

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **ANÁLISIS DE LA RESPUESTA EN FRECUENCIA APLICADO A TRANSFORMADORES EN EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**JOSSELYN SOFÍA DE LA CRUZ HINOSTROZA**

**PROMOCIÓN  
2006- II**

**LIMA – PERÚ  
2010**

**ANÁLISIS DE LA RESPUESTA EN FRECUENCIA  
APLICADO A TRANSFORMADORES EN EL  
MANTENIMIENTO PREDICTIVO**

Agradezco en primer lugar a mi madre la que día a día me da fortaleza acompañada de admiración, a mi hermana motivación constante en mis mañanas y a Vicente mi esperanza y mi visión en el futuro, por toda su paciencia y apoyo incondicional.

## SUMARIO

En el presente informe de suficiencia se desarrolla el tema del mantenimiento predictivo de transformadores mediante la técnica del barrido de la frecuencia analizando la recopilación de datos gráficos y valores asociada a la misma. Este documento abarca las metodologías y criterios de evaluación, casos evaluados de manera real, el análisis de los resultados, implementos de protección personal para la seguridad en la ejecución de la prueba, y los beneficios para el usuario y/o dueño del activo más importante de las plantas eléctricas como es el transformador.

El desarrollo de las técnicas de análisis se realizó utilizando conceptos actuales de la experiencia de ingenieros y técnicos que brindan servicios de mantenimiento así como los métodos bajo los que funcionan los equipos que se vienen operando hoy en día, para el mantenimiento de transformadores.

Dos son los objetivos principales de este trabajo, brindar una fácil comprensión para los usuarios finales acerca de la aplicación de la técnica del SFRA (análisis de la respuesta del barrido de la frecuencia, por sus siglas en inglés) en el mantenimiento predictivo y la importancia del mismo para el buen mantenimiento de un activo muy costoso para una empresa o industria, por otro lado cabe mencionar que para tener un concepto mas valorado de esta novedosa técnica es necesario de la revisión de documentos técnicos, mediciones experimentales y experiencia de los usuarios beneficiados.

En la actualidad esta técnica está dando buenos resultados debido a que el mantenimiento de activos está orientado a que sean de tipo preventivo o predictivo, de manera que se garantice la permanente disponibilidad y eficacia de los equipos, asegurando la vida útil o por lo menos tener un estimado de su expectativa de vida sin perjuicio de la producción de las empresas e industrias, dentro del marco de la seguridad y el medio ambiente.

## INDICE

<b>PROLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I</b>	
<b>ANTECEDENTES</b>	
<b>1.1 Descripción de la problemática actual</b>	<b>2</b>
<b>1.2 Objetivo</b>	<b>4</b>
<b>1.3 Limitaciones del método</b>	<b>5</b>
<b>1.4 Síntesis</b>	<b>5</b>
<b>CAPITULO II</b>	
<b>CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES</b>	
<b>2.1 Historia</b>	<b>6</b>
<b>2.2 Conceptos básicos</b>	<b>6</b>
<b>2.2.1 Tipos de mantenimiento</b>	<b>7</b>
<b>2.2.2 Pruebas Eléctricas y de aceite dieléctrico de Rutina en Campo</b>	<b>8</b>
<b>2.2.3 Pruebas Eléctricas de Rutina en Planta</b>	<b>9</b>
<b>2.2.4 Pruebas Eléctricas de Tipo Especial</b>	<b>9</b>
<b>2.2.5 Definición y Terminología Análisis de la respuesta en frecuencia (FRA) y SFRA</b>	<b>10</b>
<b>CAPITULO III</b>	
<b>METODOLOGÍA SFRA</b>	
<b>3.1 Aplicación SFRA en transformadores</b>	<b>11</b>
<b>3.2 Norma relacionadas con el estudio del SFRA</b>	<b>12</b>
<b>3.3 Tipos de falla que detecta la metodología SFRA</b>	<b>13</b>
<b>3.4 Como funciona la aplicación SFRA</b>	<b>13</b>
<b>3.5 Criterio de conexión para la realización de las pruebas SFRA</b>	<b>15</b>
<b>3.6 Procedimiento de medición</b>	<b>18</b>
<b>CAPITULO IV</b>	

<b>METODOS DE ANÁLISIS Y CRITERIOS DE EVALUACIÓN</b>	
<b>4.1 Método de análisis de la prueba SFRA</b>	<b>22</b>
<b>4.2 Análisis de gráficos y criterio de evaluación</b>	<b>24</b>
<b>4.2.1 Comparación directa de las mediciones</b>	<b>24</b>
<b>CAPITULO V</b>	
<b>EXPOSICIÓN DE CASOS EVALUADOS Y RESULTADOS</b>	
<b>5.1. Deformación Radial de Bobinados "Hoop Buckling"</b>	<b>25</b>
<b>5.2. Deformación Axial de Bobinados</b>	<b>27</b>
<b>5.3. Movimiento de toda la masa del transformador.</b>	<b>28</b>
<b>5.4. Defectos en el Núcleo.</b>	<b>29</b>
<b>5.5. Resultados del análisis de la prueba SFRA</b>	<b>30</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>39</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>41</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>63</b>

## **PROLOGO**

El propósito de este informe es poder mostrar la existencia de innovaciones tecnológicas en preservación y mantenimiento adecuado de uno de los activos más importantes de las industrias y consumidores de energía eléctrica, por lo que en términos reales, la inoperatividad del transformador perjudica a todos.

Por tanto la idea de poder ir superando el análisis con cada vez más precisión y más anticipadamente a un evento de pérdida del suministro eléctrico mejora la gestión del activo y no permite que la subestación involucrada salga fuera de servicio, evitando incurrir también en pérdidas millonarias de producción o penalidades por incumplimiento según las normas del subsector electricidad que manda OSINERG-MIN.

Independientemente de lo que se piense las tecnologías en el mantenimiento de activos para transformadores es una realidad que constantemente está evolucionando, con criterios más afinados e investigaciones que aún hasta el día de hoy se siguen desarrollando.

## **CAPITULO I ANTECEDENTES**

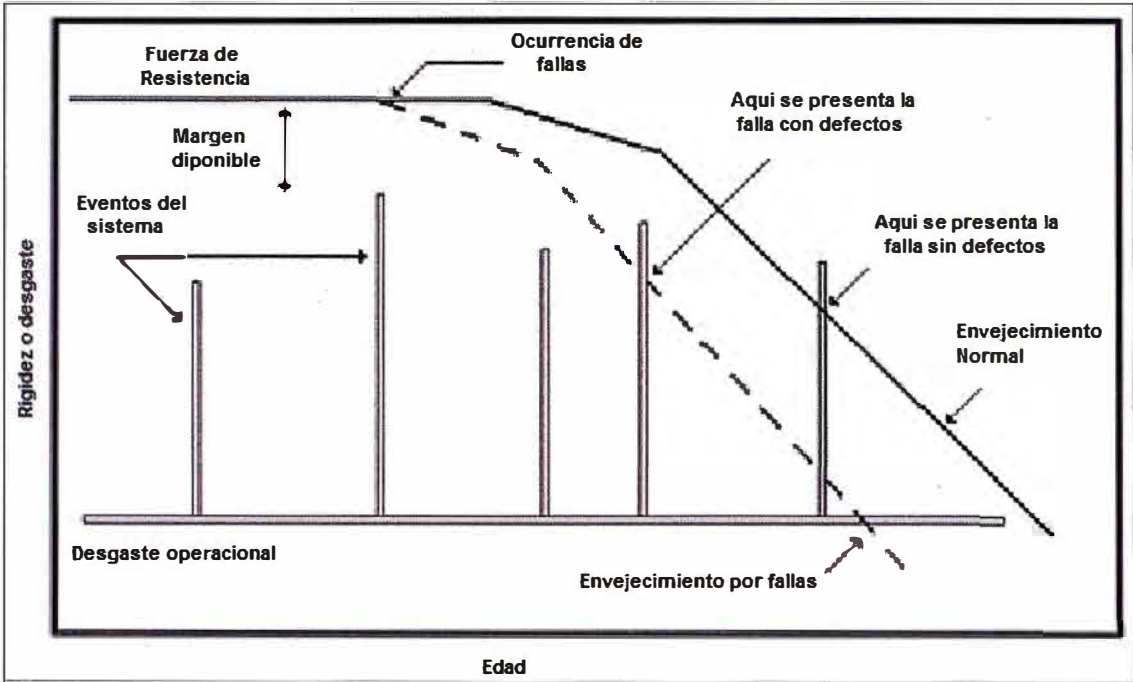
### **1.1 Descripción de la problemática actual**

En general los transformadores de potencia son equipos muy importantes en sistemas de potencia, por lo que al retirar este equipo de operación (de forma no planificada) se ocasiona una gran pérdida que causa grandes daños a las empresas del sector eléctrico. Estas pérdidas se refieren a daños en el propio equipo y las consecuencias dependen del grado de operatividad luego de la intensidad de la falla que se produjo, retraso por la sustitución de equipo, la interrupción del suministro de energía y sus consecuencias sociales. Por estas razones, varias técnicas de supervisión y detección de fallas incipientes en transformadores de potencia se han estudiado e implementado en los últimos años, a fin de evitar la ocurrencia de fallas o mitigar sus efectos. En general, los transformadores son dispositivos muy confiables, su tiempo de vida media es entre 20 y 35 años. En la práctica, con programas adecuados de mantenimiento, la vida útil puede alcanzar los 60 años. Al aumentar el tiempo de operación de los transformadores las condiciones internas van cambiando, deteriorándose poco a poco, aumentando enormemente el riesgo que ocurra alguna falla. Las fallas en los transformadores de potencia son generalmente causadas por condiciones severas, tales como los transitorios de conmutación en la red (como picos de tensión), cortocircuitos, rayos u otros accidentes. Cuando el transformador es nuevo, tiene la suficiente fuerza dieléctrica y mecánica para manejar las condiciones inusuales de operación del sistema, pero con los años o la aparición de eventos en el sistema, el aislamiento del equipo se somete a la degradación gradual, hasta el punto donde el transformador no está en condiciones de soportar eventos como cortocircuitos y sobretensiones. La prevención de fallas y mantenimiento predictivo de transformadores nos dan buenas condiciones de funcionamiento.

Un modelo estándar del proceso de fallas en los transformadores de potencia se muestra en la figura N° 1.1 (Lapworth, McGrail, 1998). Este modelo supone que hay un número de funciones o parámetros tales como las fuerzas mecánicas, propiedades dieléctricas y



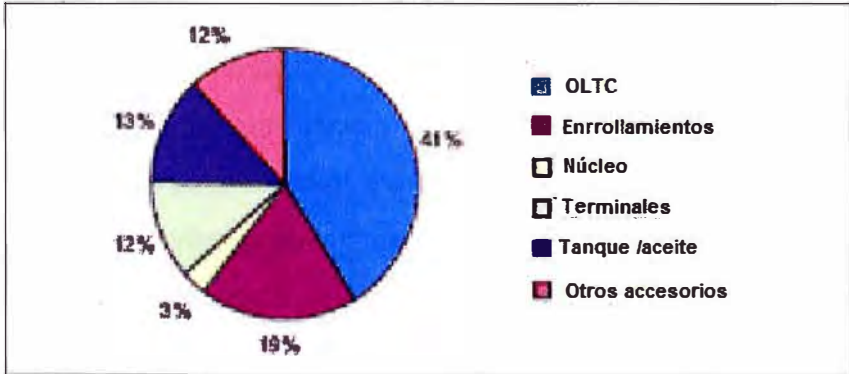
térmicas, y la falla se produce cuando las fuerzas de resistencia con respecto a uno de estos parámetros cambian o se debilitan.



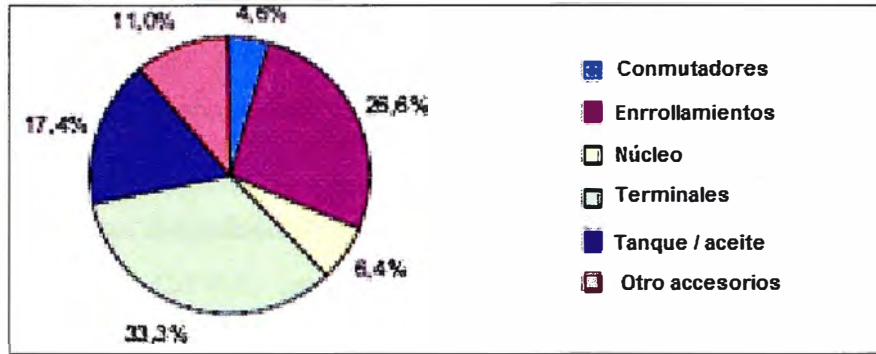
**Figura N° 1.1: Modelo estándar del proceso de fallas en los transformadores**

En la figura N° 1.1, el eje de abscisas representa el tiempo de operación del transformador (“edad”) y el eje de ordenadas indica la rigidez y el desgaste. Se observó que la curva de fuerza de la resistencia de una pendiente aumenta con el tiempo de operación del transformador. La pendiente se hace aún más pronunciada con la ocurrencia de fallas (trazos de las curvas). Eventos en el sistema tienen un rol importante en el proceso de envejecimiento del transformador, ya sea a partir de una falla, o por sobre cargas a las cuales el transformador es constantemente sometido.

En las gráficas subsiguientes se observa la estadística de fallas en transformadores con conmutador bajo carga (OLTC) y transformadores con conmutador en vacío (DLTC).



**Figura N° 1.2 Fallas de transformadores con OLTC**



**Figura N° 1.3 Fallas de transformadores con DLTC**

En la actualidad, la aplicación del análisis de la respuesta en frecuencia por el método de barrido de frecuencia SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) es una técnica de diagnóstico para detectar deformaciones y desplazamientos (entre otras fallas eléctricas y mecánicas) de devanados de transformadores de distribución y de potencia. El SFRA como técnica de diagnóstico debe integrar las mediciones fuera de línea y la interpretación de los registros para dar una valoración adecuada de la condición de los devanados. Sin embargo, no existe una guía de medición SFRA y tampoco una metodología para la interpretación de los registros, la cual usualmente es realizada por expertos.

Por definición general el SFRA consiste en realizar la medición en los devanados del transformador de la magnitud y fase, ya sea de la impedancia ó función de transferencia, cuando se les aplica una señal sinusoidal en una banda amplia de frecuencias, comparando luego las mediciones con un conjunto de registros de referencia, pudiéndose tratar de registros del mismo transformador (mediciones homólogas), de registros de otro transformador con igual diseño, o también de registros pertenecientes a las otras fases del mismo transformador (mediciones Inter-fases).

## 1.2 Objetivo

El principal objetivo de este informe es lograr una fácil comprensión de la aplicación del SFRA en los diferentes tipos de organizaciones y usuarios directamente e indirectamente responsables en el mantenimiento de plantas eléctricas como una técnica en el mantenimiento predictivo de transformadores.

Para ello se muestra una serie de datos experimentales recopilados durante la ejecución de pruebas eléctricas en transformadores propiedad de diferentes usuarios dentro del territorio nacional, obteniendo condiciones de operación normal o condiciones de falla luego de realizar el diagnóstico respectivo en cada caso. Otro objetivo, no menos importante es resaltar la importancia del mantenimiento predictivo como parte de la planificación que

realiza el área de mantenimiento periódicamente, esto dentro del marco de la gestión de activos para optimizar los recursos económicos en las diferentes industrias, usuarios y dueños de uno de los activos mas importantes y costosos como los transformadores de potencia.

### **1.3 Limitaciones del método**

Este tipo de método (SFRA) no es excluyente ni absoluto, por el contrario es un complemento enriquecedor a las clásicas pruebas ejecutadas en el mantenimiento.

### **1.4 Síntesis**

En este informe se detallan las actividades realizadas en los servicios de campo en el área de pruebas eléctricas en transformadores de potencia ejecutados por la empresa prestadora de servicios (ABB) para diferentes usuarios. La experiencia en el análisis a cada actividad y el trabajo en equipo permitieron desarrollar el presente trabajo en la prestación de servicios a ABB en el área de inspección en servicios de campo.

## CAPITULO II

### CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES

#### 2.1 Historia:

La metodología FRA (Frequency Response Analysis) se remonta a inicios de los años 60, específicamente en 1960, mediante el criterio de “Método de impulso en baja tensión” fue aplicado por primera vez por W. Lech & L. Tyminski en Polonia para la detección de deformaciones en los bobinados de los transformadores.

En 1966 se publican los resultados de una investigación, denominada, “Detecting Transformer Winding Damage – The Low Voltage Impulse Method”, publicados por Lech & Tyminski, The Electric Review, ERA, UK.

En 1976 en la cuadragésima tercera conferencia de DOBLE, presenta el siguiente informe “Frequency Domain Analysis of Responses From L.V.I. Testing of Power Transformers”, A.G. Richenbacher.

En 1978 se publica, “Transformer Diagnostic Testing by Frequency Response Analysis”, por E.P. Dick & C.C. Erven, Ontario Hydro, en IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Transactions of Power Delivery.

En 1988-1990 se realizan ensayos de pruebas por empresas europeas de energía, la tecnología se expande internacionalmente vía CIGRE (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas), Euro Doble y demás conferencias y jornadas técnicas.

En el año 2004 se publica la primera norma SFRA “Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformer” DL/T 911-2004, fue publicado por Power Industry Standard of People’s, en República de China.

En el año 2008 se publica el reporte 342 del CIGRE, “Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA)”.

#### 2.2 Conceptos básicos:

El mantenimiento predictivo es mucho más que medir y tomar lecturas en un equipo, es todo un estudio “**dinámico**” que tiene como principal criterio, el **seguimiento de una variable** que identifica a un **parámetro síntoma**. En síntesis, el mantenimiento predictivo

se ejecuta en función de las mediciones, análisis y diagnósticos ejecutados en los equipos, que caracteriza en este caso la disminución del desempeño.

Como parte de la experiencia de trabajar en las tareas de inspección de servicios de campo en la empresa ABB, se puede tener un vasto número de experiencias reales algunas de las cuales se tomaran como objeto de estudio en el presente, dentro del marco del mantenimiento predictivo de varios clientes. Como parte del desarrollo de este informe se destaca la complementariedad de la prueba SFRA con las pruebas eléctricas de rutina y el análisis de aceite dieléctrico.

### **2.2.1 Tipos de mantenimiento:**

Aquí se define los tipos de mantenimientos principales.

**a) Mantenimiento Preventivo:** Según información encontrada en la Internet hallamos una definición que por su claridad la mencionamos a continuación: “La finalidad del mantenimiento preventivo es, encontrar y corregir los problemas menores antes de que estos provoquen fallas”, por lo que se puede considerar que cuando la mayoría de las empresas del mundo basan su mantenimiento en el tipo preventivo se están considerando “problemas menores”. Así mismo se puede definir que el mantenimiento preventivo “se diseñó con la idea de prever y anticiparse a las fallas de las máquinas y equipos”, por lo que la razón de ser del mantenimiento preventivo, es prevenir la ocurrencia de las fallas, mediante la ejecución de tareas y/o acciones de mantenimiento, según una frecuencia de intervención, en la cual se supone que el equipo/sistema trabaja libre de falla, y la que increíblemente, está relacionada con el indicador Tiempo Medio Entre Fallas (TMEF), y que tantos problemas da si no es calculado y analizado correctamente.

También es posible que la frecuencia de intervención sea establecida por el fabricante del equipo/sistema, pero nunca se piensa en que se previó este tiempo de trabajo libre de falla, para condiciones específicas, algunas de ellas casi ideales en laboratorios y sala de pruebas. Es por esto, que el éxito fundamental del mantenimiento preventivo, estará en definir esta frecuencia de intervención correctamente, para que no sorprenda ninguna falla, solo porque no se cumplió la probabilidad de que no falló.

**b) Mantenimiento Predictivo:** Hay que resaltar que no se puede hablar de este concepto cuando se ejecutan acciones de inspección, tampoco es predictivo el hecho de medir variables de algún tipo de parámetro con el mejor equipo del mundo. Es por esto que el mantenimiento predictivo es muy complejo. Ante todo, se define como mantenimiento predictivo a la ejecución de las acciones de mantenimiento en función del

estado técnico real del equipo, a partir de la medición y seguimiento de algún parámetro síntoma y la intervención según niveles deseados, permisibles o de alarma. A partir de aquí, el mantenimiento predictivo es, medición de variables que identifiquen un parámetro síntoma, lo que es conocido como monitoreo de estado, el cual se ejecuta planificando inspecciones, que son ejecutadas según una frecuencia, prevista en función de las características de la variable en cuestión y el parámetro síntoma identificado. A partir del estudio y análisis de la variable, se establece una acción de mantenimiento a ejecutar, que puede ser planificada, si se prevé su ejecución, en función de las características del equipo, o correctiva, si hay que ejecutarla de forma urgente.

La diferencia principal es que el mantenimiento predictivo da un grado mayor de seguimiento de algún parámetro síntoma, a diferencia del mantenimiento preventivo el cual tiene una planificación cíclica.

**c) Mantenimiento Correctivo:** Se entiende como aquellas acciones (planificadas o no) que tienen como objetivo reestablecer el nivel de desempeño de un equipo/sistema, después de la ocurrencia de una falla, que puede ser esperada o no. En función de este concepto, se puede identificar dos factores. Primero, que las acciones y sus elementos pueden ser planificadas o no, lo que implica que se espere la ocurrencia de la falla, con todos los recursos disponibles para su solución, pero no está programada (fecha de ejecución), lo cual marca una diferencia. El segundo factor, es que la ocurrencia de la falla puede ser esperada o no puesto que se trabaja, en este caso, con el equipo/sistema hasta que entre en estado de falla, bajo determinadas condiciones específicas que así lo identifican, fundamentalmente el criterio costo; donde los costos de evitar la falla son mucho mayores que el costo de indisponibilidad en que se incurre si ocurriera la no conformidad.

A continuación se muestra una serie de pruebas eléctricas, las que complementan a la prueba de la respuesta del barrido de la frecuencia, según sea la aplicación:

### **2.2.2 Pruebas Eléctricas y de aceite dieléctrico de rutina en Campo:**

Son pruebas que se realizan generalmente en instalaciones del cliente donde se deberá tener especial cuidado en la recolección de datos, ya sea por un mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo, los que usualmente son:

- Medida de relación de transformación.
- Verificación del grupo de conexión.
- Medida de la resistencia del aislamiento con el instrumento llamado Megger.
- Medida de Pérdidas en vacío y de la corriente de excitación.

- Medida de Pérdidas en carga y de la impedancia de cortocircuito.
- Análisis físico-químico y cromatográfico del aceite.
- Análisis de presencia de PCB (compuestos bifenilos policlorados).

### **2.2.3 Pruebas Eléctricas de rutina en Planta:**

Son pruebas que se realizan generalmente en instalaciones del prestador de servicios de mantenimiento, ya sea por un mantenimiento preventivo, predictivo, correctivo, reparación o por fabricación de nuevas unidades, las que usualmente son:

- Medida de resistencia óhmica de los bobinados.
- Medida de relación de transformación.
- Verificación del grupo de conexión.
- Medida de la resistencia del aislamiento con Megger.
- Medida de Pérdidas en vacío y de la corriente de excitación.
- Medida de Pérdidas en carga y de la impedancia de cortocircuito.
- Prueba de tensión aplicada a cada bobinado con el 80% de Up (tensión nominal del transformador).
- Prueba de tensión inducida de corta duración con el 80% de Up (tensión nominal del transformador).
- Control del cableado y funcionamiento de accesorios.
- Control y funcionamiento de la batería de ventiladores (si hubiera).
- Prueba del panel de regulación de tensión (si hubiera).
- Análisis físico-químico y cromatográfico del aceite.
- Análisis de presencia de PCB (compuestos bifenilos policlorados).

