

# Diagnóstico de transformadores de distribución mediante espectroscopía en el dominio de la frecuencia

Orlando Miranda y Fabián Pérez Yauli, Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito - Ecuador

**Resumen** – En este documento se presenta la base teórica y los resultados de pruebas de diagnóstico mediante espectroscopía en el dominio de la frecuencia del aislamiento interno de transformadores de distribución, el cual está constituido principalmente de papel aislante y de un líquido dieléctrico. Para lograr dicha respuesta se empleó un equipo especializado que envía una señal de prueba y mide los valores obtenidos como respuesta a esta señal. Se repite el proceso a múltiples frecuencias y con esta información se construye una curva, que se la compara con otra modelada a partir de parámetros conocidos del papel aislante (como la permitividad) y del líquido aislante y se obtienen valores de: capacitancias real e imaginaria, factor de potencia del aislamiento interno y factor de pérdidas dieléctricas, en todo el rango de frecuencias. Además, en base a curvas experimentales se puede cuantificar la vida útil remanente estimada que le queda al transformador.

**Índices**– *Aislamiento Interno, Dominio de la Frecuencia, Espectroscopía Dieléctrica, Transformador.*

## I. INTRODUCCIÓN

Mantener un servicio continuo y confiable del suministro de energía eléctrica es una tarea de suma importancia. Para esto, un elemento indispensable en toda instalación eléctrica es el transformador de distribución, por lo que tener información adecuada de su estado permite realizar labores pertinentes de corrección o prevención.

Una parte crítica es el aislamiento interno del mencionado equipamiento, ya que éste es susceptible a la contaminación y a la adquisición de humedad, y si dicho aislamiento interno falla, provoca un daño irreparable en el transformador.

Conocer el estado del transformador no es una tarea nueva, existen múltiples pruebas que han sido elaboradas para este fin. Para diagnosticar el aislamiento interno del transformador, existen pruebas típicas como: medición de resistencia de aislamiento (del transformador y del aceite), cromatografía de gases del aceite e inclusive medición del factor de potencia del aislamiento interno (a una sola frecuencia).

Desafortunadamente las pruebas mencionadas no logran dar una visión completa y real del estado del aislamiento interno y del nivel de humedad presente en el mismo. Una muestra de esto lo establecen las estadísticas del Laboratorio de Transformadores de la Empresa Eléctrica Quito[1], donde ingresan todos los transformadores que han retirados de la red de distribución, debido a que en ellos se ha producido una falla eléctrica. En este laboratorio se trata de determinar la causa de la falla. Así, las estadísticas muestran que, aun habiendo realizado las pruebas típicas antes mencionadas a los distintos transformadores, éstos no presentaron ningún indicio

de deterioro en su aislamiento interno o presencia de humedad; sin embargo, basados en la evidencia visual una vez que se desmontaron los transformadores, quienes realizaron los informes correspondientes reportaron que la causa de falla fue el ingreso de humedad. Es decir, el aislamiento interno se encontraba húmedo y con un deterioro avanzado.

Con estos antecedentes, poder conocer el estado del aislamiento interno de un transformador de distribución y el nivel de humedad que presenta, es una tarea fundamental como se asevera en [2] y [3]. En el diagnóstico de transformadores una técnica relativamente nueva es la espectroscopía en el dominio de la frecuencia, que permite obtener la respuesta dieléctrica del aislamiento interno (papel aislante y aceite dieléctrico) a múltiples frecuencias y además proporciona información acerca del nivel de humedad presente en el mismo.

Esta prueba en el Ecuador es muy conocida, sin embargo se debe resaltar que presenta varias ventajas frente a otras técnicas, ventajas como por ejemplo [4-5]: trabaja con voltajes pequeños brindando seguridad al operador y al equipo, el tiempo que duran las pruebas es menor frente a otras técnicas, las pruebas se las puede realizar en sitio y una vez terminadas los resultados se obtienen al instante, se pueden repetir las pruebas inmediatamente después de finalizarlas, la susceptibilidad al ruido es baja, alta precisión en las mediciones, los modelos de los materiales en los que se basa la respuesta dieléctrica son editables y además se pueden crear modelos propios.

