



VII/CE-A1-04

Diagnóstico e Prevención de Fallas en Transformadores de Potencia con Uso de Sistemas de Monitoreo On-Line

Marcos Eduardo Guerra Alves

Treetech Sistemas Digitais Ltda.

Brasil

RESUMEN

Dada la importancia de los transformadores para los sistemas eléctricos de potencia, este artículo muestra la importancia y los principales objetivos que se desean alcanzar con el monitoreo on-line de transformadores de potencia:

- El diagnóstico del estado actual del equipo, apoyando la toma de decisiones.
- El pronóstico de condiciones de falla aún en sus etapas iniciales, permitiendo la parada programada del equipo para acciones correctivas, evitando fallas catastróficas.
- El monitoreo de las condiciones de operación del equipo a lo largo de toda su vida, a fin de mantener bajo control el proceso de envejecimiento.

Para alcanzar esos objetivos, este artículo describe:

- La metodología aplicada para el desarrollo de ese sistema;
- Las diversas arquitecturas empleadas para las mediciones on-line (centralizada e descentralizada), con sus características, ventajas e desventajas;
- El tratamiento matemático de las mediciones, de forma a transformar un gran volumen de datos (mediciones puras) en informaciones de diagnósticos y pronósticos; y
- Los medios de divulgación de las informaciones utilizando los recursos de Tecnología de Información, insertando el sistema en el cotidiano de las empresas.

PALABRAS CLAVES

Transformadores ; monitoreo on-line ; diagnóstico ; pronóstico.

1 INTRODUCCIÓN

El actual escenario de los mercados de energía eléctrica en el mundo tiene llevado las empresas del sector a operar en un contexto de competitividad hasta entonces inédito, forzando a una búsqueda constante por mayor eficiencia, mejor calidad de suministro y menores costos. Siguiendo esa tendencia general, ha ocurrido una migración del mantenimiento preventivo hacia el mantenimiento predictivo, lo que solo es posible por medio de sistemas de monitoreo *on-line*.

En éstas circunstancias, el Transformador de Potencia se destaca como uno de los equipos de mayor importancia (sino el más importante) en una subestación. Teniendo pues el escenario expuesto arriba, se hace plenamente justificable la aplicación de Sistemas de Monitoreo On-line a los transformadores de potencia, dada su importancia, juntamente con los demás equipos de una subestación, para la perfecta operación de un sistema eléctrico.

2 OBJETIVOS

Podemos citar como principales objetivos para este Sistema de Monitoreo:

- El diagnóstico del estado actual del equipo, de modo que provea subsidios a la toma de decisión en cuanto a mantener o no el transformador en operación, o aún en cuanto a la reducción de la carga, a fin de disminuir el riesgo de falla grave en un equipo defectuoso.
- El pronóstico precoz de condiciones de falla en sus estados iniciales de evolución y de este modo posibilitar la parada programada del equipo para acciones correctivas.
- El monitoreo de las condiciones de operación del equipo a lo largo de toda su vida, a fin de mantener bajo control el proceso de envejecimiento normal, acelerado por las duras condiciones de operación a las cuales puedan estar sometidos, debido a la utilización del sistema eléctrico en sus límites.

3 METODOLOGÍA

Las siguientes etapas pueden ser citadas como necesarias para que sean alcanzados los objetivos expuestos:

1. Mediciones de Variables

Para obtenerse diagnósticos y pronósticos del estado de un equipo es necesaria la realización de mediciones en él, siendo muy importante la elección apropiada de las variables a medir, así como la calidad de las mediciones efectuadas.

2. Almacenamiento de las Mediciones

Por medio del registro histórico de las variables, se hace posible la ejecución de pronósticos, a través del análisis de las tendencias de evolución, y también el conocimiento del comportamiento de los transformadores con el tiempo.

