



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTUDIO DEL ANÁLISIS DE RESPUESTA EN FRECUENCIA COMO HERRAMIENTA
DE DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE DESPLAZAMIENTOS Y DEFORMACIONES
INTERNAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

FABIO DE JESÚS ÁLVAREZ BERMÚDEZ
CÓD. 4.517.961

SERGIO RICARDO DÍAZ JIMÉNEZ
CÓD. 1053.769.909

Pereira, Marzo de 2012

ESTUDIO DEL ANÁLISIS DE RESPUESTA EN FRECUENCIA COMO HERRAMIENTA
DE DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE DESPLAZAMIENTOS Y DEFORMACIONES
INTERNAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

TESIS DE GRADO
PARA ÓPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

Autores:

FABIO DE JESÚS ÁLVAREZ BERMÚDEZ
SERGIO RICARDO DÍAZ JIMÉNEZ

Director:

ING. MsC. EDUARDO GIRALDO SUAREZ
Docente Programa de Ingeniería Eléctrica

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

RESUMEN

En el presente documento se muestra el estudio del método conocido con el nombre de *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia*, como herramienta de diagnóstico y evaluación de desplazamientos y deformaciones internas en transformadores de potencia; para dar comienzo al documento se presenta una breve introducción mediante la cual el lector podrá darse una explicación o idea general acerca del método y contenido del texto. Seguidamente se exponen las razones por las cuales se presenta la motivación para dar inicio a al estudio aquí mostrado, posteriormente, con el único fin de agregar claridad al trabajo expuesto y organizar las ideas generales que se puedan tener del mismo, llegaremos a los antecedentes y estado del arte del *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia*.

Proporcionando un esquema básico, se ofrece de forma general el fundamento físico de los transformadores eléctricos mediante temas como: especificaciones técnicas, diseños, fabricación, ensayos y pruebas, "comisionamiento" o puesta en servicio de los equipos objeto del presente estudio.

De igual modo y debido al uso, abuso o a razón de contingencias presentadas en el sistema eléctrico también, los transformadores ocasionalmente deben ser intervenidos para realizar algún tipo de mantenimiento, para esto, el actual documento se pueden encontrar temas como: reparación, reconstrucción, mantenimiento, análisis de fallas detectadas, herramientas de diagnóstico para la evaluación de la calidad del sistema de aislamientos (papel/aceite), accesorios y demás elementos presentes en el transformador, con el fin de brindar al lector instrumentos útiles y precisos no solo para captar su atención en este documento, sino también para impulsarlo a lograr en la practica el mejor desempeño, y reducir la posibilidad de parada abrupta de los transformadores.

Finalmente, se expone y se describe el funcionamiento del método *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia*, su importancia, características, forma de evaluación, interpretación, fallas detectadas mediante el método, análisis y conclusiones con respecto a las graficas mostradas donde se describen los cambios ocurridos al interior del transformador ante distintos tipos de falla o alteración ocurrida de acuerdo a la información obtenida después del estudio bibliográfico y la aplicación real llevada a cabo sobre transformadores de potencia en la planta de fabricación de transformadores Magnetrón S.A., ubicada en el municipio de Pereira.

ABSTRACT

A study using the *Sweep Frequency Response Analysis Method (SFRA)* for power transformer diagnostics is presented.

This paper shows the study of the method known as *Sweep Frequency Response Analysis Method* as a tool for diagnosis and evaluation of internal displacements and deformations in power transformers, first, the paper provides a brief introduction in which the reader can get an explanation or general idea about the method and content of the text. Then sets out the reasons or motivation of why is presented the study shown here, for the sole purpose of adding clarity to the work exhibited and organize the general ideas that can be the same, we arrive at the background and state of the art of *Sweep Frequency Response Analysis*.

Providing a basic framework, provides an overview of the physical basis of electrical transformers by topics such as technical specifications, design, manufacture, testing and testing, "commissioning" or putting into service of equipment covered by this study. In the same way and due to the use, abuse or because of contingencies presented in the electrical system also occasionally transformers must be operated to perform any maintenance to this, the present document may be found topics such as repair, reconstruction, maintenance, analysis of faults detected, diagnostic tools for assessing the quality of the insulation (paper / oil), accessories and other elements present in the transformer, to provide the reader with useful and necessary not only to capture their attention in this document, but also to promote it in practice to achieve the best performance, and reduce the possibility of abrupt stop of the transformers.

Finally, it exposes and describes the operation of the method of frequency response analysis, its importance, characteristics, method of evaluation, interpretation, faults detected by the method, analysis and conclusions with respect to the graphs shown which describes the changes inside the transformer to different types of failure or disruption occurred according to information obtained after literature review and the actual implementation carried out on power transformers in the transformer manufacturing plant called Magnetron SA, located in Pereira, Colombia.

Tabla de contenido

RESUMEN	3
Tabla de contenido	5
1. Capítulo 1. Introducción:.....	9
1.1. MOTIVACIÓN	10
1.2. OBJETIVOS.....	11
1.2.1. OBJETIVO GENERAL	11
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	11
2. Capítulo 2. Marco Teórico:.....	12
2.1. ANTECEDENTES	12
2.2. ESTADO DEL ARTE	15
3. Capítulo 3. Fundamentos:.....	18
3.1. EL TRANSFORMADOR.....	18
3.1.1 FUNDAMENTOS FÍSICOS.....	19
3.1.2 CICLO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR.....	24
3.1.2.1 Especificaciones	24
3.1.2.2 Diseño Y Revisión	25
3.1.2.3 Fabricación	25
3.1.2.4 Ensayos Y Pruebas	25
3.1.2.5 Comisionamiento	27
3.1.2.6 Operación Y Mantenimiento.....	27
3.1.2.7 Desempeño En Operación.....	27
3.1.2.8 Fin De Vida Útil.....	28
3.1.2.9 Análisis De Falla.....	28
3.1.2.10 Reparación, reconstrucción & reparación en sitio	28
3.2. HERRAMIENTAS DE DIAGNÓSTICO.....	30
3.2.1. DIAGNÓSTICO GENERAL DE TRANSFORMADORES	30

3.2.1.1.	Algunos Métodos De Diagnóstico Para Transformadores De Potencia Y Sus Accesorios [8].....	30
3.2.1.2.	Métodos De Diagnóstico Para Transformadores De Potencia.....	31
3.2.1.3.	Esfuerzos A Los Que Son Sometidos Los Transformadores.....	32
3.2.1.4.	Factores De Deterioro Y Mecanismos De Falla.....	33
3.2.1.5.	Métodos De Diagnóstico.....	33
3.2.2.	Herramientas Generales De Diagnóstico.....	35
3.2.2.1.	Evaluación de la calidad del aceite.....	35
3.2.3.	Métodos De Evaluación De La Calidad Del Aceite Aislante.....	36
3.2.3.1.	Diagnóstico dieléctrico y Fisicoquímico.....	36
3.2.3.2.	Rigidez dieléctrica.....	37
3.2.3.3.	Tensión Interfacial (IFT).....	37
3.2.3.4.	Número de Neutralización de Acidez.....	38
3.2.3.5.	Índice de Calidad.....	38
3.2.3.6.	Factor de Potencia.....	38
3.2.3.7.	Prueba contenido de inhibidor de Oxígeno.....	39
3.2.3.8.	Análisis de contenido de materiales furánicos.....	39
3.2.3.9.	Contenido de PCB's.....	39
3.2.3.10.	Azufre Corrosivo.....	40
3.3.	Humedad en el sistema de aislamientos del transformador.....	40
3.3.1.	Aceite Mineral Aislante.....	40
3.3.2.	Análisis De Gases Disueltos En El Aceite [20].....	44
3.3.2.1.	Procedimiento.....	45
3.3.2.2.	Interpretación.....	46
3.3.3.	Métodos De Diagnóstico Del Estado Del Transformador Mediante Pruebas Eléctricas.....	51
3.3.3.1.	Prueba De Resistencia Eléctrica De Los Devanados.....	51
3.3.3.2.	Prueba de relación de transformación de los devanados (TTR).....	53
3.3.3.3.	Resistencia de aislamientos [24].....	53
3.3.3.4.	Índice de polarización.....	55

3.3.3.5.	Prueba de factor de potencia a los aislamientos [27].....	56
3.4.	¿CÓMO FUNCIONA?.....	57
3.4.1.	Fundamentos De La Prueba SFRA.....	58
3.4.2.	Diferentes Configuraciones Para La Medición SFRA	62
3.4.3.	Calidad de la Medición y Repetitividad	68
4.	Capítulo 4. Planteamiento:.....	69
4.1	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	69
4.2	PLANTEAMIENTO PROPUESTO	69
4.3	ANÁLISIS DE RESPUESTA EN FRECUENCIA COMO HERRAMIENTA DE DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE DESPLAZAMIENTOS Y DEFORMACIONES INTERNAS EN TRANSFORMADORES	70
4.3.1	(SFRA) Una Importante Herramienta De Diagnóstico Avanzado	70
4.3.1.1	Análisis De Respuesta En Frecuencia (FRA) [29][30].....	70
	Características método SFRA	71
4.3.1.2	Interpretación:.....	72
4.3.1.3	Identificación de las sub-bandas de las frecuencias específicas como base para obtener resultados confiables y automáticos en la evaluación de pruebas FRA [36].	72
4.3.1.4	Descripción del Método SFRA y Resultados.....	74
4.3.1.5	Fallas detectadas usando SFRA [41]	75
4.3.1.6	Fallas en Devanados	76
4.3.1.7	Deformación del bobinado.....	77
4.3.1.8	Espiras en corto circuito	78
4.3.1.9	Herramientas de análisis SFRA	80
5.	Capítulo 5. Análisis y Conclusiones	82
5.1	EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y SU INTEGRIDAD MECÁNICA.....	82
5.2.	APLICACIÓN DE LAS PRUEBAS DE SFRA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	83
5.2.1.	Aplicación en Fábrica.....	83
5.2.2.	Aplicación del SFRA en sitio.....	84

5.3	APLICACIONES REALES DEL SFRA	85
5.3.1	Aplicación 1. Comparación en Transformadores bajo un mismo diseño.....	89
5.3.1.1	ANÁLISIS CASO 1: Comparación Admitancia Circuito Abierto transformadores Gemelos	94
5.3.2	Aplicación 2. Comparación entre referencias históricas del transformador	97
5.3.2.1	ANÁLISIS CASO 2: Comparación huella histórica de referencia contra huella obtenida en sitio – Admitancia de cortocircuito.	99
5.3.3	Aplicación 3. Comparación entre Huellas obtenidas entre fases	101
5.3.3.1	ANALISIS CASO 3: Comparación de Huellas Obtenidas entre Fases – Admitancia de Voltaje Transferido.....	103
5.4	ANALISIS DE FALLAS A APARTIR DE LA COMPARACIÓN DE HUELLAS	105
5.5	CONCLUSIONES.....	109
6	Lista de Tablas	111
7	Lista de Figuras.....	112
8	Glosario de Abreviaturas	115
9	Anexos	116
9.1	ANEXO A: ECUACIÓN DE MAXWELL.....	116
9.1.1	Ley de Faraday	116
9.1.2	Ley de Ampere	116
9.1.3	Ley de Continuidad de Campo Magnético	116
9.1.4	Ley de Gauss	116
9.1	ANEXO B. LA FUNCION DE TRANSFERENCIA Y SU RESPUESTA EN FRECUENCIA	121
9.1.1	Función de Transferencia	121
9.1.2	Sistemas lineales	121
9.1.3	Sistemas No lineales.....	121
9.1.4	Diagramas de bloques	121
9.1.5	Respuesta en Frecuencia sobre Funciones de Transferencia.....	121
9.1.6	La Transformada Rápida de Fourier FFT	122
10	Bibliografía	123

1. Capítulo 1. Introducción:

El mercado eléctrico global actualmente se ve obligado a llevar a cabo una reducción del servicio de mantenimiento y la disminución de los costos del mismo a razón del decrecimiento de la economía global, caídas en las bolsas y amenazas de nuevas recesiones monetarias.

Sin embargo, el incremento de la demanda de energía eléctrica es evidente, lo cual involucra transformadores en proceso de envejecimiento que a causa de las circunstancias actuales son sometidos a incrementos de carga cada vez mayores. Es por esta razón que el diagnóstico de estos aparatos se convierte en algo indispensable y en vista de las necesidades de reducción de costos de mantenimiento, son presentadas en este documento algunas técnicas de diagnóstico que brindan la posibilidad de aumentar de manera considerable la vida útil de los transformadores haciendo énfasis en el estudio de la técnica de diagnóstico llamada SFRA por su nombre en Inglés "*Sweep Frequency Response Analysis*" y conocida en español como *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia* (SFRA). Esta prueba se ha convertido en una poderosa y sensible herramienta no destructiva para evaluar la integridad mecánica del núcleo, devanados y la estructura de conexión interna mediante la medida de su función de transferencia sobre un amplio rango de frecuencias. La prueba se lleva a cabo inyectando una pequeña señal de tensión de frecuencia variable a uno de los terminales de uno de los devanados del transformador y midiendo la señal de respuesta sobre el terminal de salida. La comparación de señales de entrada y salida generan una respuesta en frecuencia la cual debe ser comparada con datos de referencia preferiblemente obtenidos en pruebas de fábrica para así lograr lo que se conoce como "Huella Digital" del transformador, que hace referencia a las condiciones electromecánicas internas del equipo en el lugar donde supone tener las mejores condiciones de calidad.

1.1. MOTIVACIÓN

De acuerdo a la experiencia adquirida en el campo de la fabricación, diagnóstico y mantenimiento de transformadores, es de vital importancia evaluar y monitorear el estado de los transformadores eléctricos para así tener plena certeza del estado real, tanto interno como externo de las máquinas que indiscutiblemente hacen partes esencial del impulso, desarrollo y movimiento permanente de la economía y la vida moderna.

Durante muchos años expertos han demostrado que si no se controla el desgaste natural o el envejecimiento acelerado debido a fallas incipientes ocurridas dentro del transformador, estas se convertirán en fallas considerables que podrían generar la salida súbita y no programada de algunos equipos, generando sin lugar a dudas, pérdidas millonarias a sus operadores.

Pero ojo, no sólo se debe tener cuidado durante la operación del transformador, el control del estado interno debe llevarse desde que el transformador es fabricado y entregado en el sitio destinado para entraren operación, pues, debido a que las condiciones de transporte no siempre son las ideales, los equipos pueden sufrir daños serios durante este paso.

Los transformadores eléctricos también pueden sufrir desplazamientos y/o deformaciones internas luego de un evento sísmico de magnitudes considerables.

Usualmente las posibles deformaciones o desplazamientos se evaluaban mediante pruebas eléctricas como *Resistencia De Devanados* (exige desencube en caso de falla para evidenciar el sitio de falla) o pruebas especiales como *Emisiones Acústicas* (la cual tiene un alto costo y no es precisa) y *SFRA (Análisis de Barrido de la Frecuencia)* tal vez el más preciso de los métodos NO INVASIVOS para la evaluación y el diagnóstico de desplazamientos y deformaciones al interior de la cuba.

La intención principal de estos métodos NO INVASIVOS es evitar destapar ó desencubar los transformadores para la realización de inspecciones internas con las cuales se pueden evidenciar desplazamientos o deformaciones de manera precisa, pero que también exponen la parte activa posibilitando daños mayores por manipulación humana y/o exposición al ambiente.

De los tres métodos o herramientas especiales de diagnóstico, se hace cada vez más popular el bien llamado "*Sweep Frequency Response Analysis*", conocida en español como *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia (SFRA)*, el auge, el renombre y la curiosidad por conocer el ya popular método genera gran interés al respecto, dicho interés es fundamentalmente la motivación con la cual se toma la decisión de compilar, escribir y comparar y analizar resultados arrojados por el método SFRA entre la comunidad intelectual de la prestigiosa *Universidad Tecnológica de Pereira*, esperando así lograr alcanzar el título profesional objetivo de esta Tesis.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

- ✖ Realizar un estudio del *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia* como herramienta de diagnóstico y evaluación de deformaciones y desplazamientos de la parte activa de transformadores de potencia.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✖ Realizar una revisión general de los conceptos de la teoría del transformador eléctrico, sus pruebas en fábrica, en sitio y de diagnóstico.
- ✖ Efectuar una revisión bibliográfica del estado del arte en la implementación de aplicaciones del *Análisis de la Respuesta en Frecuencia FRA*.
- ✖ Dar a conocer la gran aplicabilidad y efectividad del método del *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia* para el diagnóstico de transformadores.

2. Capítulo 2. Marco Teórico:

El *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia SFRA* como técnica para la evaluación de las condiciones electromecánicas internas en transformadores ha partido del mejoramiento de diversas técnicas, las cuales no son recientes y permanentemente está en constante evolución.

El inicio de la técnica del SFRA parte del método LVI, de la sigla en inglés de “*Low Voltage Impulse*” o en español *impulso de bajo voltaje*, que consiste en la aplicación de un corto impulso de bajo voltaje en uno de los devanados del transformador y del registro de las formas de onda del impulso aplicado y de la corriente capacitiva. De forma análoga al SFRA, los cambios de las capacitancias entre los devanados, como los cambios en capacitancias entre espiras causados por el movimiento de los devanados, son reflejados en los cambios de las formas de onda medidas de la corriente y el voltaje.

Este capítulo tiene como objetivo presentar un breve resumen de las técnicas y métodos que han afectado o han sido parte clave para el desarrollo del método de SFRA a través de los años.

2.1. ANTECEDENTES

Como se menciona anteriormente el método del SFRA es una técnica resultado del mejoramiento y evolución de diversas técnicas e investigaciones cuyo objetivo principal fue y sigue siendo la detección de deformaciones en los devanados del transformador, bien hayan sido para comprobar su integridad electromecánica luego de la realización de la prueba de cortocircuito o bien sea si el transformador ha sufrido una falla interna o externa en su condición de operación en el sistema eléctrico de potencia.

Las investigaciones que han llevado al estado actual del método de SFRA inician en **1966** [1], cuando los polacos *Lech y Tyminski* proponen la aplicación del método de LVI para la detección de deformaciones de los devanados del transformador durante la prueba de cortocircuito. Este método consistió en que cualquier deformación del devanado se manifestaría como un cambio en la capacitancia serie y en menor magnitud como variaciones de las inductancias de dispersión. Los cambios de estos parámetros serían reflejados en las formas de ondas obtenidas durante la prueba de corriente y voltaje.

A partir de esta fecha se inicia un periodo de investigaciones y aplicaciones a partir del análisis en el dominio de la respuesta en frecuencia. Estas investigaciones son presentadas en forma cronológica en artículos sobre el estudio de las técnicas en el diagnóstico de transformadores eléctricos.

En **1972**, *Rogers Humbarb y Gilies* describen las técnicas e instrumentación para la aplicación del método de impulso de bajo voltaje para la detección de deformaciones en transformadores, fijan la característica de impedancia de los cables para evitar y minimizar

las reflexiones de onda. Uno de sus principales aportes está ligado a repetitividad de la técnica y al estudio sobre la sensibilidad de acuerdo a la magnitud del impulso en la onda de voltaje de entrada.

En 1975, *Adolphson y Carlson*, aplican la técnica de LVI para el diagnóstico y monitoreo de transformadores en línea, encontrando dificultades con la repetitividad y dificultades con los cambios de temperatura del transformador en operación entre pruebas sucesivas, son ellos quienes describen el método de LVI y la ventaja de la aplicación de amplificadores diferenciales para diagnosticar deformaciones.

Pero solo hasta 1978, en Ontario Canadá, donde los padres del método de la respuesta en frecuencia, *Dick y Erven* [2] de Ontario Hydro, proponen el FRA "*Análisis de respuesta en frecuencia*" como técnica de diagnóstico de deformaciones en transformadores. Este año exponen en su artículo la forma de realizar la prueba de FRA, donde describen el método y los equipos requeridos para el barrido en frecuencia hasta 1MHz. Es aquí en donde se empiezan a encontrar las dificultades del método y la necesidad de un modelo adecuado para altas frecuencias, adelantándose al presente concluyendo que es necesario un fuerte trabajo experimental para determinar la relación entre los cambios de la función de transferencia con los tipos de fallas presentadas en los devanados del transformador.

Años después de expuesta la técnica, en 1988, *Malewski y Poulin* hacen uso de la función de transferencia para detectar fallas durante la prueba de impulso tipo rayo en transformadores eléctricos. Uno de sus aportes fue la relación de los cambios de amplitud de resonancia con fenómenos de descargas parciales.

Este mismo año, *Malewski* en conjunto de *Douville y Lavallée*, proponen el uso de las funciones de transferencia como técnica para la determinación de deformaciones en línea, allí presentan los resultados de su proyecto en una subestación de 735KV del monitoreo en línea de transitorios, donde realizan una comparación de los transitorios medidos contra las ondas normalizadas de la prueba de impulso para probar transformadores por medio del uso de la función de transferencia.

En 1992, *Vaessen y Hanique* presentan la evolución del método de LVI para la detección de deformaciones, denominando esto como una nueva técnica para el análisis de respuesta en frecuencia en transformadores, este nuevo método utiliza una fuente especial de impulsos de bajo voltaje que permite aumentar el rango de frecuencias y una reducción en ruido, a esta técnica se le denominó como IFRA.

Es en este capítulo en donde se genera la necesidad de una "huella digital" referencia del transformador como base de la efectividad del método en el diagnóstico de deformaciones a partir de la comparación.

En 1995, *Lapworth y Noonan* realizan una introducción al método que hoy se conoce como SFRA, en su artículo presentan una descripción de la técnica de FRA utilizando un

barrido desde 5Hz hasta 10MHz. Uno de sus principales aportes es el inicio de la caracterización de las fallas en anchos de bandas específicas.

Este método presenta una mejor relación entre la señal y el ruido comparado con las obtenidas mediante el método de LVI, además presentan las ventajas de este método en relación al equipo requerido para la realización de la prueba y de su aplicación en campo. Pero es solo hasta en el año 2000 que la *DOBLE Engineering Company* lanza al mercado el primer equipo especializado para la realización de la prueba del análisis de respuesta en frecuencia en transformadores. Este equipo hace uso del método de barrido en frecuencia para el cálculo de la función de transferencia y es basado en tarjetas de adquisición fabricadas por la *National Instruments*. Seguido de esto, la *B&C Company*, de Hungría desarrolla otro equipo como competencia, el "Traftek" es creado como una herramienta para diagnóstico en frecuencia de transformadores, cuya ventaja la utilización de la técnica del barrido de manera similar al equipo doble y la inclusión de sensores para el monitoreo de vibraciones mecánicas del transformador en operación.

Ya con dos equipos en el mercado para la realización de pruebas con la aplicación de la técnica de respuesta en frecuencias, las diferentes organizaciones mundiales de estandarización inician discusiones sobre la aplicación de la técnica como opción dentro del grupo de pruebas establecidas en el diagnóstico de deformaciones y fallas en devanados de transformadores.

En el 2002, en el *CIGRE* es presentando el estado del arte hasta ese año de las investigaciones desarrolladas con respecto al comportamiento durante las pruebas de cortocircuito de transformadores de potencia, allí son discutidos los métodos de FRA y LVI como opciones para el diagnóstico de deformaciones durante la prueba de cortocircuito. Además se mencionan las formas para la realización de las pruebas de FRA y LVI, la caracterización del uso de cables de medición en los resultados y sobre su estandarización para la ejecución de la prueba e interpretación de los resultados.

En 2004, *Kim, Park Jeong*, propone una metodología en compañía de sus colaboradores para la evaluación de la función de transferencia haciendo un análisis espectral con el desarrollo de los algoritmos ASLE y SSMMRE.

Al siguiente año, *Satish y Sahoo* realizan un modelo matemático de un transformador de dos devanados y por medio de simulaciones tratan de determinar la influencia de las respuestas individuales de los devanados en la función de transferencia de transformador.

A partir de este año se inician estudios e investigaciones en el desarrollo de herramientas y de algoritmos para apoyo en el diagnóstico de fallas y deformaciones a partir de la técnica de FRA, a lo cual pretendemos aportar con el desarrollo de este proyecto de grado.

2.2. ESTADO DEL ARTE

Cuando un transformador de Potencia es construido, este deberá resistir las condiciones normales a las que será sometido durante su operación, el transformador deberá resistir las tensiones nominales, las sobretensiones a las que pueda ser expuesto, los esfuerzos térmicos según su capacidad, las vibraciones propias de su naturaleza y los esfuerzos electrodinámicos generados durante cortocircuitos externos.

Las condiciones del transformador pueden ser detectadas a través de varios métodos conocidos mediante el análisis de su respuesta en los dominios del tiempo y frecuencia.

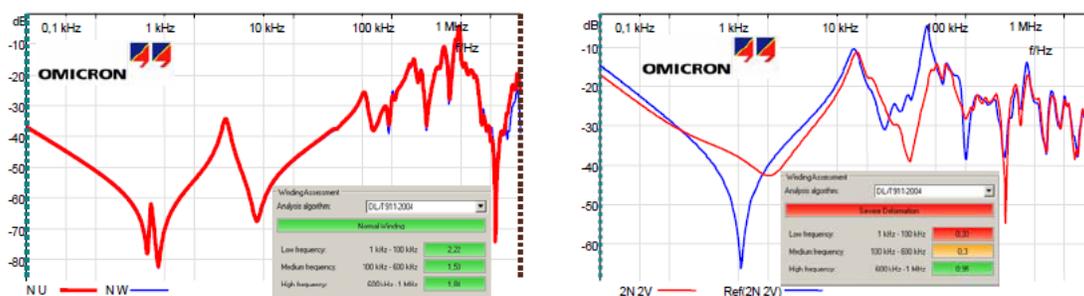
Como se expone anteriormente en los antecedentes, estos métodos pueden ser diferenciados de acuerdo a la técnica y tipo de fuente usada para el propósito, entre estos tenemos las técnicas con excitación de escalones de impulso, impulsos de alta tensión y señales de corriente alterna.

Actualmente el método de SFRA presenta la mayor atención de los operadores de subestaciones, grupos de mantenimiento preventivo, fabricantes y asociaciones internacionales de electrotecnia gracias a sus ventajas frente a los demás métodos, entre estas tenemos la reproducibilidad de la prueba, el reducido tamaño del equipo y la rapidez en la realización de las pruebas frente a las demás técnicas.

El primer método a nivel mundial para la realización de SFRA se estableció en 2005 en China, este estándar tiene como nombre DL 911/2004 y solo hace referencia a medidas usando SFRA, este estándar incluye el principio del método, requerimientos para ejecutarlo y sugiere métodos básicos para el análisis de resultados. Este estándar utiliza un rango de frecuencias entre (1kHz and 1MHz) y es la única que hasta el momento brinda una regla matemática que basada en el Cálculo de Co-Variables (Variables de Correlación, de cómo evaluar resultados).

A continuación se presentan dos imágenes que muestran la evaluación de esta aplicación. En primer lugar, la respuesta obtenida en los devanados de alta de un transformador de 40MVA con 36 años de operación, el cual después de una reconstrucción es comparado con la salida obtenida antes de la reconstrucción, ambas parecen ser congruentes en la condición de sus bobinas, el estándar chino confirma el buen estado con un visor (Verde, figura de la izquierda), el segundo ejemplo (figura de la derecha) muestra los resultados obtenidos en la evaluación de dos transformadores gemelos de 63MVA, la evaluación se realizó sobre la bobina central de HV; uno de estos transformadores había fallado en la prueba dieléctrica debido a que poseía bobinas en corto circuito, este corto circuito es claramente evidenciado al utilizar el método SFRA mediante la norma China (rojo, figura de la derecha indica un problema grave).

Figura No. 1. Izq. Configuración del buen estado del equipo mediante SFRA. Der. Falla claramente identificada mediante SFRA



En 2002, la IEEE establece un grupo de trabajo llamado Task Force (TF), referente a FRA, este grupo posteriormente y debido a sus buenos resultados y popularidad adquirida por el método, recibió el aval de IEEE en 2004 para convertirse en Grupo de Trabajo, en Inglés, Working Group (WG), el alcance de este WG, se ha denominado PC 57.149, se trata de la creación de una guía para la aplicación e interpretación de SFRA para transformadores sumergidos en aceite. Al igual que para el Estándar Chino, IEEE recomienda un método de tres componentes principales, fuente, referencia y medida. Esto se debe un acuerdo entre la comunidad científica, y este acuerdo es acatado por todas las compañías fabricantes de instrumentos de prueba por SFRA.

La guía borrador de la IEEE, al igual que el estándar Chino, utiliza coeficientes de correlación cruzada para la evaluación de los resultados obtenidos, sin embargo, cabe anotar que IEEE no planea recomendar valores límite, como lo establecido en la DL 911/2004. Aunque la Guía IEEE para el desarrollo del método FRA debía ser publicada a finales de 2010, solo se emitió una guía borrador de manera oficial, la cual está un paso adelante y puede ser consultada por los usuarios de esta técnica en la página oficial del comité de transformadores.

The cigré Study Committe (SC) A2 – Transformers, decidió en 2003 fundar un grupo de trabajo para la aplicación de FRA en transformadores de potencia. Este WG A2/26 bajo el título “Mechanical Condition Assessment Of Transformers Winding Using Frequency Response Analysis (FRA)”, trabajó desde 2004 y finalmente publicó el reporte No 342 en Abril de 2008. En este realizan recomendaciones referentes a técnicas de conexión, pues la longitud de los cables suele ser un factor de influencia en la medida de gran importancia (sobre todo para altas frecuencias), por lo anterior han sugerido una medida estándar para la longitud de los cables de conexión usados.

Finalmente, IEC estableció en 2009 un WG con el fin de desarrollar un estándar para la Prueba FRA, que pretenden publicar en 2011/12.

En medio de los avances e investigaciones realizadas a nivel Global, Colombia no se queda atrás y actualmente desarrolla, a través del Grupo De Investigación En Alta Tensión (GRALTA), felizmente luego de múltiples ensayos realizados en el Laboratorio de Alta Tensión (LAT) de la Universidad del Valle y con la participación de prestigiosos colaboradores y reconocidas empresas a nivel nacional logran a través de la Resolución

060, acreditar el ensayo conocido como FRA para transformadores de potencia y distribución inmersos en aceite mediante procedimiento interno LAT-2-11.

Dicha resolución hace parte fundamental del borrador de la Norma (Guía) NTC para la ejecución de la prueba de FRA, que actualmente se encuentra en desarrollo a cargo de GRALTA, con participaciones importantes investigadores miembros de empresas e instituciones con fuerte presencia en Colombia como EPM (Empresas públicas de Medellín), ABB (Asea Brown Boveri), Industrias Explorer, Erasmus, Gers S.A., Megger, Doble, Codensa, EPSA y la universidad del Valle.

La cuota regional está a cargo del Ingeniero Juan Carlos Vélez, jefe de laboratorio de pruebas de ABB (Dosquebradas) y MAGNETRON S.A. quienes actualmente cuentan con el costoso equipo para la realización del método FRA para la prestación del servicio de diagnóstico y a su vez para brindar valor agregado a sus clientes a la hora de ofrecer sus productos.

3. Capítulo 3. Fundamentos:

Aunque el transformador es una de las maquinas de las cuales se puede encontrar gran cantidad de literatura concerniente a la física de su funcionamiento, aplicabilidad, su importancia dentro de los sistemas eléctricos de potencia, su mantenimiento, etc. en este capítulo realizaremos una breve descripción de sus fundamentos con el fin de comprender en el siguiente capítulo la respuesta en el dominio de la frecuencia sobre el transformador eléctrico.

3.1. EL TRANSFORMADOR

Por definición de la NTC317 [3], el Transformador es una maquina estática que transfiere potencia eléctrica mediante el acoplamiento magnético entre circuitos eléctricos cambiando los niveles de tensión y de corriente.

Los Transformadores se clasifican se según su aplicación, tamaño, aislamiento y localización.

Según su aplicación, podemos encontrar transformadores de las siguientes características:

- ✗ Transformador Elevador/Reductor
- ✗ Autotransformadores
- ✗ Transformadores de tensión constante
- ✗ Transformadores de corriente constante
- ✗ Transformador con cambiador de tomas bajo carga (OLTC)
- ✗ Transformador regulador
- ✗ Transformador desfasador
- ✗ Transformador de horno
- ✗ Transformador rectificador
- ✗ Transformador de puesta a tierra
- ✗ Transformadores de medida

Según su tamaño los Transformadores se pueden clasificar como:

- ✗ Transformador de distribución
- ✗ Transformador de Potencia

Según su aislamiento se los Transformadores se clasifican como:

- ✗ Transformadores sumergidos en aceite
- ✗ Transformador tipo seco

Y finalmente, los Transformadores se pueden clasificar según el tipo de ubicación o disposición final, estos son:

- ✗ Transformador para instalación interior
- ✗ Transformador para instalación exterior
- ✗ Transformador tipo poste (overhead)
- ✗ Transformador tipo estación o subestación
- ✗ Transformador sumergible u ocasionalmente sumergible
- ✗ Transformador para instalación subterránea
- ✗ Transformador tipo pedestal o PadMounted

3.1.1 FUNDAMENTOS FÍSICOS

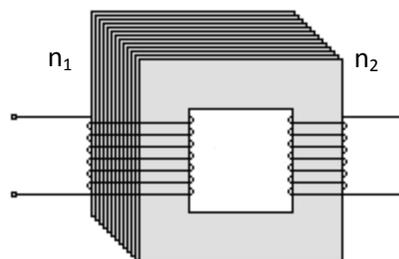
Un transformador es un dispositivo estático con dos o más devanados que se vinculan de manera directa a través de un campo magnético muy fuerte.

Existen diferentes tipos de transformadores los cuales se adecuan a la necesidad y al propósito para el cual sean creados. Propósitos como medición de tensión o corriente, donde la cantidad de energía transferida desde el lado primario hasta el secundario deben ser tan precisa como sea posible o para la transmisión de señales, donde la transferencia de energía debe realizarse con la menor cantidad de distorsión que se pueda lograr, o casos especiales como en donde la aplicación requiera hacer algún desplazamiento de fases de un voltaje de un circuito con respecto a otro, etc. [4].

Aunque la física de su funcionamiento es similar en casi todos los casos, para objeto de nuestro estudio, nos concentraremos en los transformadores de potencia, ya que por su tamaño, tecnología, inversión y el costo de las pérdidas que ocasiona su falla, merecen una atención relevante de los especialistas, en este caso los del ámbito académico.

Partiendo como base del modelo del transformador ideal, dos devanados y un núcleo magnético común conforman el transformador, en el cual el número de espiras del devanado primario corresponde a n_1 y el número de espiras en el secundario corresponde a n_2 .

Figura No. 2. Modelo del Transformador Ideal



Principalmente en el modelo del transformador ideal, se asume que el flujo magnético a través de ambos devanados es igual y este es sinusoidal en función del tiempo.

$$\phi = \phi_{max} \text{ sen } \omega t \text{ (1), donde } \omega = 2\pi f$$

Ahora, el voltaje inducido en el devanado primario en un instante de tiempo es igual a:

$$e_p = -n_1 \frac{d\phi}{dt} \times 10^{-8} V \text{ (2)}$$

Remplazando (1) en (2)

$$e_p = -2\pi f n_1 \phi_{max} \cos \omega t \times 10^{-8} V, \text{ donde } \phi = AB_{max}$$

Ahora el valor eficaz

$$e_p = \frac{-2\pi f n_1 AB_{max} \times 10^{-8} V}{\sqrt{2}}$$

$$e_p = -4.44 f n_1 AB_{max} \times 10^{-8} V \text{ (3)}$$

Donde f es la frecuencia en ciclos por segundos, A es el área de la sección transversal de núcleo magnético en centímetros cuadrados que se asume uniforme, y B_{max} que es la máxima densidad de flujo en líneas a través del núcleo por centímetro cuadrado.

De manera similar

$$e_s = -4.44 f n_2 AB_{max} \times 10^{-8} V \text{ (4)}$$

Saltándonos un poco y haciendo uso de las leyes del electromagnetismo bajo las cuales se fundamenta el transformador, las bobinas construidas y utilizadas para aprovechar su inductancia en el transformador son conocidas como bobinas de reacción o de choqué, cuando estas están destinadas a funcionar a frecuencias bajas y estas hacen parte de un transformador, este suele tener un núcleo de hierro o de un material ferromagnético laminado, normalmente es construido en laminas de acero al silicio de grano orientado. A dichas frecuencias, el principal efecto de añadir un núcleo de hierro a un conjunto de bobinas, es incrementar mucho su inductancia.

Desde el punto de vista técnico, este aumento de inductancia es muy importante, ya que el empleo de un núcleo de hierro en lugar de un material no magnético en una bobina que deba tener un inductancia específica permite la reducción de las dimensiones de la bobina, de la resistencia del devanado, del peso de la bobina, o de las tres cosas.

Otra importante ventaja del núcleo de hierro es que confina en él, casi la totalidad del flujo magnético y por tanto, para una inductancia dada, la dispersión del campo magnético por la región que rodea a la bobina es menor que en el caso de núcleo de aire. En consecuencia, el acople magnético entre una bobina con núcleo de hierro y los circuitos adyacentes pueden mantenerse relativamente pequeños.

Sin embargo, el empleo del hierro introduce fenómenos secundarios que pueden llevar consigo efectos perniciosos como: las pérdidas en el núcleo inherentes al hierro sometido a imanación variable con el tiempo, que pueden afectar al circuito en forma contraproducente o bien originar el calentamiento del núcleo y limitar la utilidad del

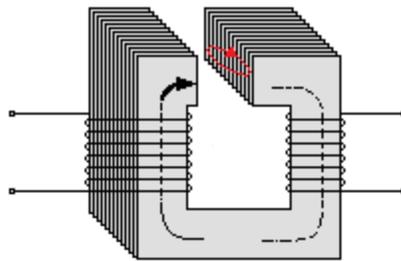
dispositivo, en este caso el Transformador. Por otra parte, la falta de linealidad de las características de imanación de los núcleos hace que la inductancia sea variable dependiente del flujo, con lo que se introducen complicaciones en el análisis de los circuitos que contienen bobinas con núcleo de hierro.

Aun cuando en muchas aplicaciones ni las pérdidas en el núcleo ni la inductancia variable causan perturbaciones, en otros casos estos factores son muy importantes y se hace necesaria una técnica muy experta para reducir al mínimo sus efectos o para predecir el comportamiento de los circuitos afectados por ellas.

El modelo real del transformador contempla todas las pérdidas del transformador, siendo estas propias del material con el que este se construye (pérdidas en los conductores que conforman las bobinas y las pérdidas del núcleo magnético), además, las debidas a efectos propios de cada diseño.

Ya conocidas las pérdidas inherentes al material ferromagnético, también conocidas como pérdidas por histéresis, debemos contemplar las demás pérdidas que hacen parte del modelo real del transformador, continuando con las pérdidas del núcleo, pues además de las pérdidas por histéresis, existen pérdidas debidas a la inducción de corrientes en las laminas del núcleo, pues siendo éste un material conductor, sobre este, el flujo magnético induce corrientes parasitas que se ven reflejadas en pérdidas de calor. Figura No. 3. Estas corrientes son también conocidas como corrientes de Foucault.

