identificar características de rastreo esperadas para ser comparados con datos de referencia. Las características de rastreo hacen referencias a los resultados esperados en una medición, teniendo en cuenta la geometría del transformador, así como también la relación de las fases con el núcleo. Por ejemplo, para rangos de frecuencias específicos, existe cierta previsibilidad de las formas de ondas esperadas; pudiendo descomponer el análisis en secciones de acuerdo a las partes activas del transformador, como se puede observar en la Figura 18 y la Tabla 7. Las interpretaciones se pueden basar en aumentos en los picos de resonancia en los trazos de magnitud o pérdida de los mismos en los trazos de fase.

Figura 18. Secciones de la respuesta FRA.



Fuente: [39]

Tabla 7. Fallas dependiendo del rango de frecuencias.

Frecuencias	Situación
Bajas	• Problemas en el núcleo. • Devanados abiertos/cortocircuito. • Malas conexiones. • Cambios en la impedancia de corto circuito.
Medias	• Deformaciones en los devanados. • Desplazamiento de los devanados.
Altas	• Movimiento de devanados y conexionado de conmutador.

Fuente: [39]

La norma IEEE Std C57.152 - 2013 [17], en concordancia con su guía de aplicación, la norma IEEE Std C57.149 - 2012 [35], al igual que las normas GTC 240 – 2013 e IEC 60076-18 -2012 [21][36], determina unas pautas generales para la interpretación de los resultados obtenidos en cada uno de los métodos:

- La base del análisis de FRA es la comparación con mediciones de referencia; si se dispone de mediciones de referencia, se recomienda imperativamente repetir esas mediciones exactamente iguales, con el fin de evitar influencias negativas en la interpretación de los resultados.
- Cuando no se dispone de datos de referencia, pueden utilizarse datos de transformadores idénticos.

En el anexo C se presenta un breve resumen de la interpretación que se le debe dar a los resultados de las mediciones en “Circuito abierto”, “Cortocircuito”, “Capacitiva entre devanados” y “Inductiva entre devanados”.

2.6.3.1. INTERPRETACIÓN MEDIANTE EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN.

Actualmente no se han estandarizado rangos con los cuales se pueda proveer un diagnóstico solo con los resultados de la medición de FRA, por tal motivo es indispensable realizar las respectivas comparaciones con mediciones de referencia. Para llevar a cabo dichas comparaciones existen parámetros como el Coeficiente de Correlación (CC), la Desviación Estándar (DS), Diferencia Máxima Absoluta (DABS) [37].

La norma IEEE [35], recomienda implementar el Coeficiente Correlación para abordar el análisis comparativo entre dos curvas de mediciones de FRA. El (CC) proporciona una indicación de la similitud o diferencia entre dos trazos de mediciones. La correlación tiene un valor entre -1 y 1. Si el valor es cero (0), esto indica aleatoriedad completa entre las dos trazas bajo inspección. Cuanto más cercana está la correlación a uno (1), más similares son las dos huellas y si el valor es -1,0, esto indica una relación inversa completa.

El CC se calcula a menudo con ayuda de software, pero manualmente se obtiene mediante el cálculo de la Covariancia en cada uno de los trazos, siendo esta última la desviación presente entre uno y otra.

$$\text{cov}(X, Y) = \sigma_{xy} \quad (22)$$

$$\sigma_{xy} = E[(X - \bar{X})(Y - \bar{Y})] \quad (23)$$

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad -1 \leq \rho \leq 1 \quad (24)$$

Dónde:

σ_{xy} : Es la covariancia de los valores X e Y .

$E[]$: Es la media de la covariacia de las variables X e Y .

X : Son los valores medidos del trazo X .

$\bar{X}$: Es la media de los valores medidos de X .

Y : Son los valores medidos del trazo Y .

$\bar{Y}$: Es la media de los valores medidos de Y .

ρ : Es el coeficiente de correlación que es mayor o igual que -1 y menor o igual que 1 .

σ_x : Es la desviación estandar de los valores medidos del trazo X .

σ_y : Es la desviación estandar de los valores medidos del trazo Y .

Finalmente, el coeficiente de correlación ρ se calcula tomando la covarianza de las dos trazas en cuestión y luego dividiéndolas por el producto de la desviación estándar de cada traza, normalizando así la constante para una fácil inspección.

2.6.4. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

El equipo de pruebas debe producir una medición de la respuesta de frecuencia con las siguientes características [21][35]:

- El equipo debe de contar con una amplia gama de frecuencias con el fin de ser capaz de diagnosticar problemas en el núcleo, la estructura de sujeción, devanados, y las interconexiones [35].
- Se deben realizar mediciones sucesivas con una resolución adecuada para dar un diagnóstico inequívoco [35].
- El equipo debe ser calibrado con un estándar trazable [35].
- La potencia de salida de la fuente de excitación debe proporcionar la energía adecuada en todo el rango de frecuencia para permitir la medición coherente de la función de transferencia a través de la gama de frecuencias [35].
- El equipo de prueba debe ser capaz de recoger un mínimo de 200 mediciones por década, ya sea espaciados linealmente o logarítmica [21][35].
- Los cables de prueba deben ser cables coaxiales como cerca de la misma longitud que sea posible y menos de 30 m (100 pies) de largo. Se deben utilizar cables de prueba apantallados con capacidad de conectarse a tierra en ambos extremos [35].
- Tanto la magnitud y ángulo de fase de la función de transferencia calculada deben presentarse [35].

- Un rango dinámico amplio asegura mediciones precisas de $\pm 1\text{dB}$ y debe tenerse un margen de alrededor de 20 dB sobre el ruido de base del instrumento [21].
- El equipo de prueba debe ser capaz de medir con un rango dinámico suficiente con el fin de poder probar todo tipo de transformadores (+ 20 a - 100 dB) [21].
- El nivel de tensión de prueba es un factor significativo en la medición de FRA, por lo que equipos de prueba comerciales utilizan voltajes que van desde 2Vpp hasta 10Vpp [21].

NOTA: En las Cláusula 5 y 7.1 de las normas IEC y GTC [36][21], respectivamente, se especifican a profundidad una a una las características que debe de tener el equipo de pruebas.

2.7. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La prueba de resistencia de aislamiento se realiza para determinar el estado del aislamiento de los bobinados, individuales a tierra o entre devanados. Son comúnmente medidos directamente en Mega-Ohmios o se pueden calcular a partir de mediciones de la tensión aplicada y la corriente de fuga.

La resistencia de aislamiento será el cociente entre tensión y corriente en el minuto uno (1) del ensayo. Contiene información directa del estado del sistema dieléctrico del transformador, pero está muy influenciado por la temperatura, para la cual es necesario referirla a una temperatura de referencia 20°C, la cual según las normas [17][19].

2.7.1. PRECAUCIONES

Las normas IEEE e IEC [10][17] recomiendan una serie de precauciones que se deben de tener en cuenta:

- Los devanados deben permanecer cortocircuitados durante toda la prueba.
- Los devanados que físicamente tengan una conexión a tierra (por ejemplo, neutros conectados sólidamente a tierra) y que no puedan ser desconectados, no se les podrá realizar la prueba de resistencia de aislamiento. Este tipo de devanados deben de ser tratados como parte del circuito de conexión a tierra.
- La temperatura de los devanados y líquido aislante debe estar cerca de la temperatura de referencia de 20°C.
- Bajo ninguna circunstancia se harán pruebas con el transformador en vacío.
- La prueba debe interrumpirse inmediatamente si la corriente comienza a aumentar sin estabilizarse.

- Una vez concluida la prueba, el tiempo empleado para desconectar los cables, debe de ser el adecuado, debido a que se pueden presentar cargas atrapadas en los devanados. Lo anterior puede causar daños en las personas cercanas al equipo.
- Esta prueba se debe de realizar periódicamente, con el fin de determinar variaciones en el aislamiento del transformador, logrando así, implementar las respectivas acciones correctivas.
- La resistencia de aislamiento puede variar con la tensión aplicada, por tal motivo es indispensable realizar comparaciones con mediciones realizadas al mismo nivel de tensión.
- Los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento pueden verse afectados por la sequedad y la limpieza del aislamiento al cual se le mide la resistencia.

2.7.2. PROCEDIMIENTO

La norma IEC [19], considera la presente prueba como una prueba de tipo especial, pero no establece los procedimientos requeridos para la misma.

La norma IEEE [17] y la presentación [40], recomienda que la prueba se realice a los siguientes valores de tensión: 500 V, 1000 V, 2500 V o 5000 V de DC, aunque las normas IEEE [10][17] consideran que la tensión suministrada en la prueba no debe de exceder el valor eficaz (RMS), de la tensión máxima empleada para la prueba de “Tensión Aplicada”

A continuación se presentan las conexiones a efectuar dependiendo del tipo de transformador [17].

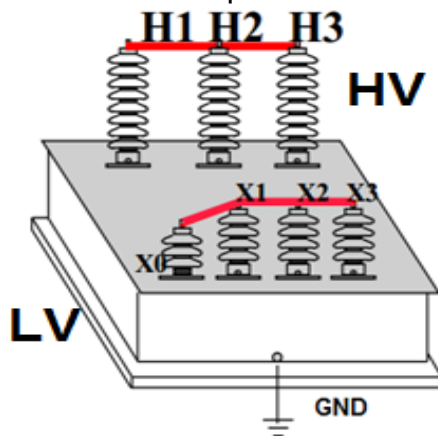
Tabla 8. Conexiones para la resistencia de aislamiento.

Tipo de Transformador	Conexiones
Transformador de dos devanados	(HV + LV) – GND HV – (LV + GND) LV – (HV + GND)
Transformadores tri-devanados	HV – (LV + TV ^a + GND) LV – (HV + TV + GND) (HV + LV + TV) - GND TV – (HV + LV + GND)
Auto-transformadores de dos devanados	(HV + LV) – GND
Auto-transformadores de tres devanados	(HV + LV) – (TV + GND) (HV + LV + TV) – GND TV – (HV + LV + GND)

^aDevanado terciario

Fuente: [17]

Figura 19. Esquema de conexión para la resistencia de devanados.



Fuente: [40]

Cada una de las mediciones de acuerdo a las conexiones presentadas en la Tabla 8, deben de tomarse un minuto después de haber iniciado la medición, con el fin de que el resultado final sea un valor estable.

2.7.3. INTERPRETACIÓN

De acuerdo al tipo de aislamiento que posee cada transformador, se pueden esperar ciertos niveles de la resistencia de aislamiento. Para transformadores de con un nivel de aislamiento elevado, normalmente posee mayor resistencia de aislamiento. Los transformadores inmersos en líquidos a base de éster natural generalmente tienen una menor resistencia de aislamiento que uno sumergidos de aceite mineral [17].

Para la norma IEEE [17], es factible que el análisis de los resultados se lleve a cabo realizando una comparación con datos de fábrica o pruebas anteriores y no dar un diagnóstico basado en un valor absoluto en Mega-Ohmios, ya que la influencia de la temperatura es significativa en dichos resultados.

En muchos casos la suciedad presente al interior del transformador puede causar que se obtengan valores de resistencias por debajo de la línea base (datos de fábrica). Una resistencia de aislamiento de cero o un valor muy bajo de la misma indica que un devanado tiene una conexión a tierra anormal, un corto entre devanados o exceso de carbono en el aislamiento. Esta posibilidad debe confirmarse mediante pruebas adicionales, tales como el índice de polarización, el factor de potencia o el contenido de humedad del líquido aislante [17].

En ausencia de normas de consenso relativas a las pruebas de resistencia al aislamiento, el Consejo de Examen de Normas NETA [41], sugiere los valores representativos en la Tabla 9. Se debe de tener en cuenta que los resultados de las pruebas dependen de la temperatura y de la humedad del ambiente circundante en

el momento del ensayo. Como complemento, el artículo [40], recomienda que por cada kV aplicado se debe de esperar 1 Mega-Ohm.

Tabla 9. Valores representativos de resistencias de aislamiento.

Clasificación de la bobina del transformador (Volts)	Prueba - Mínima Voltaje de DC	Mínimo recomendado de Resistencia de Aislamiento (MΩ)	
		En Aceite	Tipo Seco
0 -600	1000	100	500
601 - 5000	2500	1000	5000
> 5000	5000	5000	25000

Fuente: [41]

Adicionalmente la norma ANSI/NETA [41], provee de los correspondientes factores para realizar corrección de temperatura a 20°C y 40°C en las tablas 100.14.1. y 100.14.2. respectivamente, al igual que en la tabla II de la [42].

2.7.4. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

El equipo utilizado para ejecutar la prueba de resistencia de aislamiento, debe de contar con las siguientes características:

El equipo a emplear debe ser capaz de suministrar una tensión de corriente continua con una tasa de variación de 1 kV a 5 kV, en un minuto [17], no está demás mencionar que la tensión a aplicar varía de acuerdo a la tensión nominal del devanado.

El equipo debe de disponer de una fuente de corriente continua para alimentar el transformador bajo prueba y ser capaz de suministrar hasta 10000 Vcc (valor máximo en volts de equipos en el mercado), operando con baterías o desde la red de alimentación. La filosofía de medida se basa en el registro de la corriente y tensión de forma continua que evoluciona como respuesta a un escalón de tensión [4].

2.8. ÍNDICE DE POLARIZACIÓN

El propósito de la prueba de índice de polarización, como su nombre lo indica, se basa en proporcionar un índice de calidad del aislamiento bajo prueba [43][44].

Para realizar el ensayo se debe de tener claridad en la concepción del comportamiento de las tres corrientes que en ella están presente [17]:

- Corriente de Carga: La corriente de carga que se genera al momento de iniciar la prueba cae rápidamente a cero.
- Corriente de Absorción: Debido al cambio molecular en el aislamiento, esta corriente cae muy lentamente a cero [45].

- Corriente de Fuga: Es aquella que aparece como consecuencia de la conducción existente en la superficie del aislamiento. Esta corriente es una consecuencia de la contaminación y humedad presente en la superficie del aislamiento [45].

Teniendo en cuenta que está prueba en muchos casos es considerada como una extensión de la prueba Resistencia de Aislamiento, es relevante mencionar que los motivos por los cuales se decide ejecutar, se debe intervenciones previas en el aceite, como por ejemplo, la prueba de termovaciación, regeneración del aceite, etc, ya que estas pruebas polarizan las moléculas presentes en el aceite.

2.8.1. PRECAUCIONES

Por naturaleza, en todo procedimiento existen ciertas precauciones, las cuales en caso de no darle la importancia adecuada, se podrán presentar imprecisiones en los resultados obtenidos. Para este ensayo se deben tener las siguientes precauciones [17].

- Para cada medición de resistencia de aislamiento no es necesario realizar la corrección de temperatura, ya que se asume que las condiciones de temperatura y de humedad relativas son las mismas.
- El ensayo de índice de polarización no debe de emplearse para la determinación del estado del aislamiento de transformadores nuevos.
- La aplicación de la prueba de índice de polarización tiene importancia cuando en la medición de la “Resistencia de Aislamiento” se obtienen resultados inferiores a los 5 GΩ [43].

2.8.2. PROCEDIMIENTO

En el ensayo del índice de polarización se deben de tomar dos mediciones de resistencia de devanados, siguiendo cada paso mencionado en el numeral 2.7. Resistencia de Aislamiento. Se debe de tomar una lectura a un (1) minuto de haber iniciado el ensayo, y posteriormente otra lectura a los 10 minutos de haber iniciado el ensayo, teniendo en cuenta que el equipo de medición no se debe de apagar o desconectar.