3. Análisis de las Informaciones

Para que de las variables medidas y almacenadas por el sistema se puedan obtener informaciones relevantes para el usuario y no solo un enorme volumen de datos, es necesario

el análisis de estos datos. En general, este análisis consiste en módulos matemáticos que buscan generar el diagnóstico y pronóstico del estado del equipo.

4. Disponibilidad de las Informaciones

Como resultado de este análisis, las informaciones analizadas e incluso los datos no analizados, deben estar dispuestos a los usuarios del sistema.

A continuación, están detalladas todas las etapas mencionadas.

3.1 Medición de Variables

Básicamente, hay dos tipos de arquitectura utilizados en la medición de las variables para el Sistema de Monitoreo, la arquitectura "centralizada" y la "descentralizada".

3.1.1 Arquitectura Centralizada

Consiste en la utilización de un elemento concentrador de informaciones, generalmente uno o más CLPs (Controladores Lógicos Programables) industriales, dotados de diversas entradas para señales analógicas y digitales. Están conectados a estas entradas los diversos sensores y/o equipos de medición, a través de sus salidas analógicas y/o a contactos secos. Estas señales son entonces transmitidas a uno o más ordenadores, normalmente ubicados en la sala de control, que harán el almacenamiento y análisis de las variables.

Esta arquitectura presenta algunas desventajas, que son:

- En general, las salidas de los sensores del transformador (temperaturas, niveles, gases, etc.) ya están siendo utilizadas por los sistemas supervisor y/o de protección de la subestación, lo que nos obliga a instalar sensores repetidos para una misma función o la multiplicación de las señales por medio de transductores y relés auxiliares. Esto nos lleva a las consecuencias obvias de:
 - aumento del número de los puntos de falla potencial;
 - aumento en el número de equipos para mantenimiento (cuando uno de los objetivos del Sistema de Monitoreo es reducir el mantenimiento);
 - aumento en el número de piezas sobresalientes y
 - riesgo de lecturas diferentes para una misma variable;
- Por ser equipos de uso predominantemente industrial, en general los CLPs poseen serias limitaciones en lo que se refiere a los aislamientos eléctricos y a las temperaturas de trabajo. Por lo tanto, el local ideal para su instalación sería la sala de control, climatizada, lo que llevaría consigo, en un gran volumen de cables llevados del transformador a la sala, tornando el sistema aún más caro y de instalación y mantenimiento trabajosos.

3.1.2 Arquitectura Descentralizada

Está en marcha un continuo y rápido desarrollo tecnológico de los equipos digitales de supervisión y control de transformadores, liderado en muchos casos por empresas de la América del Sur. Este escenario nos trae posibilidades extremadamente interesantes para la adquisición de las mediciones del transformador.

Equipos electromecánicos y/o analógicos, como por ejemplo termómetros de aceite y devanados, han sido substituidos por equipos electrónicos inteligentes (IEDs), como muestra la figura 1. Estos dispositivos, a pesar de poseer aún las salidas analógicas y a contactos secos necesarios para la utilización por los sistemas de supervisión y de protección, poseen conectividad creciente a sistemas de información por medio, principalmente, de puertos de comunicación serial.



Figura 1 – IEDs en un transformador de potencia

De esta forma, se utiliza en gran parte la característica de conectividad de los propios sensores y equipos que ya serían normalmente utilizados en el transformador, independientemente de la existencia de un Sistema de Monitoreo, para la obtención de las mediciones necesarias a este sistema.

Las ventajas de esta arquitectura son, entonces:

- Las salidas analógicas y a contactos secos de los sensores y equipos de supervisión del transformador quedan libres para utilización por los sistemas supervisor y/o de protección de la subestación.
- No hay necesidad de repetición de sensores o de multiplicación de señales, reduciendo la cantidad de equipos, con consecuente reducción de los costos de instalación, mantenimiento y de equipos sobresalientes, así como de los puntos de falla potencial;
- No existe el riesgo de lecturas discrepantes para una misma variable;
- Aumenta la precisión de la medición de las variables por el Sistema de Monitoreo, ya que con el uso de tecnologías digitales de transmisión de datos, se elimina una etapa de transmisión analógica de información, con los errores que le son intrínsecos.
- Los mejores equipos de supervisión y control de transformadores fueron desarrollados específicamente para utilización en transformadores de potencia, teniéndose en cuenta las condiciones extremas de temperatura e interferencias electromagnéticas del ambiente donde estén instalados.

