

Comité de Estudio CE A2– Transformadores

**ANÁLISIS DE IEEE C57.152 y TB 445 de CIGRE PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA
CONDICIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

E. CALO*
IITREE-FI-UNLP
Argentina

R. E. ALVAREZ
IITREE-FI-UNLP
Argentina

P. MORCELLE del VALLE
IITREE-FI-UNLP
Argentina

L. CATALANO
IITREE-FI-UNLP
Argentina

Resumen – En la actualidad y a nivel internacional, en lo que se refiere al diagnóstico de la condición de transformadores, se cuenta con la norma IEEE C57.152 del año 2013 (“Guía de diagnóstico para ensayos en campo de transformadores, reguladores y reactores inmersos en aceite”) y con el documento técnico de CIGRE N°445 de 2011 (“Guía para el mantenimiento de transformadores”). Si bien el objetivo de ambos documentos es el mismo, resulta de interés analizar el enfoque diferente con que abordan los criterios de diagnóstico. IEEE C57.152 clasifica los ensayos por componente, mientras que CIGRE 445 los clasifica por categoría. En el presente trabajo, se realiza un análisis comparativo de criterios, clasificación, procedimientos y valores de aceptación entre los dos documentos de referencia de mayor relevancia a nivel internacional.

Palabras clave: Diagnóstico – transformadores – ensayos – IEEE – CIGRE – lineamientos – referencia – norma

1 INTRODUCCIÓN

Los transformadores de potencia son elementos clave en cualquier sistema de potencia. Sin ellos no existiría la transmisión de potencia de la forma en que la conocemos. Una falla en una de estas máquinas que requiera reparación se traduce automáticamente en largos plazos fuera de servicio, implicando que los usuarios de la energía eléctrica se vean afectados. Las reparaciones en estos equipos son muy complejas y costosas, debido a su gran volumen, y por lo tanto se debe evitar llegar a estas situaciones.

El diagnóstico de la condición de transformadores de potencia resulta fundamental para la gestión de vida. Un correcto análisis de los resultados de los ensayos y controles no sólo permite evitar fallos intempestivos, sino que además hace posible optimizar las condiciones de operación y planificar trabajos para adoptar acciones correctivas.

Es indudable que la experiencia en el diagnóstico resulta fundamental, pero de igual forma es esencial considerar o adoptar un marco normativo como referencia.

Actualmente, hay dos principales referencias en lo que respecta a mantenimiento y diagnóstico de transformadores: **IEEE C57.152-2013** (“IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors”) [1] y el **Technical Brochure N°445** de Cigré, del año 2011 (“Guide for Transformer Maintenance”) [2]. En dichos documentos se establecen los lineamientos de las pruebas y los valores recomendados para cada ensayo.

* E. Calo, IITREE-FI-UNLP, calle 48 y 116, B1900AMF, La Plata, Argentina - ecalo@iitree-unlp.org.ar

Si bien ambos documentos tienen el mismo objetivo, el enfoque utilizado para los criterios de diagnóstico y de mantenimiento son distintos.

2 ALCANCE

El alcance de este trabajo será el análisis de las distintas técnicas para el mantenimiento de los transformadores propuestas por IEEE C57.152 y el TB 445 de Cigré. En cuanto a los ensayos, se analizarán exclusivamente los principales ensayos eléctricos básicos, y no se profundizará en ensayos avanzados, ni pruebas en el aceite o verificaciones adicionales.

3 DESARROLLO

3.1 Ciclos de mantenimiento según TB 445

Uno de los puntos importantes en lo que respecta al mantenimiento es saber cuándo realizarlo, por qué motivos, y cómo proceder en base a los resultados obtenidos. El TB 445 la da mucha importancia a éstas cuestiones, por lo que establece un ciclo de mantenimiento que comienza con el comisionado y concluye en el fin de la vida útil de la máquina. El mismo está propuesto considerando distintas estrategias de mantenimiento.

La primera es el mantenimiento basado en el tiempo (TBM por sus siglas en inglés), que implica realizar tareas de mantenimiento cada un período de tiempo preestablecido.

La segunda es denominada monitoreo de la condición basado en el tiempo (TBCM), y de forma similar al TBM, requiere del monitoreo de ciertas propiedades del transformador cada un determinado tiempo.