### **2.2.4 Pruebas Eléctricas de Tipo Especial:**

Son pruebas que siempre se realizan en instalaciones del fabricante que para efectos de la misma denominación anterior sería el prestador de servicios, las pruebas a realizar son solo bajo requerimiento y/o conocimiento del dueño del transformador luego de una reparación o al finalizar la fabricación de una nueva unidad, en este caso las pruebas a considerar son:

- Prueba de Calentamiento
- Prueba de Impulso con el 80% de la Up (tensión nominal del transformador).
- Medida del nivel de ruido
- Medida de la impedancia de secuencia cero.
- Prueba de tensión inducida de larga duración con medida de descargas parciales ( transformadores con tensión nominal > a 115 KV ).

- Medida de tangente delta y capacitancia de los bobinados.

### **2.2.5 Definición y Terminología: Análisis de la respuesta en frecuencia FRA y SFRA**

Es una prueba no destructiva, de diagnóstico avanzado para identificar potenciales problemas en la parte interna de un transformador (bobinados y núcleo), al compararlo con una base de referencia del mismo transformador u otro de idéntica o similar diseño.

FRA es una medida de respuesta eléctrica (expresado por una función de transferencia) de un transformador sobre un amplio rango de frecuencias (usualmente de 10 Hz a 2MHz o mas). Lo más común es que se use la relación de la respuesta de un terminal a un voltaje de entrada aplicada al mismo u otro terminal. Hay dos tipos de dispositivos que el FRA tiene, trabajando con diferente señales de entrada, usando un generador del barrido de la frecuencia (SFRA, Sweep Frequency Response Analysis), o usando un generador de impulso de señal (IFRA, Impulse Frequency Response Analysis).

Ambas metodologías reproducen similares respuestas en alta frecuencia y son actualmente usados por la industria. SFRA ha incrementado su popularidad durante los últimos años por su buen desempeño en condiciones de baja frecuencias, rango dinámico, y la supresión de ruidos están usualmente en mejor desempeño que el IFRA.



## CAPITULO III METODOLOGÍA SFRA

### 3.1 SFRA aplicación en transformadores.

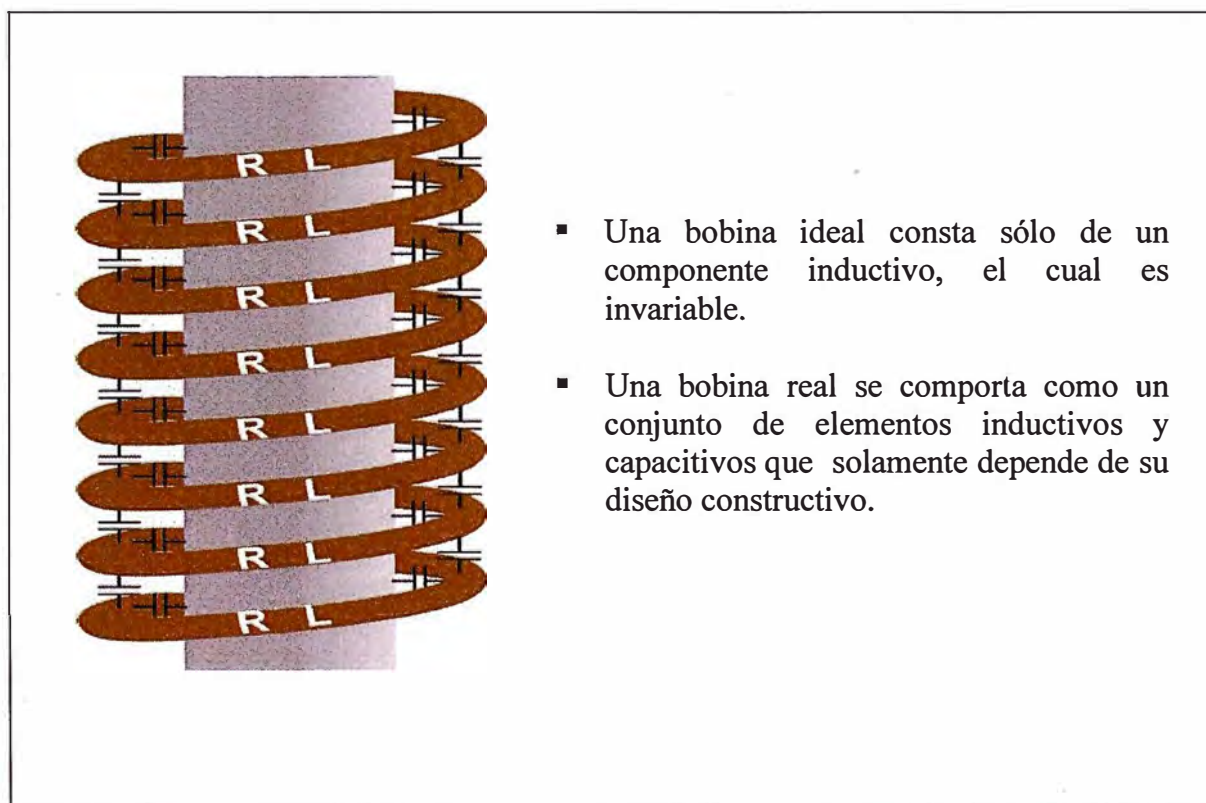
El SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) hace uso de las características de los componentes internos del transformador al comportarse diferente ante la aplicación de señales eléctricas a diferentes frecuencias.

Este comportamiento puede ser representado eléctricamente por componentes R, L y C.

En la figura N° 3.1 se observa la representación de una bobina que forma un transformador, el conjunto de espiras que forman las bobinas representan siempre un componente pasivo sea este resistencia, inductancia, capacitancia.

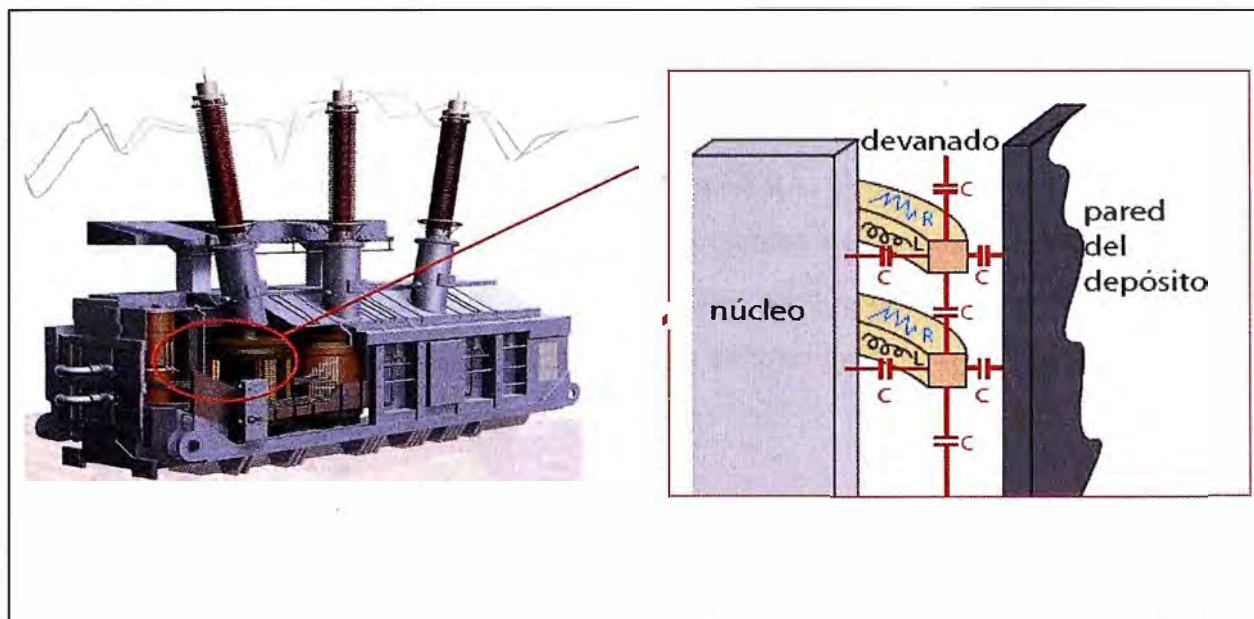
Los componentes R, L y C forman una función de transferencia que queda caracterizada por una gráfica que suele considerarse como su “Huella Digital”.

Como se observa en las figuras N° 3.2 y 3.3.



**Figura N° 3.1: Representación de una bobina**

El devanado, el núcleo, el tanque y otros elementos internos del transformador se comportan, eléctricamente, como un circuito complejo de componentes R, L y C.



**Figura N° 3.2: Comportamiento de los parámetros eléctricos en el transformador**



**Figura N° 3.3: “Huella digital”**

### 3.2 Norma relacionadas con el estudio del SFRA:

Procedimientos de medición de FRA (Frequency Response Analysis) han sido recientemente objeto de estudio por el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) y CIGRE (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas) Comité.

Las conclusiones del grupo de trabajo CIGRE A2.26 en FRA se han publicado en la primavera de 2008, y un proyecto de normas de la IEEE PC57.149 GT el FRA probablemente se publicará en un futuro próximo.

Desde 2005, China tiene un estándar oficial de FRA (hasta donde se sabe, como el primer país y/o la fecha, único en el mundo).

### **3.3 Tipos de falla que detecta la metodología SFRA.**

La prueba de SFRA que supone detecta los movimientos mecánicos o daños en la parte activa de un transformador. Los tipos de fallas más comunes que presentan los transformadores, los cuales pueden ser detectados en gran medida mediante la aplicación SFRA, se mencionan a continuación:

- Colapso axial del bobinado.
- Falla en la sujeción de la estructura interna
- Espiras en cortocircuito.
- Mal aterramiento del núcleo.
- Corrientes circulantes en el núcleo.
- Apertura, interrupción o aterramiento del devanado terciario.
- Malos contactos en cortocircuito.

### **3.4 Como funciona la aplicación SFRA.**

Es la relación de una señal inyectada en un terminal del transformador y una señal de respuesta, usualmente medido en otro terminal. La cantidad medida puede ser tensiones o corrientes como funciones de la frecuencia. En el caso particular que ambas cantidades sean del mismo tipo (ambos voltajes), y así medidos en diferentes puntos, usualmente hablamos de una función de transferencia.

El principio de la medición de una función de respuesta es mostrada gráficamente en la figura N° 3.4, el cual puede representar a un transformador de potencia o un reactor.

Donde la terminología en la figura N° 3.4, es:

$U_s$  : Señal de entrada inyectada al punto de referencia.

$Z_s$  : Impedancia interna del generador de señales.

$Z_{p,in}$  : Impedancia interna de la medida probada en el punto de referencia.

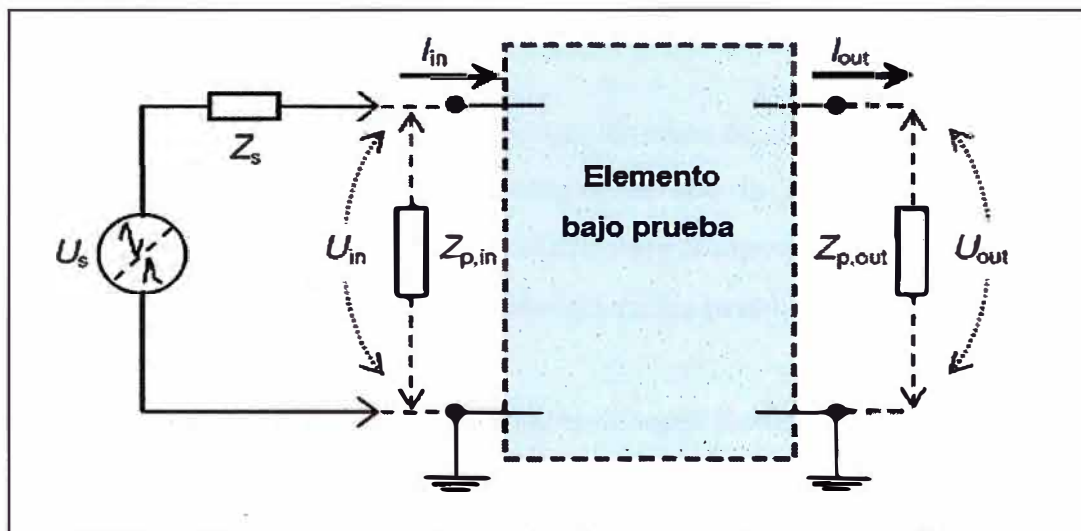
$U_{in}$  : Tensión medida en el punto de referencia, llamado tensión de entrada o referencia

$I_{in}$  : Corriente inyectada al transformador en el punto de referencia.

$Z_{p,out}$  : Impedancia del receptor de prueba en el punto de medición , a menudo llamado Impedancia de medida FRA ( $50\Omega$  para la mayoría de sistemas).

$U_{out}$  : Voltaje en el punto de medida, llamado voltaje de salida o respuesta.

$I_{out}$  : Corriente en el punto de medida.



**Figura N° 3.4: Representación de un transformador o reactor para pruebas**

El tipo de respuesta más común de función de transferencia es:

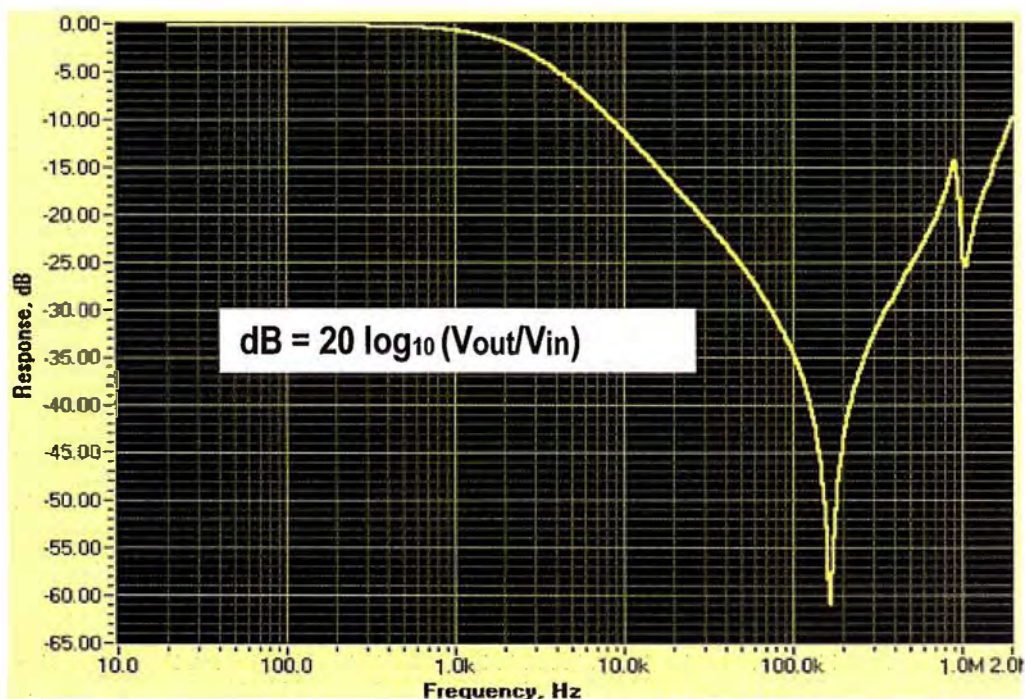
**Magnitud:**

$$FRA(\text{dB}) = 20 \log_{10} \left| \frac{U_{out}(f)}{U_{in}(f)} \right|$$

**Fase:**

$$FRA(\text{phase}) = \arg \left( \frac{U_{out}(f)}{U_{in}(f)} \right)$$

Note la amplia escala del rango de las medidas de SFRA, la medida es a menudo graficada en escala logarítmica, usando como unidad el decibel (dB).



**Figura N° 3.5: Gráfica logarítmica típica de SFRA**



La información acerca de la magnitud puede ser representada usando diagramas lineales, semilogarítmicos, doblemente logarítmicos. De acuerdo a la información de fase que es conveniente representar usando la gráfica que corresponde (solo frecuencia en escala logarítmica).

La adecuada elección del tipo de gráfico es una decisión de acuerdo a las circunstancias que toma el ingeniero analista, lo importante es que la gráfica seleccionada debe proporcionar clara evidencia de alguna desviación entre el espectro FRA en análisis.

### 3.5 Criterio de conexión para la realización de las pruebas SFRA.

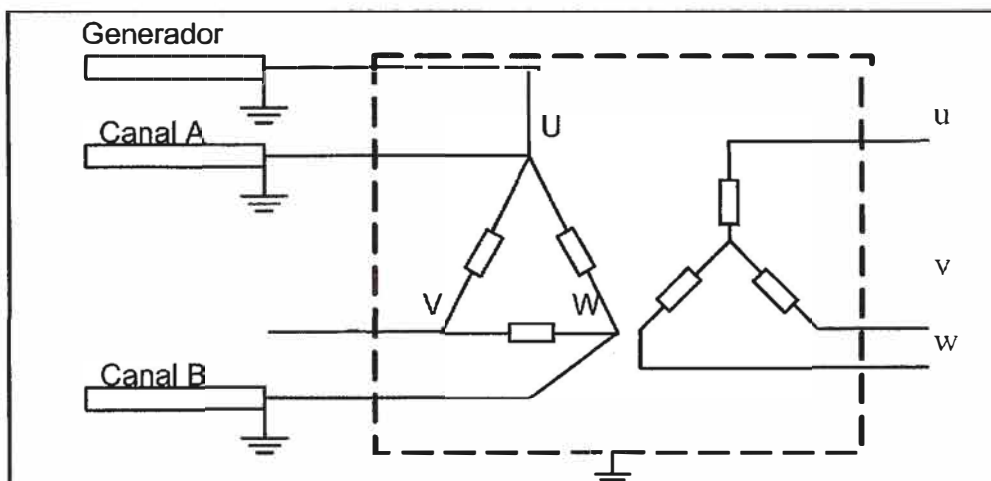
#### Condiciones de los terminales:

Las condiciones de las conexiones bien definidas de todos los terminales del transformador (incluyendo el neutro y las conexiones a tierra), son esenciales para obtener una reproducción de resultados libre de errores.

Dos clases de terminales pueden ser distinguidos para cualquier conexión de medida tomada, los terminales sujetos a pruebas (los cables de medición que están conectado), y los terminales no sujetos a pruebas (todo el resto).

#### Terminales bajo pruebas:

Para la usual prueba SFRA las medidas de la función de transferencia de voltaje, hay siempre dos terminales sujetos a pruebas. Dependiendo si ellos pertenecen al mismo bobinado o no, distinguiendo las medidas como el mismo bobinado (extremo a extremo) o interbobinado, respectivamente.



**Figura N° 3.6: Conexión con bornes sujeto a prueba y no sujeto a prueba (bornes flotantes)**

Dependiendo de las condiciones de los terminales no sujetos a pruebas (vea la siguiente subsección) las medidas del mismo bobinado son divididos además en medidas de tipo

abierto y cortocircuito, y las medidas del interbobinado son divididas además en capacitivas o alguna inductivas.

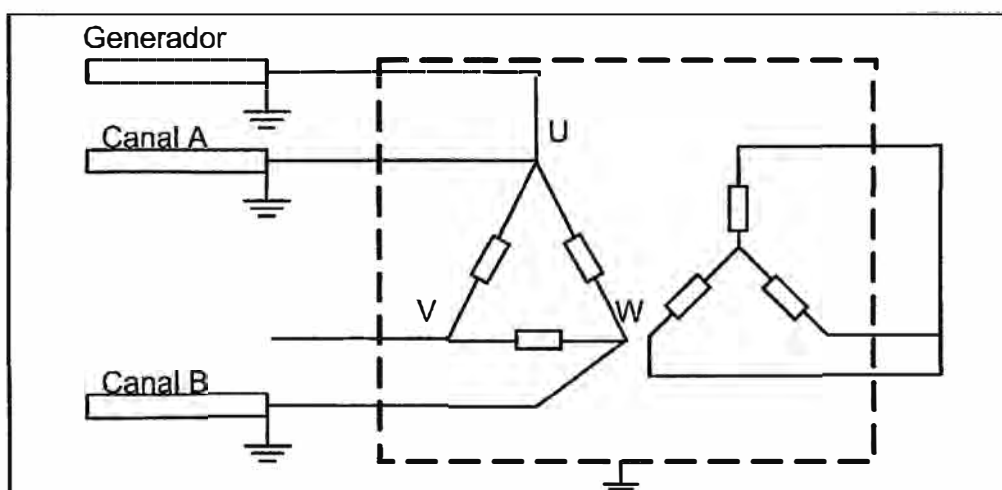
Terminales bajo prueba : U – W

Terminales flotando no sujeto a pruebas : V – u-v-w

### Terminales flotando no sujetos a pruebas:

Tres condiciones generales pueden ser definidas para los terminales del transformador que no están sujetos a pruebas:

- Condición de circuito abierto (terminales flotantes).
- Condición de corto circuito (terminales conectados entre sí) o
- Condición de aterramiento (terminales conectados a tierra).



**Figura N° 3.7: Conexión con bornes no bajo pruebas cortocircuitados y no puestos a tierra**

Para la condición de cortocircuito, dos condiciones deben estar distinguidas:

- Cortocircuito monofásico (ambos terminales de un bobinado conectado deben estar juntos).
- Corto circuito trifásico (los tres terminales de cada fase de un bobinado conectado deben estar juntos).

Por definición, para bobinados de fase conectados en Y (estrella), el cortocircuito trifásico no incluye al neutro (si es incluido, se puede hablar en vez de un cortocircuito monofásico simultáneo en las tres fases).

La condición de terminales que no están sujetos a pruebas debe estar especificada en el reporte final elaborado (junto con el protocolo de pruebas).

La respuesta FRA es diferente en cada caso, especialmente en la zona de bajas frecuencias del espectro (debajo de 1kHz).

### **Equipo generador productor del barrido de la frecuencia:**

Esta metodología inyecta voltaje sinusoidal satisfactoriamente a frecuencias discretas entre límites predefinidos de alta y baja frecuencia (usualmente 10-20Hz y 1-2MHz, respectivamente). Los valores de la frecuencia son usualmente lineales o logarítmicamente espaciados, dependiendo de la escala de la gráfica destinada.

Una magnitud aproximadamente constante de la señal de entrada  $U_s$  es mantenida para todas las frecuencias inyectadas. La resolución de la frecuencia necesita ser lo suficientemente buena para mostrar claramente todas las características del espectro del FRA, en la práctica se recomienda que no sean menos de 50 puntos para décadas de frecuencias mayores a 1 kHz y no menos de 200 puntos por década sobre 1kHz.

### **Equipo generador del voltaje de impulse:**

Esta metodología inyecta el ancho rango de frecuencias requeridas en la forma de uno o más impulsos en un terminal. El análisis puede ser llevado a cabo en el dominio de la frecuencia usando la teoría de la Transformada de Fourier.

