



**XXII SNPTEE
SEMINARIO NACIONAL
DE PRODUCCIÓN Y
TRANSMISIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

BR/GTM/34
13 a 16 de octubre de 2013
Brasilia - DF

GRUPO - XIII

GRUPO DE ESTUDIO DE TRANSFORMADORES, REACTORES, MATERIALES Y TECNOLOGÍAS EMERGENTES - GTM

APLICACIÓN DE SISTEMAS DE MONITOREO EN LÍNEA BAJO LA VISIÓN DE LA INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

**Fabio Abreu Pinto
ELETROBRAS FURNAS**

**Marcos E. G. Alves*
TREETECH SISTEMAS DIGITAIS**

RESUMEN

La creciente demanda por mayor confiabilidad y continuidad en el suministro de electricidad refleja sobre las reglas del sector, que prevén pesadas multas por indisponibilidades de equipos de transmisión, aunque programadas. Así, la ingeniería de mantenimiento se depara con el reto de aumentar la confiabilidad y la disponibilidad de los activos mientras virtualmente elimina las desconexiones para pruebas y disminuye los costos del mantenimiento. En ese escenario, los sistemas en línea para monitoreo continuo y diagnóstico se vuelven herramientas esenciales para una gestión más efectiva e inteligente de esos activos. Este artículo presenta la experiencia de Eletrobras Furnas con la operación y el mantenimiento de esos sistemas.

PALABRAS CLAVE:

monitoreo en línea, diagnósticos, pronósticos, mantenimiento predictivo, transformadores.

1.0 – INTRODUCCIÓN

La electricidad se está volviendo cada vez más esencial para la sociedad, lo que lleva a un aumento en la demanda por confiabilidad y continuidad de su suministro. Nuevas aplicaciones de la electricidad, como, por ejemplo, los automóviles eléctricos, confirman esa tendencia. Tales necesidades reflejan en las reglas de la industria, que prevén pesadas penalidades financieras en el caso de interrupción del suministro o incluso de la indisponibilidad de equipos de transmisión, aunque programadas previamente.

Así, la ingeniería de mantenimiento se depara con el reto de aumentar la confiabilidad y la disponibilidad de los equipos de alta tensión al mismo tiempo en que virtualmente elimina desconexiones para pruebas y debe disminuir costos de mantenimiento.

En ese contexto, los sistemas en línea para continuo monitoreo y diagnóstico de equipos de alta tensión durante su operación normal se vuelven herramientas esenciales para una gestión

(*) Praça Claudino Alves, 141 – CEP 12940-800 – Atibaia, SP – Brasil

Tel.: (+55 11) 4413-5787 – Fax: (+55 11) 4413-5991 – E-mail: marcos.alves@treetech.com.br

más efectiva e inteligente de esos activos, pues permiten, en lugar del mantenimiento preventivo que se basa en el tiempo de servicio, usar el mantenimiento predictivo basado en la condición real del equipo.

2.0 - TOPOLOGÍA TÍPICA DE SISTEMAS DE MONITOREO EN LÍNEA

Normalmente, sistemas de monitoreo en línea para transformadores de potencia adoptan la topología presentada en el diagrama de bloques de la figura 1, cuyas partes principales pueden ser definidas como a continuación:

- **Medición de Variables** – Medición de diferentes variables consideradas importantes para conocer el estado del equipo, hecha por sensores generalmente localizados en el transformador. Si la arquitectura adoptada es la centralizada, habrá también un equipo concentrador de las mediciones (PLC).
- **Transmisión de Datos** – Consiste en la transmisión de los datos obtenidos en la fase de detección para la etapa de almacenamiento y procesamiento, usando el medio físico más conveniente.
- **Almacenamiento de Datos y Procesamiento** – El almacenamiento de datos y procesamiento de las lecturas de los sensores tiene por objetivo extraer informaciones útiles para el mantenimiento y gestión de activos, como diagnósticos y pronósticos del estado de los diferentes subsistemas y de la condición general del transformador. Eso también evita sobrecargar la ingeniería de mantenimiento con un volumen muy grande de datos que ni siempre pueden ser fácilmente interpretados.
- **Disponibilidad de Informaciones** – Para que el sistema de monitoreo cumpla su objetivo, informaciones relacionadas con el estado de los equipos precisan estar disponibles para las diversas partes interesadas y al mismo tiempo mantener la integridad de las informaciones y la seguridad en el acceso.