De esta manera, el presente artículo describe lo que es la espectroscopía en el dominio de la frecuencia y sus fundamentos, además muestra los resultados obtenidos de las pruebas realizadas a tres transformadores de distribución, resultados que evidencian las ventajas de esta técnica para el diagnóstico del estado de transformadores. De esta manera, para aquellos profesionales dedicados a realizar pruebas de transformadores de distribución, especialmente pruebas de diagnóstico, el presente trabajo les proporciona una visión clara de lo que es esta técnica, de modo que puedan usarla e incluirla como una prueba fundamental en el momento de diagnosticar el estado de transformadores de distribución.

Este artículo está organizado de la siguiente manera: la Sección II contiene el fundamento teórico de la espectroscopía en el dominio de la frecuencia, la información de las pruebas realizadas mediante esta técnica a transformadores de distribución se detalla en la Sección III. Los resultados (tanto numéricos como gráficos) así como su interpretación, la técnica experimental para estimar la vida útil remanente de transformadores y la manera en varían los parámetros

obtenidos en función del tiempo de uso de los transformadores de distribución, se describen la Sección IV. Finalmente, la sección V resumen las principales conclusiones de este trabajo.

## II. FUNDAMENTO TEÓRICO

### A. Espectroscopia dieléctrica

La espectroscopia dieléctrica busca obtener la respuesta de ciertos materiales cuando a éstos de alguna manera se les aplica un campo eléctrico. Esta respuesta se puede analizar para obtener información acerca del objeto de prueba, en este caso, el aislamiento interno de un transformador de distribución.

#### 1) Respuesta dieléctrica en el dominio de la frecuencia

La respuesta dieléctrica en el dominio de la frecuencia (DFR por sus siglas en inglés Dielectric Frequency Response) o espectroscopia en el dominio de la frecuencia (FDS por sus siglas en inglés Frequency Domain Spectroscopy) es una transición analítica a partir de la respuesta dieléctrica en el dominio del tiempo.

La diferencia de obtener la respuesta del dieléctrico en el dominio de la frecuencia con respecto al dominio del tiempo, es el método de medición. Así, en el dominio de la frecuencia se genera un campo eléctrico sinusoidal de frecuencia constante, al cual es sometido el objeto de prueba y se realizan las mediciones correspondientes. El proceso se repite cambiando la frecuencia del mencionado campo eléctrico y así se obtiene una respuesta a múltiples frecuencias [6].

#### 2) Pérdidas dieléctricas

La corriente de desplazamiento en un campo alterno sinusoidal estacionario es [7]:

$$\vec{J}_d = \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} [\epsilon_0 \epsilon^*(\omega) \vec{E}_0 e^{j\omega t}] = j\omega \epsilon_0 \epsilon^*(\omega) \vec{E}_0 e^{j\omega t} \quad (1)$$

Donde:

- $\vec{J}_d$ : Es la corriente de desplazamiento
- $\vec{D}$ : Es densidad de flujo eléctrico
- $\epsilon_0$ : Es la permitividad del vacío
- $\epsilon^*(\omega)$ : Es la permitividad relativa compleja
- $\vec{E}_0$ : Es el campo eléctrico

Así, por analogía formal con la ley de Ohm, se puede definir una conductividad compleja  $\sigma^*(\omega) = j\omega \epsilon_0 \epsilon^*(\omega)$ . En el caso general de que exista además conducción por portadores libres en el medio (expresada mediante una conductividad  $\sigma_c$ ), las partes real e imaginaria de la conductividad vienen dadas por [7]:

$$\sigma' = \sigma_c + \omega \epsilon_0 \epsilon''(\omega) \quad (2)$$

$$\sigma'' = \omega \epsilon_0 \epsilon'(\omega) \quad (3)$$

Donde:

- $\sigma'$ : Es la conductividad real
- $\sigma''$ : Es la conductividad imaginaria
- $\sigma_c$ : Es la conductividad debida a portadores libres
- $\epsilon'$ : Es la permitividad real
- $\epsilon''$ : Es la permitividad imaginaria

El valor de la conductividad compleja en un medio de conducción por portadores libres, determinada a partir de la permitividad compleja tiene la siguiente forma [7]:

$$\epsilon^* = \frac{\sigma^*}{j\omega \epsilon_0} = \epsilon'(\omega) - j \frac{\sigma''(\omega)}{\omega \epsilon_0} \quad (4)$$