### **Instrumentación:**

Cuatro piezas básicas del equipo son requeridos para llevar a cabo las medidas SFRA.

Un generador de señales (provoca el barrido o impulso).

Una tensión de prueba para registrar la tensión de la referencia  $U_{in}$ .

Un voltaje o corriente de prueba para registrar la respuesta  $U_{out}$  o  $I_{out}$  del transformador.

Software para procesar la información de las medidas y convertirlo en una función de respuesta  $R$  en el dominio de la frecuencia.

Hoy en día existe en el mercado numerosos equipos disponibles para medidas del SFRA, los cuales combinan todo lo anterior en un solo dispositivo, ver apéndice E.

Una típica conexión entre el dispositivo SFRA y los transformadores de potencia es mostrada en la figura N°. 3.9.

### **Requerimientos mínimos:**

El equipo necesita tener suficiente ancho de rango de frecuencia (valor recomendado al menos desde 10Hz hacia 1MHz), rango dinámico (como límite superior mas de 40 dB, como límite mas bajo inferior a -100dB), con precisión (a lo mas  $\pm 0.05$ dB de desviación en la zona de bajas frecuencias por debajo de 1kHz, y un máximo de  $\pm 0.5$ dB de desviación de la otra parte del rango de la medida especificada), y resolución de la frecuencia (disponible para registrar al menos 50 puntos por década debajo de 1 kHz y al menos 200

puntos por década sobre 1kHz). La señal de la tensión inyectada debe ser mas grande que el nivel de ruido de reproducibilidad garantizada (instrumentos dedicados suelen proporcionar 1-10Vrms).

### **3.6 Procedimiento de medición**

#### **Preparación de la prueba**

- Primero, la prueba se debe hacer de manera segura y controlada independientemente de la ubicación de la prueba (recomendaciones de un lugar seguro). Durante las medidas de campo, todos los accesos a los lados de alta y baja tensión deberían ser aterrados.
- El transformador bajo pruebas debe ser desconectado de cualquier sistema de potencia o alimentación. Auxiliariamente los accesorios deben ser apagados o sin movimiento durante la prueba (como conmutador, bombas, ventiladores, etc.).
- El tanque del transformador será usado como una referencia a tierra, para asegurar que haya una buena conexión eléctrica al tanque.
- El transformador deberá estar preferentemente bien armado, con los bushings montados y lleno de aceite.
- El núcleo y bushing de tierra deben ser conectados a la referencia de tierra (tanque del transformador). Ellos normalmente no forman parte del proceso de pruebas.
- Cualquier desviación de lo anterior (como un bushing desmontado, sin aceite, núcleo no aterrado, etc.) muy probablemente afectará el resultado de las pruebas y se deberá registrar claramente en el protocolo de pruebas.

#### **Recomendaciones para la prueba:**

Todas las pruebas deberían ser llevadas a cabo por personal calificado en pruebas quienes están familiarizados con el equipo a usar y en la capacidad de una interpretación básica de los resultados de la prueba (véase Apéndice C). El personal de pruebas debe estar habilitado para reconocer un resultado válido o invalido o tener acceso al soporte inmediato.

#### **Transformadores**

- Los arrollamientos deberían ser probados basados en el tipo de transformador (el numero de prueba a llevarse a cabo en función de algún tipo de transformador y el grupo de conexión que presenta, Sección Anexos, Apéndice A).
- Los transformadores con conmutador bajo carga (OLTC) se sugiere que deben medirse en todas las combinaciones del tap en que se ubican todas las secciones del

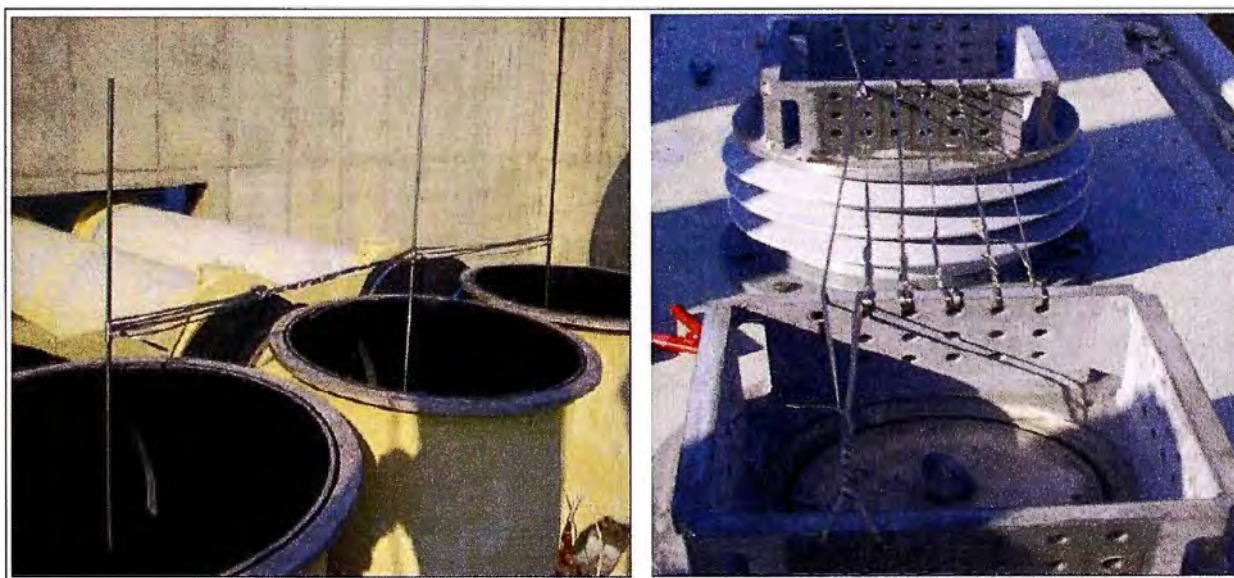


bobinado pero esto se permite en circunstancias particulares (por ejemplo para verificar problemas mecánicos del conmutador).

– Para el transformador sin un conmutador bajo carga (NLTC) se recomienda ser medidos en la posición de trabajo que de acuerdo a las necesidades el usuario esta en común acuerdo fijar.

– Para las medidas en campo, es necesario realizar medidas FRA utilizando la misma posición del OLTC como se definen en las medidas de la referencia con el fin de hacer una posible comparación. Cuando no se hace de acuerdo a la referencia existente, procede como se ha recomendado en los dos puntos anteriores.

– Cuando el bobinado no este bajo pruebas están obligados a estar en cortocircuito, los cables de cortocircuito deberán ser tan cortos como sean posibles usando cables fuerte/trenzados, preferentemente varias conexiones paralelas a cierta distancia uno del otro para disminuir la inductancia (véase figura N°. 3.8).



**Bueno**  
(a)

**Aún mejor**  
(b)

**Figura N° 3.8: Buenas prácticas de cortocircuito: (a) bushings en cúpulas, y (b) bushings grandes de baja tensión.**

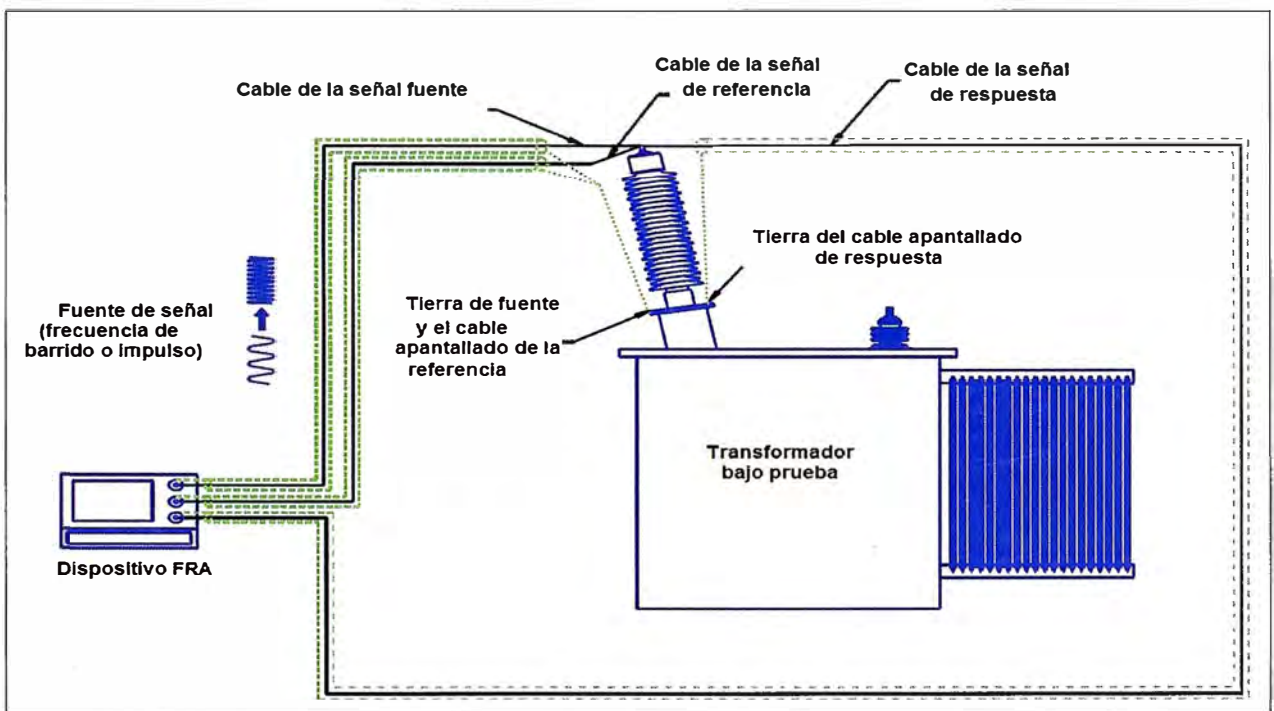
Para tomar de información gráfica (fotos) se recomienda:

- Del transformador (de todo el equipo).
- De la placa.
- Del conexionado de medidas típicos seleccionados.
- De las conexiones de cortocircuito.

#### **Realización de la prueba:**

- 1) Establecer una lista de las mediciones FRA a ser llevadas a cabo (apéndice A).

- 2) Preparar el equipo que efectuará las pruebas (un control previo de una buena condición del dispositivo SFRA, incluyendo cables coaxiales, es fuertemente recomendado y siguiendo las recomendaciones del fabricante).
- 3) Definir la instalación de su dispositivo de mediciones.
- 4) Instalar las conexiones de medición para la primera medida SFRA incluyendo las conexiones de cortocircuito (si es aplicable).
- 5) Comprobar la integridad de las conexiones guías de pruebas a la referencia a tierra (tanque del transformador), y conexión del equipo de pruebas a la referencia de tierra.
- 6) Registrar en los protocolos de medidas toda la información relevante relacionada a las medidas.
- 7) Empezar la primera medida SFRA.



**Figura. N° 3.9: Verificamos que del dispositivo y conductor por conexión de esta ultima y uno de los bushings de los transformadores**

- 8) En la fábrica, la medida SFRA a menudo es una referencia, “huella digital”, para futuras comparaciones. En el campo, si la medida referencia existe, rápidamente se compara las medidas con la referencia escogida, en razón de ver si hay una desviación significativa aparece. Si es el caso, se repite la medición para asegurar repetibilidad de las medidas (rehacer las conexiones de nuevo desde cero o volver a una medida presumible mal algún tiempo después de hacer otra prueba SFRA).
- 9) Se repite los pasos del 6 al 10 para todas las conexiones diferentes que se decida hacer.

- 10) Se repite cualquier medida si es necesario. No parar la medida SFRA en el campo de existir alguna condición con incertidumbre; no se tendrá las mismas condiciones después. El primer paso para la interpretación es siempre en el campo al realizar las medidas (ver apéndice C).
- 11) En caso de problemas persistentes o aparente inconsistencia, envía el caso al grupo de experto en análisis de FRA.
- 12) Guardar el archivo de las medidas junto con una copia electrónica del protocolo en un folder para ser copiado en la base de datos del FRA (algunos dispositivos comerciales ya tienen las medidas y el protocolo en el mismo archivo, asegúrese de tener tanto ambos cada vez).

## CAPITULO IV METODOS DE ANÁLISIS Y CRITERIOS DE EVALUACIÓN

### 4.1 Método de análisis de la prueba SFRA.

El conocimiento y la realización de una adecuada medida al momento de realizar las gráficas, nos permite conocer y tener un método de análisis.

La figura N° 4.1 muestra a continuación las respuestas típicas de frecuencias para los devanados de un transformador en la alta tensión (AT) en un rango desde 20Hz hasta 2MHz que se muestra en la escala logarítmica.

En general el resultado de la gráfica es dividida en 4 zonas de análisis que se caracteriza en regiones en función de la influencia dominante de las diversas propiedades eléctricas del transformador según la frecuencia.

Cabe mencionar que las gráficas de las regiones descritas aquí son típicas, pero no exactas, y que depende mucho de la geometría del transformador.

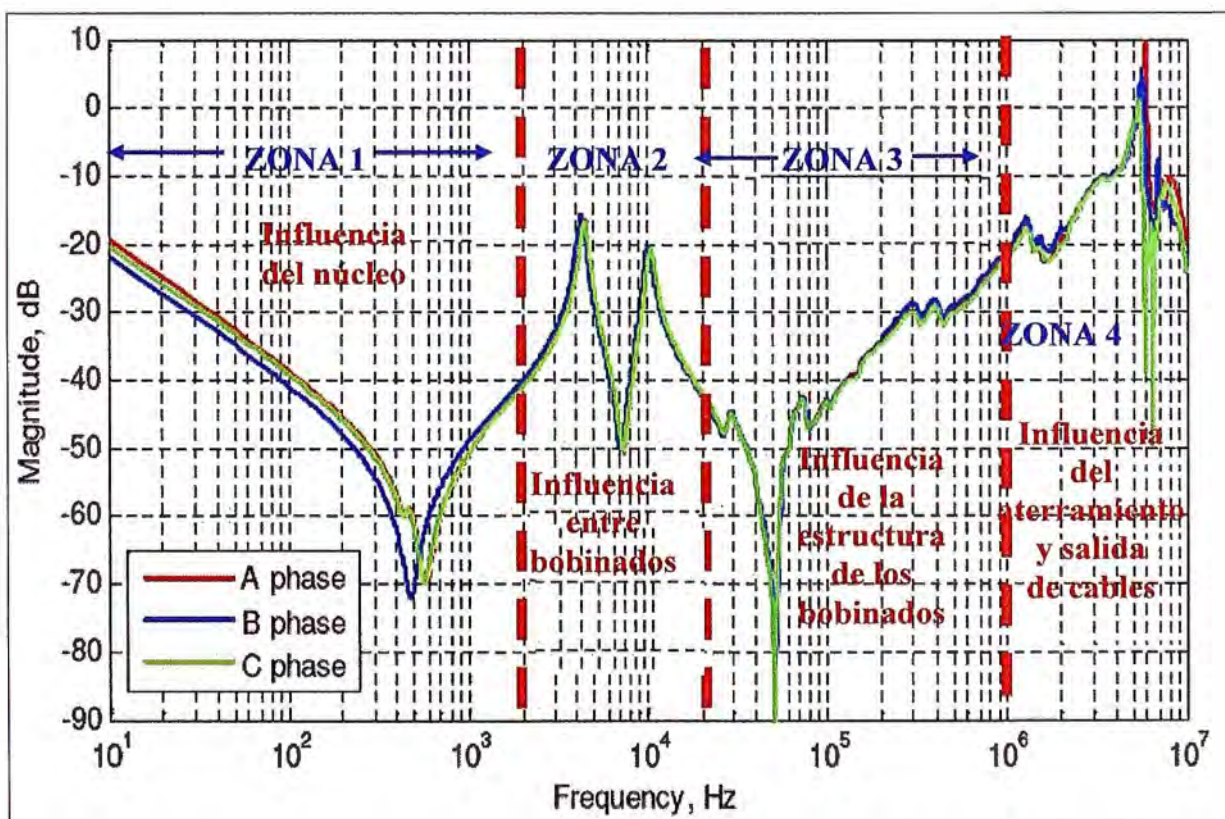


Figura N° 4.1: Zonificación de las influencias de componente de transformador



### Zona N° 1: Influencia del núcleo (10 Hz – 2kHz).

En frecuencias bajas (por debajo de 2 kHz), la respuesta de frecuencia comienza con la magnitud de la disminución - 20dB/década. Esto se debe a la inductancia de magnetización del núcleo. Esto es seguido por un mínimo que se produce debido a la resonancia serie entre la inductancia de magnetización del núcleo y la total capacidad del transformador. En este ejemplo, la fase B es claramente diferente de las otras dos fases debido a la renuencia de la ruta de accesos diferentes magnética de la columna central del núcleo.

### Zona N° 2 – Influencia entre bobinados (2kHz – 20kHz).

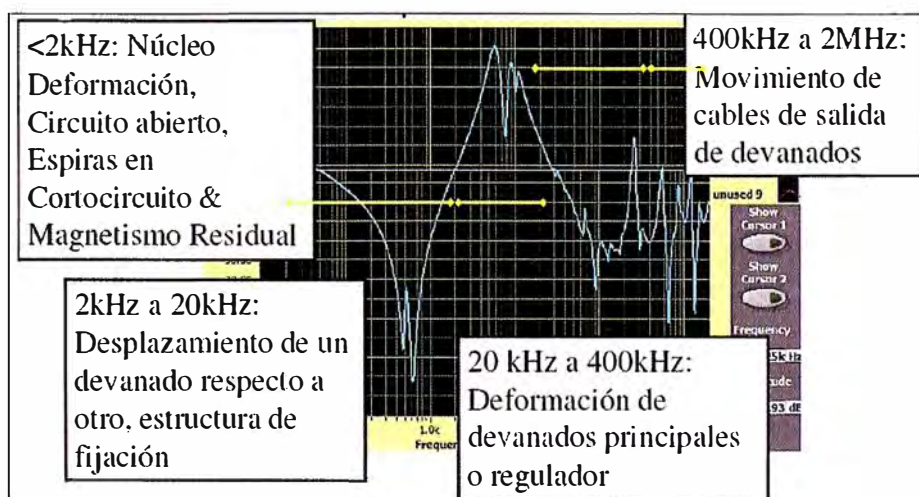
En esta zona la respuesta de frecuencia está influenciada por la interacción entre los devanados, así como por la forma en los bobinados y los neutros, estando conectados y con terminales flotantes (abierto / cerrado delta, flotantes / tierra).

### Zona N° 3 – Influencia de la estructura de los bobinados (20kHz – 1MHz).

En esta zona, la estructura de fijación en gran medida influenciará en la respuesta de frecuencia. Las gráfica nos muestra la influencias de los bobinados, en esta zona se observa el cambio de las estructuras de los bobinados. El SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) para este rango de frecuencia se tiene menos resonancias y anti-resonancia y principalmente se caracteriza por tener tendencia capacitiva.

### Zona N° 4 – Influencia de las salidas de los cables y del aterramiento del núcleo y el transformador (1MHz – 2MHz).

Más allá de la frecuencia de 1MHz, la tendencia de la respuesta de frecuencia es irregular y compleja, influenciada por la disposición de la salida de los cables de los bobinados, también la medida se ve influenciada por el aterramiento.



**Figura N° 4.2: Influencia de la falla según el rango de frecuencia**

La Doble Engineering Company limita las zonas de la siguiente forma, como se observa en la figura N° 4.2.

## **4.2 Análisis de gráficos y criterio de evaluación.**

En su forma básica de analizar y evaluar SFRA se realiza a través de la extracción de diferencias existentes entre dos registros, cuyo análisis depende de factores tales como el tipo de registro usado para el análisis, características extraídas de los registros, parámetros usados en el análisis, etc. De manera general se pueden clasificar las metodologías propuestas para el análisis de las mediciones en dos grupos, aquellas en las cuales la comparación se realiza de forma directa con las mediciones y aquellas en las cuales la comparación está basada en modelos equivalentes de las mediciones.

### **4.2.1 Comparación directa de las mediciones.**

En el análisis por comparación directa de las mediciones se consideran dos casos:

#### **a) Análisis con registros homólogos.**

En este caso existe un grupo de registros históricos pertenecientes a la misma unidad que representan el estado normal del transformador.

Para el caso de análisis con registros homólogos, algunas características extraídas de la respuesta en frecuencia son: creación de nuevas frecuencias de resonancia o eliminación de frecuencias de resonancia existentes; notándose desplazamientos importantes en las frecuencias de resonancia.

#### **b) Análisis sin registros de referencia.**

Cuando no se cuenta con registros homólogos es posible realizar:

Análisis con los registros de las fases pertenecientes a la misma unidad. En este caso, debido a la estructura propia del transformador, existen diferencias implícitas entre las fases que deben ser consideradas en el análisis. Este tipo de análisis tiene como ventaja que la medición se realiza bajo condiciones similares.

Análisis con registros de unidades gemelas, transformadores nuevos o transformadores en servicio con características similares. Al igual que en el caso anterior se deben considerar las diferencias de diseño y construcción y las posibles diferencias debidas a la operación propia de cada transformador.

Variaciones en la amplitud en rangos de frecuencia considerables. Cuando no se cuenta con registros de referencia, el análisis entre fases se basa en la observación de la similitud que debe existir entre las tres respuestas.

## **CAPITULO V**

### **EXPOSICIÓN DE CASOS EVALUADOS Y RESULTADOS**

En general, la prueba de SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) es sensible al cambio que puede tener un transformador causado por el cambio geométrico en la parte activa del transformador. De hecho, la popularidad de la prueba de SFRA se ha visto impulsado por el deseo de detección de fallas mecánicas en un transformador. Los tipos de falla no son exclusivos de las variaciones geométricas dentro de un transformador y pueden incluir variación en el núcleo por circuito magnético y la resistencia de contacto. Las variaciones de las pruebas SFRA puede ser causada por un tipo de falla o una combinación de dos o más. En muchos casos las fallas que ocurren en un transformador coacciona corrientes altas en el transformador, y esta corrientes generan esfuerzos electromagnéticas en la estructuras de los bobinados.

En el mantenimiento predictivo de transformadores esta herramienta es muy útil para la toma de decisiones y muy eficaz para el diagnóstico de unidades con presencia de algún tipo de falla.

Todos estos tipos de fallas están basados en la norma IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) PC57.149™/D8 “Draft Trial-Use Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil Immersed Transformers”.

A continuación se enumeran las gráficas tabulados de distintos tipos de fallas que presenta el transformador.

#### **5.1 Deformación Radial de Bobinados "Hoop Buckling"**

Deformación radial de bobinados o "Hoop Buckling" es una falta de compresión de los bobinados que se caracteriza por un pronunciado cambio de la geometría radial de las bobinas.

Este tipo de falla puede deberse cuando un transformador esta sometida a fuerzas electromagnéticas causadas por una sobrecorriente de falla.

Las bobinas se someten a una compresión radial alta y las fuerzas generadas acaban deformado las bobinas como un arqueado comúnmente llamado Buckling.

