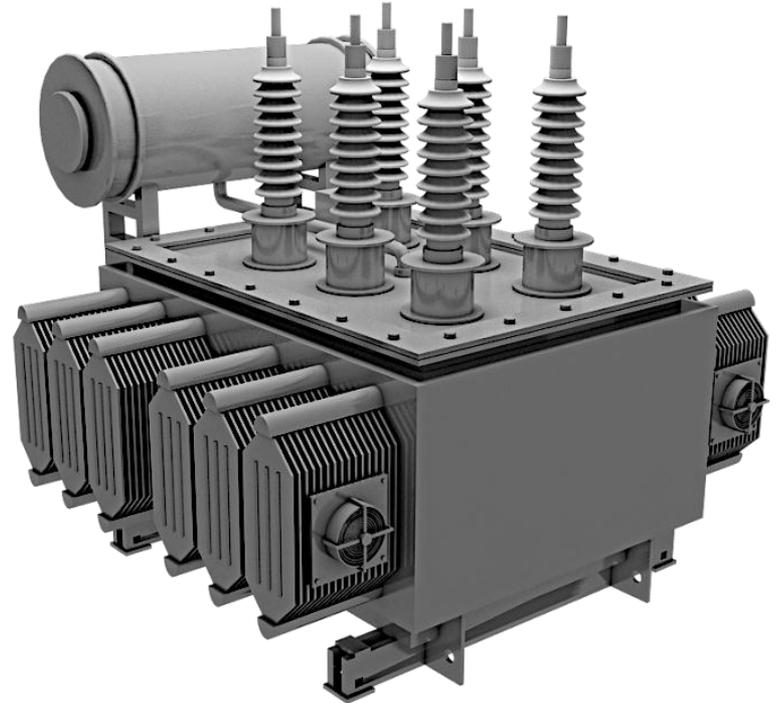
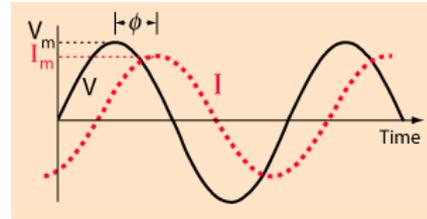




$$\mathcal{E} = -N \frac{d\Phi}{dt}$$

“CONDITION ASSESSMENT” EN TRANSFORMADORES.

JORPA INGENIERÍA S.A.
CARLOS BAYER D.
PATRICIO MATURANA M.



El “condition assessment” o condición de estado en un transformador, consiste en una evaluación integral del estado de salud de la unidad.

Además del envejecimiento natural, consecuencia de su trabajo para el cual fue concebido, existen factores o influencias negativas que pueden atentar contra la normal operación del transformador.

Monitorear, evaluar y posteriormente corregir, si necesario, permitirá al transformador extender la vida útil residual, maximizar u optimizar su explotación operativa y realizar apropiadamente los programas de mantenimiento correctivo aplicando criterios de ingeniería.

Factores negativos que tienen influencia en la expectativa de vida útil del transformador y/o atender contra una operación confiable:

- Influencias térmicas: sobrecargas, sobrecalentamientos, condiciones ambientales.
- Envejecimiento: humedad, ácidos o lodos, oxígeno, contaminación, fugas.
- Influencias mecánicas: daños por transporte, esfuerzos de cortocircuito, actividad sísmica.
- Influencias eléctricas: transitorios de maniobras, rayos, sobretensiones, corrientes de cortocircuitos.
- Problemas de protección: mal funcionamiento, fallas.

De manera complementaria a todos los ensayos de evaluación y diagnóstico que se señalarán en las siguientes láminas, es de gran importancia contar con el historial de intervenciones que ha tenido el transformador a lo largo de su vida, así como historial de fallas en las líneas cercanas a las que está conectado y en lo posible, naturaleza y tipo de perfil de carga a la que sirve.