En esta arquitectura, el medio físico de transmisión de las informaciones puede ser, por ejemplo, un par-trenzado trabajando en el patrón RS485, como muestra la figura 2.

La calidad de las informaciones recolectadas es, como ya se mencionó, factor determinante para la calidad de los diagnósticos y pronósticos obtenidos, siendo esta la razón del énfasis aquí dado a las posibles arquitecturas utilizadas para las mediciones.

3.2 Almacenaje de las Mediciones

Las mediciones registradas por los equipos de supervisión del transformador son llevadas a un ordenador en la sala de control de la subestación o en alguna localidad remota (por ejemplo, el Centro de Mantenimiento de la empresa), donde las informaciones son almacenadas en bancos de datos históricos y convenientemente analizadas.

En general, pueden ser utilizados intervalos de grabación relativamente grandes, en la orden de minutos, ya que las principales variables normalmente medidas en transformadores poseen constantes de tiempo relativamente largas (ver ítem "Tratamiento de las Informaciones").

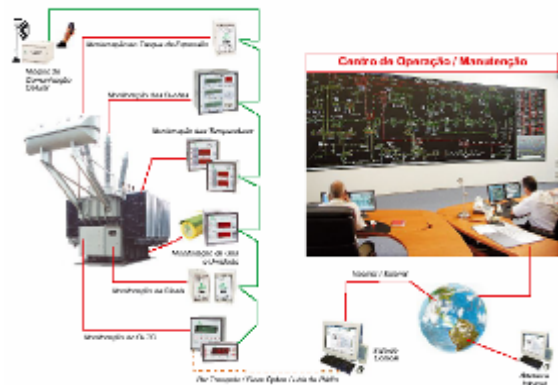


Figura 2 – Arquitectura descentralizada de sistema de monitoreo

El almacenamiento de las informaciones es realizado en bancos de datos en discos rígidos, utilizándose los medios considerados necesarios para garantizar la disponibilidad de las informaciones (copias de backup, espejeo de discos, etc.).

3.3 Análisis de las Informaciones

Es deseable que se obtengan del Sistema de Monitoreo, informaciones que van más allá de los datos en bruto registrados por los equipos de medición. A veces, sólo estos datos no analizados pueden ser suficientes y precisos para el ingeniero de mantenimiento y así obtener un diagnóstico del equipo.

Sin embargo, en otras ocasiones, la interpretación humana de los datos puede ser extremadamente difícil o hasta imposible. En este caso, se hace necesario el aprovechamiento de la capacidad de procesamiento del ordenador digital, por medio de módulos matemáticos y lógicos para el análisis de dichos datos.

Otro aspecto importante que merece ser resaltado, es que los referidos modelos matemáticos y lógicos constituyen, por su naturaleza, Sistemas Especializados, es decir, la traducción del conocimiento que la ingeniería posee respecto a la máquina en un software capaz de simular ciertos aspectos del comportamiento de ésta. Así, el Sistema de Monitoreo contribuye para el mantenimiento del conocimiento, que pasa a no depender exclusivamente de los agentes humanos envueltos.

A continuación, se citan algunos ejemplos de posibles modelos matemáticos, así como sus variables utilizadas. Algunos de los modelos sugeridos trabajan con datos obtenidos off-line, ya sea por la falta (o costo no permitido) de equipos para medición on-line de las variables existentes (como es el caso de los ensayos cromatográficos y fisicoquímicos) o por el hecho de que el propio desarrollo del modelo dependa de la formación de un banco de datos que esté compuesto de informaciones obtenidas manualmente (como es el caso del modelo de desgaste de contactos del OLTC en función de la corriente interrumpida).