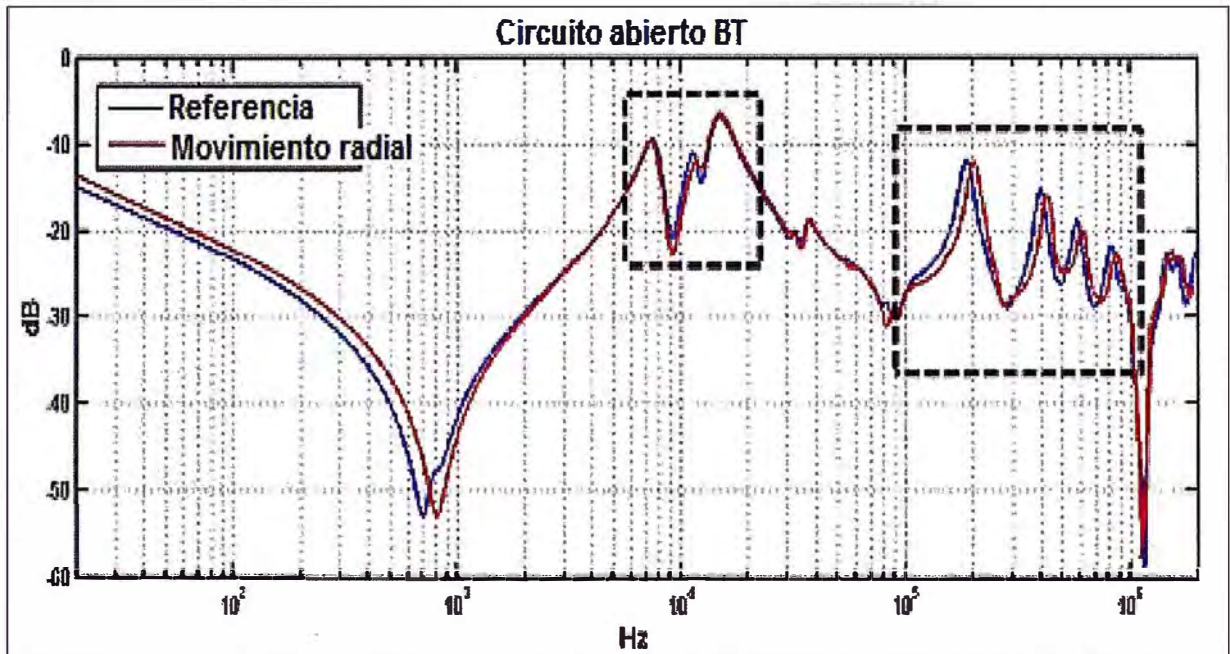


Figura N° 5.1: Representación gráfica en circuito abierto en varios rangos de frecuencia para el caso del transformador estudiado en el caso 01

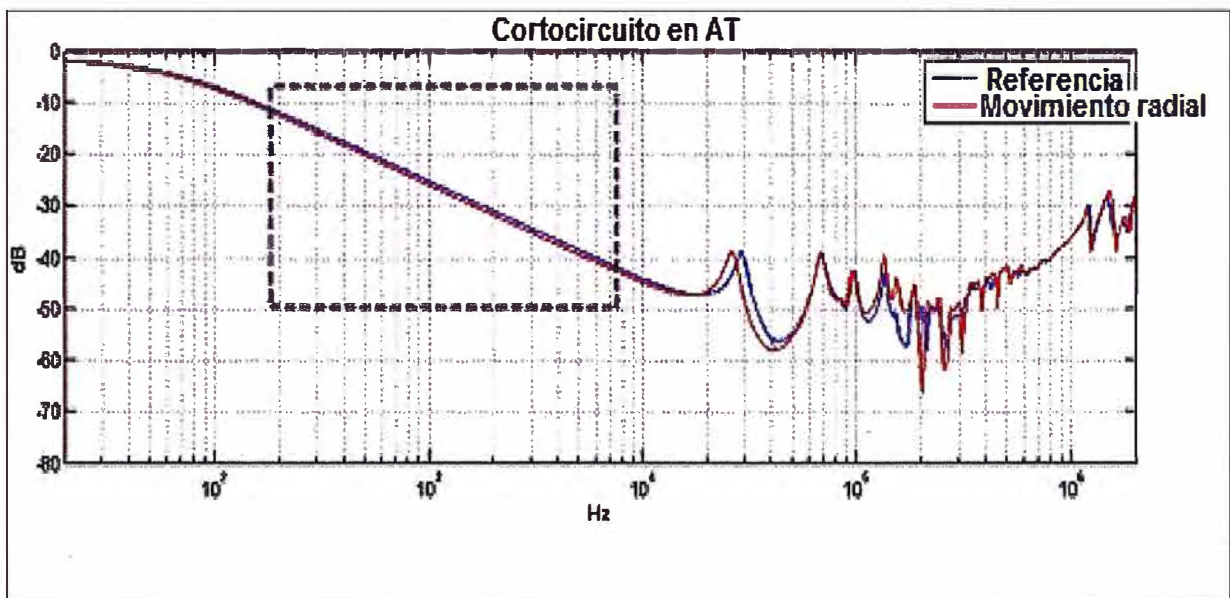


Figura N° 5.2: Representación gráfica en cortocircuito en varios rangos de frecuencia para el caso del transformador estudiado en el caso 01

#### Análisis:

- De 20Hz a 10 kHz:

**En la gráfica de circuito abierto.**

En esta región por lo general no se observa una variación causada por una deformación radial de bobinados.

**En la prueba de cortocircuito.**

En esta zona un cambio de la impedancia como se observa es causada por la diferencia entre fases de las inductancia de los bobinados.



– **De 5kHz a 100 kHz:**

**Las pruebas de circuito abierto y cortocircuito.**

En esta zona la mayor influencia de los bobinados y el cambio sustancial pueden generar nuevos puntos de resonancia, estos dependiendo de la severidad de la deformación.

Sin embargo, este cambio es mínimo y difícil de identificar. Los cambios serán mayores para un bobinado.

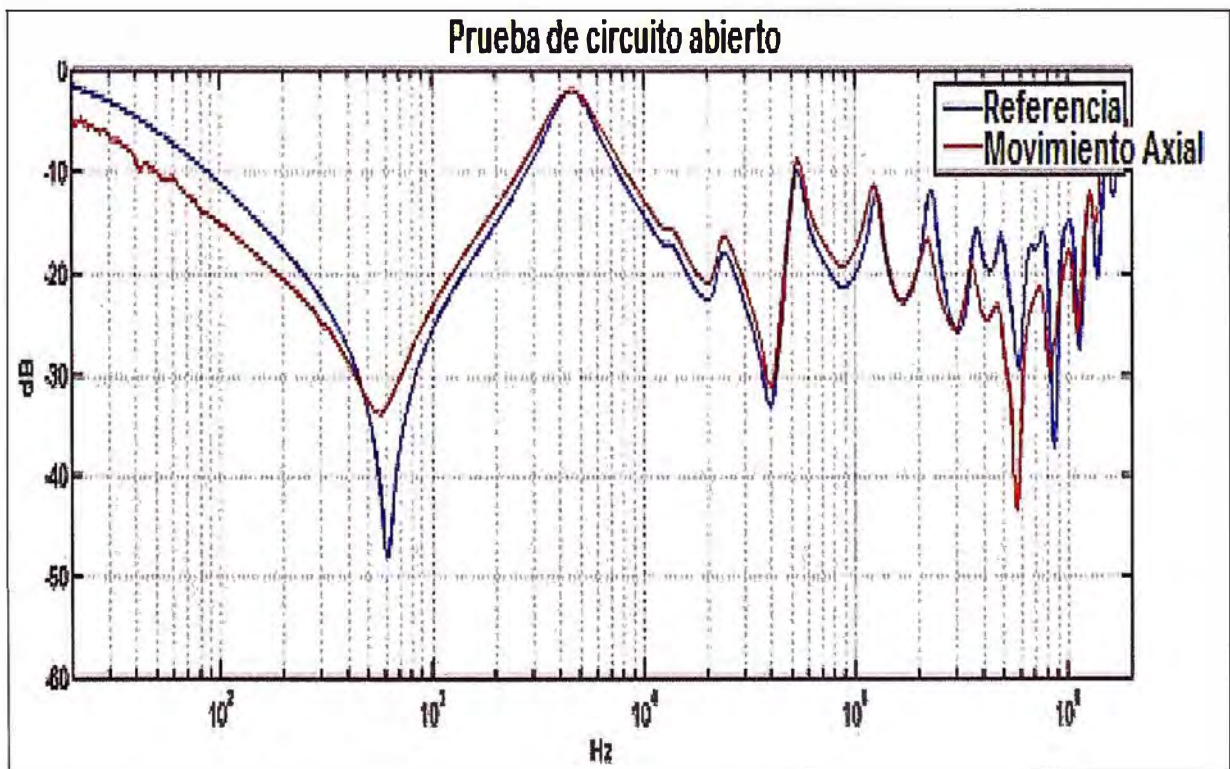
– **De 50kHz a 1MHz:**

**Las pruebas de circuito abierto y cortocircuito:**

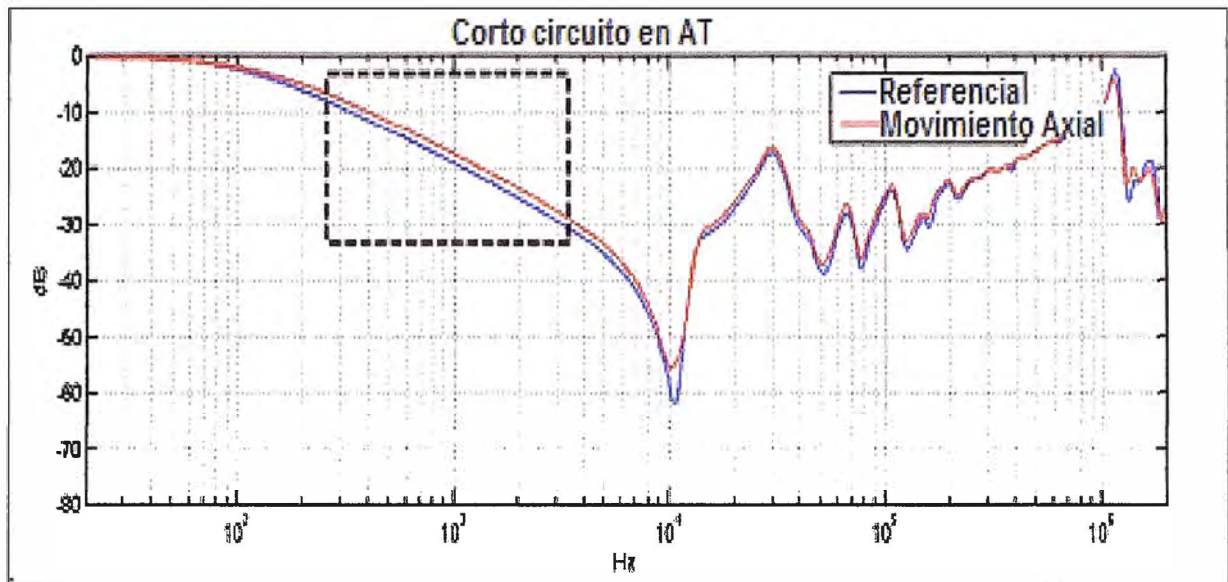
La deformación radial de los bobinados es más evidente en este rango. Se puede cambiar o producir nuevos puntos de resonancia dependiendo de la severidad de la deformación. Los cambios serán mayores en los bobinados afectados, pero aún es posible hacer que el efecto se transfiera a la(s) otra(s) bobina(s).

**5.2 Deformación Axial de Bobinados.**

Un movimiento axial de bobinados incluye dos tipos de cambios geométricos. La bobina por lo general se estira y luego aprieta debido a una reducción en el radio de bobinados. Las variaciones geométricas producidas por este tipo de movimiento son complejas y pueden dar lugar a múltiples resonancias cambiando a través de una amplia gama de frecuencias.



**Figura N° 5.3: Representación gráfica en circuito abierto en varios rangos de frecuencia para el caso del transformador estudiado en el caso 02**



**Figura N° 5.4: Representación gráfica en cortocircuito en varios rangos de frecuencia para el caso del transformador estudiado en el caso 02**

**Análisis:**

– **De 20Hz a 10 kHz:**

**En la gráfica de circuito abierto.**

En esta región por lo general no se observa una variación causada por una deformación radial de bobinados.

**En las pruebas de cortocircuito:**

En esta zona un cambio de la impedancia como se observa es causada por la diferencia entre fases de las inductancia de los bobinados.

– **De 5kHz a 100 kHz:**

La deformación axial de los bobinados es más evidente en este rango. En este rango de frecuencia se presenta mayor cambio en los puntos de resonancia, esta siempre esta sujeta en función de la gravedad de la deformación. Los cambios serán mayores para los bobinados afectados, pero todavía es posible que los efectos puedan transferirse a la(s) bobina(s).

– **De 50kHz a 1MHz:**

En esta zona la deformación axial del bobinado genera en la gráfica nuevos picos y puntos de resonancia dependiendo de la severidad de la deformación.

**5.3 Movimiento de toda la masa del transformador.**

Estos modos de falla relacionados están separados por la gravedad cualitativa en el movimiento general de bobinas o tramos de bobinados. Teniendo en cuenta un movimiento general de los bobinados, las causas podrían deberse a una variedad de razones.

Generalmente, este tipo de falla se utiliza para describir el movimiento de las bobinas, debido a golpes como consecuencia de las elevadas fuerzas actuales o el transporte. El movimiento físico del transformador podría deberse a la navegación o la actividad sísmica.

#### Análisis:

##### - De 20Hz a 10 kHz:

##### En la gráfica de circuito abierto.

En esta región por lo general no se observa una variación causado por una deformación radial de bobinados.

##### En la prueba de cortocircuito.

En esta zona por lo general no se observa el movimiento total de todo el bobinado como un conjunto.

##### - De 5kHz a 100 kHz:

Movimiento total de las bobinas de un transformador es más evidente en este rango. Ya que se generan o se crean nuevos puntos de resonancia.

##### - De 50kHz a 1MHz:

En general, este rango se ve afectado. Sin embargo, los cambios en la capacitancia CL (la cual representa al aislamiento que se genera entre el bobinado y el núcleo) pueden causar cambios de resonancia en la parte superior de este rango.

#### 5.4 Defectos en el Núcleo.

Por lo general los defectos en el núcleo pueden ser: defectos de la base, láminas quemadas, láminas en cortocircuito, mal aterramiento.

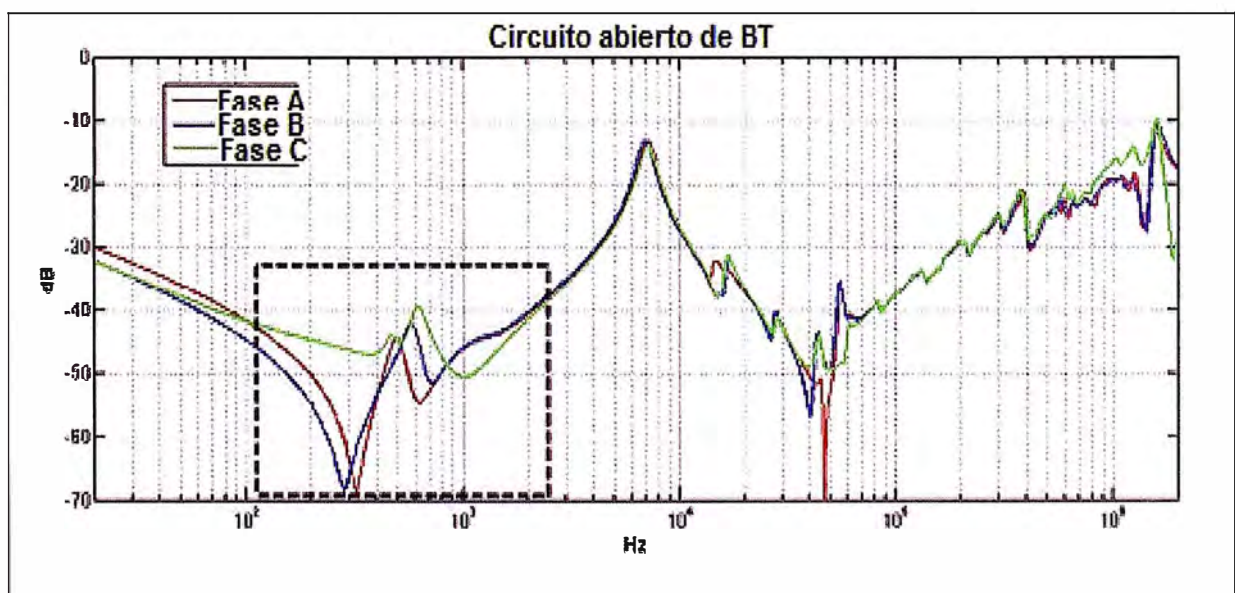
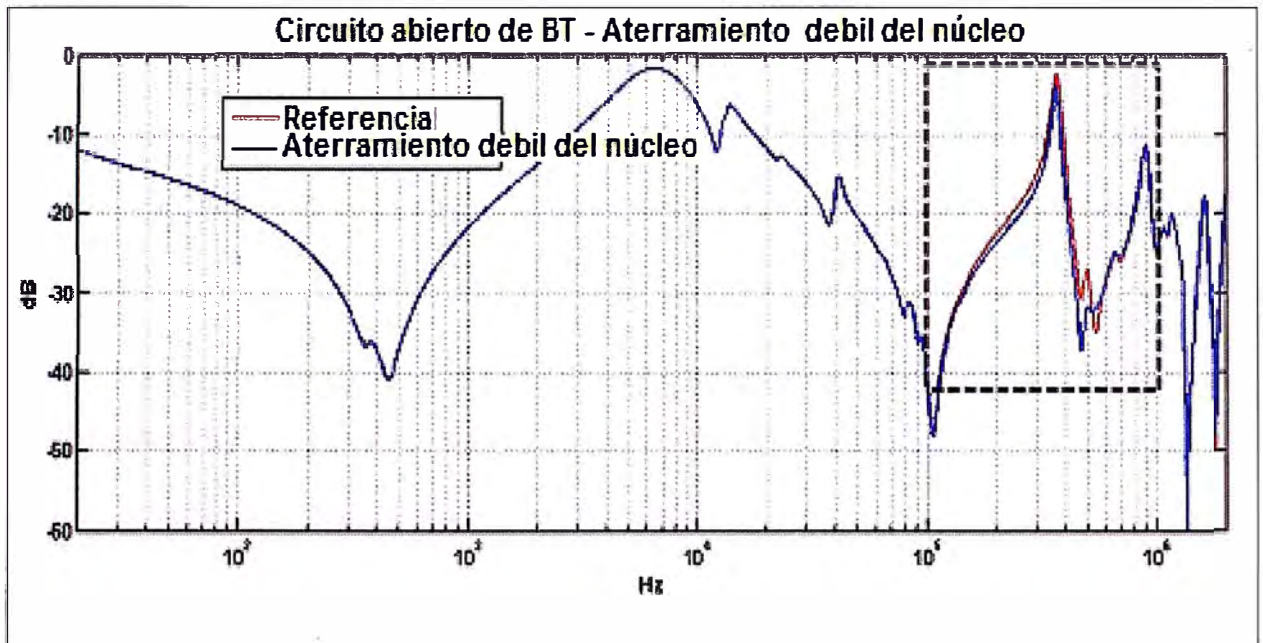


Figura N° 5.5: Representación gráfica en circuito abierto en varios rangos de frecuencia para el caso del transformador estudiado en el caso 03





**Figura N° 5.6: Representación gráfica en circuito abierto en varios rangos de frecuencia para el caso del transformador estudiado en el caso 03**

**Análisis:**

- **De 20Hz a 10 kHz:**

**En la gráfica de circuito abierto.**

Este tipo de fallas afectan a las regiones de baja frecuencia por lo general por debajo de 10kHz. Por lo general en esta zona cambian a menudo la forma principal de resonancia primaria. Cabe mencionar que en muchas oportunidades los cambios de las gráficas pueden ser causados por los efectos de la magnetización residual del núcleo.

**Las pruebas de cortocircuito.**

Esta región por lo general no se afecta en mayor movimiento. Todas las fases deberían ser similares.

- **De 5kHz a 100 kHz:**

Este cambio por lo general puede generar nuevos puntos de resonancia.

- **De 50kHz a 1MHz:**

En general, este rango se ve afectado. Sin embargo, si la falla se debe a un núcleo no aterrado, los cambios a la capacidad CL puede causar cambios de resonancia en un rango superior.

### **5.5 Resultados del análisis de la prueba SFRA**

A partir del año 2007 ABB-PERU introduce en su plan de pruebas diagnosticas la prueba de metodología SFRA, en adelante se evidencio la gran importancia y su mayor aporte al momento de la evaluación de transformadores y la toma de decisiones. En este capítulo, se

plasma los diversos casos que se evaluaron en ABB-PERU y su aplicación en el mantenimiento predictivo.

**CASO N ° 1. “Validación de transporte para la puesta de servicio”.**

En el mes de Febrero del año 2008 se efectuaron pruebas de SFRA a un autotransformador trifásico de 20MVA cuyos niveles de tensión eran 132 / 72 / 6.9 kV, en instalaciones de Compañía Cemento Andino, en Cajamarca, las pruebas fueron realizadas en fábrica (en Noviembre del 2007) después de la pruebas de rutina; luego se realizaron las pruebas después del montaje respectivo en la celda de transformación.