Donde:

- $\sigma^*$ : Es la conductividad compleja

Se deduce que hay cierto desfase entre la corriente de desplazamiento y el campo alterno aplicado, tal como se observa en la Fig. 1. La componente de la densidad de corriente de desplazamiento en fase con el campo aplicado, hace que exista cierta pérdida de energía por efecto Joule en el medio. La potencia media disipada por unidad de volumen es [7]:

$$W = \frac{\omega \epsilon_0 \epsilon'' E_0^2}{2} \quad (5)$$

Según se observa en la ecuación de la conductividad real (2) e imaginaria (3) el término  $\omega \epsilon_0 \epsilon''(\omega)$  no es más que la parte real de la conductividad compleja en un medio sin conductividad por portadores libres.

Por razones de carácter experimental, para caracterizar las pérdidas dieléctricas se suele utilizar la tangente del ángulo de desfase  $\delta$ , desfase entre el campo eléctrico aplicado y la densidad de flujo eléctrico. De la Fig. 1, se puede observar que la tangente del ángulo de pérdidas  $\tan \delta$  está dada por:

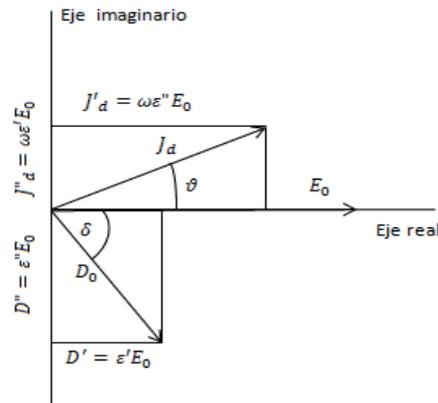


Fig. 1. Vectores  $\vec{E}$ ,  $\vec{D}$  y  $\vec{J}_d$  en un dieléctrico sometido a campo sinusoidal [7].

$$\tan \delta = \frac{\epsilon''(\omega)}{\epsilon'(\omega)} \quad (6)$$

Si el ángulo de pérdidas es pequeño, el seno del mismo  $\text{sen } \delta$  se puede aproximar por la tangente  $\tan \delta$ , de manera que la potencia disipada por unidad de volumen se puede expresar como [7]:

$$W = \frac{\omega \epsilon_0 \epsilon'' E_0^2}{2} = \frac{\omega \epsilon_0 D_0 E_0}{2} \left( \frac{\epsilon'' E_0}{D_0} \right) \quad (7)$$

$$W = \frac{\omega \epsilon_0 D_0 E_0}{2} (\text{sen } \delta) \approx \frac{\omega \epsilon_0 D_0 E_0}{2} (\tan \delta)$$

Según se deduce de la Fig. 1, que el factor  $(\epsilon'' E_0 / D_0)$  de (7) no es más que el seno del ángulo de pérdidas  $\text{sen } \delta$ . De manera que, para ángulos de pérdidas pequeños, las pérdidas del medio son proporcionales a la tangente del ángulo de pérdidas [7].

### III. REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS

Se realizaron pruebas a un total de 40 transformadores de distribución que se encuentran operando en la red de distribución del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito. Sin embargo, en el presente artículo se presentan únicamente los resultados de las pruebas realizadas a: un transformador que ya cumplió su vida útil, uno con la vida útil media y uno nuevo o con poco tiempo de servicio.

Las pruebas se ejecutaron con el equipo especializado que adquirió para este fin la Empresa Eléctrica Quito. Si bien dicho equipo proporciona gran cantidad de información, ya sea como datos numéricos o como curvas, éste no puede establecer el diagnóstico para cada transformador sometido a pruebas. Dicho diagnóstico debe ser establecido por el personal encargado a través del análisis e interpretación de toda la información recopilada.

Considerando que el equipo adquirido es completamente nuevo, el presente trabajo se ocupó de analizar su principio de funcionamiento y la base teórica que se encuentra detrás de las pruebas realizadas, además dejó establecidos los fundamentos para el análisis de los resultados de tal manera que el diagnóstico emitido para cada equipo sometido a pruebas, sea el más acertado.

