

MONITOREO DE TRANSFORMADORES

Monitoreo de la humedad en línea para Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente representan el 60 % del valor de activos en una subestación de alto voltaje, lo que los hace estar entre los activos más costosos en transmisión y distribución de electricidad. Conocer las condiciones de los transformadores de corriente es clave para asegurar la operación confiable de la red, mejorar la evaluación de riesgos, e implementar estrategias de mantenimiento más efectivas.

La humedad es uno de los factores dominantes que limitan la vida útil de un transformador de corriente. Para una gestión efectiva del tiempo de vida útil del transformador, se deben mantener bajos los niveles de humedad del sistema de aislamiento, de celulosa y aceite.

Después del secado de fábrica inicial, el contenido de humedad en aislamiento sólido se encuentra normalmente entre 0,5 y 1 % dependiendo de los requerimientos, y comienza a incrementarse gradualmente durante el tiempo de vida útil del transformador. Las fuentes principales de humedad son la humedad residual en los componentes de celulosa estructurales gruesos, el acceso de la atmósfera y las pequeñas cantidades de humedad generadas como un subproducto de la descomposición de la celulosa.

Problemas ocasionados por la humedad

En un transformador de corriente, la mayor parte del agua se encuentra en el aislamiento de papel sólido. El alto contenido de agua conlleva a un deterioro acelerado del papel, lo que reduce su grado de polimerización (DP, por sus siglas en inglés). La humedad y el calor proveen un ambiente óptimo para distintos

componentes en el aceite, como los ácidos y los iones de metal, que reaccionan con las moléculas de celulosa y las descomponen. Este hecho es importante, ya que cuando el contenido de agua en el papel se duplica, este puede reducir el tiempo de vida útil restante del transformador a la mitad.

La mala calidad del aceite y los altos niveles de humedad pueden causar una baja resistencia dieléctrica y una eventual falla del sistema. Se ha informado que cuando la saturación de humedad relativa supera el 20%, la resistencia dieléctrica de la saturación relativa (RS, por sus siglas en inglés) de los aceites comienza a disminuir rápidamente (Informe técnico de Vaisala, el efecto de la humedad sobre la tensión disruptiva del aceite del transformador B211282EN-A).

Cuando la temperatura se eleva, el alto contenido de agua en el aislamiento, combinado con gases disueltos en el aceite, puede provocar la formación de burbujas, si la presión total de los gases y el vapor de agua supera la presión del aceite del transformador. Si se forman o transportan burbujas a las piezas energizadas del transformador como los bobinados, existe un grave riesgo de falla en el sistema debido al colapso local del medio dieléctrico.

En un transformador húmedo, los eventos de alta carga excepcionales pueden conducir la humedad en exceso del papel hacia el aceite, lo que crea una saturación de humedad relativa del 100% de RS y la formación de agua libre. Lo mismo ocurre cuando un transformador húmedo altamente cargado se enfría rápidamente. El agua libre puede provocar corrosión y oxidar las partículas en los conductos de

circulación de aceite y radiadores. En el peor de los casos, el agua libre puede formarse alrededor de piezas activas, lo que ocasiona descargas que dañan el transformador.

Evaluación de la dinámica de la humedad

Una muestra de aceite programada y una titulación KF en un laboratorio conforman la práctica común para estimar el nivel de humedad del papel del transformador, basándose en la lectura de la humedad en el aceite. La muestra de aceite para el análisis debe tomarse cuando el sistema de aislamiento está en equilibrio y es estable térmicamente, es decir, las temperaturas de la carga y del aceite se han mantenido relativamente constantes durante un período prolongado.

Pero, ¿es esto práctico? En general, la mayoría del agua se encuentra en el papel de aislamiento sólido y otros materiales de celulosa. El sistema de aislamiento de celulosa y aceite en un transformador es complejo respecto de la distribución de humedad, pues el aceite y la celulosa muestran un comportamiento de absorción de humedad inverso; a temperaturas que se elevan, la humedad es liberada de la superficie del papel y disuelta en el aceite; luego se absorbe nuevamente del aceite al papel a medida que la temperatura disminuye. Es posible que exista una variación a corto plazo considerable en la humedad del aceite determinada por cambios en la carga del transformador y la temperatura del ambiente. Mientras más alto sea el contenido del agua en el papel de aislamiento, más alta será la variación en la humedad del aceite durante la oscilación de temperatura.

La absorción de humedad de regreso al papel es un proceso significativamente más lento que la desorción. Esto puede considerarse como histéresis clara en la información de monitoreo de la humedad en línea medida como una función de temperatura del transformador (Figura 1). Con una dinámica de humedad tan fuerte, es posible que sea difícil o incluso imposible determinar el momento correcto de tomar una muestra de aceite representativa para el análisis de laboratorio. Por ejemplo, si la muestra de aceite se toma del transformador mencionado a 35 °C, el resultado de laboratorio puede dar 30 ppm o 50 ppm dependiendo de si el transformador está en la fase de enfriamiento o carga en el momento del muestreo. Dicha variación alta puede conllevar a conclusiones significativamente erróneas sobre la condición del transformador.

