

Aplicación de FRA para evaluar ensayos de cortocircuito en transformadores de distribución

Daniel Tourn, Juan Carlos Gómez,
Sebastián Nesci, Leonardo Sánchez y Gabriel Campetelli
IPSEP - Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia
Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Río Cuarto

Introducción

El diseño y fabricación de los transformadores debe tener en cuenta los esfuerzos producidos durante cortocircuitos de manera de evitar daños que impidan su funcionamiento luego de despejada la falla en el sistema. Si bien hay métodos analíticos para prever los efectos térmicos y mecánicos de los cortocircuitos, siempre que sea posible se debe recurrir a pruebas experimentales para validar el diseño. Las normas internacionales [1], [2] especifican la capacidad de soportar cortocircuitos que deben poseer los transformadores y los ensayos necesarios para verificarlo.

Los ensayos normalizados para la verificación de la capacidad de soportar cortocircuitos consisten simplemente en una serie de aplicaciones de cortocircuitos en bornes del transformador durante tiempos predeterminados. Uno de los aspectos más importantes y difíciles de definir es el criterio que se debe emplear para emitir el veredicto sobre el resultado de la prueba, ya que se debe establecer claramente si el transformador pudo soportar el cortocircuito. Esto es muy claro cuando la máquina sufre daño considerable, pero es bastante complejo definirlo cuando la sollicitación produce modificaciones estructurales que no se evidencian como una falla, pero que impiden su funcionamiento normal. En general, las normas indican procedimientos para ayudar a verificar si hubo daño durante los cortocircuitos, pero hay muchos casos donde queda a cargo del responsable de la prueba definir si estos daños implican que el transformador no supera la prueba. Los métodos más precisos para verificar daños son el de comparación de la impedancia de dispersión medida antes y después de las aplicaciones, y la inspección visual de los bobinados fuera de la cuba.

Los movimientos y desplazamientos en los bobinados producidos por los esfuerzos

electrodinámicos de los cortocircuitos son un tipo particular de falla. Estos desplazamientos muchas veces no son detectados hasta que se daña la aislación y se produce una falla que impide que la máquina continúe funcionando. Existen métodos no normalizados que permiten detectar estos movimientos con bastante precisión como el FRA, LVI y la medición de la corriente de vacío [3] [4] [5] [6] [7] [8] [9]. Estos métodos tienen la particularidad que también pueden ser aplicables para detectar el estado de transformadores en servicio, configurando una excelente herramienta para el mantenimiento predictivo.

En este trabajo se emplea el análisis de respuesta en frecuencia (FRA, por sus siglas en inglés) para comparar la respuesta del transformador antes y después de las aplicaciones de cortocircuito con el objeto de detectar eventuales deformaciones en los bobinados, que permitan facilitar la emisión de un veredicto. Además, la aplicación del FRA en estos ensayos, configura una buena plataforma de prueba para analizar su efectividad a la hora de pronosticar daños en transformadores.

La técnica de análisis de respuesta en frecuencia aplicada a transformadores

La respuesta en frecuencia de los bobinados de un transformador a una señal inyectada en uno de sus bornes fue vista desde hace mucho tiempo como una forma de diagnóstico sobre el estado estructural de estos. La forma en que se realiza esta técnica tiene muchas variantes, las que han ido evolucionando con el tiempo y aún se encuentran en continuo desarrollo.

La respuesta en frecuencia se puede obtener de diversas formas. Una de ellas es la respuesta del transformador a una señal de impulso de tensión. Este método es muy empleado cuando se somete al transformador a ensayos de impulso

