

Experiencia con el Monitoreo Online de Transformadores Elevadores de la Usina de Tucuruí

José Aliezio A. Severo, *Eletronorte*, Klaxon. V. Fantin, *Eletronorte*, y Marcos E. G. Alves, *Treetech Sistemas Digitais*

Resumen – Los transformadores elevadores de la UHE Tucuruí tienen gran importancia para el Sistema Interligado Nacional (SIN). Por eso, y por sus severas condiciones de trabajo, Eletronorte siempre mantuvo un riguroso programa de mantenimiento preventivo para esas máquinas. A pesar de eso, el historial de fallas en transformadores de la primera casa de fuerza (más antiguos) llevó a la implantación del sistema de monitoreo online, buscando detectar los defectos en fase incipiente y mitigar aún más los riesgos.

La instalación del sistema, con sensores y software, tuvo inicio en 2006, con el monitoreo de cuatro transformadores ya en operación e implantación en marcha para tres más, aprovechando la característica de modularidad y expansibilidad de la arquitectura descentralizada utilizada.

Serán descritas la arquitectura y las soluciones utilizadas en la implantación del sistema, así como los resultados obtenidos, alcanzando con éxito objetivos como la facilitación de la negociación de seguros para algunas máquinas y el aumento de la seguridad del personal, de los equipos y de la propia instalación.

Palabras Clave – Monitoreo online, Diagnóstico, Pronóstico, Mantenimiento predictivo, Sensores, Software, Transformador, Bushing.

I. INTRODUCCIÓN

Con la mayor potencia instalada de entre las usinas brasileñas, 8370MW, la usina hidroeléctrica de Tucuruí posee 23 transformadores elevadores trifásicos 13,8 / 550 kV, siendo 12 de 378MVA (primera casa de fuerza – transformadores con hasta 18 años en operación) y 11 de 405MVA (segunda casa de fuerza – transformadores con hasta 7 años en operación), conectados a barramientos aislados a SF₆ y resfriados por cambiadores aceite-agua.

Esos transformadores desempeñan un papel fundamental para la transmisión de la energía generada, siendo esenciales, por lo tanto, para la operación del Sistema Interligado Nacional (SIN). Dada la importancia de esas máquinas y sus severas condiciones de trabajo, incluyendo temperaturas ambientes elevadas y las solicitaciones dieléctricas normales de la operación del sistema, Eletronorte siempre las mantuvo bajo un riguroso programa de mantenimiento preventivo.

Sin embargo, fallas pasadas en los transformadores elevadores demostraron que ese abordaje no era suficiente, llevando a la implantación de un sistema de monitoreo online

para reducción del riesgo de fallas, con la detección de los principales tipos de defectos en fase incipiente, lo que muchas veces no es posible apenas con el mantenimiento preventivo.

II. ESTADÍSTICAS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES

Una pesquisa internacional de performance de transformadores de potencia en servicio [1], realizada por Cigre con datos de fallas ocurridas entre 1968 y 1978 involucrando 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 las ocurrencias, con la parte activa prácticamente empatada en segundo lugar seguida del tanque y aceite. Esos tres subsistemas del transformador en conjunto responden por prácticamente 84% de las retiradas de los equipos de servicio.

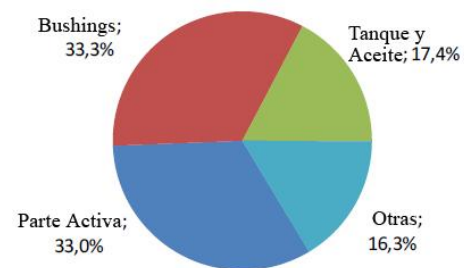


Fig. 1. Estadística de las causas para salida de servicio de transformadores de usinas, sin OLTC [1].

Con base en esas estadísticas y en la experiencia anterior de Eletronorte fueron seleccionadas las variables a monitorear en los transformadores elevadores, 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. Con eso se buscó cubrir los principales subsistemas del transformador y reducir, así, el riesgo de fallas.

III. SENSORIAMENTO DE LOS TRANSFORMADORES

Las variables medidas en los transformadores elevadores de la UHE Tucuruí son mostradas en la tabla I, agrupadas por subsistema.