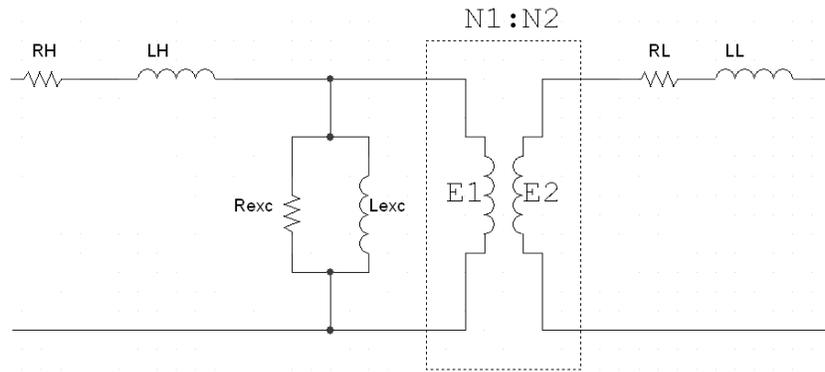
Figura No. 3. Pérdidas por corrientes parasitas



Ahora analizaremos las pérdidas de las bobinas magnéticas, pues en ellas existen dos tipos de pérdidas, las que son inherentes a los conductores debido a la resistividad propia del material conductor y las pérdidas debidas a las líneas de dispersión del campo magnético que son inducidas por la corriente que circula a través de la bobina, las cuales no atraviesan el área efectiva del núcleo magnético.

En resumen, el modelo del circuito del transformador real contempla las pérdidas del núcleo magnético, las cuales se deben a la histéresis del material ferromagnético y las debidas a las corrientes parasitas inducidas en el área de sección transversal del núcleo magnético. Adicional están las pérdidas en las bobinas que contemplan las pérdidas por resistencia del material conductor, y las pérdidas debidas al flujo de dispersión. Figura No. 4.

Figura No. 4. Modelo del circuito de Transformador Real



Las pérdidas por histéresis se modelan como una inductancia. Las pérdidas por corrientes parasitas se modelan como una resistencia y estas en paralelo representan las pérdidas del núcleo magnético. Este paralelo se caracteriza por una alta impedancia y baja corriente. La corriente que circula a través de la impedancia que modela las pérdidas en el núcleo, se le conoce como corriente de vacío I_0 , compuesta por la corriente de magnetización o de excitación y la corriente por pérdidas parasitas.

En el caso de las pérdidas de las bobinas, la impedancia se modela en serie, en donde la resistencia corresponde a las pérdidas por la resistividad propia del material conductor y la inductancia modela la impedancia de las líneas de dispersión. Esta rama serie se caracteriza por una muy baja impedancia.

Aunque las pérdidas del material con que es construido modelan de forma aproximada el Transformador, existen otras condiciones que deben contemplarse para tener un modelo más aproximado al equivalente real, ya que en un transformador, la existencia de otros devanados implica la aparición de otros efectos electromagnéticos.

Entre estos efectos podrían considerarse las no linealidades y acoplamientos capacitivos e inductivos entre bobinas de la parte activa del transformador. Para nuestro caso práctico realizaremos un análisis en los efectos capacitivos sobre la parte activa del transformador, los cuales nos ayudarán a acercarnos de una forma más exacta a un modelo equivalente real del transformador.

Desde el punto de vista de campos y cargas eléctricas, la capacitancia es una medida de la cantidad de carga eléctrica almacenada entre dos placas conductoras a una diferencia de potencial y entre ellas un material dieléctrico. Exactamente, esta característica capacitiva se presenta en la parte interna del transformador en donde existe una gran cantidad de material conductor que se encuentra a diferentes potenciales y entre este, material dieléctrico como el papel y el aceite, lo que da conformación a un elemento capacitivo.

En el modelo del transformador se deben considerar todos estos puntos de vista del núcleo y los devanados. Del comportamiento del núcleo, la inductancia de magnetización, las pérdidas del núcleo y las capacitancias parasitas acopladas con la inductancia de

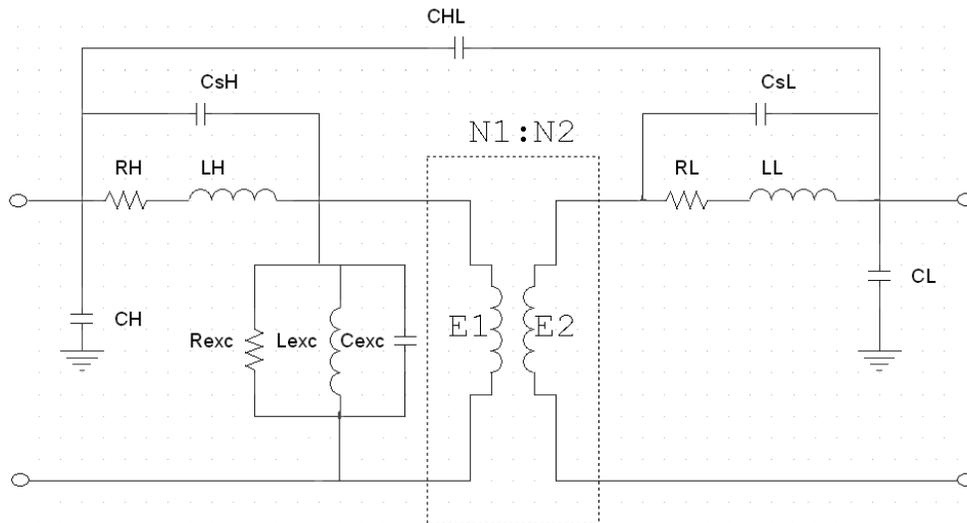
magnetización. En los devanados los efectos de las pérdidas de conductor, la inductancia de dispersión y las capacitancias parasitas.

En todos los casos el modelo usado debe tener características que ofrezcan una interpretación física del comportamiento eléctrico dentro del transformador, su respuesta en frecuencia debe ser suficientemente precisa respecto al actual y que permita calcular sus parámetros a partir de un procedimiento matemático determinado.

En nuestro caso, el modelo incluirá los efectos de:

- ✗ Capacitancias entre devanados
- ✗ Capacitancias parasitas
- ✗ Y Capacitancias a tierra

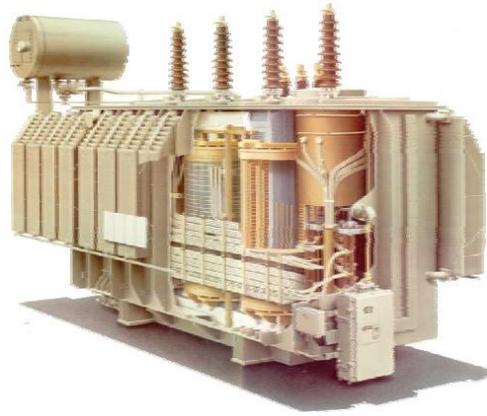
Figura No. 5. Modelo del Circuito de transformador Real



Normalmente los transformadores de potencia, objetos de nuestro estudio, se diseñan del tipo sumergidos en aceite dieléctrico, ya que este elemento además de proveer aislamiento entre partes vivas, facilita al transformador la refrigeración de la parte activa, tanto en la parte interna de los devanados como del núcleo. El aceite dieléctrico en el transformador actúa como un medio de extracción de calor.

Del interior de los devanados se extrae el calor hacia el exterior a través de los radiadores si el transformador los posee, a través de una circulación normal, conocido como efecto termosifón, o de una forma forzada si el diseño del transformador así lo permite a través del uso de motobombas.

Figura No. 6. Esquema interno de un transformador de Potencia



3.1.2 CICLO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR

Como todo equipo, los transformadores también cuentan con un ciclo de vida, este ciclo de vida está determinado por un gran número de actividades que determinarán el tiempo en el que estos deberán ser remplazados [5].



3.1.2.1 Especificaciones

Las especificaciones técnicas de un Transformador haciendo referencia en los Transformadores de potencia, determinarán su comportamiento bajo las condiciones a las que será sometido en su operación normal, estas son de vital importancia para su desempeño. En estas se deben contemplar las especificaciones técnicas generales y particulares como los materiales que deben ser usados en su construcción, las características del diseño, sus accesorios de protección y de control, las pruebas a las que

deberá ser sometido, las condiciones ambientales y finalmente, que estándares deberá cumplir.

3.1.2.2 Diseño Y Revisión

Estas actividades son las que determinan finalmente las características con las que será construido el transformador de potencia, entre estas se definirán las características del tanque, la refrigeración, los accesorios y los materiales con los que será construido.

En la verificación del diseño se deben destacar:

- ✘ Parámetros del diseño, pérdidas, inducción y densidad de corriente
- ✘ Diseño térmico, punto más caliente, tipo de refrigeración
- ✘ Diseño eléctrico, frecuencia, nivel básico de aislamiento
- ✘ Electromecánico, esfuerzo de cortocircuito, sobrepresión de la cuba, etc.

3.12.3 Fabricación

La calidad y tecnología usada en los procesos de fabricación, la mano de obra y los materiales con los que sea construido el transformador determinarán las capacidades de este para soportar las condiciones normales de operación y los eventos externos que podrían afectar su integridad.

Por parte del comprador, deberá realizar una verificación de las instalaciones donde el transformador será fabricado y constatar la aptitud de la instalación, los procesos de fabricación, la calificación de la mano de obra, organización, los procesos de secado, etc.

Por parte del fabricante, deberá garantizar en su control de calidad la trazabilidad de los materiales usados en la construcción del transformador, los ensayos de recepción de los insumos, la inspección de sus procesos y el uso de los respectivos registros, etc.

3.1.2.4 Ensayos Y Pruebas

Cuando un transformador ha sido construido completamente se deben realizar ciertas pruebas y ensayos eléctricos para verificar su capacidad de soportar las condiciones normales de operación y los eventos anormales externos a los que puede ser sometido como sobretensiones, descargas atmosféricas, cortocircuitos, sismos, etc.

Los estándares internacionales establecen un grupo de pruebas y ensayos que deben realizarse al equipo con los cuales se garantizarán la calidad del proceso de fabricación, el cumplimiento con el diseño y las especificaciones del Transformador, verificar su aptitud y establecer las condiciones iniciales. Entre estos estándares podemos encontrar algunos con los cuales tiene correspondencia el país en donde este sea fabricados.

Para Colombia tenemos la Norma Técnica Colombiana que establece las generalidades y ensayos eléctricos para transformadores en la NTC380. Para Europa tenemos el estándar IEC60076 y para Estados Unidos la ANSI-IEEE C57.12.90. De una forma general, todos estos estándares establecen un grupo de pruebas y ensayos que se describen de la siguiente forma:

3.1.2.4.1 Ensayos de Rutina.

Son el conjunto de ensayos y pruebas que se ejecutan sobre cada transformador para garantizar la conformidad del equipo con las especificaciones y estándares, entre estas pruebas se encuentran:

- ✗ Medición de la relación de transformación y polaridad, conocida como TTR.
- ✗ Medición de la resistencia de devanados
- ✗ Medición de la resistencia de aislamientos, conocida como “meggeo”.
- ✗ Medición de las pérdidas bajo carga e impedancia de Cortocircuito $Z_{cc}\%$.
- ✗ Medición de las pérdidas en vacío y corriente de vacío $I_0\%$.
- ✗ Ensayo de tensión inducida
- ✗ Ensayo de Tensión aplicada

3.1.2.4.2 Ensayos Tipo o de Diseño

Los ensayos tipo o de diseño son los que se realizan sobre el transformador prototipo o de uno de un lote para verificar que este diseño cumple con lo establecido en las especificaciones técnicas respecto a sus características eléctricas. Entre estas encontramos:

- ✗ Aptitud para soportar el impulso tipo Rayo
- ✗ Aptitud para soportar el cortocircuito
- ✗ Medición de ruido audible
- ✗ Ensayo de Calentamiento

3.1.2.4.3 Ensayos especiales

Los ensayos especiales son los que se establecen en común acuerdo entre el cliente y el fabricante, estas tienen como fin determinar algunas características especiales para las aplicaciones específicas de operador. Entre estas podemos encontrar:

- ✗ Medición de la impedancia de secuencia cero
- ✗ Medición de armónicos en la corriente de vacío I_0
- ✗ Medición de radio interferencia de voltaje
- ✗ Medición de descargas parciales
- ✗ Medición de capacitancias y factor de potencia del aislamiento
- ✗ Y Finalmente análisis de la Respuesta en frecuencia FRA, objeto de nuestro estudio.

Antes de salir el transformador de fábrica al sitio donde será instalado, es conveniente realizar las pruebas de rutina como control de las actividades de transporte e instalación en sitio, los resultados de estas pruebas permite su uso como referencia para asegurar un correcto montaje en el sitio donde operará el transformador o convenientemente ejecutar una medición de la respuesta en frecuencia FRA.

3.1.2.5 Comisionamiento

El Comisionamiento (del vocablo inglés *Commissioning*, cuya traducción es “Puesta en marcha”) corresponde al grupo de gestiones logísticas para la instalación y puesta en servicio de un nuevo transformador de potencia o traslado de uno antiguo, cuya técnica requiere de conocimientos muy especializados y consideraciones que abarcan desde la contratación, desmantelamiento de unidades antiguas, el transporte de un nuevo transformador, su recepción, inspección, montaje, coordinación de protecciones y las respectivas pruebas en sitio.

Las pruebas de Comisionamiento, son en general las que verifican el funcionamiento correcto del transformador, sus elementos de protección y control. Los resultados de estas pruebas o ensayos serán los datos de partida en el historial del transformador, las cuales servirán de referencia para el equipo de personal encargado de su mantenimiento, quienes evaluarán cambios que evidencien cambios fuera de lo normal.

3.1.2.6 Operación Y Mantenimiento

Durante su operación, el transformador puede ser expuesto a situaciones fuera de las normales para las que este fue diseñado que pueden afectar su integridad. El grupo encargado de vigilar su operación y el equipo de mantenimiento preventivo deberán velar para que estas situaciones anormales no generen daños en el transformador que lo puedan sacar de operación.

3.1.2.7 Desempeño En Operación

Sin importar si el transformador tiene uno (1) o cuarenta (40) años de servicio el diagnóstico periódico es una disciplina que garantiza confiabilidad y beneficio económico. Este diagnóstico debe ser integral, al aceite, al papel aislante y al transformador en su conjunto y más o menos completo dependiendo de la importancia y criticidad del transformador.

Una *evaluación de riesgo* (en la cual se tienen en cuenta aspectos eléctricos, mecánicos y térmicos) es rama fundamental para el diagnóstico de transformadores, esta evaluación se relaciona con la planeación de actividades técnicas y económicas, y convengan al objetivo principal que es mantener el transformador operando en la mejor condición, disponibilidad y fiabilidad al menor costo posible.

A consecuencia de esto usualmente los usuarios de los transformadores se ven tentados a sobre esforzar los equipos (altos incrementos de carga) durante periodos de tiempo prolongados, en consecuencia los transformadores aumentan su tasa de envejecimiento, reduciendo su expectativa de vida útil, y rápidamente deja de poder responder con las exigencias que hace el operador, terminando en fallas eléctricas u obsolescencia.

Para lograr un equilibrio entre los costos de operación, funcionamiento y regalías por el uso de un transformador es importante conocer y entender los factores que contribuyen a elevar los riesgos de falla para finalmente tomar decisiones importantes frente a la necesidad de mejorar o al menos mantener un buen desempeño de los costosos equipos mediante mitigación de riesgos, reparaciones programadas, mejoras tecnológicas, sustitución.

3.1.2.8 Fin De Vida Útil

Para determinar si un transformador se encuentra en un estado confiable en su operación, existen herramientas importantes que por sus características pueden ser usadas tanto en campo, como en laboratorios (pruebas al aceite dieléctrico) las cuales pueden ser usadas para evaluar si el transformador es aun confiable o si ha aumentado el índice de falla en su operación. El especialista será el encargado de analizar el estado del transformador y de prolongar su vida útil manteniendo el equipo dentro de los índices de confiabilidad.

El transformador como equipo eléctrico también tiene una curva de vida útil que corresponde a la curva doble exponencial invertida, la cual puede incrementarse de acuerdo a los planes de mantenimiento a los que el transformador sea sometido.

✦ *Vida útil de un aceite aislante*

La vida útil de un aceite aislante no se puede medir en tiempo propiamente, pues su degradación depende de las condiciones de operación, del régimen de carga del transformador, de su diseño, de la composición del aceite aislante, de su contenido de inhibidor natural (base aromática) y/o sintético (DBPC o DBP). Adicionalmente el aceite aislante pues sometido muchas veces a procesos de regeneración con materiales adsorbentes de sustancias polares pre-ácidas o ácidas sin que se afecten las propiedades fundamentales pues se ha probado que dichos procesos degenerantes dejan las bases intactas, ejecutando una muy buena limpieza del fluido aislante a la base de hidrocarburos naturales, incluso dejándolos más puros que cuando estaban nuevos.

Sin embargo algunos autores sugieren que la vida útil de un aceite mineral aislante se defina como el tiempo durante el cual el aceite alcanza un número de neutralización de 3,0mgKOH/g,¹ y este valor se alcanza con más o menos velocidad, dependiendo de la cantidad del aire disuelto en el aceite, la hidrólisis del agua presente en el transformador, la descomposición de la celulosa, y de una manera significativa y directa la temperatura del transformador y los demás agentes que hemos mencionado.

3.1.2.9 Análisis De Falla

El análisis de falla de un transformador es un tema que requiere un alto grado de experiencia y conocimiento en transformadores, para realizar un análisis específico es necesario tener un buen conocimiento de las herramientas de diagnóstico con las que el operador podrá tomar decisiones a la hora de sacar de operación el transformador y de analizar cual pudo ser la causa de falla y que problemas pudo generar en el transformador. Más adelante veremos de forma más profunda cuales son las herramientas de diagnóstico que se usan en la toma de decisiones en cuanto a transformadores de potencia.

3.1.2.10 Reparación, reconstrucción & reparación en sitio

Los transformadores eléctricos son la parte más importante del sistema de red eléctrica e industria mundial, a pesar de lo confiables que suelen ser estas máquinas, las fallas pueden ocurrir debido a factores externos como corto circuitos en la red o envejecimiento

¹CABELLO B, "Conozca el aceite de su transformador"

de la parte activa con influencia especial del sistema de aislamiento (papel/aceite) o envejecimiento de accesorios importantes como bujes o cambiadores bajo carga.

Figura No. 7. Probabilidad de falla [6]

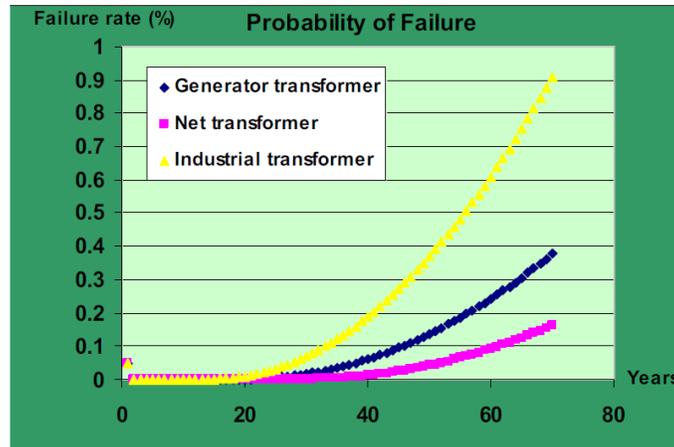
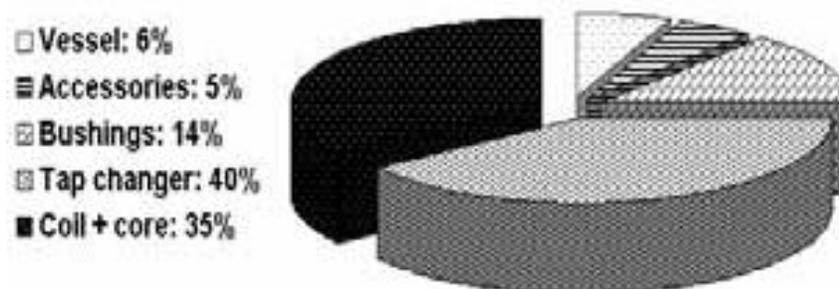


Figura No. 8. Porcentaje de fallas debido a los diferentes componentes de transformadores [7]



En caso de falla, la primera acción a tomar es la identificación del tipo y origen de falla, mediante los métodos de diagnóstico y diferentes pruebas ya mencionadas, además de, contactar al operador de red eléctrica y consultar acerca de fallos en el circuito, Con la información reunida se deberá decidir por parte del equipo técnico el paso a seguir; para el caso de daños menores, relacionados con conexiones, bujes o cambiadores de TAP las reparaciones o métodos correctivos pueden ser llevados a cabo en sitio.

En caso de daños en los cuales el devanado se ve involucrado, hay que tener en cuenta mucho más criterios tiene que ser tenidos en cuenta, pues por lo general se requiere el transporte del transformador, lo que incluye tiempo y riesgo, además de la inactividad del equipo.

Es necesario mencionar que en casos en los cuales las pruebas arrojen envejecimiento considerable en la parte activa, una reconstrucción puede resultar beneficiosa pues gran parte de la máquina será reutilizada.

La posibilidad de desechar por completo un equipo con el fin de adquirir uno nuevo queda a manos de arduos estudios financieros y técnicos que debe ser llevados a cabo en

conjunto para lograr la mejor opción, que convenga tanto técnica como financieramente hablando.

3.2. HERRAMIENTAS DE DIAGNÓSTICO

3.2.1. DIAGNÓSTICO GENERAL DE TRANSFORMADORES

Los transformadores de potencia son sin lugar a dudas una parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia, su condición o estado de funcionamiento es crucial para obtener una operación exitosa y por tanto garantizar la confiabilidad, estabilidad y fiabilidad del sistema interconectado como un todo.

Durante el transporte, instalación o bajo operación un transformador de potencia está expuesto a perturbaciones transitorias y de tipo *steady-state* o estado estable que pueden afectar su condición operacional así como su vida útil. Adicionalmente, los transformadores están sujetos a un envejecimiento natural asociado a sus condiciones de servicio. Típicamente se ha definido el transformador como una máquina estática que no tiene partes en movimiento, aunque actualmente es claro que el transformador es una máquina eléctrica, que se mueve 120 veces por segundo mientras está energizada, y por tanto todos sus componentes están sometidos a altas vibraciones.

La detección de fallas iniciales las cuales pueden ser causadas por debilidad en el aislamiento, malas maniobras técnicas, defectos o deterioro del transformador es de vital importancia, pues es una manera de estimar la condición de envejecimiento del aislamiento del transformador y sus principales accesorios. De esta manera se pueden planear acciones correctivas en etapas tempranas de falla, ahorrando mucho dinero al evitar salidas no planeadas de operación y fallas destructivas del transformador.

En campo (*p.e.* subestación o estación generadora) las técnicas de diagnóstico son usadas como herramienta de detección de fallas así como para la medición de la condición o estado de envejecimiento interno del transformador, los métodos de diagnóstico deben ser aplicados de manera periódica con el fin de detectar fallas incipientes o iniciales.

3.2.1.1. Algunos Métodos De Diagnóstico Para Transformadores De Potencia Y Sus Accesorios [8]

Actualmente se cuenta con una amplia gama de métodos para el diagnóstico del estado de transformadores inmersos en aceites y sus accesorios, en este documento se pretende mostrar de manera general los diferentes métodos tanto generales como avanzados de manera resumida, con la finalidad de convertirse en una herramienta de fácil acceso para estudiantes y profesionales interesados en el tema.

Los métodos de diagnóstico general incluyen el análisis de la calidad del aceite aislante (evaluación del estado físico, químico, propiedades eléctricas y contenido de gases disueltos), análisis del núcleo y su aislamiento, tanto sólido y líquido, aislamiento de

devanados y la condición general de los diferentes accesorios de protección asociados al transformador.

Complementando lo anterior, existen métodos de diagnóstico avanzado con los cuales se analiza la condición térmica, eléctrica y mecánica del transformador, a continuación se describen algunos de los métodos considerados como avanzados o especiales:

- ✦ Técnicas de evaluación térmicas están establecidas bajo normas internacionales y son típicamente usadas con el fin de conocer la condición y el tiempo de vida restante con el que cuenta el aislamiento de papel.
- ✦ La evaluación eléctrica especializada incluye la prueba de descargas parciales (PD), la cual es una herramienta poderosa para la detección de fallas incipientes en el aislamiento del transformador.
- ✦ La evaluación mecánica de transformadores incluye el análisis de respuesta en frecuencia (FRA), que se aplica básicamente para detectar cambios en las dimensiones de la bobina del transformador, debido a deformaciones, desplazamientos, devanados en corto, etc.

3.2.1.2. Métodos De Diagnóstico Para Transformadores De Potencia

El sistema de aislamiento en un transformador sumergido en aceite es típicamente papel Kraft (celulosa) impregnada con aceite mineral aislante, los tipos de materiales celulósicos normalmente utilizados se describen a continuación:

- ✦ Papel Kraft, usado como un aislamiento tipo vuelta a vuelta, enrollando cada espira de los devanados que componen las bobinas del transformador.
- ✦ Placas de Kraft con densidad alta, usado para separar los devanados y dar sujeción a las partes mecánicas.
- ✦ Placas de Kraft con densidades superiores usadas para sistemas que requieran de un mayor aislamiento entre devanados y entre devanados y tierra.

[9] Teniendo en cuenta la premisa de *“La vida útil del transformador es la vida útil del papel aislante”*. Hablamos de la existe en el mercado un papel conocido como papel aislante *Termoestabilizado*, el cual hace referencia a un “blindaje” químico obtenido mediante modificaciones de las cadenas químicas de celulosa, adicionando químicos para proteger la celulosa de la oxidación. Este papel se obtiene aumentando a la cadena típica de la celulosa acrilato de nitrilo, con lo cual se garantiza una mayor vida útil del papel, se puede optimizar la fabricación mezclando papel Kraft estándar en la parte inferior de las bobinas, donde el transformador tiene una temperatura menor y papel *Termoestabilizado* en la parte superior donde va a ser más exigido térmicamente.

Es importante definir que el deterioro del papel es causado principalmente por la acidez, el tiempo y el agua.

A continuación se presenta un ejemplo práctico de la condición de deterioro del sistema de aislamiento de un transformador

Ej. El aceite de un transformador que presenta acidez de 0,4mgKOH/g en un año está en mejor condición que uno que esté en 0,15mgKOH/g pasados 20 años.

Un transformador de diseño normal está en capacidad de llegar hasta una temperatura del punto más caliente de 110°C.

- ✘ Temperatura ambiente 30°C
- ✘ Aumento (Rise) de Temperatura (°Celsius) a 100% de la carga es 65°C
- ✘ Temperatura del aceite 95°C.
- ✘ Punto más caliente de la bobina 15°C

La suma de los datos anteriores arroja la temperatura del punto más caliente como 110°C

Teniendo en cuenta lo anterior, si se mira la expectativa de vida, el transformador tiene una vida útil de 7,5 Años.

Según autores de "A guide to transformers Maintenance", la vida útil de un transformador bajo un programa de mantenimiento apropiado es 412 Años teóricamente hablando, y en la práctica puede durar 50 años. Si el aislamiento del papel se protege apropiadamente.

3.2.1.3. Esfuerzos A Los Que Son Sometidos Los Transformadores

Los mayores esfuerzos a los que están sometidos los transformadores ya sea de manera individual o en conjunto son los siguientes:

- ✘ Mecánicos: esfuerzos entre conductores, cables y devanados debidos a sobre corrientes momentáneas, corrientes de falla causadas por corrientes de Inrush, las cuales se presentan durante el funcionamiento cotidiano del equipo.
- ✘ Térmicas: esfuerzos, debido calentamiento general o sobrecalentamientos centralizados, asociados a sobre corrientes instantáneas, fugas de aceite, las cuales dejan desprotegida la parte activa o debido al mal funcionamiento del sistema de refrigeración forzada.
- ✘ Dieléctricas: esfuerzos debidos a impulsos o sobretensiones transitorias, o resonancias internas asociadas con los devanados.

Las pruebas de diagnóstico realizadas en los transformadores deben ser sensibles a las tres condiciones de esfuerzo con el fin de obtener indicadores confiables que permitan realizar una interpretación correcta con la cual se logre localizar el sitio de la falla presentada.

Debemos tener muy presente que las fallas debidas a condiciones dieléctricas son a menudo sinónimo humedad o deterioro de las condiciones óptimas del aceite, lo cual supone una situación de alto riesgo para el equipo eléctrico. Este hecho invita a la realización de un mantenimiento preventivo en el cual se inspeccione de manera general el estado total del transformador y así evitar falsas alarmas y salidas de funcionamiento injustificadas.

3.2.1.4. Factores De Deterioro Y Mecanismos De Falla

En general el deterioro de las condiciones aislantes del papel y el aceite son causados por esfuerzos térmicos que se aceleran en presencia de humedad, oxígeno, o compuestos con un alto grado de acidez presentes en el aceite, este deterioro se manifiesta en una reducción de la rigidez dieléctrica.

Las fallas en los transformadores no están asociadas generalmente al envejecimiento del mismo sino más comúnmente como consecuencia de:

- ✗ Fallas de corto circuito.
- ✗ Sobre calentamiento debido a concentraciones de corrientes, corrientes desbalanceadas o fugas de aceite.
- ✗ Fallas en el aislamiento debido a disminución de la rigidez dieléctrica causada por anteriores y/o repetidos corto circuitos o sobre calentamientos instantáneos.
- ✗ Fallas debido a los accesorios (bujes, cambiadores de TAP, ventiladores, descargadores de tensión, etc.).

Estas fallas pueden clasificarse en función del tiempo en una escala del uno (1) al tres (3):

1. Fallas inmediatas, ocurren en menos de un segundo debido a corto circuitos, sobretensiones en el sistema, impulsos por descargas atmosféricas o alguno otro fenómeno transitorio.
2. Fallas menores localizadas dentro del transformador, pueden durar días y hasta semanas sin ser detectadas.
3. Deterioro del aislamiento de alta tensión, puede alcanzar periodos que superan meses y hasta años sin ser detectados debido a la no realización de mantenimientos preventivos.

Las técnicas de diagnóstico brindan la evidencia necesaria para poder llevar a cabo un plan de mantenimiento, investigaciones futuras y trabajos correctivos que puedan evitar una parada súbita por emergencias.

3.2.1.5. Métodos De Diagnóstico

En la siguiente tabla se presentan las técnicas de diagnóstico más usadas en cuanto a transformadores de potencia se refiere, de acuerdo a su campo de aplicación, estado actual, efectividad y referencia específica. Las técnicas de diagnóstico brindan información sobre la aparición de fallas iniciales así como información acerca de la localización dentro del transformador.

Tabla 1. Técnicas de diagnóstico más importantes y usadas en transformadores de potencia

Problema	Técnica de Diagnóstico	Condiciones de servicio ²	Estatus de la técnica ³	Efectividad de la técnica
Mecánico	1. Corriente de excitación.	F.D.S.	A	Media
	2. impulso de baja tensión.	F.D.S.	A	Baja
	3. análisis de respuesta en la frecuencia.	F.D.S.	A	Alta
	4. Medición de la inductancia de fuga.	F.D.S.	A	Media/Alta
	5. capacitancia.	F.D.S.	A	Alta
Térmico	Análisis de gases disueltos:			
	6. Cromatografía de Gases.	ON	A	Alto
	7. Método de Hidrogeno equivalente	ON	A	Medio
	Deterioro de papel y aceite			
	8. Cromatografía líquida – método DP	ON	B	Medio/Alto
	9. Análisis de furanos	ON	B	Medio/Alto
	DETECCIÓN POR HOTSPOT			
	10. Sensores invasivos	ON	B	Bajo
11. Termografía por infrarrojos	ON	A	Alto	
Dieléctrico	ANÁLISIS DE ACEITE			
	12. Humedad, Rigidez Eléctrica, resistividad, etc.	ON	A	Medio
	13. Relación de transformación	FDS	A	Baja
	Medidas tipo PD			
	14. Método de ultrasonido	ON	B	Medio/Alto
	15. Métodos Eléctricos	ON	B	Medio/Alto
	16. Factor de potencia y capacitancia	FDS	A	Alto
17. Respuesta a frecuencia Dieléctrica	FDS	A	Alto	

Usualmente las técnicas descritas en el cuadro anterior se llevan a cabo dependiendo del elemento que se quiera analizar, por esta razón se muestra la tabla No 1b a continuación.

²FDS: Equipo Fuera de Servicio (des energizado), ON: Equipo en servicio (trabajo en caliente).

³A: Se aplica de manera general, B: En estado de desarrollo.

Tabla 2. Técnicas de diagnóstico más importantes y usadas en transformadores de potencia⁴

Elemento	Falla	Método de Diagnóstico
Aislamiento	Envejecimiento	Análisis físico químico del aceite, Grado de polimerización DP, Análisis de furanos, DGA
	Humedad	Métodos químicos de medición de humedad, PDC, FDS.
	Contaminación	Capacitancia y Tangente delta, índice de polimerización, resistencia de aislamiento
	Descargas Parciales	Medición de descargas parciales, DGA.
Devanados	Espiras en Cortocircuito	Relación de transformación, corriente de excitación
	Daño del conductor, conductores e paralelo cortocircuitados	Resistencia de Devanados, FRA
	Contactos y conexiones de alta resistencia	Corriente de excitación, resistencia de devanados
	Perdida de presión de Apriete	FRA
	Desplazamiento o deformación axial y radial	Impedancia de dispersión, capacitancia, FRA
Núcleo	Puntos calientes	DGA
	Defectos en la estructura del núcleo magnético	Corriente de Excitación, FRA

3.2.2. Herramientas Generales De Diagnóstico

3.2.2.1. Evaluación de la calidad del aceite

Los Tres componentes que afectan la vida útil y el buen estado del transformador [10]y que a su vez están asociados al deterioro y la contaminación del mismo son:

- ✖ El papel.
- ✖ El Cartón.
- ✖ El aceite aislante.

El papel, el cual es usado en el aislamiento del conductor; cartón prensado, usado para un mayor aislamiento y como soporte de los bobinados; y el aceite aislante. Estos componentes se ven afectados por el agua, aire o partículas de gases presentadas en forma de burbujas las cuales son agentes de degradación. La presencia de estos elementos pueden de manera directa reducir la rigidez dieléctrica el sistema de aislamiento y como resultado la aceleración de la tasa de envejecimiento del mismo.

La detección del nivel de contaminación de un transformador es muy importante, por lo que el CIGRE (Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos) sugiere algunas posibles fuentes de contaminación típica que se listan en la siguiente tabla.

⁴Conferencia realizada por GRALTA (Grupo de investigación e Alta Tensión), Universidad del Valle, Agosto 2011

De acuerdo al CIGRE los equipos que deben considerarse como principal objeto de intervención son aquellos que cuentan con empaques de pobre calidad, desgastados o que presentan fugas de aceite, los que presentan sobrecalentamientos y aquellos que cuentan con aceite envejecido.

Tabla 3. Principales fuentes de contaminación en transformadores de potencia.

Contaminante	Fuente	Modo de operación
Vapor de agua	Exposición directa del aislamiento al aire libre durante la instalación o alguna inspección.	La mayor parte de la humedad se almacena en las paredes de la estructura donde la temperatura es menor y al inferior de las bobinas.
	Ingreso de humedad a través espacios formados en los empaques, juntas flojas o a través de tanques conservadores mal sellados o cuyos contenedores de gel de Sílice se encuentren en mal estado	
	Como subproducto del envejecimiento natural del sistema de aislamientos	Concentración en las vecindades de puntos calientes o humedad asociada al papel.
Agua líquida	Intercambiadores de calor por medio de agua averiados, empaquetaduras deterioradas o mal instaladas, juntas o conexiones sueltas, condensación en las áreas más frías.	Comúnmente en la parte baja del tanque y los radiadores.
Partículas	Debido a procesos de manufactura, malos secados de la parte activa en fábricas, envejecimiento del aceite, envejecimiento y uso de la celulosa, sobrecalentamientos por sobre corriente que producen material carbonado procedente de los conductores.	Fugas de aceite, sedimentos por efecto de la gravedad y flujo de aceite y corrosión de la cuba cuyas partículas se ven atraídas por efectos de los campos magnéticos a la superficie de las bobinas.

El deterioro del aislamiento afecta básicamente la parte “débil” del aislamiento, la cual está compuesta del aislante con el cual se recubren los conductores, cartón prensado, Kraft, etc., lo cual compromete entre un 40% y 60% de la masa total del aislamiento.

Basados en lo anterior, a continuación se hace un repaso de los métodos usados para la evaluación del nivel de contaminación del aislamiento de un transformador.

3.2.3. Métodos De Evaluación De La Calidad Del Aceite Aislante

3.2.3.1. Diagnóstico dieléctrico y Físicoquímico

El diagnóstico periódico es una disciplina que garantiza confiabilidad y beneficio económico. Debe ser integral, involucrando al aceite, el papel aislante y al transformador en su conjunto y más o menos completo dependiendo de la importancia y criticidad del transformador, a continuación se nombran algunas pruebas esenciales que hacen parte del análisis dieléctrico y físicoquímico que se realiza en el aceite mineral aislante y cuyo objetivo fundamental es determinar el porcentaje de agua existente en el papel, y el grado de impregnación de productos polares, ácidos y lodos en el papel.

3.2.3.2. Rigidez dieléctrica

Esta prueba ofrece la medida de tensión a la cual el aceite pierde su rigidez dieléctrica, permitiendo la conducción de electrodos, es por esta razón que esta prueba es un buen indicador del estado del aceite, brindando información acerca del contenido de agua, lodos, partículas oxidantes y demás materiales nocivos. Típicamente se lleva a cabo por medio de la aplicación de una diferencia de potencial entre dos electrodos bajo condiciones preestablecidas en el fluido, existen dos procedimientos reconocidos: uno es el ASTM D-877 [11], en el cual se describe un recipiente de una pulgada de diámetro dentro del cual se ajustan un par de electrodos separados 0,100 pulgadas (2,54mm) uno del otro con tensión de 3000V/s, para esta prueba se necesita un mínimo de 100ml de aceite mineral; y la norma ASTM D-1816, en el cual se especifica que los electrodos deben ser semiesféricos e forma de hongo y estar distanciados 1mm o 2mm con tensiones de 500V/s y se necesita un mínimo de 500ml de aceite mineral aislante para su realización, además, que debe incluir un agitador lo que simula de mejor manera el interior del transformador y lo convierte en un método más sensible a la disipación de partículas, en la guía IEEE para la aceptación y mantenimiento de aceites aislantes en equipos de potencia, se establecen recomendaciones para que el método usado en la evaluación de la rigidez dieléctrica de los aceites minerales aislantes sea el método ASTM D-1816.

Usualmente se entiende que si la rigidez dieléctrica es buena el contenido de humedad en el aceite es bajo, sin embargo, la experiencia arroja resultados en los cuales Muestras de aceite con grandes contenidos de agua tienen una excelente rigidez dieléctrica, esto se debe a que si se presenta saturación de contenido de humedad en el aceite la rigidez dieléctrica se balancea.