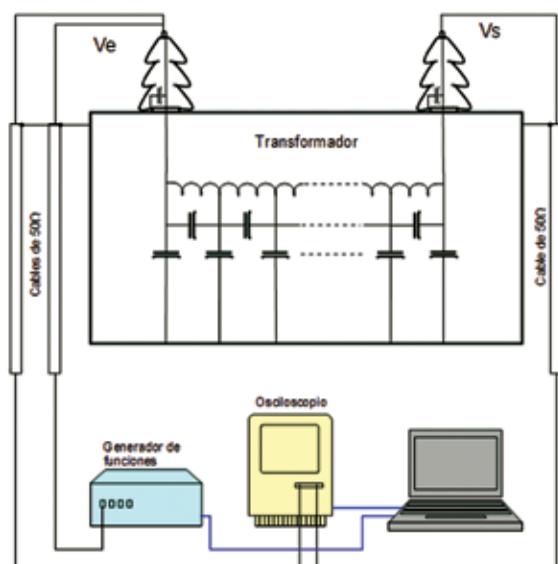


Figura 1. Esquema de medición de FRA

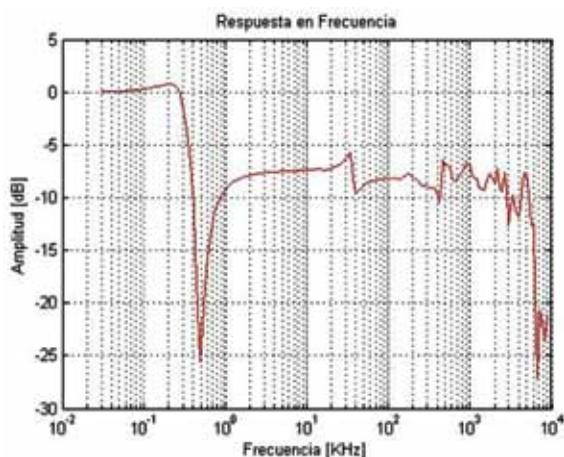


Figura 2. Diagrama de magnitud de Bode para FRA

atmosférico comparando su respuesta entre impulsos reducidos y plenos con el objeto de evaluar si hay modificaciones importantes en la estructura aislante. Esta misma técnica puede ser empleada para diagnosticar el estado estructural de los bobinados sin solicitar el aislante mediante la aplicación de impulsos de baja tensión (LVI) y la comparación de su respuesta [5] [6]. Esta respuesta obtenida en el dominio del tiempo puede ser transformada al dominio en frecuencia usando la transformada rápida de Fourier (FFT, por sus siglas en inglés). De esta forma, se calculan las amplitudes de las frecuencias componentes de la señal aplicada y de la transmitida, las

cuales son comparadas mediante el análisis de respuesta en frecuencia (FRA). Esta comparación de respuesta en frecuencia, conocida como IFRA (*Impulse Frequency Response Analysis*) es más efectiva que la comparación en el dominio del tiempo ya que es independiente de la forma de la señal aplicada, haciéndola menos sensible a los defectos de medición.

Dado que el objetivo del método es obtener la respuesta en frecuencia, una alternativa es realizar directamente un barrido de frecuencias mediante señales sinusoidales y obtener la respuesta a cada frecuencia individualmente. Esta metodología se denomina SFRA (*Sweep Frequency Response Analysis*), o simplemente FRA.

La técnica consiste en la aplicación de una tensión sinusoidal en uno de los bornes del equipo a analizar contra su tanque o chasis (ver figura 1). Esta tensión se emplea como señal de referencia (V_e) y se compara con la respuesta obtenida entre otro de los bornes y el tanque (V_s). La respuesta en frecuencia puede obtenerse en módulo y ángulo. En módulo, se obtiene mediante el cociente entre la tensión de entrada y la de salida (V_e/V_s), mientras que la respuesta en fase, la diferencia de fase entre V_e y V_s en grados [10].

Generalmente se realiza la comparación de señales mediante un diagrama de magnitud de Bode que dibuja el módulo de la función de transferencia (ganancia) en función de la frecuencia en escala logarítmica, figura 2. Dado que la respuesta en módulo V_e/V_s puede variar en un amplio rango, generalmente se expresa en decibels (dB) mediante la expresión:

$$R(f) = 20 \log_{10} \frac{V_s(f)}{V_e(f)}$$

En este proceso de aplicación de una señal sinusoidal a diferentes frecuencias (barrido), los bobinados se comportan como una impedancia compuesta por las partes inductiva, capacitiva y resistiva. Los componentes capacitivo e inductivo varían su magnitud y ángulo de fase con la frecuencia, haciéndose más importante la