Reportes de pruebas FAT e idealmente ensayo de calentamiento original son de gran utilidad para la evaluación.

En lo medular, guías y recomendaciones para conducir un “condition assessment” se encuentran en las siguientes normas internacionales:

- IEEE C57.140- 2006, Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers.
- IEEE C57.12.90- 2015, Standard Test Code for Liquid Immersed Distribution Power and Regulating Transformers.

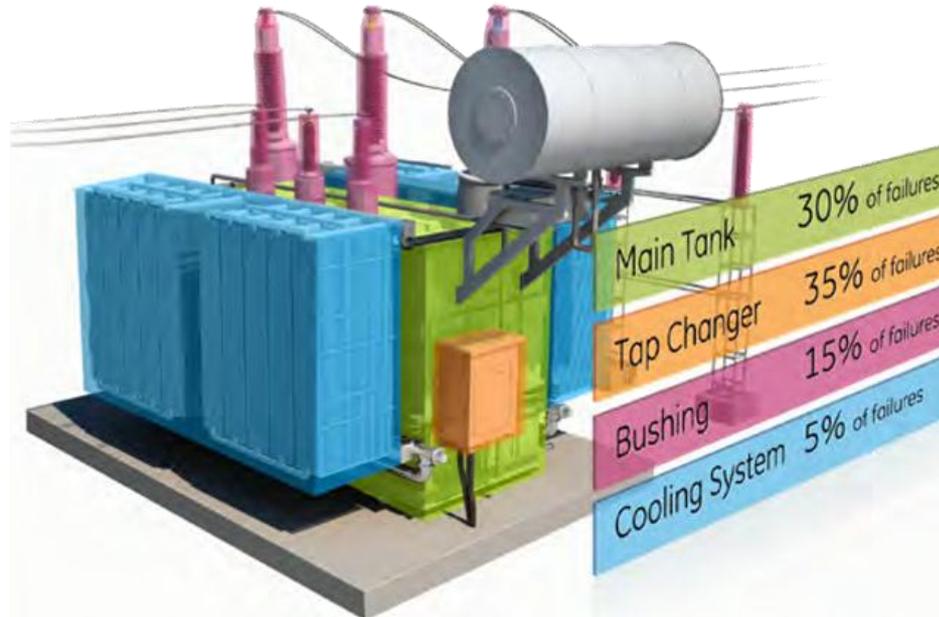
Normas y guías para la interpretación de gases generados en transformadores inmersos en aceite, son las IEEE C57.104- 2008 y la IEC 60599- 2007.

En lo medular, guías y recomendaciones para conducir un “condition assessment” se encuentran en las siguientes normas internacionales:

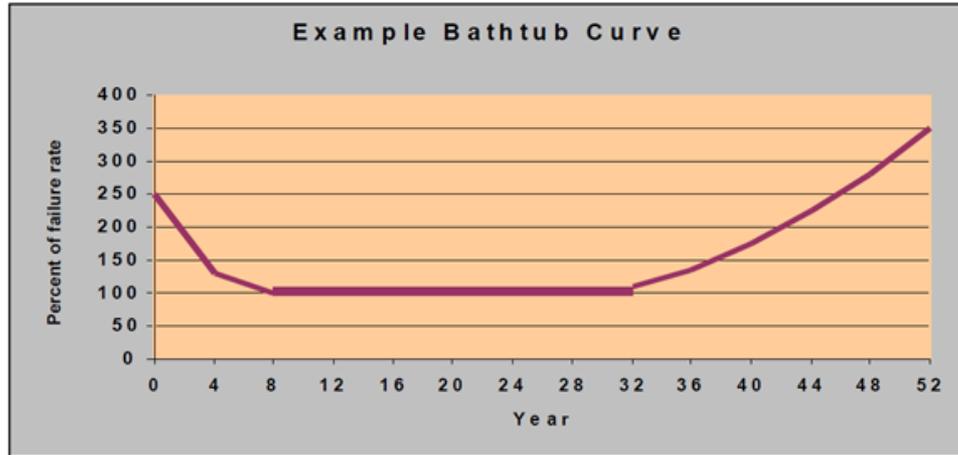
- IEEE C57.140- 2006, Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers.
- IEEE C57.12.90- 2015, Standard Test Code for Liquid Immersed Distribution Power and Regulating Transformers.