3.2.3.3. Tensión Interfacial (IFT)

Esta prueba (ASTM D-971-99a) es usada para determinar la tensión interfacial que existe entre una muestra de aceite y agua destilada. La muestra de aceite es puesta en un vaso de agua destilada a 25° Celsius. El aceite debería flotar debido a su gravedad específica es menos a la del agua, y debería ser fácilmente observable que ambos líquidos están separados, el número IFT es la cantidad de fuerza en Dinias requeridas para hacer que un anillo de alambre salte al menos 1cm a travesando la interface Agua/aceite. Una dina es una cantidad muy pequeña de fuerza, 0,000002247 libras fuerza. El aceite en óptimas condiciones arrojará un resultado de IFT de entre 40 y 50 dinas por centímetro, mientras que un aceite contaminado por pequeñas partículas (producto de la oxidación del aceite y el papel) se esparcirá debilitando la línea de separación entre ambos líquidos. La prueba de IFT junto a la prueba de acidez brinda un excelente indicador acerca del momento en el cual el aceite necesita ser regenerado. Un número muy bajo de IFT indica el alto grado de contaminación del aceite por presencia de lodos. Si los aceites que presentan bajo número de IFT no son tratados, los lodos pueden alojarse en los devanados, aislamientos y demás causando problemas de refrigeración.

Existe una relación inminente entre el IFT, el número de acidez y los años en servicio del equipo. La curva [12] presentada en la figura No.9 presenta dicha relación. Nótese que la curva los límites de servicio normal para ambos casos, IFT y número de acidez.

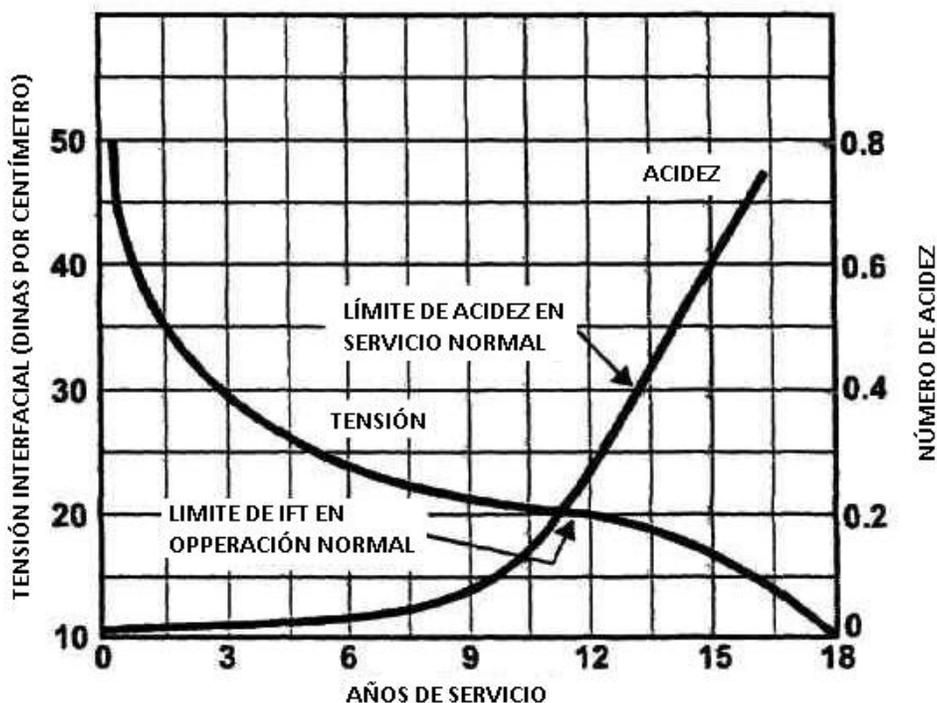
3.2.3.4. Número de Neutralización de Acidez

El número de acidez (acidez) es la cantidad de Hidróxido de Potasio (KOH) medido en miligramos que se necesitan para neutralizar un 1gramo (g) de acidez contenida en el aceite del transformador, entre mayor sea el número de acidez mayor será el ácido contenido en el aceite. Los nuevos aceites para transformadores no contienen cantidad de ácidos, los ácidos atacan los metales en el interior del transformador, como por ejemplo las paredes del tanque lo cual crea más lodos, también atacan la celulosa acelerando la degradación del aislamiento, los ácidos pueden ser encontrados al obtener un resultado de número de acidez de 0.40, a este punto es necesario realizar una regeneración del aceite o cambiar el mismo, aunque técnicamente es más aconsejable realizar una regeneración siempre y cuando el transformador no tenga una avanzado estado de degradación en su sistema aislante sólido (papel). El número de acidez se evalúa a través de la norma ASTM método D974.

3.2.3.5. Índice de Calidad

El índice de calidad es obtenido por medio de la relación Tensión Interfacial sobre Número de Neutralización, $IC = \frac{\text{Tensión Interfacial}}{\text{Número de Neutralización}}$ esta es conocida como índice de calidad o Myers.

Figura No. 9. Relación entre el número de acidez y la tensión interfacial en función de tiempo de servicio



3.2.3.6. Factor de Potencia

El factor de potencia en el aceite indica la pérdida de rigidez dieléctrica, lo que indica cuanta cantidad de la energía generada se pierde en el aceite, se interpreta como pérdida

de eficiencia un alto factor de potencia indica el deterioro y la contaminación debida a subproductos tales como agua, material carbonado u otras partículas conductoras, lodos metálicos producidos por ácidos que atacan la cuba en el interior del transformador formando oxidación. El método recomendado para determinar el factor de potencia en el aceite aislante es ASTM D924, y a medida es llevada a cabo a 25° Celsius y a 100° Celsius, esto debido a que algunos componentes contaminantes pasan desapercibidos a 25° Celsius pero son revelados cuando la prueba es realizada a 100° Celsius. Un alto factor de potencia a 25° Celsius y un bajo factor de potencia a 100° Celsius indican presencia de humedad, puesto que la humedad se evapora a 100° Celsius.

3.2.3.7. Prueba contenido de inhibidor de Oxígeno.

La humedad es para la celulosa altamente destructiva y aún más si se encuentra en presencia del oxígeno, es entonces importante mitigar el contenido de oxígeno de los transformadores. Los inhibidores de oxígeno son clave a la hora de realizar esta tarea, los dos inhibidores más comúnmente utilizados son el 2-6 DitertiariButilParaCresol (DBPC) y el 2-6 DitertiariButilPhenol (DBP), el inhibidor actúa atacando directamente las moléculas de oxígeno y sus nocivos subproductos. Este inhibidor debe ser revisado al pasar de los años para establecer el momento en el cual nuevo inhibidor debe ser adicionado al transformador. El análisis de contenido inhibidor se realiza de acuerdo a la norma ASTM método D2668, la cual sugiere los siguientes límites para el contenido de inhibidor:

- ✗ 0,08% para aceites tipo I, llamados típicamente no inhibidos por su bajo contenido de este compuesto.
- ✗ 0,3% para aceites tipo II, llamados típicamente inhibidos.

3.2.3.8. Análisis de contenido de materiales furánicos

Compuestos como el 2-furaldeidos y algunas sustancias relacionadas a un grupo de químicos compuestos llamados Compuestos Furanicos, los cuales se forman cuando el papel se degrada producto de una mayor temperatura de operación del transformador, el análisis de furanos puede ayudar a dar una interpretación correcta y más adecuada acerca del estado del papel aislante.

3.2.3.9. Contenido de PCB's

Las leyes ambientales alrededor de mundo prohíben el uso de aceites con contenido de PCB's y requieren que el aceite contaminado sea dispuesto de manera especial, en años anteriores los PCB's (policloruros de bifelino) eran usados por su excelente respuesta en trabajos de refrigeración, estos productos son altamente cancerígenos y esa es la razón principal por la que ahora son totalmente rechazados. Estos compuestos clorados fueron producidos de manera masiva por Rusos y Estadounidenses en los años 60's, distribuyéndolos por todo el mundo con gran éxito debido a las propiedades insuperables de este material aislante que cuenta con un grado de ignición e inflamación altos además de ser un excelente dieléctrico, aislante y prácticamente con contar con punto de oxidación, sin embargo estos compuestos son altamente perjudiciales para la salud humana y contaminantes en gran proporción, estos compuestos tardan cerca de 1000 años

en descomponerse. Por las razones anteriores fueron sacados del mercado y prohibida su manipulación y fabricación a nivel global.

A pesar de su prohibición grandes cantidades de compuestos bifenil clorados aún siguen haciendo parte de las industrias.

Por el alto riesgo de manipulación se realiza una prueba de contenido de PCB's al aceite aislante contenido en los transformadores a intervenir, esta prueba por medio de reacción química adquiere un color traslucido en el momento de contener más de 50ppm de PCB's en el aceite mineral, el contenido de PCB's permitido alrededor del mundo debería ser CERO, sin embargo, es permitido que se contengan hasta 50ppm en el volumen de aceites aislantes debido a condicionamientos Políticos.

Por debajo de 50ppm los productos contenedores de PCB's pueden ser manipulados, mientras que las pruebas que arrojen contenidos de PCB's superiores a 50ppm de acuerdo a pruebas cualitativas, deben ser corroboradas a través de pruebas cuantitativas de PCB's.

3.2.3.10. Azufre Corrosivo

En años recientes se han reportado un número considerable de fallas, en diferentes tipos de equipos, debido a la formación de sulfato de cobre en la celulosa aislante. Además, de otros problemas asociados a la acción de compuestos de azufre corrosivo en el aceite, en años anteriores los métodos descritos en ASTM D1275 (tiras de cobre), o el método DIN 51353 (tiras de plata) eran utilizados para la detección de estos compuestos nocivos, sin embargo la práctica arrojó que estos métodos no eran confiables, pues muestras de aceites que pasaron estas pruebas resultaron fallando a causa de estos compuestos. A causa de lo anterior nuevos desarrollos han tenido cabida con una mayor sensibilidad, el método ASTM D1275 B, y el CCD (Cover Conductor Deposition) han sido probados con excelentes resultados en cuanto a aceites y celulosa con contenido de sulfuro de cobre.

3.3. Humedad en el sistema de aislamientos del transformador

La presencia de humedad en un transformador deteriora su aislamiento disminuyendo tanto su rigidez dieléctrica como la mecánica. En general, la tasa de deterioro térmico es proporcional al contenido de humedad [13].

3.3.1. Aceite Mineral Aislante

El aceite mineral aislantes es extraído típicamente a partir del crudo de petróleo a través de procesos de desparafinado, extracción por medio de solventes, tratamiento a base de hidrogeno o combinaciones de los métodos anteriores que garanticen las especificaciones técnicas requeridas para refrigerar de manera correcta los transformadores de potencia sumergidos en aceite, este está en su mayoría constituido de tres tipos de compuestos químicos como lo son los alcanos, naftenos y los hidrocarburos aromáticos.

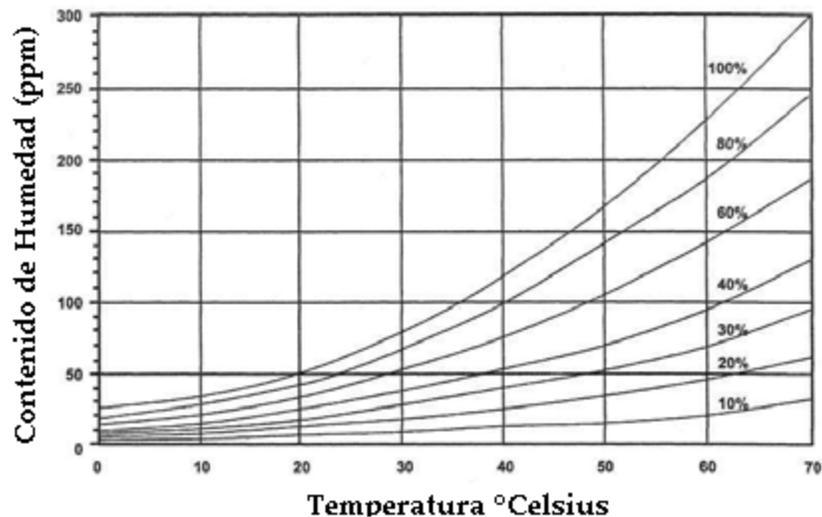
Uno de los mayores enemigos en el correcto funcionamiento del aceite aislante es el agua, la humedad en el aceite usualmente es medido en ppm (partes por millón) usando una relación simple entre la cantidad de humedad dividido el peso del aceite (g/g), de acuerdo a los documentos estudiados es conveniente que la humedad relativa al interior del

transformador nunca sobrepase el 20% (porcentaje adimensional) dicha medición es obtenida en términos de la humedad de acuerdo a (1)

$$\%RH = 100 * \frac{r}{r_s} \quad (1)$$

Dónde: r se refiere a la razón de cambio de la mezcla y r_s es la razón de cambio de la mezcla saturada.

Figura No. 10. Curvas de humedad relativa para transformadores de potencia [14]



A pesar de que la humedad es un factor de riesgo para el funcionamiento de los transformadores sumergidos en aceite, es también parte fundamental de la composición del papel aislante, es por eso que nunca se podrá lograr el estado ideal de humedad (0%) dentro de los transformadores sumergidos en aceite pues el papel aislante utilizado contiene y necesita de cierto porcentaje de humedad de lo contrario este sería quebradizo y no permitiría su manipulación por parte de los fabricantes, además de la humedad explícita contenida en los materiales con los cuales se construyen los transformadores eléctricos, esta puede ingresar a él producto de diferentes procedimientos, como ejemplo si un transformador es abierto para su inspección y no presurizado de manera correcta con aire seco o nitrógeno, el aislamiento podría absorber humedad de la atmósfera, en otros casos producto del mal cuidado de los equipos, estos podrían obtener filtrada a través de empaques desgastados a causa de las expansiones y contracciones sufridas de manera natural por el transformador durante su normal funcionamiento, la humedad también se forma de manera natural por degradación de la celulosa en transformadores.

Es de vital importancia mantener a los transformadores inmersos en aceite libres de oxígeno y tal secos cómo sea posible, lo anterior debido a que la humedad y el oxígeno

aceleran el proceso de degradación en el aislamiento, formando ácidos, lodos y más humedad.

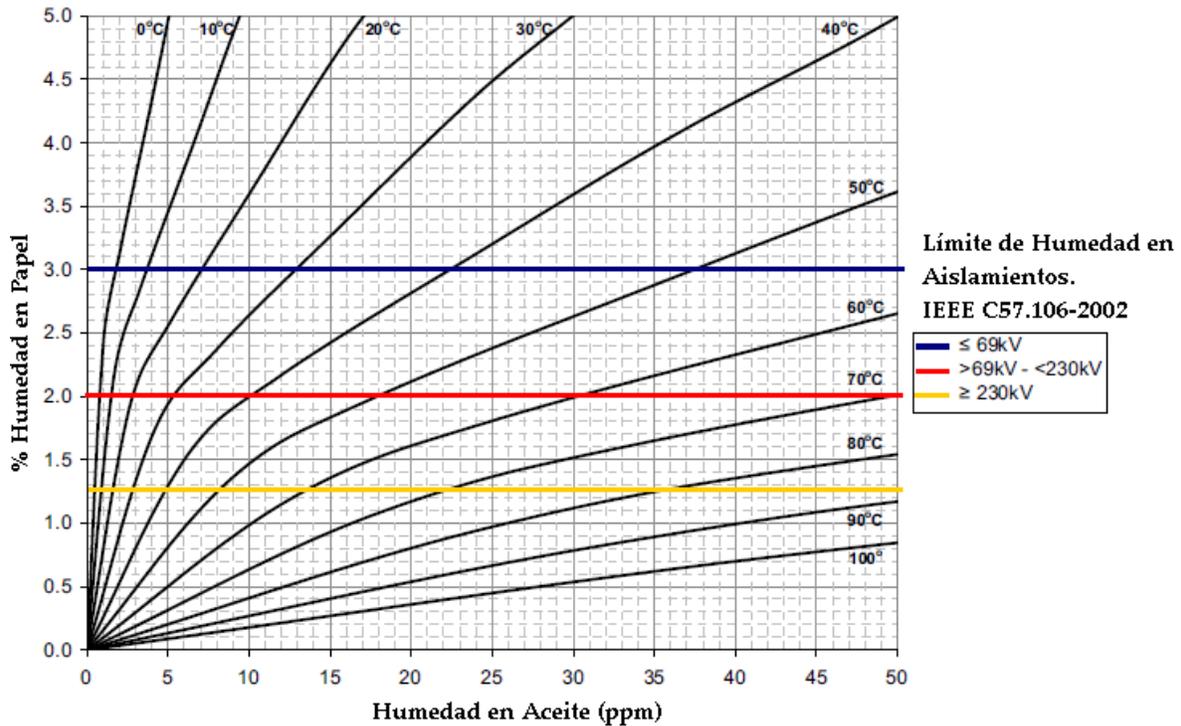
El ciclo se mueve de la siguiente manera, los lodos se asientan en los bobinados y dentro de la estructura del núcleo, causando que sobrecalentamientos y disminución en la eficiencia de la refrigeración, razón por la cual la temperatura al interior del equipo aumenta degradando el papel y convirtiendo su humedad natural en vapor de agua, también se forman ácidos lo cuales incremental la degradación lo cual forma más ácidos, lodos y humedad cada vez a una tasa de cambio más elevada [15].

La parte más significativa con respecto a la protección por aislamiento del transformador está asociada a la celulosa, la cual contiene una gran masa de agua comparada a la contenida de manera natural en el aceite, por eso es muy importante conocer esta cantidad de humedad, desafortunadamente, para poder tener una medida exacta de la cantidad de humedad contenida en el papel o en el cartón prensado (pressboard) es necesario tomar una muestra de este directamente del interior del transformador (método invasivo).

Infortunadamente, mientras el transformador se encuentra en operación la humedad nunca está en estado equilibrado, es decir, está migra constantemente de un lugar a otro de la siguiente manera; la humedad migra desde la celulosa hacia el aceite en el momento en que la temperatura del transformador (núcleo y devanado) incrementa como resultado del nivel de demandada (I^2R). Lo contrario ocurre cuando la carga se reduce y los devanados y el núcleo se “enfían”.

A continuación se muestran algunas curvas en las cuales se relacionan los niveles de humedad en el conjunto de aislamiento.

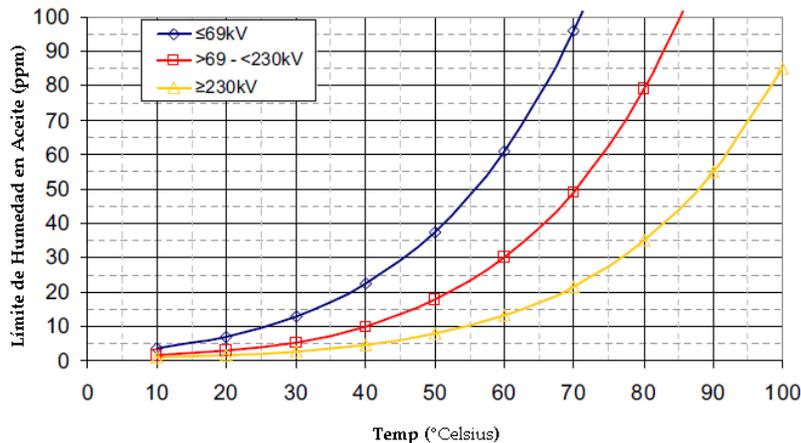
Figura No. 11. Regiones de baja humedad para sistemas de aislamiento Papel-Aceite [16]



Nota. Los límites de humedad se relacionan con los consignados en IEEE C57.106-2002, los cuales se muestran en la tabla No 4, y se encuentran en concordancia con la figura No.11.

En la figura No 12. Podemos encontrar datos acerca de las curvas de equilibrio de humedad y los límites de humedad sugeridos en aislamientos sólidos, esta tabla nos da una idea acerca de los niveles máximos permitidos de humedad en el aceite a diferentes temperaturas, por ejemplo, a 60° Celsius la humedad contenida en un transformador de 145 kV no debería sobrepasar las 30 ppm, mientras que en un transformador de 69 kV el límite está alrededor de los 65 ppm.

Figura No. 12. Niveles máximos de humedad en aceites vs. Celulosa



Con el fin de obtener resultados confiables en la utilización de estas curvas se recomienda que la temperatura del aislamiento esté al menos a unos 50° Celsius.

En la siguiente Tabla No. 4 se encuentran unos límites que pueden ser usados como guía en la elaboración de un plan de mantenimiento y toma de decisiones acerca del estado de los transformadores; las tablas muestran los diferentes límites para la evaluación del contenido de humedad en transformadores de acuerdo a IEEE Std. C57.106-2002 [17].

Tabla 4. Guía General para la interpretación de datos expresados en porcentaje.

Porcentaje de saturación, (H ₂ O en aceite)	Condiciones del aislamiento Celulósico
0-5	Aislamiento seco
6-20	Moderadamente Húmedo
21-30	Aislamiento Húmedo
>30	Aislamiento extremadamente Húmedo

La humedad en el transformador reduce la capacidad de aislamiento en la parte activa, afectando la rigidez dieléctrica, el factor de potencia, aumentando la tasa de envejecimiento, etc. [18][19], la formación de burbujas al interior del transformador puede deberse a numerosas causas:

- ✦ Generación excesiva de gases debida a fallas.
- ✦ Sobre saturación de Nitrógeno, en unidades que son transportadas o almacenadas con presión positiva de este gas con el fin de evitar el ingreso de humedad.

3.3.2. Análisis De Gases Disueltos En El Aceite [20]

El análisis de gases disueltos en el aceite (DGA - Dissolved Gas Analysis) ha sido utilizado de manera eficiente durante años como una herramienta de diagnóstico en el estado de transformadores de potencia, con este método podemos encontrar fallas iniciales, además de explicar la causa raíz de fallas o contingencias ya ocurridas; también aseguramos que los nuevos equipos están en óptimas condiciones.

La idea principal por la cual se recomienda el uso del análisis DGA se basa en el hecho de que durante la vida útil del equipo, el sistema de aislamiento (aceite/papel) genera gases en medio de su descomposición natural y a consecuencia de fallas ocasionadas por diversos acontecimientos, los gases de interés para el análisis DGA se muestran a continuación.

Tabla 5. Gases disueltos encontrados en transformadores sumergidos en aceite mineral aislante.

Gas	Símbolo
Hidrógeno	H ₂
Metano	CH ₄
Etileno	C ₂ H ₄

Etano	C ₂ H ₆
Acetileno	C ₂ H ₂
Propeno	C ₃ H ₆
Propano	C ₃ H ₈
Monóxido de carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO ₂
Oxígeno	O ₂
Nitrógeno	N ₂

Nota. Todos los elementos presentados en esta tabla representan gases combustibles

Todos los gases relacionados en la tabla anterior pueden formarse (en baja proporción) debido al envejecimiento natural del sistema de aislamiento a excepción del Oxígeno y el Hidrógeno. El estándar IEEE C57.104 y la publicación IEC 60599 presentan diferentes esquemas de evaluación DGA.

3.3.2.1. Procedimiento

El procedimiento para llevar a cabo un análisis DGA consiste típicamente en cuatro pasos:

- ✦ Toma de muestra de aceite del transformador.
- ✦ Extracción de los gases contenidos en el aceite.
- ✦ Análisis de los gases extraídos por medio de cromatografía de gases.
- ✦ Interpretación del análisis de acuerdo al esquema de evaluación elegido.

Para la realización de la toma de muestra de aceite se sugiere utilizar las válvulas localizadas en el circuito de radiadores, sin embargo, por limitaciones de diseño no siempre es posible recolectar las muestras de estos lugares, en tal caso, la literatura sugiere utilizar la válvula inferior, el tanque conservador o el relé Buchholz. Para la toma de muestras especialmente las que serán utilizadas para la evaluación DGA se debe tener mucho cuidado con el fin de no exponer al aceite a la atmosfera, ni dejar que los gases contenidos se escapen durante la toma y/o transporte hasta el laboratorio, el método para la toma de muestras DGA se describe de manera detallada en el estándar IEC 60567 o la Norma ASTM D 923-07

La extracción de los gases contenidos en el aceite mineral puede ser llevada a cabo por medio de diferentes métodos:

- ✦ Desgasificación parcial (Extracción por medio de vacío en un solo ciclo).
- ✦ Desgasificación total (extracción por medio de vacío en múltiples ciclos).
- ✦ Extracción mediante la inyección de otro gas al aceite.
- ✦ Cromatografía de gases con Head-Space, la cual consiste en la determinación de los gases disueltos en aceite mineral aislante mediante la igualación de los gases dentro de un volumen de gas libre, de acuerdo a la Norma ASTM D 3612-02 Método C.

3.3.2.2. Interpretación

Con el fin de interpretar de manera adecuada los resultados obtenidos en el análisis de gases, es necesario determinar la diferencia de producción de gases durante un periodo de tiempo prudente, considerando evaluaciones preventivas cada seis meses.

Los diferentes gases encontrados en una evaluación del aceite por medio de cromatografía de gases pueden interpretarse de la siguiente manera, dando una idea del tipo de falla que es posible se haya presentado.

El oxígeno (O₂) y el nitrógeno (N₂) se encuentran presentes en el aire, contenidos así, 20% O₂ y 80% N₂, por lo que es inusual obtener medidas de oxígeno por debajo de las 1000 ppm y de nitrógeno por debajo de 2000 ppm, sin embargo el contenido de aire no debe variar de forma abrupta a través del tiempo o entre muestras subsecuentes, si se presenta este caso puede deberse a que la muestra fue tomada de manera irregular o deficiente.

Nota. Una pequeña parte de dióxido de carbono (CO₂) puede presentarse debido al aire, pero sólo si el aceite presenta saturación por contenido de aire (10%), lo cual no precisamente representa existencia de humedad.

Los hidrocarburos: metano (CH₄), etileno (C₂H₄), etano (C₂H₆), propeno (C₃H₆), propano (C₃H₈) etc. Son producidos principalmente por calentamiento de las partes metálicas que componen la parte activa, teniendo en cuenta que el acetileno solo se produce a temperaturas cercanas a los 1000 °C, si durante alguna falla y tras la realización de un análisis DGA se evidencia contenido de acetileno se debe prestar especial atención debido a que el aceite mineral aislante hierve a unos 320 °C pero comienza a degradarse entre los 80-100 °C.

A continuación se presentan algunas situaciones que se presentan en los transformadores de potencia y pueden dar como resultado calentamiento de las partes metálicas y por lo tanto generar gases al interior del mismo:

- ✗ Una unión atornillada que ha perdido total o parcialmente su fuerza de cierre.
- ✗ Una resistencia muy alta entre los sistemas de fijación del conductor y el buje.
- ✗ Mal contacto en las derivaciones o soldaduras.
- ✗ Puntos de aterrizaje involuntarios que crean circulación extra de corriente.
- ✗ Aumento de la resistencia de los contactos en el cambiador de tomas bajo carga.
- ✗ Corrientes circulantes en el núcleo debidas a rebaba, a deterioro o deficiencia en la calidad de los aislamientos.
- ✗ Circuitos cerrados creados debido a daños en el aislamiento de las bobinas.

Ahora bien, gases tales como el monóxido de carbono (CO) y el dióxido de carbono (CO₂) están relacionados directamente con el material celulósico al interior del transformador y

se crean a temperaturas moderadamente altas $<150\text{ }^{\circ}\text{C}$. El calentamiento de la celulosa puede deberse a diferentes factores, entre estos:

- ✗ Sobrecalentamiento de los conductores debido a picos de corrientes.
- ✗ Múltiples puntos de aterrizaje, lo cual causa conducción de altas corrientes.
- ✗ Conductores en paralelo, que debido a un mal aislamiento o construcción defectuosa entran en contacto eléctrico.
- ✗ Refrigeración obstruida.
- ✗ Sobre corrientes debido a pérdidas de aceite por fugas.
- ✗ Corrientes circulantes en el yugo superior o inferior, debido a pernos sueltos o con mala sujeción.

Las fallas eléctricas pueden producir de manera directa hidrogeno (H_2) y acetileno (C_2H_2), si la falla eléctrica es baja y no alcanzó temperaturas muy elevadas se presentaran altos niveles de hidrógeno, pero si se trata de una falla con altos niveles de descarga de energía, habrá presencia de acetileno.

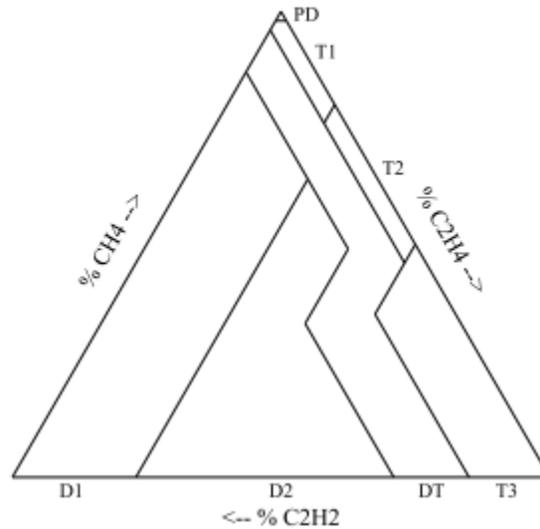
De acuerdo a las recomendaciones IEC para la interpretación de resultados de la evaluación DGA, es recomendable, incrementar la frecuencia de toma y análisis de muestras de aceite cuando la concentración de gases excede los niveles típicos, considerando el tomar acciones inmediatas si la concentración de gases incrementa al punto de activar las alarmas del transformador.

Uno de los métodos más populares para el diagnóstico de transformadores usando análisis de gases disueltos es el propuesto por Michel Duval [21], titulado Método de diagnóstico DGA mediante el Triángulo de Duval, éste método se describe en el apéndice B de la norma IEC 60599:1999.

Duval desarrollo este método en los años 60's usando una base de datos que involucraba miles de análisis y diagnósticos de transformadores con diagnósticos negativos.

De acuerdo al método descrito las concentraciones (ppm) de metano, etileno y acetileno son expresados como un porcentaje ($\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2$) y representado como un punto en un diagrama con un sistema de coordenadas triangular ($\% \text{CH}_4, \% \text{C}_2\text{H}_4, \% \text{C}_2\text{H}_2$) el cual ha sido subdividido en zonas de falla. Las zonas de falla en la que se encuentre el punto designa el tipo de falla que se produjo por medio de la concentración de gases.

Figura No. 13. Coordenadas y zonas de falla del triángulo de Duval



El método del triángulo de Duval, al igual que otros métodos para la evaluación DGA se debe aplicar sólo cuando hay sospecha de un fallo, basados en el aumento de la presencia de gases combustibles o algún síntoma sospechoso, lo anterior debido a que éste método no es en sí un medio de detección de fallos.

En el momento de aplicar el método de Duval hay que tener en cuenta que antes del inicio de la falla hubo presencia de gases en una proporción razonable, por lo que se recomienda restar dicha concentración (en caso de tener registro de las condiciones normales de operación), el no restar la cantidad contenida de gases pre falla puede llevar a resultados engañosos.

Para ejemplificar un poco, se puede suponer que un transformador se encuentra con niveles de gases recientemente incrementados de la siguiente manera 45 ppm de CH₄, 90 ppm de C₂H₄ y 15 ppm de C₂H₂, lo cual justifica la sospecha de falla, por lo cual se procede a aplicar el método del triángulo de Duval.

Calculando

$$T = CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2 = 45 + 90 + 15 = 150$$

Para expresar la cantidad de gas en %, tenemos:

$$CH_4 = 100 * \frac{CH_4}{T} = 100 * \frac{45}{150} = 30\%$$

De igual manera:

$$C_2H_4 = 60\%$$

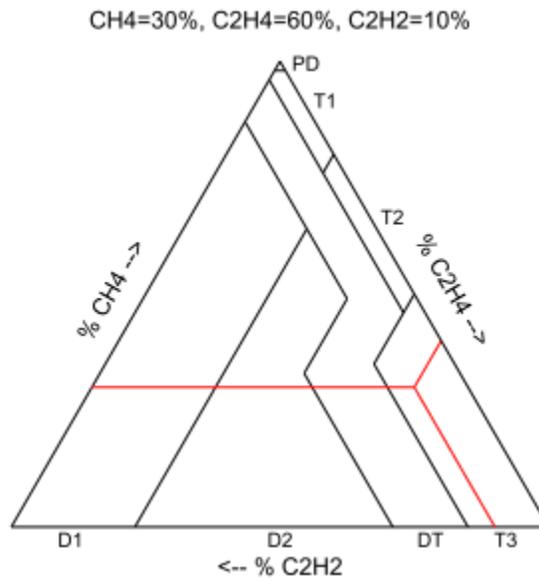
$$C_2H_2=10\%$$

Procedemos a ubicar los puntos obtenidos de la siguiente manera:

- ✗ Primer punto, correspondiente al 30% de CH_4
- ✗ Segundo punto, 60% de toda la distancia del eje C_2H_4
- ✗ Tercer punto, 10% de la longitud del eje C_2H_2

Nota. Por convención el triángulo tiene como sentido positivo la trayectoria de las manecillas del reloj tal como se evidencia en la figura No 13.

Figura No. 14. Determinación de fallas usando Método del triángulo de Duval



El punto que representa los datos de los gases se ubica en la zona de falla T3, lo cual indica que se trata de una falla térmica de alta temperatura, esto puede atribuirse a calentamiento de la parte activa del equipo.

Los códigos de falla para la interpretación de resultados en el triángulo de Duval se muestran a continuación.

Tabla 6. Códigos de Falla para El Triángulo Duval de acuerdo a la Zona Resultante

Códigos de Falla para El Triángulo Duval de acuerdo a la Zona Resultante	
Código	Interpretación
PD	Descargas Parciales
T1	Amplitud Térmica Baja (<300°C)
T2	Amplitud Térmica Media (300 – 700 °C)
T3	Amplitud Térmica Alta (>700 °C)
D1	Descarga Eléctrica de Baja Potencia

D2	Descarga Eléctrica de Alta Potencia
DT	Falla Indeterminada

Tabla 7. Ejemplos de fallas usando Método del Triángulo de Duval [22]

Tipo de Falla	Ejemplo
Descargas Parciales	Descargas debidas a cavidades dentro del aislamiento con burbujas, resultado de una mala impregnación del aceite en la celulosa, alto contenido de humedad en el papel, formación de "x wax" material "parafínico" en conductores y papel debido a partículas contenidas en aceites "parafínico".
Descargas Eléctricas de baja potencia	Chispas o arcos eléctricos debido a malas conexiones, o material flotante producto de descuidos en la manufactura (tuercas, tornillos, etc.), arcos eléctricos entre los anillos de protección, toroides, conductores de bobinas diferentes, soldaduras rotas, descargas entre bujes y el tanque, descargas a tierra, descargas a través de los bloques de madera, ruptura de la rigidez dieléctrica del aceite, cambiadores de tomas bajo carga.
Descargas Eléctricas de alta potencia	Arcos en el lado de baja tensión, corto circuitos en baja tensión, bobinados y núcleo, cortos o sobre corrientes en las conexiones del yugo.
Sobrecalentamientos menores a 300 °C	Sobrecargas en el transformador provocadas por situaciones de emergencia tales como bloqueo o flujo restringido del aceite refrigerante en las bobinas.
Sobrecalentamientos entre 300-700 °C	Sobrecalentamientos debidos a contactos defectuosos en uniones atornilladas, contactos desgastados del cambiador de tomas bajo carga, conexiones sueltas entre los cables y la varilla de conexión de los bujes del transformador, corrientes circulantes entre pinzas, yugo y pernos, abrazaderas y láminas, cableado a tierra defectuoso, malas soldaduras.
Sobrecalentamientos superiores a 700 °C	Grandes corrientes concentradas en el tanque y el núcleo por rebaba, mala calidad o corto entre las láminas que construyen el núcleo, corrientes circulantes en las paredes del tanque creadas por descompensación del campo magnético.
<p>Notas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aunque las formaciones del denominado x wax, vienen principalmente de los aceites parafínico, los aceites nafténicos no son enteramente inmunes a estas formaciones. 2. El último tipo de falla habla de fallas superiores a los 700 °C, estudios recientes en laboratorios reconocidos han arrojado resultados que contemplan la formación de acetileno a partir de los 500 °C, lo cual no está contemplado en esta tabla. 3. Una mala conexión en la parte inferior de un buje puede ser confirmada mediante cámara infrarroja, comparando los niveles de temperatura vistos entre uno y otro buje del mismo transformador, el sobrecalentamiento generado por una mala 	

conexión en la parte inferior del buje se ve reflejada en la parte superior de este.

3.3.3. Métodos De Diagnóstico Del Estado Del Transformador Mediante Pruebas Eléctricas

3.3.3.1. Prueba De Resistencia Eléctrica De Los Devanados

Esta prueba nos da una medida de la resistencia de los conductores que forman el devanado del transformador. La medida obtenida en la prueba de resistencia de devanados se referencia a 75°C u 85°C, dependiendo de cuál sea la temperatura promedio de operación de los transformadores a evaluar, la temperatura de corrección es +20°C, ahora bien, si tomamos una temperatura promedio incremento en condiciones de operación como 55°C, la medida de resistencia será corregida a 75°C y si es de 65°C, la resistencia será corregida a 85°C.

Si la resistencia eléctrica en los devanados es muy alta se originan caídas de tensión, fuentes de calor, pérdidas de potencia, además se detectan falsos contactos, espiras en corto circuito, etc.; con esta prueba pueden ser evidenciadas dichas fallas.

En caso de tener referencia de pruebas anteriores como por ejemplo resultados de las pruebas de rutina realizadas en fábrica, estas podrían ser comparadas con los nuevos resultados y en caso de que la resistencia de los devanados cambie, esto se podrá deber a que existen cortos entre las espiras, conexiones o bujes sueltos, fisuras en los conductores que conforman las bobinas, etc. Estas condiciones típicamente conducen a calentamiento de las partes metálicas en el transformador, generando de manera consecuente gases en el aceite.

Figura No. 15. Óhmetro de baja resistencia – Biddle DLRO247000 Low Resistance Ohmmeter [23]



La medida de resistencia de los devanados se realiza usando un óhmetro de baja resistencia como el mostrado en la figura anterior.

Para un transformador trifásico con conexión en estrella, la resistencia es medida para cada devanado entre fase y neutro; si se trata de una conexión delta, la resistencia es medida para cada uno de los bobinados fase a fase. Nótese que para la conexión delta la

medida de resistencia para cada fase ésta compuesta de una combinación en paralelo de los devanados asociados a la prueba y una combinación serie de los devanados restantes. Es recomendable entonces realizar al menos tres medidas para cada devanado fase a fase con el fin de obtener resultados más confiables, además es importante permitir la desenergización del equipo que será probado hasta que las temperaturas ambiente e internas se equilibren (las diferencia de temperatura entre la parte inferior y la parte superior no debe exceder los 5°C, de acuerdo con ANSI/IEEE C57.12.90) antes de realizar la prueba de resistencia.

De acuerdo a IED 60076-1, con el fin de reducir errores en la medición debidos a cambios en la temperatura se deben tener presentes las siguientes recomendaciones.

- ✦ Para transformadores tipo seco, se debe dejar en reposo y en un ambiente con temperatura constante por al menos tres horas.
- ✦ Para transformadores inmersos, el transformador debe permanecer sumergido y desenergizado por al menos tres horas, además de asegurarse de que la diferencia de temperatura entre el núcleo, devanados y el aceite es mínima.

Los resultados obtenidos deben ser comparados con: los obtenidos en fábrica, los obtenidos en otras fases del mismo transformador o en unidades gemelas si es posible. Antes de realizar estas comparaciones las medidas tomadas deben ser corregidas a un rango de temperatura común, este rango está entre los 75°C y los 85°C, dependiendo de lo registrado en la hoja de datos de fábrica.