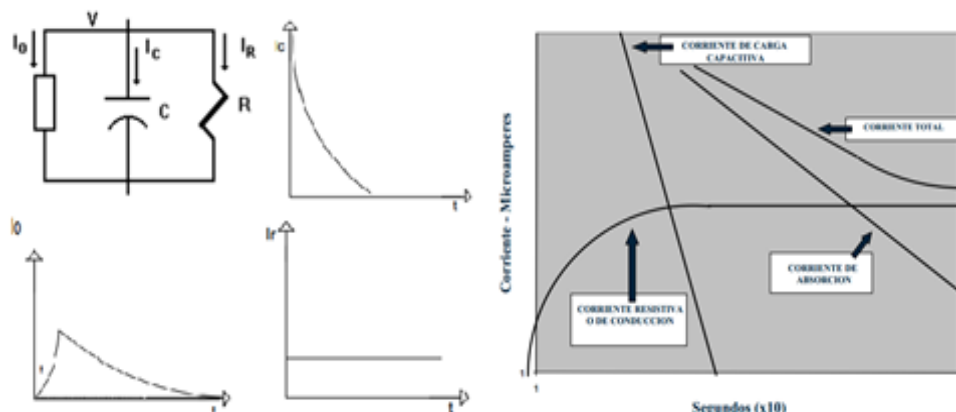
El resultado cuantitativo de la prueba es el cociente entre las dos mediciones realizadas y se realiza mediante la ecuación:

$$IP = \frac{\text{Lectura de resistencia de aislamiento al minuto 10 [Mega-}\Omega\text{]}}{\text{Lectura de resistencia de aislamiento al minuto 1 [Mega-}\Omega\text{]}} \quad (25)$$

Fuente: [17]

Los tiempos requeridos en el desarrollo de la prueba, se deben a que, al energizar el transformador con la tensión de DC, aparecen tres tipos corrientes, las cuales se pueden observar en las siguientes figuras:

Figura 20. Comportamiento de las corrientes presentes en el "IP".



Fuente: [40]

En los primeros segundos de iniciada la prueba, la corriente es básicamente capacitiva. Al minuto la lectura de corriente es la combinación de la corriente capacitiva, la de polarización y la de conducción o resistiva. A los diez minutos la corriente medida es mayormente la corriente de conducción.

2.8.3. INTERPRETACIÓN

Para realizar la interpretación de los resultados del ensayo de índice de polarización, la norma IEEE [17], recomienda que se tengan en cuenta los valores estandarizados de la Tabla 10, con los cuales es posible dar un diagnóstico del estado o la calidad del aislamiento del transformador de potencia.

La empresa (INDUCOR), en su artículo [43], cita al Instituto Argentino de Normalización y Certificación en su norma Std IRAM 2325, la cual proporciona la siguiente tabla, en la que recomienda ciertos valores del índice de polarización para dar un diagnóstico acertado.

Tabla 10. Clasificación del estado del aislamiento.

IP	Clasificación del estado del aislamiento
(1,0 - 1,1]	Malo
(1,1 - 1,25]	Cuestionable
(1,25 - 2,0]	Razonable
> 2,0	Bueno

Fuente: [17]

Tabla 11. Clasificación del estado del aislamiento Std IRAM 2325.

Índice de Polarización	Clasificación del estado de la aislación - Std IRAM 2325
$IP < 1.0$	Peligroso
$IP < 1.5$	Cuestionable
$1.5 \leq IP \leq 2.0$	Aceptable
$2.0 \leq IP \leq 3.0$	Bueno
$3.0 \leq IP \leq 4.0$	Muy bueno
$4.0 \leq IP$	Excelente

Fuente: [43]

Según (G. Aponte) [40], “El IP no es muy diciente en transformadores con aceite aislante, ya que el efecto de la alineación de las moléculas polarizadas dentro de un campo eléctrico no se produce de manera notoria en los líquidos, pues en estos se forman corrientes de convección que ocasionan remolinos y dificultan la alineación de las moléculas”. De acuerdo a lo anterior la prueba de IP se recomienda principalmente a máquinas eléctricas con un aislamiento sólido.

2.8.4. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

El equipo a utilizar es el mismo empleado para realizar la prueba de resistencia de aislamiento, el cual se especifica en el numeral 2.7.4 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO.

2.9. CAPACITANCIA Y TANGENTE DELTA (δ)

Las mediciones de capacitancia y factor de potencia/factor de disipación (DF) se realizan para investigar el estado del aislamiento de los transformadores de potencia y las bornas. Ambos sistemas de aislamiento son esenciales para el funcionamiento confiable del transformador [22]. En este método de diagnóstico, se mide la capacitancia y el ángulo de pérdidas del sistema de aislamiento, los cuales proveen información del grado de humedad y contaminación del dieléctrico [46].

El objetivo principal de la prueba de tangente delta, es la determinación del estado del aislamiento bajo los efectos resistivos como los capacitivos, apoyado en la magnitud corriente de fuga que el aislamiento deja fluir.

2.9.1. CAPACITANCIA

El sistema de aislamiento del transformador es considerado como un simple capacitor, ya que contiene un dieléctrico (aislamiento), entre dos electrodos que en este son caso los conductores de los devanados. Como tal la capacitancia depende del material dieléctrico y de la configuración física de los electrodos (devanados).

La capacitancia influye en la distribución del gradiente de voltaje dentro del transformador, provocando que la potencia de pérdidas dieléctricas se incremente, donde dicho gradiente de voltaje es alto, es decir, en el aislamiento. Estas pérdidas dieléctricas calientan el aislamiento, produciendo puntos calientes, los cuales deterioran el dieléctrico de forma acelerada [46].

La variación de la capacitancia está determinada por tres factores: constante dieléctrica, área del ánodo – cátodo y la distancia entre las placas. Por medio del último factor, la medición de la capacitancia se lleva a cabo, con el fin de dar un diagnóstico de la deformación mecánica de los devanados del transformador o si una capa del aislamiento se encuentra cortocircuitado.

En la Figura 22, se puede observar el diagrama general esquemático de la prueba de capacitancia, en donde la resistencia representa la componente de pérdidas en el aislamiento, mientras que el condensador representa las propiedades geométricas y físicas, tales como la constante dieléctrica.

2.9.2. TANGENTE DELTA (δ)

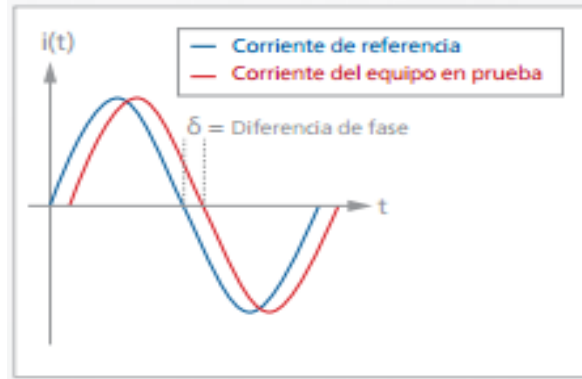
Este ensayo es comúnmente llamado factor de disipación (DF) y tiene un equivalente denominado factor de potencia (PF), donde sus resultados poseen a menudo una diferencia cercana al 0,1%. Adicionalmente difieren no solo de la forma como se calculan, sino la interpretación que se le puede dar a cada uno [17].

El ángulo de disipación (δ), está definido como el ángulo entre el vector de la corriente total resultante y el eje imaginario. La corriente total resultante al aplicar la tensión de AC, posee dos componentes: una corriente de carga y una corriente de pérdida. Todo aislamiento tiene una cantidad medible de pérdida dieléctrica, sin considerar su condición, teniendo en cuenta que para un aislamiento nuevo las pérdidas representadas en la corriente de pérdidas serán relativamente baja [46].

Según (OMICRON) en su artículo [22], las mediciones estándar de (DF) a 50 Hz o 60 Hz solo pueden detectar los efectos de la humedad y el envejecimiento en una etapa avanzada, mientras que el uso de frecuencias diferentes a la frecuencia de la línea, aumenta la sensibilidad de la medición, ya que algunos problemas son más dominantes a frecuencias por encima o por debajo de la frecuencia de la línea. Los modernos dispositivos de prueba pueden realizar barridos automáticos de frecuencia entre 15 – 400 Hz.”

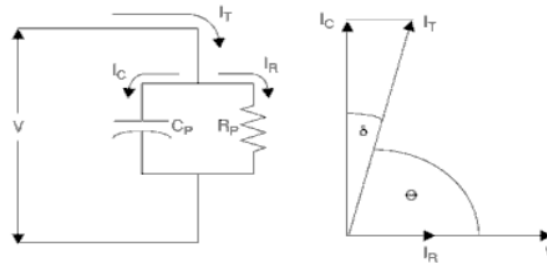
El ángulo (δ), se puede determinar por medio del desfase entre la corriente de referencia y la corriente del equipo en prueba, que es causado por las pérdidas dieléctricas. Esta situación está representada en el Figura 21.

Figura 21. Desfase causado por pérdidas dieléctricas.



Fuente: [22]

Figura 22. Diagrama vectorial de capacitancia y tangente delta.



Fuente: [46]

Dónde:

V : Voltaje aplicado.

I_T : Corriente total.

I_R : Corriente de pérdida.

I_C : Corriente de carga.

El factor de disipación o tangente delta se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$\tan(\delta) = \frac{I_R}{I_C} \quad (26)$$

El factor de pérdida es una relación adimensional expresada en porcentaje, la cual da una indicación de la condición del aislamiento. La contaminación del aislamiento por humedad o sustancias, causa que la pérdida dieléctrica aumente. El daño físico debido a esfuerzos eléctricos u fuerza externa también afecta el nivel de pérdidas [47].

2.9.3. PRECAUCIONES

A continuación se presentarán las precauciones a tener en cuenta, para llevar a cabo con éxito las pruebas de capacitancia y tangente delta.

- En primera instancia se debe de realizar una inspección visual, con el fin de identificar daños externos o condiciones inusuales.

- Los sistemas de aislamiento presentes en el transformador de potencia no deben de ser analizados por grupos o subconjuntos. Se recomienda imperiosamente, que cada sistema de aislamiento por pequeño que sea, se pruebe por separado.
- La tensión de AC, a la cual se debe de realizar la prueba no debe superar los 10 kV. Es indispensable que los datos de referencia, es decir, pruebas de fábrica o de puesta en servicio, se debieron de haber realizado a tensiones inferiores a los 10 kV.
- Las condiciones del entorno en el cual se realiza la prueba, deben de ser registrados, con el fin de determinar anomalías en evolución bajo un diagnóstico asertivo.
- En caso de que el transformador no posea una conexión a tierra fija, se debe de emplear una tierra temporal para el desarrollo de la prueba.
- El cable de tierra del equipo a utilizar debe de estar conectado en todo momento a la tierra fija o temporal del transformador.
- Debido a que el factor de pérdidas es significativamente influenciado por la temperatura, por lo tanto los datos obtenidos deben ser referenciados a una temperatura de referencia de 20°C.
- Deben evitarse las pruebas a temperaturas inferiores a la congelación, ya que las características del hielo y del agua son muy diferentes, siendo mucho más difícil detectar la presencia de hielo. Lo anterior afecta significativamente los resultados de la medición.

2.9.4. PROCEDIMIENTO

“En los transformadores de potencia, las mediciones se realizan en el aislamiento principal, entre los devanados (C_{HL}) y el aislamiento entre los devanados y la cuba (C_H, C_L). Se cortocircuitan los devanados y se aplica la tensión de prueba a un devanado mientras se mide la corriente a través del aislamiento en el devanado opuesto o en la cuba. En las bornas, la tensión se aplica al conductor principal, mientras que la medición de la corriente se realiza en la toma de medición” [22].

La norma IEEE [17], establece los procedimientos para transformadores de un (1) devanado (autotransformadores), de dos y tres devanados. Se debe de tener en cuenta que para esta prueba, un autotransformador con un devanado terciario, es considerado como un transformador de dos devanados.

En el anexo D se presentan los esquemas de conexión con su respectivo número de mediciones. Adicionalmente, se deben de realizar las siguientes correcciones en la presente prueba:

2.9.4.1. CORRECCIÓN POR TEMPERATURA A 20°C.

Debido a que los resultados de la prueba de $\tan \delta$ varían con la temperatura, dichos valores se deben corregir por medio de la ecuación (27), con los factores (K) de la Tabla 12.

$$\tan \delta \text{ a } 20^\circ\text{C} = \tan \delta \text{ a } (^\circ\text{C}/k) \quad (27)$$

Fuente: [48]

Tabla 12. Factores de corrección (K).

Temperatura (°C)	Factor de corrección (K)
10	0,80
15	0,90
20	1,00
25	1,12
30	1,25
35	1,40
40	1,55
45	1,75
50	1,95
55	2,18
60	2,42
65	2,70

Fuente: [48]

2.9.4.2. CORRECCIÓN POR Tensión DE ENSAYO.

La corrección por tensión de ensayo, se debe a la escala de tensión empleada, la cual se lleva a cabo por medio de la siguiente ecuación:

$$\tan \delta_{\text{Corregida}} = \tan \delta * \frac{\text{Escala de } U_{\text{Aplicada}}}{U_{\text{Aplicada}}} \quad (28)$$

Fuente: [48]

Donde:

$\text{Escala de } U_{\text{Aplicada}} = \text{Escala de la tensión aplicada.}$

$U_{\text{Aplicada}} = \text{Tensión aplicada.}$

2.9.5. INTERPRETACIÓN

La interpretación de los resultados de esta prueba se basan en la comparación con mediciones realizadas en fábrica (datos de placa característica), o es en su defecto una medición inicial de puesta en servicio tomada como referencia [17].

Tabla 13. Valores estandarizados para Tan (δ).

DF en % a 20°C	Estado de aislamiento	Observación
Tan δ < 0,5%	Bueno	Típico en transformadores nuevos
0,5% < Tan δ < 1%	Regular	Típico en transformadores en servicios
Tan δ > 1%	Investigar	Complementar con pruebas

Fuente: [17][48]

En campo, los sistemas de aislamiento de transformadores no deben variar en más del 5% de los resultados de referencia. Si los resultados están por encima del 5% y por debajo del 10%, es necesario realizar una investigación exhaustiva, ya que es común que estas variaciones se deban a rupturas en las capas capacitivas de las bornas [22]. Si la capacitancia ha cambiado más del 10%, indica que la distancia del aislamiento ya no es suficiente y por lo tanto el transformador no debe ser devuelto al servicio [17].

Dependiendo del estado del aceite, la norma IEEE [17], establece límites de aceptación, teniendo en cuenta que el valor del DF es un indicador de la contaminación por exceso de agua (en combinación con material particulado), materiales polares o iónicos en el líquido, los cuales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 14. Valores aceptables de DF en aceites aislantes nuevos y usados.

Estado del líquido aislante	Factor de disipación (%), máximo							
	Aceite mineral		LFG		Silicona		Ester natural	
	25°C	100°C	25°C	100°C	25°C	100°C	25°C	100°C
Líquido aislante nuevo en equipo nuevo	0,05	0,40	0,1	1,0	0,1	-	0,5	-
Líquido aislante envejecido en servicio	0,5	5,0	1,0	-	0,2	-	0,5	-

Fuente: [17]

Se puede obtener más información sobre los límites de DF en las normas IEEE [49][50][51][52], para aceites minerales, LFH, silicona y de ester natural, respectivamente.

Para la capacitancia, los valores límites establecidos de tolerancia por la norma IEEE [53] son:

Tabla 15. Valores aceptables de capacitancia.

Tipo de construcción	Capacitancia
	Cambios aceptables (%)
Impregnado de aceite, aislado en papel	$\pm 1,0$
Impregnado con resina, aislado en papel	$\pm 1,0$
Resina unida, con aislamiento de papel	$\pm 1,0$
Aislamiento del molde	$\pm 1,0$
Sólido	$\pm 1,0$

Fuente: [53]

2.9.6. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

La pérdida dieléctrica es usualmente determinada por un puente de medición, como el puente Schering o el puente de relación de transformación. Los instrumentos de este tipo normalmente tienen la capacidad para determinar el valor de la capacitancia, como también el factor de disipación del aislamiento bajo ensayo [17].