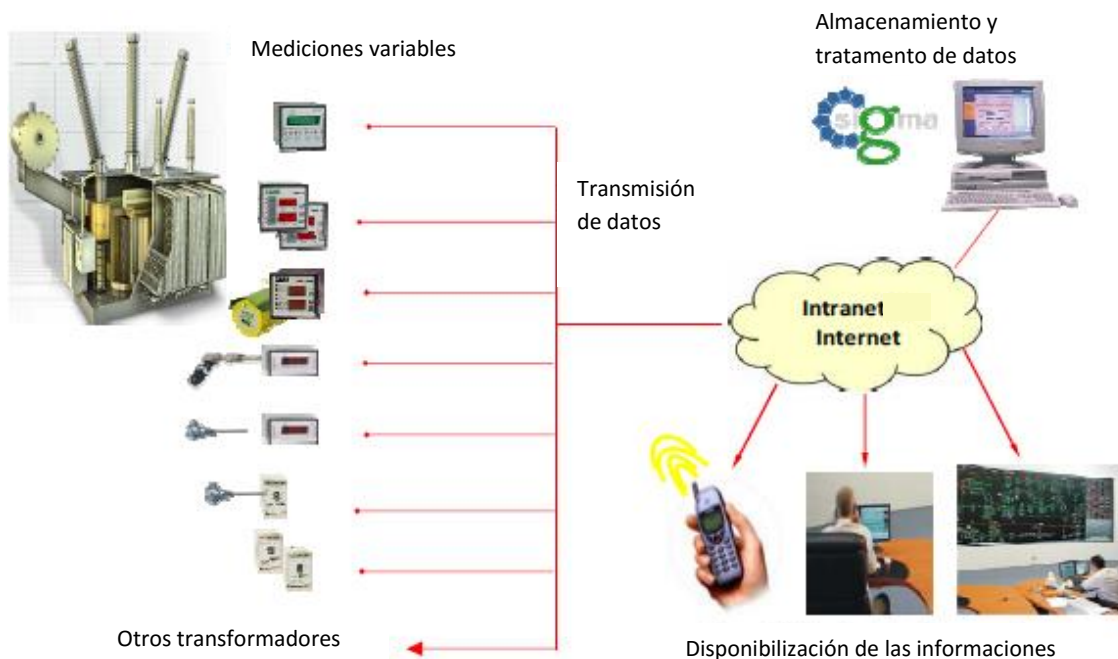


Figura 1 - Topología típica de sistemas de monitoreo de transformadores.

2.1 Medición de Variables

Furnas especifica que, usando sensores adecuados, los sistemas en línea para monitoreo de transformadores deben medir como mínimo las siguientes variables:

- Temperatura ambiente
- Temperatura del aceite
- Temperaturas de los devanados (hot spot)
- Condición de la bolsa o membrana del tanque de expansión
- Humedad y saturación relativa del aceite de los transformadores
- Capacitancia y tangente delta de los bushings
- Hidrógeno en el aceite
- Corrientes y tensiones de carga
- Nivel del aceite del transformador
- Nivel del aceite de los conmutadores

2.2 Transmisión de Datos

La transmisión de datos de los sensores hasta la sala de control puede ser hecha por una serie de medios de comunicación, a depender de los requerimientos de la arquitectura del sistema usado en la medición.

