

# Análisis del Monitoreo en Tiempo Real del Aislamiento Interno y Externo de Transformadores de Potencia e Intercambiadores de Tomas

Fernando Rubén Pullupaxi Masabanda

Luis Elías Tapia Calvopiña

Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador

**Resumen-** El presente proyecto, se realiza por la necesidad de salvaguardar al sistema de aislamiento interno y externo del transformador de potencia y su intercambiador de tomas en tiempo real, utilizando equipo electrónico inteligente (IEDs), con capacidad de monitoreo, control, protección; y sistemas de comunicación modernos, para pasar a un sistema de gestión de mantenimiento en línea.

Para seleccionar los parámetros que describen el estado del sistema de aislamiento del transformador, mientras está operando, se analiza los componentes del sistema de aislamiento, agentes causantes de degradación y valores característicos de operación, mediante las pruebas consideradas de rutina. Se analiza tendencias de valores en tiempo real y manejo de información, proponiendo características técnicas del equipo, estructuras de monitoreo, metodologías de análisis de datos y toma de decisiones, para pasar a revisar las propuestas comerciales.

Se estructura un sistema de monitoreo, utilizando los recursos existentes en CELEC EP-TRANSELECTRIC, tomando como base la experiencia de aplicación de monitoreo para transformadores de potencia de "Corporación Nacional de Electricidad" Regional Santo Domingo y experiencias de monitoreo expuestas en congresos internacionales de ingeniería.

## I. INTRODUCCIÓN

Los transformadores de potencia deben ser operados bajo altos niveles de eficiencia, disponibilidad y seguridad, los cuales se logran a través de sistemas de protección y gestión de mantenimiento, capaces de proteger, mantener en operación en caso de contingencia y preservar la vida útil de los equipos del sistema eléctrico de potencia. Estos sistemas deben manejarse con información precisa y oportuna, conjuntamente con una permanente asistencia de personal especializado (técnicos y operadores), que analizan y controlan el sistema en un punto geográfico específico, llamado "Centro de Control"; al cual debe llegar toda la información del sistema, procesándola al instante (en tiempo real). De esta manera se toman las mejores decisiones para el control, análisis, protección, mantenimiento y optimización del sistema basado en información rápida y confiable [1].

## II. PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Se analizan las pruebas de rutina, con el fin de conocer todos los parámetros medidos. Con esta información y el análisis correspondiente se podrán definir las pruebas, variables y los parámetros iniciales para configurar al sistema de monitoreo. Para la descripción de las pruebas realizadas al transformador, se consideran los estándares IEC e ANSI/IEEE [4].

A continuación se enumera a las pruebas consideradas para el análisis.

- Medida de resistencia de bobinado
- Medida de resistencia de aislamiento
- Factor de potencia, factor de disipación
- $\tan(\delta)$  y capacitancia del aislamiento interno del transformador.
- Factor de potencia y capacitancia del bushing.
- Medida del voltaje e impedancia de corto circuito y pérdidas debida a la carga
- Medida de las pérdidas y de la corriente en vacío o de excitación.
- Análisis de barrido de frecuencia
- Medida de Descargas parciales
- Pruebas al aceite dieléctrico.

Realizando el análisis de las pruebas de rutina conjuntamente con los requerimientos de monitoreo en tiempo real se selecciona las pruebas que pueden ser consideradas para el monitoreo. Para el aislamiento interno, mediante el análisis del aceite dieléctrico y para el externo mediante la medición de la tangente delta y capacitancia del aislamiento del bushing [5].

## III. SUPERVISIÓN EN LÍNEA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Se busca la disponibilidad del equipo sin necesidad de sacarlo de servicio para detección de posibles indicios de futuras fallas o degradación de su sistema de aislamiento. A continuación se analizara que parámetro y cuál es su comportamiento adecuado en el tiempo para tener un criterio correcto del estado del aislamiento.

#### A. Descripción de parámetros y variables que se supervisaran en tiempo real

1) *Temperatura*: Es un parámetro que indica algún daño directo o anomalía presente [5]. Se puede analizar de dos maneras, mediante toma de temperatura en el aceite dieléctrico y análisis termográfico, para el aislamiento interno y externo respectivamente, visualizando patrones de aumento o disminución de temperatura por operación del equipo y por generación de puntos calientes y fallas.

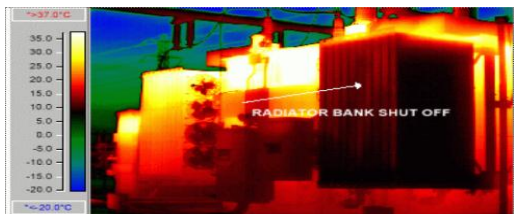


Fig. 1 Obstrucción de circulación en un panel de enfriamiento de aceite

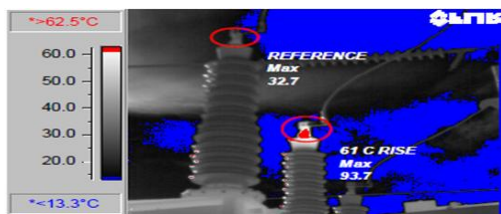


Fig. 2 Localización de un punto caliente en el bushing con exceso de temperatura de 60° C

2) *Humedad*: Afectan drásticamente al aislamiento interno. La única forma de medir la humedad del interior del transformador es mediante su aceite dieléctrico, en el cual se analizan las cantidades de partículas de agua existentes. Este proceso de medición se lleva a cabo a través de una reacción química con el óxido de aluminio, la cual da la capacidad a los sensores de medir los cambios de presión parcial del vapor del agua, este parámetro está directamente relacionado con la concentración en partes por millón [6].