Como se mencionó en la sección II, la espectroscopia dieléctrica busca conocer el estado del aislamiento interno de un transformador. La espectroscopia dieléctrica que se realiza con el equipo especializado, se basa en parámetros como el factor de pérdidas dieléctricas (también conocido como tangente delta), factor de potencia, conductividad y porcentaje de humedad, los cuales se obtienen basándose en la desviación de las mediciones realizadas con respecto a un modelo compuesto del aislamiento [6].

Las mediciones se realizan en el dominio de la frecuencia, se aplica una señal de prueba a cierta frecuencia y se mide los valores de voltaje y corriente, así se repite el proceso a múltiples frecuencias, con los que se construye la curva medida.

También con ayuda de parámetros conocidos de los materiales como la permitividad o la energía de activación se construye la curva modelo, que posteriormente será la base para la comparación con la curva medida, de esta manera se pueden obtener los parámetros necesarios para diagnosticar el aislamiento.

Una vez obtenidos los datos se procede a emitir un diagnóstico basado en rangos de valores presentes en las normas, y además se realiza un proceso experimental que permite conocer la vida útil remanente del transformador [8].

### IV. RESULTADOS OBTENIDOS

Una vez que se han obtenido los resultados de las pruebas realizadas a los tres transformadores mencionados en la sección III, se procedió a comparar sus resultados con el fin de conocer como varía la respuesta dieléctrica para cada transformador.

Se compararon los resultados de capacitancias real e imaginaria, tangente delta y factor de potencia de los transformadores y así se pudo analizar como varía su respuesta en función del tiempo de servicio del transformador.

#### 1) Capacitancia real $C$

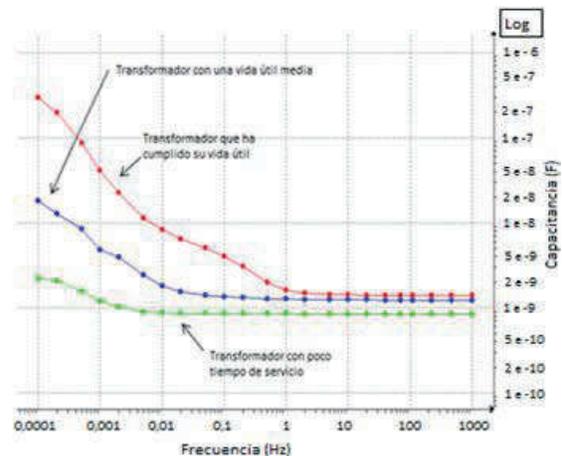


Fig. 2. Curvas de capacitancia real [9].

Como se observa en la Fig. 2, a altas frecuencias las capacitancias son similares, e incluso a la frecuencia de trabajo del transformador (60Hz), si bien las capacitancias varían para los tres transformadores, solamente hay una diferencia pequeña con lo cual es difícil sacar cualquier conclusión sobre el estado del mismo.

En cambio, a bajas frecuencias se puede observar una diferencia substancial en la que las curvas se marcan claramente: para el transformador que cumplió su vida útil se observa que su capacitancia aumenta en relación a los otros transformadores lo que indica que su aislamiento interno se encuentra ya deteriorado.

Para el transformador con una vida útil media se puede observar que a bajas frecuencias su capacitancia aumenta con respecto al transformador con poco tiempo de servicio. Esto puede interpretarse como que su aislamiento interno se encuentra deteriorado, pero en mejores condiciones que las del aislamiento del transformador que ha cumplido su vida útil.

#### 2) Capacitancia imaginaria $C''$

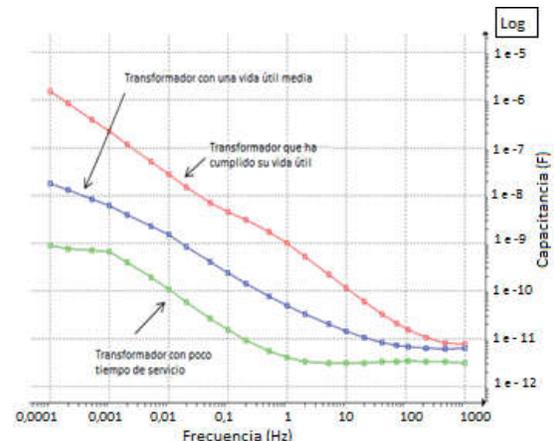


Fig. 3. Curvas capacitancia imaginaria [9].