La tercera estrategia, titulada mantenimiento basado en la condición (CBM), tiene como premisa realizar tareas de mantenimiento en el transformador cuando se detecte deterioro o daño en alguna de sus partes. Para que esto funcione es necesario utilizar de forma paralela estrategias de monitoreo, como puede ser la TBCM, para detectar posibles defectos en la máquina.

Por último, se presenta el monitoreo de la condición en servicio (OLCM). Esta técnica implica realizar un monitoreo de las variables que son accesibles mientras el transformador se encuentra energizado. Algunos ejemplos pueden ser la extracción de aceite, termografías, o revisar niveles de aceite.

El TB 445 sugiere un diagrama de flujo para realizar un apropiado ciclo de mantenimiento del transformador. Basándose en las distintas estrategias para realizar una adecuada evaluación de la condición del equipo, asumiendo una correcta interpretación de los resultados obtenidos, y teniendo en cuenta una evaluación técnico-económica, propone las acciones que deberían llevarse a cabo para optimizar el mantenimiento de la máquina.

A pesar de esto, no sugiere qué ensayos realizar en cada una de las etapas presentadas, por lo que la elección de qué prueba realizar en cada momento queda librado a criterio de los encargados del mantenimiento del equipo.

3.2 Ciclos de mantenimiento según IEEE Std C57.152

En contrapartida, la IEEE Std C57.152 no establece lineamientos sobre qué estrategias de mantenimiento adoptar, sino que se centra en los distintos eventos a los cuales puede estar sometido un transformador a lo largo de su vida útil.

En primer lugar se encuentra el comisionado. Es decir, sugiere qué pruebas realizar una vez que el transformador es emplazado en el sitio donde será puesto en servicio. Esta etapa es una de las más importantes ya que permite detectar defectos de fabricación, daños durante el transporte, problemas de conexión y ajuste de las protecciones entre otros. Un buen diagnóstico en la etapa de comisionado permite evitar fallas prematuras del transformador, y registrar valores de referencia de las distintas pruebas para ser utilizados en etapas posteriores de mantenimiento.

En segundo lugar define los ensayos que deberían realizarse a un transformador en servicio. Sugiere que las primeras pruebas en un transformador luego de su comisionado deben realizarse considerando una estrategia basada en el tiempo. Sin embargo, recomienda que superadas estas etapas la frecuencia con que se realizan

las pruebas se determinen basándose en la condición del equipo. Un transformador en servicio sufre envejecimiento natural, por lo que es muy importante realizar las pruebas con una frecuencia apropiada, con la finalidad de registrar la evolución del transformador.

La tercera situación que se presenta es el disparo de una protección debido a una falla en la red. Si bien parecería que, al ser una falla externa al transformador, el mismo no se verá afectado, hay que considerar que pudo haber estado sometido a grandes esfuerzos electrodinámicos y térmicos debido a la corriente de falla. Es necesario verificar que su condición mecánica no haya sufrido modificaciones o daños sustanciales luego de la falla.

En último lugar se encuentra el disparo de una protección debido a una falla interna en el transformador. Si esto sucede, es necesario realizar las pruebas correspondientes para poder detectar de la forma más precisa posible dónde ocurrió la falla.

Para cada una de estas situaciones sugiere una clasificación para las pruebas desarrolladas a lo largo del documento. Las cuatro categorías son: REC (recomendada), AN (si es necesario de acuerdo a los resultados de las pruebas REC), Opt (opcionales, basándose en los resultados de las pruebas AN) y N/A (no aplica).

A modo de ejemplo, en la Tabla I se presentan las pruebas sugeridas a realizar en los bushing para cada una de las situaciones descritas.

TABLA I. ENSAYOS EN LOS BUSHING

Prueba	Comisionado	En servicio	Después de disparo por falla en el sistema	Después de disparo por falla interna
Resistencia de contactos	Opt	N/A	N/A	Opt
Infrarrojo	N/A	REC	N/A	N/A
Factor de disipación	REC	REC	AN	REC
Continuidad	REC	N/A	N/A	REC

3.3 Clasificación de ensayos según TB 445

En lo que refiere a los ensayos, el TB 445 realiza una clasificación por categoría. Distingue seis tipos de problemas típicos que pueden ser detectados a través de los ensayos eléctricos básicos y avanzados, y el análisis de gases disueltos (DGA). A través de una matriz establece qué ensayos pueden ser útiles para detectar cada uno de estos problemas. En la tabla II se presenta dicha matriz considerando únicamente los ensayos eléctricos básicos.