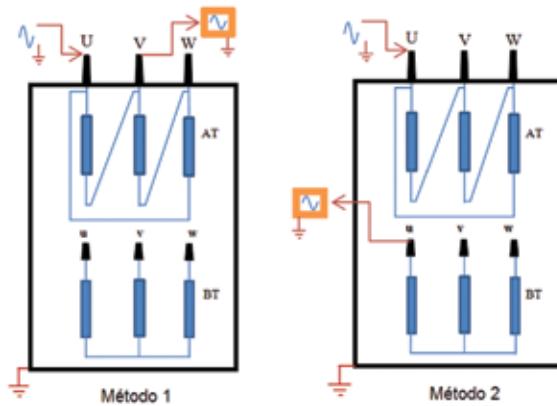


Figura 3. Métodos de medición empleados.

reactancia inductiva a bajas frecuencias y la capacitiva a altas frecuencias.

La distribución de los componentes de la impedancia característica del bobinado es muy compleja, depende de la geometría de los distintos elementos y del estado y composición de los aislantes presentes. Esto hace que la respuesta, es decir la impedancia medida a las distintas frecuencias, sea la misma solo si no hay modificaciones en la estructura y composición de la parte activa del transformador.

Métodos de obtención del FRA

La obtención de la respuesta en frecuencia de cada bobinado puede conseguirse mediante diversas formas de aplicación de la señal y obtención de la respuesta. Generalmente se trata de realizar la medición sobre cada bobinado individualmente, aplicando la señal en un extremo contra tierra y midiendo la respuesta en el otro de la misma forma. Esto solo es posible en los bobinados conectados en estrella (o en zigzag) ya que se puede aplicar la señal sobre el aislador de cada fase y medir la respuesta en el terminal neutro (o viceversa). Pero esto no es posible en la conexión triángulo, ya que los bobinados de las distintas fases están conectados internamente, haciendo más difícil la discriminación de las fases con falla.

Dado que los transformadores en estudio en este trabajo son de distribución con conexión triángulo-estrella, se emplearon dos métodos de medición [11] [12] (ver figura 3).

Método 1 (*end-to-end*): se aplica la señal

sobre uno de los bornes de alta tensión y se mide la respuesta en otro de los bornes de alta tensión. De esta forma se obtiene la respuesta de una fase, pero siempre influenciada por el efecto de las otras dos. Con este método se obtienen tres registros en transformadores trifásicos, siendo en general muy difícil discernir cuál es la, o las fases, que puedan presentar problemas. Para transformadores monofásicos, este método se puede aplicar solo en aquellos que trabajan con tensión de línea en alta tensión.

Método 2 (*inter-winding*): se aplica la señal sobre uno de los bornes de alta tensión y se mide la respuesta en el borne homólogo de baja tensión. En transformadores trifásicos, este método podría dar mejor indicación de la o las fases afectadas. Este método se puede aplicar en transformadores monofásicos para tensión de fase en alta tensión (un solo aislador).

Indicadores estadísticos

La aplicación del FRA para el diagnóstico de fallas o desplazamiento en los bobinados de transformadores requiere de una comparación entre la respuesta obtenida con respecto a una de referencia. Esta comparación en general se realiza de manera gráfica, es decir, superponiendo los gráficos de las respuesta y detectando las diferencias visualmente. Esta metodología requiere de un experto para obtener información que pueda ser válida. Esto suele ser un limitante a la hora de aplicar el método en ensayos de campo realizados con equipos comerciales y por personal no siempre calificado para el diagnóstico.

Por esta razón, durante los últimos años se ha intentado desarrollar metodologías que permitan obtener información que pueda ser evaluada sin necesidad de un experto. Uno de estos métodos emplea indicadores estadísticos [13], [14] para comparar las distintas respuestas del FRA. En la bibliografía consultada se destacan, entre otros, tres indicadores como los más empleados: el coeficiente de correlación (CC), la desviación estándar (SD) y la suma absoluta del logaritmo de los errores (ASLE).

a) Coeficiente de correlación (CC):

$$CC_{(x,y)} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{(i)} Y_{(i)}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n X_{(i)}^2 \sum_{i=1}^n Y_{(i)}^2}}$$

b) Desviación estándar (SD):

$$SD_{(x,y)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n [Y_{(i)} - X_{(i)}]^2}{n}}$$

c) Suma absoluta del logaritmo de los errores (ASLE):

$$ASLE_{(x,y)} = \frac{\sum_{i=1}^n |20 \log_{10} Y_{(i)} - 20 \log_{10} X_{(i)}|}{n}$$