Junto con el puente utilizado, se requiere de una fuente de alimentación de corriente alterna capaz de suministrar tensiones desde 100 V hasta 12 kV (aunque la máxima tensión a emplear sea de 10 kV) y un condensador estándar (o equivalente). Adicionalmente los equipos de medición, deben de estar equipados con tres configuraciones de prueba seleccionables: prueba de muestra no aterrizada UST, prueba de muestra aterrizada GST y prueba de muestra aterrizada GST con guarda. Estas configuraciones permiten que cada sección de aislamiento sea evaluado por separado y se pueden observar en el anexo D.

2.10. DESCARGAS PARCIALES

Las descargas parciales (DP), son un tipo de DP localizada resultante de la ionización de un gas en un sistema de aislamiento, cuando el nivel de voltaje excede un valor crítico [54].

Las DPs, se deben a defectos del aislamiento, como consecuencia de errores de diseño, fallos u omisiones de fabricación, defectos o impurezas de los materiales usados [55]. Teniendo en cuenta que el transformador se puede ver como un capacitor de placas paralelas en cada subsistema del aislamiento, al ser energizado. Cuando el transformador de potencia está energizado hay presente un campo eléctrico que fluye a través del dieléctrico, que se intensifica en los puntos en donde

se presentan huecos dentro de aislamiento sólido, contaminación por partículas en la superficie del material aislante, puntos afilados en la superficie del material aislante, burbujas de gas en el aislamiento líquido, partículas flotantes en el aislamiento de gas, efecto corona alrededor de un electrodo envuelto en un gas, fallo mecánico o daño a los materiales de aislamiento [55]. La intensificación de dicho campo eléctrico provoca que el gradiente de voltaje aumente súbitamente en ese punto, ocasionando la ruptura dieléctrica del aislante, es decir, que dicho aislante se convertirá en un conductor eléctrico observado como un arco eléctrico.

El propósito de la prueba de DP, es determinar el estado del aislamiento de las bornas, aceite, papel, resina epóxica y devanados, ya que las DP son consideradas como el mecanismo de deterioro que más afecta la vida útil de los transformadores de potencia [54].

Un aspecto importante de la presente prueba es que, es un procedimiento no destructivo, lo que lo convierte en un método confiable y relevante para los sistemas de alta tensión, los cuales deben de cumplir con elevadas exigencias de calidad que les permita garantizar un buen comportamiento a largo plazo [22][54].

Las DP se pueden clasificar dependiendo de su localización y forma, como por ejemplo: internas, superficiales, corona y en forma de árbol. Esta última se caracteriza por la formación de un camino conductor dentro del aislamiento sólido, dicho camino ó canal tiene forma de árbol [54].

Los medios y entornos en los cuales se pueden presentar las PDs, de acuerdo a (P. Casals) en su artículo [55] son:

- **Dieléctricos sólidos:** Se produce en los gases (o aire) contenidos en cavidades en el interior del aislamiento; por incrustaciones, partículas extrañas o problemas de pantallas, que provocan una intensificación del campo eléctrico.
- **Dieléctricos líquidos:** En burbujas producidas como consecuencia de desprendimiento de gases por elevado gradiente (reacción química o degradación), por variaciones de presión y temperatura.
- **Dieléctricos gaseosos:** Como consecuencia de efecto corona alrededor de elementos metálicos con poca curvatura (gradiente elevado) o elementos flotantes (incluidas partículas) no puestos a tierra.

Es relevante mencionar que, una vez iniciada la actividad de DP, estas continuarán aumentando con el paso del tiempo, hasta llevar al transformador de potencia a una falla. En un sistema de aislamiento deteriorado por las DP, probablemente se producirá una inflamación generalizada, por el hecho de que el aislamiento no es

capaz de soportar la tensión para la cual fue diseñado, convirtiéndose en conductor por medios eléctricos [56].

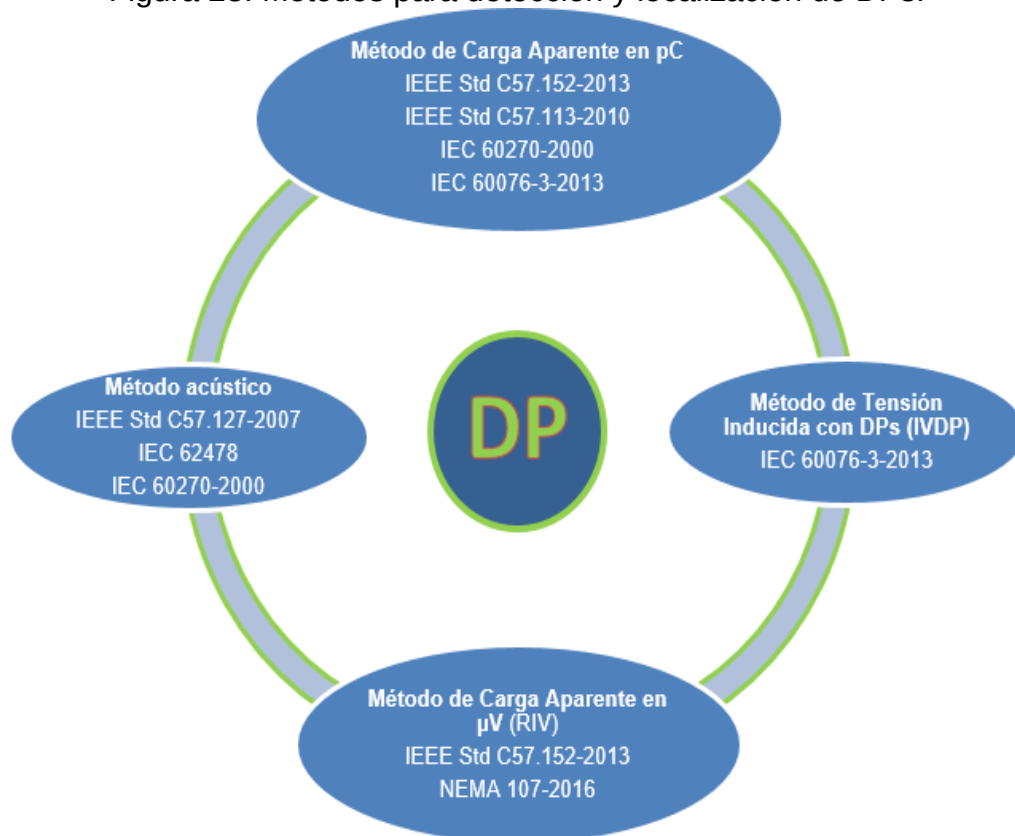
La actividad de las DPs, generan intercambios de energía, que a su vez provocan una serie de fenómenos, los cuales son utilizados para la detección de las DPs.

A continuación se presentan algunos de los fenómenos producidos [55]:

- Eléctricos { Impulso de corriente (pC).
Pérdidas en el dieléctrico ($\tan \delta$).
- Térmico (aumento de la temperatura local).
- Presión (aumento de la presión)
- Radiación electromagnética – radiación visible (luz).
- Ruido (Audible y Ultrasónico).
- Reacciones químicas.

Los métodos para la detección y localización de las descargas parciales, recomendados y aprobados por las normas internacionales se pueden observar en la siguiente figura:

Figura 23. Métodos para detección y localización de DPs.



El artículo [57], considera que las mediciones de DP en campo, pueden no ser tan confiables a la hora de realizar un diagnóstico de un transformador de potencia, ya

que argumenta que en campo, no es posible tener un control óptimo de las variables que afectan la medición de las DP. A su vez se apoya en el artículo del Comité CICRE de México - 2001 [58], el cual se establece que el método ultrasónico puede ser el más adecuado. El método ultrasónico se lleva a cabo por medio de cambios de presión reflejados en las paredes de la cuba y posteriormente captados por sensores.

La detección y cuantificación de las DP por medio del método RIV desarrollado en la norma NEMA 107-2016 [59], no es adecuado para transformadores de potencia, por tal motivo solo se desarrollará el método acústico (ultrasónico), y el método de carga aparente, siendo éste el más antiguo, pero con la restricción de que solo es posible llevarse a cabo en el laboratorio, debido a los equipos requeridos para ser llevado a cabo con éxito.

Es relevante mencionar que el método acústico es el más adecuado, pero solo determina la localización de la fuente de DP, mas no cuantifica dicho valor.

NOTA: Las precauciones y el procedimiento de la prueba de DP por el método de carga aparente pC, se desarrolla en el anexo E.

2.10.1. PRECAUCIONES

Debido a que cada método empleado para la detección y localización de las DPs, trae consigo sus propias precauciones, a continuación se presentarán por separado.

2.10.1.1. PRECAUCIONES PARA LA MEDICIÓN DE DPs POR EL MÉTODO ACÚSTICO

- Se recomienda que el equipo de medición acústica conectado al tanque sea aislado eléctricamente del tanque por medios ópticos o por aislamiento eléctrico de alto voltaje [60].
- Al momento de realizar la prueba, el transformador debe de estar en la posición del Tap nominal o con una tensión inferior.
- El personal a desarrollar la prueba de DP por medio del presente método, debe de estar capacitado y conocer los riesgos a los que está expuesto, ya dicha prueba se debe de llevarse a cabo con el transformador energizado.
- Para transformadores tipo seco, se recomienda emplear micrófonos especializados para el desarrollo de la prueba, debido a la irregularidad de la geometría del mismo, pero con la restricción de que, se debe llevar a cabo en un laboratorio, con el fin de que tener control de las condiciones en las que se realizarán las pruebas.
- Es posible que la realización de la prueba, sea compleja, debido a la variación de los materiales presentes en cada uno de los transformadores, por el hecho

de que, los mismos, pueden poseer escudos magnéticos que no permiten que la recepción de las señales no sea el adecuado [60].

2.10.2. PROCEDIMIENTO

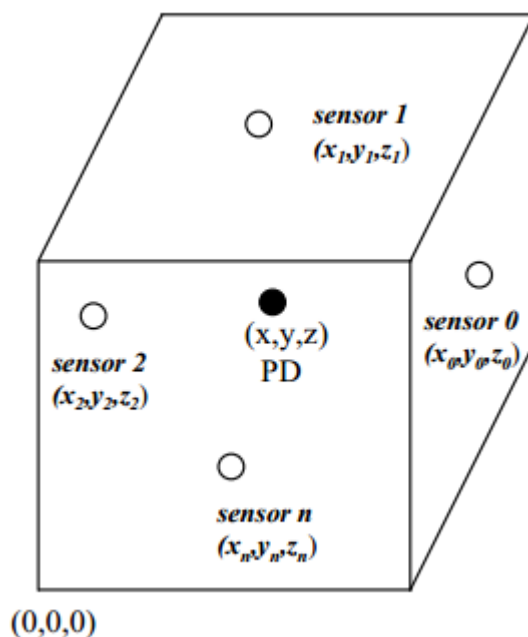
Como se mencionó anteriormente, solo se desarrollarán los métodos de “Carga Aparente en pC” en el Anexo E y “Método Acústico. A manera de información, el método de “Tensión inducida con DP”, se puede obtener en la Cláusula 11.3 de la norma IEC 60076-3 de 2013 [61].

2.10.2.1. MÉTODO ACÚSTICO

La detección y localización de las DP por medio de emisiones acústicas, consiste en la ubicación de sensores alrededor del transformador bajo prueba, preferiblemente cercanos al mismo, los cuales determinan el punto en el cual se encuentra la fuente de las DP, mediante la recepción de las señales provocadas por los impulsos de corrientes. Dichas señales poseen formas, tamaños y frecuencias particulares, dependiendo de los materiales constructivos del transformador.

En la siguiente figura se presenta un esquema de la ubicación de los sensores requeridos para la localización de las DP.

Figura 24. Ubicación de sensores para la localización de DP.

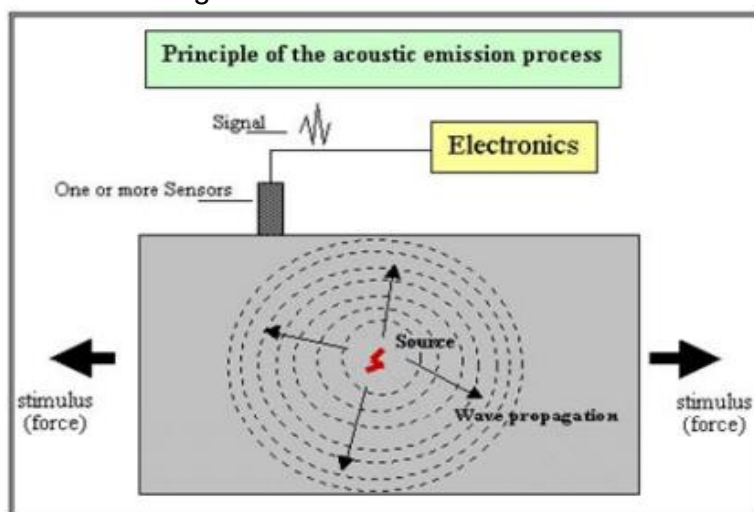


Fuente: [60]

El principio de funcionamiento de los equipos empleados, es enviar señales sinusoidales durante la prueba, denominadas estimulaciones, con el fin de obtener un tiempo inicial, empleado como referencia para determinarse el tiempo que se

demora la señal emitida por la DP hasta llegar al sensor, para posteriormente conseguir, por medio de la Transformada Wavelet. A continuación se puede evidenciar esquemáticamente lo mencionado anteriormente.

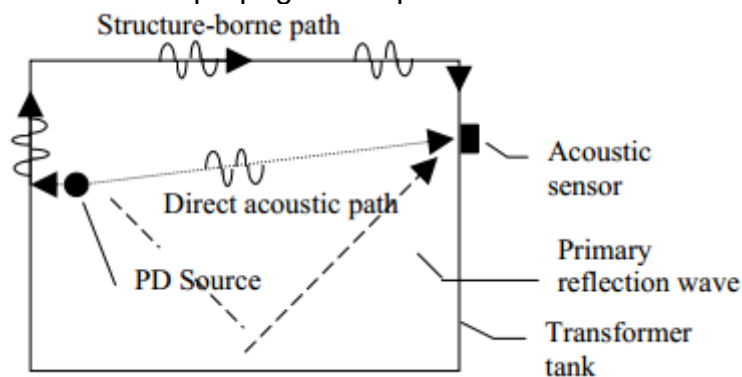
Figura 25. Estimulación de DP.



Fuente: [60]

A pesar de los avances tecnológicos empleados para la implementación y correcta ejecución de la prueba, aún se presentan problemas en la estimación del tiempo de llegada de la onda formada por la DP. Lo anterior se debe de que los caminos por los cuales las señales pueden dirigirse, dependen de las materiales por los cuales circule dicha señal. La siguiente figura sirve como ejemplo de las situaciones que se pueden presentar:

Figura 26. Vías de propagación típicas de la señal acústica DP.



Fuente: [60]

La situación que se ilustra puede ser el siguiente: teniendo en cuenta que la velocidad de propagación de la señal varía de acuerdo al material, se presenta el caso en el cual la señal se demora más tiempo en llegar al sensor, si sigue el camino directo, que en realizarse la recepción por medio de la cuba, la explicación a lo

anterior se debe a que, la velocidad de propagación de la señal en el aceite es menor que en el material metálico con el cual se construyen los transformadores. El objetivo de lo mencionado es que, en primera instancia se desconoce cuan cerca se encuentra la fuente de la DP a una de las paredes de la cuba.