- Cálculo de la estimación de pérdida de vida útil del aislamiento, debido al envejecimiento térmico de la celulosa, correspondiente a las condiciones de carga a la que fue sometido el transformador.

- Monitoreo de la previsión futura del gradiente de temperatura aceite/devanado, con alarma en caso de detección de tendencia que llevará a los niveles de alarma y desconexión por temperatura del devanado, así como indicación del tiempo restante antes que sea alcanzada la temperatura de alarma y/o desconexión.
- Monitoreo de la eficiencia del sistema de enfriamiento natural y forzado del transformador, basado en la comparación entre la temperatura medida en el tope del aceite y el valor que es calculado para esta misma temperatura a partir de los datos de temperatura ambiente y corriente de carga, con alarma en caso de detección de caída en el rendimiento del sistema de enfriamiento, es decir, temperatura medida más elevada que la calculada, descontando el margen de tolerancia.
- Monitoreo de la diferencia de temperatura entre el aceite del transformador y del conmutador bajo carga, con alarma en caso de detección de cambio en el patrón del comportamiento de ésta diferencia.
- Monitoreo on-line de los niveles de gases en el aceite, con alarma tanto en el caso de que sean alcanzados niveles críticos como en la detección de tendencia de crecimiento que en un futuro culminarán en esos niveles críticos.
- Monitoreo on-line de los niveles de humedad en el aceite y cálculo de la humedad estimada en el aislamiento en función de la humedad en el aceite y la temperatura, con alarma tanto en el caso de que sean alcanzados niveles críticos como en la de detección de tendencia de crecimiento que en un futuro culminarán en esos niveles críticos.
- Cálculo de la temperatura de formación de burbujas en el aceite debido a la humedad, con alarma en el caso de que la temperatura del devanado esté próxima a la temperatura de formación de burbujas o en el caso de detección de condiciones de carga que llegue a esta temperatura, con indicación del tiempo aproximado para alcanzar la temperatura cercana a la crítica.
- Cálculo de la temperatura de formación de agua libre en el aceite, con alarma en el caso de que la temperatura inferior del aceite esté próxima a esa temperatura crítica o en el caso de detección de condiciones de carga que lleguen a esta temperatura, con indicación del tiempo aproximado para alcanzar la temperatura cercana a la crítica.
- Monitoreo de las corrientes y de los arranques desarrollados por los motores de los ventiladores y bombas de enfriamiento (arranque calculado a base de la tensión y corriente medida), con aviso de posibles condiciones anormales tales como arranque y/o corriente superiores a los valores esperados o detección de tendencia de aumento del arranque y/o corriente que indique que posibles problemas se encuentren en evolución en el motor.
- Monitoreo de la corriente y del arranque desarrollado por el motor del conmutador (arranque calculado a base de la tensión y corriente medida), con aviso de posibles condiciones anormales, tales como arranque y/o corriente superiores a los valores esperados o detección de tendencia de aumento del arranque y/o corriente que indique que posibles problemas se encuentren en evolución en el motor y/o en el mecanismo a él asociado.
- Registro de horas de operación de los ventiladores, con avisos para la realización de mantenimiento preventivo.

- Registro del número de operaciones del conmutador bajo carga (OLTC), con estimación del tiempo restante para la realización de la próxima inspección de contactos y/o mantenimiento preventivo, así como avisos de que fue alcanzado o será alcanzado en breve, el número de operaciones en que debe ser realizada esta inspección y/o mantenimiento.
- Cálculo del desgaste de los contactos de arco del OLTC, basado en la corriente de carga en el instante de operación del conmutador y en la experiencia adquirida por el Sistema de Monitoreo en relación a las variables medidas y a las substituidas manualmente por el usuario.
- Cálculo previsto del número de operaciones del OLTC en que será alcanzado el espesor mínimo permitido para los contactos de arco del OLTC, así como del tiempo previsto para la restante vida útil de estos contactos.
- Diagnóstico de las probables condiciones internas del transformador, determinadas de acuerdo con las directrices de los diversos métodos de análisis de datos de cromatografía, con alarmas discriminando el tipo de anomalía que probablemente esté ocurriendo.
- Diagnóstico de las condiciones fisicoquímicas del aceite aislante, determinadas de acuerdo a las directrices de las normas vigentes, con alarmas en caso de valores fuera de los límites preestablecidos.

