

MODERNIZACIÓN DE LA MEDICIÓN DE TEMPERATURA Y DE LA REGULACIÓN DE TENSIÓN

Problemas con la operación de conmutadores bajo carga y fallas en termómetros llevaron a la realización de un proyecto piloto, aquí presentado, de modernización de los sistemas de regulación de tensión y medición de temperatura de un transformador de potencia. Los resultados incluyeron un aumento de la confiabilidad operacional y una reducción de los costos de mantenimiento, y el proyecto vino a servir como piloto para la modernización de otros transformadores.

Vagner Vasconcellos, de CPFL Piratininga.

El transformador de potencia es, ciertamente, el equipo de mayor costo y de mayor importancia de una subestación. Por esa razón, el mantenimiento de esos equipos merece una atención especial, ya que su falla implica trastornos y perjuicios de grande monta.

De acuerdo con la referencia (1), la gran mayoría de las fallas ocurridas en los transformadores de potencia en el ámbito nacional es causada por los conmutadores bajo carga. Por otro lado, debido a la necesidad de mantener los niveles de tensión en valores normalizados, el uso de esos dispositivos en los transformadores de potencia es indispensable. Otros dispositivos fundamentales para la operación de los transformadores de potencia son los de medición de temperatura. Los termómetros ejercen un papel fundamental para determinar la condición de carga de los transformadores de manera segura y confiable.

Apuntando a la operación más segura de los transformadores de potencia, aliada a la reducción de los costos de mantenimiento, se inició un estudio para la modernización de los sistemas de regulación de tensión y medición de temperatura de los transformadores de potencia.



El transformador modernizado: durante cuatro años, ninguna desconexión para mantenimientos e inspecciones de rutina y seguimiento.

HISTORIAL DE CASOS

En primer lugar, fue realizado un estudio detallado de todos los mantenimientos realizados en dispositivos de regulación de tensión y de aferición de temperatura. Con base en ese estudio, se verificó que, anualmente, era realizada una gran cantidad de servicios en esos dispositivos. Además de los costos involucrados en esos mantenimientos propiamente dichos, también era necesario desconectar los transformadores para las reparaciones.

La gran mayoría de los problemas encontrados fue de imprecisión de los valores suministrados, principalmente por los termómetros. La mayor parte de las fallas detectadas en los termómetros fue en los capilares, que, debido a la acción del tiempo, se rompían y dejaban derramar de su interior el líquido utilizado en el proceso de aferición. La imprecisión de los termómetros causó grandes trastornos, tales como falsas alarmas, desconexiones indebidas y otros. Asimismo, la

inoperancia y la falta de precisión de esos dispositivos comprometerían significativamente la operación segura y confiable de los transformadores.

Otra constatación del estudio fue el gran número de casos relacionados con relés de tensión utilizados para el control de los conmutadores bajo carga de los transformadores. Algunas anomalías detectadas en los relés causaron, en ciertos casos, problemas serios en los conmutadores. Con base en los resultados de ese estudio se decidió escoger un transformador para la ejecución de un proyecto piloto de modernización de los dispositivos.



Los paneles de medición de temperatura (a la izquierda) y de regulación de tensión: robustez y confiabilidad en ambientes agresivos.

DEFINICIÓN DEL TRANSFORMADOR

En la región de la “Baixada Santista”, Estado de Sao Paulo, un transformador de 60MVA se encontraba con el sistema de regulación de tensión bloqueado y los sistemas de medición de temperatura funcionando de manera precaria. Luego de un análisis particular de ese equipo se constataron quejas por parte de clientes acerca de los niveles de tensión de salida. Había también reclamos por parte de operadores de subestación, a respecto de la imprecisión de los termómetros de ese transformador. Debido a la inoperancia del relé automático de tensión, era necesaria la presencia de un operador en la subestación en tiempo integral, para efectuar manualmente la regulación de acuerdo con la variación de la carga a lo largo del día.

ESTUDIO DE LOS DATOS

Inicialmente se efectuó un análisis detallado de todo el diagrama eléctrico de control de la regulación de tensión y aferición de temperatura del transformador. El transformador elegido es un equipo especial, dotado de dos conmutadores bajo carga operando en forma paralela y simultánea. La utilización de dos conmutadores bajo carga en el mismo transformador fue una opción del fabricante, para posibilitar la operación en corrientes elevadas.

