

Experiencia con el Monitoreo en Línea de Transformadores Elevadores de la UTE Euzébio Rocha

Fábio Marcelino de Paula Santos (1)¹

Ivan da Costa Vieira (2)²

Lucas Pavan Fritoli (3)³

RESUMEN

Los transformadores elevadores de la UTE Euzébio Rocha, en Cubatao/Sao Paulo, son fundamentales para el suministro del sistema eléctrico brasileño. Por su importancia y por las severas condiciones de trabajo, Petrobras siempre mantuvo inversiones y un riguroso programa de mantenimiento preventivo para esas máquinas. Líder en tecnología y comprometida con la calidad de la energía suministrada, Petrobras implantó el sistema de monitoreo en línea en sus transformadores elevadores, buscando detectar posibles defectos en fase incipiente y mitigar aún más los riesgos de fallas catastróficas.

La instalación del sistema, con sensores y software sucedió en 2014, con el inicio del monitoreo de cuatro transformadores ya en operación. La implantación aprovechó IEDs ya instalados y la característica de modularidad y expansibilidad de la arquitectura descentralizada utilizada.

Serán descritos la arquitectura y las soluciones utilizadas en la implantación del sistema así como los resultados obtenidos, alcanzando con éxito objetivos como el mantenimiento centrado en confiabilidad y el aumento de la seguridad del personal, de los equipos y de la propia instalación.

PALABRAS CLAVE

Monitoreo en Línea, Diagnóstico, Pronóstico, Mantenimiento Predictivo, Sensores, Software, Transformadores.

1.0 - INTRODUCCIÓN

La Usina Termoeléctrica Euzébio Rocha de Petrobras en Cubatao/Sao Paulo, movida a gas natural, es responsable por habilitar más de 200 MW de potencia al sistema eléctrico brasileño. Con capacidad para abastecer una ciudad de 600 mil habitantes, demanda gran eficiencia operacional para garantizar el suministro sin interrupción de energía.

Esta usina opera con dos transformadores elevadores, de 225 MVA y 70 MVA, respectivamente, y cuenta con dos transformadores auxiliares de 16 MVA. Todos en operación desde 2009.

¹ UTE Euzébio Rocha (Petrobras) Cubatao/Sao Paulo - Ingeniería de Equipos

² UTE Euzébio Rocha (Petrobras) Cubatao/Sao Paulo - Ingeniería de Mantenimiento

³ Treetech Sistemas Digitais - Ingeniería de Aplicación

Esos transformadores desempeñan papel fundamental para la transmisión de la energía eléctrica generada. Por la importancia de esas máquinas y sus severas condiciones de trabajo, incluyendo temperaturas ambientes elevadas, atmosfera fuertemente corrosiva y las sollicitaciones dieléctricas normales de la operación del sistema, Petrobras siempre las mantuvo bajo un riguroso programa de mantenimiento preventivo.

Aun así, las prácticas convencionales no son suficientes para garantizar la confiabilidad de la planta. Por esa razón, fue implantado un sistema de monitoreo en línea para reducción del riesgo de fallas, con la detección de los principales tipos de defectos en fase incipiente – el seguimiento de la condición operativa de los transformadores.

Algunos de los sensores inteligentes necesarios en el proyecto ya existían en los transformadores y fueron aprovechados.

2.0 - ESTADÍSTICAS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES

Una pesquisa internacional de desempeño de transformadores de potencia en servicio [1], realizada por Cigré con datos de fallas que sucedieron entre 1968 y 1978, abarcando más de 1.000 fallas, reveló, para diversos tipos y aplicaciones de transformadores, las principales causas de retirada de servicio, tanto forzadas cuanto planeadas.

La figura 1 muestra esos datos para transformadores sin conmutador bajo carga en usinas. En esa estadística, los bushings figuran como el principal origen de fallas en transformadores, con un tercio de los casos, con la parte activa prácticamente empatada en segundo lugar, seguida por tanque y aceite. Esos tres subsistemas del transformador en conjunto responden por prácticamente 84% de las retiradas de los equipos de servicio.