La resistencia correcta se calcula así:

$$R_{CT} = \frac{R_M * (CF + CT)}{CF + temp. devanado (°C)}$$

Dónde:

R_{CT}: la medida de resistencia correcta

CF: 234.5 para devanados de cobre; 225 para devanados de aluminio (IEEE C47.12.90)

CF: 235 para devanados de cobre; 225 para devanados de aluminio (IEC 60076-1)

CT: 75 para transformadores con incrementos de temperatura de 55 °C; 85 para transformadores con incrementos de temperatura de 65 °C.

R_M: medida de la resistencia de devanados.

Para lograr que este método sea confiable es necesario tomar medidas consistentes y mantener el historial de estas medidas para realizar comparaciones apropiadas, cada vez que se haga una medida de devanados es importante cerciorarse que la posición del tap sea la misma que en veces anteriores.

Se considera aceptable si la medida varía hasta un 2% de los valores reportados por fábrica, cambios mayores a este porcentaje indican conexiones sueltas, corto circuitos entre espiras o mal contacto entre los cambiadores de derivaciones.

3.3.3.2. Prueba de relación de transformación de los devanados (TTR)

La función de un transformador consiste típicamente en la energía eléctrica de un nivel de tensión a otro, la prueba de relación asegura que el devanado del transformador este compuesto por el número adecuado de vueltas para generar o producir las tensiones requeridas. La relación de vueltas es una medida de la tensión eficaz (tensión RMS) aplicada en los terminales primarios y medida en los terminales secundarios:

$$r = \frac{N_P}{N_S} = \frac{E_P}{E_S}$$

Dónde:

r : es la relación de tensión

E : Tensión de circuito abierto

N : Número de vueltas

S : Secundario

P : Primario

De acuerdo con los estándares IEEE 62 y el IEC 60076-1 el valor TTR no debe variar más de 0,5% del valor calculado.

A continuación se relacionan las medidas que deben ser tomadas en la evaluación de transformadores trifásicos y tridevanados.

La prueba de TTR indicará si la relación de transformación es anormal, lo que indicará que existe un problema en el transformador, pero no indicará el punto exacto del problema o de la falla, este punto deberá ser evidenciado por medio de una inspección interna, para lo cual tal vez sea necesario realizar el desencube de la parte activa (destapar el transformador).

3.3.3.3. Resistencia de aislamientos [24]

La prueba de resistencia de aislamientos, también conocida como Megger o meggeo, se usa para verificar que los aislamientos del transformador cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar la no inadecuada conexión entre sus devanados y tierra para asegurar que no existen defectos en el equipo.

Tomando la resistencia como una función de la humedad, el nivel de impurezas y la temperatura del aislamiento así también como del tamaño y tipo de construcción del transformador, básicamente esta medida brinda información acerca del estado general del sistema de aislamiento y muestra si la corriente de fuga es lo suficientemente pequeña como se desea.

El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma IEEE C57.12.90 y contiene básicamente los siguientes puntos:

- ✗ La temperatura de los devanados y del líquido aislante deben estar cercanos a 20°C.
- ✗ Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.
- ✗ Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.
- ✗ Todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar.
- ✗ Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la cuba deberán conectarse a tierra mientras se aplique la tensión de prueba.

Esta prueba debe realizarse en campo antes de que el transformador sea energizado para su puesta en operación, con el fin de evitar fallas a causa de ingreso de humedad por transporte o almacenamiento, la prueba de resistencia de aislamientos también puede ayudar a determinar puntos aterrizados en el transformador causados por daños producidos mediante el transporte.

La duración de la prueba será de un minuto, tomando lecturas en R_{15} y R_{60} , es decir a los 15 y a los 60 segundos de iniciada la prueba y deberán tenerse en cuenta las siguientes precauciones.

- ✗ La prueba deberá ser interrumpida si la corriente comienza a incrementarse sin estabilizarse.
- ✗ Bajo ninguna condición la prueba podrá ser llevada a cabo si el transformador se encuentra en vacío.
- ✗ Al terminar la prueba todos los terminales del transformador deberán ser aterrizados por un periodo suficiente el cual permita que las cargas atrapadas en la parte activa decaigan.

Aunque las normas estándar IEC 6076-1 y la IEEE C57.12.90 no provee información acerca de límites para la resistencia de los devanados, la experiencia de las grandes empresas dicta que el rango normal para un transformador en buenas condiciones de humedad debe estar entre 1,3 – 3 [MΩ].

Si la temperatura del líquido no se encuentra en 20°C la medida debe ser corregida a esta temperatura mediante el uso de la siguiente tabla de factores de corrección, por ejemplo si el valor medido es 20MΩ a 12°C, de acuerdo con la Tabla No 8, esta medida es equivalente a 11,8 MΩ (20*0,59) MΩ a 20°C.

La medida mínima de resistencia corregida para 20 ° C es dada por la relación [25]:

$$R_{60} = \frac{CE}{\sqrt{kVA}}$$

Dónde:

kVA: es la capacidad de potencia del devanado bajo prueba

C: es una constante, 0,8 para transformadores sumergidos a 20°C y 1,6 para transformadores tipo seco o transformadores sumergidos que tuvieron que ser desencubados.

E: es el nivel de tensión de los devanados bajo carga.

R₆₀: es la lectura a un minuto de la resistencia de aislamiento del devanado aterrizado o entre devanados en MΩ a 20°C.

Tabla 8. Factores de corrección para la corrección a 20°C de la prueba de resistencia de devanados [26]

Temp (°C)	Coficiente	Temp (°C)	Coficiente	Temp (°C)	Coficiente
0	0,25	24	1,33	41	4,20
5	0,36	25	1,40	42	4,50
10	0,50	26	1,50	43	4,80
11	0,54	27	1,60	44	5,10
12	0,59	28	1,74	45	5,60
13	0,62	29	1,85	46	5,95
14	0,66	30	1,98	47	6,20
15	0,70	31	2,10	48	6,80
16	0,76	32	2,30	49	6,80
17	0,82	33	2,45	50	7,85
18	0,86	34	2,60	55	11,20
19	0,96	35	2,80	60	15,85
20	1,00	36	3,00	65	22,40
21	1,08	37	3,20	70	31,75
22	1,15	38	3,40	75	44,70
23	1,25	39	3,70	80	63,50
24	1,33	40	3,95		

3.3.3.4. Índice de polarización

El índice de polarización es básicamente la relación entre la resistencia de aislamiento medida a 1 minuto y a 10 minutos después de aplicada la tensión DC de prueba. Durante esos 10 minutos la tensión debe de ser constante, y deberá observarse una caída paulatina de la corriente que por tanto aumentando la resistencia a tierra.

El índice de polarización será menor para un sistema de aislamientos contaminado que para uno que se considere "seco".

$$IP = \frac{R_{1min}}{R_{10min}}$$

Por lo que una baja medida en el índice de polarización indicará que existe una corriente de fuga muy elevada, originada por la humedad y la suciedad presente en el sistema de aislamiento.

La norma estándar IEC 60085.01 indica que:

Tabla 9. Guía para la interpretación de la prueba de índice de polarización

Índice de polarización	Condición del aislamiento
<1	Insatisfactorio
>2	Bueno

En caso de máquinas que cuenten con más de 20 años de operación, un elevado valor del índice de polarización, por ejemplo del orden de 5 o superior, puede interpretarse como síntoma de un aislamiento reseco y quebradizo.

3.3.3.5. Prueba de factor de potencia a los aislamientos [27]

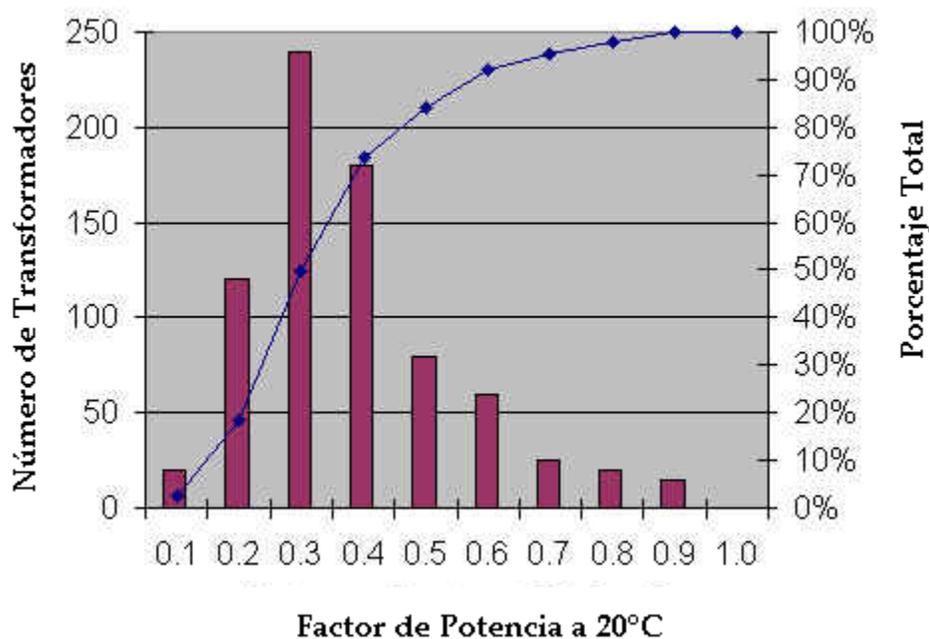
El factor de potencia de los aislamientos es básicamente otra manera de evaluar y juzgar las condiciones del aislamiento de los devanados de transformadores, normalmente se expresa en un valor porcentual.

El factor de potencia es calculado a partir de la corriente medida y la pérdida de potencia en Watts registrada por el aparato de medida de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PF(\%) = 10 * \frac{Pérdidas [Watts]}{Correinte (mA)}$$

En un estudio realizado por la Doble Engineering Company a 760 transformadores de potencia, el Factor de Potencia para el devanado de alta tensión mostraron un comportamiento como el mostrado en la figura No 16. Donde el factor de potencia para el 95% del total de la muestra fue de 0,7%.

Figura No. 16. Factor de Potencia del aislamiento medido entre alta tensión y tierra, en representación en un sistema de aislamiento en buenas condiciones [28]



Para transformadores de potencia que se clasifiquen como sospechosos, deben ser llevados a cabo otros métodos con el fin de identificar la causa del alto resultado obtenido en la prueba de Factor de Potencia, pueden incluirse un análisis de DGA, análisis de la respuesta en frecuencia del sistema dieléctrico (DFR), análisis de la respuesta en frecuencia (FRA/SFRA), entre otros.

Ahora se expone métodos o herramientas especiales de diagnóstico haciendo énfasis en el cada vez más popular “Sweep Frequency Response Analysis”, conocida en español como *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia (SFRA)*.

3.4. ¿CÓMO FUNCIONA?

Desde el diseño inicial de un transformador se tienen en cuenta ciertas cargas mecánicas que normalmente deberá soportar, dichos límites de diseño pueden ser excedidos debido a fuertes impactos de origen mecánico o eléctricos, a cargo de situaciones de transporte, movimientos sísmicos o fallas del sistema eléctrico, fallas en los conmutadores y fallas de sincronización en el sistema eléctrico.

De manera natural la resistencia mecánica del transformador se debilita con el paso del tiempo lo cual irremediablemente disminuye la capacidad de soportar estrés mecánico, aumenta el riesgo de fallas por problemas mecánicos e incrementa el riesgo de problemas de aislamiento.

A raíz de las posibilidades de falla usualmente se analizan las condiciones mecánicas de los equipos para detectar posibles desplazamientos del núcleo y deformaciones en los devanados debido a sobre corrientes de falla, transporte o reubicaciones realizadas a la

unidad. Ya que si estas fallas no se detectan a tiempo, el problema puede resultar en fallas que provoquen la pérdida del transformador, por lo que es totalmente recomendable realizar diagnósticos cada seis o doce meses, comenzando con análisis de aceite, Físico químico y cromatográfico, y mediante los resultados obtenidos definir el paso a seguir.

Mediante SFRA pueden ser detectadas fallas como se sigue.

- ✦ **Detección de fallas en devanados:** pueden ser evidenciadas deformaciones, desplazamientos y corto circuitos.
- ✦ **Fallas en el núcleo:** movimientos internos y sistema de puesta a tierra.
- ✦ **Fallas debidas a cambios mecánicos:** estructura de fijación, conexiones internas.

Con el fin tener plena certeza del estado del transformador desde el momento de la fabricación se suelen realizar pruebas iniciales en el sitio de la construcción o reconstrucción del equipo, estas pruebas iniciales garantizan el cumplimiento de los diseños, las especificaciones generales y particulares, y proyecta la vida útil del equipo, una vez el equipo entra en operación se recomienda usar de manera periódica pruebas de diagnóstico de manera periódica o tras una circunstancia especial, para así determinar la condición que tiene el transformador, que puede ser:

- ✦ El transformador presenta una buena condición, esperada.
- ✦ Su condición favorable se ha reducido más de lo normal.
- ✦ Presenta indicios que sugieran ocurrencia de falla.

Si la tercera opción se hace presente es preciso proceder con nuevos análisis de aceite, pruebas eléctricas (Relación de Transformación, Resistencia de Aislamientos y Resistencia de Devanados), además de realizar una comparación con la referencia existente del método FRA, en caso de tenerlo.

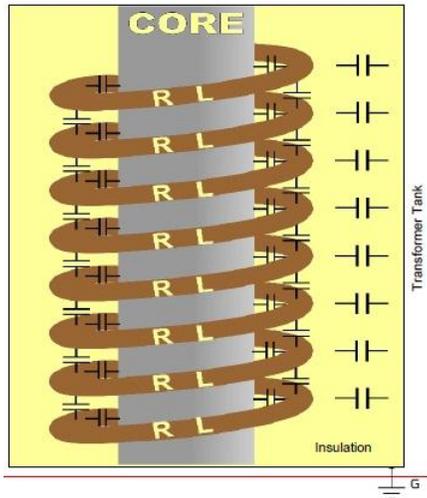
3.4.1. Fundamentos De La Prueba SFRA

Cabe anotar que la importancia de este método radica en la capacidad para detectar una gran variedad de fallas en el interior del transformador en una sola prueba. En este documento se consignan fundamentos básicos no ha manera de guía, si no a manera netamente informativa. Fundamentalmente la prueba SFRA debe realizarse con el equipo fuera de servicio, el transformador debe ser analizado básicamente como un circuito de filtro tipo RLC Complejo, la respuesta del circuito de filtro se mide el numero de frecuencias obtenidas sobre un amplio rango de frecuencias, y se grafica como una curva de magnitud de respuesta, esa curva debe ser guardada de manera celosa pues será la base (Huella digital) para futura comparaciones.

Típicamente lo que se hace mediante la prueba de SFRA es analizar para realizar el diagnóstico y evaluación de desplazamientos y deformaciones internas en transformadores de potencia, a través de la evidencia de cambios eléctricos que equivalen a cambios en la magnitud de la respuesta obtenida con la prueba al evaluar el

comportamiento de los elementos RLC que componen el transformador, de la siguiente manera:

Figura No. 17. Modelo RLC del transformador

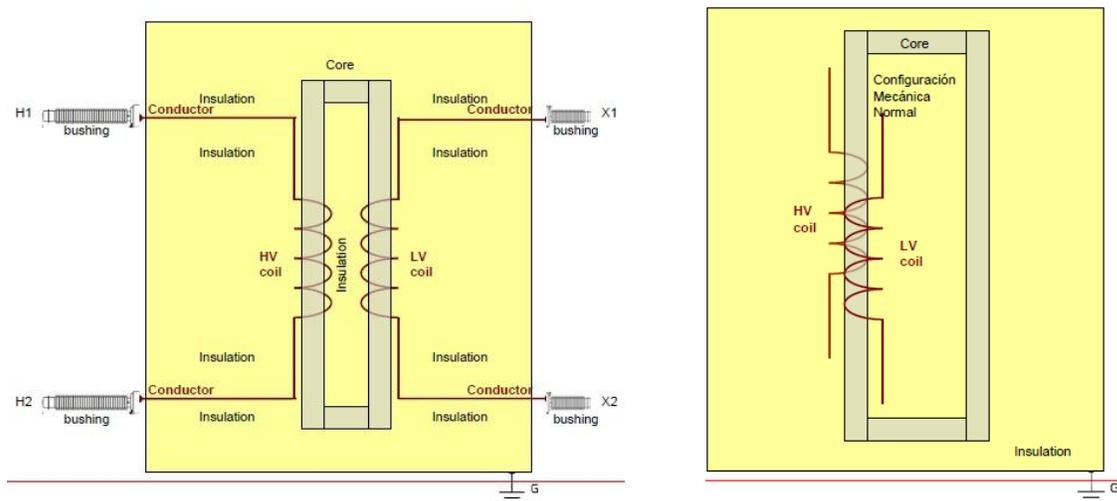


- ✗ Capacitancia Interdevanados
- ✗ Capacitancia entre devanados y Núcleo.
- ✗ Capacitancia entre devanados y Cuba.
- ✗ Inductancia de la Bobina
- ✗ Resistencia de la Bobina

De acuerdo a lo anterior, elementos que conforman la estructura del transformador pueden sufrir cambios repentinos o progresivos en su integridad, mirando los siguientes gráficos podemos distinguir de manera ilustrativa lo que sucede.

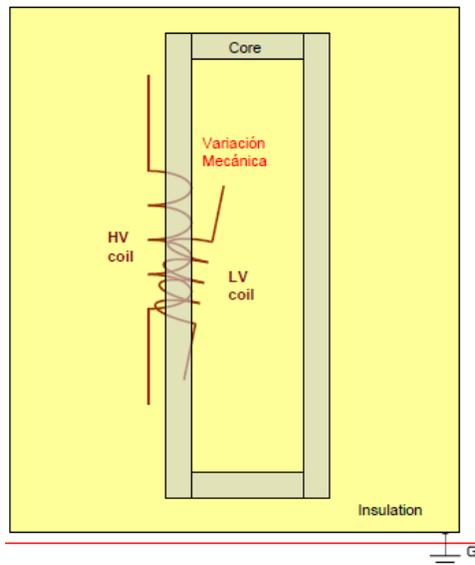
Bajo condiciones de esfuerzo normales la condición mecánica normal puede ser modelada de la siguiente manera, esta es la condición ideal con la cual es aconsejable obtener la "Huella Digital", nuestra primera medición de magnitud en la Respuesta en Frecuencia del equipo, esta respuesta en frecuencia será equivalente al estado eléctrico y mecánico del interior del transformador.

Figura No. 18. Conformación normal del interior de un transformador



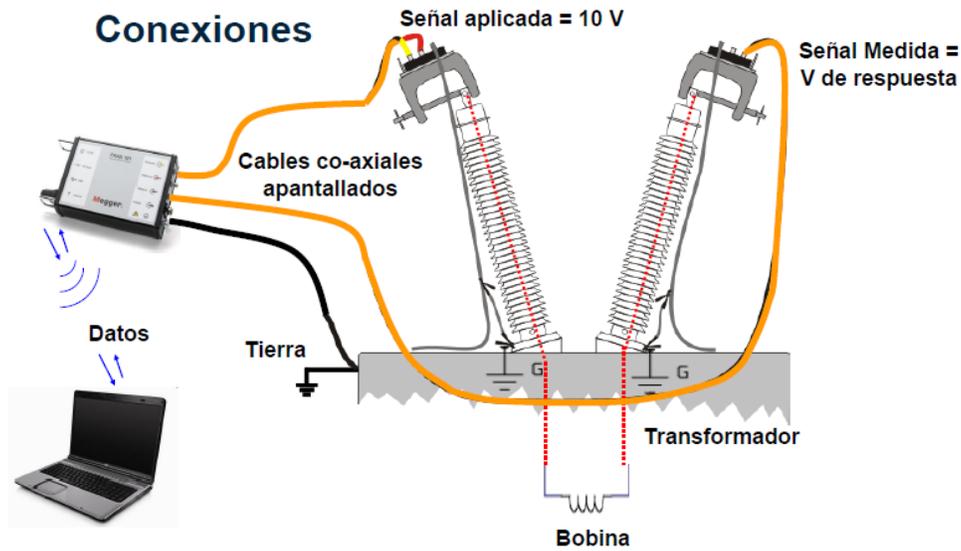
La magnitud de la respuesta en frecuencia arrojada por la prueba SFRA está dada por, $Magnitud = \frac{V_{medido}}{V_{aplicado}}$, donde la variación eléctrica es equivalente al V_{medido} de la ecuación y por lo tanto corresponde a la variación mecánica existente al interior, a continuación se ilustra la desviación en una bobina la cual a sufrido una variación mecánica que finalmente se traduce en variación eléctrica.

Figura No. 19. Desviación mecánica del circuito



Como se mencionó en el párrafo anterior dicha variación eléctrica se verá reflejada a su vez y de manera equivalente en V_{medido} afectando de manera considerable el V de respuesta que es la señal medida que buscamos obtener al aplicar una señal de 10V sobre el terminal de la bobina de alta tensión (a frecuencias que se varían a lo largo de la prueba), la figura muestra gráficamente la conexión al transformador usando un instrumento llamado FRAX-101, la imagen es sacada del catálogo de producto de la compañía MEGGER.

Figura No. 20. Conexión del instrumento al transformador de Potencia



Nota. Los cables coaxiales deben tener igual longitud para no afectar la medición

La grafica obtenida mediante el software una vez aplicado el método recibe el nombre de *Respuesta de Barrido de Frecuencia*.

Figura No. 21. Tipo de curva característica del método SFRA



Las características que se evidencian en la curva se deben al efecto brindado por los elementos de la red RLC en respuesta a la frecuencia aplicada sobre ellos, algunos tipos de respuesta son de tipo:

- × Dominio Inductivo.
- × Dominio Capacitivo.
- × Resonancia.

La respuesta de *Dominio Inductivo*, se caracteriza por poseer pendiente negativa en la curva, mientras que la respuesta de *Dominio Capacitivo*, se caracteriza por poseer pendiente positiva, y a su vez, la *Resonancia* se ubica en los picos de deflexión o inflexión de la respuesta.

A continuación se muestran a manera de información algunas de las ecuaciones evaluadas para obtener la curva característica mostrada en la Tabla10.

Tabla 10. Ecuación Magnitud (V/V) vs. Frecuencia (Hz)

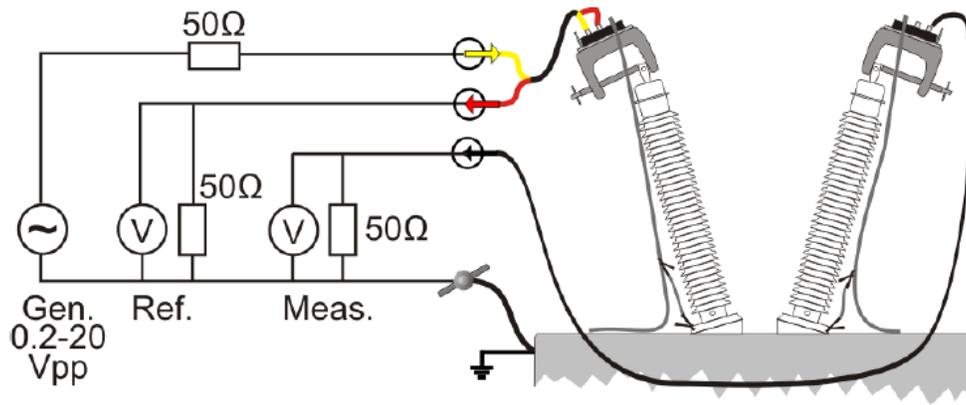
$Respuesta\ a\ 20Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$	$Respuesta\ a\ 50,000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$
$Respuesta\ a\ 70Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$	$Respuesta\ a\ 100,000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$
$Respuesta\ a\ 100Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$	$Respuesta\ a\ 200,000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$
$Respuesta\ a\ 500Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$	$Respuesta\ a\ 500,000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$
$Respuesta\ a\ 1000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$	$Respuesta\ a\ 800,000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$
$Respuesta\ a\ 2000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$	$Respuesta\ a\ 1,000,000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$
$Respuesta\ a\ 5000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$	$Respuesta\ a\ 1,500,000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$
$Respuesta\ a\ 10,000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$	$Respuesta\ a\ 2,000,000Hz = \frac{V_{Medido}}{10V}$

3.4.2. Diferentes Configuraciones Para La Medición SFRA

Aunque se cuenta con un circuito de medición único, para el cual se recomienda usar una tensión de entrada de $10V_{pp}$, existen varios tipos de conexión con los cuales puede llevarse a cabo la prueba, como se sigue:

- ✗ Admitancia de Circuito Abierto (CA).
- ✗ Admitancia de Corto Circuito (CC)
- ✗ Capacitivo Interdevanados (ID)
- ✗ Admitancia Transferida (VT)

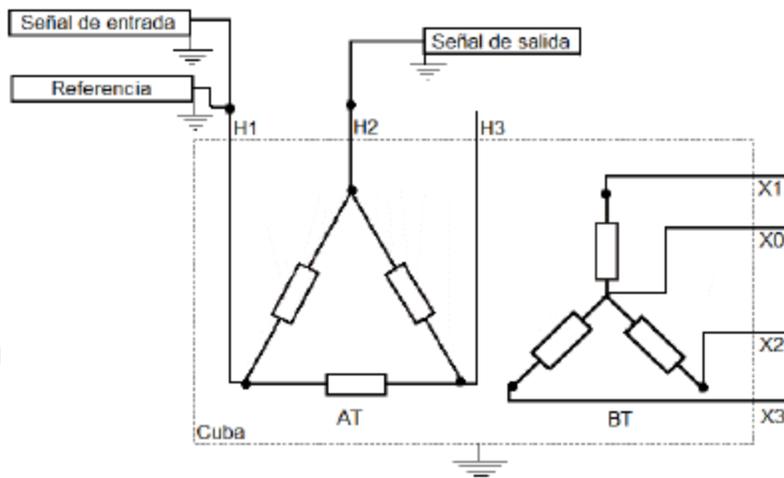
Figura No. 22. Circuito de Medición de la Prueba SFRA



La prueba de Admitancia de Circuito Abierto (CA) se realiza entre los extremos o terminales de un mismo devanado a través de sus bujes de aislamiento, dejando todos los demás terminales flotantes.

La impedancia de magnetización del transformador es el principal parámetro que caracteriza la respuesta de baja frecuencia (bajo la primera resonancia) en esta configuración. Comúnmente se la usa por su simplicidad y la facilidad de analizar cada devanado por separado como se ilustra en la siguiente figura No. 23.

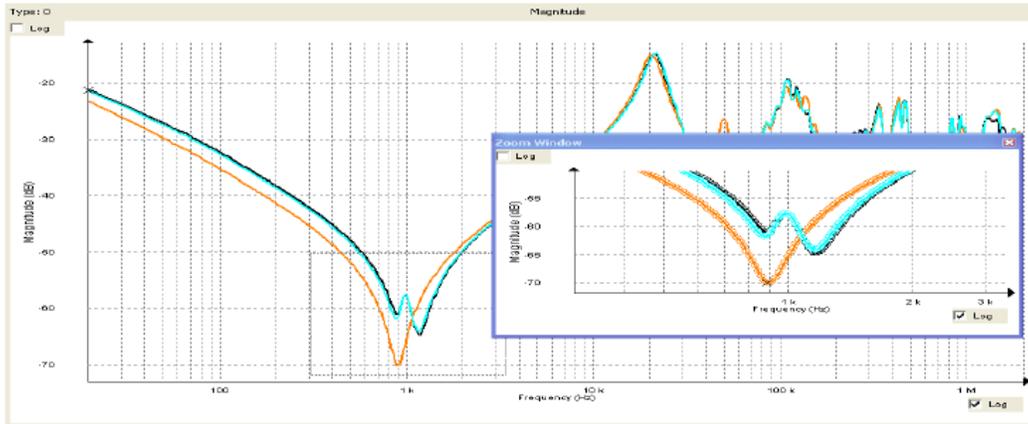
Figura No. 23. Configuración de la Prueba SFRA en Circuito Abierto



Al llevar a cabo la prueba SFRA mediante la conexión de Circuito abierto a bajas frecuencias suelen observarse características tales como:

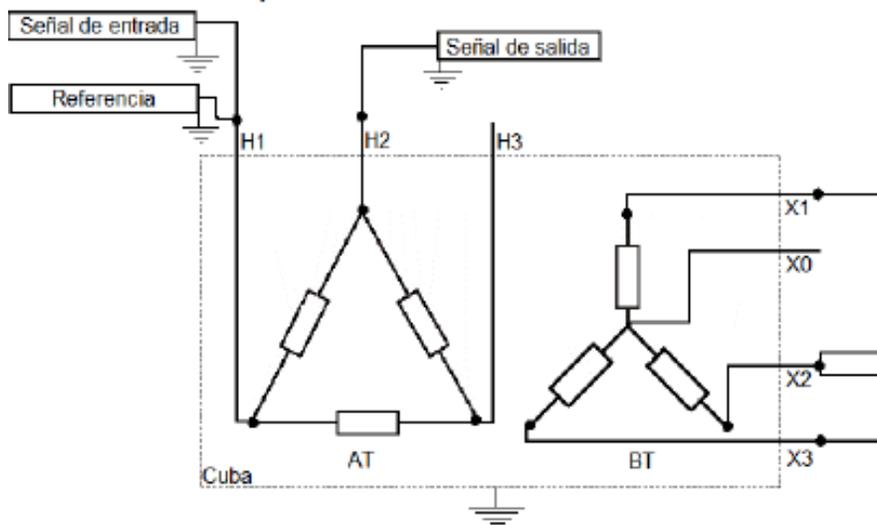
- ✘ Variaciones entre mediciones por efecto de la magnetización del núcleo.
- ✘ Respuesta típica de doble-hundimiento en fases simétricas.
- ✘ Fase -B se encuentra normalmente por debajo de las fases A y C, Conexión Y.

Figura No. 24. Respuesta de Admitancia de Circuito abierto



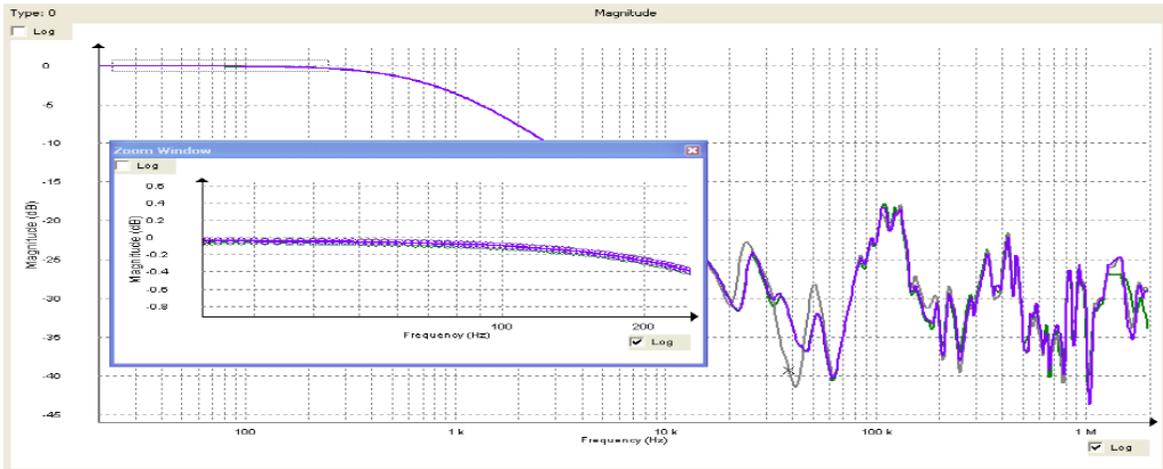
La prueba de Admitancia de Corto Circuito (CC) se realiza entre los extremos o terminales de un mismo devanado, mientras el devanado de bajo voltaje es cortocircuitado. Bajo este método la influencia del núcleo desaparece por debajo de aproximadamente 10-20 kHz porque la respuesta de baja frecuencia se caracteriza por la impedancia de cortocircuito / reactancia de fuga en un lugar de la inductancia de magnetización, al aplicar altas frecuencias en este método se obtienen respuestas similares a las obtenidas mediante la admitancia en circuito abierto.

Figura No. 25. Configuración de la Prueba SFRA en Corto Circuito



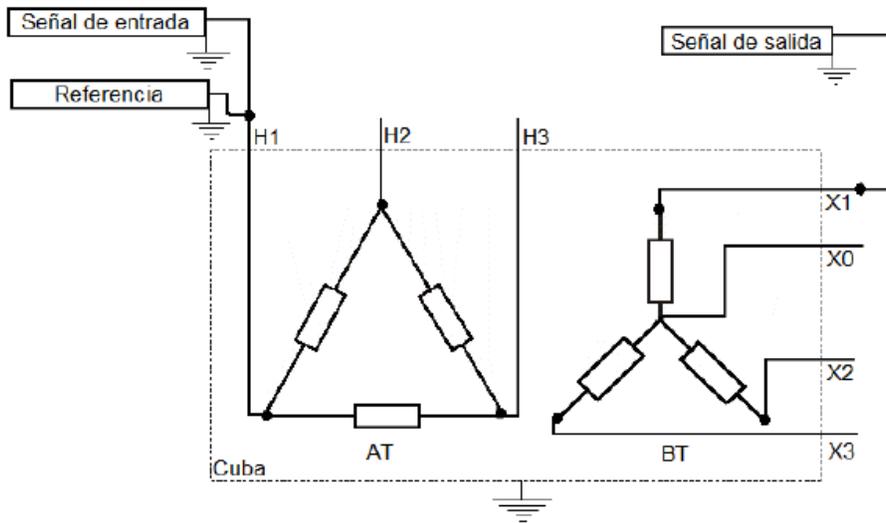
Al llevar a cabo la prueba SFRA mediante la conexión de Corto Circuito a bajas frecuencias se debe tener en cuenta que todas las fases deben ser muy similares. Si se presentan variaciones mayores a 0,25dB (>0,25dB) sugieren problemas debidos a reactancia de fuga, pruebas de resistencia de devanados realizadas antes de la prueba SFRA, defectos en la conexión, o conmutadores magnetizados.

Figura No. 26. Respuesta de Admitancia de Corto Circuito



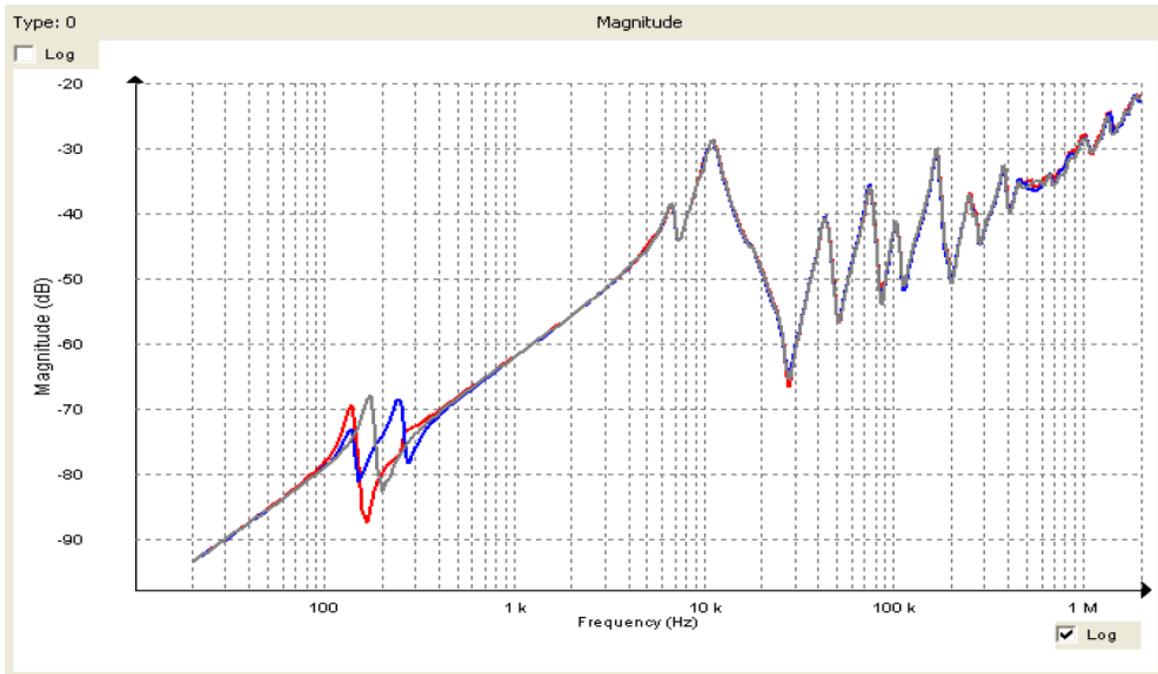
La prueba SFRA Capacitiva Interdevanados (ID) se realiza desde uno de los terminales de un devanado a otro, con todos los demás terminales flotando, como respuesta en esta configuración predomina el efecto de la capacitancia existente entre devanados.

Figura No. 27. Configuración de la Prueba SFRA en Corto Circuito



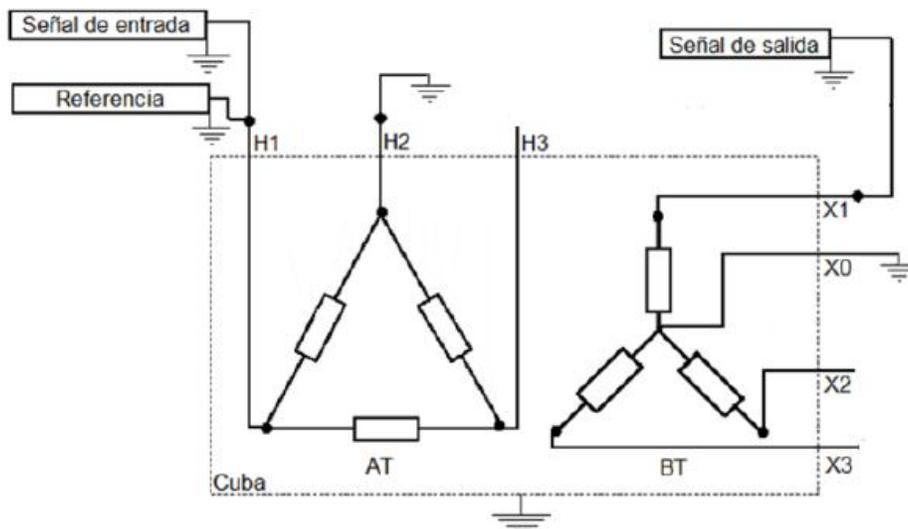
A continuación se presenta un ejemplo de curva obtenida al realizar el método.