Ensayo de cortocircuito dinámico de transformadores

El ensayo normalizado de cortocircuito dinámico de transformadores [1], [2] consiste simplemente en una serie de aplicaciones al primario con una duración limitada y con tensión nominal, estando el secundario con sus bornes en cortocircuito. Estas aplicaciones pueden ser por fase o en forma trifásica, asegurando que se solicitarán las tres fases. También se modifica la posición del cambiador de toma entre aplicaciones, con el objeto de garantizar que las sollicitaciones se producen con los bobinados partidos en todas sus porciones extremas.

Este ensayo se realiza en el IPSEP desde hace más de treinta años a transformadores de distribución que generalmente tienen conexión triángulo-estrella [15]. La modalidad más comúnmente empleada actualmente, consiste en la conexión del transformador por el primario (alta tensión) con el secundario (baja tensión) previamente cortocircuitado en forma monofásica como se muestra en la figura 4.

Para verificar que el transformador supera la prueba, se realizan ensayos de rutina antes y después de las aplicaciones. De esta forma, se comparan los resultados con el objeto de evidenciar daños o movimientos que representen un potencial riesgo de falla. De todos estos

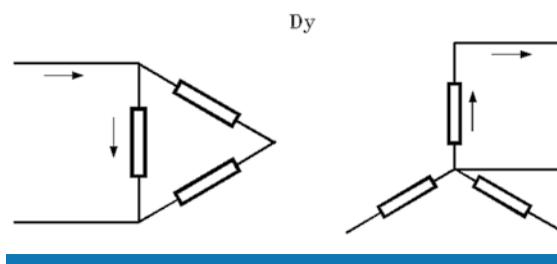


Figura 4

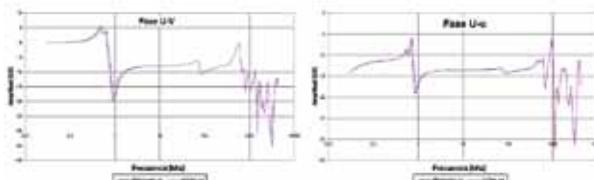


Figura 5. Transformador de 630kVA 13,2/0,4kV $\Delta X_{cc} = 0,28\%$. Método 1 (izquierda) Método 2 (derecha)

procedimientos de detección de falla, el más sensible es la comparación de la impedancia de dispersión, particularmente su componente inductiva (X_d), ya que variaciones pequeñas de los valores medidos antes y después de las aplicaciones indican daños que muchas veces no son detectados visualmente. Para este parámetro, las Normas dan un máximo de dos por ciento (2%) para transformadores con bobinados circulares concéntricos y del 7,5 para transformadores con bobinados rectangulares concéntricos.

Resultados experimentales

Una vez realizados los ajustes necesarios para obtener un correcto registro del FRA, se aplicó este método de comparación en forma sistemática, como complemento en los ensayos de cortocircuito normalizados que se realizan con fines de protocolización.

Desde 2011, se realizaron un total de 135 ensayos con esta modalidad. Los resultados de estos ensayos fueron favorables en 99 casos, es decir el transformador ensayado superó la prueba con éxito (PAS), mientras que los 36 restantes no superaron la prueba (NOP).

Se emplearon los métodos 1 y 2 ya descritos para aplicar el FRA. El método 1 se aplicó en todos los casos, mientras que el método 2 se comenzó a aplicar luego del ensayo número 54 (81 casos).

A modo de muestra, en la figura 5 se presentan los diagramas de respuesta al FRA empleando los métodos mencionados a un transformador que no sufrió daños en el ensayo de cortocircuito. En los gráficos se muestran los resultados comparativos de la respuesta (FRA) antes y después de las aplicaciones de cortocircuito. Se aplica una tensión constante de 10 V en uno de los bornes y se mide la respuesta en el otro. Se hizo el barrido entre 0,1 kHz y hasta 5 MHz. Asumiendo que la variación observada entre 0,1 y 2 kHz se debe a la diferencia en el magnetismo remanente entre las mediciones en el resto del barrido hay absoluta concordancia. Este resultado coincide con el obtenido mediante la variación de la reactancia de dispersión ($\Delta X_{cc}\%=0,28\%$) indicando que no hay deformación apreciable en la parte activa del transformador.

