



arteché

NOTA DE APLICACIÓN

Diagnóstico preventivo basado en Condición de Transformadores capacitivos

Autor: Nuria Clavo Cuadra

INTRODUCCIÓN

Se presenta el método desarrollado por ARTECHE para conocer, de manera sencilla y confiable, sin interrupciones en el suministro de energía y con total seguridad de ejecución, el estado del aislamiento de los transformadores de potencial capacitivo instalados en las Subestaciones del sistema eléctrico.

Esta información resulta crucial para la toma de decisiones en la Operación y el Mantenimiento del equipamiento de Alta Tensión y también para direccionar más eficientemente las futuras inversiones.

Este tipo de transformadores es ampliamente utilizado principalmente en sistemas de transmisión de alta tensión, debido a su mejor relación costo-beneficio en comparación con los TT inductivos.

El diagnóstico del estado del aislamiento garantizará el rendimiento seguro de la red, previendo y reduciendo los períodos de desconexión no planificados.

Un TTC está formado por dos componentes principales, un divisor de tensión capacitivo y un transformador de tensión inductivo.

El divisor de tensión capacitivo es lo que proporciona el aislamiento principal de la alta tensión, mientras que el transformador de tensión inductivo es un transformador de media tensión que proporciona las salidas que alimentan las funciones de medida y protección.

Lo que vemos desde el exterior es un tanque que alberga el transformador, y sobre él, 1, 2, 3 o incluso 4 aisladores, dependiendo del nivel de tensión de la línea.

Dentro de los tramos de aisladores encontramos un elevado número de unidades condensadoras conectadas en serie, que dividen a tensión presente en la línea en niveles proporcionales de voltaje más pequeños, hasta llegar a tierra.

Para un TTC de 123kV por ejemplo, podemos encontrar alrededor de 75 a 100 unidades condensadoras dentro de un único aislador, para una unidad de 245kV puede ser de 150 a 200, mientras que para una unidad de 400kV el número puede alcanzar las 300 unidades condensadoras o más, distribuidas a través de los generalmente 3 aisladores.

El transformador de tensión intermedio toma la tensión de una toma de entre 5 a 20 kV, en el aislador inferior, y luego lo transforma en el voltaje secundario monofásico deseado, generalmente, 58 V o 63 V. 100 / $\sqrt{3}$ V o 110 / $\sqrt{3}$ V

Los condensadores sobre la toma en cuestión se denominan C1, y van hasta la alta tensión y los condensadores bajo la misma se denominan C2, desde la toma hasta tierra.

Desafortunadamente, algunas de las unidades condensadoras pueden deteriorarse con el envejecimiento, sobretensiones inesperadas en la línea, etc.

Cuando uno de estos condensadores falla, el divisor de tensión ya no está equilibrado y, por lo tanto, el nivel de tensión en la toma intermedia no es el esperado.

El voltaje secundario ya no será proporcional al voltaje primario, causando un error en la lectura de precisión.

Si la falta ocurre en C1, por encima de la toma de tensión intermedia, el error se moverá a una lectura más positiva, si la falla está en C2, la lectura irá al área negativa.

Además, una vez que los condensadores individuales comienzan a fallar, el resto de las unidades deben soportar un incremento proporcional de la tensión.

Podemos decir que toda la alta tensión debe ser compartida por menos unidades condensadoras, estresándolas en exceso.

Debido a esto, pueden fallar más condensadores, aumentando la tasa de ruptura del aislamiento exponencialmente.

En otras palabras, la falla de los condensadores individuales causa dos efectos no deseados principales:

- 1- lecturas poco confiables en los sistemas de medición y protección, y
- 2- resultados más críticos, como falla completa del TTC con posibles efectos catastróficos.

Conocer el estado de los condensadores y su grado de degradación nos ayudará:

- 1- a ser consciente de la fiabilidad de las lecturas para los sistemas de medición y control, pero también
- 2- anticipar el fallo de la unidad, evitando así las consecuencias indeseables en los equipos circundantes o la seguridad del personal.

Por lo tanto, está claro que la verificación de precisión en un TTC es una herramienta muy útil para el diagnóstico de este tipo de transformadores.

Una desviación de la precisión de un TTC está directamente relacionada con el daño en su aislamiento y que tan pronto como haya una desviación en la precisión, el deterioro del transformador habrá comenzado irremediablemente.

ÁMBITO DE APLICACIÓN

Las compañías eléctricas son cada vez más conscientes de la importancia de un mantenimiento preventivo y de las ventajas que brinda. Ha habido una evolución evidente en las prácticas de mantenimiento de activos en los últimos años.

Inicialmente el mantenimiento era pasivo, o lo que es lo mismo, no hacer nada durante la vida del activo y simplemente cambiarlo después de que cumpliera su vida útil esperada, es decir, cambio mi activo sin saber si aún podría estar en servicio por unos años más, pero también podría ser que un activo llegase a explotar antes de llegar al final de esa vida útil esperada.

Podemos mejorar este escenario aplicando ciertas acciones de mantenimiento periódico a los activos, siempre las mismas independientemente de su estado. Esto es mejor que no hacer nada, pero aún se corre el riesgo de daños catastróficos o de no disfrutar toda la vida del activo por un reemplazo prematuro.