Normas y guías para la interpretación de gases generados en transformadores inmersos en aceite, son las IEEE C57.104- 2008 y la IEC 60599- 2007.

La siguiente figura muestra el porcentaje en incidencias de fallas registradas en transformadores de potencia, basado en criterios estadísticos internacionales.



En los transformadores, como en muchas máquinas y herramientas diseñadas por el hombre, estadísticamente se verifica que la probabilidad de falla cumple con la “curva de la bañera” en el tiempo de vida útil.



Dependiendo del alcance deseado por el usuario para su[s] transformador[es], puede elegir entre 3 tipos de “condition assessment” como servicio contratado.

La primera aproximación a un “condition assessment” se realiza a través de los análisis de aceite mas elementales que existen, a saber:

- Físico- químico [F-Q].
- Cromatografía de gases disueltos [DGA por sus siglas en inglés].
- Contenidos de furanos.

Cada uno de ellos, aporta datos para la correcta toma de decisiones en materia de mantenimiento vía diagnósticos predictivos.

El análisis F-Q permite determinar el % de agua en el papel, el estado de degradación del aceite y el grado de impregnación de productos ácidos en el aceite.

La cromatografía de gases disueltos (DGA), permite evaluar la concentración de los gases típicos generados por el transformador, tanto en condiciones normales de trabajo, como detectar el aumento de sus concentraciones, producto de alguna anomalía o falla en el interior del transformador y por envejecimiento del mismo. El aceite genera gases como el acetileno, hidrógeno, metano, etileno y etano, mientras que la celulosa o papel, genera gases derivados del carbono. El DGA permite evaluar el transformador “en línea” e identifica, de existir, fallas incipientes.

El contenido de furanos, permite evaluar el grado de polimerización (GP) del papel aislante, el cual se va deteriorando en su estructura química, debido a la temperatura de trabajo y el contenido de humedad. El GP guarda proporcionalidad con la cantidad de contenido de furanos disueltos en el aceite, por lo que permite evaluar directamente la condición del aislamiento sólido, cuya ponderación es la más importante para la estimación de vida remanente de la unidad en estudio.

Los 3 análisis realizados en el aceite dieléctrico del transformador, generan un conjunto de ecuaciones lineales que determinan un subíndice de evaluación parcial de la condición de estado del transformador. El perfil de carga con que opera típicamente la unidad y el tiempo de puesta en servicio desde su fabricación, genera una ecuación exponencial que entrega otro subíndice de evaluación. Estos subíndices, ponderados de acuerdo al grado de influencia determinado estadísticamente por tasa de reportes de fallas en transformadores, darán finalmente un índice de evaluación global del transformador bajo análisis y una proyección estimada de la vida útil residual de la unidad.

Desarrollando la idea:

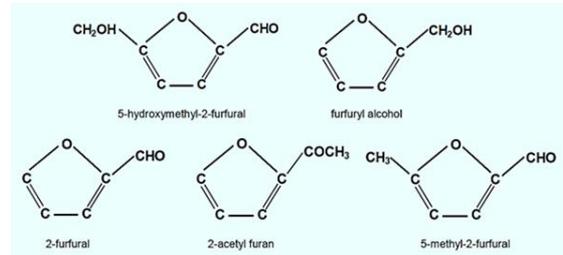
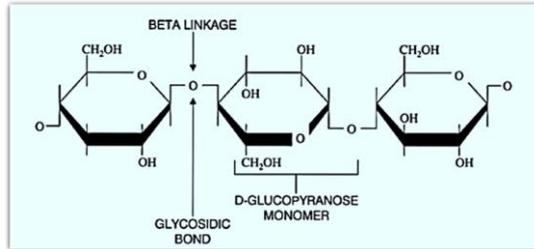
Función lineal = $aX_n + b$; donde

X_n caracteriza la concentración del gas relevante [c/u] en el DGA o el valor registrado en cada análisis del F- Q;
a y b, constantes empíricas.