**Figura N° 5.7: Autotransformador con terciario.**

Se realizó la evaluación respectiva bajo el concepto de análisis con registros homólogos. Para la realización de la prueba se utilizó la siguiente secuencia de prueba según lo recomendado por la norma y tal como se observa en la tabla 5.1:



TABLA N° 5.1: Conexión de los terminales

Tipo de prueba	Prueba N° 01	Trifásico	Monofásico
Bobinado en serie (OC) y todos los terminales flotantes	Prueba 01	H1-X1	H1-X1
	Prueba 02	H2-X2	
	Prueba 03	H3-X3	
Bobinado común (OC) y todos los terminales flotantes	Prueba 04	X1-H0X0	X1-H0X0
	Prueba 05	X2-H0X0	
	Prueba 06	X3-H0X0	
Corto circuito (SC) En corto (X1-X2-X3)*	Prueba 07	H1-H0X0	H1-H0X0
	Prueba 08	H2-H0X0	
	Prueba 09	H3-H0X0	
Admitancia de transferencia (H) tierra en alta (H) o baja (L)	Prueba 10	H1-X1	H1-X1 a tierra (H0-X0)
	Prueba 11	H2-X2	
	Prueba 12	H3-X3	

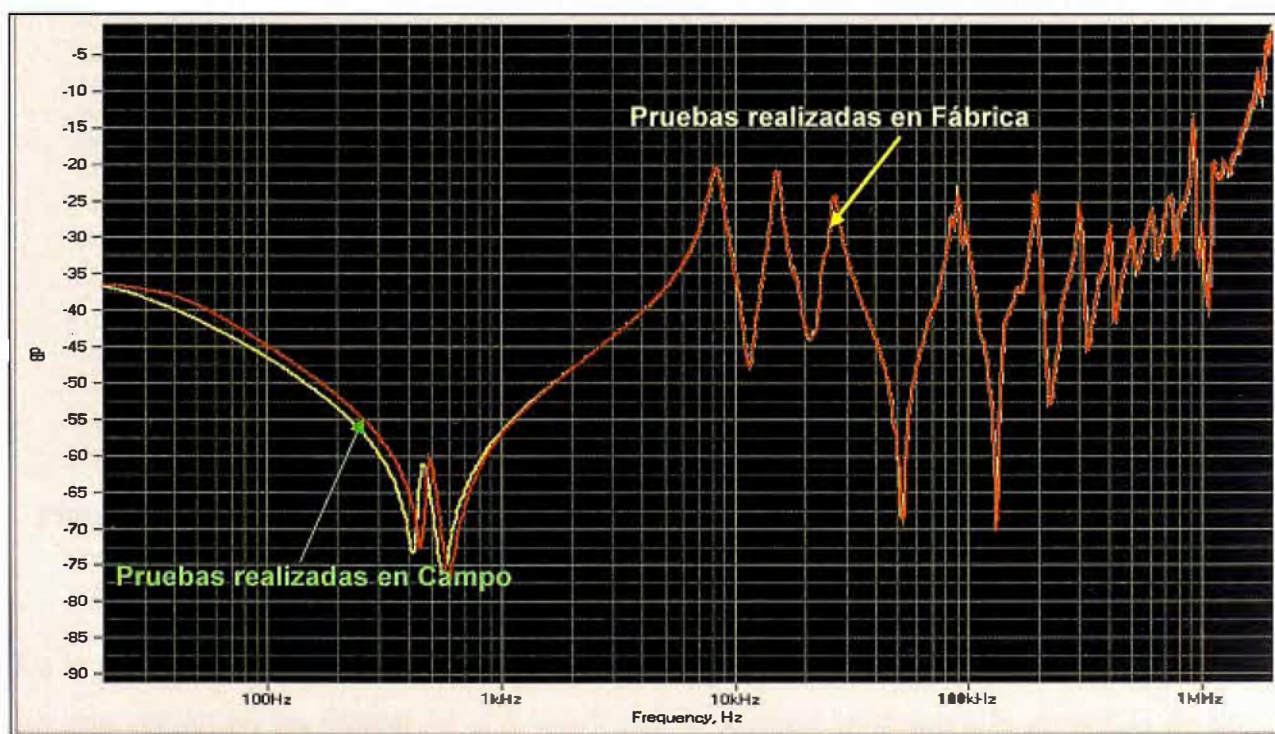
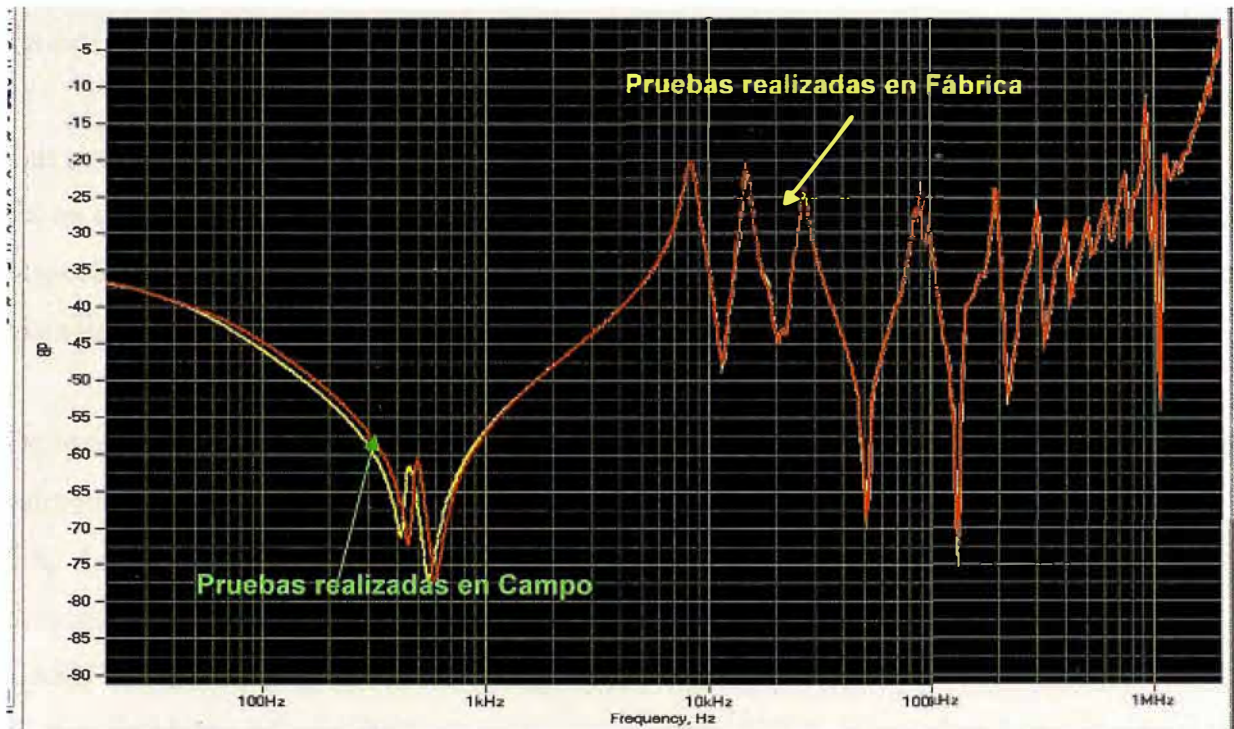


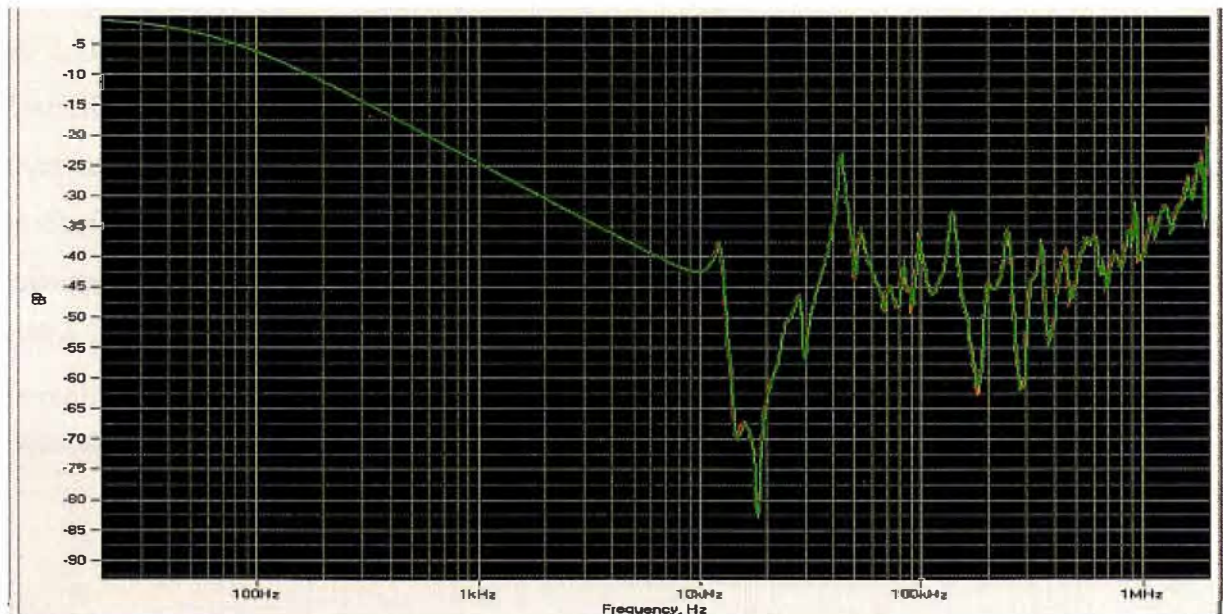
Figura N° 5.8: Gráfica de respuesta en frecuencia de la fase UU-0

Gráfico de Color Amarillo : Pruebas realizadas en Fábrica.

Gráfico de Color Rojo : Pruebas realizadas en Campo.



**Figura N° 5.9: Gráfica de respuesta en frecuencia de la fase WW-0**



**Figura N° 5.10: Gráfica de respuesta en frecuencia de las fases del bobinado de AT cortocircuitando el bobinado terciario**

**De 20Hz a 10 kHz:**

**En la gráfica de circuito abierto.**

En esta región en las figuras N° 5.8 y 5.9, por lo general se observa la presencia de un circuito remanente, debido a que en fábrica la prueba SFRA se efectuó después de la prueba de impulso y otras pruebas que se aplica corriente DC (corriente continua), generando un magnetismo en el transformador.



### En la prueba de cortocircuito.

En esta zona, en la figura N° 5.10 no se observa algún cambio en la gráfica.

#### De 5kHz a 100 kHz:

### Las pruebas de circuito abierto y cortocircuito:

Es en esta zona donde se puede observar algún cambio geométrico de los bobinados con respecto a otro. Observando los resultados obtenidos en las figuras N° 5.8, 5.9 y 5.10 no se visualiza cambio alguno que indique problemas en los bobinados.

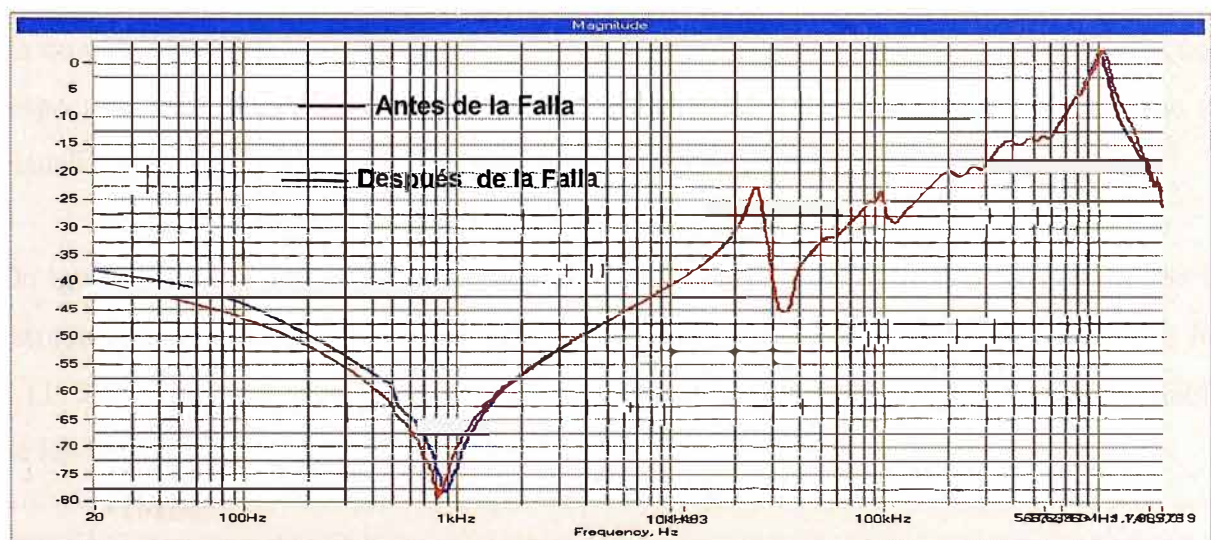
#### De 50kHz a 1MHz:

De igual forma, en esta zona es donde se puede observar algún cambio geométrico de la estructura propia de los devanados. Observando los resultados obtenidos en las figuras N° 5.8, 5.9 y 5.10 no se visualiza cambio algún cambio que indique problemas de desplazamiento en los bobinados.

### CASO N° 2. “Después de un evento (falla cortocircuito bifásico en el sistema)”.

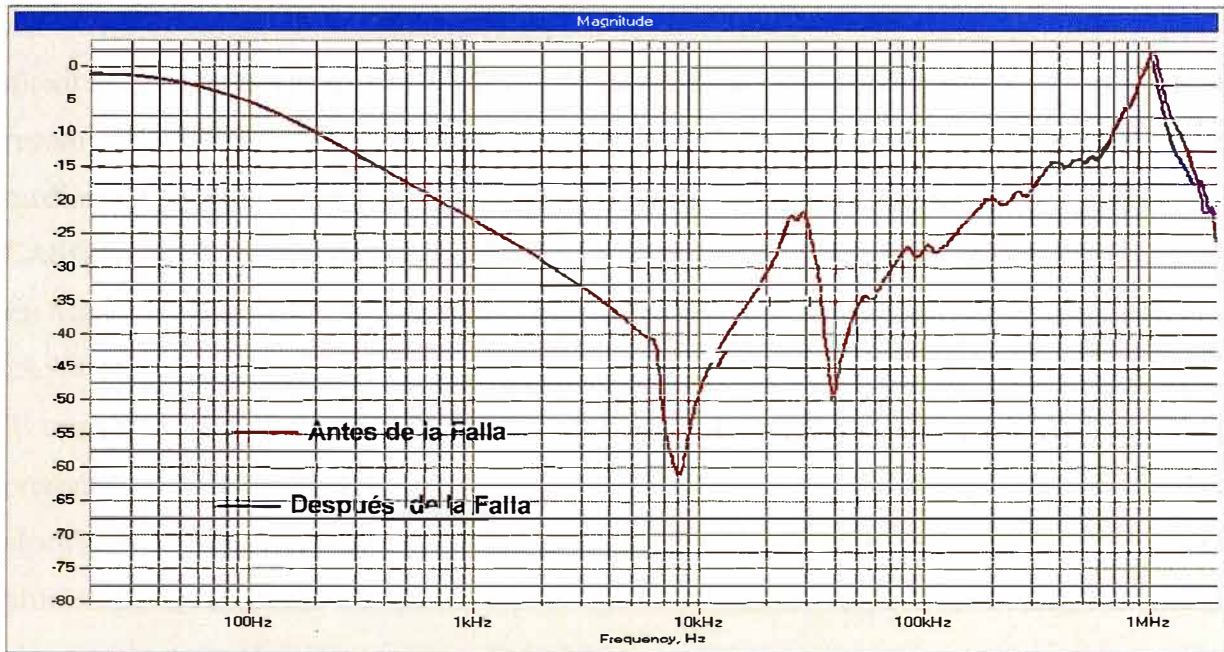
El mes de Marzo del año 2009, se realizaron pruebas SFRA, como plan de mantenimiento a un transformador de 3.3 MVA de 22.9 / 2.3 kV que alimenta a un sistema de variadores en 2.3kV en la planta concentradora de Sociedad Minera Cerro Verde, en Arequipa. Posteriormente en el mes de Abril del mismo año se presentó una falla en el sistema en el nivel de tensión de 2.3kV ocasionado por el deterioro de los diodos de los variadores, produciendo una falla bifásica, el relé instalado en el lado de alta tensión detectó una corriente de 5 kA y un tiempo de actuación de 60 ms. Se procedió a efectuar pruebas SFRA ya que se tenía registro anterior del mismo transformador.

Se realizó la evaluación respectiva bajo el concepto de análisis con registros homólogos.



**Figura N° 5.11: Gráfica de respuesta de la fase H1 – H3 del bobinado de AT, flotando los terminales de BT**





**Figura N° 5.12: Gráfica de respuesta de la fase H1 – H3 del bobinado de AT, cortocircuitando los terminales de BT**

**De 20Hz a 10 kHz:**

**En la gráfica de circuito abierto.**

En esta región de las gráficas de la figura N° 5.11 por lo general se observa la presencia de un circuito remanente, debido a que antes de efectuar las pruebas se efectuó la pruebas de asilamiento (corriente DC), lo cual genero un circuito remanente en el transformador.

**En la prueba de cortocircuito.**

En esta zona de las gráficas de la figura N° 5.12 no se observa algún cambio en la gráfica.

**De 5kHz a 100 kHz:**

**Las pruebas de circuito abierto y cortocircuito:**

Es en esta zona donde se puede observar algún cambio geométrico de los bobinados con respecto a otro. Observando los resultados obtenidos en las figuras N° 5.11, 5.12 no se visualiza cambio alguno que indique problemas en los bobinados.

**De 50kHz a 1MHz:**

De igual forma, en esta zona es donde se puede observar algún cambio geométrico de la estructura propia de los devanados. Observando los resultados obtenidos en las figuras N° 5.11, 5.12 no se visualiza cambio algún cambio que indique problemas de desplazamiento en los bobinados.

**>1MHz:**

En esta zona tanto en las gráficas de las figuras N° 5.11 y 5.12, se observa un cambio en la gráfica, este cambio puede ser ocasionado por el sistema de aterramiento o por algunos de

los cables de salida de los bobinados de alta tensión que presento algún movimiento, este movimiento de los cables de salida puede producir un problema a futuro, por lo que se recomienda efectuar el seguimiento del estado del aceite dieléctrico del transformador mediante el ensayo cromatográfico.

### CASO N ° 3. “Después de un transporte no adecuado”.

En Marzo del año 2010, se efectuaron pruebas eléctricas a 01 transformador de 1500KVA, 22.9/4.16 kV, en almacenes de Lima de propiedad de Compañía Minera Yanacocha.

El transformador era de procedencia brasileña, en las instalaciones de aduanas el embalaje presentaba algunos desperfectos, por lo que el cliente solicitó que se efectúen pruebas eléctricas de SFRA. El transformador no presentaba ningún tipo de registro anterior de pruebas SFRA antes del transporte. Por lo que la evaluación respectiva se realizó mediante el concepto de análisis sin registros homólogos.

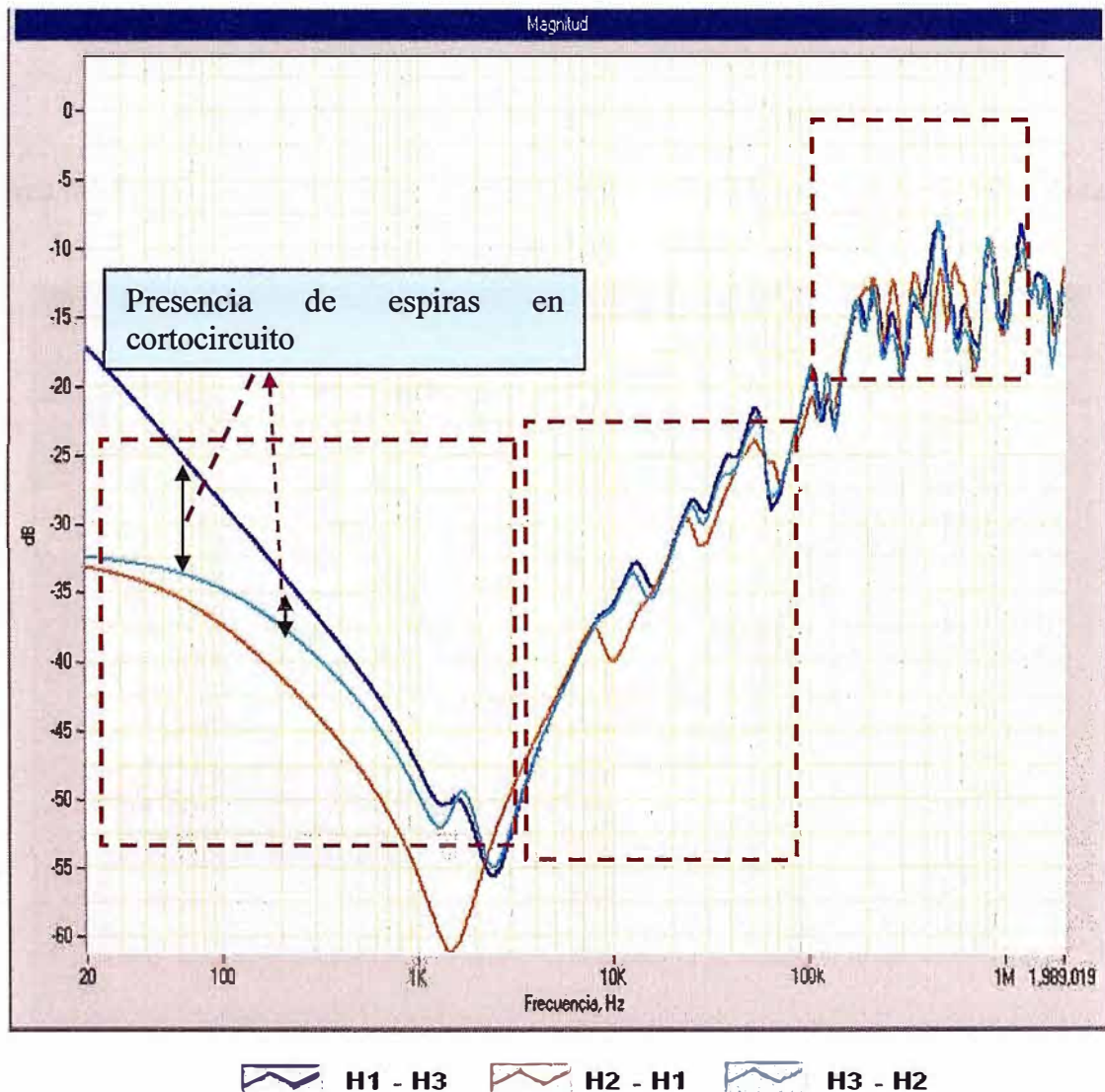
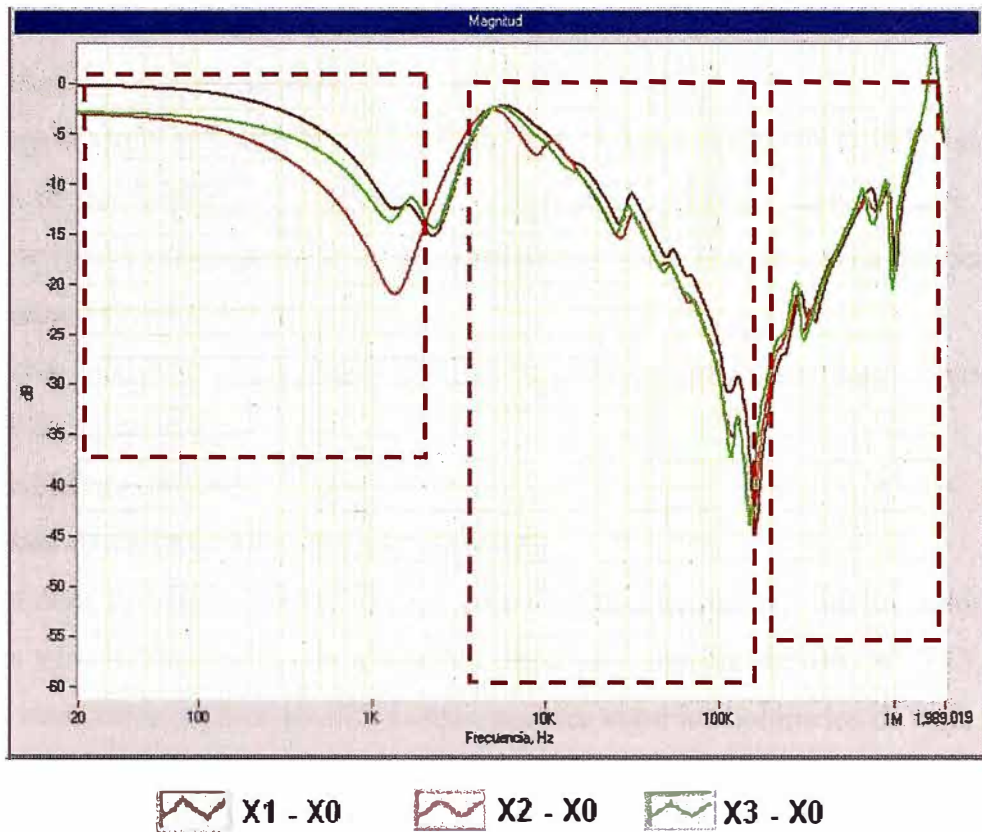
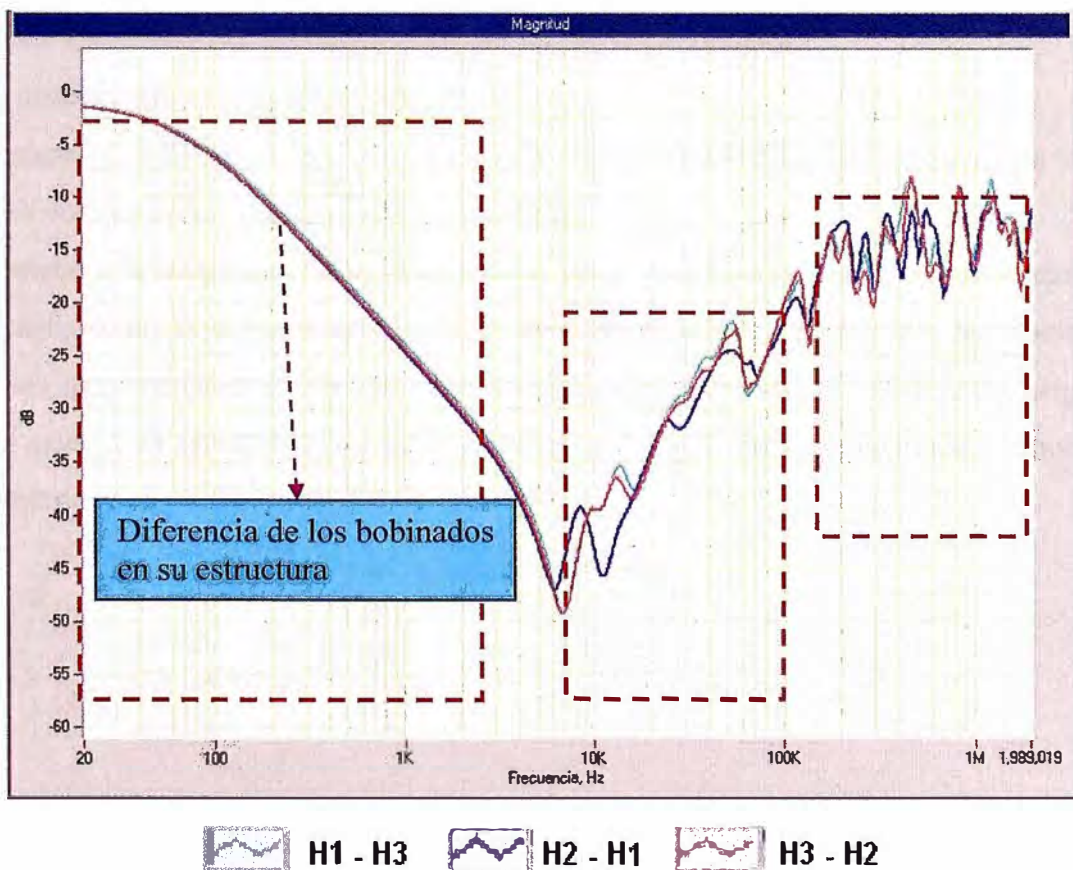