3) *Emisiones acústicas*: En el transformador los sonidos son causados directamente por magnetostricción (las variaciones de longitud elástica de las piezas de núcleo de hierro), generalmente durante el proceso de magnetización y debido a fuerzas magnéticas causadas por corrientes mientras está en operación. El sonido generado bajo carga es más fuerte dependiendo de la corriente de carga y la aparición de daños en el núcleo, bobinados y descargas parciales. La Emisión acústica se basa en la detección de ondas elásticas transitorias, generadas por la liberación rápida de energía de fuentes localizadas dentro del material.

4) *Perturbaciones electromagnéticas de ultra alta frecuencia (UHF)*: El fenómeno de degradación por la acción de descargas parciales, se reconoce como uno de los principales factores en la falla prematura de equipos de

potencia. Se propone la utilización de señales RFI = Interferencia por Radiofrecuencia = EMI = Interferencia electromagnética.

La carga en el momento de la descarga parcial se mueve de un sitio a otro, esto genera un dipolo eléctrico, lo que es conocido como un campo eléctrico (E), que cambia en el tiempo, lo que produce un campo magnético (B). Las descargas parciales son aleatorias y se mueven, generando así un campo magnético (B) que cambia en el tiempo. Las mediciones RFI se hacen a partir de 1MHz, rango en el cual también se encuentran señales que se conocen, siendo utilizadas para la comunicación como la telefónica celular, FM radio, la televisión, etc. A causa de la naturaleza de estas señales y la estructura del transformador, éste crea un transmisor de señales, haciendo al bushing su antena [8]. Existen equipos receptores que pueden interpretar estas señales, no es necesario equipo adicional y sus lecturas son altamente confiables. La presentación de las mediciones de descarga parciales, se la realiza a través de diagramas de descarga parciales resuelta en fase (PRDP) o diagrama EMI.

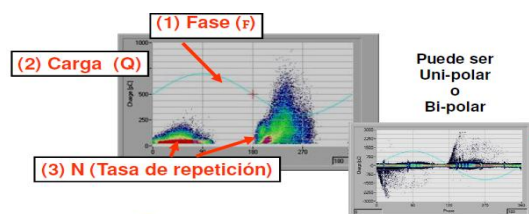


Fig. 3 Diagrama PRDP

3) *PPM de Gases y Compuestos Químicos en el Aceite*: Se puede tomar una muestra de aceite y enviarla al laboratorio, este procedimiento duraría días lo cual no es muy eficiente y técnico para el monitoreo en línea, pues cambios en el aceite se pueden observar en cuestión de horas. Para solucionar este inconveniente se puede tener un equipo portable de cromatografía de gases en la subestación, pero eso implicaría la compra de un equipo para cada subestación, lo cual no es de ninguna forma eficiente económicamente. Este equipo es necesario para realizar mediciones en línea mediante un plan de pruebas del Centro de Gestión de Mantenimiento.

La solución vendría de la mano de sistemas que puedan monitorear los gases más característicos que aparecerían en todo tipo de falla, siendo este el hidrógeno. La muestra de aceite no debe salir del tanque del transformador, para obtener una mejor información de lo que está sucediendo en el interior, por ello se han desarrollado sondas que analizan el aceite dentro del transformador y equipo de monitoreo integrado en las tuberías del sistema de enfriamiento y así lograr una mejor lectura de los eventos internos [9].

4) *Corrientes de fuga*: Cuando el voltaje fase tierra es aplicado al bushing, una corriente, denominada corriente de fuga, pasa a circular a través de su aislamiento debido principalmente a su capacitancia y en mucha menor proporción debido a sus pérdidas dieléctricas (expresadas por el factor de disipación o tangente delta) [10].

Uno de los obstáculos que se encuentra para la detección conforme lo descrito, es el orden de las alteraciones que se desea monitorear. Alteraciones tan pequeñas como un incremento de 0,3% en el factor de disipación de un bushing, pueden representar la diferencia entre un bushing nuevo en buenas condiciones y un bushing en el límite de lo aceptable. Resulta evidente que una alteración tan pequeña en el factor de disipación provocará una alteración prácticamente insignificante en la corriente de fuga del bushing. Haciéndose casi imposible su detección por medio del monitoreo de la corriente de fuga de cada bushing. Una de las técnicas que permite superar la limitación práctica demostrada, es la utilización de la suma vectorial de la corriente de fuga de los tres bushing en un sistema trifásico.

#### B. Análisis de Tendencia de cambios en las variables

Las tendencias que toman los parámetros estudiados tienen más significado que sus valores absolutos, estos cambios dan a conocer al analista que existe algún problema, por ello no basta con conocer los valores que consideran en buena condición a los materiales aislantes, sino más bien su cambio en un tiempo determinado. Siendo esta la gran diferencia con las pruebas de rutina fuera de línea, ya que éstas toman medidas después de un periodo de tiempo largo, mostrando tendencias muy incompletas, en cambio el sistema de monitoreo en línea da más información en periodos de tiempo del rango de los minutos. Las variables de los materiales aislantes, cambian de acuerdo a como se encuentran físicamente los materiales, representan su estado y dan la oportunidad al analista de tomar las decisiones apropiadas [11].