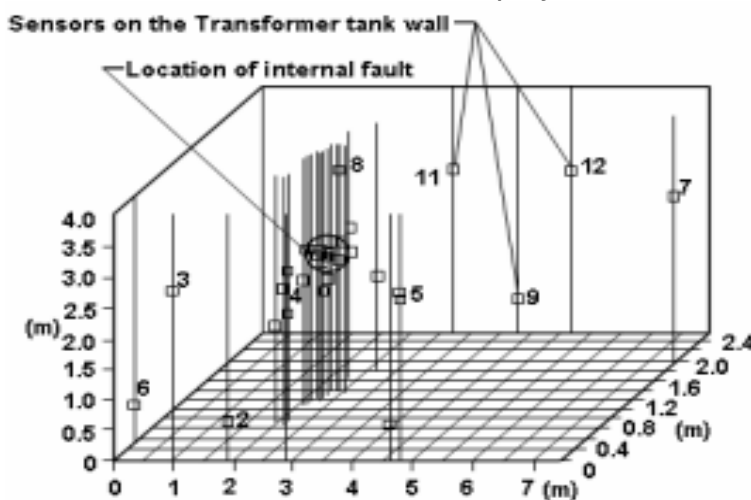
En conclusión el método se basa en la triangulación de la fuente de las DP, por medio del tiempo que se requiere para que dicha señal llegue hasta el sensor.

2.10.3. INTERPRETACIÓN

El presente método de apoya en otras pruebas de diagnóstico como DGA (Análisis de Gases Disueltos), con el fin de obtener un criterio para la realización de la prueba de DP por el método de acústico.

Teniendo en cuenta que el método acústico no cuantifica las DP, sino que determina la localización, las normas que rigen dicha prueba determinan la ubicación de la descarga parcial por medio de un plano en tres dimensiones, como el que se presenta a continuación.

Figura 27. Fuente de DP en función del tiempo y la ubicación en el tanque.



Fuente: [60]

El análisis de los resultados de las DP, se obtienen de la norma [53], la cual establece los valores límites admisibles, específicamente en la Tabla 24. Los valores que a continuación se presentan, están orientados a proporcionar límites admisibles del método de Carga Aparente, desarrollado en el Anexo E y el método RIV, mas no es una relación de los mismos, ya que hasta la fecha no se ha podido determinar una relación entre los resultados obtenido en pC y μV .

A modo de información en el artículo [62], se intentó dar un diagnóstico confiable por medio de la relación pC/ μV a base de las pruebas de Carga Aparte por banda

ancha y RIV, a un gran número de transformadores en el laboratorio chileno IREQ, buscando una posible estandarización de ciertos límites de aceptación, pero no se pudo lograr debido a que dicha relación oscila entre menos de 1 y más de 100, por una fuerte dependencia de la capacidad efectiva del devanado que, en general, aumenta con la potencia nominal del transformador y varían para diferentes valores de atenuación de las componentes espectrales de las señales PD que viajan a través los devanados. Lo anterior se presenta, ya que dichos métodos, son los únicos capaces de cuantificar las descargas parciales por medio de variables eléctricas.

Como complemento de lo expuesto en artículo [62], el libro [63], sustenta una posible relación bajo unas circunstancias que posiblemente solo se conseguirían teóricamente, dichas circunstancias son: se producen impulsos relativamente grandes en los semi-cíclicos positivas y negativas, es decir, en las zonas ascendentes y descendentes de la onda de corriente; se puede realizar una conversión con una tasa de repetición de dos veces por ciclo ($n = 100$ en un sistema de 50 Hz) y una impedancia de medición de 60Ω , con la cual se aproximaría a una relación de $1\mu V = 2,6 \text{ pC}$.

En la siguiente tabla se presentan los límites aceptables de DP para los dos métodos desarrollados.

Tabla 16. Límites de Descargas Parciales^a.

Tipo de construcción^b	A 1.5 veces la tensión^c L-G máxima (pC o μV)
Impregnado de aceite, aislado en papel	10
Impregnado con resina, aislado en papel	10
Resina unida, con aislamiento de papel	100
Aislamiento moldeado	25
Sólido	50 ^d

Fuente: [53]

^aEstos límites incluyen el efecto corona. Dado que estas mediciones están relacionadas con descargas parciales dentro del aislamiento principal, se puede usar blindaje externo para reducir la corona que puede ocurrir en los terminales de los bujes o en las proyecciones conectadas a tierra.

^bRefiérase a la norma IEEE [64], para las definiciones de los tipos de construcciones. Para su aplicación a transformadores de potencia que requieren una descarga parcial a 1,5 veces la tensión L-G máxima.

^cLa duración de 1,5 veces la tensión L-G máxima en la prueba de diseño es de 1 h. Durante este ensayo, las mediciones de descarga parcial se realizarán a intervalos de 5 min. Para la prueba de rutina, se aplicará la misma tensión durante un período de tiempo suficiente para realizar una lectura de descarga parcial estable.

^dMedido a 2 veces la tensión L-G máxima.

2.10.4. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

Las características del equipo empleado en el método acústico, se presentan a profundidad en la norma [60], específicamente en la Cláusula 4.

2.11. GRUPO DE CONEXIÓN

Más conocido como prueba de “Desplazamiento de fase o verificación del grupo vectorial”, tiene como objetivo principal, proporcionar la confiabilidad al conectarse dos o más transformadores en paralelo.

La notación para la representación del grupo de conexión se presenta como (Mm_i) y se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 17. Notación del grupo de conexión.

Tipo de conexión	Lado del transformador	
	AT (M)	BT o intermedios (m)
Estrella	Y	y
Delta	D	d
Zig-Zag	Z	z
Neutro	N	n

Fuente:[1][19][28]

Adicionalmente el término (i), representa el índice de desfase de las tensiones de AT y BT y se denomina índice de conexión, el cual se calcula al dividir el ángulo de atraso de la tensión de fase inducida en el lado de BT respecto la tensión de fase inducida en el lado de AT sobre 30, es decir:

$$i = \frac{\theta}{30^\circ} \quad (29)$$

Los transformadores monofásicos están en fase o a 180°. Para transformadores con devanados intermedios es preciso denotar el grupo de conexión de la siguiente forma: (Mm_im_i), un ejemplo de ello es una conexión Yy0d5.

Tabla 18. Restricciones del índice de conexión.

Restricciones del índice de conexión (i)	
Yy	Índice de conexión "par"
Dd	
Dz	
Yd	Índice de conexión "impar"
Dy	
Yz	

Fuente: [65]

Independientemente de la designación de los bornes y teniendo en cuenta las conexiones internas y la posición de los lados homólogos, existen las siguientes posibilidades de conexión:

Tabla 19. Posibilidades de conexión.

Conexión	Posibilidades
Estrella	2
Delta	4
zigzag	4

Fuente: [65]

De acuerdo a la tabla anterior y considerando un transformador trifásico de dos devanados y empleando la conexión Zig-zag, la cual solo se debe de emplear en el lado de BT, se presentan a continuación las posibles combinaciones:

Tabla 20. Posibles combinaciones.

Conexión	Combinaciones
Yy	4
Dd	16
Yd	8
Dy	8
Yz	8
Dz	16
Total:	60

Fuente:[65]

Considerando que a los bornes de conexión, tanto del primario como del secundario, se los puede designar de seis manera distintas (tres con secuencia directa y otras tres con secuencia inversa):

(U – V – W); (W – U – V); (V – W – U); (W – V – U); (U – W – V); (V – U – W)

Cada una de las 60 combinaciones observadas en la Tabla 21, posee a su vez 36 posibilidades de designaciones de sus terminales, lo cual da un total de 2160 combinaciones posibles, teniendo en cuenta que es teóricamente.

Teniendo en cuenta que el desplazamiento de fase solo puede presentarse entre 0° y 360° [19][63], para el caso de conexiones trifásicas el desfase es múltiplo de 30° , lo que da 12 ángulos distintos, pero se debe de tener en cuenta que los índices 3 y 9 no existen, ya que físicamente es imposible obtener una fem de salida. Adicionalmente es relevante mencionar que el cambio de la secuencia de fases modifica el índice (i) en dos, es decir, el índice 5 pasa a ser 7 y viceversa, y el 1 pasa a ser 11 y viceversa [66].

Las conexiones normalizadas hasta el momento son las siguientes:

Figura 28. Conexiones normalizadas.

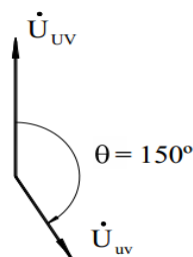
Yy0	Yd0	Dy0	Dd0	Dz0	Yz0
Yy1	Yd1	Dy1	Dd1	Dz1	Yz1
Yy2	Yd2	Dy2	Dd2	Dz2	Yz2
Yy3	Yd3	Dy3	Dd3	Dz3	Yz3
Yy4	Yd4	Dy4	Dd4	Dz4	Yz4
Yy5	Yd5	Dy5	Dd5	Dz5	Yz5
Yy6	Yd6	Dy6	Dd6	Dz6	Yz6
Yy7	Yd7	Dy7	Dd7	Dz7	Yz7
Yy8	Yd8	Dy8	Dd8	Dz8	Yz8
Yy9	Yd9	Dy9	Dd9	Dz9	Yz9
Yy10	Yd10	Dy10	Dd10	Dz10	Yz10
Yy11	Yd11	Dy11	Dd11	Dz11	Yz11

Fuente:[66]

Donde las que se encuentran con fondo negro, son las que están normalizadas, la que tienen fondo blanco, son las que aún no se han normalizado y las que tienen un contorno rojo, son las que no se pueden llevar a cabo físicamente.

El objetivo de la presente prueba, es la determinación del ángulo de desplazamiento por medio del índice de conexión. El índice de conexión se establece en el sentido de las agujas del reloj, como puede observar en la siguiente figura, en la que el ángulo de desplazamiento es 150° y su índice de conexión es 5:

Figura 29. Ángulo de fase.



Fuente: [65]

2.11.1. PRECAUCIONES

A continuación se presentan las precauciones que se deben de tener en cuenta, antes de iniciar la prueba de desplazamiento de fase o verificación de relación de fase.

- Verificar que el núcleo del transformador no esté magnetizado [29].
- La ausencia de una referencia de tierra puede influir en la medición y producir resultados erróneos [29].
- Siempre que el lado de BT posea neutro, este debe ser llevado a tierra [29].
- El cable de tierra del equipo de medición debe de permanecer conectado a la cuba del transformador durante la prueba [29].
- La norma IEEE [17], recomienda que este prueba se lleve a cabo en transformadores de potencia, por lo menos anualmente, o en puesta en servicio en el caso en el que el transformador haya sufrido una falla y hubiese sido sometido a reparaciones.
- La verificación de la relación de fase de transformadores hexafásicos sin neutro, se hace conectándolos temporalmente en estrella trifásica o delta [28].
- Para transformadores con más de un devanado de baja tensión, se debe de estudiar independientemente, por medio del diagrama fasorial y se realiza de forma decreciente en función al valor de sus tensiones [28].
- La norma NTC [28], establece que para transformadores con un devanado destinado exclusivamente a compensación, este debe de ser denotado por entre paréntesis y sin un índice numérico, mientras que la norma IEC [19], recomienda que se designe anexándolo sin índice de conexión anteponiéndole un signo (+).

2.11.2. PROCEDIMIENTO

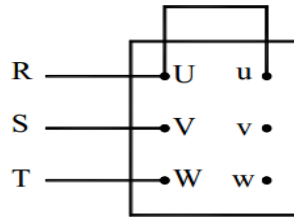
A continuación se presente el método más apropiado para la determinación del grupo de conexión en campo.

2.11.2.1. MÉTODO DEL DIAGRAMA FASORIAL

Las normas IEEE e IEC [17][28], recomiendan que el presente método a transformadores con relación de transformación $\leq 30:1$, mientras que la norma IEC [19], no propone límites de relación para ser llevado a cabo.

Según la norma NTC [28], el procedimiento es el siguiente: “Se conecta un terminal de un devanado con el correspondiente del otro y se excita el transformador con una tensión trifásica relativamente baja, midiéndose la tensión entre varios pares de terminales”, como se puede observar en la siguientes figura:

Figura 30. Circuito para la determinación del índice de conexión.



Fuente: [65]

Se deben de medir las tensiones de línea de entrada (primera fila), tensiones de línea de salida (segunda fila) y las tensiones de los cuatro bornes restantes (tercera fila), de la siguiente tabla. Tabla 21. Tensiones a medir para la construcción del diagrama fasorial.

U_{UV}	U_{VW}	U_{WU}	
U_{uv}	U_{vw}	U_{wu}	
U_{Vv}	U_{Vw}	U_{Wv}	U_{Ww}

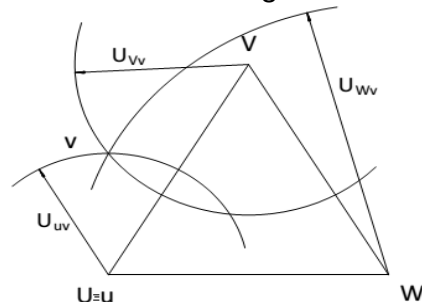
Fuente: [65]

Con los valores de las tensiones U_{uv} , U_{vw} y U_{wu} se construye el triángulo de tensiones del lado de AT en una escala adecuada.

Posteriormente se debe de construir el triángulo de BT, teniendo en cuenta que el vértice de U y u son iguales, ya que están al mismo potencial, por el hecho de estar conectados físicamente por el puente.

El procedimiento para ubicar el triángulo de BT se describe en el artículo [65]: para ubicar la posición del vértice v se conocen las distancias de ese vértice (tensiones) a los tres vértices del triángulo de AT lo que permite su ubicación inequívoca: la tensión $U_{uv} = U_{UV}$ es la distancia del vértice $u \equiv U$ al vértice v; la tensión U_{Vv} es la distancia del vértice V al vértice v y la tensión U_{Wv} es la distancia del vértice W al vértice v.

Figura 31. Determinación gráfica del vértice v.

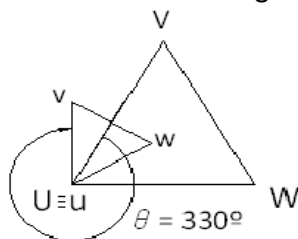


Fuente: [65]

En forma análoga se procede para determinar la posición del vértice w con lo que quedaría totalmente definida la posición del triángulo de BT.

Para la determinación del ángulo de desfase según el artículo [65], se deben “tomar dos tensiones de línea con igual nombre, por ejemplo U_{UV} y U_{uv} se determina el ángulo θ , medido en sentido horario y de la tensión mayor hacia la menor”. Para este caso el ángulo es $\theta=330^\circ$ y al dividirse por 30° , el índice horario es $i=11$, como se evidencia en la siguiente figura:

Figura 32. Determinación del ángulo de desfase θ .



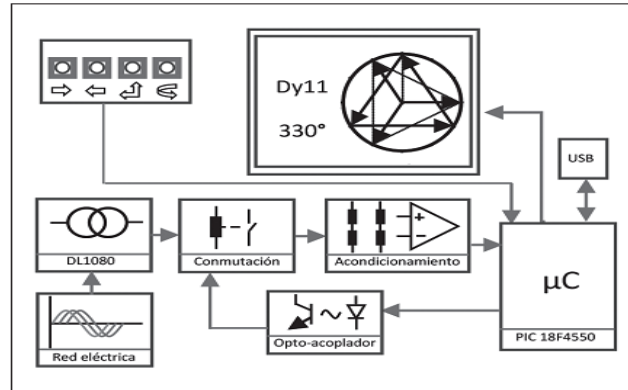
Fuente: [65]

Las normas IEEE y NTC [1][28], proporcionan un modo por medio del cual comprobar el procedimiento descrito inmediatamente anterior. En las Figuras (F1 y F2), se presentan los diagramas vectoriales correspondientes al grupo de conexión, teniendo en cuenta los valores medidos, los cuales se encuentran en la columna denominada “Verificación de valores”, donde estos deben cumplir con las condiciones presentes en esa misma columna, dependiendo de las magnitudes de los valores medidos.

En el año 2014, se presentó la tesis doctoral [67] en la cual se consiguió implementar el procedimiento anterior, pero en línea. Este fue un proyecto llevado a cabo en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas de Bogotá, el cual se considera de gran avance en las pruebas eléctricas a transformadores, ya pero para la ejecución de la prueba, no se requiere que el transformador quede por fuera de servicio, logrando una disminución importante en el tiempo requerido para la misma. Es relevante mencionar que la determinación del ángulo se realiza por medio de la adquisición de las señales de tensión y su respectivo procesamiento con un osciloscopio.