En sistemas centralizados de medición, generalmente se utilizan cables de fibra óptica. En sistemas descentralizados, además del uso de fibras ópticas es común usar cables de comunicación serial estándar RS-485, que tiene como ventaja el bajo costo y la rapidez de la instalación, contribuyendo para reducción de costos y la viabilidad financiera de la instalación de sistemas en transformadores de menor porte.

Otras opciones de comunicación pueden ser consideradas, dependiendo de las características de la planta, como, por ejemplo, links dedicados de radio o redes Wi-Fi inalámbricas.

Si el almacenamiento de datos y el procesamiento sucedieren en un computador en la sala de control de la subestación, la red de transmisión de datos puede ser conectada directamente a él. Aun así, si el computador está en una instalación remota, la transmisión de los datos debe ser hecha por la intranet de la compañía.

2.3 Almacenamiento de Datos y Procesamiento

Los datos suministrados por los sensores localizados en el cuerpo del transformador, tanto lecturas brutas cuanto lecturas obtenidas tras un pre tratamiento de los datos, son recibidos por el computador donde fue instalado el software del sistema de monitoreo, que puede estar localizado en la sala de control de la subestación o en un local remoto.

Más que un sistema que simplemente digitaliza las mediciones, el sistema de monitoreo debe ser capaz de transformar los datos en informaciones útiles para el mantenimiento, como diagnósticos y pronósticos del estado del equipo.

Para lograrlo, el sistema de monitoreo debe estar equipado con un “módulo de ingeniería” que contenga algoritmos y modelos matemáticos para generar diagnósticos y pronósticos. Algunas de las principales funciones de diagnóstico que pueden ser ejecutadas por el software de monitoreo son:

- Pérdida de vida del aislamiento.
- Previsión de temperatura futura.
- Capacidad de sobrecarga.
- Eficiencia del sistema de enfriamiento.
- Asistente del mantenimiento del enfriamiento.
- Tendencia de la evolución del gas en el aceite.

- Humedad en el aceite y en el papel.
- Temperatura de formación de ampollas.
- Temperatura de formación de agua libre.
- Diferencial de temperatura del conmutador bajo carga.
- Torque del motor del CDC.
- Sistema de reglas para emisión de diagnósticos, pronósticos y acciones recomendadas.

2.4 Habilitación de la Información

Para habilitar la información de los sistemas de monitoreo, el computador usado para rodar el software del sistema debe ser conectado a la intranet de la compañía. Para permitir acceder al sistema de monitoreo sin ser necesario instalar un software específico en todos los computadores remotos que quieran acceder a los datos, la interfaz del usuario debe funcionar en un browser de internet común, sin requerir la instalación de ningún plug-in o add-on.

Además, para evitar que sea necesario un seguimiento continuo del sistema, lo que llevaría a un gran consumo de tiempo de la ingeniería de mantenimiento (y su costo), el sistema de monitoreo debe enviar alertas automáticas si alguna anomalía es detectada. Alertas pueden ser enviadas por email o textos SMS al móvil, según las configuraciones gravadas previamente en el sistema.

3.0 - EXPERIENCIA DE LA INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

Eletrobras Furnas genera 10% de la electricidad de Brasil en 15 hidroeléctricas y dos termoeléctricas con capacidad instalada de 10.000 MW y posee cerca de 19.000 km de líneas que transmiten más de 40% de la electricidad consumida en el país, en un área que corresponde a 81% del PIB nacional. La capacidad de transformación es de aproximadamente 105.000 MVA, con 682 transformadores distribuidos en 49 subestaciones con niveles de tensión de hasta 750 kV AC y ± 600 kV DC.

La grande responsabilidad de la compañía en el sistema eléctrico brasileño y su vasta cobertura geográfica hicieron con que FURNAS sea una de las pioneras en la aplicación de sistemas de monitoreo en línea de transformadores, con la adquisición de diversos sistemas compuestos de sensores y softwares de procesamiento de datos para transformadores y reactores shunt en los últimos 10 años.