1) *Temperatura*: Es común que la temperatura varíe en rangos de tiempo de minutos, si ocurre en el rango de segundos de seguro el transformador falló. Si la temperatura aumenta drásticamente a un nivel muy alto se corre el riesgo de pérdida de vida útil, disparo o destrucción del transformador. La temperatura puede ser medida por métodos no invasivos, como son el procesamiento de ondas calóricas o infrarrojas, las cuales si bien no tienen una tendencia establecida, encuentra puntos con alto valor de temperatura y los compara con el entorno para saber si en realidad hay fallo o deterioro del equipo tanto conductor como aislante.

2) *Capacitancia, Tangente delta o factor de potencia en el bushing*: Generalmente cuando la contaminación viene

dada por agentes externos como polvos y humedad, se presenta primero un incremento de factor de potencia [8].

Si la contaminación está asociada al deterioro del aceite y la presencia de subproductos de degradación, generalmente de la capacidad dieléctrica del papel, aceite y porcelana, ocasiona un decremento del factor de potencia del aislamiento principal el cual puede llegar hasta valores negativos que varían en cuestión de milisegundos, por lo que el monitoreo de este se toma cuando hay grandes cambios, es decir se toma su tendencia al cambio, si estos cambian drásticamente existe la posibilidad de incendio o explosión del equipo.

La capacitancia varía en el tiempo cuando se presenta anomalías, si ocurre en el transcurso de días, la falla es incipiente y puede ser tratada para evitar una falla catastrófica. Es decir se puede planificar una salida de acuerdo a la gravedad de la lectura y el análisis. Si la tendencia ocurre en cuestión de horas o minutos es porque ya existió la falla catastrófica y el bushing está a punto de explotar o destruirse. Cambios pequeños de capacitancia, se pueden entender como oscilaciones del sistema eléctrico ya que el voltaje es fluctuante en operación, pero éstas no deben exceder el 10% del valor de la capacitancia de placa o la medida en las pruebas fuera de línea, ya que allí representarían la presencia de fallas incipientes.

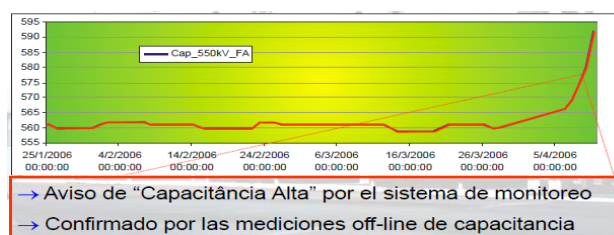


Fig. 4 Detección de fallo en por tendencia de Capacitancia

3) *Emisiones acústicas*: Si éstas aumentan gradualmente (meses), implican la presencia de descargas parciales o aflojamiento. Para darnos cuenta del aumento de sonido cuantitativamente lo realizamos con equipo simple, que detecta el sonido en decibeles, un aumento de 15 a 25 decibeles implica algún problema en el transformador. Al constatar eso se debe pasar al estudio del fenómeno cualitativamente, es decir de forma más especializada con lo cual se logrará encontrar la localización de la fuente del sonido y su aumento en decibeles [13].

4) *Interferencia de UHF*: Si existe interferencia en las señales de radio y televisión en la subestación es señal de existencia de descargas parciales en el equipo. Se mencionó antes que se mide la existencia de estas señales por su frecuencia, si ésta aumenta implica la presencia de eventos que representan problemas en el equipo. Estos parámetros están muy bien definidos en el Software especialista, el cual indica el aumento de la presencia de

perturbaciones de estas ondas y con esto poder conocer que está sucediendo.

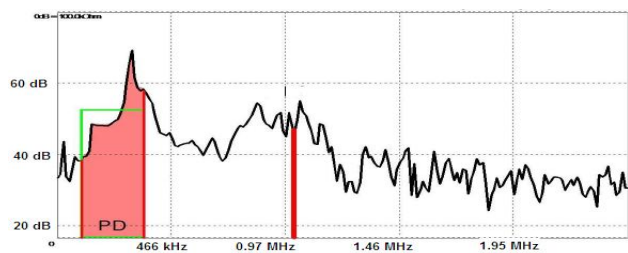


Fig. 5 Tendencia de señal UHF que presenta descarga parcial

6) *Partes por millón de gases, humedad y compuestos químicos*: Su simple aparición en el aceite hace necesaria una observación del equipo. Esto sucede en el orden de horas y días, mostrando:

- La descomposición del sistema del aislamiento, especialmente el papel.
- El mal estado de empaques en el tanque o rotura del diafragma de expansión de aceite o fallo del desecador silicagel.
- Las fallas internas descomponen el aceite y generan gases en especial hidrógeno, el cual aparece en periodos de minutos y en cantidades de 500 ppm a la vez, ya nos alertaría para tomar medidas más específicas como la toma de muestra para la cromatografía del aceite.