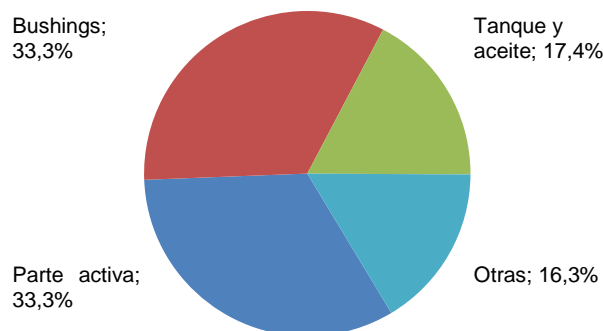


Fig. 1. Estadística de las causas para puesta fuera de servicio de transformadores sin OLTC [1].

Con base en esas estadísticas y en la experiencia anterior de Petrobras, fueron seleccionadas las variables a ser monitoreadas en los transformadores elevadores y

auxiliares. Además de las funciones de tratamiento de datos necesarias, de forma a transformar las variables medidas en informaciones útiles para diagnóstico y pronóstico de los transformadores. De esa manera se buscó cubrir los principales subsistemas del transformador y reducir, así, el riesgo de fallas.

3.0 - DETECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

Las variables medidas en los transformadores elevadores de las plantas de Mauá y Cubatao son mostradas en la tabla 1, agrupadas por subsistema.

Tabla 1 - Variables monitoreadas en los transformadores elevadores agrupadas por subsistemas

Sistema	Sensor	Variable
Bushings	Monitor de bushings	Capacitancia
		Tangente Delta
		Corrientes de fuga
		Tensiones fase-tierra y fase-fase
Parte activa	Monitor de temperatura	Temperatura del aceite
		Temp. de los devanados (hot spot)
		Temperatura ambiente
		Porcentajes de carga
Tanque y Aceite	Monitor de humedad	Contenido de agua en el aceite (ppm)
		Saturación relativa de agua en el aceite %
		Saturación relativa a la temp. ambiente
		Saturación relativa a la temp. de referencia
		Tendencia de evolución del contenido de agua
Otros		Contactos de alarma: - Relé Buchholz, - Válvula de alivio de presión, - Nivel de aceite, etc.

Para cumplir totalmente sus objetivos, el sistema de monitoreo debe efectuar el tratamiento de los datos arriba con la finalidad de obtener informaciones útiles sobre el estado de los transformadores, como detallado a continuación.

4.0 - TRATAMIENTO DE DATOS PARA DIAGNÓSTICOS Y PRONÓSTICOS

Para el tratamiento de los datos obtenidos a partir de los sensores citados arriba, el sistema de monitoreo instalado posee en su software un Módulo de Ingeniería, que incluye los modelos de ingeniería mostrados en la tabla 2.

Tabla 2 - Modelos de ingeniería para diagnóstico y pronóstico del estado de los transformadores

Sis-tema	Modelo de Ingeniería	Diagnósticos y Pronósticos
-----------------	-----------------------------	-----------------------------------

Bushings	Estado de los bushings	Tendencia de evolución de capacitancia (pF/día)
		Tendencia de evolución de tangente delta (%/día)
		Tiempo restante para alcanzar valores críticos de capacitancia (días)
		Tiempo restante para alcanzar valores críticos de tangente delta (días)
Parte activa	Envejecimiento del aislamiento	Vida útil restante del aislamiento (%)
		Tendencia de pérdida de vida del aislamiento (%/día)
		Tiempo de vida restante del aislamiento (años)
	Humedad en el papel	Contenido de agua en el papel (% de la masa seca)
		Factor de aceleración de la pérdida de vida del aislamiento por hidrólisis
		Temperatura de formación de ampollas
		Temperatura de formación de agua libre
	Gases en el aceite	Laudo de ensayos de cromatografía de gas fuera de línea
	Previsión de temperaturas	Temperatura futura del hot spot después de la estabilización
		Tiempo para alcanzar temperatura de alarma
		Tiempo para alcanzar temperatura de desconexión
	Simulacro	Simulacro de evolución de temperaturas con paso de carga
		Simulacro de evolución de temperaturas con curva de carga 24h
Pérdida de vida hipotética		
Tanque y Aceite	Físico y químico	Laudo de ensayos físicos y químicos fuera de línea
		Tendencia de evolución del contenido de agua (ppm/día)
Sistema de enfriamiento	Eficiencia del enfriamiento	Temperatura del tope del aceite calculada
		Diferencia entre temperatura medida y calculada
		Eficiencia del sistema de enfriamiento
	Mantenimiento del enfriamiento	Tiempo total de operación de los grupos de enfriamiento
		Tiempo de operación de los grupos de enfriamiento después de mantenimiento
		Tiempo restante para mantenimiento de los grupos de enfriamiento
		Alarma por vibración de las bombas

De esa manera, los datos brutos de los sensores permiten obtener informaciones útiles para diagnósticos y pronósticos del estado de los transformadores [2], [3].