Un paso importante para mejorar el escenario anterior es comenzar el mantenimiento en función del estado de los activos. Y aún más como último paso, el mantenimiento basado en el riesgo, es decir, considerando los problemas que éste activo puede causar si falla.

Y aquí es donde entra nuestro método; un método que nos permitirá saber exactamente el estado real del aislamiento del TTC y, por lo tanto, nos permitirá tomar decisiones INTELIGENTES basadas en datos.

Las prácticas para realizar un diagnóstico del estado de los TTCs, incluyen mediciones de capacitancia, tangente delta, pruebas de precisión...y dependerán de cada compañía eléctrica.

SOLUCIÓN PROPUESTA

En general incluirán alguno de los enumerados a continuación:

- Desconexiones planificadas de la línea; en los mantenimientos tradicionales es esencial desconectar el área donde va a realizarse el diagnóstico para poder trabajar y manipular en los equipos de alta tensión de forma segura y sin riesgo de electrocución.
- También requerirá trabajos en altura, lo que implicará el uso de maquinaria para poder acceder a los terminales secundarios del equipo o incluso a los terminales primarios, que en 400 kV están ciertamente muy altos.
- Dependiendo del método elegido, otras prácticas requerirán
 - trabajo en tensión debido al uso de equipos generadores de voltaje que pueden simular condiciones reales de operación
 - Equipos de pruebas de AT para simular condiciones reales de operación, costosos, difíciles de manejar y lentos de operar.
 - manipulación de cargas secundarias.
 - cableados provisionales
 - Presencia de un elemento patrón.

Y todo esto, requiere tiempo, recursos técnicos y humanos e instalaciones inoperativas, es decir, es costoso.

Esta es la motivación para que buscásemos un método que evite todo este esfuerzo y nos brinde resultados confiables de una manera más económica.

Se basa en el concepto electromecánico descrito al comienzo.

Como mencionamos anteriormente, un TTC de 400kV puede tener alrededor de 250 -300 unidades condensadoras.

El fallo de 1, 2 o 5 puede pasar desapercibido, especialmente si están ubicados en C1, la parte del divisor con más unidades, a menos que las mediciones se realicen con un sistema muy preciso y fiable.

Los sistemas SCADA de la subestación ya monitorean la corriente y la tensión, pero no son lo suficientemente precisos para detectar las primeras etapas del envejecimiento, cuando solo unos pocos condensadores han fallado y solo verán el daño cuando sea demasiado tarde y no haya tiempo para reaccionar.

Teniendo en cuenta que la velocidad de degradación crece exponencialmente, cuanto mayor sea el error en la medida, menos tiempo tendremos para reaccionar antes de la falla final y evitar la explosión.

Este sistema permite determinar, con un error mínimo (cerca de los niveles de precisión de laboratorio), el error de todos los transformadores capacitivos en una subestación mientras está en servicio.

Esto significa que la precisión de los TTCs se mide en condiciones reales de funcionamiento, mientras que la unidad está conectada a la tensión nominal y las lecturas de precisión se obtienen de las tensiones secundarias reales.

No hay modelos o simulaciones.

Identificar y rastrear periódicamente la desviación de la precisión de un TTC nos dará una idea de cómo puede estar evolucionando su aislamiento a lo largo de los años.

Por tanto, ofrece la oportunidad de establecer una planificación a largo plazo para la vida útil del equipo.

También permite realizar mantenimiento predictivo y gestión de activos a largo plazo.

Podemos afirmar que a mayor edad mayor o igual error de precisión, nunca disminuirá el error. Y cuando el error es demasiado grande, indicará que la vida útil de esta unidad estará cerca de su fin.

El transformador permanecerá en la situación ideal por un período indefinido, de acuerdo con los parámetros con los que salió de la fábrica. Hasta que en algún momento de su vida, la precisión empezará a empeorar.

Con este método, gracias a su alta precisión, detectaremos qué unidades están dentro del comportamiento normal del equipo y qué unidades tienen problemas y la gravedad de los mismos y el grado de degradación sufrido.

Con esta información, y su evolución a lo largo del tiempo, se podrán tomar decisiones. Qué hacer y cuándo.

CONCLUSIONES / BENEFICIOS

Como alternativa a todo lo descrito anteriormente, Arteche ha desarrollado un método

- en el que **no hay necesidad de descargas** de línea
- es adecuado para **cualquier TT** capacitivo, de cualquier fabricante de cualquier año de fabricación y de cualquier nivel de voltaje
- **no es invasivo**, es decir, no hay que interferir en los transformadores o sus cargas.
- un método que **no tiene obsolescencia**. Se basa en conceptos electromagnéticos, por lo que los resultados obtenidos serán confiables en el tiempo.
- Que **no requiere cableados** provisionales ni el uso de patrones externos.
- **Fiable**. Para validar el método se han hecho muchas comprobaciones para comparar los resultados obtenidos, con la realidad interna de los transformadores analizados.
- **Eficiente**. Es posible analizar todos los transformadores de una subestación en un periodo relativamente corto.

Como resumen, podemos decir que el método que presentamos permite, con un alto grado de confiabilidad, sin riesgo de operación, de una manera muy flexible y con un costo de ejecución muy bajo, ayudar a la compañía eléctrica en la gestión y planificación de sus inversiones, optimizando su capex y opex.