El esquema del dispositivo empleado se evidencia en la siguiente figura:

Figura 33. Diagrama de dispositivo para la determinación del Grupo de Conexión.



Fuente: [67]

Mediante el anterior dispositivo, es posible llevar a cabo la prueba de determinación del Grupo de Conexión, debido a que el tiempo de procesamiento y análisis de los datos es mínimo. La variabilidad de la potencia de los transformadores, no afecta el funcionamiento del dispositivo, ya que la solución a esa situación, se lleva a cabo variando la capacidad del circuito amplificador en el lado de BT, el cual es adaptable al módulo de acondicionamiento.

2.11.3. INTERPRETACIÓN

Para el método del diagrama fasorial, el análisis se lleva a cabo mediante el cumplimiento de las condiciones presentes en las Figuras (F1 y F2), según sea el caso. La interpretación del resultado, no es cuantitativo, por lo que no existen límites comparables.

2.11.4. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

Los instrumentos utilizados para la medición de las tensiones deben de poseer una incertidumbre de ± 1 V, teniendo en cuenta que dicha medición debe de realizarse por medio de los transformadores de potencial, así que es necesario tener conocimiento de las relaciones de tensión de los mismos.

El dispositivo empleado para la determinación del grupo de conexión en línea, debe de cumplir los requerimientos proporcionado por la norma IEC 61010-2003.

3. “RESULTADOS ESPERADOS”

De acuerdo a los objetivos planteados en el Trabajo de Grado, se presenta a modo de resumen la siguiente tabla, la cual contiene los límites mínimos admisibles, para dar un diagnóstico adecuado y tomar una decisión en base a dichos límites. Adicionalmente puede servir como punto de partida para futuros trabajos de grado o tesis, enfocados a pruebas eléctricas de campo realizadas a transformadores de potencia.

Tabla 22. Límites admisibles.

Pruebas	Límites admisibles				Observaciones
	IEEE	IEC	NTC	OTRAS	
Corriente de excitación	<5% Bueno	±30% de su valor de diseño, (en laboratorio)	-	-	Comparaciones con datos de fábrica o pruebas anteriores
	(5%-10] regular				
	>10% Malo				
Relación de Transformación con puente de capacitancias	-	-	-	-	Para la presente pruebas las normas estudiadas no establecen límites ni procedimientos
Impedancia de cortocircuito	< 2% Bueno	Ver Tabla 4.			Comparaciones con datos de fábrica o pruebas anteriores
	(2%-3%] regular				
	>3% Malo				
Resistencia de devanados	< 2%	-	-	< 3% (Catálogo Omicron)	Diferencia entre fases
	< 5%			< 1% (Catálogo Omicron)	Comparaciones con datos de fábrica o pruebas anteriores
Análisis de respuesta en frecuencia FRA	CC ≈ 1 Interpretación basada en la experticia de quien realiza la prueba	Interpretación basada en la experticia de quien realiza la prueba.	Interpretación basada en la experticia de quien realiza la prueba.	-	CC: Coeficiente de correlación

Tabla 23. Límites admisibles (continuación).

Pruebas	Límites admisibles				Observaciones
	IEEE	IEC	NTC	OTRAS	
Resistencia de aislamiento	-	-	-	Ver Tabla 9.	OTRAS: NETA MST - 2011
Índice de polarización (IP)	(1,0-1,1] Malo	-	-	<1,0 Peligroso	OTRAS: Std IRAM 2335
	(1,1-1,25] Cuestionable			<1.5 Cuestionable	
	(1,25-2,0] Razonable			(1.5-2,0] Aceptable	
	> 2,0 Bueno			(2,0-3,0] Bueno	
				(3,0-4,0] Muy bueno	
Tangente δ	< 0,5% Bueno	< 0,5% Bueno		-	Para líquidos aislantes, ver Tabla 14.
	(0,5%-1,0%] Regular	(0,5%-1,0%] Regular			
	> 1 % Malo	> 1 % Malo			
Capacitancia	$\pm 1\%$		-	-	Tolerancia del valor especificado
Descargas parciales	Impregnado en aceite, Aislado en papel	10 [pC o μV]	≤ 1 pC	-	Ver Tabla 17,
	Impregnado en resina, Aislado en papel	10 [pC o μV]			
	Resina unida, Aislado en papel	100 [pC o μV]			
	Asilamiento moldeado	25 [pC o μV]			
	Sólido	50 [pC o μV]			
Grupo de conexión	-	-	-	-	Las normas estudiadas no establecen límites de la prueba.

CONCLUSIONES

Debido a que en la actualidad los transformadores de potencia presentan una edad avanzada, es necesario determinar periódicamente el estado de los mismos, con el fin de establecer de manera aproximada la vida útil que poseen. Tanto las pruebas químicas como eléctricas realizadas al aceite dieléctrico, proporcionan información relevante para realizar un diagnóstico confiable, con el cual se garantice que el funcionamiento del transformador no ponga en peligro vida humanas.

Teniendo en cuenta que las pruebas eléctricas desarrolladas en el presente trabajo de grado, no son consideradas invasivas, su criterio de ejecución se basa en la evaluación técnica mediante las tendencias que presentan las variables eléctricas claves de un transformador.

En base la información recopilada durante el desarrollo del presente trabajo de grado, en cuanto a las normas, es relevante mencionar que el ente normativo con mayor énfasis en la estandarización de procedimientos para pruebas eléctricas en campo a transformadores de potencia es la asociación mundial de ingenieros IEEE, con su norma IEEE Std C57.152-2013, la cual es una actualización de la IEEE Std 62-1995. Dichas normas se enfocan específicamente en abordar las pruebas de campo anteriormente presentadas.

En las pruebas de corriente de excitación y FRA se debe tener en cuenta que los valores de los resultados pueden variar, dependiendo del método de desmagnetización que se utilice, en caso de estarlo.

La prueba de relación de transformación con puente de capacitancias no cuenta con reglamentación normativa, debido a que su ejecución migró hacia la tecnología (TTR, DTR, etc.). Es decir, a brindar una optimización en el tiempo que se requiere para llevar a cabo la prueba.

La importancia que la prueba FRA ha tenido en la actualidad, se basa en la manera en la que sus resultados se pueden contrastar con otras pruebas dependiendo de la configuración en la que se realice, como por ejemplo: en circuito abierto con corriente de excitación, en cortocircuito con impedancia de cortocircuito, medición capacitiva entre devanados con capacitancia y medición inductiva entre devanados con relación de transformación. Una situación similar se presenta en la prueba de descargas parciales, ya que ésta se complementa con la prueba química denominada Análisis de Gases Disueltos (AGD), por medio de la detección de los fenómenos producidos por la actividad de las descargas parciales, dependiendo del entorno en el cual se lleve a cabo la medición.

Las tablas 22 y 23, son una recopilación de los valores estandarizados de cada una de las pruebas estudiadas, sirviendo como base para futuros trabajos, encaminados al diagnóstico de transformadores de potencia.

REFERENCIAS

- [1] IEEE Std C57.12.90™-2015, *IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*. 2015.
- [2] IEEE Std C57.12.00™-2015, *IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*. 2015.
- [3] IEEE Std C57.12.20™-2011, *IEEE Standard for Overhead-Type Distribution Transformers 500 kVA and Smaller: High Voltage, 34 500 V and Below; Low Voltage, 7970/13 800Y V and Below*. 2011.
- [4] A. Tabernero García, "Mantenimiento de los transformadores de potencia. Ensayos de campo," *MANTENIMIENTO*, vol. 184, pp. 1–20, 2005.
- [5] A. J. Lon NG, "Pruebas eléctricas de diagnóstico a los transformadores de potencia," Universidad Simón Bolívar, 2012.
- [6] S. J. Chapman, *Máquinas Eléctricas*, 1st ed. Bogotá: Nomos, 1988.
- [7] J. Jiménez, J. Pérez, and J. Santos, "Metodología para pruebas de campo a transformadores de potencia mayores a 1 MVA," Instituto Politécnico Nacional, 2009.
- [8] W. Flores, E. Mombello, G. Rattá, and J. A. Jardini, "Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 5, pp. 50–54, Mar-2007.
- [9] OMICRON, "Pruebas de diagnóstico y monitoreo de transformadores de potencia," *OMICRON*, p. 40, Aug-2016.
- [10] IEEE Std C57.12.91™-2011, *IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and Power Transformers*. 2011.
- [11] J. Núñez Forestieri and G. Bermúdez, "Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia," *Artículo interno*, pp. 1–10, 2009.
- [12] UPME, Colciencias, UAO, U. del Atlántico, and O. Prias Caicedo, "Eficiencia Energética en Transformadores Eléctricos," *SI3EA*, p. 44, May-2008.
- [13] IEEE Std C57.140™-2006, *IEEE Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers*. 2006.
- [14] ELECTRICAL REVIEW, "Testing power transformers," 2013. [Online]. Available: <http://www.electricalreview.co.uk/features/9588-testing-power-transformers-safely>.
- [15] INDUCOR-Electrical Testing Group, "Mantenimiento de Transformadores de Potencia. Fallas : La importancia de la curva 'Bath-Tub,'" *INDUCOR-Artículos Técnicos*, p. 3, Jun-2012.
- [16] CIGRE WG A2.37, "Transformer Reliability Survey," *CIGRE Session 2011*, p. 57, 2011.
- [17] IEEE Std C57.152™-2013, *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. 2013.
- [18] ICONTEC, *NTC 317-Transformadores de potencia y distribución. Terminología*. 1998.
- [19] IEC 60076-1-2011, *Power transformers – Part 1: General*. 2011.
- [20] Inducor Ingeniería S.A. and Universidad Tecnológica Nacional de Avellaneda, "Transformadores de Potencia y Distribución - Ensayos en Campo - Medida de la corriente de excitación por fase," *INDUCOR-Artículos Técnicos*, p. 8, Sep-2007.

- [21] ICONTEC, *GTC 240 - Ejecución de la prueba de Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA) en Transformadores*. 2013, p. 35.
- [22] OMICRON L2675, "Pruebas y diagnóstico de transformadores de potencia," *OMICRON*, p. 36, Dec-2016.
- [23] ICONTEC, *NTC 1031 - Transformadores. Ensayos para la Determinación de Pérdidas y Corriente de Excitación*. 1998, p. 9.
- [24] IEC 60076-11-2004, *Power transformers – Part 11: Dry-type transformers*. 2004.
- [25] M&P Ingenieros SAC, "Mantenimiento de Transformadores de Potencia," p. 86, 2012.
- [26] Megger, "TTR - Equipo de pruebas de relaciones de espiras en transformadores." p. 5, 2016.
- [27] G. Aponte Mayor, "Transformador. 11: Corriente de Excitación, Relación, Polaridad y Fase." p. 68, 2015.
- [28] ICONTEC, *NTC 471 - Transformadores. Relación de Transformación. Verificación de la Polaridad y Relación de Fase*. 1999, p. 12.
- [29] Inducor Ingeniería S.A. and Universidad Tecnológica Nacional de Avellaneda, "Transformadores de Potencia y Distribución - Ensayos en Campo: Medición de Relación de Transformación - Comprobación de Polaridad y Grupo de conexión," *INDUCOR-Artículos Técnicos*, p. 8, Sep-2007.
- [30] ICONTEC, *NTC 1005 - Transformadores. Determinación de la Tensión de Cortocircuito*. 1975, p. 11.
- [31] Inducor Ingeniería S.A. and Universidad Tecnológica Nacional de Avellaneda, "Transformadores de Potencia y Distribución - Ensayos en Campo - Medida de resistencia de devanados," *INDUCOR-Artículos Técnicos*, p. 8, Sep-2007.
- [32] Ambar, "Prueba de Resistencia Óhmica de los Devanados," *Electron Seguridad en su energía*, p. 2, May-2015.
- [33] ICONTEC, *Ntc 375 - Transformadores. Medida De La Resistencia De Los Devanados*. 2000.
- [34] E. Gómez Luna, "Obtención de la respuesta en frecuencia de transformadores en servicio a partir de la medida de señales transitorias," Universidad del Valle, 2013.
- [35] IEEE Std C57.149TM-2012, *IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers*. 2012.
- [36] IEC 60076-18-2012, *Power transformers – Part 18: Measurement of frequency response*. 2012.
- [37] J. Secue, E. Mombello (miembro IEEE), and C. V. Cardoso, "Revisión del Análisis de Respuesta en Frecuencia (SFRA) para Evaluación de Desplazamientos y Deformaciones de Devanados en Transformadores de Potencia," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 5, pp. 321–328, 2007.
- [38] Mehdi Bagheri, B. T. Phung, and Trevor Blackburn, "On-line transformer Frequency Response Analysis: Moisture and temperature influences on statistical indicators," *2013 IEEE Int. Conf. Smart Instrumentation, Meas. Appl. ICSIMA 2013*, pp. 26–27, 2013.
- [39] N. X. Maya Izurieta and L. A. Vásquez Restrepo, "Pruebas de

transformadores, espectroscopía en el dominio de la frecuencia y método de análisis de respuesta por barrido de frecuencia,” *INGENIUS*, vol. 5, pp. 55–62, 2011.

- [40] G. Aponte Mayor, “Transformador. 9: Resistencia de aislamiento y de devanados.” p. 77, 2015.
- [41] ANSI/NETA MTS-2011, *Standard for Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems*. 2011.
- [42] MEGGER, “*Más Vale Prevenir*”- La guía completa para pruebas de aislamiento eléctrico., 3rd ed. Dallas, 1992.
- [43] Inducor Ingeniería S.A. and Universidad Tecnológica Nacional de Avellaneda, “Transformadores de Potencia y Distribución - Ensayos en Campo - Medida de resistencia de aislación,” *INDUCOR-Artículos Técnicos*, p. 8, Sep-2007.
- [44] Inducor Ingeniería S.A., “Guía para Pruebas de Diagnóstico de Aislación,” *INDUCOR-Artículos Técnicos*, p. 14, 2010.
- [45] Megger and J. V. López, “Evaluación de Estado de Equipo de subestación,” p. 84, Apr-2012.
- [46] W. Herrera Portilla, “Revisión de los métodos de diagnóstico de transformadores de potencia,” 2008.
- [47] IEEE Std 62TM-2005, *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Part 1 Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. 2005.
- [48] Inducor Ingeniería S.A. and Universidad Tecnológica Nacional de Avellaneda, “Transformadores de Potencia y Distribución - Ensayos en Campo - Medición de Capacidad y Tangente Delta,” *INDUCOR-Artículos Técnicos*, p. 10, Sep-2007.
- [49] IEEE Std C57.106TM-2015, *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*. 2015.
- [50] IEEE Std C57.121-1998, *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Less Flammable Hydrocarbon Fluid in Transformers*. 1998.
- [51] IEEE C57.111TM-1989(R2009), *IEEE Guide for Acceptance of Silicone Insulating Fluid and Its Maintenance in Transformers*. 2009.
- [52] IEEE Std C57.147TM-2008, *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers*. 2008.
- [53] IEEE Std C57.19.01-2000, *IEEE Standard Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings*. 2000.
- [54] C. J. Vélez Marulanda, G. Aponte Mayor, and H. Cadavid Ramírez, “Las Descargas Parciales y su Aplicación en Transformadores.” p. 43, 2015.
- [55] P. Casals Torrens, “Descargas Parciales (DP).” p. 33, 2000.
- [56] EA Technology Limited, “The PD Academy,” 2017. [Online]. Available: <http://www.partial-discharge-academy.com/>.
- [57] R. E. Alvarez, M. Del Pozo, and U. P. litree-lat- Facultad De Nacional, “Mantenimiento de Transformadores de Potencia (CIGRE),” *Cigre A2.04_Alvarez*, pp. 1–9, 2007.
- [58] R. Liñan G., J. Ramírez N., A. Pascacio, and A. Nava G., “Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia,” *Bienal Cigre 2001*, p. 7, 2001.