5.0 - ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO

La arquitectura del sistema de monitoreo de los transformadores de la UTE Euzébio Rocha es mostrada en la figura 2.

La medición de las variables ya presentadas en la tabla 1 es efectuada por medio de sensores inteligentes tipo IED (*Intelligent Electronic Device*), proyectados y probados específicamente para ser usados en ambiente de patio de subestaciones, permitiendo su instalación directamente en el cuerpo de los transformadores.

Esos sensores son dotados de puertos de comunicación que permiten su conexión directa a una red de comunicación, posibilitando la transmisión directa de las mediciones a un servidor de monitoreo de transformadores. La comunicación entre los sensores y el servidor se da a través del protocolo Modbus-RTU.

Ya el servidor también se comunica con el Sistema de Supervisión y Control de la UTE-EZR a través del protocolo OPC. De esa manera, los datos pueden ser monitoreados por el equipo de operación, almacenados en un servidor de histórico o incluso ser habilitados para otros sistemas.

En el servidor de monitoreo de transformadores es ejecutado el Software Especialista de monitoreo Sigma, que efectúa los tratamientos de datos mostrados en la tabla 2.

Por medio de la red intranet de Petrobras, los usuarios pueden acceder de manera remota al sistema de monitoreo, a través de la interfaz en páginas HTML, con tecnología Web 2.0.