Cada una de las ecuaciones así generadas, tanto para el DGA como para los diferentes análisis F-Q involucrados [contenido de humedad, tensión interfacial o acidez, pérdidas dieléctricas y rigidez dieléctrica], se pondera con un % de peso relativo en el total de cada ensayo [DGA y F-Q].

Se generan de este modo, 2 subíndices: uno para el DGA y otro para el F-Q.

Del contenido de furanos (subproducto de la descomposición de la cadena molecular de la celulosa), se obtiene la condición del grado de polimerización (DP en inglés. Figura izda.) del papel aislante, cuyo valor, resultado de múltiples estudios por varias décadas, está directamente relacionado con el término de vida útil del transformador. La ecuación logarítmica que relaciona el contenido de furanos [2- furaldehido] con el DP, genera otro subíndice de evaluación a través de un modelo exponencial.



El grado de carga estimado en los años de operación del transformador y un factor que contabilice fallas [co.ci, rayos u otros] transitorias en las cercanías [registro], dará un coeficiente de envejecimiento para los años de servicio y que a su vez, genera un cuarto subíndice de evaluación parcial.

Finalmente, cada subíndice obtenido [4 en total], se somete a otro factor de peso relativo respecto de la importancia que tiene c/u en el envejecimiento del transformador. El resultado se suma y se obtiene un índice o nota global de la condición de estado de la unidad en estudio.

ÍNDICE	CONDICIÓN
7 – 10	MUY MALA
5,5 – 7	MALA
3,5 – 5,5	BUENA
0 -3,5	MUY BUENA

Tabla 1: condición del transformador como función del índice de salud.

Con el índice total obtenido, mas el coeficiente de envejecimiento ya calculado, se puede determinar aproximadamente la vida útil residual del transformador.

Un alcance mas profundo de un condition assessment, puede lograrse complementando el anterior con un conjunto de ensayos realizados al mismo aceite dieléctrico, mas una serie de pruebas efectuadas en terreno [pruebas SAT por sus siglas en inglés] que comprueban gran parte de las componentes y piezas del transformador. Los ensayos adicionales al aceite:

- Contenido de PCB, según ASTM D-4059.
- Contenido de dibencil disulfuro [DBDS], según IEC 62535- 2008.
- Análisis de azufre corrosivo ASTM, según ASTM D- 1275.
- Análisis de azufre corrosivo IEC, según IEC 62535.
- Conteo de partículas.
- Contenido de pasivadores metálicos [criterio Doble].
- Contenido de inhibidores de oxidación DBP, BHT, según ASTM- 2668.
- Presencia de metales, según ASTM D- 3635.
- Stray gassing, según ASTM D- 7150.

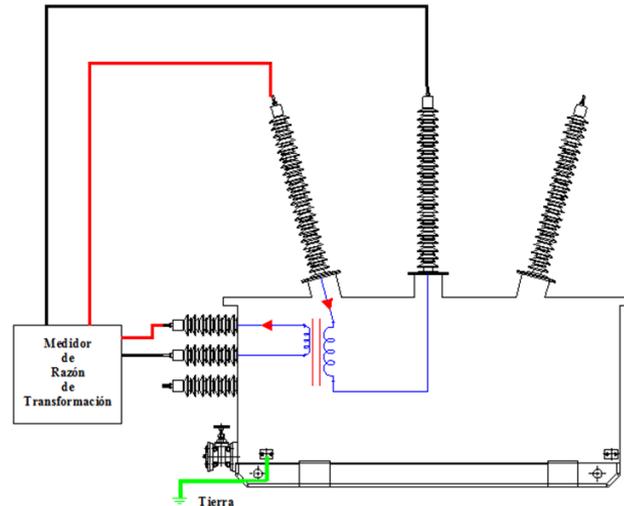
Sin embargo, cada ensayo debe evaluarse en su mérito si se realiza o no es aplicable.