Las tendencias de los gases que aparecen pueden ser muy erráticas, ya que con la presencias de temperaturas bajas y altas éstos se generan o desaparecen dentro del transformador, sin necesidad de que ocurra una falla [14]. La presencia de distintos gases indica las posibles fallas existentes, sus cantidades de aparición se diferencian, pero la clave para entender sus tendencias, está en los tiempos en que estos aumentan. Si éstos ocurren en cuestión de minutos y horas, indican la falla catastrófica o un daño anterior y agravado por el exceso de cargabilidad del equipo. Si ocurren en días y meses manteniéndose su tendencia, quiere decir que no son consecuencia de la operación del equipo, sino más bien es la presencia de una falla incipiente [15]. El aumento gradual de los gases en un promedio de 100% en un mes, indica la presencia de fallas incipientes y mayor al 200% falla catastrófica.

En la figura 6 se puede observar como mediante la cromatografía en línea de gases, se ve la evolución de la tendencia de gases como el hidrógeno de acuerdo a la operación del transformador.

La toma de medidas de compuestos químicos como: ácidos, lodos, etc., se debe utilizar equipo más sofisticado que las utilizadas para el monitoreo, es por ello que el sistema de monitoreo alerta al analista, el cual debe

corroborar estos datos con otras pruebas según éste crea conveniente.

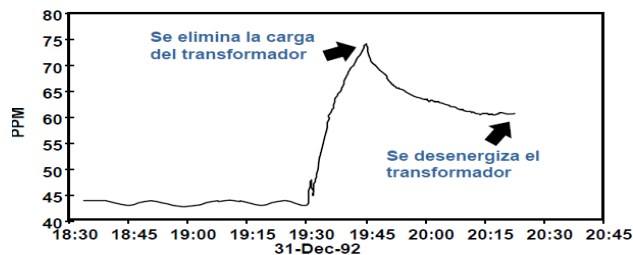


Fig. 6 Tendencia de presencia de Hidrógeno generado por falla en cambiador de tomas bajo carga

### C. Adquisición de información.

1) *Señales analógicas*: Representan el comportamiento de una variable que cambia en el tiempo, para que el IED adquiera esta información es transformada a miliamperios mediante transductores colocados lo más cerca posible de la sonda que toma la información.

2) *Señales digitales*: Principalmente representan estados de los equipos abierto y cerrado con cero o uno respectivamente, alarmas y accionamientos, esta señal es la aparición de voltaje en un terminal simulando el uno y sin voltaje cero, generalmente con voltaje continuo.

A continuación se presenta la matriz de señales necesarias para detectar los cambios en las variables escogidas para el monitoreo. Todo lo anterior hace que se presente un resumen de las variables seleccionadas para realizar el monitoreo del aislamiento interno y externo de transformadores de potencia e intercambiadores de tomas [16].

## IV. DETERMINACIÓN DEL MODELO DE MONITOREO

### A) *Análisis del método de monitoreo para CELEC EP TRANSELECTRIC*

El sistema de monitoreo debe cumplir con características de equipo liviano, fácil instalación, la no necesidad de equipo auxiliar como cables de alimentación continua al sitio de medida, fácil operación, capacidad de almacenamiento de datos, rápida respuesta a pérdida de comunicación, software especialistas para varias aplicaciones en un mismo equipo (programables), revisión de datos desde cualquier sitio donde este el analista, etc. Los sistemas modernos cumplen con todas estas expectativas, apareciendo nuevas arquitecturas para el control y adquisición de datos para supervisión en tiempo real.

B) *Objetivos del sistema de monitoreo*

El rápido diagnóstico del estado actual del equipo, de tal forma que ofrece la fácil toma de decisiones para mantener al equipo en operación bajo normas de seguridad y calidad del sistema.

El pronóstico de condiciones de falla en sus estados iniciales de evolución, de modo que aumenta la disponibilidad del sistema y hace posible que el equipo esté fuera de servicio sólo cuando sean necesarias acciones correctivas.

Variable.	Señal Analógica	Sonda	Transductor
UHF	radiación electromagnética	Antena	Escala de ondas electromagnéticas en Hz
Temperatura Aceite	dilatación de metal	metal termo sensible	Escala densidad de metal en °C
Temperatura Bobinado	corriente de bobinados	transformador de corriente	Escala miliamperios e impedancia en °C
Humedad del Aceite	reacción de óxido de aluminio	metal enriquecido de aluminio	Escala de presión parcial de vapor de agua en partes por millón.
Generación de Gases H <sub>2</sub>	presencia de gas	balón <u>desgasificador</u>	Escala en partes por millón de gases.
Emisiones acústicas	ondas de sonido	sensores de campo cercano	Escala de vibración en dB.
Termografía	ondas infrarrojas	sensor de luz infrarroja	Escala de longitud de onda en °C
Capacitancia	corriente entre capas aislantes	pin de cobre conductor	Escala miliamperios en <u>mF</u>