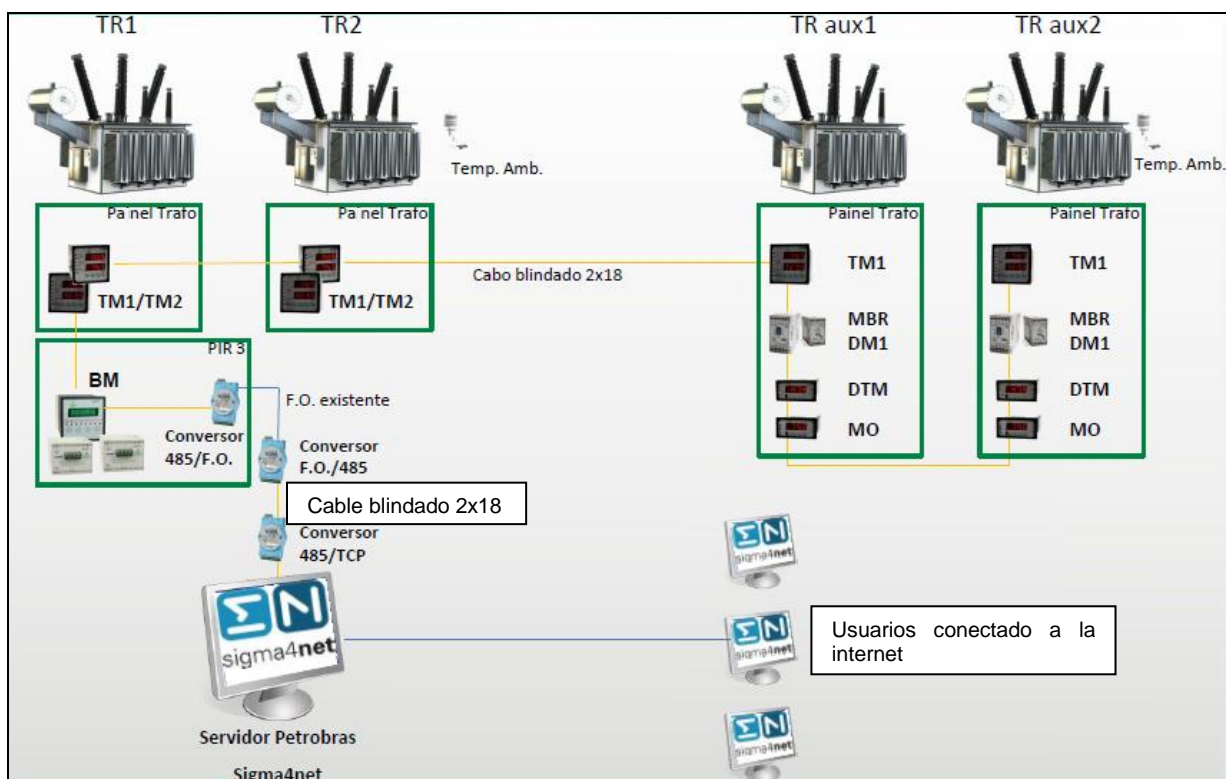


Fig. 2. Arquitectura del sistema de monitoreo de los transformadores

La arquitectura elegida por Petrobras es descentralizada [4], o sea, no utiliza un elemento centralizador en el cuerpo del transformador, evitando así costos adicionales

y eliminando un punto de falla [5]. Esa arquitectura trajo también algunos beneficios adicionales a la instalación, que fueron:

- Gracias a su modularidad, la facilidad para expansión del sistema para varios transformadores de la usina.
- De igual manera, la posibilidad de expansión a otros equipos de la usina, como disyuntores, seccionadores, TCs, etc.
- La posibilidad de expansión del sistema con el aporte de nuevos sensores.

6.0 - FUNCIONALIDADES DEL SISTEMA

Las principales funcionalidades habilitadas por el software de monitoreo son:

- Acceso local en la usina o remoto en cualquier punto de la red de Petrobras, a través de páginas web, sin la necesidad de instalación de extensiones (plug-ins) en los computadores de los usuarios.
- Posibilidad de acceso remoto a través de smartphones, desde que el acceso sea permitido por los administradores del sistema y de la red.
- Envío de alertas por correo electrónico en caso de alarmas o alertas de diagnósticos.
- Almacenamiento de datos de sensores y de los modelos de ingeniería en banco de datos SQL Server, manteniendo histórico de toda la vida de los transformadores.
- Visualización de datos en línea o históricos.
- Consulta al histórico a través de gráficos, tablas o exportación para archivo XLS (MS Excel).
- Interfaz de anunciador de alarmas con registro en banco de datos del inicio, reconocimiento y finalización de los alertas y alarmas.
- Registro de todos los accesos y operaciones realizadas por los usuarios en el sistema.
- Acceso protegido por nombre de usuario y contraseña, con categoría de acceso específica para cada usuario: Visualizador, Operador y Administrador.
- Facilidad de integración a otros sistemas a través del protocolo de comunicación OPC.

7.0 - INSTALACIÓN DEL SISTEMA

Los primeros IEDs fueron puestos en marcha con la energización de los transformadores en 2009. Ya aprovechando los beneficios de comprar los activos detectados, Petrobras poseía las bases para el monitoreo en línea.

El sistema de monitoreo fue efectivamente implementado el primer semestre de 2014, aprovechando las paradas técnicas programadas aquel año. Todo el servicio de instalación y puesta en marcha respetó la disponibilidad de plazos de la planta.

Detalles de la instalación son mostrados en las figuras 3 a 6 a continuación.



Fig. 3. Vista de uno de los transformadores elevadores, 225 MVA 18/230 kV



Fig. 4. Detalle de la instalación del adaptador en el tap capacitivo de los bushings de 230 kV, para monitoreo de su capacitancia y tangente delta



Fig. 5. Panel con sensores inteligentes (IEDs) en el cuerpo del transformador



Fig. 6. Servidor de monitoreo en la sala de control

8.0 - RESULTADOS ALCANZADOS

Diversos resultados están en evaluación con la instalación y operación del sistema de monitoreo descrito, con el objetivo de alcanzar los siguientes beneficios:

- Aumento de la disponibilidad de la planta y continuidad del sistema.
- Reducción del riesgo de fallas catastróficas, con la detección de los defectos en etapa inicial [6],
- Consecuentemente, aumento de la seguridad para el personal de la usina, para los equipos y para la instalación.
- Extensión de la vida útil de los equipos al detectar rápidamente condiciones de envejecimiento acelerado.
- Preservación de la imagen corporativa al reducir la chance de accidentes.
- Optimización de las rutinas de mantenimiento, permitiendo la migración gradual del mantenimiento preventivo al predictivo – basada en el estado del equipo en vez de ser en el tiempo.
- Preparación de los equipos para aplicación de la filosofía del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (MCC).