Mientras más baja la temperatura de operación de un transformador, menor agua tendrá el aceite. Este es un hecho importante a considerar cuando se evalúa el contenido de humedad en el aislamiento sólido y al valorar su efecto sobre una operación segura. Un transformador que opera normalmente a una temperatura relativamente baja y con humedad de aceite baja puede incrementar rápidamente la humedad en los niveles de aceite durante una sola sobrecarga, debido a la migración de humedad inducida por la temperatura de la superficie del papel. El retorno de la humedad a su nivel "normal" previo puede tomar días o incluso semanas, lo que significa que durante un período de enfriamiento, la saturación de humedad relativa puede tornarse muy alta y peligrosa.

Beneficios del monitoreo de la humedad en línea

El monitoreo en línea brinda una imagen verdadera y en tiempo real

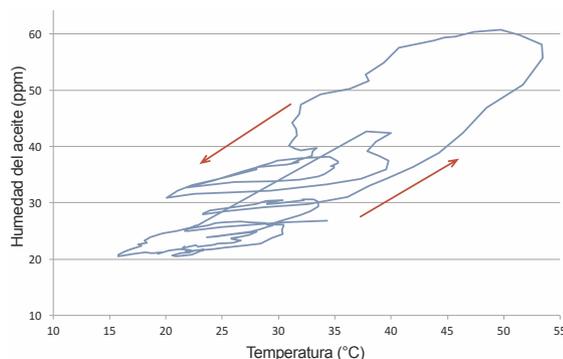


Figura 1. Información de monitoreo de la humedad en línea en ppm durante la oscilación de la temperatura en un transformador de 10 MVA (ONAN)

de los niveles de humedad en el aceite del transformador en todas las condiciones de operación.

La dinámica de la humedad de un transformador en condiciones de operación normales puede ser significativa. El monitoreo en línea brinda al operador información valiosa sobre la humedad del aceite, lo que permite un mayor análisis, como la evaluación del riesgo de saturación de humedad y resistencia dieléctrica, así como datos de entrada para la evaluación de la humedad del papel. El monitoreo en línea permite al operador detectar riesgos relacionados con la humedad cambiantes, así como otros signos tempranos de fallas, y así reaccionar adecuadamente. Por ejemplo, es posible que un transformador con altos niveles de humedad no pueda operar a toda carga hasta que se haya secado. Esto se podría considerar un límite operativo, y puede diferir del límite nominal, que en general supone un aceite seco y útil.

El monitoreo de la humedad en línea puede brindar información valiosa sobre los transformadores que previamente se han identificado con problemas de humedad. También es valioso para los transformadores relativamente con carga ligera que puedan tener problemas de humedad, y que no se han detectado con los muestreos de aceite rutinarios.

Un sensor de humedad brinda al transformador un margen adecuado de seguridad operativa. Además, al usar las lecturas de humedad en ppm y las gráficas de humedad en equilibrio publicadas, es posible estimar el contenido de agua en el aislamiento de celulosa durante el funcionamiento del transformador. Esto normalmente implicaría un sistema inteligente de enfriamiento para mantener la temperatura tan constante como fuera posible durante el período requerido para alcanzar el estado de equilibrio sobre la humedad.

De forma alternativa, las lecturas de humedad y temperatura pueden tomarse como ventaja de un período más largo, que representa un equilibrio de humedad superior a una muestra de punto único durante la carga dinámica. La literatura recientemente publicada también evalúa la humedad en la celulosa directamente con la saturación de humedad relativa medida y la temperatura del aceite (CIGRE TB349).

Finalmente, es importante recordar que el monitoreo solo no arreglará nada: solamente la toma de medidas basadas en la información de monitoreo conllevará a la mejoría de las condiciones a largo plazo.

VAISALA

Favor contactarnos en
es.vaisala.com/pedirinfo



Escanear el código para más informaciones

Ref. B211611ES-A ©Vaisala 2017

El presente material está protegido por la legislación de derechos de autor. Todos los derechos de autor son propiedad de Vaisala y de sus socios individuales. Todos los derechos reservados. Algunos logotipos y/o nombres de productos son marcas registradas de Vaisala y de sus socios individuales. Está estrictamente prohibida la reproducción, transferencia, distribución o almacenamiento de información contenida en este folleto, en cualquier forma, sin el consentimiento previo y por escrito de Vaisala. Todas las especificaciones, incluyendo las técnicas, están sujetas a modificaciones sin previo aviso. La presente es una traducción de la versión original en idioma inglés. En caso de ambigüedad, prevalecerá la versión del documento en inglés.

www.vaisala.com