- [59] NEMA 107-2016, *Methods of Measurement of Radio Influence Voltage (RIV) of High-Voltage Apparatus*. 2016.
- [60] IEEE Std C57.127TM-2007, *IEEE Guide for the Detection and Location of Acoustic Emissions from Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers and Reactors*. 2007.
- [61] IEC 60076-3-2013, *Power transformers – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air*. 2013.
- [62] G. H. Vaillancourt, R. Malewski, and D. Train, “Comparison of three techniques of partial discharges measurement in power transformers,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 104, no. 4, pp. 900–909, 1985.
- [63] ABB, A. Carlson, J. Fuhr, G. Schemel, and F. Wegscheider, *Testing power transformers – Routine test, Type test and Special test*, 1st ed. PRO PRINT, 2013.
- [64] IEEE Std C57.19.00TM-2004, *IEEE Standard General Requirements and Test Procedure for Power Apparatus Bushings*. 2004.
- [65] N. A. Lemozy, “Transformadores Trifásicos.” pp. 1–20, 2014.
- [66] D. F. García Gómez, “El Transformador Trifásico.” p. 55, 2014.
- [67] H. César, G. Víctor, and P. Robín, “Sistema de adquisición de datos para determinar el grupo de conexión en el transformador trifásico DL1080,” *Tecnura*, vol. 18, no. 42, pp. 65–77, 2014.
- [68] IEC 60270-2000, *High-voltage test techniques - Partial discharge measurements*. 2000.
- [69] IEEE Std C57.113TM-2010, *IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors*. 2010.
- [70] Cigre et al., “Guidelines for partial discharge detection using conventional (IEC 60270) and unconventional methods,” *Electra*, vol. 288, pp. 25–29, 2016.
- [71] IEEE Std 4TM-2013, *IEEE S tandard for High- - V oltag e Testing Techniques*. 2013.
- [72] IEEE Std C57.12.70TM-2011, *IEEE Standard for Standard Terminal Markings and Connections for Distribution and Power Transformers*. 2011.

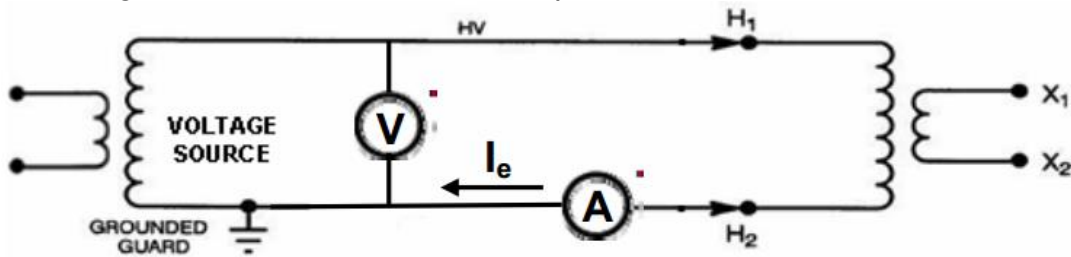
ANEXOS

ANEXO A

(Corriente de excitación).

A.1. Circuitos de medición para transformadores y auto-transformadores monofásicos y transformadores conectados en estrella y en delta, respectivamente.

Figura A 1. Circuito de medición para transformador monofásico.



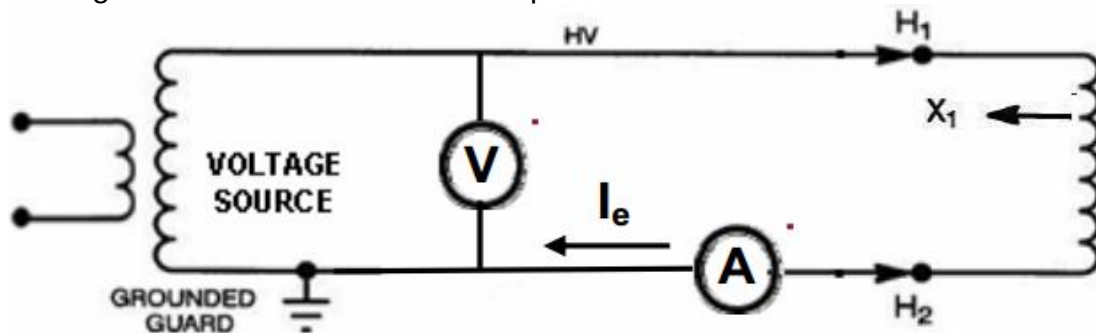
Fuente: [17]

Tabla A 1. Procedimiento de prueba para transformador monofásico.

Prueba No.	Energizado	Entrada en medición	Flotante	Medida (I_e)
1	H ₁	H ₂	X ₁ X ₂ Y ₁ Y ₂	H ₁ -H ₂
2	H ₂	H ₁	X ₁ X ₂ Y ₁ Y ₂	H ₁ -H ₂

Fuente: [17]

Figura A 2. Circuito de medición para auto-transformador monofásico.



Fuente: [17]

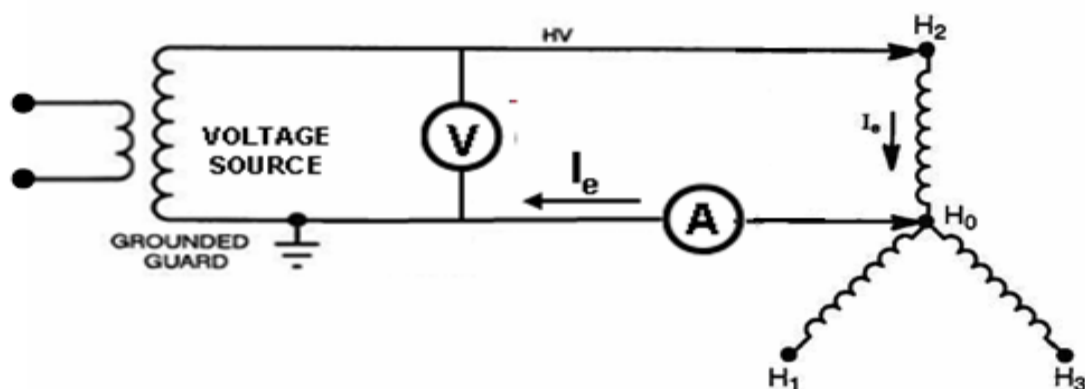
Tabla A 2. Procedimiento de prueba para auto-transformador monofásico.

Prueba No.	Energizado	Entrada en medición	Flotante	Medida (I_e)
1	H ₁	HoXo ^a	Y ₁ Y ₂	H ₁ -HoXo ^a
2	HoXo ^a	H ₁	Y ₁ Y ₂	HoXo ^a -H ₁

^aH₂ puede representar a H₀ y X₂ a X₀, en caso de no poseerlos.

Fuente: [17]

Figura A 3. Circuito de medición para transformador conectado en "Y".



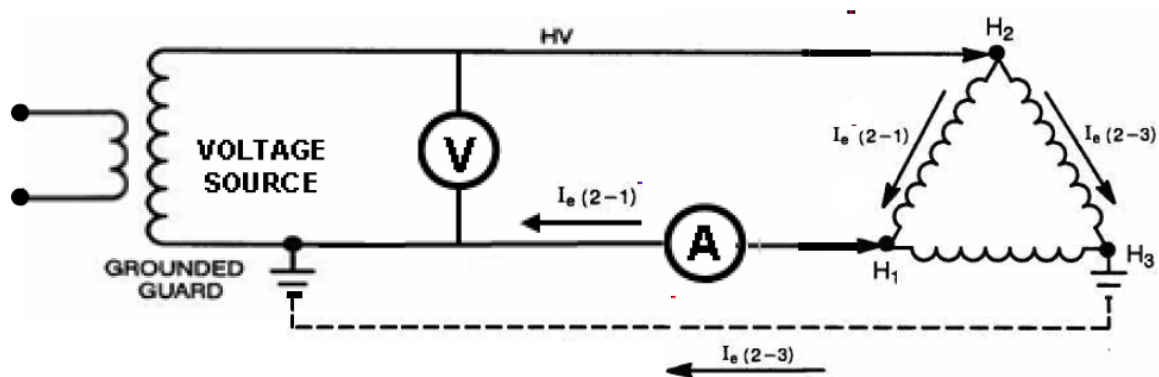
Fuente: [17]

Tabla A 3. Procedimiento de prueba para transformador conectado en "y".

Prueba No.	Energizado	Entrada en medición	Flotante	Medida (I_e)
1	H ₁	H ₀	H ₂ H ₃ X ₁ X ₂ X ₃ Y ₁ Y ₂ Y ₃	H ₁ -H ₀
2	H ₂	H ₀	H ₁ H ₃ X ₁ X ₂ X ₃ Y ₁ Y ₂ Y ₄	H ₂ -H ₀
3	H ₃	H ₀	H ₁ H ₂ X ₁ X ₂ X ₃ Y ₁ Y ₂ Y ₅	H ₃ -H ₀

Fuente: [17]

Figura A 4. Circuito de medición para transformador conectado en "Delta".



Fuente: [17]

Tabla A 4. Procedimiento de prueba para transformador conectado en "Delta".

Prueba No.	Energizado	Entrada en medición	Tierra	Flotante	Medida (I_e)
1	H1	H3	H2	$X_1X_2X_3$ $Y_1Y_2Y_3$	H_1-H_3
2	H2	H1	H3	$X_1X_2X_3$ $Y_1Y_2Y_4$	H_2-H_1
3	H3	H2	H1	$X_1X_2X_3$ $Y_1Y_2Y_5$	H_3-H_2

Fuente: [17]

ANEXO B

(Resistencia de devanados)

B.1. A continuación se presentan las precauciones a tener en cuenta para la medición de la temperatura de prueba.

Es importante determinar la temperatura del devanado del transformador en la medición de la resistencia. Sin embargo, es muy difícil medir con precisión la temperatura del devanado en condiciones de campo. Los métodos usados comúnmente son los siguientes [17].

1. Coloque un termómetro en contacto con la pared del tanque. Si el transformador ha sido recientemente retirado del servicio, esto no da una indicación precisa de la temperatura del devanado real, pero puede servir como punto de referencia.
2. Uso de los valores obtenidos a partir de los indicadores de temperatura instalados en forma permanente. Si el transformador ha sido recientemente retirado del servicio, esto puede ser el único medio disponible para la estimación de la temperatura del bobinado.
3. Para transformadores cubiertos en nitrógeno, un termómetro puede ser colocado en el depósito principal mediante la inserción en las aberturas de la parte superior del tanque o en los pocillos para los indicadores de temperatura permanentes. También se puede introducir un termómetro en el tanque principal, pero por lo general requiere romper el sello hermético en el transformador y la válvula de presión positiva de nitrógeno. Lo anterior puede introducir humedad en el transformador y conlleva el riesgo de que un objeto conductor accidentalmente podría caer en el bobinado.
4. Los termómetros de mercurio no deben utilizarse dentro de un tanque del transformador debido a las consecuencias de la rotura. El uso de los pocillos durante los indicadores de temperatura permanentes requiere retirar el sensor permanente.
5. Para transformadores secos, La temperatura registrada debe ser la lectura promedio de varios termómetros (por lo menos tres) colocados sobre la superficie del devanado. Adicionalmente la medición de resistencia de devanado se debe de realizar cuando la temperatura promedio de los tres termómetros sea aproximadamente igual a la temperatura de ambiente [33], aunque las normas IEEE e IEC [19][24], recomiendan que la variación de los tres termómetros no haya variado más de 2% y la temperatura ambiente no haya cambiado en más de 3% en 3 horas.
6. Para transformadores de potencia sumergidos en líquido aislante, antes de registrar la temperatura del líquido aislante del transformador debe haber estado en líquido refrigerante sin excitación o carga por lo menos durante 3

horas y la temperatura media del líquido será la temperatura de los devanados [19][24][33].

ANEXO C

(Análisis de respuesta en frecuencia FRA)

C.1. A continuación se presentan los tipos de medición para llevar a cabo la prueba FRA.

C.1.1. MEDICIÓN CON CIRCUITO ABIERTO.

El propósito de este tipo de medición de FRA, radica en la determinación del estado del transformador, de acuerdo la influencia del núcleo, teniendo en cuenta las propiedades que cada uno posee. Generalmente el análisis se realiza alrededor de la frecuencia fundamental. La prueba de corriente de excitación puede utilizarse como complemento, para dar un diagnóstico más preciso de los posibles daños presentes en el circuito magnético.

Se conectan los extremos de un devanado teniendo los demás en circuito abierto. En esta medición se consideran cinco categorías de bobinado: Alta Tensión, Baja Tensión, Terciaria, Serie y Común. En donde esta se puede realizar a transformadores monofásicos, trifásicos y las categorías Serie y Común se aplican a autotransformadores.

Según la norma IEC [36], establece que este es el tipo de medición principal, y además, que los siguientes tres tipos de medición se deben efectuar si se tiene alguna sospecha previa o por solicitud del propietario.

C.1.2. MEDIDA EN CORTOCIRCUITO.

La medición de cortocircuito se realiza desde un extremo de un devanado de alta tensión a otro, mientras que el devanado de baja tensión asociado está cortocircuitado. Para propósitos de repetitividad, se recomienda que todos los devanados de baja tensión estén cortocircuitados en transformadores trifásicos para crear un modelo de cortocircuito equivalente de tres fases. Las conexiones neutrales disponibles no deben incluirse en el proceso de cortocircuito. Las pruebas de impedancia de cortocircuito y resistencia de devanados sirven como complemento para un diagnóstico adecuado.

C1.3. MEDICIÓN CAPACITIVA ENTRE DEVANADOS.

La medición capacitiva entre bobinas conocida también como medición entre bobinas se realiza entre dos devanados eléctricamente aislados. Se realiza una medición capacitiva entre bobinas desde un extremo de un devanado y

midiendo la señal a través de uno de los terminales de otro devanado, con todos los demás terminales en circuito abierto. En este tipo de mediciones se presenta una alta impedancia a bajas frecuencias (<100 Hz). Un ejemplo de las conexiones sería, H1 a X1 en un transformador de dos devanados, o H1 para Y1 en un autotransformador con un terciario, aunque la norma IEC [36], considera que esta medición no es apta para efectuarla en autotransformadores.

C.1.4. MEDICIÓN INDUCTIVA ENTRE DEVANADOS.

La medición inductiva entre devanados, también conocida como medición de voltaje de transferencia, se realiza entre dos devanados con un extremo de cada devanado conectado a tierra. Todos los demás terminales de bobinado deben permanecer en circuito abierto. La medida inductiva entre devanados se asemeja más a las propiedades de prueba de la relación de vueltas alrededor de la frecuencia fundamental.

C.2. A continuación se presenta las respectivas interpretaciones de los resultados obtenidos en las mediciones del numeral anterior C.1.

C.2.1 INTERPRETACIÓN DE LA MEDICIÓN EN CIRCUITO ABIERTO [35]:

En esta medición los resultados se ven fuertemente influenciados por el núcleo y las configuraciones de los devanados. En baja frecuencia los devanados de AT, muestran un patrón diferenciable con el resto de las ondas. Para devanados conectados en estrella se suele observar una resonancia única o dos resonancias nulas estrechamente situadas entre 20 Hz y 5 kHz. Los devanados conectados Delta normalmente mostrarán otras dos resonancias separadas en esta misma gama de frecuencias. Los devanados de voltaje bajo o terciario tienden a seguir el mismo patrón, pero pueden estar fuertemente influenciados por el devanado de alta tensión.

En la región de frecuencia media se observa una serie compleja o una serie simple de resonancia, creadas por las impedancias de red. Para frecuencias altas, por encima de 500 kHz, las formas de ondas estarán influenciada por secciones geométricas más pequeñas, como devanados en derivación.