Con la herramienta de generación de gráficos disponible en el software de monitoreo (Fig. 7), se volvió posible seguir la evolución de defectos en tiempo real, permitiendo el análisis comparativo entre diversas grandezas operacionales, lo que trajo facilidad y aumento de la confiabilidad en la emisión de diagnósticos de fallas incipientes.

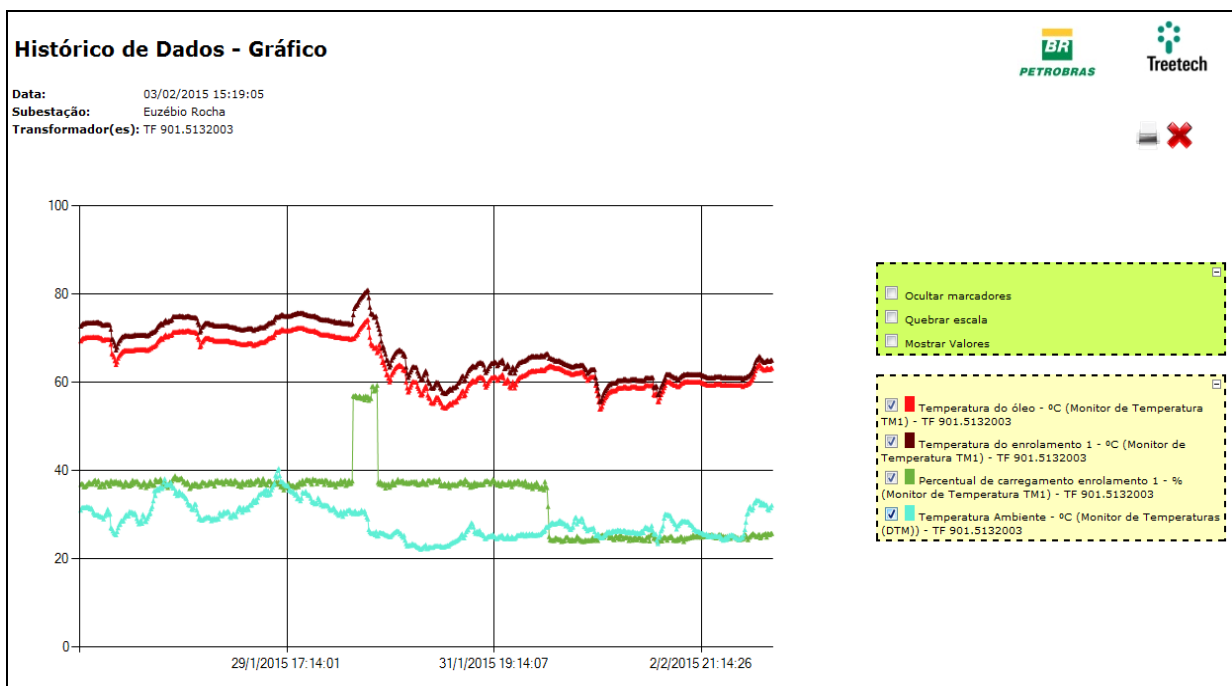


Fig. 7. Herramienta de generación de gráficos del software de monitoreo

9.0 - CONCLUSIÓN

Considerando la importancia del suministro de energía de la UTE Euzébio Rocha al sistema eléctrico nacional, la implantación de un sistema de monitoreo en línea para sus transformadores elevadores es una medida de gran importancia para el aumento de la confiabilidad y disponibilidad de la generación de energía.

Con la implantación del sistema fue alcanzado también un objetivo de gran importancia para Petrobras, que es mantenerse en la vanguardia tecnológica de sus instalaciones físicas. Además, la instalación de sistemas de monitoreo es muy bien evaluada por las aseguradoras, lo que trae beneficios al contratar un seguro para la planta de Petrobras.

10.0 - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ELECTRA, "An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service", Paris, CIGRE, Ref. no. 88, 1983.
- [2] 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.
- [3] Alves, Marcos, "Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência", Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.
- [4] Melo, Marcos A. C., Alves, Marcos, "Experiência com Monitoração On-Line de Capacitância e Tangente Delta de Buchas Condensivas", XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- [5] 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.
- [6] Alves, Marcos, Vasconcellos, Vagner, "Monitoramento da Umidade no Óleo Isolante de Transformadores de Potência Visando o Aumento da Confiabilidade Operativa", V Workspot – Workshop on Power Transformers, Belém, Brasil, 2008.