En función de la particularidad del equipo y de la importancia de la subestación, el fabricante fue informado al respecto de la intención de modernización. Después de la luz verde del fabricante, se inició un detallado estudio de mercado sobre equipos de regulación de tensión y medición de temperatura para transformadores de potencia. El propio fabricante del transformador auxilió en ese estudio, indicando algunas empresas que proveían tales dispositivos.

Requisitos básicos

Con base en los resultados del estudio, la ingeniería de mantenimiento de CPFL elaboró una especificación técnica con los requisitos mínimos a ser presentados por los equipos:

- Posibilidad de alimentación en corriente continua y corriente alternada entre 80V y 270V, 50/60Hz;
- Consumo máximo de 15W por equipo;
- Temperatura de operación: de -10 °C a 70 °C;
- Sensor de temperatura del aceite: Pt 100Ω o Cu 10Ω;
- Transformador de corriente de 5A;
- Corriente de salida de 20mA;
- Precisión de 1% de fondo de escala; y
- Comunicación serial RS-485 o RS-232.

Ensayos requeridos

Los dispositivos deberían también presentar los siguientes certificados de ensayo:

- Picos y transitorios (IEC 266-6);
- Impulso (IEC 255-5);
- Tensión aplicada (IEC 255-4/6);
- Climático (IEC 68-2-14); y
- Compatibilidad electromagnética (IEC 61000-4-2).

Además de los datos técnicos de los equipos y certificados de ensayo, sólo fueron considerados en el estudio los proveedores que ya poseían aplicación comprobada en concesionarias de energía eléctrica. Durante el estudio fueron consultadas otras concesionarias que ya disponían de dispositivos similares instalados en sus transformadores. Fueron obtenidas informaciones sobre el funcionamiento de los dispositivos, problemas presentados y sus respectivas ventajas y desventajas.

Después del análisis de varios proveedores, se seleccionaron tres para un análisis más exhaustivo, de acuerdo con las particularidades del transformador involucrado en la modernización. De esa manera, como el transformador está dotado de dos conmutadores bajo carga operando simultáneamente, además del relé regulador de tensión, fueron necesarios equipos auxiliares para efectuarse la supervisión del paralelismo de los conmutadores. En la ocasión, sólo uno de los proveedores poseía un equipo específico para ese fin; los otros dos ofrecieron ese control por medio de relés auxiliares.

ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES PRESENTADAS

Con base en el análisis técnico de las propuestas se optó por la solución que, además de ser la más ventajosa económicamente, también presentó mayor confiabilidad. Técnicamente, el motivo principal de esa elección fue la utilización de microcontroladores en vez de microprocesadores en los equipos de control.

La utilización de microcontroladores torna los equipos más confiables y seguros para operar en un ambiente de subestación.

Como no se utilizaron microprocesadores en los equipos, no fue necesaria la adquisición de paneles especiales para su instalación en los transformadores. Ese detalle contribuyó para la reducción de los costos finales de la modernización y también para la mayor confiabilidad global.

Otro punto considerado para la elección de esa solución fue el número reducido de componentes utilizados en la modernización. Con menos componentes en los paneles, hay una disminución de los puntos de defecto, lo que significa mayor confiabilidad operacional.

REGULACIÓN DE TENSIÓN

Por tratarse de un transformador especial, dotado de dos conmutadores bajo carga operando en paralelo y simultáneamente, fue utilizada una configuración también especial. En cada conmutador bajo carga fue instalado un supervisor de paralelismo, por medio del cual se determinó la condición de maestro para un conmutador y de comandado para el otro.

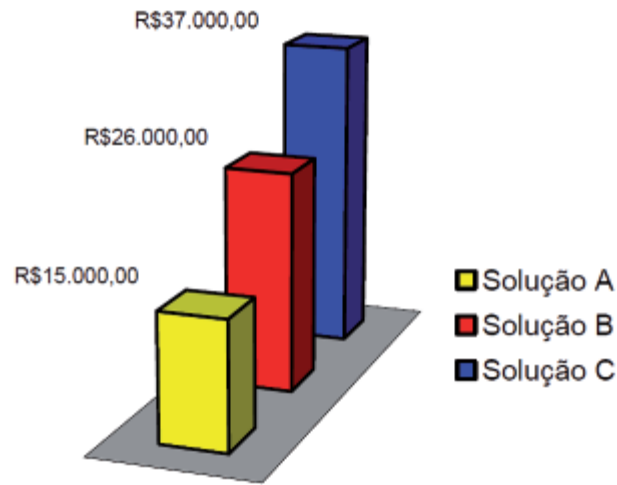


Fig. 1 – Comparación de costos entre soluciones.

