



**COMISION DE INTEGRACION ENERGÉTICA REGIONAL
COMITE NACIONAL Colombia**

Código: (No llenar)

**Seminario Internacional de Mantenimiento en Sistemas Eléctricos
II SIMSE CIER 2009**

Bogotá, Colombia; 30 de septiembre de 2009

**PASOS PARA EL DIAGNOSTICO PRECISO, EN TIEMPO REAL, DE
TRANSFORMADORES EXISTENTES EN SUBESTACIONES**

Complejo de generación Guadalupe III, 12 de Abril de 2009

**Tema: Aplicación de Nuevas Técnicas, Herramientas y/o Tecnologías para la Ejecución del
Mantenimiento.**

Autor/es: LUIS FERNANDO CORREA GIRALDO, INSTRUMENTISTA / ORLANDO PACHÓN
VILLAMIL, INGENIERO ELECTRICISTA

Empresa o Entidad: EPM (Empresas Públicas de Medellín)/ SEGURIDAD ELECTRICA LTDA

Cargo: Instrumentista / Ingeniero Electricista

EPM (Empresas Públicas de Medellín)

Edificio Inteligente EPM

Carrera 58 42-125 Piso 9

Medellín, Antioquia

Código Postal: 2640

Teléfono: (054)3806749

Fax: (054)3806749

E-Mail: Luis.Correa@epm.com.co

SEGURIDAD ELECTRICA LTDA

Calle 44c 57-49

Barrio Esmeralda

Bogotá D.C.

Código Postal:

Teléfono: (051)3156200

Fax: (051)3157800

E-Mail: dps@seguridadelectricaltda.com

PALABRAS-CLAVE: Tecnología de
punta, monitoreo en línea, diagnóstico
en tiempo real

1 INTRODUCCIÓN

En el mercado actual de energía eléctrica en el mundo, se está llevando a las empresas del sector a operar en un ambiente de alta competitividad, mediante la búsqueda constante de eficiencia y mejor calidad a menores costos. En este ámbito se debe dejar atrás el mantenimiento correctivo y evolucionar por lo menos hasta llegar a gerenciar los activos fijos, condición que sólo es posible por medio de sistemas de monitoreo en línea, que diagnostiquen los transformadores de potencia en tiempo real.



Ilustración 1. Evolución del mantenimiento

2 OBJETIVO

Ahora los Gerentes están obligados a manejar con mayor cuidado los activos fijos existentes, sin perder la continuidad del servicio al cliente ni la confiabilidad, pero esto no puede hacerse de una manera fácil ya que los sistemas de potencia actuales tienen gran número de transformadores antiguos. Generalmente los transformadores de potencia están diseñados para lograr una vida útil de 30 a 40 años, con promedio de 35 años cuando la temperatura

promedio de los devanados no sobrepasa los 65 °C.

La temperatura impacta directamente en la pérdida de vida útil del aislamiento por lo cual es de suma importancia el monitoreo y el control de las temperaturas de operación en los devanados y en el aceite del transformador

Dentro de las actividades de diagnóstico y control de los sensores de temperatura se ejecuta la ruta crítica metrológica, en la cual se efectúa la calibración de termómetros en los transformadores de potencia, contra equipos de temperatura debidamente patronados. En dicha calibración se han encontrado desviaciones en la indicación de algunos de los termómetros en diferentes unidades.

El problema particular y más crítico se ha presentado en el banco de transformadores de la unidad 2 en Guadalupe III, en los cuales se evidencio un error significativo en la indicación de la temperatura con respecto al equipo patrón.

Como consecuencia el arranque y parada de la ventilación forzada y el accionamiento de las protecciones del transformador por alta temperatura, que dependen directamente de los termómetros, no actúan oportunamente, poniendo en riesgo el transformador de potencia y la operación de la unidad.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA G-32						
FASE R						
PATRÓN	TERMOMETRO DEVANADO	ERROR	*FLUKE 743B	TERMOMETRO ACEÍTE	ERROR	FLUKE 743B
40	36	4	oscilante	49	9	oscilante
60	50	10	45.6	70	10	58.9
80	66	14	60.7	90	10	76.3
90	77	13	72.4	100	10	85.6
100	82	18	76.7	110	10	97.3

TRANSFORMADOR DE POTENCIA G-32						
FASE S						
PATRÓN	TERMOMETRO DEVANADO	ERROR	FLUKE 743B	TERMOMETRO ACEITE	ERROR	FLUKE 743B
40	60	20	45.7	48	8	48.9
60	80	20	60.5	64	4	64.4
80	99	19	81.1	80	0	80.8
90	109	19	92.3	87	3	oscilante
100	115	15	98.4	95	5	96

TRANSFORMADOR DE POTENCIA G-32						
FASE T						
PATRÓN	TERMOMETRO DEVANADO	ERROR	FLUKE 743B	TERMOMETRO ACEITE	ERROR	FLUKE 743B
40	51	11		42	2	
60	64	4		60	0	
80	78	2		78	2	
90	85	5		85	5	
100						

* Calibrador de procesos Fluke 743B se usó para verificar la señal entregada al control

Una vez identificado el problema, se hace necesario conocer el tiempo de vida útil real estos activos fijos para que las decisiones sobre ellos se tomen con mucho mas cuidado y solo se basen en hechos, mas no en suposiciones.