Aplicación de índices numéricos para evaluar el FRA

Con el objetivo de obtener un indicador que permita realizar un diagnóstico más objetivo del resultado del FRA, se realiza un estudio con indicadores numéricos.

Se realiza el análisis de los resultados obtenidos con el FRA mediante el empleo de tres indicadores estadísticos: el coeficiente de correlación (CC), la desviación estándar (SD) y la suma absoluta del logaritmo de los errores (ASLE).

Se realizó la aplicación de estos indicadores sobre los registros de respuesta en frecuencia obtenidos de 63 ensayos de transformadores trifásicos.

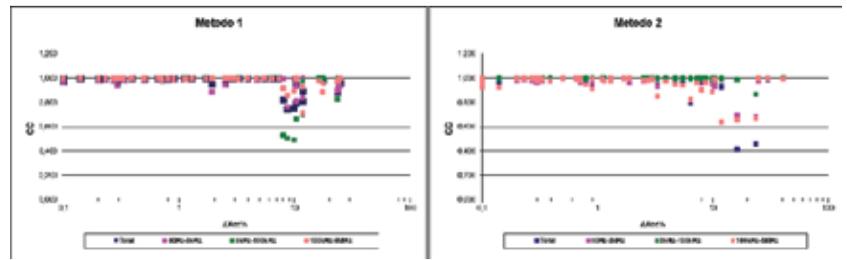


Figura 6. Coeficiente de correlación CC

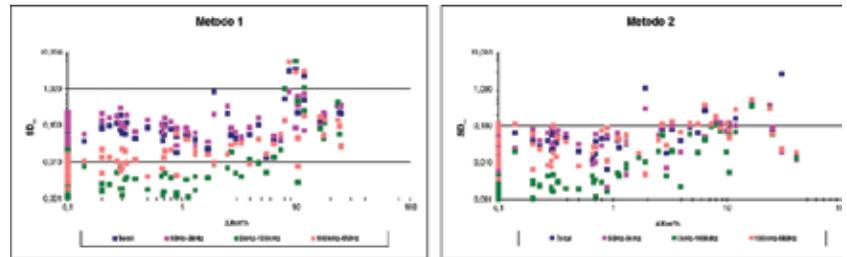


Figura 7. Desviación estándar SD

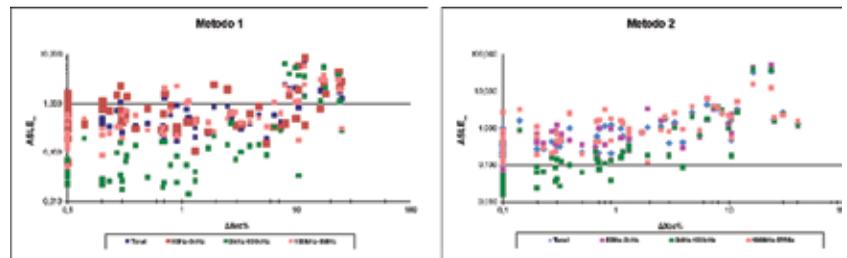


Figura 8. Suma absoluta del logaritmo de los errores ASLE

Para establecer una comparación entre los datos obtenidos se graficó cada indicador en función de la variación de la reactancia de dispersión ($\Delta X_{cc}\%$), registrada antes y después de las aplicaciones de cortocircuito. De esta manera se puede relacionar el nivel de daño producido por los cortocircuitos, reflejado por la variación en la impedancia de dispersión, con el valor arrojado por cada índice. Se realiza el cálculo de cada indicador en el total del barrido de frecuencias y en tres zonas delimitadas de la siguiente forma: 50 Hz a 3 kHz; 3 a 100 kHz y 100 kHz a 5 MHz. Esto hace más sensible el método de detección por indicadores estadísticos, permitiendo definir la zona que presenta diferencias.