3.1 Arquitecturas de Sistemas de Monitoreo

Los sistemas de monitoreo en línea pueden ser agrupados en dos tipos de arquitecturas, cuyas topologías pueden ser observadas en las figuras 2 y 3:

- Sistemas centralizados: Usan un elemento centralizador localizado junto al cuerpo del transformador, generalmente un PLC (*Programmable Logic Controller*), para obtener las mediciones de los varios sensores instalados en el transformador y enviarlas al software de monitoreo en la sala de control de la subestación.
- Sistemas Descentralizados: Usan sensores inteligentes tipo IED (*Intelligent Electronic Devices*) en el transformador, que transmiten sus mediciones directamente al software de monitoreo, eliminando el elemento centralizador.

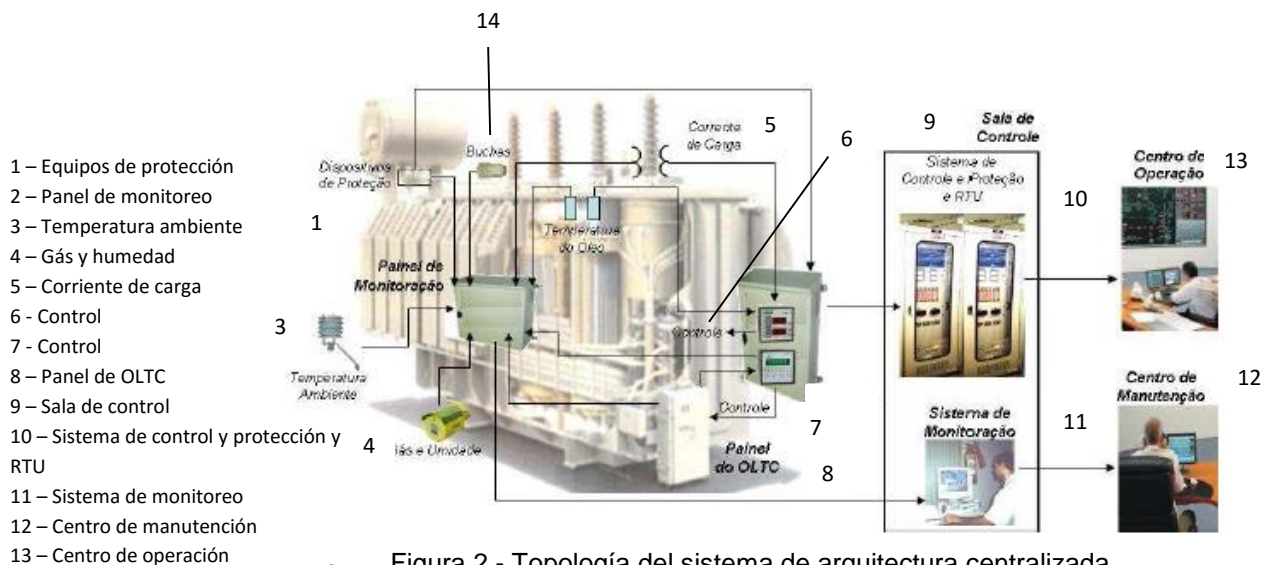


Figura 2 - Topología del sistema de arquitectura centralizada.



Figura 3 - Topología del sistema de arquitectura descentralizada.

3.2 Resultados Obtenidos con Arquitecturas Centralizadas y Descentralizadas

La experiencia de la ingeniería de mantenimiento de Furnas con la operación y el mantenimiento de sistemas de monitoreo usando arquitectura centralizada mostró que esos sistemas tienen una alta incidencia de defectos, generando altas cargas de trabajo para la ingeniería y los equipos de mantenimiento en campo, al punto de volver el sistema de monitoreo totalmente inoperante.

El mismo comportamiento no fue observado en sistemas de arquitectura descentralizada, que demostraron buena confiabilidad y disponibilidad. Luego se volvió evidente que la diferencia en los resultados se debe a características intrínsecas de cada arquitectura, conforme visto en la tabla 1.