TABLA I
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
		Porcentuales de carga
	Monitor de gas	Hidrógeno en el aceite
	Transductor digital	Tensiones de línea
		Corrientes de línea
		Potencias activa, reactiva y aparente
Tanque y Aceite	Monitor de humedad	Cantidad 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 de la cantidad de agua
	Relé de ruptura	Ruptura de la bolsa del tanque de expansión
	Sistema de enfriamiento	Monitor de temperatura
Temp. del aceite - salida de los cambiadores		
Temp. del agua - entrada de los cambiadores		
Temp. del agua - salida de los cambiadores		
Transductor digital		Tensiones de las bombas de aceite
		Corrientes de las bombas de aceite
		Potencias de las bombas de aceite
Módulo de adquisición de datos		Etapas de enfriamiento on/off
		Vibración de las bombas de aceite
Otros		Módulo de adquisición de datos

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

IV. 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 II.

TABELA II
MODELOS DE INGENIERÍA PARA DIAGNÓSTICO Y PRONÓSTICO DEL ESTADO DE
LOS TRANSFORMADORES

Sistema	Modelo de Ingeniería	Diagnósticos y Pronósticos	
Bushings	Estado de las 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)	
	Humedad en el papel	Tiempo de vida restante del aislamiento (años)	
		Cantidad 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	
	Gas en el aceite		Temperatura de formación de agua libre
			Tendencia de evolución del hidrógeno (ppm/día)
	Previsión de temperaturas		Laudo de ensayos de gas cromatografía offline
			Temperatura futura del hot-spot después de estabilización
Tiempo para alcanzar temperatura de alarma			
Tiempo para alcanzar temperatura de desconexión			
Simulación		Simulacro de evolución de temperaturas con escalón de carga	
		Simulacro de evolución de temperaturas c/ curva de carga 24h	
		Pérdida de vida hipotética	
Tanque y Aceite	Fisicoquímico	Laudo de ensayos fisicoquímicos offline	
		Tendencia de evolución de la cantidad de agua (ppm/día)	
Sistema de enfriamiento	Eficiencia del enfriamiento	Temperatura del tope del aceite calculada	
		Diferencia entre temperaturas 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 del mantenimiento
			Tiempo restante para mantenimiento de los grupos de enfriamiento
			Alarma por vibración de las bombas

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

V. ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO

La arquitectura del sistema de monitoreo de los transformadores elevadores de la UHE Tucuuruí es mostrada en la figura 2.

La medición de las variables ya presentadas en la tabla I es efectuada por medio de sensores inteligentes tipo IED (*Intelligent Electronic Device*), proyectados y testados específicamente para uso en el 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 para un servidor en la sala de control de la usina. Para eso es utilizada también la estructura de la red intranet de Eletrobras Eletronorte, facilitando la instalación y reduciendo costos.

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

Por medio de la red intranet de Eletrobras Eletronorte, los usuarios tienen acceso remoto al sistema de monitoreo, a través de la interfaz en páginas HTML, con tecnología Web 2.0.

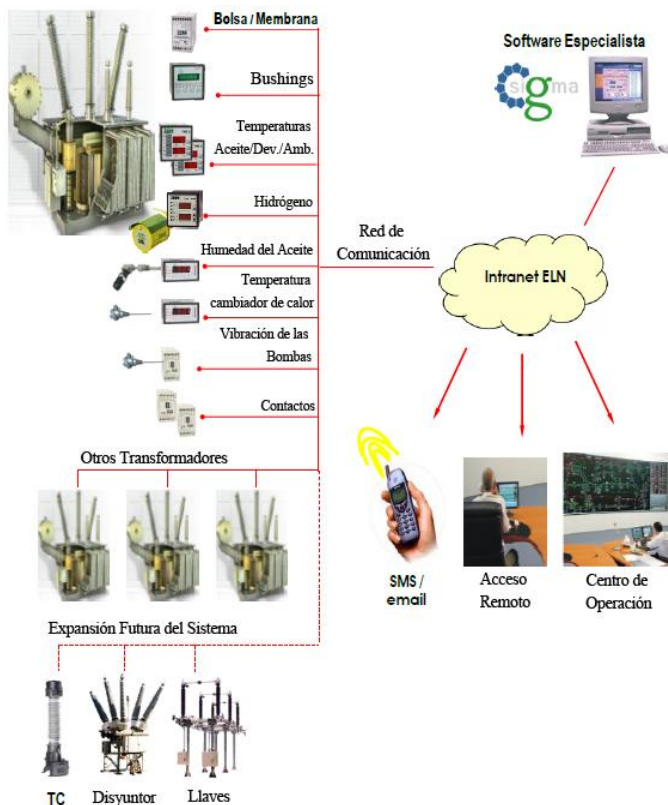


Fig. 2. Arquitectura del sistema de monitoreo de los transformadores elevadores.

