

Análisis de contenido de PCBs (ASTMD 4059)

Según la normativa vigente está prohibido el uso de PCB's (Ascareles) en Equipos Eléctricos (Resolución Exenta N° 610, Ministerio del Interior) y se establecen condiciones de seguimiento, almacenamiento, disposición, traslado y tratamientos de los fluidos contaminados. Se considera contaminados los equipos cuyos líquidos aislantes contengan concentraciones superiores a 50 ppm de PCB's.

Es un análisis extremadamente sensible ya que se pueden detectar concentraciones desde 1 ppm (1 mg de PCB's por kilo de Aceite). La muestra es sometida a un tratamiento para evitar interferencias y luego analizada por Cromatografía de Gases con detección de Captura de Electrones.

Análisis de compuestos furánicos (ASTM D 5837)

Los derivados del furano son una medida de la degradación del papel de la celulosa. Cuando el papel envejece, su grado de polimerización se reduce, así que su fuerza mecánica disminuye. El grado de polimerización sólo se puede determinar directamente tomando una muestra del papel, una operación muy compleja y casi nunca realizada en la práctica. Sin embargo, el grado de polimerización del papel se puede relacionar directamente con la concentración de los derivados del furano en el aceite.

Se forman los derivados del furano como un resultado directo de la ruptura de la estructura polimérica del papel de la celulosa. El contenido de los derivados del furano es relativamente fácil de medir en el aceite, usando HPLC y es así una manera de medir el envejecimiento del papel. Una detección temprana de la ruptura del aislamiento puede prevenir daños mayores o fallas.

Este análisis determina en primera instancia las concentraciones de compuestos furánicos y, a partir de ellas, en forma indirecta, se calcula el grado de polimerización de la celulosa. Con estos datos se puede hacer una estimación del tiempo de vida útil que tiene el aislamiento de equipo eléctrico.

Azufre corrosivo (ASTM D 1275B e IEC 625350)

Esta prueba detecta el contenido de compuestos de azufre inestables, que se encuentran en el aceite, y que provocan el fenómeno de corrosión del transformador. El problema se produce porque el azufre corrosivo reacciona con los conductores de cobre para formar sulfuro de cobre que contamina el papel aislante, la fuerza dieléctrica del papel se reduce y en algunas condiciones se produce una ruptura del aislamiento entre conductores, provocando un daño irreversible.

En el análisis por normativa ASTM se sumerge en aceite una lámina de cobre desnudo y se somete a 150°C por 48 horas. Por normativa IEC, para el análisis se usa cobre con papel aislante que sumergido en aceite se coloca a 150°C por 72 horas. En ambos casos el análisis de resultados se realiza por patrón de identificación ASTM D 130.

DBDS (GC-ECD)

El Di Bencil Di Sulfuro (DBDS) es un aditivo antioxidante que, en determinadas condiciones, forma depósitos de Sulfuro de Cobre, con lo que provoca problemas de azufre corrosivo. Este compuesto se encuentra presente en los aceites de muchos transformadores relativamente jóvenes.

El análisis de DBDS se realiza por cromatografía de gases, con detector de captura de electrones (GC-ECD) según pautas de análisis cigré.

Los resultados de los análisis son incorporados a nuestra base de datos, lo que nos permite rastrear muestras siguiendo el número de serie y establecer una tendencia o proyección en el comportamiento del equipo.



Servicio de análisis de Aceite Dieléctrico



¿Por qué hacer un análisis?

Dentro del transformador interactúan: aceite, gases disueltos en el mismo, papel y bobinado.

El aceite tiene como principales funciones proveer aislación dieléctrica, proteger el papel, y evacuar el calor generado en el núcleo y en los enrollados. Además, nos entrega información acerca del funcionamiento del transformador y es una herramienta útil para determinar el estado de la aislación sólida. El aceite debe cumplir estas funciones de la mejor forma posible durante años.

Los diferentes ensayos al líquido aislante son una valiosa herramienta para establecer el estado de un transformador ya que permiten hacer un correcto diagnóstico, con el objeto de resguardar y extender su vida útil y evitar la ocurrencia de fallas imprevistas.

¿Qué servicios ofrecemos?

A continuación presentamos los servicios de análisis de aceite dieléctrico de aceite que ofrecemos. Todos ellos cumplen normas de la industria, en particular la normativa ASTM y además, en los casos en que así se determina, las normas IEC, IEEE, DIN-VDE e ISO.



Toma de muestras

Todo servicio de análisis de aceite dieléctrico comienza obteniendo una muestra del contenido de aceite del transformador. Para esto disponemos de personal calificado para obtener muestras de aceite y proveemos envases y etiquetado adecuado a la identificación y transporte de las mismas.

Para análisis físico-químicos de muestras estándar se requiere 1 litro de fluido en envase preparado. Para análisis de contenido de gases se requieren 50 ml en jeringa de extracción. Para análisis de PCB's se toman 100 ml en envase especificado por norma. Para análisis de azufre corrosivo y DBDS se solicita 1 litro de aceite. En todos los casos se toma muestra y contra-muestra.