Tabla 1 - Características de las arquitecturas centralizadas y descentralizadas [1].

Arquitectura Centralizada	Arquitectura Descentralizada
PLC concentra la información recibida de todos los sensores y las envía al software de monitoreo.	En el sistema descentralizado, los sensores son IEDs (<i>Intelligent Electronic Devices</i>), y estos envían las informaciones directamente al software de monitoreo.
El elemento centralizador (PLC) es un punto de falla adicional en el sistema.	No hay elemento centralizador, eliminado así este posible punto de falla.
Sensores deben ser dedicados a la conexión	IEDs existentes en sistemas de protección y

con el PLC, resultando en la eventual necesidad de duplicación de sensores y costos adicionales para los sistemas de monitoreo.	control pueden ser integrados a los sistemas de monitoreo y adquisición de datos, evitando costos adicionales con sensores.
Una falla en el PLC puede llevar a la pérdida de todas las funciones ofrecidas por el sistema. El elemento centralizador (PLC) genera al sistema costos adicionales en su instalación, programación y mantenimiento.	Falla en un IED causa la pérdida de apenas una parte de las funciones – otros IEDs continúan en servicio. No hay elemento centralizador, eliminando costos adicionales.
Expansiones y mantenimientos en sistemas centralizados son más difíciles.	La arquitectura descentralizada es naturalmente modular, facilitando expansiones y mantenimientos.
La temperatura típica de operación de un PLC es de 55 °C [2]. Su instalación junto al cuerpo del transformador no es aconsejable.	La temperatura de operación se mantiene entre -40 y +85 °C, adecuada a la instalación en el patio junto al equipo principal.
La instalación del PLC sería recomendada en la sala de control – grandes cantidades de cables y conexiones entre el dispositivo y el patio, con gran costo.	IEDs generalmente instalados junto al activo, en el patio – apenas una comunicación serial ya los conecta a la sala de control.
Aislamiento típico de 500 V – inadecuado para el ambiente de una subestación de alta tensión [2].	El nivel de aislamiento típico es 2,5 kV – proyectado para el ambiente de una subestación de alta tensión.
Generalmente testado para aplicaciones en ambiente industrial [2].	Testado para las condiciones adversas de subestaciones, atendiendo a normas internacionales: compatibilidad electromagnética, temperatura, vibración.
Puertas de comunicación serial no toleran descompensaciones, impulsos e inducciones encontradas en subestaciones, obligando el uso de fibras ópticas en la comunicación con la sala de control – alto costo de instalación.	Puertas de comunicación serial proyectadas para el ambiente de una subestación, permitiendo el uso de cables de par trenzado para comunicación con la sala de control – instalación barata. Opcionalmente permite uso de fibras ópticas en la comunicación.
Generalmente opera usando protocolos de comunicación industriales [2]	Protocolos de comunicación específicos para instalación en sistemas de potencia (time stamp, sincronismo de relojes, etc.).

3.3 Casos de Éxito

Varios casos de éxito, descritos abajo, demuestran los beneficios de usar sistemas de monitoreo en línea, cuando estos presentan la confiabilidad necesaria, que es proporcionada por la arquitectura adecuada. En todos los casos a seguir, la arquitectura descentralizada fue utilizada.

3.3.1 Usina Hidroeléctrica Serra da Mesa

Aprovechando la modularidad de la arquitectura descentralizada, un sistema de monitoreo fue instalado para monitoreo exclusivo de bushings, pero con posibilidades futuras de expansión. La figura 4 muestra detalles de la instalación, que incluyó los siguientes equipos [3]:

- Tres bushings de 550 kV y tres de 245 kV en un banco de autotransformadores monofásicos.

- Tres bushings de 550 kV en un banco de reactores shunt monofásicos.



Figura 4 – Detalles del sistema para monitoreo de los bushings [3].