Las pruebas SAT a realizar:

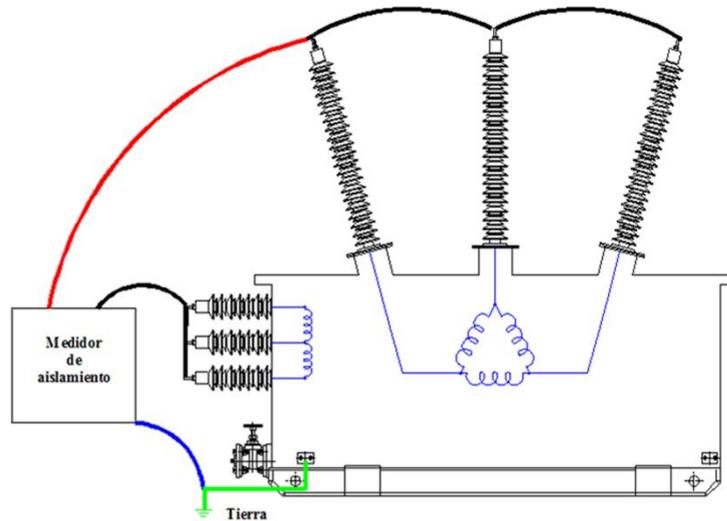
➤ Relación de transformación [TTR].

En devanados.

Verificación fundamental de la integridad del principio de operación de un transformador.



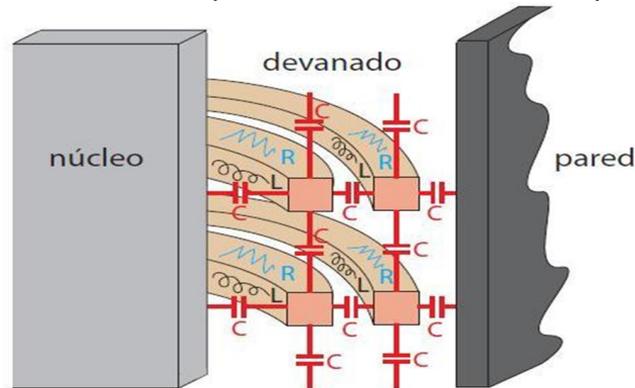
- Resistencia de aislamiento.
En devanados.
Contaminación y humedad superficial de los devanados.



- Puesta a tierra del núcleo y resistencia de puesta a tierra del núcleo.
En núcleo magnético.
Alteraciones físicas y tierras no deseadas en otros puntos.

- Análisis de respuesta en frecuencia [SFRA].
En núcleo, devanados y conexiones.

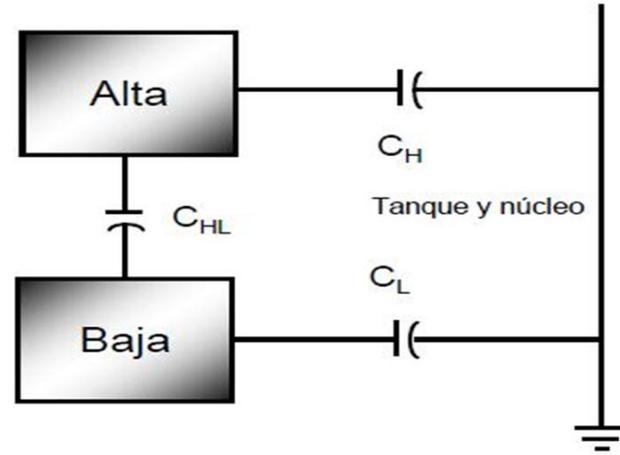
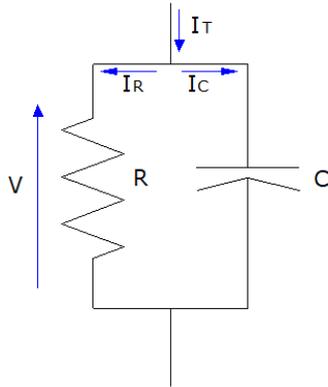
Comprueba el modelo “circuital” del transformador, representado a través de elementos resistivos, inductancias y capacitancias, por medio de un amplio espectro de barrido de frecuencias.