Figura No. 28. Respuesta de Capacitioa Interdevanados



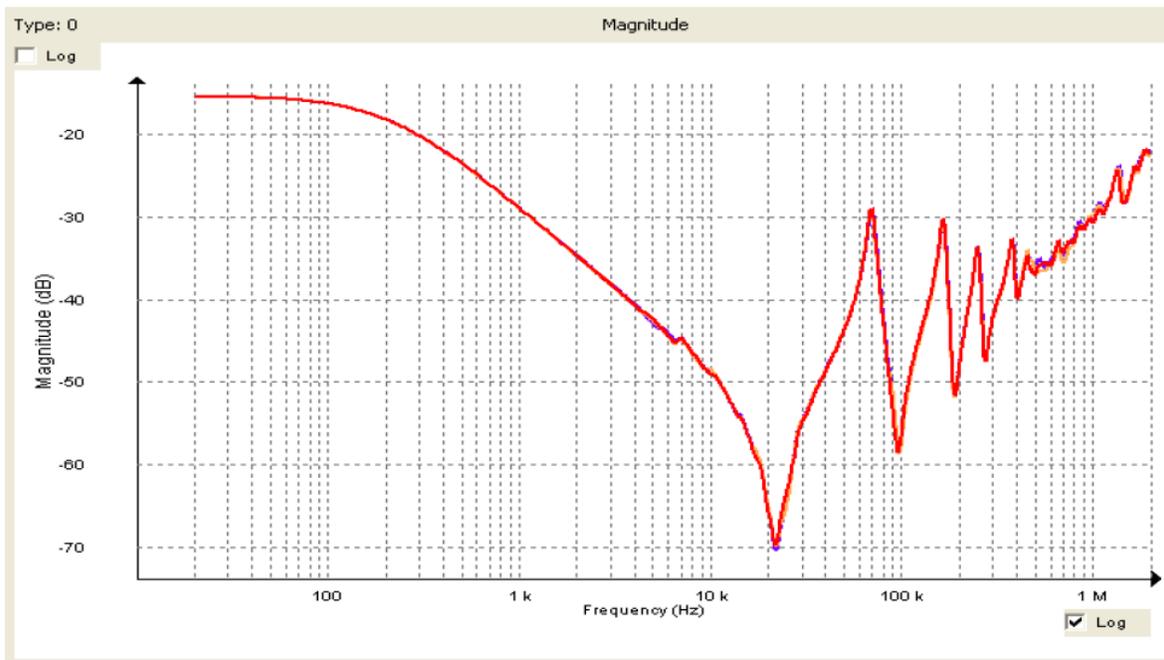
La prueba SFRA de Admitancia Transferida (VT) se realiza usando la misma fase en ambos devanados, teniendo sus respectivos extremos aterrizados. Los demás terminales que no estén bajo prueba deben permanecer flotantes, el rango de baja frecuencia se define por la relación de transformación de los devanados

Figura No. 29. Configuración de la Prueba SFRA en Voltaje Transferido



A continuación se presenta un ejemplo de curva obtenida al realizar el método.

Figura No. 30. Respuesta de Voltaje Transferido



Aunque se presentan diferentes métodos de conexión y configuraciones para llevar a cabo el prestigioso método, no se debe pasar por alto que *la clave del éxito de la prueba es la Repetitividad con la cual se realice la prueba*, además de los factores que influyen en la calidad de la medición como se listan a continuación.

Tener muy en cuenta y prestar atención especial a:

- ✘ Calidad de la conexión de la señal de medición: las malas conexiones se ven reflejadas en distorsión a frecuencias altas.
- ✘ Práctica de aterrizaje.
- ✘ Rango dinámico interno del equipo, piso de ruido.
- ✘ Comprensión de la condición del núcleo en la prueba de circuito abierto. Antes de llevar a cabo la prueba se debe tratar de minimizar el efecto ruido inyectado por el núcleo de manera natural, de todas maneras se presentarán diferencias y deben aceptarse.

Es importante resaltar la sugerencia de realizar pruebas SFRA siempre usando el mismo nivel de tensión para todas las mediciones, en caso de presentarse dentro de las pruebas de rutina la prueba de *Resistencia de Devanados*, esta debe realizarse posterior a SFRA, además de llevar a cabo la desmagnetización del núcleo antes de la prueba SFRA

3.4.3. Calidad de la Medición y Repetitividad

De acuerdo a las bases de datos de pruebas realizadas con SFRA se ha definido que la comparación y la repetitividad es la extrema importancia.

Para asegurar la repetitividad las grandes compañías e instrumentistas se sugieren:

- ✦ Seleccionar un instrumento de calidad, alta precisión con un amplio rango dinámico e impedancia de entrada/salida que sea apropiada para el tipo de cable coaxial (típicamente 50Ω).
- ✦ Asegure una buena señal de conexión y conecte los cables usando la técnica de la trenza más corta.
- ✦ Use la misma tensión de prueba e todas las mediciones SFRA. De forma estándar, entre fabricantes de equipos de SFRA es usado 10Vpp.
- ✦ Tenga cuidado con las pruebas de resistencia de devanados y otras pruebas usando corriente continua que puedan magnetizar el núcleo.
- ✦ Documente su prueba de manera apropiada, tome fotografías y detalle la configuración de conexiones y posición de conmutadores.

4. Capítulo 4. Planteamiento:

4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

De los muchos elementos que se interconectan en un sistema eléctrico, El transformador de Potencia es parte fundamental para el correcto funcionamiento del sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica, pues su trabajo es convertir sistemas de alta tensión/baja corriente a sistemas de alta corriente/baja tensión o viceversa y a través de esta transformación, la transmisión de energía eléctrica a lo largo y ancho de una nación o inclusive interconectar varias de ellas reduciendo las pérdidas a lo largo de las líneas de transmisión.

Esta máquina estática a lo largo de su vida útil está sujeta a eventos internos y externos que pueden afectar su estructura interna, su funcionalidad y/o sus accesorios de protección.

Una vez que un equipo entre en estado de falla este será sometido a diferentes pruebas de diagnóstico con las cuales se pretenderá establecer la causa de la falla y en caso de que esta allá involucrado alguna de sus conexiones, núcleo o bobinados, el transformador típicamente deberá ser desencubado, lo cual implica que la parte activa se exponga a la humedad del ambiente y a una posible contaminación por partículas nocivas para el transformador, además de la inspección por medio de métodos invasivos, para determinar el posible causal de falla.

Es aquí donde por medio del estudio de una nueva técnica de inspección se pretende impulsar e incentivar el entendimiento para posibles aplicabilidades del método conocido como *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia SFRA*, el cual es un método de diagnóstico no invasivo, ni destructivo con el cual se puede evaluar la existencia de deformaciones y/o desplazamientos de las bobinas, núcleo y/o conexiones del transformador de potencia.

Este método pretender con una primera prueba hecha en fábrica, generar un registro tipo Baseline o "Huella digital" de la máquina que servirá como referencia en el momento de realizar un diagnóstico comparativo que permita evaluar si el transformador está o no, en condiciones de entrar en operación luego de haber sufrido alguna falla o haya sido transportado.

4.2 PLANTEAMIENTO PROPUESTO

Nuestro planteamiento esta direccionado a alcanzar los objetivos propuestos para el desarrollo de esta investigación a través de un estudio del *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia* como herramienta de diagnóstico y evaluación de deformaciones y desplazamientos de la parte activa de transformadores de potencia, demostrando su aplicación con los resultados obtenidos en situaciones reales de transformadores de potencia a los cuales se efectuaron la prueba de SFRA.

4.3 ANÁLISIS DE RESPUESTA EN FRECUENCIA COMO HERRAMIENTA DE DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE DESPLAZAMIENTOS Y DEFORMACIONES INTERNAS EN TRANSFORMADORES

4.3.1 (SFRA) Una Importante Herramienta De Diagnóstico Avanzado

4.3.1.1 Análisis De Respuesta En Frecuencia (FRA)[29][30]

Sweep Frequency Response Analysis (SFRA), o simplemente FRA, de acuerdo a CIGRE (Conferencia De Grandes Redes Eléctricas), se define FRA, como “cualquier medición de la dependencia en frecuencia de la respuesta eléctrica de los devanados de un transformador (Funciones de Transferencia) Antes señales aplicadas con la intención principal de detectar deformaciones de los devanados a través de efecto de los cambios en las capacitancias o inductancias”[31].

El análisis de respuesta en frecuencia (FRA) es una prueba no destructiva usada para verificar la correcta ubicación de la parte activa del transformador (bobinas y núcleo), esta verificación se realiza por comparación, es decir, tomando como referencia datos que hayan sido tomados en la misma unidad en ocasiones anteriores o en unidades con las mismas características.

Con esta comparación FRA evalúa si desplazamientos físicos han tenido lugar dentro del transformador producto de un evento particular (*p.e.* reconstrucciones, reparaciones, accidentes, aceleraciones no deseadas en el transporte, grandes fallas internas). Y de ser así, indicará si es necesario realizar una inspección más profunda por medio de una inspección interna.

Es recurrentemente recomendado en la literatura que la prueba de FRA debe ser llevada a cabo para unidades nuevas en fábrica antes de ser transportadas y justo después de su instalación en sitio, con el fin de garantizar el estado del equipo antes de su energización y establecer datos referencia que servirán para evaluaciones futuras.

Por otro lado la motivación a la hora de realizar medidas por medio del análisis de respuesta en la frecuencia (FRA) es principalmente que la mayoría de fallas mecánicas y eléctricas presentadas en los transformadores de potencia se deben a cambios en la estructura de sus bobinas, estos cambios, o desplazamientos en la estructura, pueden deberse a daños ocasionados a causa del transporte que tiene lugar entre la fábrica y el sitio en el cual será puesto en servicio, esfuerzos de corto circuito en las bobinas ocasionados por fallas con baja impedancia o debido al envejecimiento natural de la estructura que soporta o sostiene las bobinas. De cualquier modo, la pronta detección de estos desplazamientos con el fin de evitar fallas eléctricas reduce los altos costos del mantenimiento correctivo y brinda la posibilidad de aumentar la vida útil del transformador, mejorar la confiabilidad del sistema previniendo cortes de energía no programados. Adicionalmente, en el momento en el cual se descubre alguna anomalía, la reparación puede enfocarse en la fase específica de la bobina con problemas.

La idea de usar el análisis de respuesta en frecuencia para controlar las condiciones de los transformadores de potencia, los cuales son parte fundamental de las redes de transmisión y distribución de la energía eléctrica no es nueva. Es conocido que la impedancia (o admitancia) en un sistema AC (redes RLC) está en función de la frecuencia, pero la idea de usar la relación de la impedancia (admitancia) versus la frecuencia característica de ciertos equipos de potencia como una herramienta de diagnóstico para evaluar las condiciones eléctricas y mecánicas de los equipos es realmente un desarrollo reciente. Durante los últimos 30 años aproximadamente, se han realizado diversos estudios con el fin de establecer un método para la obtención y la interpretación de la importante y poderosa información contenida en lo que los investigadores de ingeniería han denominado “Función de Transferencia”.

La Función de Transferencia está definida en El Diccionario Estándar de Términos Eléctricos y Electrónicos de IEEE como “una función compleja de la respuesta en términos de la frecuencia que define las características dinámicas de los parámetros constantes de un sistema lineal. Para sistemas ideales, la transformada de Fourier la relación de la salida con la entrada de un sistema [32]”. En general se debe definir la función de transferencia basados en las entradas y las salidas seleccionadas, las cuales deben mostrar cambios en los parámetros de interés, por ejemplo, la estructura geométrica de las bobinas, ya que típicamente la impedancia AC (o admitancia) en función de la frecuencia, especialmente a frecuencias relativamente altas (entre 100kHz – 5MHz), ha presentado sensibilidad ante los desplazamiento de la parte activa, incluso si son desplazamientos pequeños en bobinas con estructuras relativamente grandes, inclusive, cambios en los parámetros dieléctricos del sistema de aislamientos pueden ser revelados a través de mediciones FRA [33].

IEEE dice que “FRA consiste en la medición de la admitancia (I/V) de los elementos capacitivos e inductivos de un devanado de transformadores sometidos a un amplio Rango de Frecuencias y comparando los resultados con una referencia o “Huella Digital” del devanado para realizar un diagnóstico” [34].

Características método SFRA

Dicho de manera didáctica podemos decir que SFRA se trata de cambiar progresivamente con la frecuencia el circuito equivalente del transformador de manera que cualquier red RLC tiene una respuesta diferente en frecuencia, la función de salida es una función que depende de los valores de los parámetros de la red, y además, cambios en la geometría del transformador, que causan variaciones en los parámetros y por lo tanto en la señal de salida.

Ejecución de la prueba, el transformador debe estar conectado, se le aplica una tensión entre 1V y 5V, y se varía la frecuencia desde 10Hz hasta 2MHz. La impedancia del cable coaxial es usualmente de 50Ω y su longitud está entre 15m y 30m. La prueba se ejecuta en el TAP que involucre más devanado y se debe repetir en las SIEMPRE bajo las mismas condiciones.

La prueba se compara con medidas anteriormente realizadas en el mismo devanado, en las mismas y posición de TAP. Puede también comparar con otras fases del mismo

transformador o con equipos de similares características, teniendo que tener en estos mucho más cuidado [35].

4.3.1.2 Interpretación:

Bajas Frecuencias Aplicadas (<5kHz): zona sensible a la deformación del núcleo (contacto a tierra, lazos de corriente), .circuitos abiertos, espiras en corto, y magnetismo o corrientes residuales.

Medias Frecuencias (10kHz<f<600kHz): zonas sensibles a movimientos del devanado. Aumento de las frecuencias de resonancia, movimiento axial y disminución de éstas, movimiento radial.

Altas Frecuencias (>750kHz): zona sensible a problemas en las conexiones internas, malas puestas a tierra de la cuba, de los cables, movimientos del devanado, problemas en el LTC. A tener en cuenta:

- ✦ No existe acuerdo unánime sobre la mejor manera de medir y ejecutar la prueba puesto que la normatividad está en proceso, por ahora se cuenta con la norma China ICS27.100F24 Documento no. 15182-200, The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China.
- ✦ Se deben mantener todas las condiciones de pruebas iniciales para poder comparar resultados.
- ✦ Debe seguirse de manera estricta un protocolo y hacer un registro documentado de cada prueba lo más preciso posible.
- ✦ Debe realizarse con personal debidamente capacitado.

4.3.1.3 Identificación de las sub-bandas de las frecuencias específicas como base para obtener resultados confiables y automáticos en la evaluación de pruebas FRA [36].

Desde el comienzo de la automatización de los resultados de evaluaciones FRA, la necesidad de dividir el espectro de frecuencia en sub-bandas ha sido considerada como enfoque para hacer de la evaluación algo confiable.

Las capacitaciones de FRA para la detección de deformaciones mecánicas y fallas eléctricas en la parte activa de transformadores han sido probadas en los últimos años y en múltiples y diferentes casos.

En la práctica la prueba SFRA continúa necesitando del apoyo y evaluación de personas expertas en la interpretación de los resultados, por lo tanto, el reto más grande consiste en calcular y obtener indicadores estadísticos como coeficientes de correlación, factores relativos y ciertas sub-frecuencias de frecuencias fijas.

Por ejemplo, los coeficientes de correlación tanto en baja como en media y alta frecuencia así como en el resto del espectro son respuestas como entradas de una red neuronal.

Las sub-bandas típicas de evaluación son asignadas como [37] [38]

- ✘ Bajas frecuencias (10kHz a 100kHz)
- ✘ Medias frecuencias (100kHz a 600kHz)
- ✘ Altas frecuencias (600kHz a 1kHz)

Pero en estudios recientes la estructura de FRA es dividida en cuatro (4) regiones [39], donde:

- ✘ La región 1: (<2kHz) Corresponde al área de influencia del núcleo.
- ✘ La región 2: (entre 2-20kHz) muestra la intersección entre devanados.
- ✘ La región 3: (entre 20kHz y 1MHz) muestra la estructura de los devanados.
- ✘ La región 4: (>4kHz) corresponde a la influencia de las puestas a tierra y posición principal del conmutador.

Esta última definición resulta más convincente y avanzada que la anteriormente considerada (3 sub-bandas), porque de esta manera hay un enlace más claro entre el gráfico arrojado por el método FRA y los componentes del transformador, además, el rango de bajas potencias es considerado, lo cual es muy importante para el diagnóstico de fallas eléctricas.

En vista que las regiones de frecuencia se enlazan con los componentes físicos del transformador (devanados, núcleo, cables y cambiadores de TAP), es evidente que el establecer una definición general de los rangos de frecuencia, es solo una estimación global que en muchos casos es válido, pero en otros no lo es.

Mediante los estándares IEC e IEEE existen varias técnicas de diagnóstico ampliamente descritas y reconocidas las cuales han sido usadas después de las pruebas tipo o de rutina, dos de estas, se hacen relevantes a la hora de hablar de SFRA; hablamos de la Prueba de Relación de Transformación (TTR), con la cual se detecta si el devanado presenta fallas; y Prueba de Reactancia de Fuga [40] (Impedancia de corto Circuito o Reactancia de fuga de la armadura), para identificar deformación. A través de los años la medida de la Reactancia de Fuga o Impedancia de Corto Circuito ha demostrado su utilidad, especialmente cuando se ha utilizado durante evaluaciones en laboratorios de potencia. El cambio de impedancia permite determinar deformación post falla con menos de un 2% del cambio geométrico (IEC60076-5). Si el método es realizado correctamente proporcionará una clara definición del estado mecánico del transformador en laboratorio. Sin embargo para evaluación en campo o transformadores en servicio, se considera que este método es poco sensible. A finales de los años 90's un grupo de estudiosos de la EuroDoble documentaron sus experiencias acerca de un método alternativo para la detección de desplazamientos mecánicos al interior del transformador que involucra la inyección de una cantidad baja de tensión de onda sinusoidal con barrido de frecuencia en cada devanado. Desde entonces, grupos de trabajo involucrados con IEEE y CIGRÉ han trabajado para introducir un método con estándares IEEE e IEC, y muchas compañías

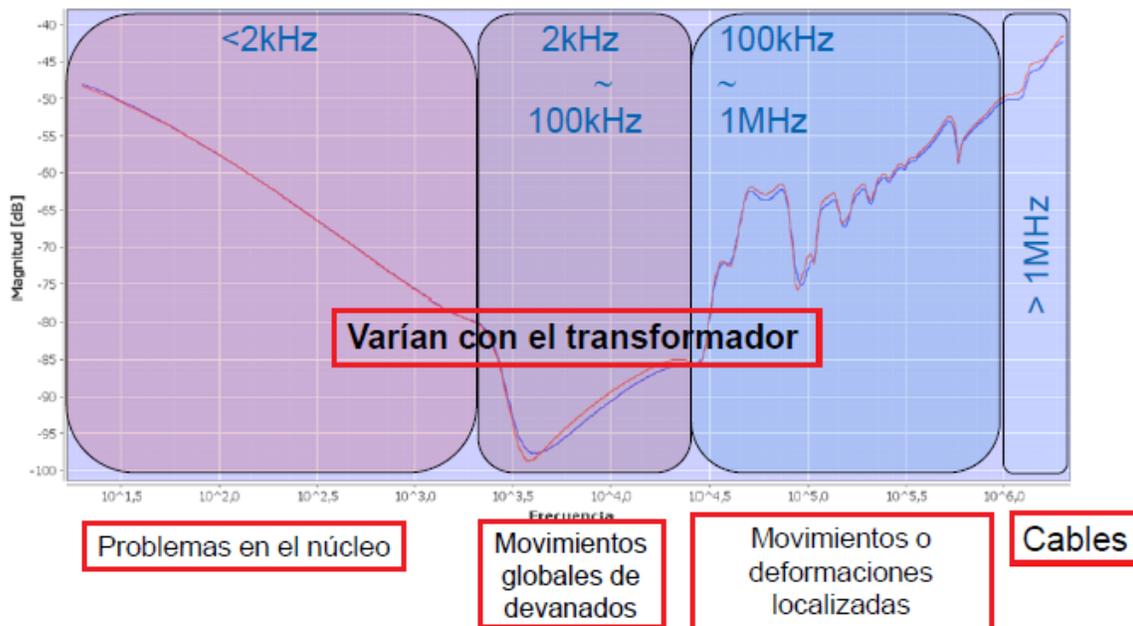
ahora producen instrumentos que remplazan los equipos de laboratorio que se usaron en los comienzos debido a la gran aceptabilidad que ha ganado la prueba.

4.3.1.4 Descripción del Método SFRA y Resultados

La prueba de SFRA se lleva cabo inyectando una señal por los terminales (Bujes de alta) de un extremo y midiendo la respuesta arrojada o reflejada en el otro extremo (Bujes de baja). Como resultado de las variaciones presentadas en las impedancias del complejo sistema RLC asociado con los devanados se obtienen respuestas con grandes variaciones sobre la atenuación de la medida del rango frecuencia. Lo anterior debido a la dependencia existente entre las capacitancias e inductancias con la forma geométrica del devanado, cualquier movimiento que conlleve a un cambio geométrico hace que la frecuencia de resonancia a la cual ocurre cambio, se trata entonces de la identificación de cambios de la respuesta en frecuencia de la integridad mecánica al interior de la máquina. Es importante aclarar que las diferencias en esta respuesta también se da por razones distintas a deformaciones, tales como:

- ✗ Diferencias constructivas entre las distintas fases.
- ✗ Diferente posición de los cambiadores de TAP.
- ✗ Configuraciones internas entre los bujes.
- ✗ La configuración de espiras. Nivel del aceite (presencia o ausencia).
- ✗ Equipos de prueba inadecuados.
- ✗ Conexiones flojas de los cables y el diseño general.

Figura No. 31. De la normatividad actualmente proceso se tiene definido



Las situaciones anteriores pueden producir problemas de respetabilidad, lo cual corresponde a un gran desafío al momento de pretender contemplar la automatización de la evaluación de la respuesta o de los resultados arrojados por el método.

Los diferentes componentes internos del transformador y sus diferentes respuestas, unas más sensibles que otras a diferentes tipos de falla, por ejemplo:

- ✗ Mediciones por debajo de los 2MHz tienden a mostrar comportamientos de variaciones de los conductores de puesta a tierra.
- ✗ Alrededor de los 600Hz, es la zona donde se produce un cambio desde la impedancia inductiva hacia la inductancia capacitiva, la resonancia a niveles más altos de frecuencia se relacionan con la configuración de las bobinas.

El análisis de la respuesta debe ser comparada por pruebas anteriores, algunas opciones se documentan a continuación.

- ✗ Comparar con el análisis anterior de la misma fase a probar, teniendo en cuenta que la posición del cambiador de TAP's no varíe.
- ✗ Si no hay resultados anteriores disponibles, puede compararse con una de las fases adyacentes dentro del transformador.
- ✗ La misma fase y la misma posición del cambiador de tomas, siempre y cuando el equipo tenga el mismo diseño y haya sido fabricado en la misma fábrica.
- ✗ El mismo transformador, un transformador Gemelo (mismo fabricante, misma fábrica de producción, no reparaciones ni restauraciones, mismo año de fabricación, si la unidad es parte de una serie consecutiva), fases simétricas.

4.3.1.5 Fallas detectadas usando SFRA [41]

La idea de realizar diagnósticos es recolectar información confiable para tomar las mejores decisiones con el fin de ahorrar dinero en mantenimiento correctivo. La combinación de métodos cómo:

- ✗ Análisis de aceites
- ✗ Pruebas eléctricas
- ✗ Termografía.
- ✗ Y SFRA evita que transformadores de millones de Dólares tengan que ser desechados.

Tabla 11. Resumen de fallas detectadas usando SFRA

<p>Fallas en los devanados:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✗ Deformaciones. ✗ Desplazamientos. ✗ Cortos. 	
<p>Fallas relacionadas con el núcleo:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✗ Movimientos bruscos. 	

<ul style="list-style-type: none"> ✘ Puestas a tierra. 	
Fallas Mecánicas (Cambios) <ul style="list-style-type: none"> ✘ Estructuras de Sujeción. ✘ Conexiones. 	

4.3.1.6 Fallas en Devanados

Las fallas en los devanados del transformador típicamente cuentan con las siguientes características:

- ✘ Se producen dentro del devanado del transformador debido a fuerzas axiales (sobre el eje) durante una falla.
- ✘ Producen diferencias considerables en la forma de los devanados del mismo equipo.
- ✘ Resultan en generación de gases.
- ✘ La integridad general del transformador se ve comprometida.
- ✘ Este tipo de falla puede resultar catastrófico si después de la falla el equipo continúa en servicio.

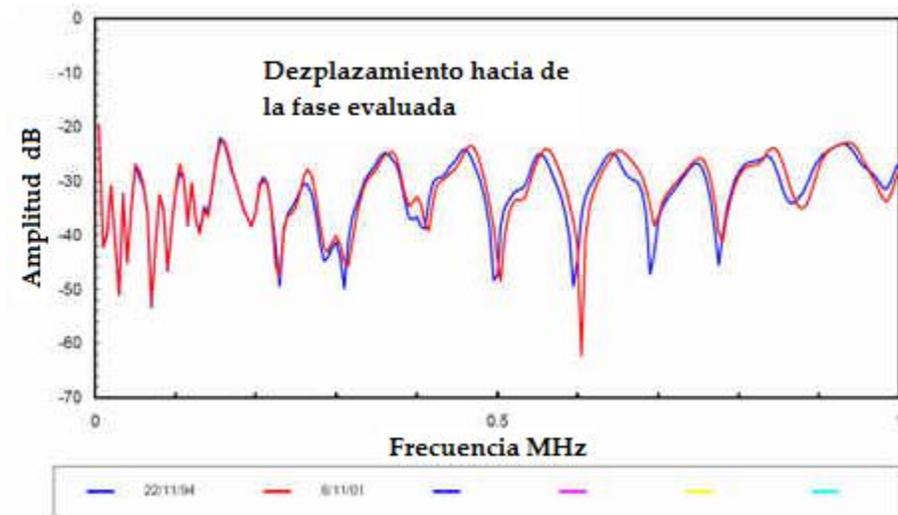
En la figura No. 32 se muestra un ejemplo de las fallas en los devanados del transformador.

Figura No. 32. Transformador con falla de devanados [42].



En la siguiente figura se muestra la respuesta obtenida en una prueba SFRA realizada a un transformador que ha experimentado una falla en el devanado.

Figura No. 33. Transformador con falla de devanados



4.3.1.7 Deformación del bobinado

Las deformaciones en las bobinas son producidas debido a fuerzas compresoras excesivas que pueden presentarse en medio de fallas. Este tipo de fallas cuenta con las siguientes características generales:

- × El devanado pierde su forma en uno de sus extremos.
- × Doblamiento de las bobinas pero no rompimiento.
- × Resulta en generación de gases.
- × El transformador presenta la falla y continúa con su funcionamiento de manera estable pero con calentamiento.
- × Se ve comprometida la integridad del transformador.

En la figura No.34 se muestra un ejemplo de la deformación del bobinado del transformador.

Figura No. 34. Transformador con deformación en el bobinado



4.3.1.8 Espiras en corto circuito

Los cortocircuitos que se presentan entre espiras forman:

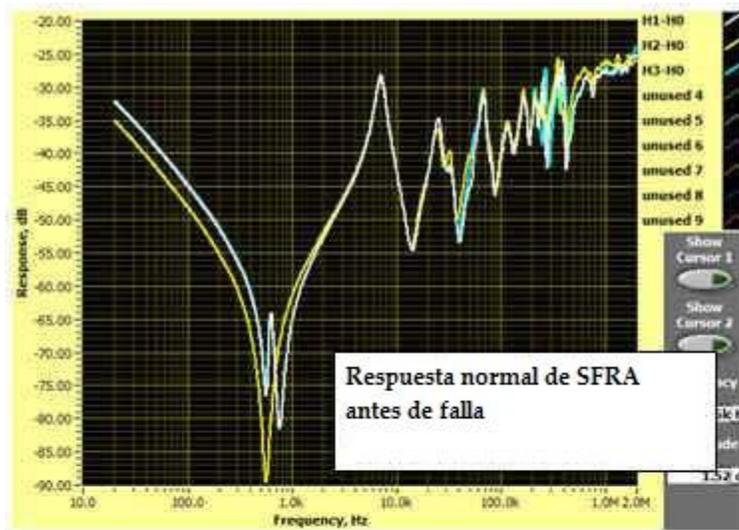
- ✗ Pérdida de papel (aislamiento) generando más cortos y arcos eléctricos entre las espiras, formando “puentes” soldados.
- ✗ Generación de gases al interior del equipo.
- ✗ El corto circuito puede terminar en un lazo sólido alrededor del núcleo.

Figura No. 35. Espiras cortocircuitadas.



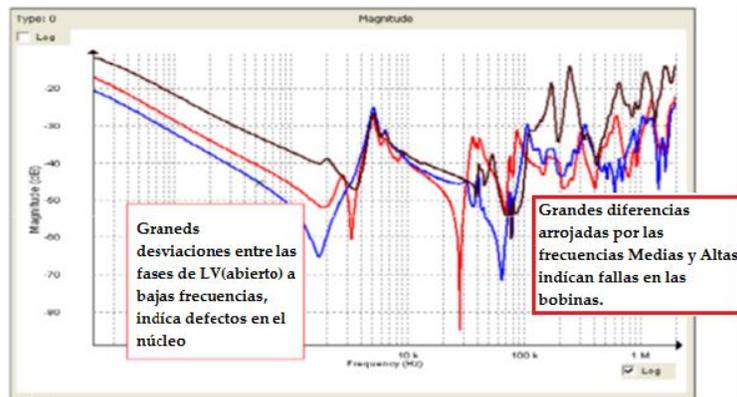
La siguiente figura muestra el resultado obtenido a través de SFRA en un transformador antes y después de la presentación de una falla entre espiras.

Figura No. 36. Resultado obtenido en SFRA diagnosticando corto entre espiras.



Concluyendo la siguiente figura muestra la respuesta obtenida en un transformador que presenta problemas serios en toda la estructura electromecánica interna.

Figura No. 37. Transformador en malas condiciones electromecánicas internas



4.3.1.9 Herramientas de análisis SFRA

Para analizar los resultados obtenidos a través de SFRA, actualmente se utiliza lo siguiente:

- × *Análisis Visual.*

con las gráficas obtenidas (huella de referencia y actual) se realiza un análisis comparativo, para esto debe asegurarse que el análisis sea realizado por personal experto, ya que en estos casos el personal que se encargara del análisis visual de la comparación de las ondas obtenidas deberá tener un alto nivel de certeza y experiencia en el diagnóstico, pues de acuerdo a este análisis se tomaran decisiones muy importantes sobre el transformador como determinar si este se debe sacar de operación debido a su baja fiabilidad, cambiar el transformador a un circuito eléctrico que alimente una carga menor con menos riesgo de falla o si definitivamente el estado actual de transformador implica que este debe ser reparado.

Comparación de la "Huella digital" del transformador

- × *Análisis de Correlación.*

El análisis de factores de correlación se realiza mediante un software que utiliza coeficientes de correlación matemáticos de acuerdo con el estándar DL/T 911 2004, Diseño específico del transformador. Este software es una herramienta generada especialmente por los fabricantes de los equipos de SFRA para ayudar al operador y al grupo encargado del análisis a determinar una posible falla, el cual tendrá sus variables de acuerdo al perfeccionamiento alcanzado por el equipo desarrollador del software del equipo de SFRA.

El coeficiente de correlación es utilizado para la evaluación de diferencias entre dos formas de onda o huellas digitales de la respuesta en frecuencia, el cual representa cuanto están relacionadas estas mediciones entre sí. Es una herramienta para cuantificar las diferencias

entre dos formas de onda de forma numérica y no de forma subjetiva. Este puede ser calculado para todo un ancho de banda de la respuesta en frecuencia obtenida o por décadas.

5. Capítulo 5. Análisis y Conclusiones

En este capítulo realizaremos una demostración de la aplicabilidad de la prueba de SFRA en transformadores de potencia, con el fin de detectar deformaciones en su parte activa a través de casos específicos, puntualmente en la comparación de huellas obtenidas en transformadores fabricados por MAGNETRÓN S.A. y su Comisionamiento para instalación por parte del equipo de servicio externo, finalizando nuestro estudio con las conclusiones obtenidas de este.

5.1 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y SU INTEGRIDAD MECÁNICA

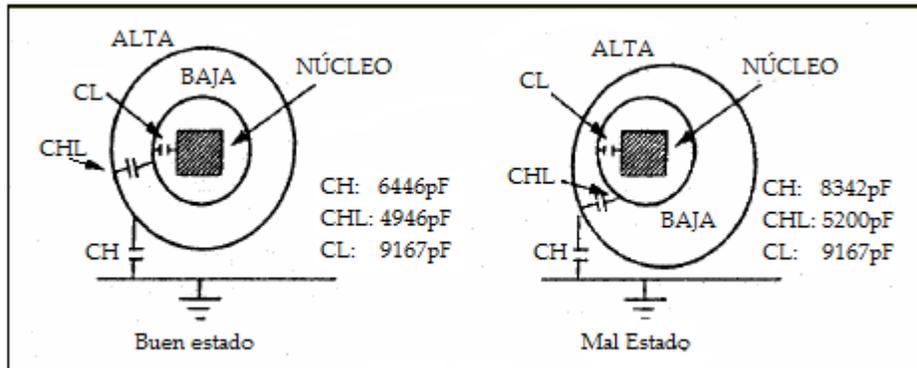
Los transformadores de potencia están diseñados para soportar los esfuerzos mecánicos durante el transporte y los esfuerzos debidos a eventos subsecuentes a su operación, como los debidos a fallas eléctricas y descargas atmosféricas. El diseño de cada transformador en particular deberá contemplar un sistema de sujeción y confinamientos que garanticen su aptitud para soportar estos eventos a los que será sometido.

Durante las actividades de transporte y comisionamiento pueden ocurrir daños si las condiciones de bloqueo del transformador como sus sujeciones son insuficientes desde el momento de su alistamiento para el despacho hasta el sitio donde será puesto en servicio, pues durante este proceso, el equipo puede ser sometido a fuertes impactos debidos al mal estado de las vías, excesos de velocidad por parte del transportista o malas operaciones con los sistemas de carga y de levante. Fuertes movimientos podrían derivar en desplazamientos tanto del núcleo como de los devanados.

Una inspección visual de la parte activa para verificar o encontrar tales fallas puede resultar costosa, además no siempre se cumple con el objetivo; sometiendo el transformador a riesgos de impregnación de humedad o a una posible contaminación con partículas externas. Para evitar este tipo de problema, es conveniente implementar las técnicas de diagnóstico de fallas mediante el *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia* SFRA que se basa en el hecho de que los cambios en la geometría interna del transformador, modifiquen su función de transferencia. Esta función de transferencia en el método de SFRA es representado por una gráfica que conocemos como huella, que es en realidad una gráfica en frecuencia de la respuesta de los parámetros internos del transformador, como la impedancia o la admitancia de entrada, ya que estos parámetros son función de la geometría como dimensiones del núcleo, bobinas, aislamientos, ductos de refrigeración, cuñas, etc., como de las propiedades de los materiales de su construcción como la permitividad, permeabilidad, conductividad, etc.

De esta forma, los esfuerzos debido a fuertes movimientos como esfuerzos eléctricos podrían generar desplazamientos de todas o algunas de estas partes, visto de esta forma generando cambios en la geometría interna del transformador, lo que directamente modifica las distribuciones del campo electromagnético al interior del transformador, entendiéndose esto como cambio en los parámetros de resistencia, inductancia y de el de mayor sensibilidad, la capacitancia de su circuito equivalente.

Figura No. 38. Cambios de los parámetros de capacitancia debido a desplazamientos del devanado de alta en un transformador de núcleo apilado.



De esta forma, a través del método de SFRA, los cambios en las redes RLC al interior del transformador debido a estos desplazamientos pueden ser identificados por su frecuencia mediante la función de transferencia, pues así como lo mencionamos anteriormente, los cambios en las configuraciones geométricas de estas redes alteran la función de transferencia.

Los cambios en la función de transferencia pueden revelar un amplio rango de modos de fallas, El uso del SFRA permite detectar los cambios en la función de transferencia de un devanado individual dentro del transformador y consecuentemente indicar si han ocurrido movimientos o distorsión en el núcleo, devanados y en general de la parte activa del transformador.

5.2. APLICACIÓN DE LAS PRUEBAS DE SFRA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Como ya lo habíamos mencionado, la prueba de FRA tiene al menos dos momentos en los cuales es recomendable sea realizada, el primero de estos es en fabrica antes de ser despachado como huella de referencia, ya que aquí se presupone las mejores condiciones de calidad del transformador y el otro en sitio donde será puesto en servicio justo después del montaje. En ambos casos, si los procedimientos y precauciones usadas para la medición son buenos, los resultados de las mediciones "Huellas" deberán ser las mismas.

5.2.1. Aplicación en Fábrica

Las principales razones por las cuales es importante la realización de esta prueba en fábrica son:

- ✗ Un aseguramiento de la calidad del transformador.
- ✗ Generar el Baseline o la "huella digital" del transformador para futuras referencias.
- ✗ Correcta preparación para el transporte y puesta en servicio.
- ✗ Comparación entre transformadores de un mismo diseño.

Los fabricantes que tienen la prueba de SFRA dentro de su programa de aseguramiento de la calidad en producción, buscan garantizar que los transformadores producidos bajo un mismo diseño y lote sean idénticos, para esto la exactitud y repetitividad del SFRA es una herramienta clave.

El rango entre 2Hz y 2MHz es un requisito para diagnosticar variaciones referentes al núcleo, la estructura de sujeciones o brida, los devanados y derivaciones.

Una referencia o huella digital resultado del SFRA es realizada justo cuando el transformador ha sido llenado de aceite y se han montado sus partes para la preparación de las pruebas de fábrica. Ahora, es indispensable para los operadores del sistema eléctrico, subestaciones o equipo de mantenimiento, tener una buena referencia de SFRA, para ser utilizada en caso de necesitar la verificación de las condiciones del equipo luego de una contingencia o situación irregular, es por esto, que se sugiere solicitar una prueba de SFRA en las especificaciones técnicas de compra de transformadores.

Existen casos en los cuales la prueba SFRA es llevada a cabo en fábrica luego de haberse realizado el drenaje del aceite del transformador, justo antes del despacho, esto es solicitado por el comprador del equipo para que sea enviado con bujes de prueba y puedan ser realizadas las mediciones inmediatamente el transformador arribe al sitio donde será puesto en servicio sin tener que realizar costosos montajes y procesamientos de aceite, antes de la verificación de las condiciones mecánicas internas, ya que la realización del SFRA es posible en transformadores sin el aceite por el bajo nivel de tensión a los cuales se realiza la prueba.

5.2.2. Aplicación del SFRA en sitio

Tras haber realizado la prueba de SFRA en fábrica, algunas de las razones más significativas para usar SFRA en sitio son:

- ✦ Verificación de un adecuado transporte, reubicación y puesta en servicio del transformador.
- ✦ Después de ocurrido algún incidente que pudiera haber afectado el funcionamiento normal del transformador como: descargas atmosféricas, fallas en el sistema, cortocircuitos, eventos sísmicos, etc. O simples labores de seguimiento de diagnóstico preventivo.

Una vez el transformador haya llegado al sitio donde será puesto en servicio, este debe ser probado inmediatamente después de la comprobación e inspección del registrador de impactos. Esto se realiza con el fin de garantizar la integridad mecánica del transformador antes de su puesta en servicio.

Es muy común que también se realicen algunas verificaciones cuando se han reubicado los transformadores de un sitio a otro y se ha tenido que transportar con el uso del registrador de impactos.

Después de verificar el registro y constatar que no hubo ningún impacto que pudiera haber sido adverso a las condiciones internas del transformador, se procede a realizar la

prueba de SFRA, tras el llenado de aceite y el montaje de sus diferentes componentes como lo son: radiadores, accesorios de protección, control y monitoreo, tanque de expansión, etc.