Fig. 7 Matriz de señales para el monitoreo

	Sistema de Aislamiento	Variable.	Unidades	Funciones
Aislamiento Interno	Núcleo	UHF	Hz	Detección y tendencia de descarga parcial entre placas
		Temperatura Aceite	°C	Tendencia, alarma y desconexión por sobre temperatura
		Temperatura Bobinado	°C	Tendencia, alarma y desconexión por sobre temperatura
		Gradiente de temperatura	Amperios	Control del sistema de enfriamiento
		Humedad del Aceite	ppm	Tendencia, alarma por alta concentración de humedad
		Generación de Gases H <sub>2</sub>	ppm	Tendencia, alarma y desconexión por alta concentración de hidrogeno
	Bobinados	UHF	Hz	Detección y tendencia de descarga parcial en papel y aceite
			dB	Detección de ubicación de la falla de aislamiento
		Emisiones acústicas		Tendencia de aumento de sonido y descarga parcial en papel y aceite
		Termografía	°C	Detección de puntos calientes internos
Cambiador de Tomas	Temperatura Aceite	°C	Tendencia y alarma por sobre temperatura	
	Generación de Gases H <sub>2</sub>	ppm	Tendencia, alarma y desconexión por alta concentración de hidrogeno	
Aislamiento Externo	Bushing	Termografía	°C	Detección de puntos calientes
		UHF	Hz	Detección y tendencia de descarga parcial
		Capacitancia	<u>uF</u>	Tendencia de evolución de capacitancia
			s	Tiempo estimado para alarma de capacitancias altas y negativas
	Tanque	Tangente delta	%	Tendencia de evolución de tangente delta
			s	Tiempo estimado para alarma de tangente delta fuera de rango
	Tanque	Termografía	°C	Detección de puntos calientes
		UHF	Hz	Detección y tendencia de descarga parcial
		Señal de rotura de diafragma	Amperios	Alarma por rotura y posible ingreso agentes contaminantes externos
		Temperatura ambiente	°C	Punto de referencia para mediciones.
	Termografía	°C	Obstrucción de canales de paneles de enfriamiento	

Fig. 8 Resumen de parámetros a monitorear en línea

El monitoreo de las condiciones de operación del equipo a lo largo de su funcionamiento, con el fin de mantener su vida útil y mantener controlado el proceso de envejecimiento. Al gestionar dichos parámetros se puede saber cuándo o no sobrecargar los equipos en funcionamiento y así optimizar la vida útil de los mismos.

Posibilidad de integración con los demás sistemas de monitoreo y de gestión de mantenimiento de la empresa con la reducción de sus costos.

Análisis de parámetros que puedan reflejar el comportamiento y el estado del aislamiento, para evitar

daños catastróficos en los equipos, para de ese modo poder obtener mayores índices de eficiencia, confiabilidad y eficacia en la operación del equipo y los recursos que se destinan para: su adquisición, puesta en servicio, mantenimiento y supervisión.

Preservación de una imagen corporativa.

C) *Sistema de comunicación*

La estructura de adquisición de datos a la que accede CELEC EP-TRANSELECTRIC, es de gran capacidad, velocidad y es gestionada por su Centro de Gestión de



Telecomunicaciones. El cual proporciona un canal de comunicación para la transmisión de datos en tiempo real. Esta red de comunicación puede entregar un canal E1, para la transmisión de los datos del monitoreo de las señales que sirven para la preservación de la vida útil del equipo.

#### *D) Adquisición de datos*

Los sistemas eléctricos de potencia necesitan una adquisición de datos de una muestra por 10 milisegundos y hasta menos, es decir una finura grande de toma de datos, para poder analizar y operar al sistema. Lo que no ocurre en el sistema de monitoreo centrado en la vida útil del equipo, en la cual se necesitará como mucho una muestra por cada cinco minutos, en el caso más crítico que es monitoreo de la tangente delta y factor de potencia del bushing, pero en sí el equipo nuevo mencionado a continuación puede tomar datos con la finura necesaria y enviarlos (se puede programarlos según sean las necesidades), deben tener la cualidad, de tomar datos con alta finura cuando se presenten perturbaciones altas en el equipo monitoreado, es decir que reaccionen mediante tendencias de valores.

#### *E) Equipo de medición.*

Hay que tener muy claro que las señales que se están gestionando, son únicamente para el monitoreo y no para el control, por ello el equipo podría limitarse solo a ese propósito, pero esto implicaría seguir manteniendo el equipo antiguo para el control y adquirir equipo solo para el monitoreo de señales, lo cual no es eficiente en ningún aspecto. En el mercado existen equipos que pueden a más de monitorear las señales de los parámetros que se seleccionaron, emitir otras para alarma, disparo y controlar equipos asociados, como el caso de los medidores de temperatura que miden la temperatura del aceite tanto del transformador como del cambiador de tomas y controlan el sistema de enfriamiento. Por lo que es importante realizar un estudio de cuál sería la mejor opción dependiendo de las características de inversión y de cambio tecnológico de la empresa. Los equipos modernos de medición no son solo medidores simplemente, son equipos inteligentes con características programables. Esta tecnología no sólo sirve para el monitoreo, sus señales también podrían ser administradas para el sistema de protección a través de una RTU, y de ésta enviarlo al centro de operación.

#### *F) Administración de los datos adquiridos.*

Al operador del SNI, no le sirve conocer de mucho, la tendencia de tangente delta del bushing o el nivel de humedad en el aceite, etc., es por ello que esta información debe ser direccionada a un centro de Gestión de Mantenimiento en tiempo real, el cual procesaría la información con el fin de precautelar la vida útil del equipo y programar su salida si es necesario.