➤ Factor de potencia y capacitancia.

En el sistema de aislamiento y aisladores [bushings].

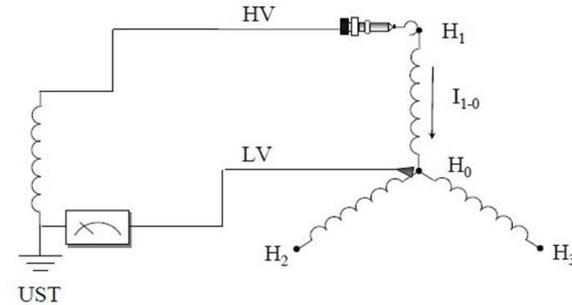
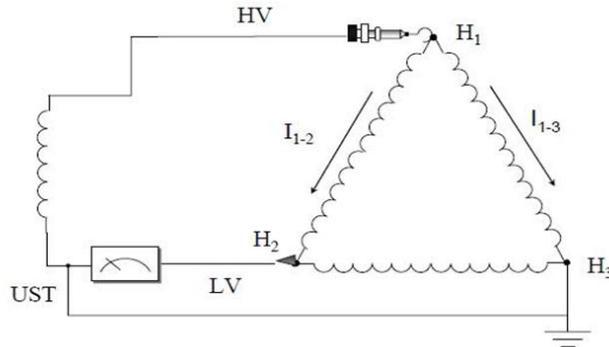
Estado de degradación del aislamiento a través de la cuantificación de las pérdidas dieléctricas. Medición de la capacitancia en aisladores y pérdidas asociadas.



► Corriente de excitación.

En núcleo y devanados.

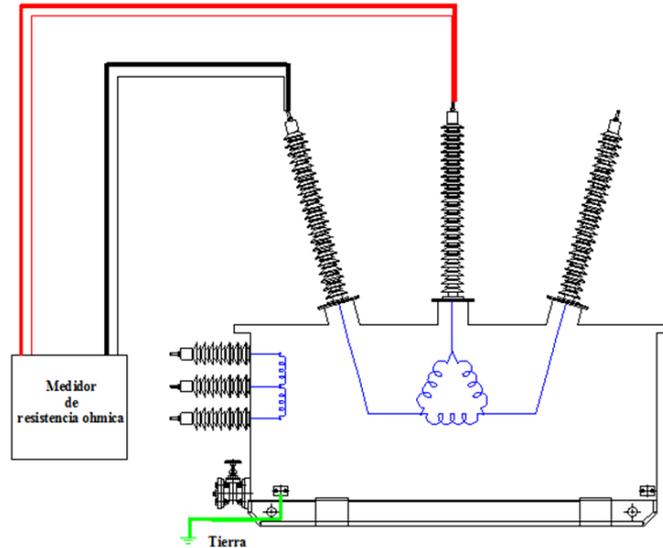
Evalúa condición del aislamiento vuelta a vuelta de los devanados, cambiador de tomas y el circuito magnético del núcleo. Tensión de prueba estándar es 10 kV.



➤ Resistencia de los devanados.

En devanados y conexiones.