Análisis físico-químico

Contenido de humedad (ASTM D 1533)

Una de las funciones más importantes del aceite de un transformador es proporcionar aislamiento eléctrico. Cualquier aumento en el contenido de humedad puede reducir las propiedades aislantes del aceite, lo que puede dar lugar a la ruptura dieléctrica. Esto es de vital importancia cuando la temperatura fluctúa porque, a medida que el transformador se enfría, se liberará el agua disuelta, dando por resultado la degradación del líquido y una pobre capacidad de aislación. Además, muchos transformadores usan papel de celulosa como aislamiento en las bobinas. Nuevamente el excesivo contenido de agua puede dar lugar a la ruptura de este aislamiento de papel con una pérdida resultante en el rendimiento. La especificación para un aceite nuevo es de 35 ppm como máximo.

Rigidez dieléctrica (ASTM D 1816, D 877 ó DIN-VDE 0370)

La rigidez dieléctrica de un aceite de transformador se define como el voltaje máximo que se puede aplicar a través del líquido sin ruptura eléctrica. Debido a que los aceites de transformador se diseñan para proporcionar al aislamiento eléctrico bajo altos campos eléctricos, cualquier reducción importante en la fuerza dieléctrica puede indicar que el aceite no es ya capaz de realizar esta función. Algunas de las razones para una reducción en la rigidez dieléctrica incluyen los contaminantes polares, tales como agua, subproductos de la degradación del aceite y ruptura del papel de celulosa.

En este ensayo la muestra de fluido se coloca entre dos electrodos y se aplica un voltaje constante y creciente hasta que se produce la descarga. La especificación depende de la norma utilizada: para aceite nuevo según ASTM D 877 es de 30 (kV) / 2.5 (mm).

Tensión interfacial (ASTM D 971 ó ISO 6295)

Es la fuerza necesaria para romper la película que se establece en la interface agua-aceite. Es un ensayo especialmente sensible en el descubrimiento de contaminantes de tipo polares, como ácidos y lodos formados por la oxidación del aceite. Mientras más contaminantes contiene el aceite, más bajo el valor de Tensión Interfacial, que para un aceite nuevo es de 40 (dinas/cm).

Número de neutralización (ASTM D 974 ó IEC 296)

Tal como los aceites industriales, los aceites de transformador se oxidan bajo la influencia de la temperatura excesiva y del oxígeno, especialmente en presencia de partículas pequeñas del metal que actúan como catalizadores, dando por resultado un aumento en el número de neutralización, debido a la formación de ácidos carboxílicos. Una reacción adicional puede dar lugar a depósitos de lodo y barniz. En el peor caso, las tuberías de aceite se obstruyen y el transformador no se enfría bien, que exagera aún más la ruptura del aceite. Además, el aumento en la acidez tiene un efecto perjudicial en el papel de celulosa. La degradación del aceite también produce subproductos cargados, tales como ácidos e hidroperóxidos, que tienden a reducir las características aislantes del aceite.



Apariencia y color (ASTM D 1500 y D 1524)

El objetivo de esta prueba es verificar el aspecto del aceite o contaminación del mismo causado por partículas de todo tipo (metálicas y no metálicas), turbidez, opacidad por humedad, etc. Un aceite nuevo derivado del petróleo es brillante y transparente, sin sólidos suspendidos ni sedimentos de ningún tipo, con color máximo de 0.5 (según estándares de color normalizados).

Densidad (ASTM D 1298 ó ISO 3675)

Nos da idea de la naturaleza del fluido y su posible contaminación con otros hidrocarburos, ascareles, siliconas o solventes, Aceites Parafínicos ≈ 0.86 g/ml, Aceites Nafténicos ≈ 0.88 g/ml, siliconas ≈ 0.96 g/ml, FR3 $\approx 0,91$ g/ml.

Factor de potencia y resistividad volumétrica (ASTM D 924)

Este ensayo mide la pérdida de corriente, a través del líquido dieléctrico, entre dos elementos energizados.

Un alto factor de potencia en el líquido dieléctrico, es una indicación de una pérdida significativa de potencia en el aceite de aislamiento, generalmente como resultado de contaminantes polares tales como agua, aceite oxidado y degradación del papel. Para un Aceite Nuevo el valor máximo del Factor de Potencia a 100°C es 0.3%.

Resistividad volumétrica (ASTM D 1169)

La resistividad de un líquido es la medida de sus propiedades aislantes eléctricas. Lo deseable en un buen aislante es una alta resistividad, ya que esto refleja un contenido bajo de iones libres y de partículas ionizadas, y normalmente indica baja concentración de contaminantes conductores.

Es un indicador sensible a los productos de deterioro y a los contaminantes de un equipo.

Para un Aceite Nuevo el valor mínimo de Resistividad Volumétrica es 1×10^{12} ohm*cm a 100°C.

Análisis de contenido de gases (ASTM-3612)

El análisis de gases disueltos en aceite dieléctrico (designado a menudo DGA, de la sigla inglesa Dissolved Gas Analysis), se utiliza para determinar las concentraciones de ciertos gases en el aceite tales como Nitrógeno, Oxígeno, Monóxido de Carbono, Dióxido de Carbono, Hidrógeno, Metano, Etano, Etileno y Acetileno. Las concentraciones y las relaciones de transformación relativas de estos gases se pueden utilizar para diagnosticar ciertos problemas operacionales con el transformador, que pueden ser o no asociados a un cambio en una característica física o química del aceite de aislamiento. Por ejemplo, los altos niveles de Monóxido de Carbono respecto de los otros gases pueden indicar la ruptura térmica del papel de aislación, mientras que el Hidrógeno alto, conjuntamente con el Metano, pueden indicar una descarga de corona dentro del transformador. Es un método eficaz para diagnóstico, especialmente si se usa como chequeo rutinario (anual).