Figura N° 5.13: Gráfico de respuesta del bobinado de AT, flotando los terminales de BT



**Figura N° 5.14: Gráfico de respuesta del bobinado de BT, con los terminales flotantes de AT**



**Figura N° 5.15: Gráfico de respuesta del bobinado de AT cortocircuitado BT**



**De 20Hz a 10 kHz:****En la gráfica de circuito abierto.**

En esta región según la figura N° 5.13, se observa un decaimiento de la inductancia de los bobinados de las fases H1-H3, H2-H1, lo cual indica espiras en cortocircuito. El mismo resultado se refleja en la figura N° 5.14, comportamiento de bobinados en cortocircuito.

**En la prueba de cortocircuito.**

En esta zona, la gráfica de la figura N° 5.15 se observa que existe una diferencia de los bobinados en su estructura.

**De 5kHz a 100 kHz:****Las pruebas de circuito abierto y cortocircuito:**

Es en esta zona donde se puede observar algún cambio geométrico de los bobinados con respecto a otro. Observando los resultados obtenidos en las figuras N° 5.13, 5.14 los puntos de resonancia y anti-resonancia, son variantes entre los bobinados de cada fase.

**De 50kHz a 1MHz:**

De igual forma, en esta zona es donde se puede observar algún cambio geométrico de la estructura propia de los devanados. Observando los resultados obtenidos en las figuras N° 5.13, 5.14, 5.15; se visualiza asimetría en las gráficas ya que los puntos de resonancia no coinciden entre ellas por un cambio geométrico en los bobinados.

**Otras observaciones y verificaciones:**

Se efectuaron también pruebas de relación de transformación las cuales arrojaron valores muy por encima de lo recomendado por la norma.

Se procedió a la investigación y se determinó como conclusión que la causa del deterioro del transformador fue que este sufrió un volcadura, lo que originó que las bobinas se deformen geométricamente por un esfuerzo mecánico y deteriore el aislamiento, originado por las espiras en corto circuito, posteriormente la unidad fue completamente rebobinada nuevamente.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 1. Conclusiones desde el punto de vista de operatividad:

- La metodología de análisis no es absoluta, ya que es una “comparación” con un patrón existente, en caso de existir este.
- Cuando no existe un patrón previo, el ingeniero de pruebas aplica el criterio de comparación con unidades hermanas y/o gemelas (análisis sin registros homólogos) como una comparación directa de las mediciones.
- También esta basada en la experiencia del ingeniero de pruebas a cargo.
- También existen la comparación a través de modelos equivalentes:
  - o Medida de la respuesta en frecuencia medida como un circuito eléctrico
  - o Modelado de transformadores basados en la geometría interna y propiedades de los materiales (esta técnica se usa mucho en laboratorios de desarrollo e investigación que se siguen desarrollando sobre el SFRA).
  - o Modelos matemáticos.
  - o Redes Neuronales Artificiales
- Se debe enfatizar que las mediciones de SFRA tienen una incertidumbre por el carácter no lineal del sistema a analizar, y la naturaleza compleja de la respuesta en frecuencia.
- Una de las principales razones para el desarrollo de este método es debido a su alta sensibilidad en la detección de deformación y desplazamiento de devanados sin necesidad de abrir la unidad.
- Existen varios fenómenos físicos presentes en una medición SFRA. Las interacciones entre devanados, núcleo y tanque, dependen del tipo de devanado excitado, tipo de devanado secundario, configuración terminal, conexión de terminales no bajo prueba, etc. Un modelo eléctrico puede integrar todos estos fenómenos físicos, pero requiere datos de diseño y construcción del transformador a los cuales difícilmente se tiene acceso y son particulares a cada unidad.

Para el diagnóstico SFRA se han propuesto parámetros de diferente tipo. Sin embargo, no se ha propuesto su integración bajo la consideración de que estos presentan diferente sensibilidad a las diferencias asociadas a un tipo de falla particular.

## **2. Conclusiones desde el punto de vista de gestión de activos:**

La normal obsolescencia de los transformadores por el paso de los años llevándolo hacia el final de su vida útil, por lo que se debe buscar optimizar su vida útil a través de sistemas computacionales que permita detectar a tiempo probables fallas de estos activos.

En los últimos años, el índice de fallas de los transformadores viene creciendo, y lo que es más grave con numerosas fallas en equipos nuevos al inicio de su vida útil, esto pudiese deberse a una mala fabricación o a eventos que perturban la red por la naturaleza de la misma, el SFRA permite tener un registro desde fábrica ayudando al usuario a tener total conocimiento del estado del nuevo activo adquirido.

En la red el transformador puede absorber reactivos, pudiendo generarle un daño interno, mecánico eléctrico, pudiendo detectarse con la metodología SFRA.

Los planes de expansión normalmente no crecen a la velocidad que lo requiere la demanda, para esta situación se debe estar preparado por el incremento no programado de la carga, de aquí justamente la importancia de brindar una visión de las mejoras tecnológicas que está alcanzando en relación a la gestión integral de transformadores, dentro del marco adecuado de los riesgos y coberturas y minimizando el impacto sobre el medio ambiente.

Contribuir con la continuidad del servicio.

## **3. Observaciones:**

Existen acuerdos lingüísticos entre algunos expertos en el tema sobre algunos aspectos. Por ejemplo, la relación existente entre la severidad de la falla y el rango de frecuencia analizado o el efecto de la no linealidad del núcleo de hierro en la medición.

Dadas estas características, la aproximación al diagnóstico causal difuso (incertidumbre de causa), podría ser adoptada como metodología para el diagnóstico SFRA, debido a su efectividad en el manejo de fuentes de imprecisión e incertidumbre como las presentes en la medición y posterior cálculo de los parámetros.

## **ANEXOS**

## ANEXO A: APÉNDICE

### A. Prueba de las conexiones para las mediciones de FRA.

Estas conexiones de prueba no incluyen las posibles repeticiones de pruebas para diferentes posiciones del tap.

Se proporcionará especificaciones para las terminales que no estén bajo pruebas, estos pueden estar aterrados y flotantes. Todos los bobinados del transformador bajo prueba deberán ser probados. Para la prueba de cortocircuito, el terminal neutro no está incluido en el proceso de cortocircuito.

En la tabla abajo, los terminales son etiquetados como sigue:

- . Terminales de alta tensión: H1, H2, H3 y H0 (neutro)
- . Terminales de baja tensión: X1, X2, X3 y X0 (neutro)
- . Terminales terciarios: Y1, Y2, Y3 y Y0 (neutro)

Por ejemplo, H1-H2 significa que la señal está siendo aplicada en el terminal H1, y la respuesta en el terminal H2.

#### A.1 Autotransformador sin terciario (o con terciario enterrado).

**TABLA N° A.1: Conexión para autotransformador sin terciario**

Tipo de prueba	Prueba N°	Trifásico	Monofásico
Circuito abierto Bobinados en serie Otros terminales flotando	1	H1-X1	H1-X1
	2	H2-X2	
	3	H3-X3	
Circuito abierto Bobinados en común Otros terminales flotando	4	X1-H0/X0	X1-H0/X0
	5	X2-H0/X0	
	6	X3-H0/X0	
Corto circuito Corto (H-, X-)*	7	H1-X1, en corto (X1, X2, X3)	NA**
	8	H2-X2, en corto (X1, X2, X3)	
	9	H3-X3, en corto (X1, X2, X3)	

\* Indica la prueba de cortocircuito, los terminales están en cortocircuito (no aterrados). El neutro no está incluido para conexiones tipo estrella trifásica, pero puede ser incluido en conexiones monofásicas.

\*\* No aplica.

#### A.2 Autotransformador con terciario de salida aterrado.

Aplica para el caso de transformadores trifásicos el cual tiene bobinado terciario de compensación en delta. Una esquina del delta es llevado hacia los terminales del bushing (YA y YB). El delta es cerrado en ese punto y aterrado. Durante la prueba FRA, la conexión a tierra del terciario necesita ser removida y el bobinado en delta necesita permanecer cerrado.



**TABLA N° A.2: Conexión para autotransformador con terciario de salida aterrado**

Tipo de prueba	Prueba N°	Trifásico
Circuito abierto Bobinados en serie Otros terminales flotando	1	H1-X1
	2	H2-X2
	3	H3-X3
Circuito abierto Bobinados en común Otros terminales flotando	4	X1-H0/X0
	5	X2-H0/X0
	6	X3-H0/X0
Corto circuito Corto (H-, X-)*	7	H1-X1, en corto (X1, X2, X3)
	8	H2-X2, en corto (X1, X2, X3)
	9	H3-X3, en corto (X1, X2, X3)

\* YA y YB permanecen conectados todo el tiempo pero no aterrados.

### A.3 Autotransformador con terciario exterior

**TABLA N° A.3: Conexión para autotransformador con terciario exterior**

Tipo de prueba	Prueba N°	Trifásico	Monofásico
Circuito abierto Bobinados en serie Otros terminales flotando	1	H1-X1	H1-X1
	2	H2-X2	
	3	H3-X3	
Circuito abierto Bobinados en común Otros terminales flotando	4	X1-H0/X0	X1-H0/X0
	5	X2-H0/X0	
	6	X3-H0/X0	
Circuito abierto Bobinados terciario Otros terminales flotando	7	Y1-Y2	Y1-Y2/Y0
	8	Y2-Y3	
	9	Y3-Y1	
Corto circuito Bobinado común en corto Bobinados comunes flotando	10	H1-X1, en corto (X1, X2, X3)	NA**
	11	H2-X2, en corto (X1, X2, X3)	
	12	H3-X3, en corto (X1, X2, X3)	
Corto circuito Bobinado terciario en corto Bobinado terciario flotante	13	H1-H0/X0, en corto (Y1, Y2, Y3)	H1-H0/X0 en corto (Y1, Y0)*
	14	H2-H0/X0, en corto (Y1, Y2, Y3)	
	15	H3-H0/X0, en corto (Y1, Y2, Y3)	
Característica capacitiva Entre bobinados Otros terminales flotando	16	H1-Y1	H1-Y1
	17	H2-Y2	
	18	H3-Y3	
Característica inductiva Del mismo bobinado Neutro aterrado (H0/X0)	19	H1-X1, aterrado (H2, H3, H0)	H1-X1 (aterrado H0)
	20	H2-X2, aterrado (H1, H3, H0)	
	21	H3-X3, aterrado (H1, H2, H0)	
Característica inductiva Entre bobinados Aterrado (Hx, Yx)	22	H1-Y1, aterrado (H2, H3, H0, Y2, Y3)	H1-Y1 (aterrado H0)
	23	H2-Y2, aterrado (H1, H3, H0, Y2, Y3)	
	24	H3-Y3, aterrado (H1, H2, H0, Y2, Y3)	

\* Indica la prueba de cortocircuito, los terminales están en cortocircuito (no aterrados). El neutro no está incluido para conexiones tipo estrella trifásica, pero puede ser incluido en conexiones monofásicas.

\*\* No aplica.

#### A.4 Transformadores de dos bobinados:

##### Para trifásico:

**TABLA N° A.4: Conexión para transformador de dos bobinados, tipo trifásico**

Tipo de prueba	Prueba N°	Trifásico Delta-Estrella	Trifásico Estrella-Delta	Trifásico Delta-Delta	Trifásico Estrella-Estrella
Circuito abierto en AT (Del mismo bobinado) Otros terminales flotando	1	H1-H2	H1-H0	H1-H2	H1-H0
	2	H2-H3	H2-H0	H2-H3	H2-H0
	3	H3-H1	H3-H0	H3-H1	H3-H0
Circuito abierto en BT (Del mismo bobinado) Otros terminales flotando	4	X1-X0	X1-X2	X1-X2	X1-X0
	5	X2-X0	X2-X3	X2-X3	X2-X0
	6	X3-X0	X3-X1	X3-X1	X3-X0
Corto circuito para AT (Del mismo bobinado) En corto (X1, X2, X3)	7	H1-H2	H1-H0	H1-H2	H1-H0
	8	H2-H3	H2-H0	H2-H3	H2-H0
	9	H3-H1	H3-H0	H3-H1	H3-H0
Cortocircuito para BT (Del mismo bobinado) En corto (H1, H2, H3)	10	X1-X0	X1-X2	X1-X2	X1-X0
	11	X2-X0	X2-X3	X2-X3	X2-X0
	12	X3-X0	X3-X1	X3-X1	X3-X0
Característica capacitiva Entre bobinados Otros terminales flotando	13	H1-X1			
	14	H2-X2			
	15	H3-X3			
Característica inductiva Entre bobinados Todos los terminales aterrados	16	H1-X1			
	17	H2-X2			
	18	H3-X3			

\* Indica la prueba de cortocircuito, los terminales están en cortocircuito (no aterrados). El neutro no está incluido para conexiones tipo estrella trifásica, pero puede ser incluido en conexiones monofásicas.

##### Para monofásico:

**TABLA N° A.5: Conexión para transformador de dos bobinados, tipo monofásico**

Tipo de prueba	Prueba N°	Monofásico (sin neutro)	Monofásico (con neutro)
Circuito abierto en AT (Del mismo bobinado) Terminales flotando	1	H1-H2	H1-H0
	2		H2-H0
Circuito abierto en BT (Del mismo bobinado) Terminales flotando	3	X1-X2	X1-X0
	4		X2-X0
Corto circuito para AT (Del mismo bobinado) En corto (X1, X2, X0)*	5	H1-H2	H1-H0
	6		H2-H0
Cortocircuito para BT (Del mismo bobinado) En corto (H1, H2, H0)*	7	X1-X2	X1-X0
	8		X2-X0
Característica capacitiva Entre bobinados	9	H1-X1	H1-X1

Terminales flotando	10	H2-X2	H2-X2
Característica inductiva Entre bobinados Terminales aterrados	11	H1-X1	H1-X1 (neutro flotante)
	12	H2-X2	H2-X2 (neutro flotante)

\* Indica la prueba de cortocircuito, los terminales están en cortocircuito (no aterrados).

## A.5 Transformadores de tres bobinados (Primera Parte)

**TABLA N° A.6: Conexionado para transformadores de tres bobinados (primera parte)**

Tipo de prueba	Prueba N°	Trifásico Delta-Delta-Delta	Trifásico Delta-Delta-Estrella	Trifásico Delta-Estrella-Delta	Trifásico Estrella-Estrella	Monofásico con neutro (sin neutro)
Circuito abierto en AT Del mismo bobinado Otros terminales flotando	1	H1-H2				H1-H2 (H1-H0)
	2	H2-H3				
	3	H3-H1				
Circuito abierto en BT Del mismo bobinado Otros terminales flotando	4	X1-X2	X1-X2	X1-X0	X1-X0	X1-X2 (X1-X0)
	5	X2-X3	X2-X3	X2-X0	X2-X0	
	6	X3-X1	X3-X1	X3-X0	X3-X0	
Bobinado Terciario Del mismo bobinado Otros terminales flotando	7	Y1-Y2	Y1-Y0	Y1-Y2	Y1-Y0	Y1-Y2 (Y1-Y0)
	8	Y2-Y3	Y2-Y0	Y2-Y3	Y2-Y0	
	9	Y3-Y1	Y3-Y0	Y3-Y1	Y3-Y0	
Corto circuito para AT Del mismo bobinado En corto (X1, X2, X3)*	10	H1-H2				H1-H0 (X1-X0) en corto
	11	H2-H3				
	12	H3-H1				
Corto circuito para AT Del mismo bobinado En corto (Y1, Y2, Y3)*	13	H1-H2				H1-H0 (Y1-Y0) en corto
	14	H2-H3				
	15	H3-H1				
Cortocircuito para BT (Del mismo bobinado) En corto (Y1, Y2, Y3)*	16	X1-X2	X1-X2	X1-X0	X1-X0	X1-X0 (Y1-Y0) en corto
	17	X2-X3	X2-X3	X2-X0	X2-X0	
	18	X3-X1	X3-X1	X3-X0	X3-X0	
Terciario en cortocircuito (Del mismo bobinado) En corto (H1, H2, H3)*	19	Y1-Y2	Y1-Y0	Y1-Y2	Y1-Y0	Y1-Y0 (H1-H0) en corto
	20	Y2-Y3	Y2-Y0	Y2-Y3	Y2-Y0	
	21	Y3-Y1	Y3-Y0	Y3-Y1	Y3-Y0	
Característica capacitiva Entre bobinados Otros terminales flotando	22	H1-X1				H1-X1
	23	H2-X2				
	24	H3-X3				
Característica capacitiva Entre bobinados Otros terminales flotando	25	H1-Y1				H1-Y1
	26	H2-Y2				
	27	H3-Y3				
Característica capacitiva Entre bobinados Otros terminales flotando	28	X1-Y1				X1-Y1
	29	X2-Y2				
	30	X3-Y3				

Característica inductiva Entre bobinados Todos los terminales aterrados (H-, X-)	31	H1-X1, aterrado (H2, H3, X2, X3)/(X0)	H1-X1 Aterrado (H2,X2)
	32	H2-X2, aterrado (H1, H3, X1, X3)/(X0)	
	33	H3-X3, aterrado (H1, H2, X1, X2)/(X0)	
Característica inductiva Entre bobinados Todos los terminales aterrados (H-, Y-)	34	H1-Y1, aterrado (H2, H3, Y2, Y3)/(Y0)	H1-Y1 Aterrado (H2, Y2)
	35	H2-Y2, aterrado (H1, H3, Y1, Y3)/(Y0)	
	36	H3-Y3, aterrado (H1, H2, Y1, Y2)/(Y0)	
Característica inductiva Entre bobinados Todos los terminales aterrados (X-, Y-)	37	X1-Y1, aterrado (X2, X3, Y2, X3)/(Y0)	X1-Y1 Aterrado (X2, Y2)
	38	X2-Y2, aterrado (X1, X3, Y1, Y3)/(Y0)	
	39	X3-Y3, aterrado (X1, X2, Y1, Y2)/(Y0)	

\* Indica la prueba de cortocircuito, los terminales están en cortocircuito (no aterrados). El neutro no está incluido para conexiones tipo estrella trifásica, pero puede ser incluido en conexiones monofásicas.