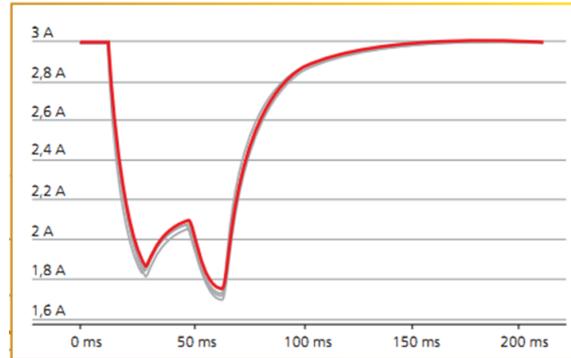
Comprobación de la continuidad eléctrica de bobinas y sus conexiones.



➤ Resistencia dinámica.

En el cambiador de tomas bajo carga [CTBC].

Comportamiento del proceso de conmutación del cambiador a través de la variación de la corriente C.C de conmutación al ir variando la medida de las resistencias de transición.



Patrón de conducta de la variación de corriente dinámica al pasar entre diferentes posiciones del cambiador de tomas.

- Impedancia de cortocircuito y reactancia de dispersión.

En devanados.

Comprueba uno de los parámetros mas importantes del diseño de un transformador: su impedancia de co.ci. Variaciones en ella, pueden indicar deformaciones o movimientos de los devanados.

- Pruebas en transformadores de corriente [TTCC].

Clase de exactitud, incluyendo razón y desplazamiento de fase, control de exactitud para diferentes “burdens”, resistencia de enrollados, características de excitación [curva V/I] y factor de seguridad [FS], según establecido en las norma IEC 60044-6, IEC 60044-1 e IEEE C57.13

➤ Termografía infrarroja.

En los conductores en general.

Detección de zona o puntos calientes anormalmente altos por medio de la emisión infrarroja de la fuente de calor [la I.R es convertida en una señal eléctrica para su reconocimiento].

El C.A intermedio, también incluye revisión de alarmas, circuitos de control y revisión de registros de impactos en los detectores [de existir]. También revisión detallada de los accesorios [relés, instrumentos de medida, monitores] y componentes mecánicos del transformador [radiadores, empaquetaduras, válvulas, pararrayos, estructuras y superficies metálicas y otros componentes].

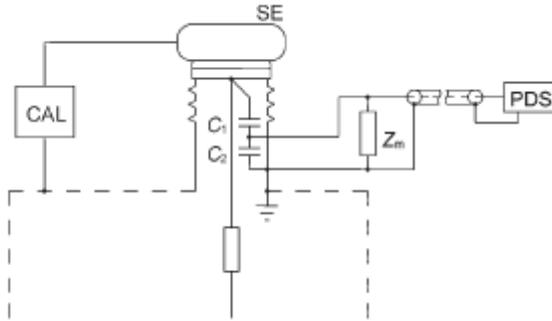
Comprende los dos análisis anteriores, mas un conjunto de pruebas adicionales de desarrollo mas actual [debido a la aparición de las tecnologías adecuadas para su ejecución], no necesariamente normadas aun, pero que ya cuentan con respaldo empírico y estadístico en países europeos, asiáticos y norteamericanos. Este conjunto de pruebas comprende:

- Medición de descargas parciales [DP].
En aisladores, aislaciones y devanados.

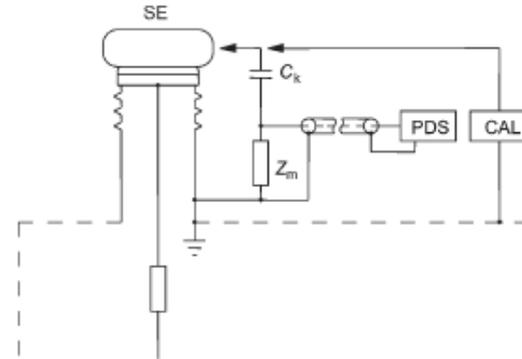
Una DP es una descarga eléctrica que cortocircuita solo parcialmente [región local] el aislamiento dieléctrico.