Dicha matriz permite saber qué pruebas realizar para detectar cada tipo de problemas. De la misma forma, determina qué problemas se detectan con cada prueba.

Por ejemplo, establece que si se desea detectar defectos en el circuito magnético se pueden realizar las pruebas de corriente de excitación, capacitancia y factor de disipación.

Alternativamente, propone que la prueba de resistencia de aislamiento es válida para detectar problemas en los aislamientos tanto de los bobinados, bushings y conmutador, como del circuito magnético.

TABLA II. MATRIZ DE DIAGNÓSTICO DE PRUEBAS ELÉCTRICAS BÁSICAS SEGÚN TB 445

Tipo de problema						
Integridad del circuito magnético						
Aislamiento del circuito magnético						
Geometría de devanados						
Continuidad de devanados, bushing y conmutador						
Aislamiento de devanados y bushing						
Aislamiento entre espiras						
Técnica de diagnóstico						
Relación de transformación	X					
Resistencia de devanados			X			
Corriente de excitación	X					X
Capacitancia y factor de disipación		X		X	X	X
Reactancia de dispersión				X		
Resistencia de aislamiento		X			X	
Aislamiento del núcleo					X	

3.4 Clasificación de ensayos según IEEE C57.152

A diferencia del TB 445, el documento de IEEE propone dividir al transformador según las partes que lo componen, y en base a esa clasificación determina cuáles son los ensayos que se pueden realizar para evaluar cada componente.

Las partes del transformador discriminadas en dicha clasificación son: bobinados (incluido su aislamiento), bushings, aislamiento líquido, conmutadores, núcleo, tanques y dispositivos asociados, y transformadores de corriente.

Esta norma, además de transformadores de potencia incluye en sus recomendaciones a los reactores y los reguladores.

A modo de ejemplo, en la Tabla III se muestran los ensayos propuestos para realizar un diagnóstico de la condición de los bobinados, tanto de transformadores como de reactores y reguladores.

TABLA III. PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO DE LOS DEVANADOS SEGÚN IEEE C57.152

Ensayo	Transformador	Reactor	Regulador
Resistencia de aislamiento	X	X	X
Relación de transformación	X		X
Corriente de excitación	X	X	X
Reactancia de dispersión	X		
Resistencia de devanados	X	X	X
Capacitancia	X	X	X
Factor de disipación	X	X	X
Tensión inducida / descargas parciales / RIV	X	X	
Análisis de respuesta en frecuencia	X	X	X

3.5 Comparación de los ensayos descritos en ambos documentos

A la hora de presentar los ensayos se adoptan dos enfoques completamente distintos.

En el TB 445 la descripción de cada prueba es presentada en una tabla concisa en la que se indican las fallas detectables, qué indicadores hay de dichas fallas, el método para realizar la prueba, qué referencia se debe tomar para evaluar los resultados, cómo interpretar los resultados, y por último comentarios adicionales.

Esto permite realizar una rápida evaluación de cada ensayo cuando se lo requiera. Sin embargo la información brindada es escueta y no se profundiza en el marco teórico detrás de cada prueba.

Similarmente, IEEE abarca los mismos puntos que el TB 445, pero la diferencia recae en la forma en que se presentan. En el documento de IEEE se efectúa un análisis más detallado del marco teórico asociado a cada prueba y defecto. Se realiza un estudio de los componentes asociados a cada ensayo, y cómo se ven afectados los resultados de la prueba por modificaciones en ellos. Se desarrolla con profundidad la metodología utilizada para realizar la prueba, incluyendo en muchos casos diagramas de conexionado. También se analiza para cada caso cómo pueden afectar a las mediciones distintos factores, como por ejemplo la temperatura, o magnetismo remanente en el núcleo.

A continuación se analizan los criterios de los ensayos básicos, clasificados como tales por el TB 445.

3.5.1 Relación de transformación

De acuerdo al TB 445 esta prueba permite detectar cortocircuitos entre espiras o secciones del bobinado. IEEE lo complementa afirmando que es útil también para determinar el grupo de conexión del transformador, lo cual es importante si se desea conectar en paralelo con otras máquinas. Adicionalmente, IEEE sugiere que la prueba sea realizada para todas las posiciones del conmutador.

Para la metodología de la prueba ambos sugieren aplicar una tensión alterna en los terminales de AT y medir la tensión inducida en los terminales de BT. Sin embargo, IEEE propone métodos alternativos en caso de no contar con los equipos necesarios para utilizar la metodología convencional.