Pocos meses de haber sido instalado, el sistema de monitoreo disparó una alarma por aumento en la capacitancia del bushing de 550 kV del autotransformador de la fase A, como visto en la figura 5.

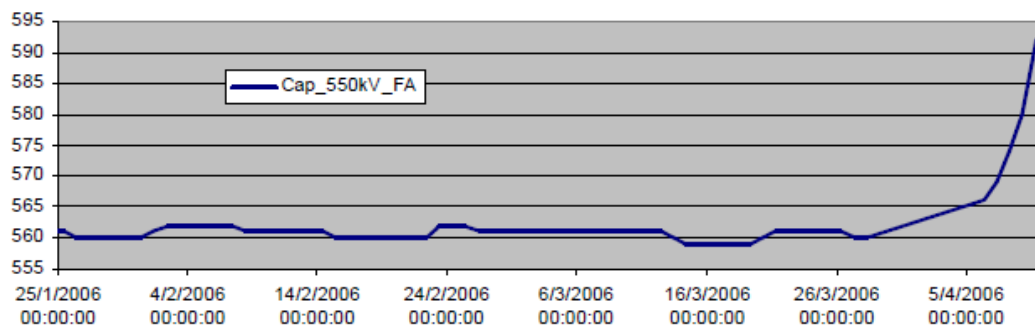


Figura 5 – Aumento en la capacitancia del bushing de 550 kV de la fase A.

Gracias a esta alarma, y al rápido aumento de la capacitancia, el banco de transformadores fue desconectado para que mediciones fuera de línea fueran ejecutadas y muestras de aceite tomadas, y las pruebas confirmaron la existencia de defectos. La prueba encontró cerca de 7.000 ppm de acetileno, confirmando la evolución de una falla en el bushing.

Así, el sistema de monitoreo evitó una falla catastrófica con posibilidad de incendio y graves daños al transformador [3].

3.3.2 Subestación de Conversión de Ibiúna:

Ibiúna es la subestación donde la tensión de ± 600 kV DC del sistema de transmisión HVDC de la hidroeléctrica de Itaipu es convertida para 345 kV AC. Con capacidad instalada de 7.200 MVA distribuida en 24 transformadores convertidores monofásicos (figura 6), abastece la región de Sao Paulo.

En la primera etapa de implantación del monitoreo en línea fueron modernizados los sistemas de supervisión de temperatura de todos los 24 transformadores convertidores, con la substitución de todos los termómetros de aceite y devanados originales, mecánicos, por monitores de temperatura digitales, como ilustra la figura 6. Como resultado, la incidencia de defectos en el sistema de monitoreo de temperatura fue reducida de un promedio de 7 defectos

por año para virtualmente cero, dejando que el personal de mantenimiento se ocupara de tareas de mayor importancia y reduciendo los costos de mantenimiento y el tiempo de parada de los transformadores [4].



Figura 6 – Vista del transformador conversor monofásico y sustitución de sus termómetros mecánicos por IEDs monitores de temperatura para el sistema de monitoreo.

El sistema de monitoreo montado incluyó también el monitoreo de la capacitancia y de la tangente delta de los bushings de los transformadores de corriente continua, una aplicación pionera en el mundo [5].

3.3.3 Subestación de Campinas

Con capacidad instalada de 1.720 MVA, la subestación de Campinas es una de las más importantes en el sistema de transmisión de Furnas. Para aumentar su capacidad de transformación, esa subestación recibió un nuevo banco de autotransformadores monofásicos de 345-138/13,8 kV y 150 MVA con conmutadores bajo carga, compuesto de dos fases de fabricación Jeumont / Vatech (Francia) 2001 y una fase Asea 1975.

Siguiendo la filosofía de migrar del mantenimiento preventivo para el mantenimiento basado en la condición, los transformadores Jeumont fueron especificados por Furnas para ser entregues ya equipados con sensores, y el transformador Asea fue modernizado con la instalación de sensores para el monitoreo en línea. Los sensores en los transformadores nuevos y en el ya existente fueron conectados al software de monitoreo en línea usando la arquitectura descentralizada [1].