Las DP's se presentan en los devanados y aisladores, cuando los materiales aislantes sometidos a diferentes potencial eléctrico o gradientes de tensión, está envejecido, contaminado o fallado.

El principio de medición de DP está basado en la detección de impulsos de corriente $i(t)$ que circulan por el circuito paralelo formado por el capacitor de acoplo C_k y el espécimen ensayado representado por la capacidad C_t , via medición de la impedancia Z_m . La medición de DP es un método confiable y no destructivo utilizado para diagnosticar la condición del sistema de aislamiento del transformador.



$C_1 = C_k =$ coupling capacitor
 SE = shielding electrode
 PDS = PD system
 CAL = calibrator
 $C_2 =$ capacitive tap
 $Z_m =$ measuring impedance



PDS = PD system
 CAL = calibrator
 $C_k =$ coupling capacitor
 $Z_m =$ measuring impedance
 SE = shielding electrode

- Análisis de respuesta dieléctrica en el dominio de la frecuencia:
En aisladores y aislaciones.

Este ensayo es permite evaluar el contenido de humedad en el aislamiento de celulosa y así, determinar su condición.

En este ensayo, se registra el factor de potencia/ factor de disipación del aislamiento en un amplio rango de frecuencias [10 μ Hz....5 kHz]. La curva resultante contiene información acerca de la condición del aislamiento. El rango de bajas frecuencias, entrega información de la humedad en el aislamiento sólido, mientras que la pendiente de la curva en el rango de frecuencias medias, indica la conductividad del aislamiento líquido. La curva es comparada con curvas modelos y el contenido de humedad en la aislación de celulosa es calculada.

Con toda la información recogida según procedimientos detallados anteriormente, se establecen relaciones lineales entre los resultados de las diferentes pruebas realizadas. A cada resultado se le asigna un valor relativo y a cada prueba un peso específico de acuerdo a su importancia; luego, por cada prueba se efectúa el producto entre el valor relativo y el peso específico para finalmente, sumar todos los productos obtenidos. El valor resultante, corresponderá a la “condición de estado” del transformador en análisis.

Se debe considerar sin embargo, que la asignación de cada ponderación a las pruebas se basa en la experiencia del o los expertos, lo cual conduce a cierto margen de desviación respecto de un valor exacto.

Adicionalmente en este “condition assessment” avanzado, se puede realizar un estudio de la capacidad de sobrecarga del transformador, para el cual, si bien es cierto se toma en consideración la “nota” obtenida en la etapa anterior descrita [puede ser una limitante], el objetivo a través del cual se determina la capacidad de sobrecarga, es el cálculo de la temperatura del punto mas caliente de los enrollados. En general, se sigue el algoritmo de cálculo desarrollado en la norma IEC 60076-7 [2005] o la IEEE C57.91 [2011].

Ambos algoritmos permiten además, determinar la tasa de envejecimiento relativo para un ciclo de operación en un intervalo de tiempo definido arbitrariamente y comprobar si el transformador envejece conforme a la temperatura estándar definida para la celulosa impregnada en aceite mineral [actualmente 110°C] o bien, a un ritmo mayor [acelerado] o menor.

Para una correcta evaluación de la condición de sobrecarga de la unidad, es imprescindible contar con los siguientes antecedentes:

- Datos completos de placa.
- Perfil de carga típico del transformador en un período dado. Por ejemplo 1 día.
- Reporte original del ensayo de calentamiento según normas vigentes, en todas las etapas de potencia del transformador y en la peor condición de trabajo (mayores pérdidas).
- Condiciones ambientales de temperatura.

La tasa de envejecimiento se relaciona con el grado de polimerización ya estudiado en láminas anteriores, que determina el desgaste físico del papel hasta volverse mecánicamente inestable [GP inferior a 200- 250].

GRACIAS