Una vez que el transformador ha sido puesto en operación, este no está exento de situaciones de falla producto del envejecimiento natural de su sistema de aislamiento, sobretensiones o sobrecorrientes producidas por fluctuaciones del sistema eléctrico, descargas atmosféricas, cortocircuitos, eventos sísmicos, etc. Tras ocurrida alguna de las anteriores eventualidades o si existen dudas con respecto a los resultados obtenidos del Análisis de Gases Disueltos en el Aceite DGA, el SFRA es una herramienta que se debe de tener presente para el diagnóstico del transformador y su idoneidad para el servicio, pues al combinarse con pruebas como el Factor de Potencia de los Aislamientos, Relación de Transformación y Resistencia de Devanados, determinan de forma precisa el estado del transformador. [43]

5.3 APLICACIONES REALES DEL SFRA

El objetivo principal de ejecutar una prueba de SFRA sobre un transformador en estado de falla o que ha sido sometido a situaciones anormales o en casos especiales en el proceso de fabricación, es la comparación de los resultados actuales con una huella referencia para encontrar posibles anomalías efectos de cambios al interior del transformador.

En cualquiera de estos casos, la comparación debe hacerse entre la obtenida de la prueba de SFRA con una huella referencia, la cual podrá ser una huella digital histórica del transformador, una huella de un transformador gemelo o una huella obtenida en una de las otras fases del transformador.

En esta investigación plasmaremos estas comparaciones de las huellas obtenidas de casos específicos de transformadores de potencia en cada uno de estos tipos de comparaciones y demostrar la efectividad del método haciendo uso de las herramientas expuestas en el capítulo anterior.

La ejecución de la prueba contempla un gran número de conexiones, esto debido a que se busca obtener las huellas en todas las posibles combinaciones donde se puedan analizar posibles fallas ocurridas o que pudieran llegar a ocurrir, a modo de ejemplo a continuación las huellas obtenidas en un transformador de 2MVA, 34.5/13.8 kV en cada una de las conexiones sobre la fase central.

Figura No. 39. Huellas Obtenidas sobre Fase Central en devanados de Alta y Baja tensión

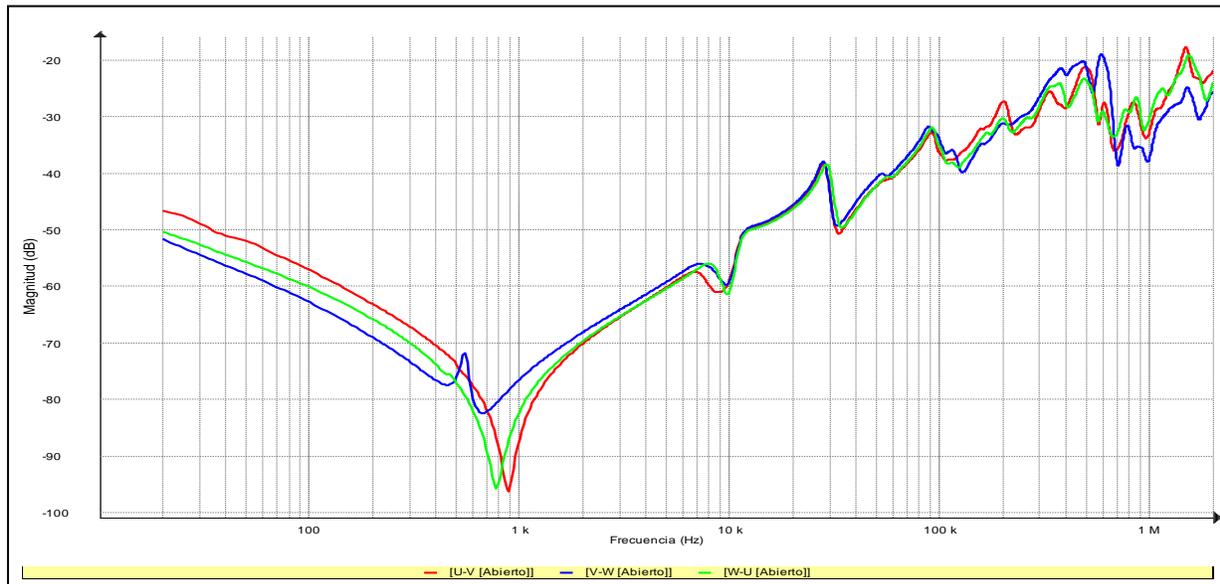


Seguidamente se presenta la convención de colores contemplada en la gráfica anterior de acuerdo al tipo de conexión ejecutado: Azul: [V-W (Abierto)], Naranja: [Y-Pn (Abierto)], Gris: [V-W (Baja en Corto)], Rojo: [V-Y (Abierto)], Negro: [V-Y (W-Gnd, Pn-Gnd)]

Como se expuso anteriormente, cada una de estas conexiones tiene una forma característica de su comportamiento en la frecuencia, ya bien sea del tipo inductivo, capacitivo o de admitancia transferida.

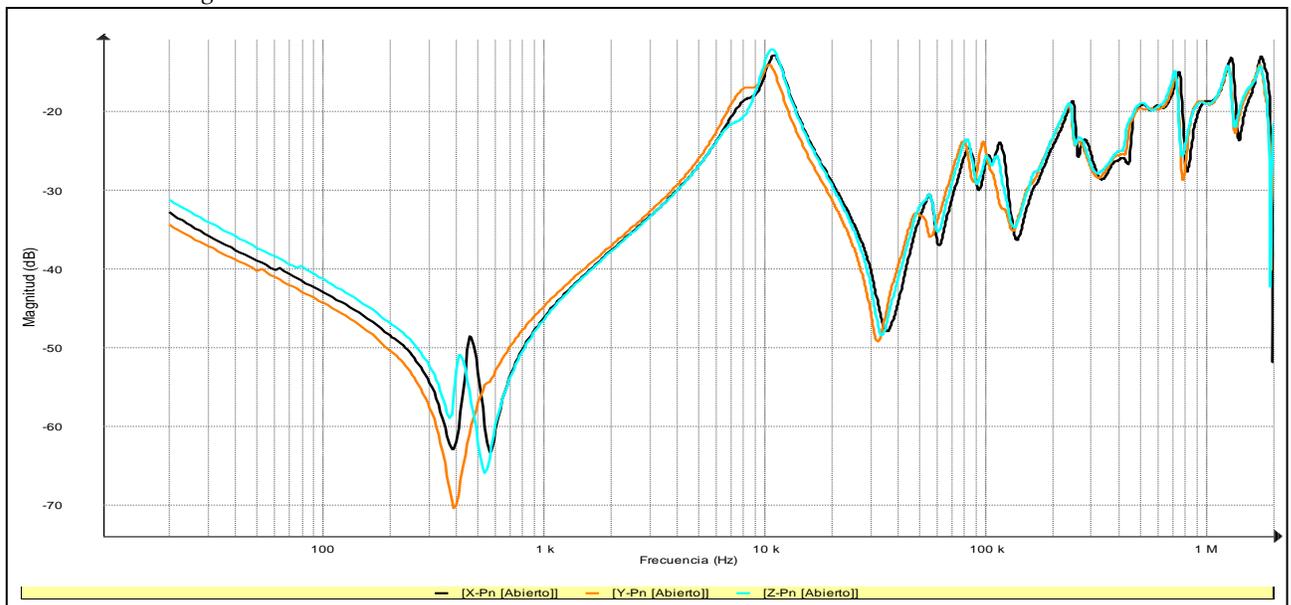
En el caso de la Figura No. 40 y 41 se observa el comportamiento característico de la conexión tipo admitancia de circuito abierto, donde, a bajas frecuencias la respuesta típica es el doble hundimiento de las fases simétricas, y un comportamiento diferente en la fase del centro debido a los flujos magnéticos.

Figura No. 40. Huellas características de Admitancia de Circuito Abierto AT



Seguidamente se presenta la convención de colores contemplada en la gráfica anterior de acuerdo al tipo de conexión ejecutado: Rojo: [U-V (Abierto)], Azul: [V-W (Abierto)], Verde: [W-U (Abierto)]

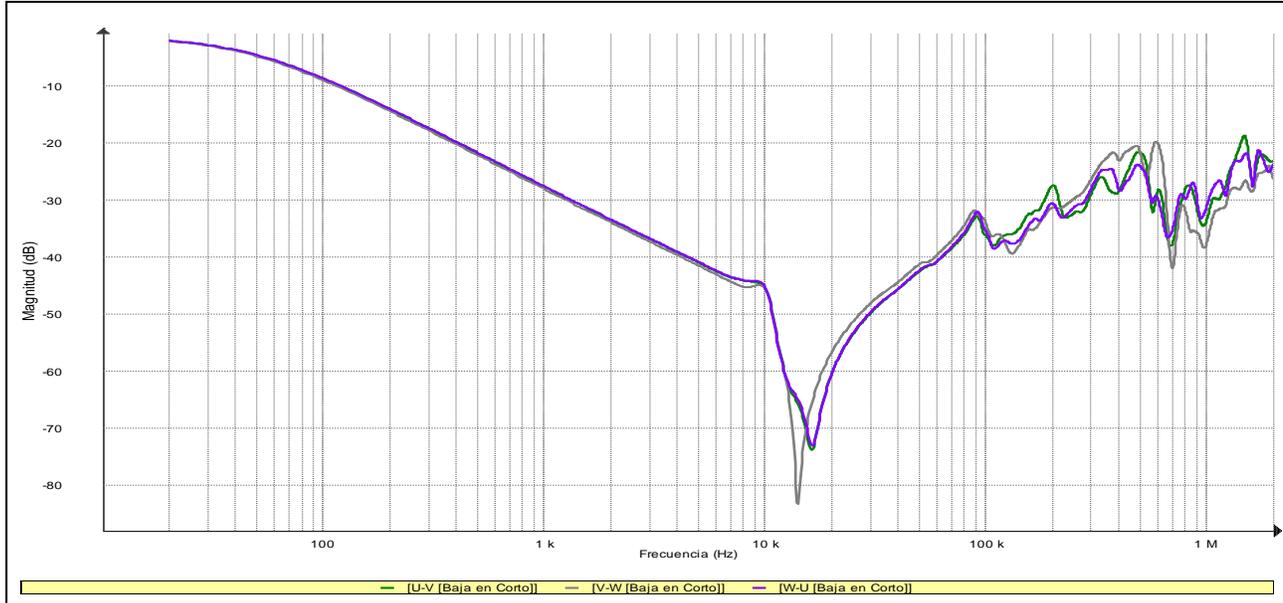
Figura No. 41. Huellas características de Admitancia de Circuito Abierto BT



Seguidamente se presenta la convención de colores contemplada en la figura No. 41 anterior de acuerdo al tipo de conexión ejecutado: Naranja: [Y-Pn (Abierto)], Negro: [X-Pn (Abierto)], Azul agua marina: [Z-Pn (Abierto)]

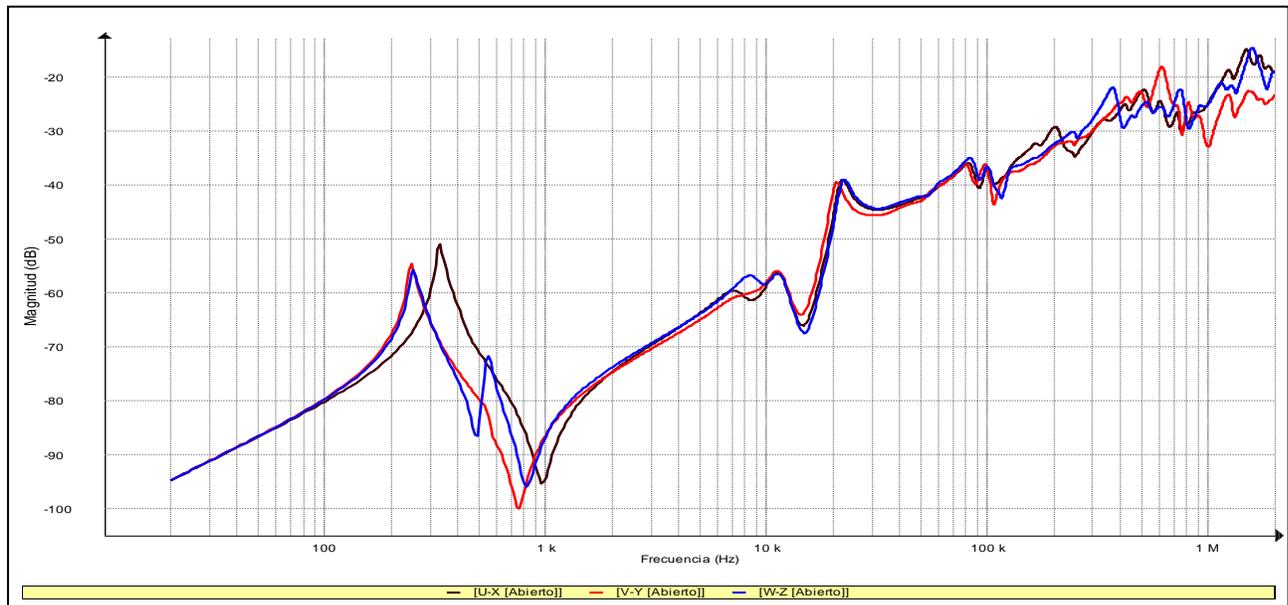
De acuerdo a la respuesta obtenida en la admitancia de Corto circuito, graficada en la Figura No. 42, se observa que la influencia del núcleo desaparece por debajo de los 20 kHz, se debe tener en cuenta que todas las fases presentan un comportamiento similar.

Figura No. 42. Huella Característica de Admitancia de Corto Circuito



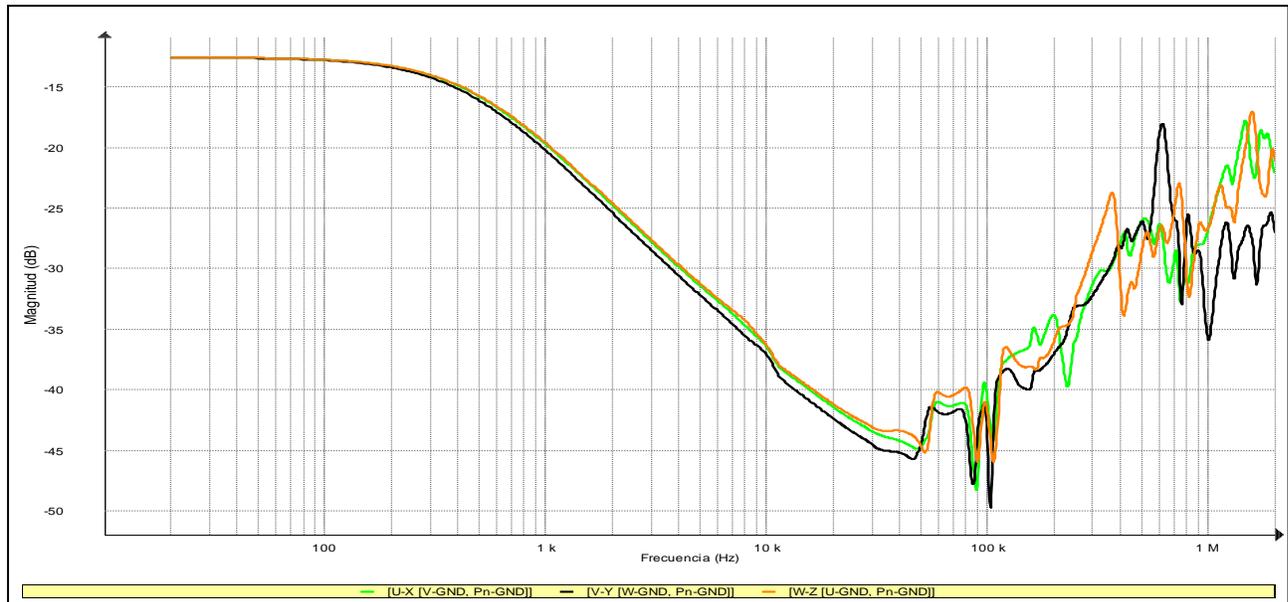
Seguidamente se presenta la convención de colores contemplada en la gráfica anterior de acuerdo al tipo de conexión ejecutado: Verde: [U-V (Baja en Corto)], Gris: [V-W (Baja en Corto)], Morado: [W-U (Baja en Corto)]

Figura No. 43. Huella Característica de Conexión Interdevanados



Seguidamente se presenta la convención de colores contemplada en la gráfica anterior de acuerdo al tipo de conexión ejecutado: Negro: [U-X (Abierto)], Rojo: [V-Y (Abierto)], Azul: [W-Z (Abierto)]

Figura No. 44. Huellas Características de Admitancia de Voltaje Transferido



Seguidamente se presenta la convención de colores contemplada en la gráfica anterior de acuerdo al tipo de conexión ejecutado: Verde: [V-X (V-Gnd, Pn-Gnd)], Negro: [V-Y (W-Gnd, Pn-Gnd)], Naranja: [W-Z (U-Gnd, Pn-Gnd)]

5.3.1 Aplicación 1. Comparación en Transformadores bajo un mismo diseño

Una de las prácticas más conocidas de comparación es la de hacer uso de la respuesta en frecuencia de un transformador de un mismo diseño o transformador gemelo cuando no se tiene una huella referencia del transformador en estudio o en situaciones especiales en fabrica dentro del proceso del aseguramiento de calidad en lotes de producción que son construidos bajo un mismo diseño y especificaciones técnicas.

Existen situaciones en las cuales el transformador que ha sufrido cualquier evento anormal y desea indagarse sobre su aptitud para seguir en operación, no posee una huella histórica de referencia, para lo cual es común, se haga uso de huellas obtenidas en transformadores con características similares, en lo posible del mismo fabricante. Es normal que un transformador sea construido con características específicas de cada cliente y de su aplicación, por lo tanto habrán situaciones en las cuales un transformador no tendrá un gemelo del cual se haya obtenido una huella referencia. Es por esto que se busca para este tipo de comparación utilizar una huella obtenida de un transformador con características casi iguales o idénticas del que se busca comparar, entre estas características como: la

potencia, niveles de tensión, forma constructiva y en lo posible del mismo fabricante, lo que podría asegurar un proceso constructivo similar.

Como un valor agregado a sus clientes, es muy común que los fabricantes de transformadores de potencia mantengan una base de datos de los transformadores fabricados por ellos, entre esta, las huellas obtenidas de cada transformador con el fin de brindar a sus clientes la posibilidad de encontrar un transformador con tales características que permitan una comparación tan efectiva que pueda dar indicios de si el transformador a entrado o no en estado de falla.

Para esta aplicación, a modo de ejemplo realizaremos una comparación de las huellas obtenidas en dos transformadores de 3MVA 34.5/13.8 kV fabricados por MAGNETRÓN S.A.

Transformador 1.

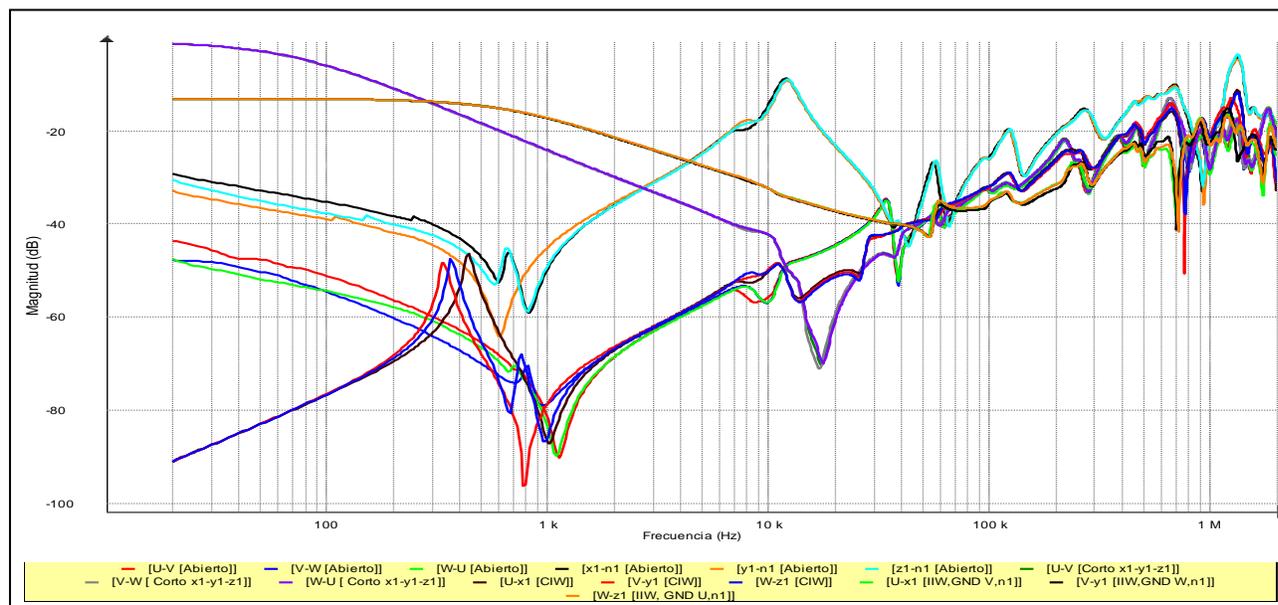
Tabla 12. Descripción del Transformador 1

Potencia Nominal	3.0 MVA
Voltajes	34.5 / 13.8 KV
Fabricante	MARGNETRON
Diseño	989-T-0150-02-000-E0
Equipo	FRAX 101 Megger
Fecha ejecución	9/09/2011

Tabla 13. Mediciones Efectuadas Sobre el Transformador 1

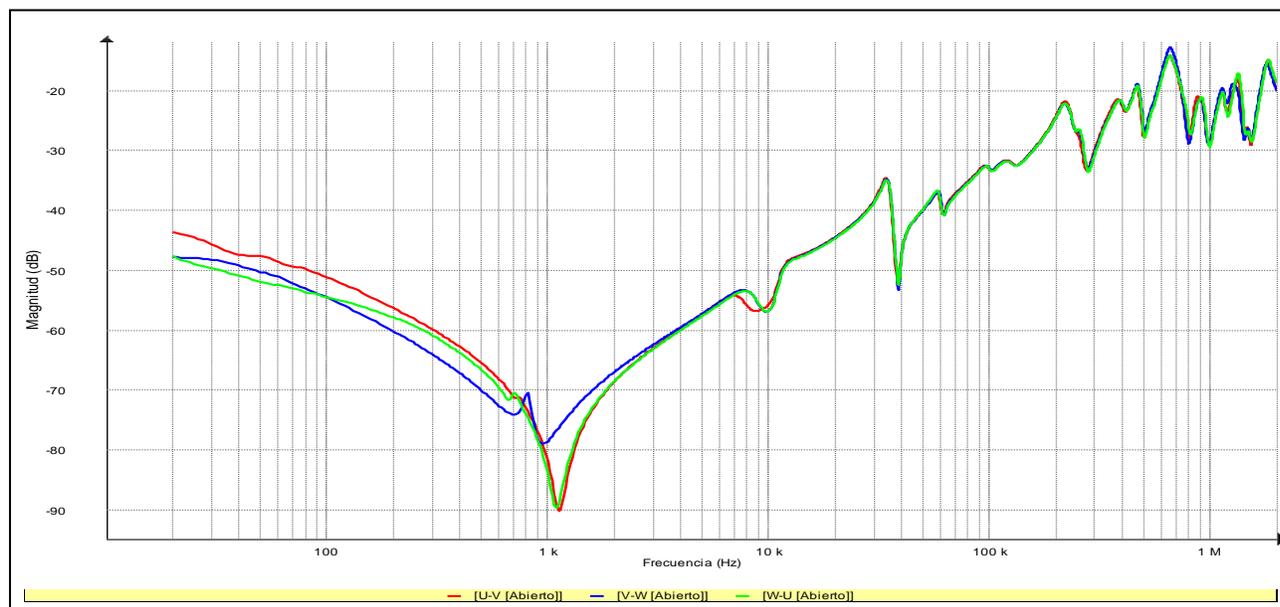
No Prueba	Tipo de Conexión	Bornes
1	Alta con Baja abierta – Admitancia de Circuito Abierto devanados Alta tensión	U-V [x,y,z,Pn - Abiertos]
		V-W [x,y,z,Pn - Abiertos]
		W-U [x,y,z,Pn - Abiertos]
2	Baja con Alta abierta – Admitancia de Circuito abierto devanados Baja Tensión	x-Pn [U,V,W - Abiertos]
		y-Pn [U,V,W - Abiertos]
		z-Pn [U,V,W - Abiertos]
3	Alta con baja en cortocircuito – Admitancia de Cortocircuito	U-V [x,y,z,Pn - En corto]
		V-W [x,y,z,Pn - En corto]
		W-U [x,y,z,Pn - En corto]
4	Interdevanados	U-x[Abiertos]
		V-y[Abiertos]
		W-z[Abiertos]
5	Voltaje transferido	U-x[V-GND, Pn-GND]
		V-y [W-GND, Pn-GND-]
		W-z [U-GND, Pn-GND-]

Figura No. 45. Huellas Obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas



Seguidamente se presenta la convención de colores contemplada en la gráfica anterior de acuerdo al tipo de conexión ejecutado: Rojo: [U-Y (Abierto)], Azul: [V-W (Abierto)], Verde: [W-U (Abierto)], Negro: [x1-n1(Abierto)], Naranja: [y1-n1(Abierto)], Azul Aguamarina: [z1-n1(Abierto)], Verde: [U-V(Corto x1-y1-z1)], Gris. [V-W(Corto x1-y1-z1)], Morado: [W-U(Corto x1-y1-z1)], Negro: [U-x1(C1W)], Rojo: [V-y1 (C1W)], Azul: [W-z1(C1W)], Verde: [U-x1(11W-Gnd, Vn1)], Naranja: [W-z1(11W,Gnd Un1)]

Figura No. 46. Huella obtenida en conexión de Admitancia de circuito abierto AT



Seguidamente se presenta la convención de colores contemplada en la gráfica anterior de acuerdo al tipo de conexión ejecutado: Rojo: [U-V (Abierto)], Azul: [V-W (Abierto)], Verde: [W-U (Abierto)]

Transformador 2.

Tabla 14. Descripción del Transformador 2

Potencia Nominal	3.0 MVA
Voltajes	34.5 / 13.8 KV
Fabricante	MARGNETRON
Diseño	989-T-0138-02-000-E1
Equipo	FRAX 101 Megger
Fecha Ejecución	15/09/2011

Tabla 15. Mediciones Efectuadas Sobre el Transformador 2

No Prueba	Tipo de Conexión	Bornes
1	Alta con Baja abierta – Admitancia de Circuito Abierto devanados Alta tensión	U-V [x,y,z,Pn - Abiertos]
		V-W [x,y,z,Pn - Abiertos]
		W-U [x,y,z,Pn - Abiertos]
2	Baja con Alta abierta – Admitancia de Circuito abierto devanados Baja Tensión	x-Pn [U,V,W - Abiertos]
		y-Pn [U,V,W - Abiertos]
		z-Pn [U,V,W - Abiertos]
3	Alta con baja en cortocircuito – Admitancia de	U-V [x,y,z,Pn – En corto]

	Cortocircuito	V-W [x,y,z,Pn - En corto] W-U [x,y,z,Pn - En corto]
4	Interdevanados	U-x[Abiertos] V-y[Abiertos] W-z[Abiertos]
5	Voltaje transferido	U-x[V-GND, Pn-GND] V-y [W-GND, Pn-GND-] W-z [U-GND, Pn-GND-]

Figura No. 47. Huellas Obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas

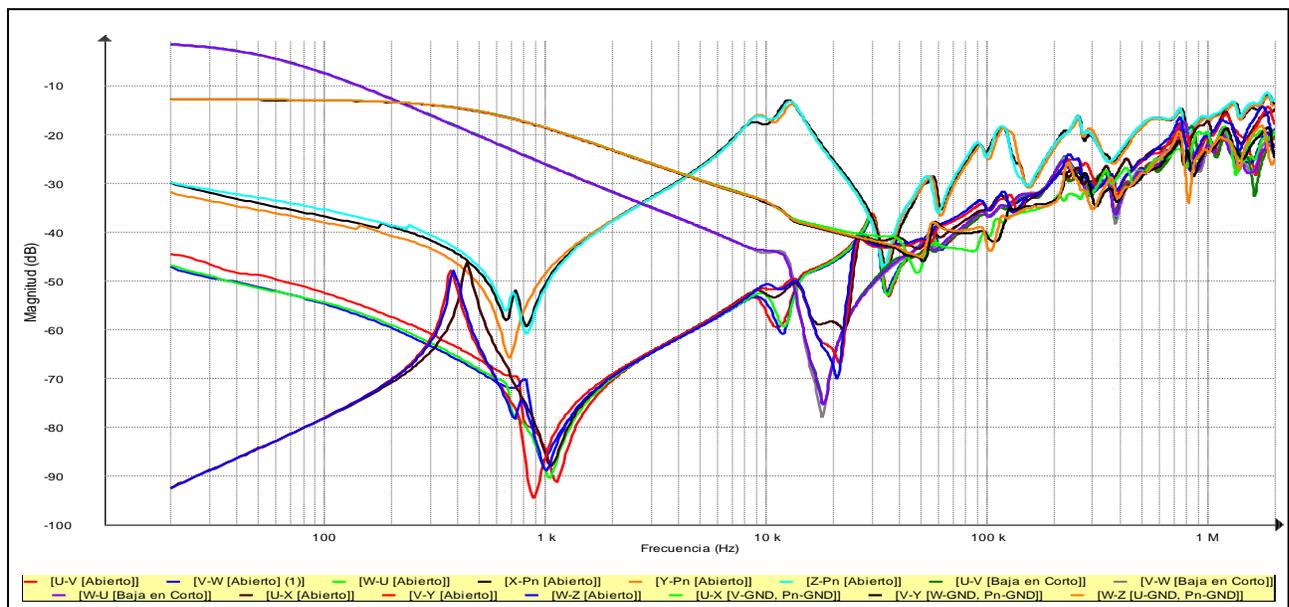
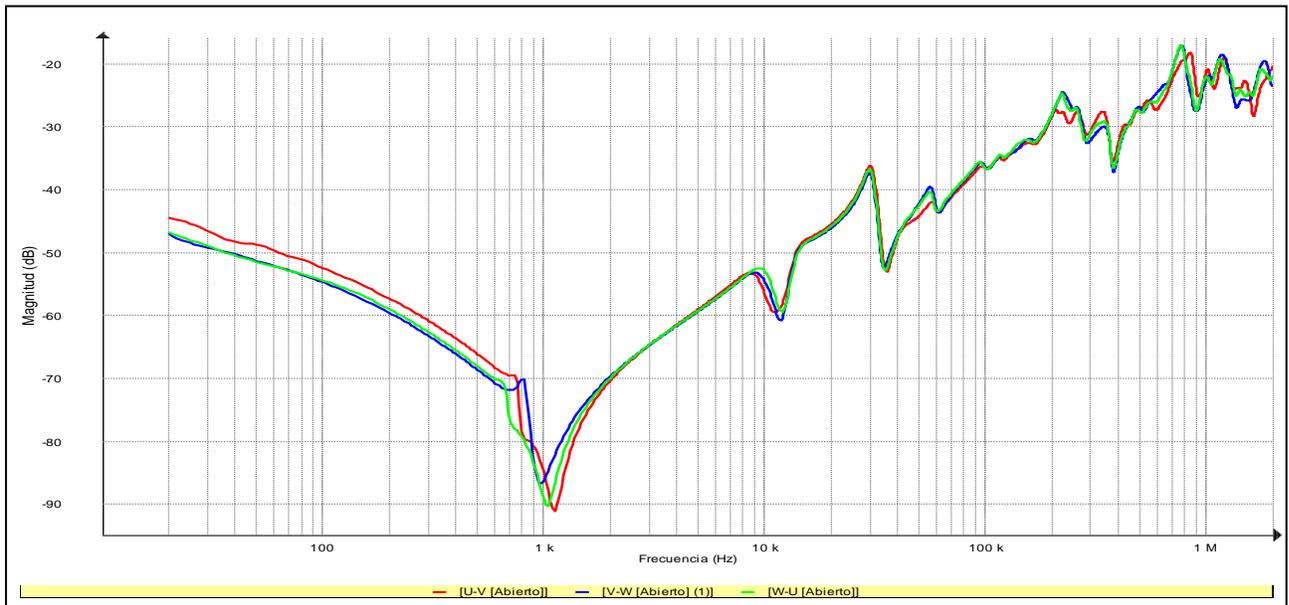
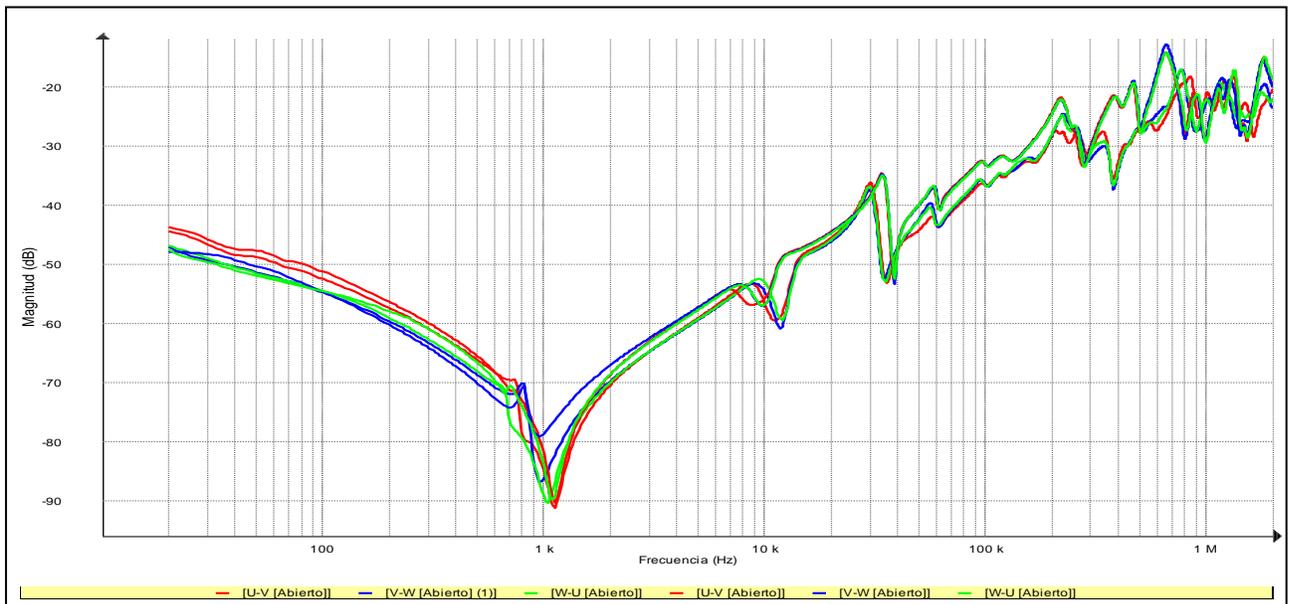


Figura No. 48. Huella obtenida en conexión de Admitancia de circuito abierto AT



5.3.1.1 ANÁLISIS CASO 1: Comparación Admitancia Circuito Abierto transformadores Gemelos

Figura No. 49. Comparación de Huellas Obtenidas entre transformadores gemelos – admitancia de Circuito abierto en devanados de Alta tensión.

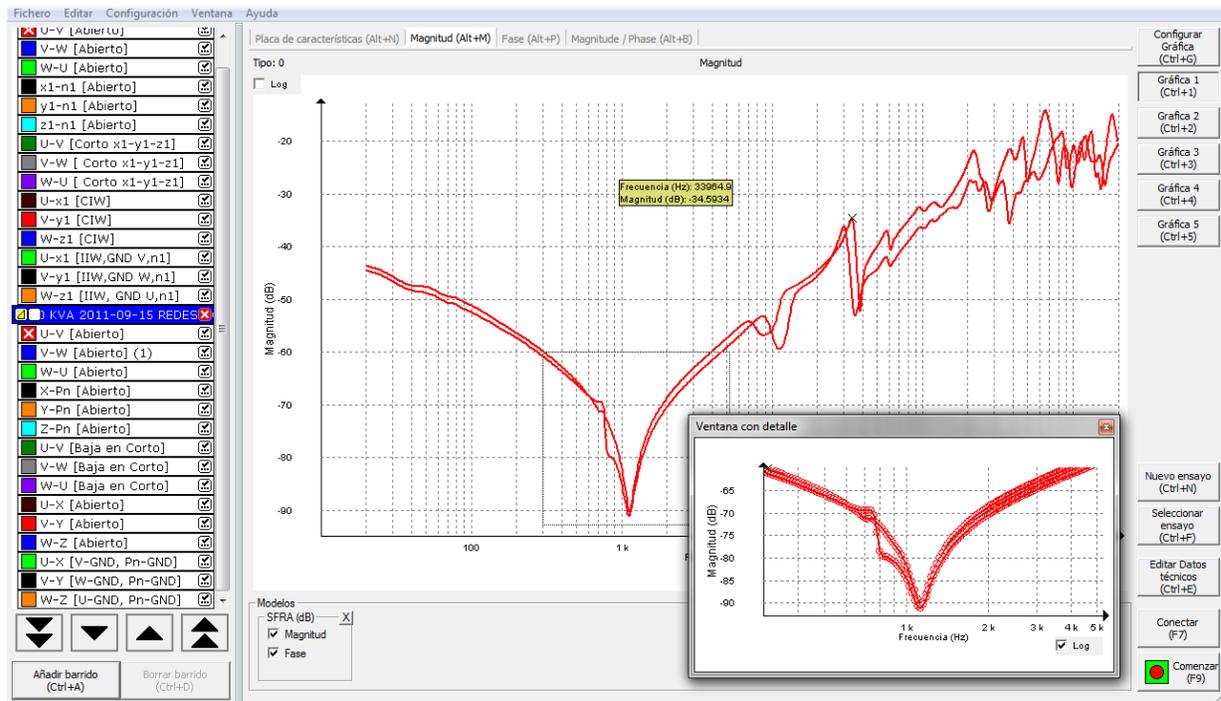


Aunque los diseños son similares, los transformadores tienen características que hacen se diferencien entre sí. El transformador 1 posee mejores características en cuanto a la inducción magnética del núcleo con respecto al transformador 2, especificación técnica de dicho diseño.

A partir de la comparación de las huellas obtenidas en conexión de circuito abierto, se puede precisar que el transformador bajo estudio posee igual respuesta en frecuencia del transformador que se usa como referencia. Las características de las curvas muestran un comportamiento casi similar entre ambos transformadores, lo que nos indica que el transformador que hubiera sufrido condiciones anormales en su operación, no fue afectado y se encuentra en condiciones óptimas de seguir operando, aunque debe precisarse, esta decisión deberá tomarse en conjunto con los resultados de las pruebas de relación de transformación, resistencia de devanados y factor potencia de los aislamientos. Si analizamos la huella obtenida del transformador 1. "Caso hipotético 1", el cual ha sufrido una sobre tensión y no posee una huella referencia de fábrica, al ser comparada una última huella obtenida con la referencia obtenida del transformador 2. "Caso hipotético 2" en condiciones de fábrica, podemos inferir de estas que el transformador se encuentra en un estado normal.

De esta conexión de admitancia de circuito abierto se espera que las características de este tipo de curva se presenten en las huellas obtenidas, además un análisis más profundo sobre las gráficas puede indicarnos características similares entre ambos transformadores, lo que muestra que no ha habido cambios en la configuración geométrica de la parte activa del transformador 1, el uso de la herramienta de factores de correlación podría darnos certeza de que dichos cambios en las ondas pueden considerarse entre lo normal en lo establecido en los estándares del fabricante.