Solución A
 Solución B
 Solución C

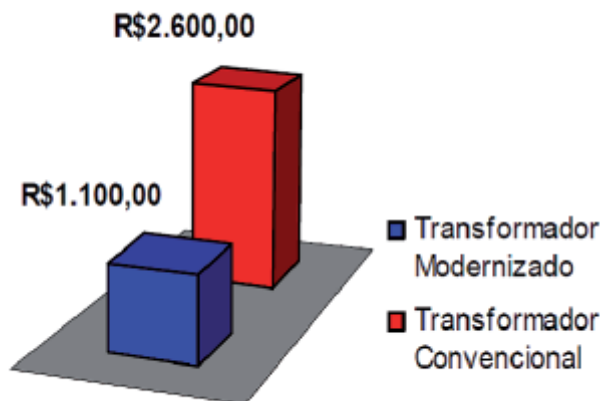


Fig. 2 – Comparación de costos de mantenimiento entre transformadores.

Transformador modernizado
 Transformador convencional

MEDICIÓN DE TEMPERATURA

Como ya fue mencionado, el transformador presentaba sistemas de medición de temperatura funcionando de manera precaria, lo que colocaba en riesgo el buen funcionamiento del equipo. Teniendo en vista la importancia de los termómetros para la operación segura y confiable del transformador, fue hecho para ellos el mismo estudio realizado para la modernización de los sistemas de regulación de tensión.

Dos de los requisitos más importantes analizados en la elección de los dispositivos de medición de temperatura fueron la precisión y la confiabilidad de los datos proporcionados. La precisión es muy importante, ya que, en los momentos de necesidad de operación en sobrecarga, la carga es hecha de acuerdo con los valores máximos de temperatura del aceite y del devanado. Además de los certificados de aferición, otros puntos llevados en consideración fueron la confiabilidad operacional y las formas de alerta en el caso de inoperancia de los termómetros o de pérdida de comunicación.

Esa preocupación se debió principalmente al hecho de que, además de su importancia para el equipo, se trata de un dispositivo electrónico trabajando en ambiente agresivo.

Después del análisis técnico y económico de los proveedores se optó por el mismo proveedor de los relés de regulación de tensión. Éste presentó la mejor propuesta técnica y económica y, además de ello, sus termómetros ofrecen una protección más en el caso de falla de comunicación con el transformador: los ventiladores son automáticamente encendidos y es emitida una alarma remota al centro de operación, indicando la anomalía en el dispositivo. Con ello, no se pierde confiabilidad en el transformador, ya que, al encender los motoventiladores, se garantiza su refrigeración hasta que el problema en el termómetro sea subsanado.

DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS UTILIZADOS

Luego de un análisis exhaustivo de los proveedores de equipos se optó por el mismo proveedor para los equipos de regulación de tensión y supervisor de paralelismo. La definición fue basada en criterios técnicos, económicos y de confiabilidad, además de comprobada eficiencia en la utilización en concesionarias de energía.

La Figura 1 muestra la comparación de costos entre los sistemas analizados.

INSTALACIÓN Y ADECUACIÓN DE LOS SISTEMAS

Una vez definido el proveedor, le fue solicitado el envío del proyecto de adecuación y de instalación de los equipos para análisis y aprobación. Después de la aprobación del proyecto presentado fue programada la logística para la sustitución de los sistemas, con el objeto de reducir al mínimo el tiempo de interrupción del transformador.

Para la instalación de los nuevos sistemas fueron necesarias seis horas de interrupción del transformador. En ese tiempo se retiraron todos los equipos antiguos y se instalaron los nuevos, con las debidas alteraciones.