En la fase de puesta en servicio, el sistema de monitoreo inició la adquisición de datos en línea y almacenó las mediciones en un banco de datos histórico, permitiendo acceder local y remotamente a la información por la intranet de Furnas. En esa etapa, una falla sucedió en la fase B del banco, que fue puesta fuera de servicio por protecciones de diferencial y sobrecorriente. A pesar de que la puesta en servicio del sistema de monitoreo aún esté incompleta, la información que él ya había obtenido pudo ser utilizada después de la falla para auxiliar en la investigación de sus causas.

Solamente después de la falla, el gas disuelto en el aceite, estable hasta ese momento, mostró un gran aumento, alcanzando el fondo de escala del sensor. Investigaciones posteriores revelaron que el origen de la falla fue un varistor interno conectado en paralelo con el devanado de la regulación [1].

Este evento demostró que la aplicación de sistemas de monitoreo también permite el análisis de fallas con más informaciones, permitiendo un entendimiento más profundo de las causas y de sus efectos, en el sentido de determinar más precisamente el riesgo potencial de familias específicas de transformadores y permitir el perfeccionamiento de los propios sistemas de monitoreo.

Ese sistema de monitoreo fue el primero instalado en Furnas usando la arquitectura descentralizada y está en operación exitosa desde entonces, ayudando a demostrar las ventajas de esa arquitectura.

4.0 – CONCLUSIÓN

La experiencia de la ingeniería de mantenimiento de Furnas con la operación y el mantenimiento de un gran número de sistemas en línea de monitoreo de transformadores demostró que la arquitectura utilizada para montar un sistema tiene importancia decisiva en su confiabilidad y facilidad de mantenimiento.

Sistemas basados en la arquitectura descentralizada demostraron mejores resultados que aquellos de arquitectura centralizada, que presentaron un alto índice de defectos y requirieron un gran esfuerzo de mantenimiento.

En el caso de los sistemas descentralizados, aplicaciones exitosas mostraron la importancia de los sistemas de monitoreo en línea para evitar fallas catastróficas en los equipos, aumentando su disponibilidad y reduciendo los costos del mantenimiento.

5.0 – REFERENCIAS

[1] Alves, Marcos, Albuquerque, Roberto, “Monitoração On-Line de um Banco de Autotransformadores 345-138/13,8 kV 150MVA com Comutação Sob Carga”, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, Outubro/2007.

[2] 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.

[3] 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.

[4] Peres, Edilson, Duso, Wilson, Latenek, J., Alves, Marcos, “Monitoração On-Line de Transformadores Conversores do Sistema de Transmissão HVDC na SE Ibiúna”, XIII ERIAC, Puerto Iguazu, Argentina, Maio/2009.

[5] Peres, Edilson, Alves, Marcos, “Field Experience with On-Line DC Bushing Monitoring in HVDC System at Ibiúna Substation”, 2009 HVDC User's Conference, Foz do Iguazu, Brasil, 2009.

6.0 - DATOS BIOGRÁFICOS

Fabio Abreu Pinto nació en la ciudad de Rio de Janeiro, estado de Rio de Janeiro, Brasil, el 18 de abril de 1969 y trabaja en Eletrobras Furnas desde 1991. Se graduó en 1992 por la Universidad del Estado de Rio de Janeiro - UERJ, en Rio de Janeiro, de ingeniero eléctrico.

Marcos E. G. Alves nació en Rio de Janeiro, estado de Rio de Janeiro, el 15 de julio de 1975. Trabaja en Treotech desde 1992 y actualmente coordina el área de Innovación y P&D. Se graduó ingeniero eléctrico en 2001, y en 2005 concluyó su maestría en Energía y Automatización por la USP. Cursa actualmente el doctorado por la misma universidad.