Como se observa en la Fig. 3, hay una diferencia clara entre las curvas de los tres transformadores y la tendencia es la misma que en la capacitancia real. Mientras más tiempo de servicio tiene el transformador, mayor va a ser su valor de

capacitancia. Esta diferencia se hace evidente aún más conforme disminuye la frecuencia, lo que sugiere el estado en el que se encuentra el aislamiento interno de los transformadores.

3) *Tangente delta  $\tan \delta$*

Los valores de tangente delta corresponden a una combinación del aislamiento sólido (papel aislante) y aislamiento líquido (aceite dieléctrico mineral) lo que da una valoración completa del aislamiento interno del transformador.

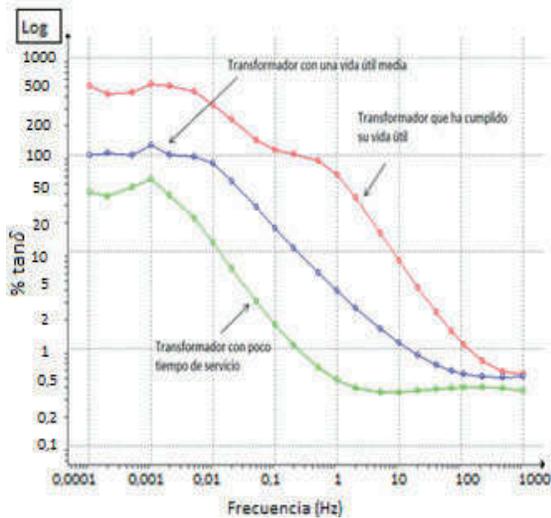


Fig. 4. Curvas de tangente delta [9].

Con las curvas obtenidas de la tangente delta de la Fig. 4, y a diferencia de las curvas de capacitancia (real e imaginaria), aquí se tiene una visión clara del estado del aislamiento interno, ya que a la frecuencia de trabajo (60Hz) existe una diferencia notoria para cada transformador. Además, la tangente delta puede ser valorada mediante el uso de los rangos existentes en las normas.

4) *Análisis de resultados*

La Tabla I presenta un resumen de los resultados obtenidos de las pruebas realizadas.

TABLA I. RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS MEDICIONES

T <sup>s</sup>	C <sup>r</sup> pF	C <sup>i</sup> pF	% tan δ	Con <sub>s</sub> pS/m	% H <sup>o</sup>	DAR	IP	R <sup>s</sup> (GΩ)	%fp acei te <sup>s</sup>
P <sup>s</sup>	843	3.3	0.3	0.72	0.8	1.23	5.6	221	0.01
M <sup>s</sup>	1235	6.3	0.5	7.47	2.9	1.32	3.1	17.5	0.1
C <sup>s</sup>	1407	25	1.6	105	4.4	1.19	1.5	17.8	1.43

T<sup>s</sup>: Transformador; P<sup>s</sup>: Poco tiempo de servicio; M<sup>s</sup>: vida útil media; C<sup>s</sup>: vida útil cumplida; C<sup>r</sup>: Capacitancia real a 60 Hz; C<sup>i</sup>: Capacitancia imaginaria a 60 Hz; %tan δ: % tangente delta a 60 Hz; Con<sup>s</sup>: Conductividad del aceite aislante; % H<sup>o</sup>: % humedad; R<sup>s</sup>: Resistencia de aislamiento; %fp aceite<sup>s</sup>: %factor de potencia del aceite aislante a 60 Hz.

5) *Diagnóstico de transformadores sometidos a pruebas de espectroscopia dieléctrica*

La Tabla II presenta el diagnóstico para cada transformador analizado.