Figura No. 50. Comparación huellas obtenidas Transformador 1 y Transformador 2. En fase U bajo conexión de admitancia de circuito abierto AT.

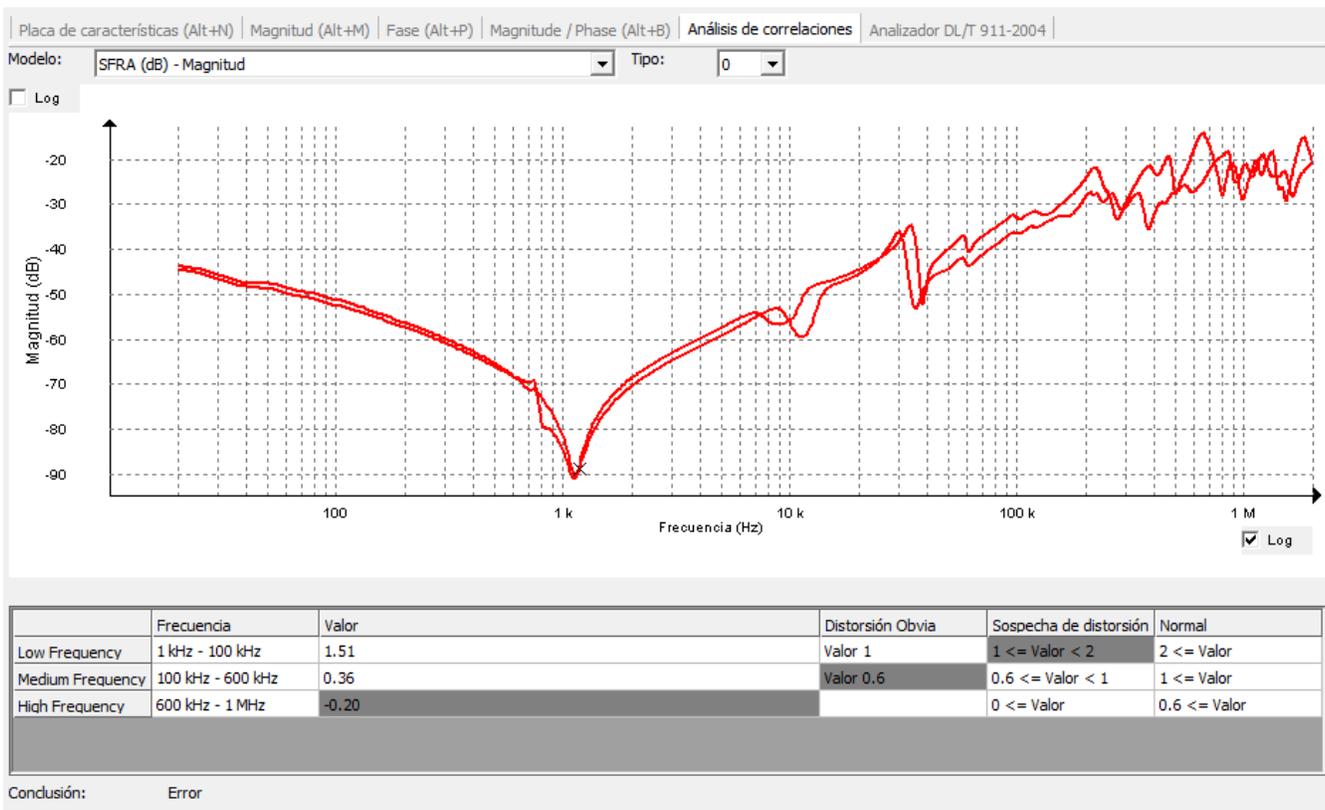


Es claro en la comparación de las huellas que estas difieren en frecuencias mayores a 100kHz, pero debe anotarse que los transformadores pueden ser construidos con características similares pero las conexiones y sujeciones no serán iguales, diferencias que son claramente visibles para estos rangos de frecuencias.

En la comparación de huellas, para frecuencias hasta 10 kHz puede verse fácilmente que las huellas obtenidas a partir de SFRA son casi similares, pero que según un análisis de correlaciones puede indicarnos un estado anormal del equipo, aunque estas no necesariamente indique situaciones que ameriten sacar de operación el equipo al cual se está diagnosticando con el uso de esta técnica, pues ya que el uso de una huella referencia obtenida de una unidad gemela o similar, puede ser usada solo como esto, una referencia, pues esto no indica específicamente las condiciones de fabrica del transformador que se encuentra bajo estudio.

A continuación se exponen los resultados de un análisis de correlaciones, haciendo uso del software FRAX V2.4 del equipo FRAX 101 Megger, del cual se obtiene que la correlación de las huellas en los transformadores 1 y 2 no concuerdan, lo que indica una clara distorsión o deformación del transformador bajo estudio.

Figura No. 51. Análisis de correlación de las huellas obtenidas de los Transformadores 1 y 2. En fase U bajo conexión de admitancia de circuito abierto AT



5.3.2 Aplicación 2. Comparación entre referencias históricas del transformador

La comparación de huellas obtenidas de la prueba de SFRA con unas huellas históricas del transformador es la práctica más común y más utilizada, para lo cual es necesario tener algunas condiciones que garanticen la reproducibilidad de la prueba, como mantener las condiciones bajo las cuales se obtuvieron las huellas de referencia o base line, esto con el fin de no dar lugar a ambigüedades, ya que la sensibilidad de este método puede generar variaciones en la respuesta en frecuencia que podrían indicar falla del transformador cuando es posible no sea así. Otra de las condiciones que puede resultar en variaciones en las huellas, es el hecho de que el núcleo conserva un magnetismo remanente que también puede mostrar cambios a bajas frecuencias, es por esto que un transformador que ha sido sacado de servicio, deba ser sometido a un proceso de des-magnetización, con el fin de eliminar los efectos de remanencia debidos a las características del material ferromagnético con el que es construido el núcleo del transformador.

Es de gran importancia mantener la posición del conmutador en la cual se realizó la prueba de SFRA que se tomada como referencia, ya que esta situación puede influenciar el resultado, ya bien sea porque esta posición contempla un mayor o menor número de espiras de los devanados, lo que directamente cambia las características de los parámetros eléctricos.

Para esta aplicación, a modo de ejemplo realizaremos una comparación de las huellas obtenidas en fábrica (referencia histórica) y luego de su puesta en sitio de un transformador de 5 MVA 34.5/13.8 kV fabricado por MAGNETRÓN S.A.

Transformador 3.

Tabla 16. Descripción del Transformador 3

Potencia Nominal	5.0 MVA
Voltajes	34.5 / 13.8 KV
Fabricante	MARGNETRON
Diseño	997-T-0138-02-000-E0
Equipo	FRAX 101 Megger
Fecha ejecución	16/09/2011 - 26/10/2011

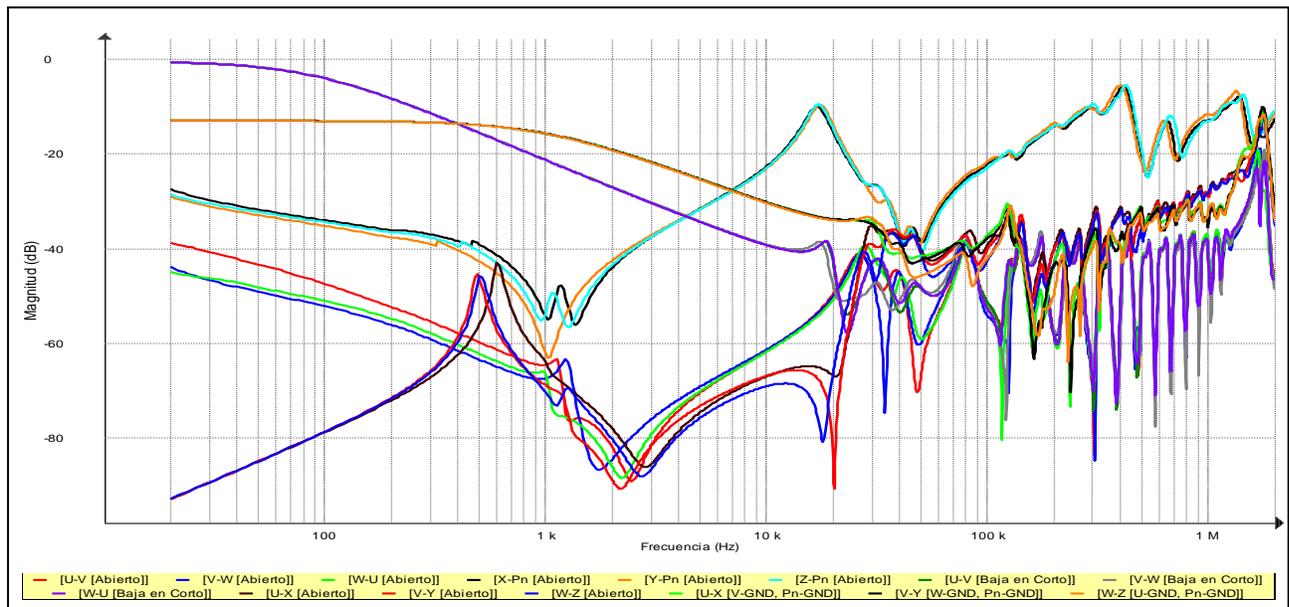
Tabla 17. Mediciones Efectuadas Sobre el Transformador 3

No Prueba	Tipo de Conexión	Bornes
1	Alta con Baja abierta – Admitancia de Circuito Abierto devanados Alta tensión	U-V [x,y,z,Pn - Abiertos]
		V-W [x,y,z,Pn - Abiertos]
		W-U [x,y,z,Pn - Abiertos]
2	Baja con Alta abierta – Admitancia de Circuito abierto devanados Baja Tensión	x-Pn [U,V,W - Abiertos]
		y-Pn [U,V,W - Abiertos]

		z-Pn [U,V,W – Abiertos]
3	Alta con baja en cortocircuito – Admitancia de Cortocircuito	U-V [x,y,z,Pn – En corto]
		V-W [x,y,z,Pn – En corto]
		W-U [x,y,z,Pn – En corto]
4	Interdevanados	U-x[Abiertos]
		V-y[Abiertos]
		W-z[Abiertos]
5	Voltaje transferido	U-x[V-GND, Pn-GND]
		V-y [W-GND, Pn-GND-]
		W-z [U-GND, Pn-GND-]

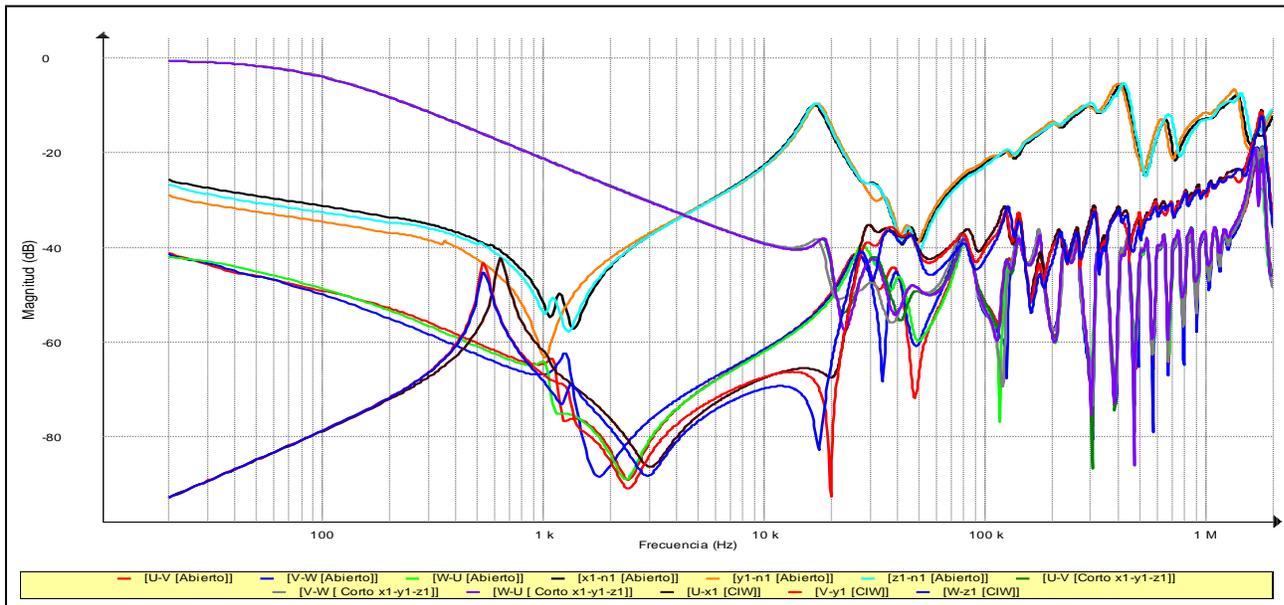
Medición 1.

Figura No. 52. Huellas Obtenidas en Fábrica “Referencia Histórica”



Medición 2.

Figura No. 53. Huella Obtenida luego de puesta en sitio.



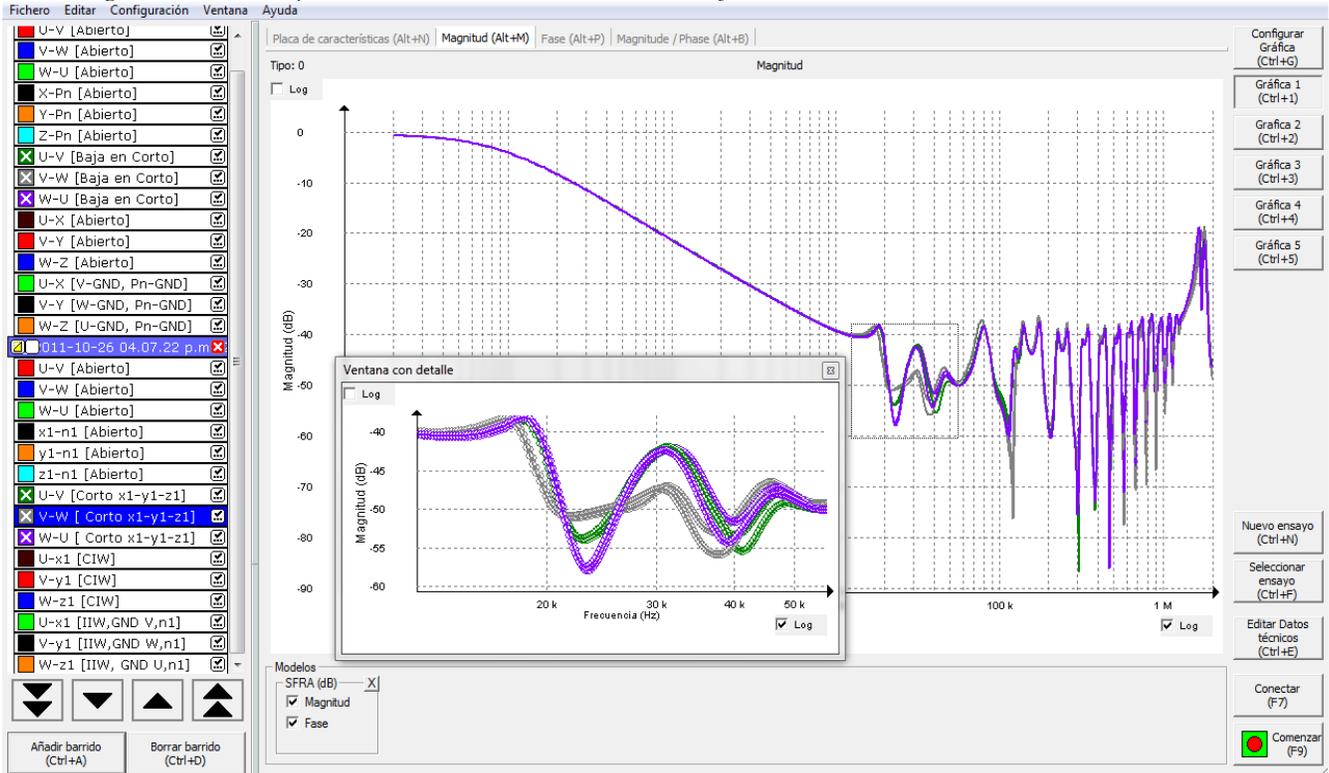
Si se realiza una superposición o una comparación visual de las dos mediciones realizadas se podría concluir que la disposición interna del transformador 3 no ha sufrido desconexiones, desplazamientos ni deformaciones internas durante el transporte, izaje y/o descarga del equipo que puedan afectar la operación normal del mismo. Lo cual indica que el transformador trabajara de manera correcta.

5.3.2.1 ANÁLISIS CASO 2: Comparación huella histórica de referencia contra huella obtenida en sitio - Admitancia de cortocircuito.

Como se expuso anteriormente, la comparación de una huella del estado actual de un transformador con su huella digital o huella histórica de referencia es la aplicación más común en el caso del *análisis del barrido de la respuesta en frecuencia*, donde si las condiciones en las que se efectuaron las mediciones son las mismas y el transformador se encuentra en buen estado, las huellas deberán ser similares, o diferentes si los resultados muestran cambios en las configuraciones geométricas de la parte activa.

Determinar si existen variaciones o cambios en el transformador que indiquen que el transformador se encuentra en estado operativo o no, está en manos del personal encargado, quienes en base a su experticia y el uso de las herramientas de comparación darán este dictamen.

Figura No. 54. Comparación Huellas Obtenidas en Fábrica y en sitio, Conexión Admitancia de cortocircuito

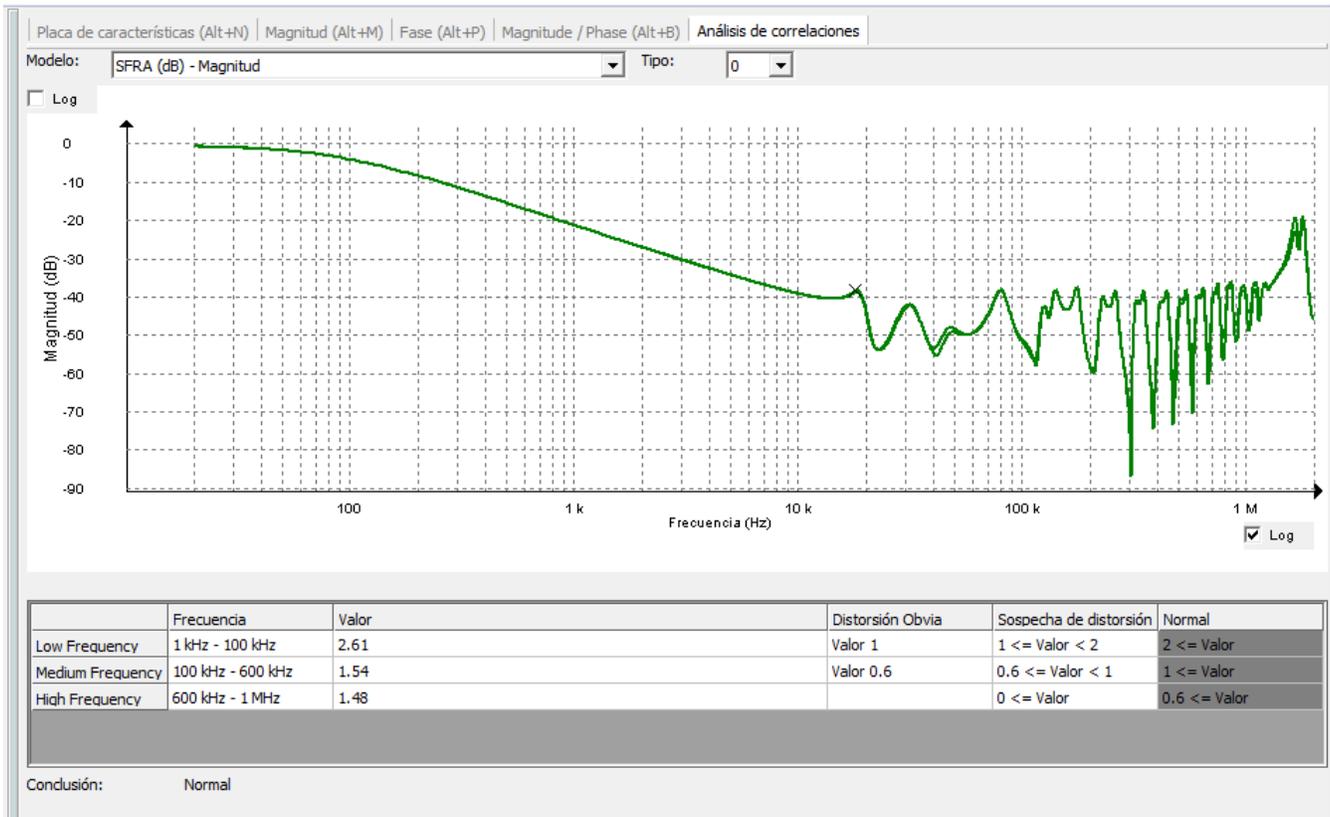


Al igual que el caso anterior de comparación de las huellas obtenidas (transformadores gemelos), la comparación de las huellas de fábrica con las actuales puede determinar si el Comisionamiento del transformador fue exitoso o no, concluir si se realizaron buenas prácticas durante el transporte del equipo desde fábrica hacia el sitio final donde será instalado, al igual que en las maniobras de levante y armado del transformador.

La comparación visual de las huellas obtenidas a partir del *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia SFRA* muestra una gran precisión entre las huellas obtenidas en fábrica como la obtenida en sitio después de armado el transformador, esta similitud nos indica que el transformador se encuentra en perfecto estado y que conserva las características electromecánicas de la distribución geométrica de la parte activa del transformador en estado de fábrica.

Un análisis de correlaciones puede indicarnos que las huellas obtenidas se relacionan de forma casi exacta, lo que indica situación normal, dando una condición de buen estado para la operación del equipo.

Figura No. 55. Análisis de correlación de las Huellas Obtenidas en Fábrica y en sitio, Conexión Admitancia de cortocircuito fase U-V.

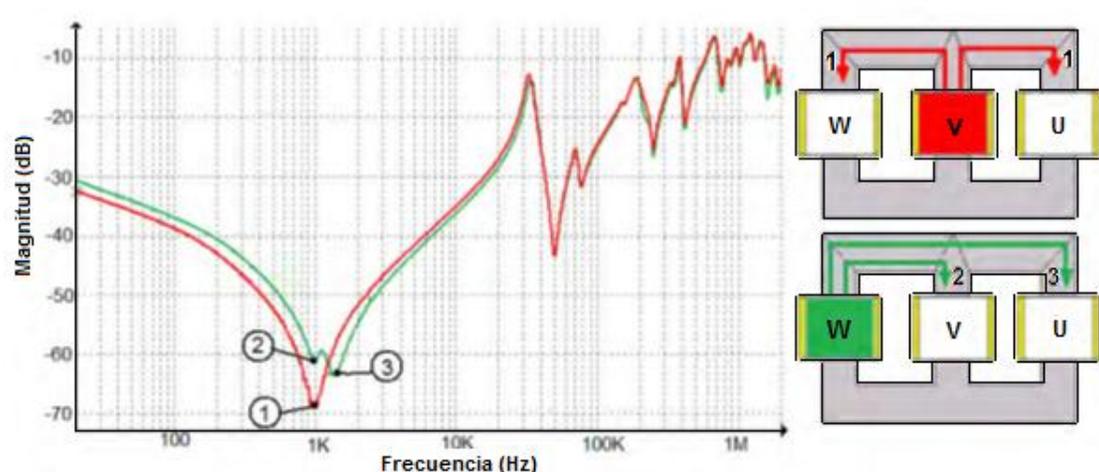


5.3.3 Aplicación 3. Comparación entre Huellas obtenidas entre fases

Otra de las posibles comparaciones con las que se cuenta en la ejecución del *análisis del barrido de la respuesta en frecuencia* es la realizada mediante las huellas obtenidas entre las fases correspondientes del transformador U, V, W, en devanados de Alta tensión y entre las fases x, y, z en devanados de Baja tensión.

Es de esperarse que entre las huellas obtenidas de las fases de los extremos U y W exista una mayor correspondencia en su comparación, diferente en el caso de su comparación con la fase central V, con la cual no existe una simetría en los flujos magnéticos del núcleo, lo cual se evidencia de manera grafica en la siguiente figura.

Figura No. 56. Simetría de flujo magnético en la comparación de huellas obtenidas entre fases



En esta última aplicación, a modo de ejemplo realizaremos una comparación de las huellas obtenidas entre fases de un transformador de 2MVA 34.5/13.8 kV fabricado por MAGNETRÓN S.A.

Transformador 4.

Tabla 18. Descripción del Transformador 4

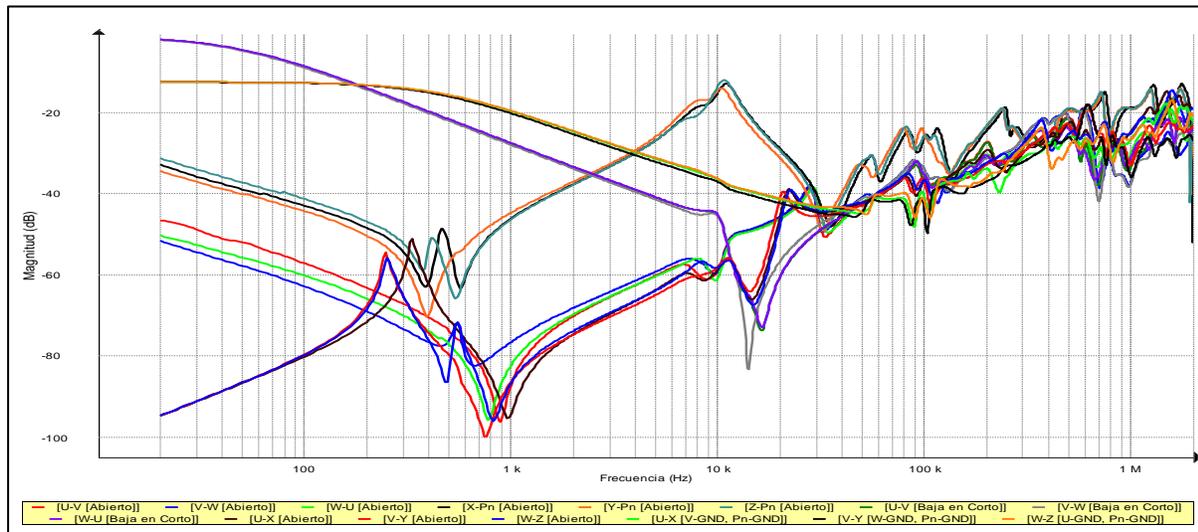
Potencia Nominal	2.0 MVA
Voltajes	34.5 / 13.8 KV
Fabricante	MARGNETRON
Diseño	986-T-0138-02-000-00
Equipo	FRAX 101 Megger
Fecha Ejecución	13/12/2011

Tabla 19. Mediciones Efectuadas Sobre el Transformador 4

No Prueba	Tipo de Conexión	Bornes
1	Alta con Baja abierta – Admitancia de Circuito Abierto devanados Alta tensión	U-V [x,y,z,Pn - Abiertos]
		V-W [x,y,z,Pn - Abiertos]
		W-U [x,y,z,Pn - Abiertos]
2	Baja con Alta abierta – Admitancia de Circuito abierto devanados Baja Tensión	x-Pn [U,V,W - Abiertos]
		y-Pn [U,V,W - Abiertos]
		z-Pn [U,V,W - Abiertos]
3	Alta con baja en cortocircuito – Admitancia de Cortocircuito	U-V [x,y,z,Pn - En corto]
		V-W [x,y,z,Pn - En corto]
		W-U [x,y,z,Pn - En corto]
4	Interdevanados	U-x[Abiertos]
		V-y[Abiertos]

		W-z[Abiertos]
5	Voltaje transferido	U-x[V-GND, Pn-GND]
		V-y [W-GND, Pn-GND-]
		W-z [U-GND, Pn-GND-]

Figura No. 57. Huellas Obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas

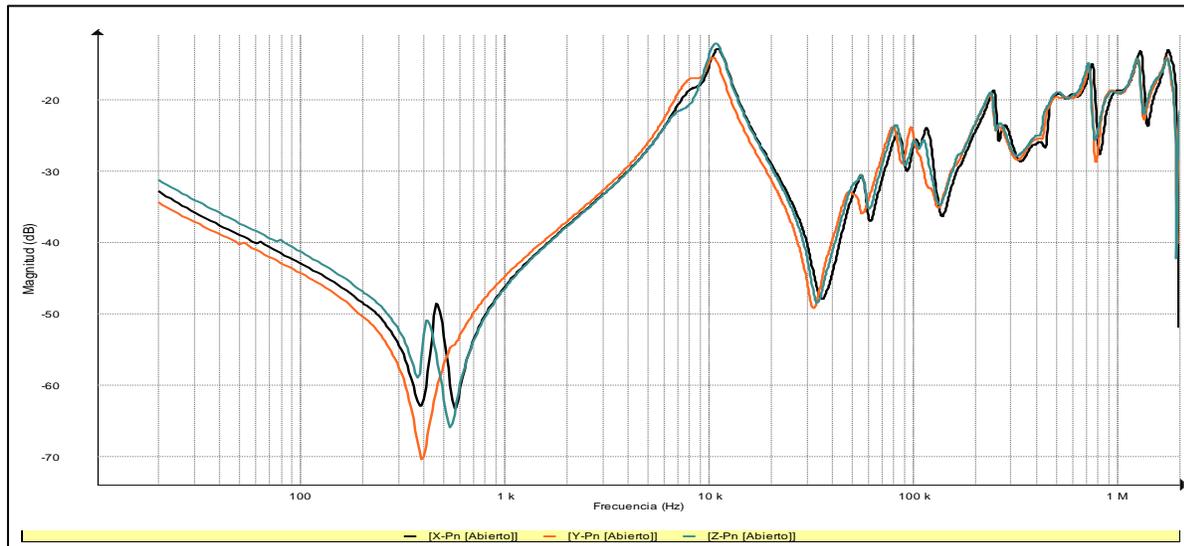


5.3.3.1 ANÁLISIS CASO 3: Comparación de Huellas Obtenidas entre Fases – Conexión Admitancia de circuito abierto Devanados de Baja Tensión y admitancia de Cortocircuito

Para realizar la comparación de las líneas obtenidas entre fases con la conexión Admitancia de Circuito Abierto usando el devanado de baja tensión es necesario tener claro que la medición se realiza entre los terminales o extremos de un mismo devanado, dejando los demás terminales abiertos, también debe tenerse muy en cuenta que la impedancia de magnetización del transformador, es el principal parámetro que caracteriza la respuesta de baja frecuencia mediante esta conexión a bajas frecuencias suelen características como: Variación entre medidas por efecto de la magnetización del núcleo, lo cual se regula mediante la desenergización del equipo, al menos tres (3) horas antes de realizar la prueba de SFRA, además, la respuesta típica es el doble hundimiento de las fases simétricas a bajas frecuencias mientras que la fase o bobina del centro se muestra generalmente por debajo de las demás fases.

Lo expuesto en el párrafo anteriormente puede verificarse en la siguiente figura.

Figura No. 58. Huellas obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas en conexión Admitancia de circuito abierto en devanados BT.



Presentamos la convención de colores contemplada en la gráfica anterior de acuerdo al tipo de conexión ejecutado: Negro: [X-Pn (Abierto)], Naranja: [Y-Pn (Abierto)], Azul: [Z-Pn (Abierto)]

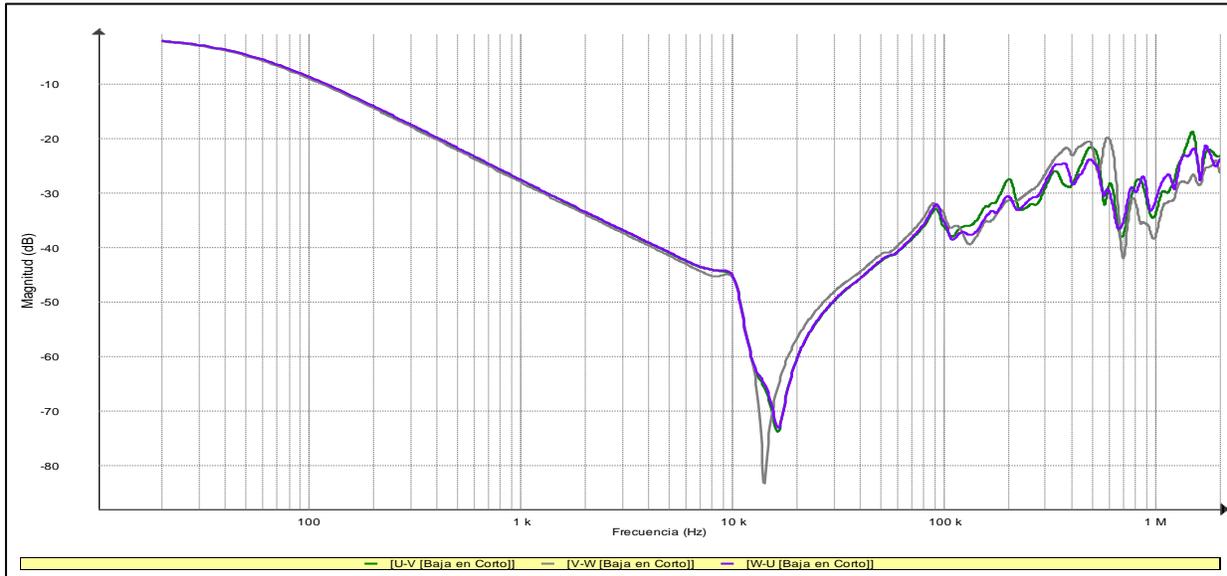
Al realizar la comparación visual ente la Figura No. 58 y la Figura no. 57 respecto a las conexiones de BT, no se observan diferencias que indiquen algún tipo de daño en la estructura interna del equipo, sin embargo, No hay que olvidar que el método utilizado esta vez es la denominada huella obtenida entre fases, en cual se utiliza únicamente en el caso en que se necesite obtener la evaluación interna de un transformador al cual no se le haya practicado SFRA al momento de fabricación.

Para la Figura No. 59 se presenta la respuesta arrojada por la prueba denominada Admitancia de cortocircuito en la cual la influencia del núcleo desaparece para valores de frecuencia inferiores a los 10kHz - 20kHz, razón por la cual se observa un valor generalmente constante y estable, debido a que la respuesta arrojada a baja frecuencia se caracteriza por la relación entre la impedancia de Cortocircuito y la reactancia de fuga.

La respuesta a bajas frecuencias en esta prueba presenta similitud en todas las fases, si se presentan variaciones >25dB se debe tener cuidado pues esto sugiere una de las siguientes situaciones: problemas de reactancia de fuga, posible realización de prueba de identificación de devanados antes de realizar SFRA o defectos en las conexiones o conmutadores energizados.

La figura No 59 no presenta los problemas expuestos en el párrafo anterior.

Figura No. 59. Huellas obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas en conexión Admitancia de cortocircuito en devanados BT.



Presentamos la convención de colores contemplada en la gráfica anterior de acuerdo al tipo de conexión ejecutado: Verde: [U-V (Baja en Corto)], Gris: [V-W (Baja en Corto)], Morado: [W-U (Baja en Corto)].

Nuevamente puede observarse la Figura no. 59 en comparación con la referencia plasmada en la Figura No. 57, las líneas obtenidas a partir de las mediciones efectuadas en conexión Admitancia de cortocircuito en devanados BT del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia, se observan diferencias sólo por encima de los 100 kHz, las cuales no causan alarma pues evidencian movimientos leves en el sistema de cableado y conexiones.

5.4 ANÁLISIS DE FALLAS A PARTIR DE LA COMPARACIÓN DE HUELLAS OBTENIDAS A TRAVÉS DE SFRA

En este punto de nuestro estudio, luego de exponer las posibles evaluaciones de fallas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia, se presentarán algunos datos de falla que pueden ser determinados a partir los resultados obtenidos (huella) haciendo uso del método SFRA y simulando tales posibles fallas.

En esta ocasión los resultados fueron obtenidos de un transformador de 2.5MVA, 34.5/13.7 kV fabricado por MAGNETRÓN S.A. sobre el cual se realizaron algunas simulaciones de fallas con respecto a tierra.

Transformador 5.

Tabla 20. Descripción del Transformador 5

Potencia Nominal	2.5 MVA
------------------	---------

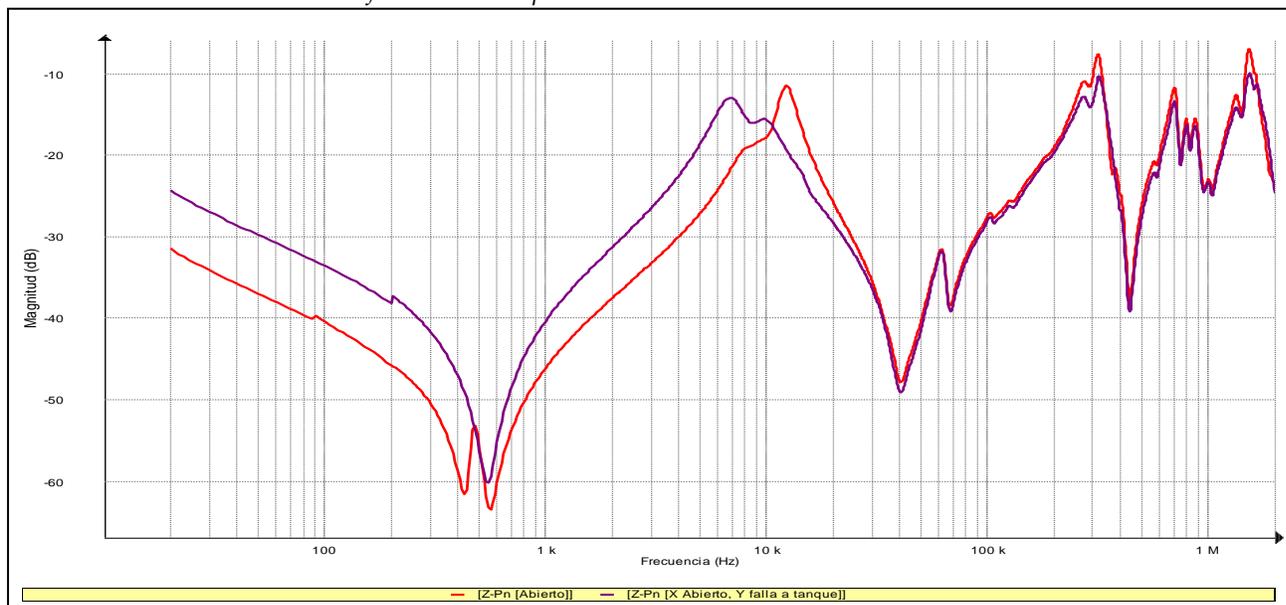
Voltajes	34.5 / 13.7 kV
Fabricante	MAGNETRON
Diseño	9XX-T-0XX-02-000-00
Equipo	FRAX 101 Megger
Fecha Ejecución	13/12/2011

Tabla 21. Mediciones Efectuadas Sobre el Transformador 5

No Prueba	Tipo de Conexión	Bornes
1	Baja con Alta abierta – Admitancia de Circuito abierto devanados Baja Tensión	z-Pn [U,V,W – Abiertos]
		z-Pn[U,V,W,X – Abiertos, fase Y a tierra(falla)]
2	Interdevanados	W-z[Abiertos]
		W-z[Abiertos, Pn a tierra (falla)]
3	Voltaje transferido	W-z [U-GND, Pn-GND-]
		W-z [U-GND, Pn-Abierto]

Con el fin de simular una falla a tierra y mostrar su comportamiento en una grafica obtenida mediante la prueba de Admitancia de circuito abierto BT se ha conectado la fase Y al tanque por lo que se observa la ausencia de esta línea en la siguiente figura además de que no existe la simetría que caracteriza el comportamiento de las dos fases que se han graficado (doble hundimiento). Para mayor claridad diríjase a la sección 3.4.2.