Ambos documentos coinciden en que la desviación máxima admisible entre los valores medidos y los de referencia (dato de placa) es de 0,5%. Diferencias mayores deben ser investigadas.

No se indican desviaciones admisibles respecto al desplazamiento angular, parámetro que se determina conjuntamente con el ensayo de relación de transformación.

3.5.2 Resistencia de devanados

Para la realización de la prueba, el TB 445 sugiere realizar una inyección de corriente continua constante, hasta que los valores de tensión se estabilicen, y realizar la medición utilizando la técnica de cuatro puntas o Kelvin. IEEE presenta como alternativa al puente Kelvin la utilización de un micro-ohmetro.

Ambos documentos coinciden en que los valores medidos deben ser corregidos a una temperatura de referencia. IEEE explicita la fórmula que debe utilizarse para realizarlo, pero no especifica ninguna temperatura de referencia. En cambio, el TB 445 sugiere referir a 75°C de acuerdo a lo sugerido en la norma IEC 60076-1 [3].

A la hora de evaluar los resultados obtenidos, IEEE recomienda que los valores medidos no difieran más de un 2% con respecto a los valores de fábrica, mientras que el TB 445 es más estricto y recomienda una desviación menor al 1%. En cuanto a la comparación entre los valores medidos para cada fase, ambos coinciden que los valores no deben diferir en más de un 2-3%.

Adicionalmente, IEEE sugiere llevar a cabo la desmagnetización del núcleo una vez finalizada la prueba, algo fundamental ya que de realizarse otros ensayos posteriormente, el magnetismo remanente podría afectar a los resultados obtenidos.

3.5.3 Corriente de excitación

Tanto TB 445 como IEEE coinciden en que la prueba es válida para detectar defectos en el núcleo y cortocircuitos entre espiras.

En cuanto a la metodología de ensayo, IEEE y TB 445 establecen que la aplicación de tensión debe realizarse desde el lado de AT con los terminales de BT flotando, midiendo la corriente que circula por el

bobinado excitado. Sin embargo IEEE recomienda medir también las pérdidas, mientras que el TB 445 sugiere medir el desfase entre la tensión y la corriente.

Adicionalmente, IEEE establece que en caso de tener el bobinado de BT en estrella con núcleo a tierra se debe mantener esa conexión. También aclara que la prueba debe ser realizada monofásicamente, y que la tensión de ensayo recomendada es a frecuencia industrial y de 10 kV, siempre y cuando el aislamiento lo permita, ya que para poder comparar dos mediciones es necesario que sean realizadas a la misma tensión de ensayo. Por último, en el documento de IEEE se realiza un desarrollo del conexionado de la prueba para cada tipo de transformador con sus distintos grupos de conexión.

En lo que respecta al análisis de los resultados obtenidos, tanto TB 445 como IEEE sugieren en que debe realizarse comparando con mediciones previas, y entre los valores medidos para cada fase.

Ambos documentos coinciden en que generalmente la corriente de la fase central es inferior a la de las fases externas. El TB 445 sugiere que normalmente la diferencia entre las corrientes de las fases exteriores es menor al 5%, mientras que la corriente de la fase central puede ser hasta un 30% menor. El documento de IEEE simplemente explica los patrones que se espera que sean encontrados en los distintos tipos de transformadores (acorazados, de tres columnas, etc.), pero no da ninguna referencia numérica. En ninguno de los dos casos se sugieren valores límites para la desviación de los valores medidos con respecto a mediciones previas.

3.5.4 Capacitancia y factor de disipación

Para esta prueba, tanto IEEE como TB 445 coinciden en que es útil para detectar contaminación o deterioro en el aislamiento, y modificaciones en la geometría de los bobinados y del núcleo.

Para la realización de la prueba los dos sugieren que la tensión de ensayo sea de 10 kV. Sin embargo, el TB 445 no brinda ninguna información adicional sobre cómo realizar la prueba. En contrapartida, IEEE recomienda qué configuraciones deben realizarse para transformadores de uno, dos y tres arrollamientos, y cómo realizar las mediciones para cada una de las configuraciones.

A la hora de evaluar los resultados del factor de disipación, IEEE diferencia entre el tipo de aceite aislante y el nivel de tensión del transformador, a diferencia de TB 445 que presenta valores generales. En cuanto a la capacitancia, TB 445 no recomienda ninguna desviación máxima, mientras que IEEE sí establece límites. En la Tabla IV se resumen las diferencias a la hora de evaluar los resultados.