### A.6 Transformadores de tres bobinados (Segunda Parte)

**TABLA N° A.7: Conexionado para transformadores de tres bobinados (segunda parte)**

Tipo de prueba	Prueba N°	Trifásico Estrella-Estrella-Estrella	Trifásico Estrella-Estrella-Delta	Trifásico Estrella-Delta-Estrella	Trifásico Estrella-Delta-Delta
Circuito abierto en AT Del mismo bobinado Otros terminales flotando	1	H1-H0			
	2	H2-H0			
	3	H3-H0			
Circuito abierto en BT Del mismo bobinado Otros terminales flotando	4	X1-X0		X1-X2	
	5	X2-X0		X2-X3	
	6	X3-X0		X3-X1	
Bobinado Terciario Del mismo bobinado Otros terminales flotando	7	Y1-Y0	Y1-Y2	Y1-Y0	Y1-Y2
	8	Y2-Y0	Y2-Y3	Y2-Y0	Y2-Y3
	9	Y3-Y0	Y3-Y1	Y3-Y0	Y3-Y1
Corto circuito para AT Del mismo bobinado En corto (X1, X2, X3)*	10	H1-H0, en cortocircuito (X1, X2, X3)*			
	11	H2-H0, en cortocircuito (X1, X2, X3)*			
	12	H3-H0, en cortocircuito (X1, X2, X3)*			
Corto circuito para AT Del mismo bobinado En corto (Y1, Y2, Y3)*	13	H1-H0, en cortocircuito (Y1, Y2, Y3)*			
	14	H2-H0, en cortocircuito (Y1, Y2, Y3)*			
	15	H3-H0, en cortocircuito (Y1, Y2, Y3)*			
Cortocircuito para BT (Del mismo bobinado) En corto (Y1, Y2, Y3)*	16	X1-X0		X1-X2	
	17	X2-X0		X2-X3	
	18	X3-X0		X3-X1	
Terciario en cortocircuito (Del mismo bobinado) En corto (H1, H2, H3)*	19	Y1-Y0	Y1-Y2	Y1-Y0	Y1-Y2
	20	Y2-Y0	Y2-Y3	Y2-Y0	Y2-Y3
	21	Y3-Y0	Y3-Y1	Y3-Y0	Y3-Y1
Característica capacitiva Entre bobinados Otros terminales flotando	22	H1-X1			
	23	H2-X2			
	24	H3-X3			
Característica capacitiva Entre bobinados Otros terminales flotando	25	H1-Y1			
	26	H2-Y2			
	27	H3-Y3			

Característica capacitiva Entre bobinados Otros terminales flotando	28	X1-Y1
	29	X2-Y2
	30	X3-Y3
Característica inductiva Entre bobinados Todos los terminales aterrados (H-, X-)	31	H1-X1, aterrado (H2, H3, X2, X3)/(H0,X0)
	32	H2-X2, aterrado (H1, H3, X1, X3)/( H0,X0)
	33	H3-X3, aterrado (H1, H2, X1, X2)/( H0,X0)
Característica inductiva Entre bobinados Todos los terminales aterrados (H-, Y-)	34	H1-Y1, aterrado (H2, H3, Y2, Y3)/( H0,Y0)
	35	H2-Y2, aterrado (H1, H3, Y1, Y3)/( H0,Y0)
	36	H3-Y3, aterrado (H1, H2, Y1, Y2)/( H0,Y0)
Característica inductiva Entre bobinados Todos los terminales aterrados (X-, Y-)	37	X1-Y1, aterrado (X2, X3, Y2, X3)/( H0,Y0)
	38	X2-Y2, aterrado (X1, X3, Y1, Y3)/( H0,Y0)
	39	X3-Y3, aterrado (X1, X2, Y1, Y2)/( H0,Y0)

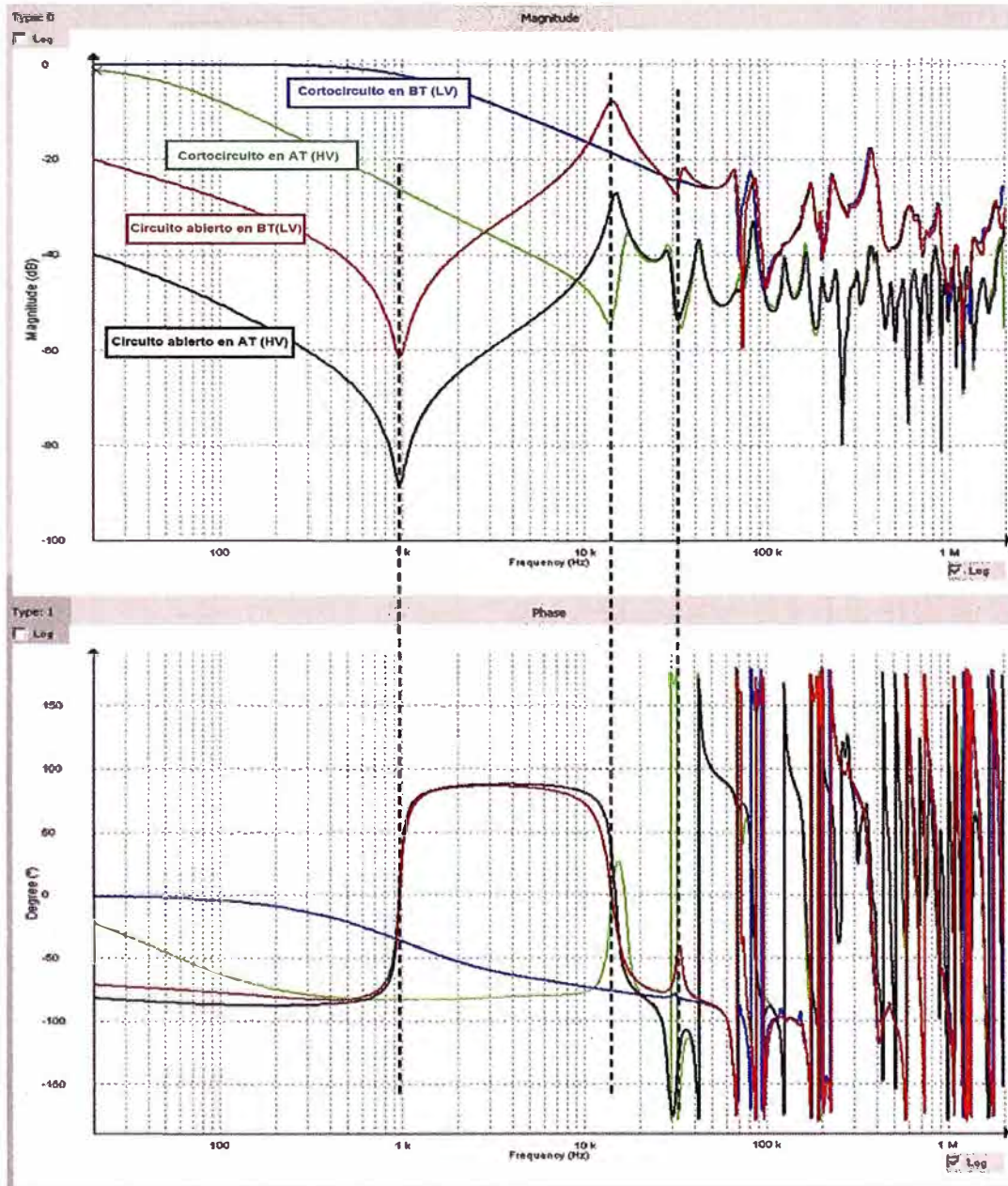
\* Indica la prueba de cortocircuito, los terminales están en cortocircuito (no aterrados). El neutro no está incluido para conexiones tipo estrella trifásica, pero puede ser incluido en conexiones monofásicas.



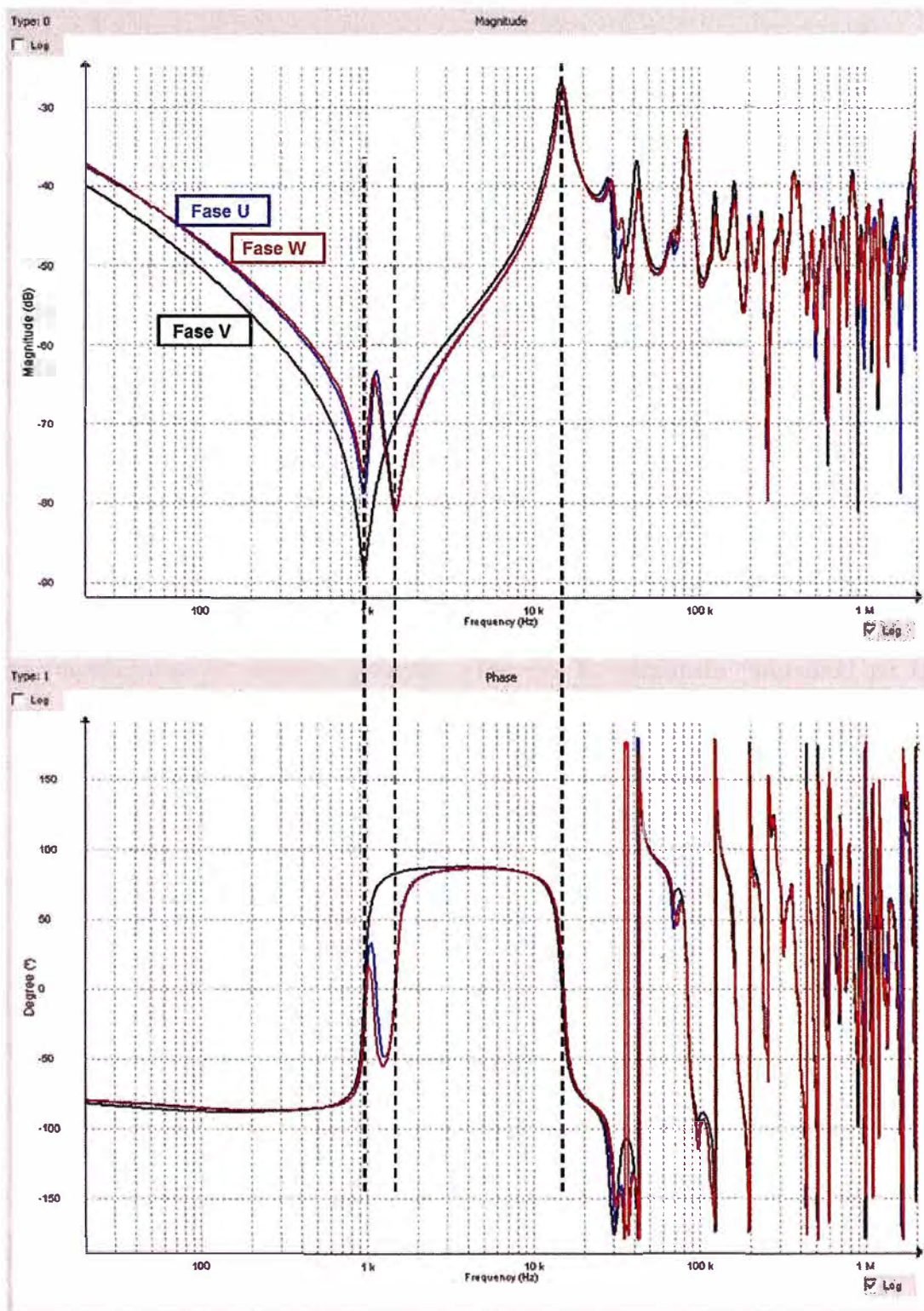
## ANEXO B: APÉNDICE B

### B. ALGUNOS EJEMPLOS DEL ESPECTRO TÍPICO DEL FRA

Abajo se proporcionan algunos ejemplos del resultado de una medida “normal” para la prueba en el mismo bobinado en diferentes tipos de transformadores. Un ejemplo de la prueba de interbobinado es también mostrado. Para todas las gráficas, la escala de la frecuencia fue escogida del tipo logarítmica de manera que las características son fácilmente visibles.

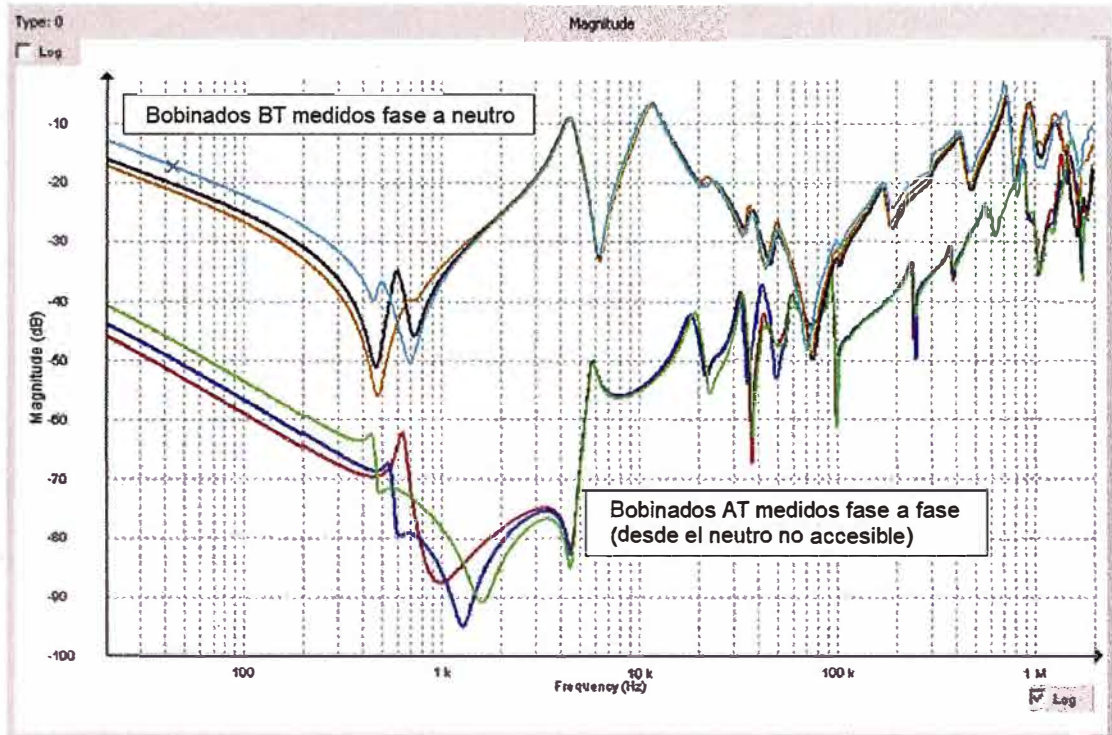


**Figura B.1:** Las cuatro pruebas diferentes en el mismo bobinado en la rama lateral de un transformador de dos bobinados (65/8.5KV, 5.3MVA, YNd11). La correlación de los picos /pendientes de resonancia en la magnitud del FRA con el cruce en cero de la fase en la gráfica FRA es mostrado en esta figura.

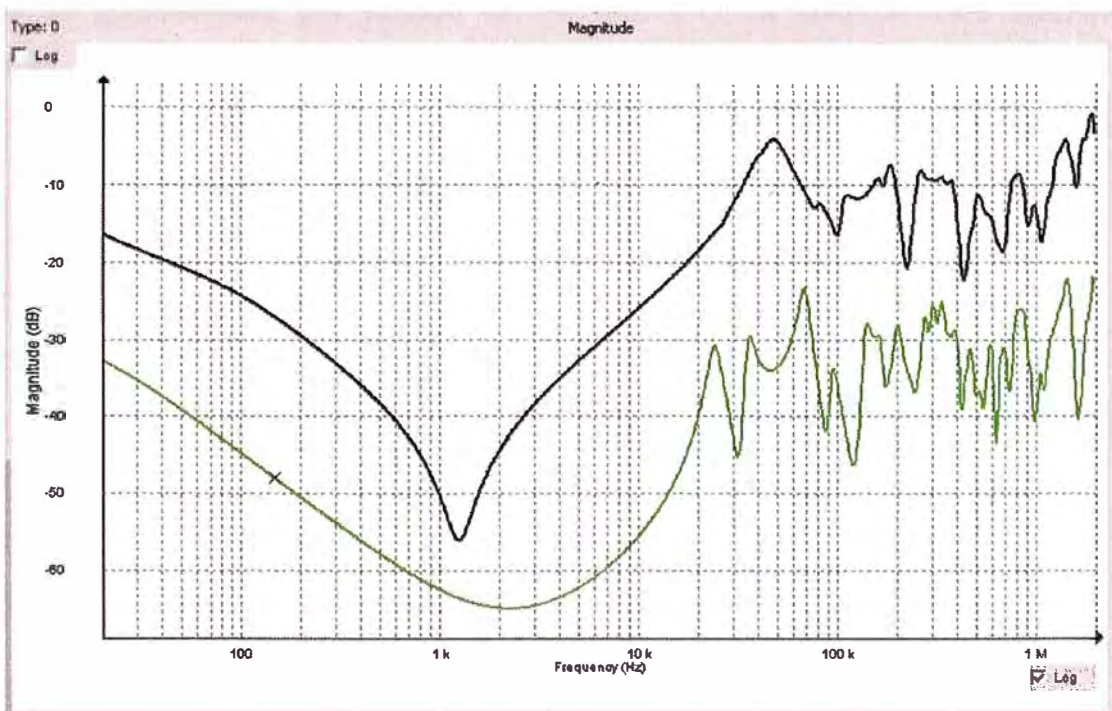


**Figura. B.2:** Comparación fase a fase (medido fase a neutro) para la medición en circuito abierto en el bobinado de alta tensión (igual que en los transformadores trifásicos en la Figura B.1). La curva de color negro: ramas laterales. Curvas azul y roja: ramas laterales. Note la estructura característica de doble hundimiento o inmersión de las ramas laterales.



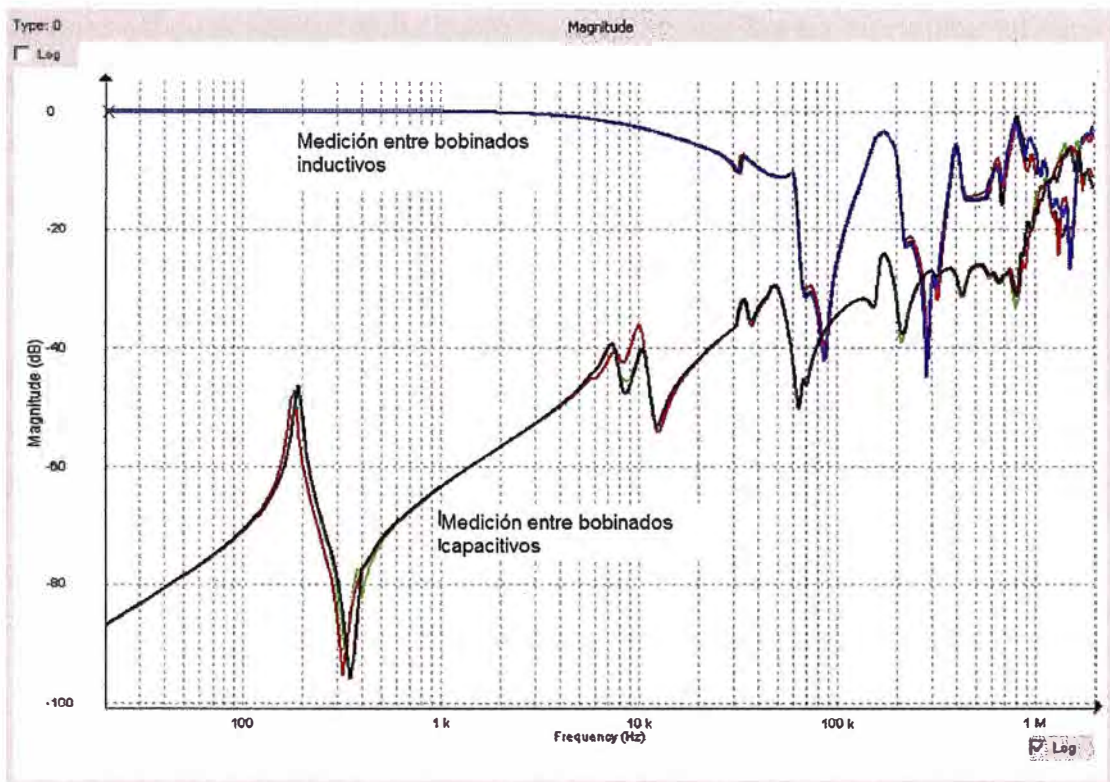


**Figura B.3:** En Transformador trifásico Yy, sin terminal neutro en el lado de alta tensión (mediciones de circuito abierto). Observe la respuesta “inusual” en la alta tensión a frecuencias alrededor de 1kHz el cual es también común para bobinados de alta tensión conectados en delta.



**Figura B.4:** En transformadores monofásicos, las mediciones a circuito abierto extremo a extremo. Curva negra: Bobinado de BT. Curva verde: Bobinado de alta tensión Tener en cuenta el mínimo ancho de la respuesta en Alta tensión.





**Figura B.5: Mediciones entre bobinados inductivos o capacitivos en un transformador trifásico. Curva roja: fase intermedia. Hay que tener en cuenta la pendiente hacia abajo de 20dB/década por debajo de los 100Hz en la medida entre bobinados capacitivos debido a la capacitancia del ducto principal. La respuesta cercana a los 0dB hasta los 3kHz en las mediciones entre bobinados refleja un valor de la relación de vueltas muy cerca a 1.**

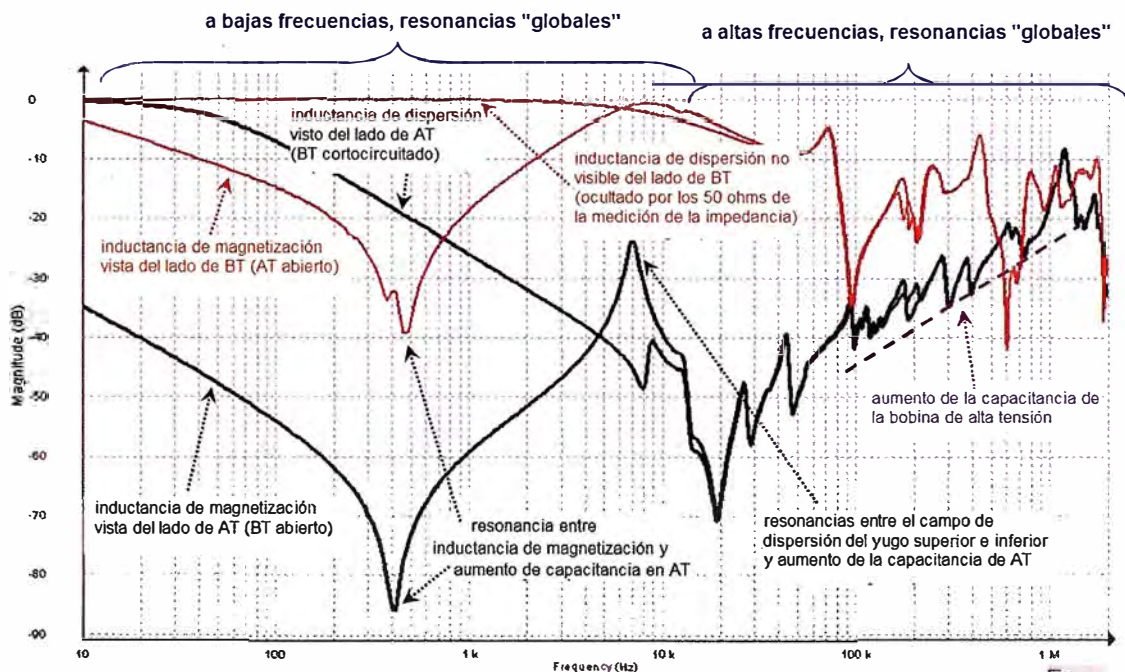
### C. INTERPRETACIÓN FÍSICA DE CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Algunas características básicas de los espectros medidos pueden ser entendidas en términos simples, como parámetros “agrupados” que caracterizan al transformador. En esta sección se define tales parámetros y se describe su relación con el espectro de SFRA medido.

De acuerdo al carácter de resonancia involucrado, el espectro SFRA puede ser dividido en dos partes (ver figura C.1).

Una parte en bajas frecuencias, que abarca de forma “global” resonancias de todo el transformador.

Una parte en altas frecuencias, que abarca de forma “global” resonancias en un extremo de una sola fase, o incluso en un solo bobinado.



**Figura C.1: El espectro de FRA de Alta Tensión (negra) y el de baja tensión (roja) fase intermedia del bobinado medido en un transformador trifásico de 450MVA (YNd11, 410 KV a 21 KV)**

Los diferentes parámetros usados en la figura C.1 que caracteriza el comportamiento del espectro son descritos a continuación:

#### C.1 Inductancia magnetizante:

En configuración de circuito abierto, la huella de la medición FRA comienza a bajas frecuencias con una pendiente en caída lineal (-20 dB por década), hasta que la primera resonancia se produce un poco por debajo o alrededor de 1kHz (ver también figura B.1, figura D.1). Esto significa que el transformador se comporta en este rango de frecuencia como una inductancia pura, la cual a menudo es llamada inductancia magnetizante. Se

relaciona con un circuito cerrado de flujo magnético alrededor de las bobinas situadas totalmente en el núcleo. La **inductancia magnetizante** es directamente proporcional a la permeabilidad del material del núcleo y por lo tanto sensible a la **magnetización remanente**. También se puede mostrar alguna dependencia del nivel de señal de entrada del dispositivo SFRA causados por la **no linealidad** del núcleo.