En la figura 6 se presentan los resultados para el CC. Este coeficiente tiende a uno cuando hay

coincidencia exacta entre los vectores X e Y (respuestas antes y después de las aplicaciones) y tiende a cero a medida que hay mayor diferencia entre ellos. Los resultados indican que con un valor de $\Delta X_{cc}\%$ mayor a 8%, el índice muestra valores que implicarían movimiento de bobinados.

En la figura 7 están los resultados de la SD. En este caso, el valor tiende a cero cuando hay coincidencia entre X e Y, tendiendo a aumentar a medida que se diferencian ambos vectores. Los resultados indican una tendencia creciente a medida que aumenta $\Delta X_{cc}\%$.

La figura 8 muestra los resultados del ASLE. Este valor también tiende a cero cuando la coincidencia es absoluta, tomando valores mayores a medida que se diferencian ambas respuestas. Los resultados también tienen una tendencia creciente a medida que aumenta $\Delta X_{cc}\%$.

Con el objeto de obtener una relación entre el valor de los distintos índices y el nivel de daño del transformador luego del ensayo de cortocircuito, se comparó el valor de los tres índices en distintas bandas de frecuencia con la variación de la reactancia de dispersión ($\Delta X_{cc}\%$), registrada antes y después de las aplicaciones. Se sacaron del análisis los índices obtenidos en la banda de 50 Hz a 3 kHz ya que se observó que en esta zona, influenciada por la inductancia de magnetización, muchas veces hay variaciones debido al magnetismo remanente entre mediciones (como ejemplo, ver figura 5).

Tabla 1

Índices en las bandas de 3 - 100 kHz y 100 kHz-5 MHz (Método 1)			
Índice	Sin falla	Probable falla	Con falla
CC	$> 0,9996$	$0,9996 > CC > 0,9900$	$< 0,9900$
SD	$< 0,01$	$0,01 < SD < 0,06$	$> 0,06$
ASLE	$< 0,3$	$0,3 < ASLE < 2,3$	$> 2,3$

Tabla 2

Índices en las bandas de 3-100 kHz y 100 kHz - 5 MHz (Método 2)			
Índice	Sin falla	Probable falla	Con falla
CC	$> 0,9997$	$0,9997 > CC > 0,8200$	$< 0,8200$
SD	$< 0,01$	$0,01 < SD < 0,4$	$> 0,4$
ASLE	$< 0,8$	$0,8 < ASLE < 2,6$	$> 2,6$

En las tablas 1 y 2 se presentan los valores límites para cada índice, considerando transformadores trifásicos. Para estos límites se tomó el valor de $\Delta X_{cc}\%$ mayor a 2% para considerar la existencia de falla.

También resulta importante verificar la eficiencia de cada índice, es decir, en qué porcentaje de casos el valor del índice arroja un resultado definitivo, es decir "sin falla" o "con falla", en concordancia con el resultado del $\Delta X_{cc}\%$. En la tabla 3 se muestran los resultados de los tres índices, con los dos métodos de medición empleados.

Tabla 3

Porcentaje de eficiencia de los Índices		
Índice	Método 1	Método 2
CC[dB]	44,68%	4,35%
CC	55,32%	13,04%
SD	42,55%	39,13%
ASLE	51,06%	69,57%

Conclusiones

La aplicación sistemática de la técnica de análisis de respuesta en frecuencia en transformadores de distribución comerciales posibilitó el estudio de aspectos metodológicos y de procesamiento de resultados que actualmente están siendo tratados por los investigadores sobre el tema. A continuación se describen las tres conclusiones más relevantes:

- ▶ Los indicadores estadísticos reflejaron con buena certidumbre la presencia de deformaciones o desplazamientos en los bobinados. Los índices empleados fueron CC, SD y ASLE; mostrándose este último como el más eficiente. Es importante remarcar que estos indicadores son una buena herramienta para el diagnóstico, pero no por sí solos, debiendo ser respaldados por otras evidencias a la hora de confirmar la presencia de fallas.
- ▶ Se emplearon distintos métodos de medición para obtener la respuesta al FRA, encontrando como los más eficientes para los transformadores de distribución con conexión Dy; a los denominados como Método 1 (*end-to-end* aplicado en alta tensión) y Método 2 (*inter-winding* entre alta y baja tensión), ambos

con los bornes no involucrados abiertos. Se concluye que es recomendable la aplicación de ambos métodos, ya que los dos dan información complementaria.