C.2.2. INTERPRETACIÓN DE LA MEDICIÓN EN CORTOCIRCUITO [35]:

El propósito de realizar la prueba de FRA cortocircuitando el devanado de baja, se debe a que con esta configuración se puede inspeccionar el estado del devanado sin la influencia del núcleo. La onda de respuesta es muy similar a la obtenida en la medición con circuito abierto, con la diferencia de que a bajas frecuencias, dicha onda estará dominada por la influencia de los devanados. Debido a que con esta configuración se elimina el efecto de la reluctancia del núcleo, se perciben aumentos en la traza de magnitud y corrimientos en el ángulo de fase volviéndolo más inductivo, teniendo en cuenta que es en la zona de baja frecuencia.

A menudo cuando se examinan los resultados en un diagrama de Bode, se espera obtener en la sección de baja frecuencia un sistema de primer orden.

C.2.3. INTERPRETACIÓN DE LA MEDICIÓN CAPACITIVA ENTRE DEVANADOS [35]:

En este método se mide la impedancia entre dos devanados aislados eléctricamente. La forma de onda esperada en el trazo de magnitud, es creciente en función de la frecuencia, con mediciones altamente capacitiva en la sección de bajas frecuencias, debido a que la configuración de esta medición se puede considerar como un circuito abierto. Como es de esperarse, a medida que aumente la frecuencia se presentaran picos de resonancia con tendencias crecientes. Dichos picos de resonancias son provocados por las impedancias de red de los devanados.

C.2.4. INTERPRETACIÓN DE LA MEDICIÓN INDUCTIVA ENTRE DEVANADOS [35]:

La interpretación de los resultados es muy similar al del ensayo de relación de transformación a una fase, con la diferencia que para este caso los vectores se miden a través de la conexión a tierra de cada lado. El trazo esperado en el presente ensayo, es una forma de onda plana en magnitud a frecuencias bajas. En las frecuencias más altas, se forman una serie de resonancias que generalmente no se examinan, ya que no es el foco principal de esta prueba.

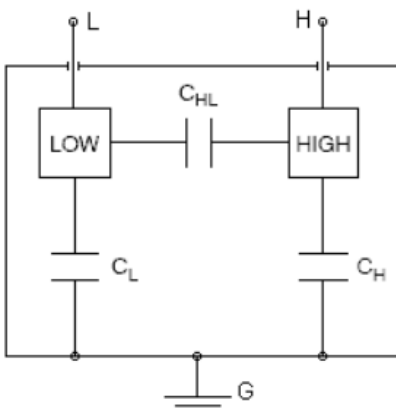
ANEXO D

(Tangente δ y Capacitancia)

D.1. A continuación se presentan los esquemas de conexión para las pruebas de tangente δ y capacitancia.

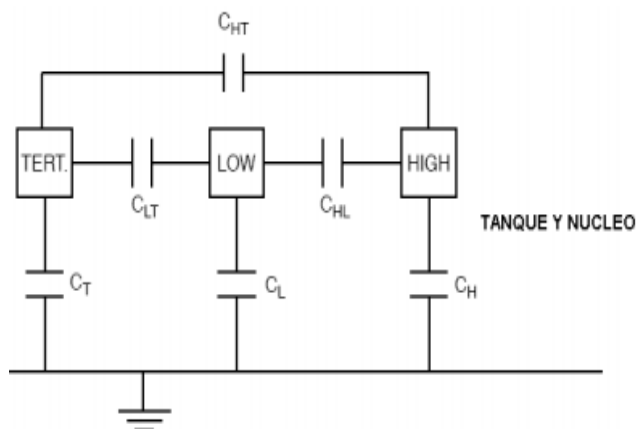
En las Figura (D1, D2), se pueden observar como el sistema de aislamiento de transformadores de dos y tres devanados, se modela como un capacitores.

Figura D 1. Modelo del aislamiento de un transformador de dos devanados.



Fuente: [17]

Figura D 2. Modelo del aislamiento de un transformador de tres devanados.



Fuente: [46]

El procedimiento se resume en las indicaciones de las Tablas (D1, D2 y D3). Dichas tablas proporcionan la conexión que se debe de realizar para transformadores de un (1), dos (2) y tres (3) devanados.

Tabla D 1. Conexión para transformador de un devanado.

Prueba	Energizar	Mesurado	Notas
1	HV	C_H	Devanado de HV

Fuente: [17]

Tabla D 2. Conexión para transformador de dos devanados.

Prueba	Energizar	Tierra	Guarda	UST	Mesurado	Notas
1	HV	LV			$C_H + C_{HL}$	Verificación de Validación
2	HV		LV		C_H	Devanado de HV
3	HV			LV	C_{HL}	Inter-devanado
4	LV	HV			$C_L + C_{HL}$	Verificación de Validación
5	LV				C_L	Devanado de LV
6	LV		LV	HV	C_{HL}	Inter-devanado
Verificación de Validación			Cálculo		Resultado	
1			Prueba 1-2		C_{HL} - (Calculados)	
2			Prueba 4-5		C_{HL} - (Calculados)	

Fuente: [17]

Tabla D 3. Conexión para transformador de tres devanados.

Prueba	Energizar	Tierra	Guarda	UST	Mesurado	Notas
1	HV	LV	TV		$C_H + C_{HL}$	Verificación de Validación
2	HV		LV, TV		C_H	Devanado de HV
3	HV			LV	C_{HL}	Inter-devanado
4	LV	TV	HV		$C_T + C_{LT}$	Verificación de Validación
5	LV		HV, TV		C_L	Devanado de LV
6	LV	HV		TV	C_{LT}	Inter-devanado
7	TV	HV	LV		$C_T + C_{HT}$	Verificación de Validación
8	TV		HV, LV		C_T	Devanado de LV
9	TV	LV		HV	C_{HT}	Inter-devanado
Verificación de Validación			Cálculo		Resultado	
1			Prueba 1-2		C_{HL} - (Calculados)	
2			Prueba 4-5		C_{LT} - (Calculados)	
3			Prueba 7-8		C_{HT} - (Calculados)	

Fuente: [17]

D.2. A continuación se presentan las características de las conexiones que debe de tener el equipo de medición empleado para la medición.

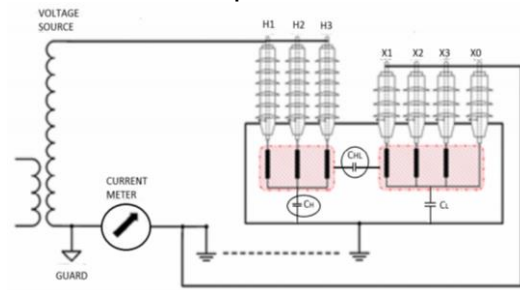
En la Tabla D4, se presentan las conexiones que se deben de realizar para los diferentes tipos de prueba.

Tabla D 4. Tipos de medición.

Configuración	Cable de prueba - HV	Cable - LV	Tierra del tanque	Figura N°
GST--Tierra	H1, H2, H3	Medida interna	$C_{HL} + C_H$	D 3
UST	H1, H2, H3	Medida interna	C_{HL}	D 4
GST con Guarda	H1, H2, H3	Medida externa	C_H	D 5

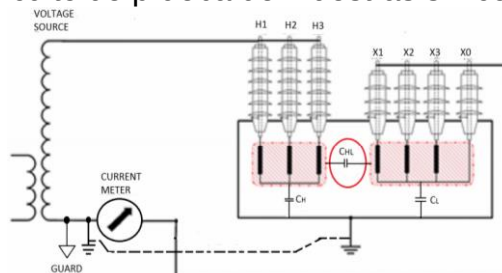
Fuente: [17]

Figura D 3. Circuito de prueba de muestras a tierra.



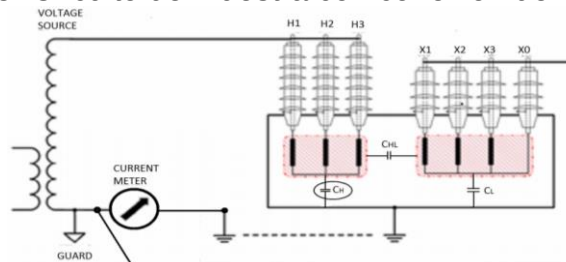
Fuente: [17]

Figura D 4. Circuito de prueba de muestras sin conexión a tierra.



Fuente: [17]

Figura D 5. Circuito de muestra con conexión de hilo guarda.



Fuente: [17]

Dependiendo de los requerimientos del cliente se llevará a cabo las conexiones pertinentes mencionadas en el presente numeral.

ANEXO E

(Descargas parciales DP)

En el presente anexo, se desarrollara la prueba de DP por medio del método de carga aparente en pC.

E.1. Precauciones.

- El condensador de acople o la capacitancia C_1 , deben de superar los 300 pF, con el fin de eliminar capacitancias parásitas, adicionalmente estos deben de garantizar la omisión de las DPs hasta la tensión más alta aplicable y debe de estar situado en el área de trabajo de AT.
- Como complemento del punto anterior, es relevante mencionar que la norma IEC [68], establece que la sensibilidad optima se logra cuando $C_k \gg C_a$, pero no es posible llevarse a cabo, por la carga adicional, provocando irregularidades con la fuente de alta tensión. El valor recomendado para C_k es de aproximadamente 1 nF.
- Los cables de conexión entre el dispositivo de acople y el objeto de prueba deben mantenerse tan cortos como sea posible, para evitar distorsiones [69][68].
- Se deben inyectar al menos cuatro niveles de carga de calibración separados para comprobar la linealidad del instrumento de medición PD, por ejemplo, según, para un nivel de carga aparente especificado de $q_a = 500$ pC, la calibración debe realizarse con los valores $q_{01} = 100$ pC, $q_{02} = 200$ pC, $q_{03} = 500$ pC y $q_{04} = 1000$ pC, mientras que la empresa ABB en su libro [63], establece que solo se debe de inyectar una carga de 1000 pC, en cada buje por al menos 2 horas, siempre.
- La calibración del sistema de medición empleado de debe de llevar a cabo, cumpliendo con lo requerido en la Cláusula 5 y 5.1 de las normas IEC e IEEE [68][69], respectivamente.
- El ruido provocado por el dispositivo de medida, medido en pC, no puede exceder los 50 pC, en caso contrario se debe de reconsiderar el uso de dicho dispositivo [61].
- La prueba de DP por el presente método, no es recomendada llevarla a cabo en campo, debido al volumen y disponibilidad de los equipos requeridos, siendo este el método convencional más usado en laboratorios [1][68][69][64][70].

E.2. Procedimiento

Éste método se recomienda imperativamente para transformadores de potencia sumergidos en líquido aislante. La prueba de DPs por “Carga Aparente”, se puede

llevar a cabo por el método de “Banda Ancha” ó “Banda Estrecha”. Según el artículo [62], el método de “Banda Estrecha”, no es el adecuado para la detección y cuantificación de DPs en transformadores de potencia, ya que la atenuación de los impulsos de PD en el devanado del transformador muestra una fuerte dependencia de la frecuencia.

El método desarrollado en el presente numeral, será el de “Carga Aparente” por “Banda Ancha”, descrito en las normas IEC e IEEE [61][68][69] .

Se debe de tener en cuenta que las normas relacionadas a la presente prueba, recomiendan que no se efectúe en campo, debido a que puede resultar difícil detectar y evitar las interferencias externas, consideradas dañinas para realizar la medición de DP.

El primer paso en el presente método, es la calibración del dispositivo de medición, el cual consiste en la determinación del factor de escala (S_f), ya que cada transformador posee una capacitancia diferente, además proporciona un registro para pruebas futuras.

El factor de escala (S_f) es:

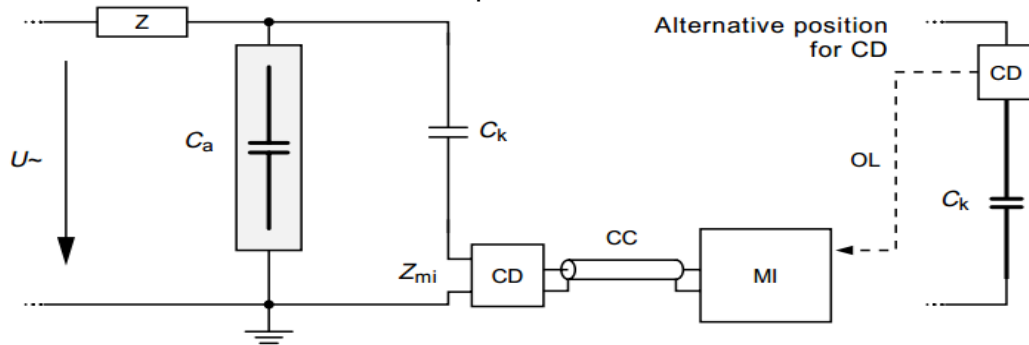
$$S_f = \frac{q_o}{R_o} \quad A(1)$$

Fuente: [69]

Donde, (q_o) es la carga de calibración inyectada y (R_o) es la lectura de la señal de salida, los cuales dependen del condensador de calibración (C_o), y que de acuerdo a la norma IEEE [17], su valor típico es de 100 pF.

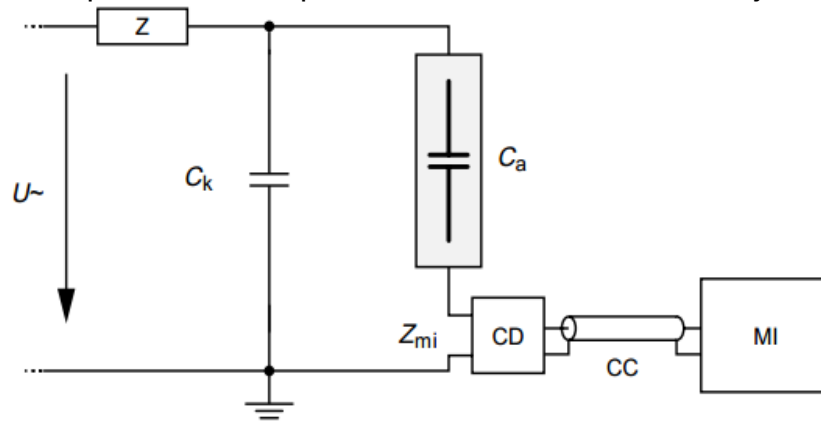
Posteriormente se conecta el dispositivo de medición al objeto bajo prueba, en este caso el transformador de potencia, por medio de los siguientes esquemas:

Figura E 1. Dispositivo de acoplamiento CD en serie con el condensador de acoplamiento.



Fuente: [68]

Figura E 2. Dispositivo de acoplamiento CD en serie con el objeto de prueba.



Fuente: [68]

Donde:

$U_{\sim}$: Tensión de AC.

Z_{mi} : Impedancia de entrada del sistema de medición.

CC: Cable coaxial.

OL: Enlace óptico.

C_a : Objeto de prueba.

C_k : Condensador de acoplamiento.