Figura No. 60. Huellas obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas en la prueba 1 – Admitancia de circuito abierto BT.



La figura anterior cuenta con las siguientes convenciones: Roja: [z-Pn (Abierto)], Morado: [z-Pn (x Abierto, y falla a tanque)]

La siguiente figura muestra la simulación de falla para la prueba capacitiva de interdevanados.

La prueba de interdevanados debe realizarse desde uno de los terminales de un devanado a otro con todos los demás terminales flotando (abiertos), es por esto que el efecto capacitivo existente entre devanados predomina en la respuesta, para mayor claridad refiérase a la sección 3.4.2., con el fin de simular una falla, esta vez, la prueba se realizó llevando el punto neutro a tierra, se observa entonces diferencias en la respuesta mayores a 25dB para las frecuencias referentes al núcleo y a los devanados. Lo cual es un indicio de falla o una mala ejecución de la prueba, se recomienda revisar conexiones y repetir la prueba.

Figura No. 61. Huellas obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas en la prueba 2 – Interdevanados.

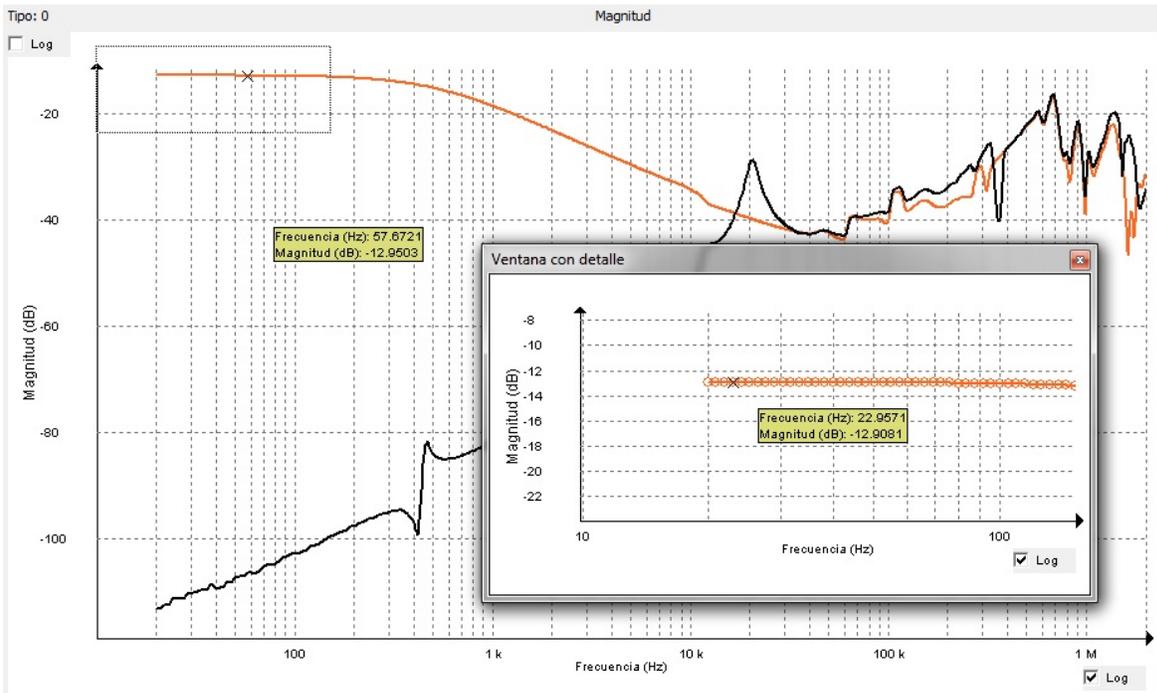


La figura anterior cuenta con las siguientes convenciones: Azul: [W-Z (Abierto)], Verde: [W-Z (Abierto con punto neutro a tierra)]

Respecto a la prueba 3, de voltaje transferido, para la cual se simula estado de falla en la Figura No. 62, tenemos que, la prueba se realiza usando la misma fase en ambos devanados, teniendo sus respectivos extremos aterrizados y los demás terminales que no estén bajo prueba deben permanecer abiertos. Para el rango de bajas frecuencias la respuesta debería ser simétrica a la forma mostrada por la línea naranja, a la cual obedece al 20Log de la relación de transformación, que en este caso es $\left(\frac{34500}{13700} * \sqrt{3}\right) V$. En la falla simulada se observa de manera notoria la distorsión en la señal de la línea negra, esta

simulación indica que el transformador se encuentra abierto en relación de transformación, lo cual es ocasionado a corto circuitos entre espiras, defectos de conexión del cambiador de tomas, bujes o demás conexiones al interior del transformador.

Figura No. 62. Huellas obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas en la prueba 3 – Voltaje transferido



La figura anterior cuenta con las siguientes convenciones: Naranja: [W-Z (U-Gnd, Pn-Gnd)], Negro: [W-Z (U-Gnd, Pn-Abierto)]

5.5 CONCLUSIONES

- ✘ De acuerdo al objetivo general propuesto para este proyecto de grado, con la culminación de este documento se concluye un estudio del *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia* como herramienta de diagnóstico y evaluación de deformaciones y desplazamientos de la parte activa de transformadores de potencia.
- ✘ El presente documento no sólo contempla información referente al método SFRA, la información consignada en este estudio puede ser usado como referencia al momento de requerir información clara y sencilla respecto a transformadores eléctricos sumergidos en aceite.
- ✘ Se realizó una revisión general de los conceptos de la teoría del transformador eléctrico, sus pruebas en fábrica, en sitio y de diagnóstico de modo general.
- ✘ Se efectuó una revisión bibliográfica del estado del arte y de las aplicaciones del Análisis de la Respuesta en Frecuencia FRA con un enfoque sobre transformadores de potencia y aunque existen guías, borradores de normas y herramientas para concluir sobre las respuestas obtenidas mediante la aplicación del método de manera objetiva, el diagnóstico final está a cargo del criterio y experiencia del analista.
- ✘ Con este documento exponemos la gran aplicabilidad y efectividad del método del *Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia* SFRA para el diagnóstico de transformadores y análisis de fallas.
- ✘ El trabajo experimental ha sido indispensable; a través de este hemos podido comprender el funcionamiento y comprobar la afectividad del método como herramienta de diagnóstico de transformadores de potencia, si bien el método de evaluación interna de transformadores SFRA ha demostrado a través del tiempo su gran utilidad, es necesario continuar experimentando y estudiando el método con el fin de lograr la plena confiabilidad y experticia a la hora de tomar decisiones de diagnóstico.
- ✘ El presente documento expone las huellas características que pueden ser obtenidas de las diversas posibles conexiones para determinar posibles fallas en la parte activa del transformador, lo anterior pretende brindar una guía general para que usuarios y analistas logren resultados objetivos y prudentes de las huellas obtenidas en práctica.
- ✘ Debido a los grandes beneficios obtenidos mediante la realización del SFRA cada vez es mayor el interés
- ✘ Al comparar o analizar las respuestas obtenidas a través de unidades gemelas o entre fases de un mismo equipo para determinar la condición del mismo se debe tener en cuenta que, debido a las diferencias existentes en la fabricación como sujeciones de las conexiones y la independencia constructiva de cada fase o las diferencias normales de diseño entre fases de un mismo equipo puede llevar al evaluador a conclusiones equivocadas sobre el estado de una unidad.
- ✘ Basados en la experiencia y la documentación revisada se encontró que la construcción de un modelo del transformador requiere datos de diseño y construcción (aislamientos, niveles de tensión cantidad de espiras, permeabilidad del aceite, etc.) que tornarían el objetivo de crear un modelo equivalente para analizar el fenómeno sobre el mismo algo

complejo, ya que la respuesta en frecuencia del circuito equivalente del transformador no tiene correspondencia con el circuito de modelo equivalente, porque este último contempla aspectos que se reflejan directamente sobre la respuesta en frecuencia.

6 Lista de Tablas

<i>Tabla 1. Técnicas de diagnóstico más importantes y usadas en transformadores de potencia</i>	34
<i>Tabla 2. Técnicas de diagnóstico más importantes y usadas en transformadores de potencia</i>	35
<i>Tabla 3. Principales fuentes de contaminación en transformadores de potencia.</i>	36
<i>Tabla 4. Guía General para la interpretación de datos expresados en porcentaje.</i>	44
<i>Tabla 5. Gases disueltos encontrados en transformadores sumergidos en aceite mineral aislante.</i> ..	44
<i>Tabla 6. Códigos de Falla para El Triángulo Duval de acuerdo a la Zona Resultante</i>	49
<i>Tabla 7. Ejemplos de fallas usando Método del Triángulo de Duval [22]</i>	50
<i>Tabla 8. Factores de corrección para la corrección a 20°C de la prueba de resistencia de devanados [26]</i>	55
<i>Tabla 9. Guía para la interpretación de la prueba de índice de polarización</i>	56
<i>Tabla 10. Ecuación Magnitud (V/V) vs. Frecuencia (Hz)</i>	62
<i>Tabla 11. Resumen de fallas detectadas usando SFRA</i>	75
<i>Tabla 12. Descripción del Transformador 1</i>	90
<i>Tabla 13. Mediciones Efectuadas Sobre el Transformador 1</i>	90
<i>Tabla 14. Descripción del Transformador 2</i>	92
<i>Tabla 15. Mediciones Efectuadas Sobre el Transformador 2</i>	92
<i>Tabla 16. Descripción del Transformador 3</i>	97
<i>Tabla 17. Mediciones Efectuadas Sobre el Transformador 3</i>	97
<i>Tabla 18. Descripción del Transformador 4</i>	102
<i>Tabla 19. Mediciones Efectuadas Sobre el Transformador 4</i>	102
<i>Tabla 20. Descripción del Transformador 5</i>	105
<i>Tabla 21. Mediciones Efectuadas Sobre el Transformador 5</i>	106

7 Lista de Figuras

<i>Figura No. 1. Izq. Configuración del buen estado del equipo mediante SFRA. Der. Falla claramente identificada mediante SFRA</i>	16
<i>Figura No. 2. Modelo del Transformador Ideal</i>	19
<i>Figura No. 3. Pérdidas por corrientes parasitas</i>	21
<i>Figura No. 4. Modelo del circuito de Transformador Real</i>	22
<i>Figura No. 5. Modelo del Circuito de transformador Real</i>	23
<i>Figura No. 6. Esquema interno de un transformador de Potencia</i>	24
<i>Figura No. 7. Probabilidad de falla [6]</i>	29
<i>Figura No. 8. Porcentaje de fallas debido a los diferentes componentes de transformadores [7]</i>	29
<i>Figura No. 9. Relación entre el número de acidez y la tensión interfacial en función de tiempo de servicio</i>	38
<i>Figura No. 10. Curvas de humedad relativa para transformadores de potencia [14]</i>	41
<i>Figura No. 11. Regiones de baja humedad para sistemas de aislamiento Papel-Aceite [16]</i>	43
<i>Figura No. 12. Niveles máximos de humedad en aceites vs. Celulosa</i>	43
<i>Figura No. 13. Coordenadas y zonas de falla del triángulo de Duval</i>	48
<i>Figura No. 14. Determinación de fallas usando Método del triángulo de Duval</i>	49
<i>Figura No. 15. Óhmetro de baja resistencia – Biddle DLRO247000 Low Resistance Ohmmeter</i> ...	51
<i>Figura No. 16. Factor de Potencia del aislamiento medido entre alta tensión y tierra, en representación en un sistema de aislamiento en buenas condiciones [28]</i>	57
<i>Figura No. 17. Modelo RLC del transformador</i>	59
<i>Figura No. 18. Conformación normal del interior de un transformador</i>	59
<i>Figura No. 19. Desviación mecánica del circuito</i>	60
<i>Figura No. 20. Conexión del instrumento al transformador de Potencia</i>	61
<i>Figura No. 21. Tipo de curva característica del método SFRA</i>	61
<i>Figura No. 22. Circuito de Medición de la Prueba SFRA</i>	63
<i>Figura No. 23. Configuración de la Prueba SFRA en Circuito Abierto</i>	63
<i>Figura No. 24. Respuesta de Admitancia de Circuito abierto</i>	64
<i>Figura No. 25. Configuración de la Prueba SFRA en Corto Circuito</i>	64
<i>Figura No. 26. Respuesta de Admitancia de Corto Circuito</i>	65
<i>Figura No. 27. Configuración de la Prueba SFRA en Corto Circuito</i>	65
<i>Figura No. 28. Respuesta de Capacitiva Interdevanados</i>	66
<i>Figura No. 29. Configuración de la Prueba SFRA en Voltaje Transferido</i>	66
<i>Figura No. 30. Respuesta de Voltaje Transferido</i>	67
<i>Figura No. 31. De la normatividad actualmente proceso se tiene definido</i>	74
<i>Figura No. 32. Transformador con falla de devanados [42]</i>	76
<i>Figura No. 33. Transformador con falla de devanados</i>	77

<i>Figura No. 34. Transformador con deformación en el bobinado</i>	77
<i>Figura No. 35. Espiras cortocircuitadas.</i>	78
<i>Figura No. 36. Resultado obtenido en SFRA diagnosticando corto entre espiras.</i>	79
<i>Figura No. 37. Transformador en malas condiciones electromecánicas internas</i>	80
<i>Figura No. 38. Cambios de los parámetros de capacitancia debido a desplazamientos del devanado de alta en un transformador de núcleo apilado.</i>	83
<i>Figura No. 39. Huellas Obtenidas sobre Fase Central en devanados de Alta y Baja tensión</i>	86
<i>Figura No. 40. Huellas características de Admitancia de Circuito Abierto AT</i>	87
<i>Figura No. 41. Huellas características de Admitancia de Circuito Abierto BT</i>	87
<i>Figura No. 42. Huella Característica de Admitancia de Corto Circuito</i>	88
<i>Figura No. 43. Huella Característica de Conexión Interdevanados</i>	88
<i>Figura No. 44. Huellas Características de Admitancia de Voltaje Transferido</i>	89
<i>Figura No. 45. Huellas Obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas</i>	91
<i>Figura No. 46. Huella obtenida en conexión de Admitancia de circuito abierto AT</i>	92
<i>Figura No. 47. Huellas Obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas</i>	93
<i>Figura No. 48. Huella obtenida en conexión de Admitancia de circuito abierto AT</i>	94
<i>Figura No. 49. Comparación de Huellas Obtenidas entre transformadores gemelos – admitancia de Circuito abierto en devanados de Alta tensión.</i>	94
<i>Figura No. 50. Comparación huellas obtenidas Transformador 1 y Transformador 2. En fase U bajo conexión de admitancia de circuito abierto AT.</i>	95
<i>Figura No. 51. Análisis de correlación de las huellas obtenidas de los Transformadores 1 y 2. En fase U bajo conexión de admitancia de circuito abierto AT.</i>	96
<i>Figura No. 52. Huellas Obtenida en Fabrica “Referencia Histórica”</i>	98
<i>Figura No. 53. Huella Obtenida luego de puesta en sitio.</i>	99
<i>Figura No. 54. Comparación Huellas Obtenidas en Fábrica y en sitio, Conexión Admitancia de cortocircuito</i>	100
<i>Figura No. 55. Análisis de correlación de las Huellas Obtenidas en Fábrica y en sitio, Conexión Admitancia de cortocircuito fase U-V.</i>	101
<i>Figura No. 56. Simetría de flujo magnético en la comparación de huellas obtenidas entre fases ...</i>	102
<i>Figura No. 57. Huellas Obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas</i>	103
<i>Figura No. 58. Huellas obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas en conexión Admitancia de circuito abierto en devanados BT.</i>	104
<i>Figura No. 59. Huellas obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas en conexión Admitancia de cortocircuito en devanados BT.</i>	105

<i>Figura No. 60. Huellas obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas en la prueba 1 – Admitancia de circuito abierto BT.</i>	<i>106</i>
<i>Figura No. 61. Huellas obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas en la prueba 2 – Interdevanados.</i>	<i>106</i>
<i>Figura No. 62. Huellas obtenidas a partir del Análisis del Barrido de la Respuesta en Frecuencia de las mediciones efectuadas en la prueba 3 – Voltaje transferido.</i>	<i>107</i>
<i>Figura 63. Entrada de onda sinodal y su respectiva respuesta del sistema.</i>	<i>121</i>

8 Glosario de Abreviaturas

SFRA	<i>Sweep Frequency Response Analysis (en español, Análisis de Respuesta en Frecuencia por Barrido en Frecuencia)</i>
FRA	<i>Frequency Response Analysis (en español, Análisis de Respuesta en Frecuencia)</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers (en español, Instituto de Ingenieros eléctricos y Electrónicos)</i>
CIGRE	<i>International Council On Large Electric Systems (en español, Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas)</i>
LVI	<i>Low Voltage Impulse (en español, Impulso de Baja Tensión)</i>
GRALTA	<i>Grupo de Investigación en Alta Tensión</i>
NTC	<i>Norma Técnica Colombiana</i>
OLTC	<i>On-Load Tap Changer (en español, Cambiador de Tomas Bajo Carga)</i>
DETC	<i>Denergized Tap Changer (en español, Cambiador de Tomas sin carga)</i>
ANSI	<i>American National Standardization Institute (en español, Organización Internacional Para la Estandarización)</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission (en español, Comisión Electrotécnica Internacional)</i>
TTR	<i>Transformers Turn Ratio (en español, transformación y polaridad)</i>
PD	<i>Partial Discharge (en español, descargas parciales)</i>
ASTM	<i>American Section of the International Association for Testing Materials)</i>
PCB's	<i>Policloruros de Bifenilos</i>
DGA	<i>Dissolved Gas Analysis (en español, Análisis de Gases Disueltos)</i>
RLC	<i>Resistance, Inductance, Capacitance (en español, Resistencia, Inductancia, Capacitancia)</i>
FFT	<i>Fast Fourier Transform (en español, Transformada Rápida de Fourier)</i>

9 Anexos

9.1 ANEXO A: ECUACIÓN DE MAXWELL

Las ecuaciones de Maxwell describen en general los fenómenos electromagnéticos que se conocen en el ámbito científico [44].

9.1.1 Ley de Faraday

La Ley de Faraday describe básicamente la relación entre un campo eléctrico y un flujo magnético variable. La integral de línea del campo eléctrico alrededor de cualquier trayectoria cerrada es igual a la razón de variación en el tiempo del flujo magnético a través de cualquier área superficial limitada por esta trayectoria:

$$\nabla \times \bar{E} = -\frac{\partial \bar{B}}{\partial t} \quad ; \quad \oint_l \bar{E} \cdot d\bar{l} = -\frac{\partial}{\partial t} \int_A \bar{B} \cdot d\bar{A}$$

9.1.2 Ley de Ampere

Mediante la Ley de Ampere se describe la relación entre el campo eléctrico y las corrientes eléctricas (de conducción y desplazamiento). Es decir, la integral de línea alrededor de cualquier trayectoria cerrada se determina mediante la suma de las corrientes de conducción y la variación del flujo eléctrico a través de cualquier superficie limitada por esta trayectoria.

$$\nabla \times \bar{H} = \bar{J} + \frac{\partial \bar{D}}{\partial t} \quad ; \quad \oint_l \bar{H} \cdot d\bar{l} = \int_A \bar{J} \cdot d\bar{A} + \frac{\partial}{\partial t} \int_A \bar{D} \cdot d\bar{A}$$

9.1.3 Ley de Continuidad de Campo Magnético

El flujo magnético a través de una superficie cerrada es siempre Cero.

$$\nabla \cdot \bar{B} = 0 \quad ; \quad \oint_A \bar{B} \cdot d\bar{A} = 0$$

9.1.4 Ley de Gauss

De acuerdo a la ley de Gauss el flujo neto a través de cualquier superficie cerrada es igual a la carga neta que se encuentra dentro de ella.

$$\nabla \cdot \bar{D} = \rho \quad ; \quad \oint_A \bar{D} \cdot d\bar{A} = \int_V \rho \, dV$$

Además de la cuatro (4) ecuaciones anteriores es necesario mencionar las relaciones consecutivas que describen las características del medio donde se encuentran estos campos.

Para materiales Isotrópicos y homogéneos, cuyas características y propiedades físicas no dependen de la dirección, se tiene:

$$\bar{B} = \bar{H}; \bar{J} = \bar{E}; \bar{E} = \bar{D}$$

Dónde:

H: intensidad de campo magnético [A/m]

J: densidad de corriente de conducción [A/m²]

B: densidad de campo magnético [T]

E: intensidad de campo eléctrico [V/m²]

D: densidad de flujo eléctrico [C/m²]

μ: permeabilidad magnética [H/m]

ρ: densidad de carga volumétrica [C/m³]

ε: permitividad eléctrica [F/m]

Además del campo electromagnético completo descrito anteriormente, existen varios tipos de campos que pueden verse como casos especiales de campo (más simples). Esta separación se hace con fines de simplicidad para no arrastrar en las ecuaciones ciertas variables que no influyen e ciertas condiciones.

✱ *Campos cuasi-estacionarios*

En este caso se consideran inexistentes las corrientes de desplazamiento lo cual implica que no existen fenómenos de radiación y propagación de ondas.

$$\frac{\partial}{\partial t} \bar{D} = 0$$

Este tipo de problemas se conocen también como problemas de “*corrientes de Eddy*”. Son casos en donde las regiones de solución son materiales conductores y/o materiales ferro magnético operando a bajas frecuencias. Las ecuaciones de Maxwell simplificadas para este caso especial son las siguientes.

$$\begin{aligned} \nabla \times \bar{H} &= \bar{J} & ; & \oint_l \bar{H} \cdot d\bar{l} = \int_A \bar{J} \cdot d\bar{A} \\ \nabla \times \bar{E} &= -\frac{\partial \bar{B}}{\partial t} & ; & \oint_l \bar{E} \cdot d\bar{l} = -\frac{\partial}{\partial t} \int_A \bar{B} \cdot d\bar{A} \\ \nabla \cdot \bar{D} &= & ; & \oint_A \bar{D} \cdot d\bar{A} = \int_V \rho \, dV \\ \nabla \cdot \bar{B} &= 0 & ; & \oint_A \bar{B} \cdot d\bar{A} = 0 \end{aligned}$$

Es posible demostrar que las ecuaciones para el campo cuasi-estacionario pueden expresarse como las conocidas ecuaciones de difusión.

$$\nabla^2 \bar{H} = \frac{\partial \bar{H}}{\partial t}; \quad \nabla^2 \bar{E} = \frac{\partial \bar{E}}{\partial t}$$

El modulo de cálculo de corrientes de Eddy del programa de elemento finito utilizado asume que todas las cantidades electromagnéticas dependientes del tiempo tienen la forma:

$$F(t) = F_m \cos(\omega t + \phi)$$

Utilizando la identidad de Euler:

$$e^{j\theta} = \cos \theta + j \operatorname{sen} \theta$$

Remplazando se obtiene

$$F(t) = R[F_m e^{j(\omega t + \phi)}] = R[F_m (\cos(\omega t + \phi) + j \operatorname{sen}(\omega t + \phi))] = F_m \cos(\omega t + \phi)$$

Ahora como cada cantidad variable en el tiempo tiene la forma

$$F_m e^{j\theta} e^{j\omega t}$$

Tenemos que

$$\frac{\partial D}{\partial t} = j\omega D \quad \frac{\partial B}{\partial t} = j\omega B$$

Son iguales a

$$j\omega D \quad \text{y} \quad j\omega B$$

Mediante el desarrollo anterior, las ecuaciones de Maxwell se reducen a:

$$\nabla \times \frac{1}{\mu} \bar{B} = (\bar{J} + j\omega \bar{E})$$

$$\nabla \times \bar{E} = -j\omega \bar{B}$$

$$\nabla \cdot \bar{E} = \frac{\rho}{\epsilon}$$

$$\nabla \cdot \bar{B} = 0$$

✱ *Relación entre el campo eléctrico y campo magnético*

El simulador realmente calcula A (vector de potencial vectorial magnético) el cual está definido por la siguiente ecuación.

$$\nabla \times \bar{A} = \bar{B}$$

Sustituyendo en

$$\nabla \times \frac{1}{\mu} (\nabla \times \bar{A}) = (\bar{J} + j\omega \bar{E})$$

La solución para E en términos del A es.

$$\bar{E} = -j\omega\bar{A} - \nabla$$

✦ *Relación de la corriente y la densidad de corriente*

La Corriente total (I_T) circulando por el conductor se obtiene al integrar la densidad de corriente compleja J , como se muestra a continuación.

$$I_T = \int_{\Omega} J d\Omega = \int_{\Omega} \frac{1}{\sigma} (\sigma + j\omega\epsilon) (-j\omega\bar{A} - \nabla) d\Omega$$

Esta ecuación es la segunda usada para el cálculo de A y F.

Las componentes de la corriente I_T en la ecuación anterior es la corriente que se especifica como fuente de excitación en el problema. Dicha corriente está compuesta de las siguientes componentes.

La corriente de la fuente externa: $I_s = -\int \nabla$

La corriente de Eddy inducida: $I_e = -\int \nabla j\omega\bar{A}$

Corriente de desplazamiento: $I_d = \int j\omega (-j\omega\bar{A} - \nabla)$

La corriente I_s es debida a las diferencias de potencial eléctrico, I_e es la corriente inducida debido a la acción de los campos magnéticos variables en el tiempo e I_d es la corriente de desplazamiento debida a los campos eléctricos variables en el tiempo. El término $j\omega$ en las dos últimas indica su dependencia con la frecuencia.

✦ *Campos estacionarios*

En este tipo de campo no existen variaciones con respecto al tiempo, lo que quiere decir, que no existen corrientes de desplazamiento y que tampoco hay inducción electromagnética. Las ecuaciones de Maxwell simplificadas para este caso son las siguientes:

$$\nabla \times \bar{H} = \bar{J} \quad ; \quad \oint_l \bar{H} \cdot d\bar{l} = \int_A \bar{J} \cdot d\bar{A}$$

$$\nabla \times \bar{E} = 0 \quad ; \quad \oint_l \bar{E} \cdot d\bar{l} = 0$$

$$\nabla \cdot \bar{D} = 0 \quad ; \quad \oint_A \bar{D} \cdot d\bar{A} = 0$$

$$\nabla \cdot \bar{B} = 0 \quad ; \quad \oint_A \bar{B} \cdot d\bar{A} = 0$$

✦ *Campos electroestáticos*

Es cuando existe un campo eléctrico y tal vez cargas electroestáticas. No existen campos magnéticos, no hay variaciones con el tiempo y no existe circulación de corriente eléctrica. Las ecuaciones de Maxwell simplificadas para este caso son las siguientes:

$$\begin{aligned} \nabla \times \vec{E} = 0 & & ; & & \oint_l \vec{E} \cdot d\vec{l} = 0 \\ \nabla \cdot \vec{D} = \rho & & ; & & \oint_A \vec{D} \cdot d\vec{A} = \int_V \rho dV \quad (\text{Ley de Gauss}) \end{aligned}$$

Basados en la Ley de Gauss y dado que $\vec{E} = \epsilon_r \epsilon_0 \vec{E}$, es posible escribir:

$$\nabla \epsilon_r \epsilon_0 \vec{E} = \rho$$

Par un campo estático $\vec{E} = -\nabla\phi$; por que la ecuación para el campo electroestático se puede escribir como:

$$\nabla(\epsilon_r \epsilon_0 \nabla\phi) = -\rho$$

Que es la ecuación a resolver por el programa de elemento finito.

* Campos magneto estáticos

Solamente existe un campo magnético (no hay campo eléctrico) ni variaciones con respecto al tiempo. Las ecuaciones de Maxwell en este caso se simplifican a:

$$\begin{aligned} \nabla \times \vec{H} = 0 & & ; & & \oint_l \vec{H} \cdot d\vec{l} = 0 \\ \nabla \cdot \vec{B} = 0 & & ; & & \oint_A \vec{B} \cdot d\vec{A} = 0 \end{aligned}$$

* Propagación de ondas

En este fenómeno generalmente se desprecia la corriente de conducción y solamente se considera el efecto de la corriente de desplazamiento (es decir la corriente circula por los dieléctricos). Las ecuaciones resultantes son aplicadas normalmente a fenómenos de alta frecuencia.

$$\begin{aligned} \nabla \times \vec{H} = \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} & & ; & & \oint_l \vec{H} \cdot d\vec{l} = \frac{\partial}{\partial t} \int_A \vec{D} \cdot d\vec{A} \\ \nabla \times \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t} & & ; & & \oint_l \vec{E} \cdot d\vec{l} = -\frac{\partial}{\partial t} \int_A \vec{B} \cdot d\vec{A} \\ \nabla \cdot \vec{D} = \rho & & ; & & \oint_A \vec{D} \cdot d\vec{A} = \int_V \rho dV \\ \nabla \cdot \vec{B} = 0 & & ; & & \oint_A \vec{B} \cdot d\vec{A} = 0 \end{aligned}$$

9.1 ANEXO B. LA FUNCION DE TRANSFERENCIA Y SU RESPUESTA EN FRECUENCIA

9.1.1 Función de Transferencia

Una función de transferencia es un modelo matemático que representa la dinámica de un sistema que a través de un cociente que relaciona la respuesta de un sistema a una señal de entrada.

La función de transferencia es una propiedad de un sistema, la cual es independiente de su magnitud y naturaleza de la función de entrada.

9.1.2 Sistemas lineales

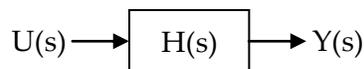
Un sistema se denomina lineal cuando a este se puede aplicar el principio de superposición, que establece que la respuesta producida por la aplicación simultánea de dos entradas diferentes, es la suma de las dos respuestas individuales.

9.1.3 Sistemas No lineales

Caso contrario a los sistemas lineales, no se les puede aplicar el principio de superposición, por lo tanto para un sistema no lineal, la respuesta a dos entradas no puede calcularse tratando cada una a la vez y sumando los resultados. Los procedimientos para la búsqueda de soluciones a problemas que involucran sistemas no lineales tienden a ser más complejos, por este motivo resulta necesario considerar sistemas lineales equivalentes, los cuales son válidos solo para unos rangos limitados de trabajo.

9.1.4 Diagramas de bloques

Los diagramas de bloques son la representación gráfica de la función de transferencia de un sistema, en estos se indican la relación que existe entre los diversos componentes, e indica el flujo de las señales del sistema real.



En donde:

$$H(s) = \frac{Y(s)}{U(s)}$$

9.1.5 Respuesta en Frecuencia sobre Funciones de Transferencia

El análisis de respuesta en frecuencia es una técnica en donde se aplica una señal de entrada sinusoidal de frecuencia variable, que es usada para medir los puntos sobre la respuesta de frecuencia de una función de transferencia.

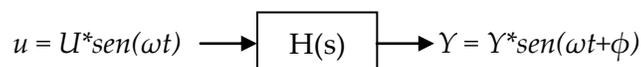
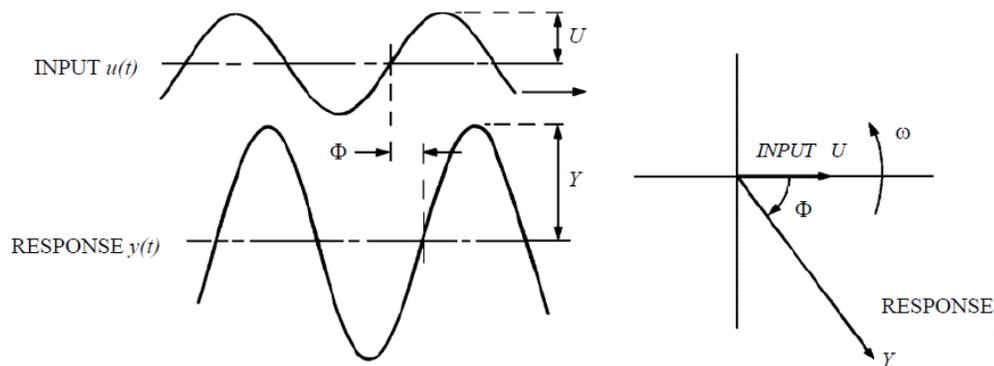


Figura 63. Entrada de onda sinodal y su respectiva respuesta del sistema



La ventaja de un análisis de respuesta en frecuencia sobre sistemas, se basa en la frecuencia selectiva natural. Solo un componente del espectro de frecuencia puede ser extraído y su correspondiente respuesta en esa frecuencia, esto puede ser significativo donde el sistema bajo estudio puede contener características resonantes.

Existen situaciones en donde un análisis de la respuesta de un sistema en el dominio del tiempo puede resultar más complejo que su equivalente en el dominio de la frecuencia, como por el ejemplo en un estudio de resonancia de un sistema, ya que en el dominio del tiempo no es tan claro y contundente como cuando es analizado en el dominio de la frecuencia.

9.1.6 La Transformada Rápida de Fourier FFT

En los sistemas digitales de adquisición de datos las señales en el tiempo $f(t)$ son muestreadas a intervalos regulares de tiempo Δt . El inverso de Δt se denomina frecuencia de muestreo. Si Δt está en segundos, la frecuencia de muestreo indica el número de muestras por segundo usadas para representar la señal. Para llevar esta señal al dominio de la frecuencia es necesario aplicar la transformada discreta de Fourier.

10 Bibliografía

- [1] Msc. Rodrigo Ocón, Ing. Álvaro Cancino, Desarrollo histórico y estado del arte del análisis de respuesta en frecuencia en transformadores de potencia.
- [2] Dick, E.P and Erven, C.C, Transformers diagnostic testing by frequency response analysis, IEEE, Nov 1978.
- [3] Norma Técnica Colombiana, Transformadores de Potencia y Distribución, Terminología, Nov. 1998.
- [4] Flanagan, W. M., Transformers design & applications, segunda edición.
- [5] Ing. Fernando Marull, Operación y Mantenimiento de Transformadores, Universidad Tecnológica Nacional, Concordia, 2009.
- [6] Presentación Servicios a Transformadores Ing. Jairo Potes, Instalaciones ABB Pereira, noviembre 2010
- [7] Services Handbook for Transformers, ABB First International edition.
- [8]http://www.electricenergyonline.com/?page=show_article&mag=19&article=145
Transformer Maintenance and Diagnostics Using Frequency Response Analysis, By: Jeffrey A. Britton, Chief Engineer, Phoenix Technologies, Inc.
- [9] Ing. Ernesto Gallo Martínez, Diagnóstico y mantenimiento a Transformadores en Campo, Segunda Edición-2010, Bogotá DC, Colombia.
- [10] De acuerdo a CIGRE WG12.18 – BROCHURE No. 227, 2003, LIFE MANAGMENT OF TRANSFORMERS, CIGRE, Paris.
- [11] ASTM: American Society for Testing and Materials.
- [12] Curva presentada en 1955 por la American Institute of Electrical Engineer.
- [13]. Fabre amd A. Pichon, “Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil – Application to Transformers”, 1960 CIGRE Conference, Paris, Francia, 1960
- [14] Extraído de IEEE Std 62-1995
- [15] Maintenance of Liquid Insulation: Mineral Oils and Askarels, US Dept. of Interior, Bureau of Reclamation, 1992
- [16] “Moisture Equilibrium in Paper-Oil Systems”, Proceedings of the Electrical / Electronics Insulation Conference, Chicago, IL, pp. 162-166, October 3-6, 1983
- [17] Tabla extraída de IEEE Std. C57.106-2002
- [18] H. Moore, “Factors Affecting the Health and Life of Transformers”, Proceedings of TechCon 2000, pag. 11.
- [19] P.M. Balma, R. C. Degeneff, H. R. Moore, L. B. Wagenaar, “The Effect of Long Term Operation and System Conditions on the Dielectric Capability and Insulation Coordination of Large Power Transformers”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 3, July 1999.
- [20] Transformer Maintenance Manual, Facilities Instructions, Standards and Techniques, Volume 3-30, Octubre 2000
- [21] <http://www.deltaresearch.com/triangle.htm>
- [22] Services handbook for transformers, primera edición, bricekoch, ABB, Zurich; Switzerland
- [23] Sacado de <http://www.us-instrument.com/objects/catalog/product/image/img2654.jpg>

- [24] IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid –immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers". IEEE 43-1974
- [25] M. horning et. Al., Transformer Maintenance Guide, pp. 108-109, 2001
- [26] Moisture Equilibrium in Paper-Oil Systems", Proceedings of the Electrical / Electronics Insulation Conference, Chicago, IL, pp. 162-166, Octubre 3- 6, 1983
- [27] http://www.syse.com.mx/pruebasfp_devaneos.shtml
- [28] Asea Brown Boveri Service Handbook for transformers. Primera Edición Internacional, Brice Koch, Group Senior, Zurich, Suiza, pag. 134
- [29] C. Sweeter and T. McGrail, "Sweep Frequency Response Analysis – A Technical Paper from Doble Engineering", Ver. 1.0, Enero 2003.
- [30] Various SFRA Case Studies given on Doble Engineering Website (www.doble.com), used by permission of Doble Engineering.
- [31] CIGRE BROCHURE 322, Abril 2008.
- [32] The IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms 6th IEEE Standards Office New York, NY, USA©1997
- [33]http://www.electricenseyonline.com/?page=show_article&mag=19&article=145
Transformer Maintenance and Diagnostics Using Frequency Response Analysis, Jeffrey A. Britton, Chief Engineer, Phoenix Technologies, Inc.
- [34] IEEE PC57.140/D4 Octubre 2007 (Borrador de la Norma)
- [35] Arturo Núñez, Physical Acoustic Corporation.
- [36] ISH 2009 Kraetge Heindl Paper D45Experiences with the practical application of SFRA
- [37] S.A. Ryder, Diagnosing Transformer Faults Using Frequency Response Analysis, IEEE Electrical Insulation Magazine March/April 2003. Vol. 19, No. 2, pp.16-22
- [38] Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers, The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China, Std. DL/T911-2004, ICS27.100, F24, Document No. 15182-2005, June 1st, 2005
- [39] Dahlina Mohd Sofian, Transformer FRA interpretation for detection of winding movement, Doctoral Dissertation, University of Manchester, 2007
- [40] Máquinas eléctricas y transformadores, Irving L. Kosow, ed.1993, pág. 704.
- [41] Presentación cortesía de MEGGER FRAX, instrumento desarrollado por Megger.
- [42] Asea Brown Boveri Service Handbook for transformers. Primera Edición Internacional, Brice Koch, Group Senior, Zurich, Suiza.
- [43] M.Sc Charles Sweetser, Dr. Tony McGrail, Sweep Frequency Response Analysis Transformer Applications, Doble Engineering, Enero, 2003.
- [44] Fundamentos de Circuitos Eléctricos (3ra Edición), 784 páginas – Sadiku Matthew & Charles k. Alexander, Alfaomega - Oxford; 3 ed. edition 2006