TABLA IV. VALORES DE ACEPTACIÓN PARA CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN

Documento	Tipo de aislamiento	Nivel de tensión	FD para equipos nuevos	FD máximo admisible	Desviación de capacitancia cuestionable	Desviación de capacitancia máxima admisible
IEEE C57.152	Aceite mineral	< 230 kV	0,5%	1,0%	5%-10%	>10%
IEEE C57.152	Aceite mineral	≥ 230 kV	0,4%	1,0%	5%-10%	>10%
IEEE C57.152	Aceite vegetal	Todos	1,0%	1,0%	5%-10%	>10%
TB 445	Todos	Todos	0,5%	1,0%	-	-

Es importante destacar que los valores de referencia para el factor de disipación son válidos para una temperatura de 20°C. En el TB 445 no se indica explícitamente cómo corregir los valores medidos a una temperatura distinta de 20°C. En cambio, IEEE aclara que es posible obtener factores de corrección por temperatura del FD de los fabricantes de los equipos y de los fabricantes de los instrumentos de prueba. También sugiere que las mediciones serán más precisas mientras más cercanas sean a los 20°C.

3.5.5 Reactancia de dispersión

De manera coincidente, ambos documentos afirman que esta prueba permite detectar deformaciones o daños físicos en los bobinados.

En cuanto a la metodología, TB 445 sugiere únicamente la prueba monofásica, mientras que IEEE presenta como alternativa también la prueba trifásica equivalente.

Para el caso de la prueba monofásica, el TB 445 recomienda una desviación máxima del 2% entre las mediciones de cada fase, mientras que de acuerdo a IEEE es usual que la diferencia sea de hasta un 3%. Adicionalmente, TB 445 sugiere que si la diferencia se encuentra entre el 1% y el 2% se debería realizar una investigación más profunda utilizando alguna prueba como puede ser el análisis de respuesta en frecuencia (FRA).

Si la prueba se realiza en forma trifásica, el valor medido debe compararse con los datos de placa del transformador y la diferencia no debe ser mayor al 3% de acuerdo a IEEE. El TB 445 no presenta ningún valor de referencia para el esta prueba.

Ambos documentos afirman que no deben compararse los valores de una prueba trifásica con la suma de las tres fases de una prueba monofásica, ya que las mediciones no son necesariamente coincidentes en estos casos.

3.5.6 Resistencia del aislamiento

La prueba de resistencia del aislamiento, de acuerdo a ambos documentos, es válida para detectar principalmente defectos en el aislamiento, como deterioro o contaminación, y en casos extremos fallas entre bobinados o a tierra.

El TB 445 sugiere que la prueba debe realizarse aplicando una tensión que puede ir entre 1 kV a 5 kV al bobinado bajo prueba, y medir la corriente de fuga. La resistencia es calculada por el propio instrumento.

El documento IEEE sugiere un rango de tensiones similar al del TB 445 (de 0,5 kV a 5 kV), pero es más detallado en cuanto a la metodología de la prueba. Sugiere qué mediciones realizar para cada tipo de máquinas (transformadores de dos y tres devanados, y autotransformadores de dos y tres devanados), y cómo realizar las conexiones. En primer lugar establece que deben cortocircuitarse los terminales de AT entre sí, y los de BT entre sí, aclarando que nunca deben quedar terminales flotando mientras se realiza la prueba. Adicionalmente aclara que la aplicación de tensión debe realizarse por un minuto antes de llevar a cabo la medición.

En particular, para el caso de transformadores de dos arrollamientos sugiere llevar a cabo tres mediciones: aplicando la tensión entre los terminales de AT cortocircuitados y tierra, conectando a tierra los devanados de BT; entre los terminales de BT cortocircuitados y tierra, conectando los devanados de AT a tierra; y por último aplicando la tensión entre los terminales de AT y BT cortocircuitados y tierra.

Tanto IEEE como el TB 445 afirman que la temperatura es un parámetro que puede afectar a los valores medidos, por lo que sugieren que las mediciones sean realizadas cerca de los 20°C. Sin embargo no sugieren factores de corrección para los casos en que esto no sea posible.