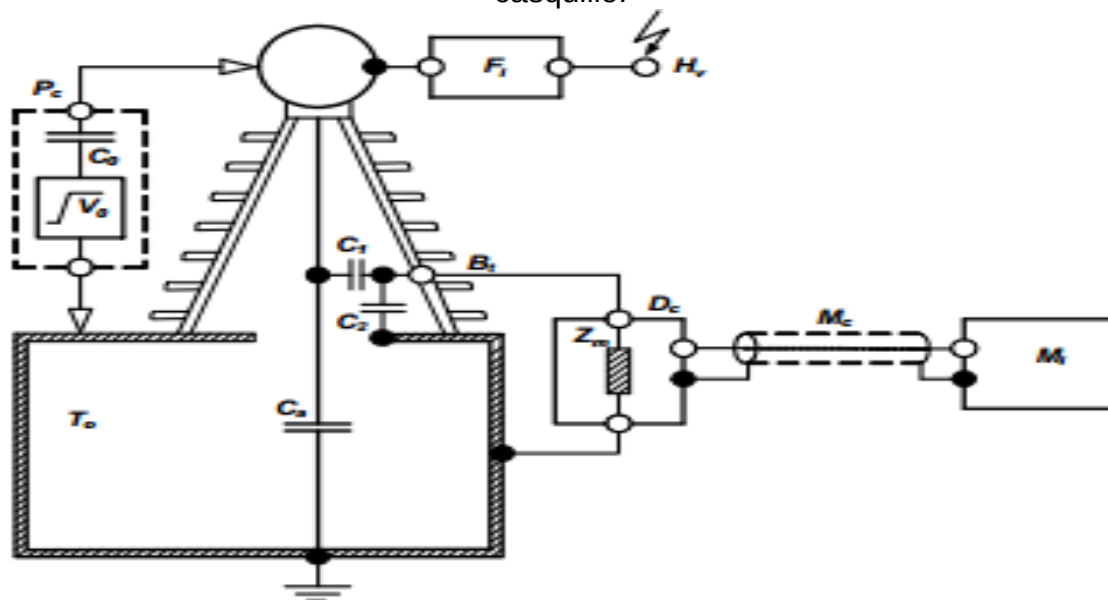
CD: Dispositivo de acoplamiento.

MI: Instrumento de medición.

Z: Filtro.

También es posible reemplazar el condensador de acoplamiento (C_k), por la capacitancia (C_1), creada por el conductor de AT y los casquillos graduables del buje, siempre y cuando el objeto bajo prueba los posea, como se puede observar en la siguiente figura:

Figura E 3. Circuito de medida PD utilizando el modo de acoplamiento de toma de casquillo.



Fuente: [69]

Donde:

C_o = Condensador de calibración.

C_1 : Capacitancia entre el conductor de AT y el grifo del buje.

C_2 : Capacitancia entre el grifo del buje y la brida del casquillo a tierra.

C_a = Capacitancia virtual del objeto de prueba.

D_c : Dispositivo de acoplamiento.

F_i : Filtro de rechazo de ruido.

CD : Dispositivo de acoplamiento.

Z_m = Impedancia de medición.

M_I : Instrumento de medición.

M_C : Cable de medición.

H_V : Conexión de alimentación de AT.

P_C : Dispositivo calibrador de DP.

T_o : Objeto de prueba.

V_o : Generador de impulsos por pasos.

Con el esquema de conexión seleccionado, se determina la carga aparente (q_a), la cual es una cantidad de corriente conocida que fluye a través del objeto de prueba. La carga aparente se obtiene por medio de la siguiente ecuación:

$$q_a = R_i * S_f = R_i * \frac{q_o}{R_o} \quad A(2)$$

Fuente: [69]

La detección de las DP, por este métodos se lleva a cabo, tomando la variación de la carga que ocurre en el condensador (C_a), la cual es reflejada en el condensador de acoplamiento, ya sea externo o interno (C_k o C_1), y medida en la impedancia (Z_m), como un impulso de corriente. La determinación de la carga medida, se realiza según [68], por medio de la siguiente ecuación:

$$q_a = \int i(t)dt \quad A(3)$$

Fuente: [68]

Donde $i(t)$ es la señal de corriente de la DP. Es pertinente mencionar que la integración de la señal de la corriente se puede realizar en el dominio del tiempo o en el dominio de la frecuencia. El libro [63], señala que la mayoría de los equipos disponibles en el mercado para la detección de las DP, llevan a cabo la integración en el dominio de la frecuencia por medio de un filtro “banda ancha” o banda estrecha”

De acuerdo a la norma IEEE [71], los parámetros requeridos para un resultado de las DP, son: el voltaje de inicio y de extinción, así como también el valor máximo de transferencia de carga de las DPs y su cambio con el tiempo a niveles de tensión especificados.

De acuerdo a los esquemas de conexión observados en las Figuras E1, E2 Y E3, la unidad de acoplamiento (Z_m, C_k ó C_1), se encarga de captar las señales de las DPs, desde los terminales del objeto de prueba, sirviendo a su vez como un filtro paso alto, para evitar ruidos de fondo de la fuente, pero dependiendo directamente del ancho de banda (Δ_f), determinado por la siguiente ecuación:

$$\Delta_f = f_2 - f_1 \quad A(4)$$

Donde, (f_2, f_1) son los límites superior e inferior, respectivamente, el cual puede cambiar dependiendo de la norma por la cual se realice la prueba.

También se requiere un instrumento de medida (M_I), el cual procesa los impulsos de DP capturados y evalúa el nivel de carga aparente. Una desventaja que poseen los instrumentos de medida convencionales según norma IEEE [71], se debe a la incidencia del tiempo de subida del impulso de la DP, ya que a medida que este se hace más largo, es más difícil que sea detectado por dicho instrumento.

E.3. Especificaciones.

Para el método de carga aparente en pC, el equipo debe de contar con las siguientes características:

- Unidad de acoplamiento, que capta la señal PD desde los terminales del objeto de prueba.
- Instrumento de medida que procesa los impulsos de DP capturados y evalúa el nivel de carga aparente.
- Conductos de alta tensión (AT) y de baja tensión (BT) y cables de medición que se conectan individualmente a cada componente.
- Atenuador, para ajustar la magnitud de los impulsos PD de entrada.
- Amplificador de filtro de paso de banda, para amplificar e integrar los impulsos de PD capturados
- Detector de picos, para evaluar el nivel de carga aparente.
- Debe de contar con un generador de pulsos capaz de entregar un tren de impulsos y su impedancia de salida no debe de superar los 100Ω.
- El tiempo de subida y de bajada de los impulsos escalonados entre el 10% y el 90% de magnitud, debe de ser inferior a 100 ns.
- Una vez obtenido el pico, la magnitud de la tensión, el dispositivo debe de sostener dicho valor sin diferir en más del $\pm 5\%$ del valor medio durante un intervalo de tiempo no inferior a 50 μs .

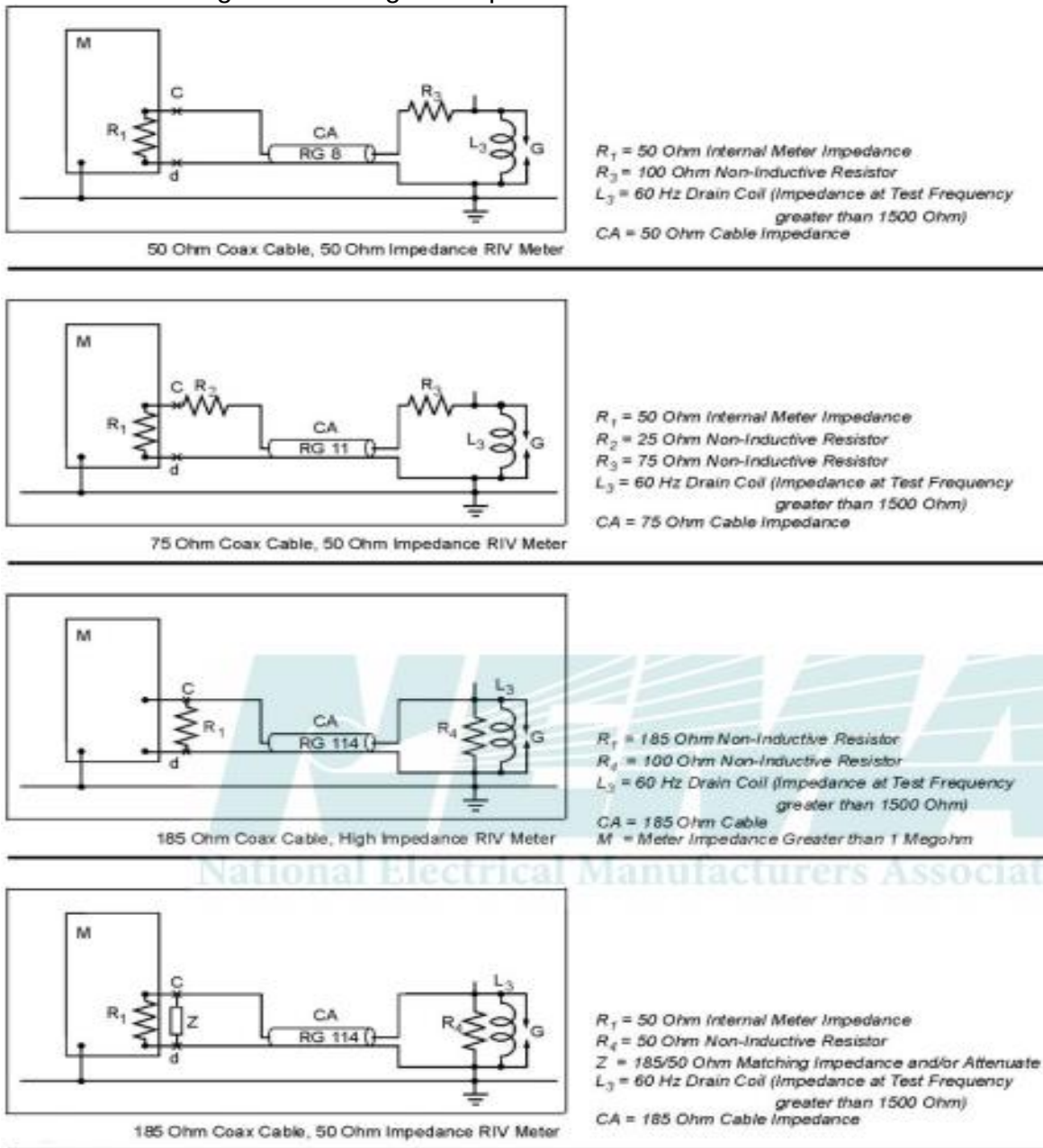
En las normas IEC e IEEE [68][69], se especifican a fondo los equipos requeridos para el método de carga aparente en pC.

E.4. Interpretación de los resultados.

Una $D_p \leq 1$ pC es considerada admisible, siempre y cuando se hayan filtrado las perturbaciones tanto externas, como también las perturbaciones de la fuente de alimentación. Todo esto se logra siempre y cuando el laboratorio en el cual se valla a realizar la prueba, cumpla con los requerimientos exigidos en el Anexo G de la norma [68].

E.5. Diagramas de conexión empleando diferentes tipos de cable coaxial, para el método RIV.

Figura E 4. Diagramas para el uso del cable coaxial.



Fuente: [59]

Donde:

$CA = \text{Cable coaxial.}$

$G = \text{Separación protectora.}$

$L_3 = \text{Bobina de drenaje de } 60 \text{ Hz.}$

$M = \text{Medidor de radio ruido.}$

$R_1, R_2, R_3, R_4 = \text{Resistencias.}$

$Z = \text{Impedancia y/o atenuador de adaptación de } 185/50 \Omega.$

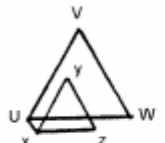
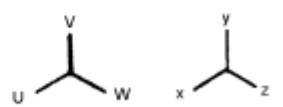
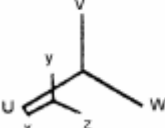
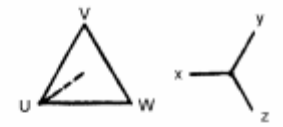
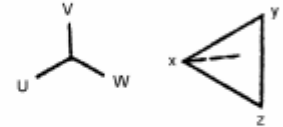
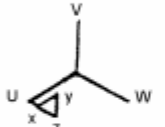
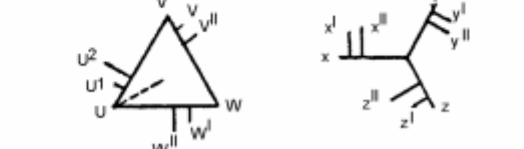
Punto ab = Punto de medición de RIV (E_{cd}).

ANEXO F

(Grupo de conexión)

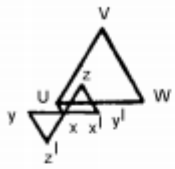
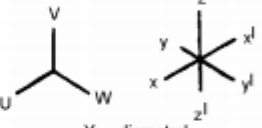
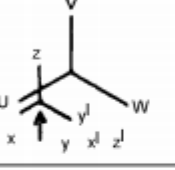
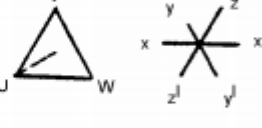
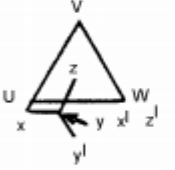
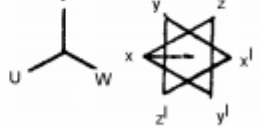
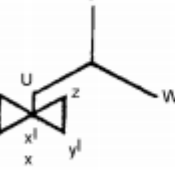
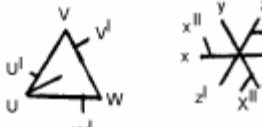
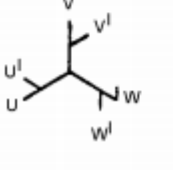
F.1. A continuación se presentará los diagramas fasoriales y las mediciones requeridas para la verificación de la relación de fase por medio del método del diagrama fasorial.

Figura F 1. Conexiones y diagramas fasoriales para transformadores trifásicos.

	Desplazamiento angular	Diagrama para verificación de la medida	Verificación de las medidas
Grupo 1 Desplazamiento angular 0°	 Conexión delta - delta		Conectar U a x Medir V - y , W - y U - V, V - z, W - z Relaciones de tensión 1) $V - z = W - y$ 2) $V - y < U - V$ 3) $V - y < V - z$ 4) $V - y = W - z$
	 Conexión Y - Y		
Grupo 2 Desplazamiento angular 30°	 Conexión delta - Y		Conectar U a x Medir W - y, W - z U - W, V - y, V - z Relaciones de tensión 1) $W - y = W - z$ 2) $W - y < U - W$ 3) $V - y < V - z$ 4) $V - y < U - W$
	 Conexión Y - delta		
	 Transformadores trifásicos con derivaciones		

Fuente: [28]

Figura F 2. Conexiones y diagramas fasoriales para transformadores hexa-fásicos.

	Desplazamiento angular	Diagrama para verificación de la medida	Verificación de las medidas
Grupo 1 Desplazamiento angular 0°	 Delta - delta doble		Conectar U a x a x^I Medir V-z, U-v, V-y^I, V-z^I, W-y, V-y, W-z Relaciones de tensión 1) V - x^I = W - z 2) V - z < U - V 3) V - z < V - x^I 4) V - z^I = W - y 5) V - z^I > U - V 6) V - y < V - z^I
	 Y - diametral		Conectar y a x^I a z^I U a x Medir W-z, W-y^I, U-W V-z, V-y^I relaciones de tensión 1) V - y^I = W - z 2) V - z < U - V 3) V - z < V - y^I
Grupo 2 Desplazamiento angular 30°	 Delta - diametral		Conectar y a x^I a z^I U a x Medir W-z, W-y^I, U-W, V-z Relaciones de tensión 1) W - z = W - y^I 2) W - z < U - W 3) V - z = V - y^I
	 Y - Delta doble		Conectar U a x a x^I Medir W-z, W-y^I, U-W, V-z V-y^I, W-y, W-z^I, V-y, V-z^I
	 Transformadores hexafásicos con derivaciones		Relaciones de tensión 1) W - z = W - y^I 2) W - z < U - W 3) V - z < V - y^I 4) W - y = W - z^I 5) W - y > U - W 6) V - y < V - z^I

Fuente: [28]

Adicionalmente la norma IEC [19] recomienda en las Cláusulas 7.1.4. y 7.1.5., los grupos de conexión para con bobinados reconexionables, algunos ejemplos con sus respectivos diagramas de conexión para transformadores monofásicos dispuestos para bancos de transformadores, así como también para auto-transformadores trifásicos.

En la norma IEEE [72], se encuentran de manera gráfica todos los diagramas fasoriales estandarizados en la actualidad.