TABLA II. DIAGNÓSTICO DE LOS TRANSFORMADORES

T <sup>s</sup>	Valoración		
	Parámetro	Valor medido	Observación
P <sup>s</sup>	% tan δ	0.39	Bueno
	% humedad	0.8	Seco
	DAR	1.23	Cuestionable
	IP	5.63	Excelente
	%fp del aceite	0.01	Bueno
M <sup>s</sup>	% tan δ	0.57	Deteriorado
	% humedad	2.9	Moderadamente húmedo
	DAR	1.32	Aceptable
	IP	3.1	Muy Bueno
	%fp del aceite	0.104	Envejecido por servicio
C <sup>s</sup>	% tan δ	1.66	Investigar
	% humedad	4.4	Húmedo
	DAR	1.19	Cuestionable
	IP	1.5	Aceptable
	%fp del aceite	1.43	Deteriorado

T<sup>s</sup>: Transformador; P<sup>s</sup>: Poco tiempo de servicio; M<sup>s</sup>: vida útil media; C<sup>s</sup>: vida útil cumplida; DAR: Relación de Absorción Dieléctrica (por sus siglas en inglés *Dielectric Absorption Relation*); IP: Índice de Polarización.

Sobre la base de los resultados obtenidos y comparándolos con los valores y rangos de las normas [10], [11] y [12] se procedió con el diagnóstico del aislamiento interno de los transformadores sometidos a las pruebas anteriormente mencionadas.

El diagnóstico para cada transformador es el siguiente:

- Para el transformador con poco tiempo de servicio: aún si no se supiera el tiempo de servicio que tiene el mismo, se puede observar que su aislamiento se encuentra en buenas condiciones y que no necesita labores de corrección. El único parámetro cuestionable es el DAR. Esto puede deberse a que los materiales utilizados en la fabricación del transformador no son de tan buena calidad.

- Para el transformador con una vida útil media: conforme a los resultados obtenidos se observa que su aislamiento sólido se encuentra ya deteriorado, hay un contenido de humedad moderado en el mismo y además el aceite se encuentra envejecido. Puede seguir en servicio, pero se recomienda labores de corrección, como que el transformador sea sometido a un proceso de secado [13], y se recomienda también cambiar el aceite dieléctrico.

- Para el transformador que ha cumplido su vida útil: su aislamiento sólido se encuentra en malas condiciones y húmedo, y su aceite dieléctrico se encuentra también en malas condiciones, no se recomienda que sea puesto en servicio nuevamente debido al mal estado de su aislamiento, pues esto podría ocasionar una falla.

6) *Estimación de la vida útil remanente*

En un estudio publicado en [8] se investigó el efecto de la humedad sobre la tasa de envejecimiento de los papeles de celulosa. Los resultados experimentales del estudio referenciado sirven de base para la estimación de la vida útil remanente de los transformadores de distribución analizados en el presente artículo.

De esta manera, utilizando las curvas propuestas en [8], para el transformador que ha cumplido su vida útil se obtuvo en las pruebas que el mismo presentó una humedad de 4.4% con una temperatura de trabajo promedio del aislamiento de 85°C [1], por lo que, conforme a lo indicado en la Fig. 5 este transformador tiene una vida útil remanente de 1.8 años.

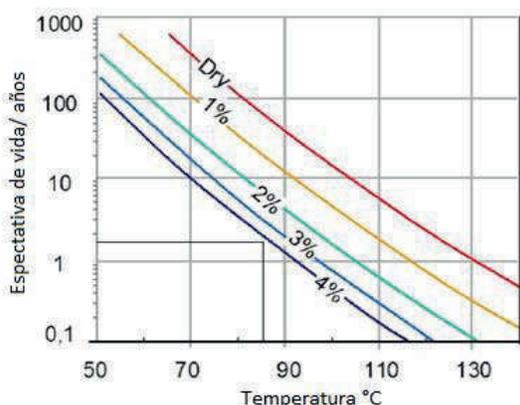


Fig. 5. Curvas Expectativa de vida útil vs. Temperatura de trabajo a diferentes contenidos de humedad (se considera una humedad de 4.4% y una temperatura de 85°C) [8].

Para el transformador con una vida útil media se obtuvo como resultado de las pruebas realizadas, que éste contenía una humedad de 2.9% con una temperatura de trabajo del aislamiento de 85°C. Su valor de vida útil remanente se la estima utilizando las curvas de la Fig. 5 en un valor aproximado de 3.8.

Para el transformador con poco tiempo de servicio, las pruebas realizadas dieron como resultado que este equipo presentó una humedad de 0.8%, y a una temperatura de trabajo del aislamiento de 85°C se halla su valor de vida útil remanente en aproximadamente 22 años.