*G) Variables monitoreadas por métodos no invasivos al presentarse perturbaciones en los métodos en línea.*

Si aparecieran perturbaciones de las tendencias de los parámetros de monitoreo en tiempo real, se comprobaría mediante la inspección en el campo y con métodos especializados no invasivos, siguiendo el orden siguiente:

- La termografía.
- Cromatografía del aceite.
- La medición de señales de ultra alta frecuencia.

No está mal realizar estas pruebas con regularidad, aún si no se presentan perturbaciones ya que al no ser invasivas no causan ningún efecto en la operación del transformador y podrían detectar tendencias en mediciones, que alertarían para pasar de un monitoreo cualitativo a uno cuantitativo o más especializado. Estos son equipos pequeños y transportables de fácil uso. Se deberá diseñar un plan de medición con estos equipos para el Centro de Gestión del Mantenimiento.

### V. ESTRUCTURACIÓN Y PRESENTACIÓN DEL MODELO DE MONITOREO.

#### *A) Posición*

Se mencionó que las señales de este sistema de monitoreo deben ser analizadas de manera continua por analistas. Los cuales recibirán la información y tomarán las acciones necesarias para cumplir con su cometido, por lo que el análisis llega a la conclusión de que es necesaria la creación de un centro de Gestión de Mantenimiento (CGM), el cual debe tener relación directa con departamentos como el de Programación de Disponibilidad y Mantenimiento de Subestaciones [17].

#### *B) Funciones*

- Se encarga del análisis de las señales del monitoreo para la gestión de mantenimiento.
- Informa de anomalías y lleva un histórico de datos de las señales monitoreadas.
- Analiza las tendencias reflejadas en los históricos y toma decisiones sobre las mismas, para precautelar la vida útil del equipo.
- Tiene relación directa con el Departamento de Programación de la disponibilidad al cual le informa de posibles salidas o el aumento de plazos del mantenimiento.

#### *C) Cualidades Técnicas*

Después del análisis se sabe que el sistema de monitoreo debe poseer:

- Un sistema de comunicación confiable de gran capacidad y velocidad.

- Equipo de medición inteligente que procese la información y la envíe al analista
- Capacidad para aumentar señales tales como corrientes, voltajes y estados de equipos asociados al transformador.
- Capacidad de llevar históricos de datos técnicos.
- Tomar muestras tan solo por el apareamiento de tendencias muy bien definidas.
- Gestión de un sistema de medición programado, para obtener medidas regulares con equipo nuevo no invasivo y llevar un histórico de las mismas [18].

#### D) Arquitectura de Sensores para el Monitoreo En Línea.

Una de las características clave para que el sistema de monitoreo pueda aplicarse a transformadores de pequeña, media y gran capacidad, sin que su costo torne inviable el proyecto, se logra con una arquitectura de sensores modular y descentralizada. Con eso se pueden escoger e instalar de acuerdo a las necesidades y posibilidades solamente los sensores que se consideran esenciales, como los siguientes

1) *Termómetro*: Este sistema modular ofrece al analista y al operador.

- Control local de temperatura (alarmas, ventilación).
- Indicación remota de temperatura para Centro de Operación y Gestión de Mantenimiento
- Subsistema de Monitoreo de Temperatura como la indicación remota de temperatura, envejecimiento del aislamiento, tiempo de vida restante del aislamiento, previsión de temperaturas futuras.
- Diferencial de temperatura del Cambiador Bajo Carga.
- Eficiencia de la refrigeración.
- Simulación de cargas.
- Asistente de mantenimiento de la refrigeración.

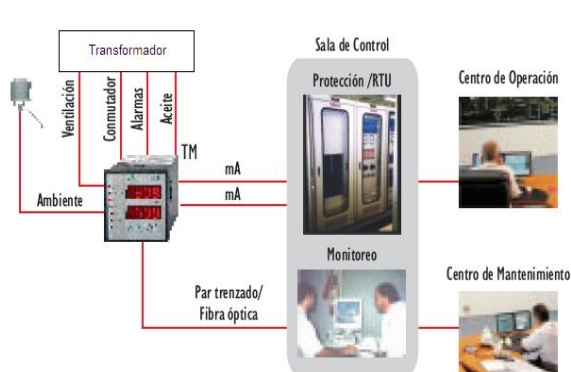


Fig. 9 Módulo de monitoreo con Termómetro

2) *Termómetro y AVR (Relé regulador de voltaje)*: A más de las prestaciones mencionadas en el módulo con termómetro se añaden:

- Control local del cambiador de tomas, regulación de tensión y paralelismo.

- Control remoto del cambiador de tomas desde el Centro de Operación.
- Indicación remota de la posición de tap para Centro de Operación.
- Subsistema de Monitoreo del cambiador de tomas como: contador de operaciones del cambiador de tomas, tiempo de servicio del cambiador de tomas suma de  $I^2$ , espesor del contacto y desgaste medio, asistente de mantenimiento del cambiador de tomas.