La arquitectura escogida por Eletrobras Eletronorte 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 para la instalación, que fueron:

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

VI. FUNCIONALIDADES DEL SOFTWARE DE MONITOREO

Las principales funcionalidades puestas a disposición por el software de monitoreo son:

- Acceso local en la usina o remoto en cualquier punto de la red de Eletrobras Eletronorte, a través de páginas Web, sin necesidad de instalación de 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 email o SMS en el 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 historial de toda la vida de los transformadores;
- Visualización de datos online o historiales;
- Consulta al historial 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.

VII. INSTALACIÓN DEL SISTEMA

El sistema de monitoreo fue instalado en el primer transformador y entró en operación en el 2006. Posteriormente fue expandido a tres máquinas más, monitoreando actualmente cuatro transformadores elevadores.

Se encuentra en curso la instalación de sensores y la expansión del sistema para más transformadores elevadores.

Con eso se observa la importancia de las características de modularidad y expansibilidad de la arquitectura descentralizada utilizada para aplicaciones de ese tipo.

Detalles de la instalación son mostrados en las figuras 3 a 9 a seguir.



Fig. 3. Vista de uno de los transformadores elevadores, 378 MVA 13,8/550 kV.

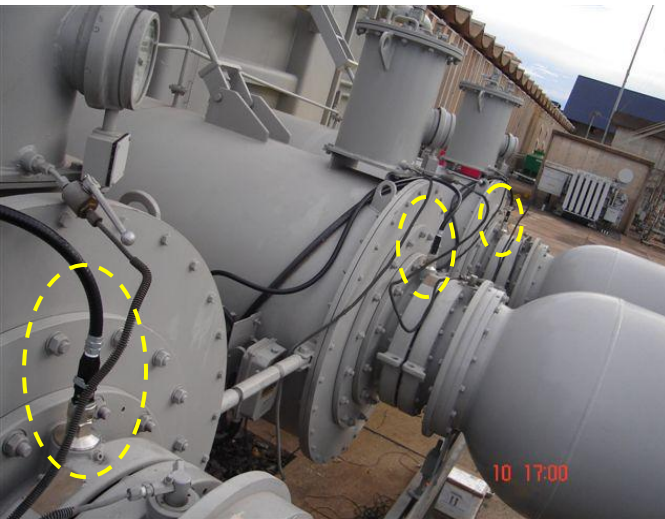


Fig. 4. Detalle de la instalación de los adaptadores en los taps capacitivos de los bushings de 550 kV, para monitoreo de capacitancia y tangente delta.



Fig. 5. Monitor de humedad (arriba) y de gas disuelto en el aceite.



Fig. 6. Sensores de temperatura del tope de aceite (izquierda) y ambiente.



Fig. 7. Sensores de temperatura de entrada de aceite y salida de agua de los cambiadores de calor.



Fig. 8. Panel con sensores inteligentes (IEDs) en el cuerpo del transformador.

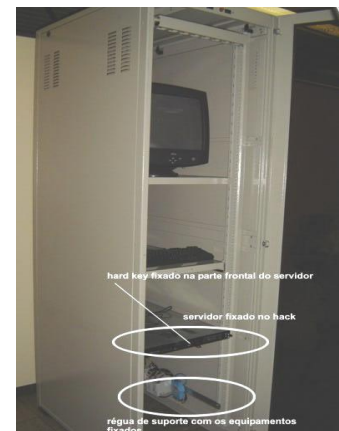


Fig. 9. Servidor de monitoreo en la sala de control.

VIII. RESULTADOS OBTENIDOS

Diversos resultados fueron verificados con la instalación y operación del sistema de monitoreo descrito, alcanzando los siguientes objetivos:

- Reducción en el valor global del premio del seguro de las instalaciones de Eletrobrás Eletronorte, pues la aseguradora comprende que está habiendo la mitigación del riesgo.
- Reducción del riesgo de fallas catastróficas, con la detección de los defectos en etapa inicial [6], [7];
- 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 del imagen corporativo al reducir la chance de accidentes;
- Optimización de las rutinas de mantenimiento, permitiendo la migración gradual del mantenimiento preventivo para el predictivo – basada en el estado del equipo en vez de en el tiempo;
- Preparación de los equipos para aplicación de la filosofía del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (MCC).