3.4 Disponibilidad de las Informaciones

Para que el Sistema de Monitoreo sea eficaz y alcance sus últimos objetivos, es necesario que el resultado del análisis de las informaciones, así como los datos no analizados, estén disponibles a los usuarios del sistema.

Para eso, el acceso al Sistema de Monitoreo puede ser efectuado desde el propio ordenador donde se hace el almacenamiento y análisis de datos, como en las opciones anteriores y también de cualquier ordenador remoto conectado a la red Intranet de la empresa. El ordenador local está también conectado permanentemente a la Intranet.

Las informaciones están disponibles por el Sistema de Monitoreo en el formato de páginas de Internet, de tal forma que no es necesaria la instalación de cualquier software específico en los ordenadores remotos, siendo utilizado para acceso al sistema un navegador de Internet comercial (por ejemplo, Internet Explorer).

4 CONCLUSIÓN

El monitoreo on-line de transformadores de potencia es una herramienta que permite la migración del mantenimiento basado en el tiempo (mantenimiento preventivo) para el mantenimiento basada en el estado del equipo (mantenimiento predictivo). Con eso, los recursos de mantenimiento pueden ser aplicados de la mejor forma, evitando que sean realizadas intervenciones en equipos en buen estado y detectando posibles defectos aun en fase incipiente.

Para atinjar los objetivos arriba sin sobrecargar los responsables por el mantenimiento con datos en exceso, el sistema de monitoreo debe efectuar el tratamiento de los datos para obtener diagnósticos y pronósticos, además de poseer un mecanismo de aviso caso sea detectada una condición anormal, por ejemplo, por medio del envío automático de mensajes de e-mail.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Alves, Marcos, Silva, Gilson, “Experiência de Campo com Monitoração On-Line de um Transformador 343MVA 230kV com 2 Comutadores Sob Carga”, IV Workspot – Workshop on Power Transformers, Recife, Brasil, 2005.
- [2] Alves, Marcos, “Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência”, Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.
- [3] Amom, Jorge, Alves, Marcos, Vita, André, Kastrup Filho, Oscar, Ribeiro, Adolfo, et. al., “Sistema de Diagnósticos para o Monitoramento de Subestações de Alta Tensão e o Gerenciamento das Atividades de Manutenção: Integração e Aplicações”, X ERLAC - Encontro Regional Latinoamericano do CIGRÉ, Puerto Iguazu, Argentina, 2003.
- [4] Lavieri Jr., Arthur, Hering, Ricardo, “Novos Conceitos em Sistemas de Energia de Alta Confiabilidade”, Encarte Especial Siemens Energia, <http://mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf>, Janeiro/2001.
- [5] Alves, Marcos; “Monitoramento de Transformadores Utilizando Sensores Dedicados para o Sistema Inteligente”; Brasil (2001). 2º Workshop sobre Técnicas de Inteligência Artificial Aplicadas a Sistemas de Potência e Industriais.
- [6] McNutt, W. J., "Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 7, No. 1, pp. 392-401, January 1992.
- [7] Fabre, J., Pichon, A., "Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers", CIGRE Paper 137, 1960.
- [8] Shroff, D. H., Stannet, A. W., "A Review of Paper Aging in Power Transformers", IEE Proceedings, vol. 132, Pt. C, No. 6, pp. 312-319, November 1985.