3) *Termómetro y Medidor de Humedad*: A más de las prestaciones mencionadas en el módulo con termómetro se añaden con el subsistema de monitoreo de humedad:

- Saturación % de agua en el aceite.
- Saturación % a la temperatura ambiente.
- Saturación % a la temperatura de referencia.
- Concentración de agua en el aceite en ppm.
- Concentración de agua % en el papel aislante.
- Temperatura de formación de burbujas.
- Aceleración de pérdida de vida del aislamiento.
- Tendencia de evolución de agua en el aceite y formación de burbujas.

4) *Termómetro, Medidor de Humedad y parámetros del Bushing*: A más de las prestaciones mencionadas en el módulo con termómetro se añaden con el Subsistema de Monitoreo de bushings, el cual será el Tipo A

- Capacitancia.
- Tangente Delta.
- Tendencia de evolución de la capacitancia.
- Tendencia de evolución de la tangente delta.
- Simulación de sobrecargas.
- Asistente de mantenimiento de la refrigeración.



Fig. 10 Módulo con Termómetro, Medidor de Humedad y Bushings

#### E) Arquitectura de Transmisión de Datos

La estructura de comunicación para transmisión de los datos de mediciones de los sensores hasta el software de tratamiento de datos podría presentar costos muy altos para la aplicación del monitoreo a transformadores de pequeña

y media potencia. Para evitar ese inconveniente, se emplea en transformador una arquitectura en que los datos de los sensores se transfieren al software de tratamiento de datos y diagnóstico de manera inalámbrica, por medio de la red de telefonía celular GSM, de esta manera se asegura un costo muy bajo.

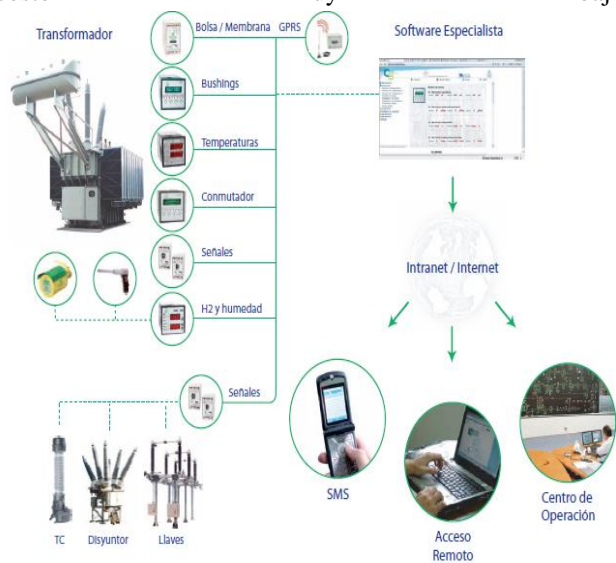


Fig. 11 Arquitectura de Comunicación del Sistema de Monitoreo

La transmisión inalámbrica de los datos hasta la base de radio de la operadora de telefonía utiliza el protocolo GPRS (General Packet Radio Service). Después de ese punto, la información sigue por red Internet para alcanzar el servidor en el IDC (Internet Data Center) remoto. Para hacer una analogía, es similar al proceso empleado en los lectores de tarjeta de crédito inalámbricos. El acceso de los usuarios a las mediciones en línea de los sensores y a los diagnósticos del sistema de monitoreo se hace por medio de la internet con un navegador patrón por ejemplo, Internet Explorer o Mozilla Firefox. Eventuales condiciones anormales en el transformador que sean detectadas por el sistema de monitoreo son señaladas a los usuarios por medio de mensajes de texto a teléfono celular o por mensajes de email.

#### F) Arquitectura de Tratamiento de Datos para Diagnóstico.

La etapa de tratamiento de datos podría presentar costos muy altos para la aplicación del monitoreo a transformadores de pequeño y medio capacidad. Para evitar ese inconveniente se empleó una solución de software totalmente basada en la Internet, de acuerdo a los más modernos conceptos de computación por la web, lo que se denomina generalmente como Web 2.0. De acuerdo a esa filosofía, el sistema de tratamiento de datos para diagnóstico se ejecuta de manera permanente en un servidor ubicado en un IDC (Internet Data Center), el cual está especializado en proveer toda la infraestructura para garantizar la ejecución permanente del sistema y la

seguridad de los datos. Algunas características de ese IDC son:

- Servidores con alta disponibilidad (24h x 7 días/semana).
- Contingencia para falta de energía, grupos generadores de emergencia.
- Banda de acceso a la Internet redundante, de manera a garantizar la disponibilidad de acceso al sistema.
- Copias de seguridad de los datos.
- Firewalls.
- Protocolo https (sitio seguro), por medio del padrón SSL (Secure Sockets Layer).

#### G) Inversión

La inversión representa un costo muy pequeño en comparación al costo del transformador o de una reparación grande. Mientras más alto es el costo del transformador, el porcentaje de costo del equipo de monitoreo, frente al costo del transformador, se hace más pequeño, incluso considerando un número mayor de equipos instalados.

El costo de inversión de uno de los módulos de un sistema de monitoreo para la gestión de su vida útil, no excede el 4% del costo total del transformador de potencia, según experiencia de aplicación en transformador de 12,5 MVA CNEL Santo Domingo. Lo cual sí representa una inversión inicial, pero en comparación al costo que se podría evitar por la pérdida total del equipo es insignificante.