Porque la instalación de esos sistemas es realizada en conjunto con grandes paradas de mantenimiento, raramente son detectadas fallas en el período inicial de operación del monitoreo. Pero, recientemente el sistema presentó alarma de “falta de flujo de aceite” en una de las bombas de circulación de aceite, llevando al equipo de mantenimiento a verificar *in loco*. Fue constatado que la bomba se estaba desarmando por sobrecarga, lo que podría llevar al sobrecalentamiento del transformador y consecuente desconexión forzada de la unidad. Tal ocurrencia sirve de ejemplo de las ganancias obtenidas con la implantación del monitoreo online.

Con la herramienta de generación de gráficos disponible en el software de monitoreo (Fig. 10), se hizo 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.

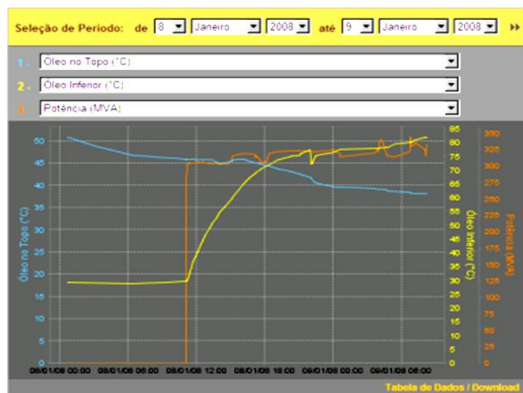


Fig. 10. Herramienta de generación de gráficos del software de monitoreo.

IX. CONCLUSIÓN

Considerando la importancia del suministro de energía de la UHE Tucuruí para el SIN, la implantación de un sistema de monitoreo online para sus transformadores elevadores es una medida de gran importancia para el aumento de la confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico.

Con la implantación del sistema fue logrado también un objetivo de gran importancia para Eletrobras Eletronorte, que fue obtener una significativa reducción del premio de seguro, visto que hay mitigación del riesgo. Además, la instalación de sistemas de monitoreo es muy bien evaluada por las aseguradoras, lo que facilita la contratación del seguro para las instalaciones de Eletrobrás Eletronorte.

X. REFERENCIAS

- [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] V. Vasconcellos, M. Alves, “Especificação de Sistemas de Monitoração On-line para Transformadores de Potência Baseados em uma Arquitetura Descentralizada”, V Workshop, Brasil, Abril 2008.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] Alves, Marcos, Silva, Gilson, “Experiência de Campo com Monitoração On-Line de um Transformador 343MVA 230kV com 2 Computadores sob Carga”, IV Workshop – Workshop on Power Transformers, Recife, Brasil, 2005.

XI. BIOGRAFÍAS



José Aliezio A. Severo Nacido en la ciudad de Jardim – CE, en 6 de mayo de 1954, ejerce la función de Técnico Superior de Proyectos y Construcciones en Eletrobras Eletronorte desde julio de 1989. Actúa en el área de equipos eléctricos, en la Gerencia de Proyectos Electromecánicos de Hidroeléctricas. Graduado en electrotécnica por el C.I.U. en Ilha Solteira – SP y cursando el 8º semestre del curso de ingeniería de computación en el Centro Universitario de Brasilia – UniCEUB – DF.



Klaxon V. Fantin Nacido en Belém, PA, en 2 de enero de 1981, trabaja en Eletrobras Eletronorte desde 2007, estando vinculado al área de ingeniería de operación y mantenimiento de la UHE Tucuruí. Se graduó ingeniero electricista por la Universidad Federal de Pará, donde posteriormente concluyó el curso de maestría en ingeniería eléctrica. Actualmente es alumno del curso de doctorado en ingeniería eléctrica en esa misma universidad.



Marcos E. G. Alves (M'2007) Nacido en Río de Janeiro, RJ, en 15 de julio de 1975, trabaja con Treetech desde 1992. Especializado en sistemas de control y monitoreo de transformadores de potencia, coordina el departamento de PD&I. Se graduó ingeniero eléctrico en 2001 por la Universidad São Judas Tadeu, SP, y en 2005 concluyó la maestría en el área de Energía y Automatización de la Universidad de São Paulo (USP). Está cursando actualmente el doctorado en Energía por la misma universidad.