#### **C.1.1. Estructura de “doble pendiente”**

En las unidades trifásicas, a menudo una estructura de doble pendiente de la primera resonancia se observa en bobinados de los dos miembros extremos (ver figura B.2). Este fenómeno está relacionado con los dos caminos magnéticos de diferente longitud en el núcleo que están vinculado a estos devanados. La parte media de los bobinados tienen una posición más simétrica, y como consecuencia solo una pendiente simple ocurre en la primera resonancia. Estas diferencias entre las fases media y externa son por lo tanto normal.

#### **C.1.2. Magnetización remanente:**

Los núcleos magnéticos de los transformadores de potencia no son lineales y tienen la característica de la histéresis. Después de desconectar la unidad de la red o después de alguna prueba de resistencia de bobinado en DC, un nivel desconocido de magnetización puede permanecer en el núcleo, que además pueden variar de una extremidad a la otra. Esto afecta la permeabilidad del núcleo y por tanto puede introducir cambios en la huella (gráfica) SFRA. Notablemente, las pendientes en las bajas frecuencias inductivas en las mediciones de circuito abierto (inductancia magnetizante) serán ligeramente desplazados, lo cual es normal y necesita ser entendido durante el análisis de SFRA.

Los procedimientos de desmagnetización existen para eliminar la magnetización en el núcleo antes de realizar cualquier prueba FRA. Para un núcleo desmagnetizado, a menos que la firma (registro gráfico) en baja frecuencia de las dos fases se superpongan exteriormente también. El procedimiento de desmagnetización no es parte del alcance de este documento.

#### **C.2 Inductancia de dispersión**

En las configuraciones de cortocircuito en alta tensión, similarmente al caso de circuito abierto, la firma SFRA comienza a bajas frecuencias con una pendiente lineal (-20dB por década), si bien a partir de un valor de dB más alto y se extiende a una mayor frecuencia, por lo general alrededor de 10 kHz. Este comportamiento es descrito por la **inductancia de dispersión**. Su valor es principalmente determinado principalmente por la reluctancia del

aire del camino del flujo magnético entre las medidas en bobinado y en corto circuito, y es casi insensible al nivel de desmagnetización del núcleo. En las medidas de corto circuito en el lado de baja tensión, la inductancia de dispersión no puede ser visto fácilmente ya que esta oculto por la impedancia de  $50\Omega$  que da la medida del equipo SFRA.

### **C.3 Aumento de la capacitancia**

A frecuencias mas altas, la corriente que pasa por bobinado tiende a pasar a través de su red distribuida de capacitancias, que consta de las capacitancias entre espiras por disco (capacitancias en serie) y las capacitancias entre el bobinado y los cuerpos aterrados (capacitancias shunt o en paralelo), es decir el tanque, el núcleo, etc. El efecto combinado de capacitancias series y shunt es visible en la respuesta de la frecuencia como una pendiente  $+20\text{dB/década}$  superpuesta con resonancias (ver figura C.1), y es a menudo llamado el aumento de la capacitancia.

## **D. VERIFICAR LA CALIDAD Y LA CONSISTENCIA EN SITIO DE LA INFORMACIÓN**

La finalidad de esta sección es proporcionar algunas reglas simples y procedimientos de comprobación cruzada para la consistencia de la información SFRA, que idealmente se debe aplicar en cada medición. La idea básica es que el ingeniero de pruebas debe tener una clara idea de que tipo de comportamiento espera, a fin de minimizar el riesgo de abandonar el lugar con datos de medición errónea.

### **D.1. Cuando solo los datos medidos de la corriente de FRA están disponibles.**

#### **D.1.1. Comparación entre medidas de circuito abierto y cortocircuito:**

Por lo general, las medidas de circuito abierto o corto circuito se desvían fuertemente a bajas frecuencias debido a la influencia del núcleo magnético, entre el rango ascendente de 10 y 100Hz, dependiendo del tamaño de la unidad (cuanto mas grande sea el transformador, menor es el límite). Por encima de esto, las respuestas de circuito abierto y cortocircuito usualmente son bastante similares. Esto es válido tanto para mediciones en el bobinado de alta y baja tensión (Véase figura C. 1 y figura B.1, y la figura D.1 más adelante).

Similarmente entre la respuesta SFRA del circuito abierto y cortocircuito a bajas frecuencias puede indicar un cortocircuito interno en el bobinado. Esto entonces debe ser verificado con mediciones adicionales SFRA u otras pruebas de diagnóstico.

#### **D.1.2. Comparación entre bobinados de alta y baja tensión**

Medidas de circuito abierto en el bobinado de alta y baja tensión a menudo muestran características muy similares a bajas frecuencias. A veces, las curvas son, en el rango "negativo-dB", casi copias unas a otras que están verticalmente desplazado con respecto a la otra por un factor correspondiente a la relación de vueltas al cuadrado (véase, por ejemplo la figura C.1, figura B.1).

De manera más general, aunque las curvas son diferentes, sus primeras inclinaciones y picos por debajo del límite mencionado, en algún punto entre 10 y 100 kHz deberían ocurrir a la misma frecuencia.

Por encima de ese límite de frecuencia, las respuestas suelen ser muy diferentes en el comportamiento y ninguna otra correspondencia puede ser encontrada. Sin embargo, la respuesta del bobinado de baja tensión (debido a su menor impedancia) usualmente es más grande en amplitud en la mayor parte del rango de frecuencia que del bobinado de alta tensión.

#### **D.1.3. Comparación entre fases:**



En un transformador trifásico (o transformadores monofásicos con neutro intermedio accesible) la respuesta de las fases individuales suelen ser muy similares entre sí debido a su diseño idéntico del bobinado. Sin embargo, hay tres diferencias típicas entre fases que a menudo suelen ocurrir:

1. Medidas de circuito abierto a bajas frecuencias (hasta algún punto entre 1 y 10kHz, dependiendo del tamaño de la unidad) muestran diferencias en las pantallas debido a la influencia del núcleo magnético. Por lo general las respuestas de los dos arrollamientos de fase secundarios son muy similares a los demás (entre ellos alguna diferencia puede atribuirse a la magnetización remanente) y tener un mínimo de doble respuesta SFRA, mientras que la fase intermedia es más diferente y muestra un mínimo único (figura B.2). Esta característica es observada en las medidas de fase a neutro en conexión tipo estrella (Y) de los bobinados de alta tensión, y en las mediciones de ambos en conexiones estrella y delta de baja tensión o bobinados terciario. Las mediciones de fase a fase en conexiones estrella o delta en bobinados de alta tensión tienen una característica muy diferente a bajas frecuencias, ver ejemplo en figura B.3.

2. Ambas mediciones de circuito abierto y cortocircuito muestran diferencias a altas frecuencias (MHz) debido a una asimetría de fases de los cables alimentadores de la estructura y el cambiador de tomas. Desviaciones normales en este rango pueden incluir tanto nuevas resonancias y efectos de atenuación.

3. Para algunos diseños, claramente visibles las diferencias entre las fases se han observado incluso en el rango de frecuencia intermedia (alrededor de 100 kHz). Hasta el momento no se tiene explicación general de estas diferencias. En tales casos, es aconsejable buscar medidas en unidades gemelas o hermanas, y comprobar si las desviaciones son típicas para el diseño en cuestión o si indican un problema.

4. En el caso de los transformadores que se han conectado a tierra, bobinados terciarios conectado en triángulo, es común observar una desviación sustancial entre las fases de baja tensión alrededor de 20 kHz, debido a la asimetría de fase introducida por la conexión a tierra. Por lo tanto, si la conexión a tierra del terciario esta de forma accesible al exterior, debe ser eliminada, dejando intacta la conexión delta

Una consecuencia importante de lo anterior es que al menos las medidas de corto circuito en frecuencias bajas (por debajo de algunos kHz) siempre deben ser muy similares para las mediciones de tres fases (o entre las unidades gemelas). En caso de grandes desviaciones se observan en estas bajas frecuencias, en ese caso proceder como se recomienda en la

sección D.3. Si grandes desviaciones persisten incluso después de realizar las medidas correctivas, una posible causa puede ser la deformación mecánica de un bobinado (por ejemplo, el pandeo o arqueado de la estructura interna). Otras investigaciones se deben realizar para poner a prueba esta hipótesis.

## **D.2. Cuando se encuentran mas datos disponibles**

### **D.2.1. Comparación con información histórica**

Si las medidas anteriores en la misma unidad están disponibles, se recomienda encarecidamente comparar con las nuevas directamente en el lugar (teniendo en cuenta cualquier de las acciones llevadas a cabo en el transformador entre las mediciones, ver sección D.2.3). Cualquier discrepancia puede indicar problemas de la medición, que se puede abordar de inmediato.

Cuando comparamos con las nuevas mediciones con las ya realizadas previamente, tenga en cuenta (y mantener una nota de ella) si estas mediciones se han realizado con el mismo instrumento y con los mismos cables. También es muy importante utilizar la misma "dirección de medición" (fase a neutro o neutro a fase) como en la medición anterior, ya que estos suelen producir resultados ligeramente diferentes.

### **D.2.2. Comparación entre unidades gemelas y unidades**

El mismo comentario que el anterior para los datos históricos: una comparación con las mediciones disponibles en unidades idénticas o similares pueden ayudar a detectar rápidamente problemas de medición. Como ya se ha mencionado anteriormente en D.1.3, también puede ser útil para decidir qué nivel de acuerdo es lo esperado en una comparación de fase a fase.

En la actualidad, no se puede definir los límites cuantitativos de la desviación, comparando los espectros SFRA de unidades gemelas o hermanas. Cualquier mantenimiento o revisión de una de las unidades puede eliminar la buena correspondencia entre ellos.

### **D.2.3. Historia de la unidad**

Cuando se realicen las mediciones SFRA en sitio es útil para conocer el motivo de realizar las mediciones.

Si hay acontecimientos previos y que pueden haber afectado la integridad de la unidad (como accidentes en el transporte, eventos de cortocircuito en la red, etc.) que ayuda a tener en cuenta algunas expectativas de antemano acerca de cómo estas pueden afectar a la firma o huella SFRA.

### **D.2.4. Otros datos de diagnostico**

En este sentido, es útil recoger información de otro diagnóstico conocido de antemano y tratar de formar una opinión sobre si las desviaciones SFRA son las que se espera. Los ejemplos son: anomalías en la relación de espiras, pruebas de cortocircuito, medidas de capacitancia de bobinado, en algunos casos también desviaciones DGA (análisis de gases disueltos) o desviaciones DFR (respuesta dieléctrica del aislamiento), etc.

### D.3. Los problemas de medición y errores mas comunes

En la tabla siguiente se realiza un intento de recoger una serie de posibles problemas de medición o errores, así como sus efectos sobre la firma SFRA, y sugerir posibles medidas correctivas que pueden ser tomadas en cuenta cuando el problema es identificado.

**TABLA D.1: Problemas típicos de medición, sus efectos esperados en el espectro del FRA, y medidas de recomendación y correctivas (primera parte)**

<b>Parámetro de medición:</b>	<b>Efectos sobre el espectro FRA:</b>	<b>Acciones correctivas:</b>
Conexiones de medición: Mal aterramiento	- Puede dar lugar a desviaciones pronunciadas en frecuencias altas (por encima de unos 100 kHz) ya que, efectivamente añade inductancia en serie y capacitancia en paralelo a la medición en los canales de medición	- Inspeccione visualmente todas las conexiones a tierra, y verificar si está correcto, - Desmontar todas las conexiones de medición y volver a reconectar correctamente.
Conexiones de medición: mal contacto	- Si no da lugar a medidas completamente fallidas, puede aumentar la amortiguación y de ese modo reducir la altura de los picos o pendiente de inclinación de resonancia, sin cambiar sus frecuencias	- Desmontar todas las conexiones de medición y volver a reconectar.
Conexiones de medición: grandes lazos en el bushing	- Añade inductancia adicional en la medida del bobinado, puede conducir a más de 0,1 dB de desviación entre las fases a bajas frecuencias y las fuertes desviaciones a altas frecuencias	- Garantizar que el cable de medición desde arriba hacia abajo del bushing esta tendido lo más cerca posible a lo largo del mismo.

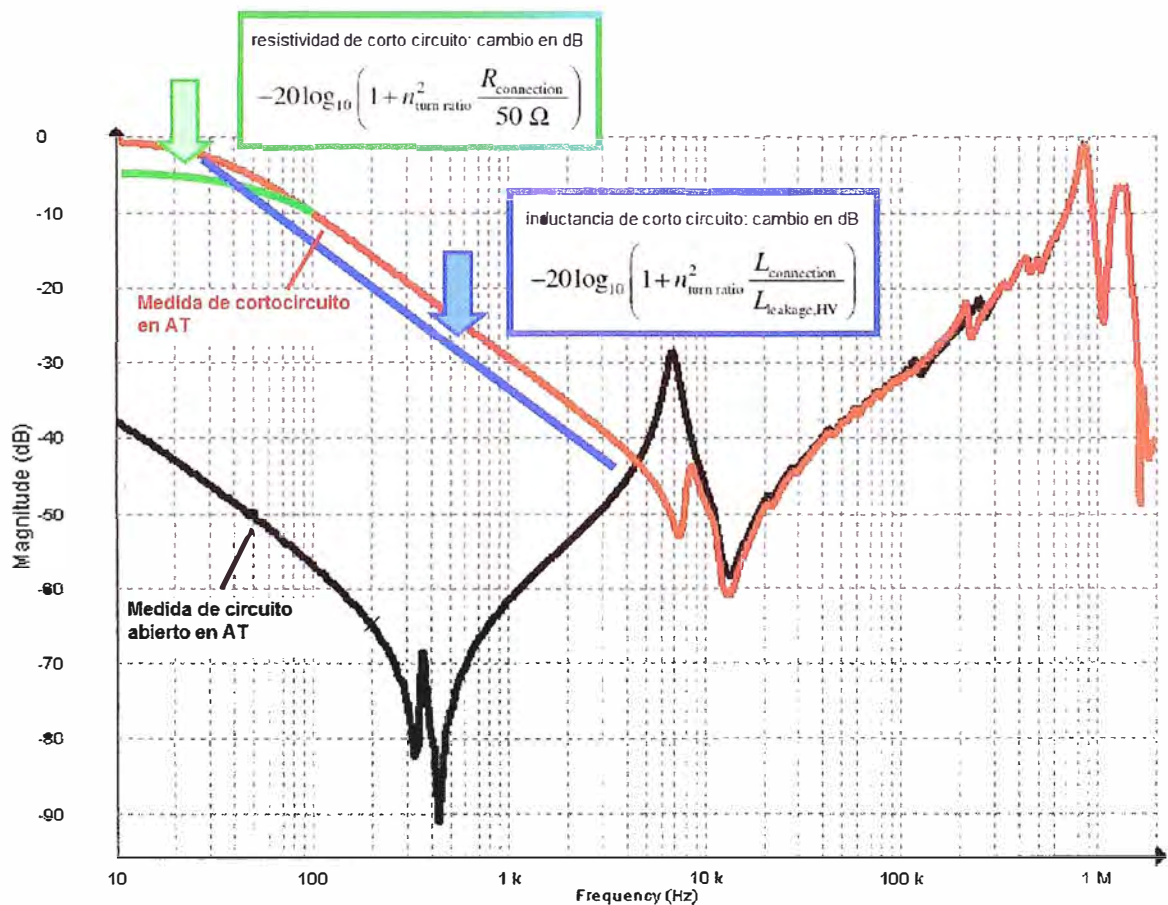
Malas conexiones de cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si los cables son demasiado escasos o demasiado delgadas añade la resistencia extra y / o la inductancia en el cortocircuito, que puede conducir a más de 0,1 dB desviación entre las fases a bajas frecuencias (ver figura D.1)</li> <li>- Si los contactos son muy malas, las mediciones podrán parecerse más a las de circuito abierto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Usar más cantidad y/o cables más gruesos.</li> <li>- Usar varios cables en paralelo y comprobar cualquier mejora.</li> <li>- Extendiéndolos un poco (ver figura 3.8)</li> <li>- Desmontar y reconectar las conexiones de cortocircuito.</li> </ul>
Ruido electromagnético (EM)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desviaciones estocásticas que parece más o menos de lo esperado en la firma FRA, a menudo localizadas en torno a una pocas frecuencias discretas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si es posible, eliminar la fuente de las perturbaciones o esperar hasta que se inactive.</li> </ul>
Nivel de la señal inyectada	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Al aumentar el nivel, la respuesta de circuito abierta a baja frecuencia de circuito abierto, es reducida</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si es posible, variar el nivel de señal y ver si el resultado cambia.</li> <li>- Hacer caso omiso de los efectos una vez que se identifica.</li> </ul>

**TABLA D.2: Problemas típicos de medición, sus efectos esperados en el espectro del FRA, y medidas de recomendación y correctivas (segunda parte)**

<b>Parámetro de medición:</b>	<b>Efectos sobre el espectro FRA:</b>	<b>Acciones correctivas:</b>
Efecto del aceite	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La presencia de aceite esencialmente incrementa las capacitancias parásitas en un factor de 2-3, y así se desplaza hacia abajo todas las frecuencias de resonancia en un 50%. (Tenga en cuenta que no debería haber ningún cambio en la forma global de la respuesta, sólo un giro a la izquierda con el aceite.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si es posible, realizar las pruebas en las mismas condiciones.</li> <li>- Tomar en cuenta el cambio de frecuencia al comparar las mediciones FRA</li> </ul>

		realizadas con y sin aceite.
Efecto de la temperatura	- A altas temperaturas podrían aumentar las pérdidas en el aislamiento (aceite y cartón prensado), que puede ser visto como alguna mayor amortiguación de resonancias a alta frecuencia	- Hacer caso omiso de las pequeñas diferencias de amortiguación en altas frecuencias.
Efecto del tanque	- En los transformadores dentro y fuera del tanque se tienen diferentes capacitancias parásitas a tierra, aunque ambos son sin aceite	- No se comparan las mediciones FRA dentro y fuera del tanque, la diferencia es mayor de lo esperado.
Efecto del bobinado terciario aterrado	- Si la desviación es pronunciada entre fases de baja tensión alrededor de 20kHz o más, debido a la asimetría de fase introducida por la conexión a tierra. - En algunos casos, la simetría entre las fases de alta tensión también se puede reducir	- Si la conexión a tierra del terciario esta de forma accesible hacia el exterior, retírelo, dejando intacta la conexión delta.
Efecto de los bushings	- El efecto principal es la capacitancia del bushing conectado en paralelo con la impedancia medida en el canal 50Ω. - Influencia depende del tamaño del bushing. - Los bushings grandes pueden afectar la respuesta en frecuencia alrededor y por encima de 1 MHz.	- Tenga especial cuidado cuando se comparan las mediciones con y sin bushings montados. - Siempre inyecte señal en el extremo final del bushing de un bobinado para evitar la influencia de la capacitancia del bushing. - Hacer una nota para

		futura referencia de cualquier configuración inusual de bushing.
Efecto de la magnetización del núcleo	- El cambio de la inductancia magnetizante, es decir, el nivel de respuesta a baja frecuencia (hasta aprox. 1 kHz) en las mediciones en circuito abierto.	- Desmagnetizar antes de realizar mediciones de FRA, o - hacer caso omiso a las desviaciones típicas de magnetización remanente












**Figura D.1 Ilustra el efecto de una "mala" conexión de corto circuito en el lado de baja tensión (es decir, que tiene demasiado grande la resistencia de corto circuito Reconexión y / o la inductancia Lconexión) en el espectro de FRA**



### E. Instrumentación disponible

En los últimos años, se han desarrollado una serie de dispositivos dedicados a la medición SFRA y se pueden encontrar en el mercado. El instrumento básico para la medición de SFRA es un analizador de redes. Sin embargo, los equipos modernos hacen las mediciones de forma sencilla ya más rápidamente que usando el tradicional. En el presente las mediciones realizadas han sido hechas con la maleta de pruebas Doble, estos dispositivos se pueden encontrar fácilmente en los centros de servicio de ABB. La figura. E.1 muestra varios equipos que son utilizados por los propietarios de transformadores y fabricantes de medidas de SFRA.

Product	Picture	Product	Picture
M5300 producido por Doble		FRAX-101 producido por Megger	
Analizador FRA producido por Omicron		FRA 5310 producido por Haefely	
Soft prototype fabricado por ABB		Traftek producido por B&C Diagnostic	
FRA-100 producido por Phenix		Framit producido por Starlogic de South Africa	
Agilent (HP) Analizador de Redes			

**Figura E.1 Algunos equipos FRA disponibles**

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA) para evaluación de desplazamientos y deformaciones de devanados en transformadores de potencia, del 5º Congreso Uruguayo de Mantenimiento, Gestión de Activos y Confiabilidad (ARTEC Ingeniería, MERCOSUR). <[www.uruman.org/Articulos\\_Tecnicos.htm](http://www.uruman.org/Articulos_Tecnicos.htm)>
- [2] J.A. LAPWORTH, P.N. JARMAN, I.R. FUNNELL, .Condition assessment techniques for large power transformers. Reliability of Transmission and Distribution Equipment. Publicación de la conferencia No 406. IEE 1995.
- [3] ADIMARCO. FRA analyzer, Sweep Frequency Response Analysis. Río de Janeiro, Mai. 2006. Adimarco.
- [4] BRITTON, J. A. Transformer Maintenance and Diagnostics Using Frequency Response Analysis. Electric Energy Magazine. 2006. Disponible en: <<http://www.electricenergyonline.com>>. Acceso en: 12 Marzo 2006.
- [5] DA SILVA, J. R. Modelagem Para Monitoramento Térmico de Transformadores em Operação e Avaliação do Envelhecimento em Função do Perfil de Carregamento. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Centro Tecnológico, Universidad Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.
- [6] RYDER, S. Diagnosing Transformer Faults Using Frequency Response Analysis. IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 19, n. 2, p. 16–22, 2003.
- [7] Technical Paper from Doble Engineering. 2003. Disponible en: <<http://www.doble.com>>. Acceso en: 13 abr. 2005.
- [8] SWEETSER, C.; MCGRAIL, T. Transformer Frequency Response Analysis. IEEE Draft.
- [9] FRA Specification. 2003. Disponible en: <<http://www.doble.com>>. Acceso en: 13 abr. 2005.
- [10] WANG, M.; VANDERMAAR, A. J.; SRIVASTAVA, K. D. Improved Detection of Power Transformer Winding Movement by Extending the FRA High Frequency Range. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 20, n. 3, p. 1930–1938, July 2005.

- [11] Notas técnicas de propiedad de ABB.
- [12] Casos a partir de experiencias recogidas de los servicios de Campo, empresa ABB.
- [13] Mantenimiento, Planificación, Costos, Predictivo, Enfoque de Mantenimiento  
<<http://www.cujae.edu.cu/centros/ceim/>>