El criterio utilizado para evaluar los resultados obtenidos es distinto en ambos casos. TB 445 sugiere que la resistencia medida debe ser mayor a 500 MΩ para transformadores con tensión de hasta 69 kV, mientras que el límite admisible es de 1 GΩ para transformadores de tensiones superiores.

En cambio, IEEE sugiere que la resistencia medida depende del diseño, del tipo de aislamiento líquido y de la limpieza y humedad del aislamiento solicitado. Por esto mismo afirma que es más significativo comparar los resultados obtenidos con valores de mediciones anteriores, que con valores absolutos. Modificaciones sustanciales con respecto a dichas referencias requieren una mayor investigación.

Como prueba complementaria, ambos documentos mencionan el ensayo de índice de polarización (IP), definido como el cociente entre la resistencia medida a 10 minutos y la medida a 1 minuto. Sin embargo, el TB 445 aclara que para el caso de los transformadores, por su complejo sistema de aislamiento, los resultados pueden ser malinterpretados, por lo que sugiere realizar otras pruebas, como espectroscopía dieléctrica (FDS). IEEE en cambio establece un rango numérico para evaluar los resultados obtenidos: si el IP es menor a 1 se considera peligroso, mientras que si es mayor a 2 se considera bueno.

3.5.7 Aislamiento del núcleo

Esta prueba se realiza para detectar múltiples puestas a tierra del núcleo. La prueba se puede realizar únicamente en los casos que se puede desvincular la conexión del núcleo a tierra.

El TB 445 no establece ningún lineamiento sobre cómo realizar la prueba, mientras que IEEE recomienda aplicar una tensión continua de hasta 1 kV entre el núcleo y tierra. La medición debe realizarse a una temperatura cercana a los 20°C.

A la hora de evaluar el estado del aislamiento del núcleo, coinciden en que resistencias menores a 10 MΩ deben ser investigadas. IEEE adicionalmente sugiere qué pasos deben seguirse para localizar una puesta a tierra adicional en caso no poder detectarla visualmente.

4 CONCLUSIONES

Este trabajo presenta las principales diferencias entre los documentos IEEE Std C57.152-2013 y el TB N°445 de Cigré. Es posible observar que ambos documentos tienen distintos enfoques, a pesar de tener el mismo objetivo.

En primer lugar, en lo que respecta a estrategias de mantenimiento, se destaca que el TB 445 tiene un desarrollo mucho más amplio, por lo que es útil para poder planificar de forma más eficiente las tareas que deben realizarse sobre los transformadores.

En lo que respecta a los ensayos, el documento de IEEE es ampliamente más descriptivo en los fundamentos, metodologías y análisis de resultados de cada prueba. Sin embargo, el TB 445 es conciso en este aspecto, por lo que en caso de necesitarse una evaluación rápida puede resultar apropiado consultar este documento.

Los criterios de evaluación de los resultados obtenidos en cada prueba no difieren significativamente. En la Tabla V se presenta un resumen de los límites adoptados para cada prueba.

TABLA V. VALORES LÍMITES ADMISIBLES PARA CADA ENSAYO SEGÚN TB 445 Y IEEE C57.152

Prueba	Valores límites admisibles		
	TB 445	IEEE C57.152	Referencia
Relación de transformación	0,5%	0,5%	Dato de placa
Resistencia de devanados	2%	2%	Valores de fábrica
Corriente de excitación	-	-	-
Capacitancia	-	10%	Mediciones previas
Factor de disipación	1%	1%	-
Reactancia de dispersión	2%	3%	Entre fases
Resistencia de aislamiento	1 GΩ	-	-
Aislamiento del núcleo	10 MΩ	10 MΩ	-

No se puede concluir que un documento sea mejor o más completo que el otro, sino que se recomienda tomar a ambos como referencia, ya que se complementan mutuamente. Independientemente de las diferencias y criterios de diagnóstico que se adopten en cada caso particular o en cada sistema de gestión de mantenimiento, resulta importante basar las decisiones finales en normas o documentos técnicos como los desarrollados en el presente trabajo. Esto, además de la normalización en sí misma, permite la toma de decisiones adecuadas, especialmente en los casos de incertidumbre, lo cual tiene un alto valor cuando se trata de máquinas eléctricas críticas como lo son los transformadores de potencia.

5 REFERENCIAS

- [1] IEEE Std C57.152-2013 IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors
- [2] Cigré Technical Brochure N°445 Guide for Transformer Maintenance, 2011
- [3] IEC 60076-1:2011 Power transformers - Part 1: General