Estas conclusiones dejan planteado para el futuro una continuidad del estudio en dos aspectos fundamentales:

- ▶ Consolidar una herramienta eficaz que permita detectar fácilmente (sin expertos) y sin dudas, si hay fallas o defectos en las partes activas del transformador. En este sentido, los indicadores numéricos se presentan como muy promisorios, por lo que se continuará con su aplicación sistemática intentando precisar con mayor definición los criterios de evaluación.
- ▶ El otro aspecto es reconocer el modo de la respuesta al FRA producido por los distintos tipos de falla que pueden presentarse en los ensayos. Es decir, relacionar el modo de respuesta con el tipo de falla o defecto presente. Este análisis requiere del estudio de un número mayor de casos que permitan realizar una adecuada caracterización de las distintas respuestas del FRA. ■

Bibliografía

- [1]. IEC 60076-5 ed. 3.0. 2006-02: "Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit".
- [2]. IEEE Std C57.12.00™-2010: "Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers".
- [3]. E. P. Dick, and C. C. Erven: "Transformer diagnostic testing by Frequency Response Analysis", IEEE Trans on PAS. Vol. PAS-97, N°6 Nov/Dec 1978.
- [4]. A. Kraetge, M. Krüger, J. L. Velásquez, H. Viljoen, and A. Dierks: "Aspects of the Practical Application of Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) on Power Transformers", CIGRE 6th Southern Africa Regional Conference, 2008 Paris.
- [5]. K. Feser, J. Christian, T. Leibfried, A. Kachler, C. Neumann, U. Sundermann, and M. Loppacher: "The Transfer Function Method for Detection of Winding Displacements on Power Transformers after Transport, Short Circuit or 30 Years of Service", Paris, Francia. Agosto 2000.
- [6]. R. Malewski and B. Poulin: "Impulse Testing of Power Transformer Using the Transfer Function Method", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 3, no. 2, abril 1988.
- [7]. S.A. Ryder: "Diagnosing Transformer Faults Using Frequency Response Analysis", IEEE Electrical Insulation Magazine, March/April 2003 — Vol. 19, No. 2.
- [8]. J.A.S.B. Jayasinghe, Z.D. Wang, P.N. Jarman and A.W. Darwin: "Winding Movement in Power Transformers: A Comparison of FRA Measurement Connection Methods", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 13, No. 6; December 2006.
- [9]. Charles Sweetser, and Tony McGrail: "Sweep Frequency Response Analysis Transformer Applications", Doble Engineering Company, 85 Walnut St. Watertown MA 02472 USA. Version 1.0, 01/27/03.
- [10]. IEC 60076-18 ed. 1.0. 2012-07: "Power transformers – Part 18: Measurement of frequency response".
- [11]. CIGRE Working Group A2.26, Brochure 342: "Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings using Frequency Response Analysis (FRA)", Paris, Abril de 2008.
- [12]. D. Tourn, S.M. Nesci y J.C. Gómez: "Aplicación de FRA para evaluar ensayos de cortocircuito en transformadores de distribución", 10th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2013. 6 al 9 de Octubre de 2013, Viña del Mar - Chile.
- [13]. P.M. Nirgude, D. Ashokraju, A.D. Rajkumar, and B.P. Singh: "Application of numerical evaluation techniques for interpreting frequency response measurements in power transformers", IET Sci. Meas. Technol., 2008.
- [14]. Jong-Wook Kim, Byung Koo Park, Seung Cheol Jeong, Sang Woo Kim and PooGyeon Park: "Fault Diagnosis of a Power Transformer Using an Improved Frequency-Response Analysis", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, N° 1, January 2005.
- [15]. D. Tourn, G. Campetelli, C. Reineri, J. Amatti, y M. Basílico: "Cortocircuito dinámico de transformadores de distribución: la experiencia de más de un centenar de ensayos", Revista Electricidad Moderna n°38, febrero 1998.