VENTAJAS DEL NUEVO SISTEMA

Con la implantación de los nuevos sistemas de regulación de tensión y medición de temperatura fueron obtenidas las siguientes ventajas:

- Aumento de la confiabilidad operacional del transformador;
- Reducción de los costos operacionales, debido a la falta de necesidad de operador en la subestación para efectuar la regulación de tensión;
- Mejora de los niveles de tensión en función de la mejor regulación efectuada por el nuevo sistema;
- Posibilidad de comunicación y operación remota;
- Posibilidad de monitoreo del transformador en tiempo real; y
- Utilización de microcontroladores en vez de microprocesadores, aumentando la confiabilidad de los sistemas.

Como una de las ventajas de la modernización de los sistemas fue posible aumentar la periodicidad del mantenimiento del transformador, ya que la principal actividad realizada en el mantenimiento anual era la revisión general de los sistemas de medición de temperatura.

En la misma subestación hay dos tipos de transformadores idénticos, uno con el sistema original de proyecto y otro con el sistema ya modernizado. Luego de la modernización fue iniciado el acompañamiento de los dos transformadores, aplicándose criterios de mantenimiento diferentes para cada uno.

El transformador que contenía el sistema original de fábrica sufrió intervenciones anuales, con desconexiones, en que fueron revisados los sistemas de medición de temperatura, entre otras actividades. El transformador modernizado, en cambio, sólo pasó por inspecciones de rutina y tuvo sus sistemas bajo seguimiento a lo largo de cuatro años. Durante ese período no fue efectuada ninguna desconexión para realización de trabajos de mantenimiento. El acompañamiento de los sistemas fue realizado por medio de comparación de parámetros como, por ejemplo, corriente de carga y cargas similares en otros equipos.

Durante esos cuatro años los sistemas instalados no presentaron ningún problema y se mostraron muy confiables. Después de dos años de funcionamiento fue hecha una simulación de pérdida de comunicación para la realización de

pruebas de alarma del termómetro. En esa prueba, después de la pérdida de comunicación con el sistema, el dispositivo inmediatamente accionó los dos conjuntos de ventiladores y pasó a emitir alarma de problemas.

La Figura 2 muestra los costos de mantenimiento involucrados en el período de cuatro años, para los dos transformadores de la subestación. Como se puede constatar en ese gráfico, con la modernización de los sistemas hubo una reducción de costos del orden del 60%, en comparación con el sistema convencional. Otro punto a resaltar son las condiciones climáticas del lugar donde está localizada la subestación, con temperatura ambiente por sobre los 35 °C y humedad relativa ambiente entre 60% y 80%, durante gran parte del tiempo.

CONCLUSIÓN

El resultado de la modernización fue muy positivo, ya que al término del proceso hubo una mejora de las condiciones operativas del transformador debido al aumento de su confiabilidad, además de la reducción de los costos de mantenimiento.

Con la correcta medición de la temperatura, el transformador pasa a operar de manera más confiable, al no correrse ya más el riesgo de cargar el equipo por sobre los valores de norma para temperatura del aceite y del devanado. Asimismo, el sistema de medición de temperatura cuenta con una concepción favorable para la utilización en ambientes de subestación, ya que está dotado de microcontroladores en vez de microprocesadores.

Otra ventaja de ese dispositivo de medición de temperatura en relación con los convencionales tiene que ver con la necesidad de mantenimiento. Por tratarse de un dispositivo electrónico y totalmente cerrado, no requiere intervenciones preventivas como los convencionales.

En lo que se refiere al requisito de seguridad, todos los equipos se mostraron bastantes confiables, considerando que durante más de dos años de operación no presentaron ningún problema, además de haber funcionado perfectamente en una simulación de pérdida de comunicación. Otro punto positivo de la modernización fue el restablecimiento de la regulación de tensión, que contribuyó sensiblemente para la mejora de la calidad de abastecimiento de energía de los clientes.

Esa configuración sirvió como modelo para la especificación de automatización de los transformadores, en el proceso de automatización de las subestaciones realizado posteriormente. Con base en ese trabajo, la ingeniería de mantenimiento realiza un procedimiento para aumentar los intervalos entre las operaciones de mantenimiento de los transformadores que ya habían sufrido ese proceso de modernización.

Referencias

Trabajo presentado en el XVII SNPTEE – Seminario Nacional de Producción y Transmisión de Energía Eléctrica (19 a 24 de octubre de 2003).