7) *Variación de los parámetros con el tiempo de servicio*

Para observar el cambio con respecto al tiempo de servicio de los diferentes parámetros medidos en las pruebas, se presenta un conjunto de ilustraciones representadas desde la Fig. 6 hasta la Fig. 10. Las mediciones mencionadas se realizaron a la frecuencia de trabajo (60Hz) y corregidas a 20 °C y 25 °C, respectivamente.

Se puede observar en la Fig. 6, una tendencia creciente con el paso de los años de servicio bajo la aclaración que, un mayor tiempo de servicio no implica necesariamente una capacitancia más alta, al menos a 60 Hz que es la frecuencia a la que se realizó las mediciones.

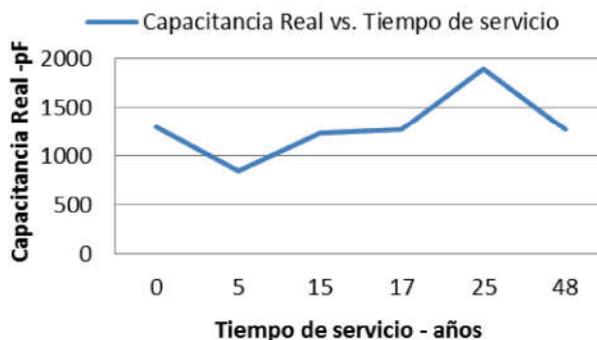


Fig. 6 Curva Capacitancia real vs. Tiempo de servicio [9].

La Fig.7 muestra que la tendencia de la capacitancia imaginaria es aumentar de forma casi lineal conforme se incrementa el tiempo de servicio.



Fig. 7. Curva Capacitancia imaginaria vs. Tiempo de servicio [9].

Por otro lado, la tangente delta crece también de forma casi lineal a medida que se aumenta el tiempo de trabajo, lo que significa que el deterioro del aislamiento interno del transformador va a darse de manera casi lineal con el paso del tiempo de servicio. Esto se ilustra en la Fig. 8.



Fig.8. Curva Tangente delta vs. Tiempo de servicio [9].

Se puede observar de la Fig. 9 que los valores de la conductividad varían de una forma exponencial con respecto al tiempo de servicio, lo que establece que ese es el comportamiento del deterioro del aceite aislante del transformador con el paso de los años de servicio.



Fig. 9. Conductividad vs. Tiempo de servicio [9].

Como se puede observar de la Fig. 10, si bien la humedad tiene una tendencia creciente con el paso de los años de servicio, no necesariamente un mayor número de años implica una mayor humedad. Esto se debe a que los diferentes equipos pueden estar sometidos a diferentes condiciones de trabajo y, en algunos, posiblemente hubo un ingreso de humedad mayor que en otros.

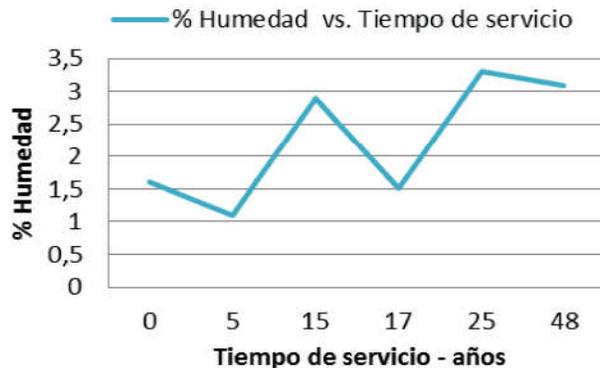


Fig.10. Porcentaje de humedad vs. Tiempo de servicio[9].

## V. CONCLUSIONES

Se puede concluir que la importancia de hallar la respuesta dieléctrica en un amplio rango de frecuencias radica en que cada parámetro tendrá su mayor influencia a determinadas frecuencias, es así que, el efecto de la humedad será más evidente a bajas frecuencias mientras que a medias frecuencias se puede determinar la conductividad del líquido aislante y a la frecuencia nominal se determinan los valores de factor de potencia y tangente delta.

Se debe tomar en cuenta la dependencia de la temperatura en las mediciones realizadas con el equipo, por lo que es importante conocer la temperatura tanto de los devanados del transformador a ser diagnosticado como la temperatura del ambiente donde se van a realizar las pruebas, para realizar una corrección y obtener los valores a una temperatura estandarizada.