#### VI. CONCLUSIONES

- 1) Los resultados de las pruebas de rutina bajo la norma adecuada, entregan información necesaria para la implementación y selección de valores de referencia iniciales en el sistema monitoreo.
- 2) Las pruebas de rutina entregan valores absolutos entre periodos de tiempo muy largos, dándose la posibilidad de generación de fallas en sus etapas iniciales que podrían dañar seriamente al equipo, si no se toman las medidas correctivas a tiempo.
- 3) El sistema de monitoreo entrega mediciones en tiempo real para la supervisión, guardándolos en una base de datos que dependiendo de las aplicaciones del usuario puede variar de mili segundos a segundos y minutos, generando históricos para el análisis de tendencias, las cuales muestran un comportamiento que puede anunciar la presencia de una falla.
- 4) Los datos arrojados por el sistema de monitoreo aplicado en CNEL Santo Domingo, permitieron entender claramente el manejo que se debe tener con esta información. Ésta ocasionó cambios en la



administración de los activos y políticas de la empresa, debido a la aplicación de tecnología de punta, mejora del nivel de conocimiento de sus técnicos y generación de estudios nuevos, influyendo claramente en las decisiones de las direcciones Comercial, Técnica y de Planificación, mejorando en gran manera los niveles de calidad del sistema eléctrico de distribución e imagen de la empresa.

- 5) Los datos en tiempo real recolectados y la estructura del sistema de monitoreo (control, protección y comunicación) de la experiencia de aplicación servirán de referencia cuando se implemente el sistema de monitoreo en los transformadores de mayor potencia de CELEC-EP TRANSELECTRIC.
- 6) La utilización de sistemas de monitoreo en línea para transformadores y equipo asociado de potencia trae diversos beneficios como: reducción de riesgo por fallas catastróficas, extensión de la vida útil, el aumento de disponibilidad del sistema eléctrico debido a la reducción de salidas por mantenimiento programado, la reducción de los costos de mantenimiento, la contratación de seguros, etc. Uno de los principales factores que contribuyeron para lo mencionado, es el empleo de tecnologías de punta, tales como la arquitectura de IEDs de monitoreo y control modular descentralizada y la transmisión inalámbrica de datos por la infraestructura de telefonía celular o por la red de información mundial.

## REFERENCIAS

- [1] Gabriel Arguello. (2008) Operación de Sistemas eléctricos de potencia " Apuntes de Clase Escuela Politécnica Nacional 2008.
- [4] ABB DATA BOOKS, (1996) "Testing of Power Transformers", Routine Tests, Type tests and Special tests. [En línea]. Disponible: <http://www.abb.com>
- [5] IEC 60076-2 (1993). Power transformer- Part 2: Temperature rise.
- [6] ASTM D1553-00: Contenido de humedad
- [8] XXII ERIAC. (2009) Décimo tercer encuentro iberoamericano de CIGRÉ, Fox de Iguazú 2009 Brasil. Documentación. [En línea]. Disponible: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XXII%20Eriac/B5/B5-23.pdf>
- [9] ANSI/IEEE Std 1159-1995. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. [En línea]. Disponible: <http://www.apqi.org/file/attachment/2008721/113112.pdf>
- [10] TREETECH Sistemas Digitais Brasil. Documentación. [En línea]. Disponible: <http://www.treetech.org>

- [11] Transmission and DistributionWorld(2010) (Revista Técnica). [En línea]. Disponible: [http://tdworld.com/underground\\_transmission\\_distribution](http://tdworld.com/underground_transmission_distribution)
- [12] IEC 60076-3 (2000). Powertransformer- Part 3: Insulationlevels, dielectric test and externalclearances.
- [13] S1.4 (1983) American standard for sound level meters. (Reaff 1997) ISO standards.
- [14] ANSI/IEEE C57.106-1997 of Insulating Oil.Guide for Acceptance and Maintenance
- [15] Monitoring Electric Power Quality <http://www.generalelectric.com>
- [16] 61850-10 std. "Redes y sistemas de comunicación de subestaciones".
- [17] México (2008) Acapulco CIGRÉ, Comité Mexicano BIENAL
- [18] IEC 61968-1 Aplicación integration at electric utilities System interfaces for distribution management, Part 1 Architecture and general requirements.

## BIOGRAFÍAS



*Pullupaxi Masabanda, Fernando Rubén*

Nace en Quito el 1 de marzo de 1983. Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Nacional Juan de Salinas, obteniendo el título de bachiller en Ciencias Físico Matemático.

Sus estudios universitarios los cursó en la Escuela Politécnica Nacional obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico especialidad Potencia, se ha desempeñado como: Jefe de Proyectos Eléctricos e Hidráulicos en el sector privado, Supervisor de operación del Centro de Control (SCADA) para distribución de energía de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL, Regional Santo Domingo, actualmente es parte de la Gerencia de Ingeniería y Construcción, División Subestaciones de CELEC- EP TRANSELECTRIC

*Tapia Calvopiña, Luis Elías.*



Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional 1976, Master en Tecnologías de Información para la Fabricación de la Universidad Politécnica de Madrid 2001, Director del Instituto de Tecnólogos, Coordinador de Electromecánica, Jefe del Departamento de Energía

Eléctrica, Profesor Principal de la EPN.