Una vez comparados los parámetros obtenidos con valores de normas internacionales se puede emitir un criterio de evaluación del estado del aislamiento interno del transformador.

Se concluye que para el transformador que ya cumplió su vida útil su aislamiento se encuentra ya deteriorado y húmedo

por lo que no se recomienda que vuelva a ser puesto en servicio, para el transformador con una vida útil media se puede concluir que si bien su aislamiento se encuentra deteriorado por el tiempo de servicio puede seguir en funcionamiento pero debido a que ha existido un ingreso de humedad se recomienda que sea sometido a labores de secado.

Para el transformador con poco tiempo de servicio se ha comprobado que los parámetros obtenidos están dentro de los rangos recomendados por las normas para equipos nuevos concluyendo que su aislamiento se encuentra en buenas condiciones y seco.

Se puede concluir basado en las ilustraciones obtenidas de las capacitancias reales e imaginarias, tangente delta, factor de potencia, porcentaje de humedad y conductividad versus tiempo de servicio, que su tendencia es aumentar a medida que aumenta el tiempo de servicio. Es decir, que existe un mayor deterioro conforme pasa el tiempo de servicio, exceptuando la humedad que depende también de las condiciones de trabajo del equipo y del grado de hermeticidad que pueda tener.

## VI. REFERENCIAS

- [1] Laboratorio de Transformadores de la Empresa Electrica Quito, Quito, Ecuador.
- [2] Y. Wang, "Reliability Evaluation Method for Oil-Paper Insulation in Power Transformers," presented at the energies ISSN 1996-1073, Basel, Switzerland, 2011.
- [3] Y. Du, M. Zahn, B.C. Lesieutre and A.V Maminshev, "Moisture Equilibrium in Transformer Paper-Oil Systems," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol.15, No. 1, January/February, 1999.
- [4] W. S. Zaengl, "Dielectric spectroscopy in time and frequency domain for hv power equipment (transformers, cables etc.)," presented at the 12th Internat. Symposium on High Voltage Engineering, Bangalore, India, 2001.
- [5] S. Bhumiwat, "Practical experiences on condition assessment of Stator insulation using Polarisation / Depolarisation Current technique," presented at the CIGRE 21, rue d'Artois. F-75008, Paris, Francia, 2008.
- [6] E. Chandima, "Application of Dielectric Spectroscopy for Estimating moisture Content in Power Transformers." presented at the Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 1, No. 4, pp. 534-542.
- [7] R. Pedro, "Análisis del envejecimiento del aceite de un transformador mediante espectroscopia dieléctrica medida en baja frecuencia." Escuela Politécnica Superior Universidad Carlos III de Madrid, Madrid. 2011.
- [8] L. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell and T. Painter, "Ageing of oil impregnated paper in power transformers." *IEEE Trans*, Vol. 19 No. 1, 2004.
- [9] O. Miranda, "Diagnóstico de transformadores de distribución, mediante espectroscopia en el dominio de la frecuencia." Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, Nov.2016.
- [10] IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. IEEE Standard C57.12.90-1999.
- [11] IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment, IEEE Standard C57.106-2002, Jun 2002.
- [12] IRAM Aislación Eléctrica, guía para la evaluación de su estado por mediciones de su resistencia, IRAM Standard 2325.
- [13] D. CARRASCO, "Instalación experimental para secado de papeles aislantes." Escuela Politécnica Superior Universidad Carlos III de Madrid, Leganés. 2010.

VII. BIOGRAFÍAS



**Orlando Miranda**, nació en Ambato, Ecuador, se graduó como Ingeniero Eléctrico, en la Escuela Politécnica Nacional, Quito Ecuador en el 2016. Actualmente se encuentra trabajando en el área de mantenimiento de equipos eléctricos especializados.



**Fabián Pérez**, nació en Ambato, Ecuador, se graduó como Ingeniero Eléctrico, en la Escuela Politécnica Nacional, Quito Ecuador en el 2004. En el 2012, obtuvo el título de doctor en la Universidad San Juan, Argentina, mediante una beca que obtuvo de la German Academic Exchange Service (DAAD). En la actualidad es profesor de la Escuela Politécnica Nacional. Su mayor interés son las protecciones de sistemas eléctricos de potencia y el procesamiento de señales.