El transformador, por su alto costo de inversión, es un factor decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad de nuestra red de generación y, por supuesto, el riesgo asociado al plan de inversiones a largo y mediano plazo.

De acuerdo con la situación, arriba descrita, ahora se debe determinar:

Qué medir,

Dónde medir,

Cómo medir,

Métodos de medición.

Recolección de datos, para convertir los datos en información.

Obtener la información correcta y hacerla llegar a la persona correcta.

Y los mas importante, convertir esta información en beneficios, en términos de productividad (continuidad del servicio y confiabilidad):

- Conseguir grandes ahorros posponiendo actualizaciones o repotenciaciones innecesarias.
- Utilizar de ciclos de trabajo dinámicos para el transformador.
- Ahorrar al reducir el riesgo y la frecuencia de salidas no planeadas al conciliar ciclos de trabajo dinámicos y monitoreo de condición para prevenir fallas, reparaciones costosas y lucro cesante.
- Incrementar la vida útil del transformador al tener un mantenimiento centrado en confiabilidad, basado en el monitoreo de su condición.
- Reducir costos de mantenimiento, evitando mantenimientos innecesarios inherentes al mantenimiento preventivo a intervalos fijos de tiempo.
- Obtener datos objetivos basados en hechos para la planeación futura.
- Negociar reducciones en las primas de seguros.
- Conocer la vida remanente del transformador, el activo fijo de mayor valor en una subestación.

Conocer y aplicar las bondades de un sistema de monitoreo en línea permite llegar a un estimativo bastante cercano de la vida útil del transformador, ya que no implica suposiciones, registra con precisión su buen o mal mantenimiento, eventos pasados y futuros, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado actual de su aislamiento para así dar una clara indicación del “final de vida”.

Se hace necesario entonces realizar el cambio de los termómetros antiguos, debido a que estos ya no permiten ajustar el error hallado y se podría ver comprometida la vida útil del transformador.

Como posible solución se exploró una nueva tecnología la cual ofrecería mejorar el tiempo de respuesta, generar una mayor precisión en la medición y disminuir el mantenimiento, orientándolo hacia el mantenimiento basado en condición, y que operaría en el contexto de mayor eficiencia y mejor calidad sin colocar en riesgo la seguridad y confiabilidad de la operación.

3 MÉTODOS

Para tener un panorama preciso sobre los cambios a realizar, al pasar de equipos antiguos a equipos digitales se diseñó una prueba piloto en un transformador de la fase S del complejo de generación de Guadalupe III. Se eligió un transformador ya instalado para verificar la viabilidad de monitoreo en línea a toda la infraestructura.

Se instaló un equipo electrónico basado en tecnología IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes, estos IEDs efectúan funciones primarias de protección y control del transformador y por lo tanto son utilizados en el transformador independientemente de la existencia o no de un sistema de monitoreo), para verificar su funcionamiento y confiabilidad al controlar y supervisar la temperatura del devanado y del aceite en la fase T del banco 2 de Guadalupe III.



Ilustración 2. Monitor basado en IED instalado



Ilustración 3. Transformador piloto para el monitoreo y control de temperatura.

Para la puesta en servicio del nuevo sistema de medición, retiramos el termómetro tradicional existente y lo remplazamos por un sensor tipo PT-100 asociado al IED.



Ilustración 4. Sensor PT100 instalado.

De igual forma se instaló un sensor PT100 para medir la temperatura ambiente y así poder modelar el envejecimiento del aislamiento según norma.



Ilustración 5. Sensor de temperatura ambiente.

Trasladamos el conexionado para habilitar las protecciones y el accionamiento de los ventiladores para que actúen por el sistema a probar.

Para obtener la temperatura del devanado (imagen térmica), es necesario medir la corriente de carga del transformador. Como es un riesgo abrir el circuito secundario del TC, decidimos no abrir este circuito y medir la corriente con otro TC de núcleo instalado sobre el conductor del secundario del TC.



Ilustración 6. TC de núcleo partido instalado.

Los objetivos para este piloto de sistema de monitoreo, son los siguientes:

- Diagnóstico rápido del estado actual del transformador, y así determinar si

se mantiene o no el transformador en operación, además identificar la necesidad de la reducción de la carga a fin de disminuir el riesgo de falla grave en un equipo deteriorado.

- El pronóstico temprano de condiciones de falla en sus etapas iniciales de evolución, y así aumentar la disponibilidad del sistema y hacer posible la parada del equipo sólo cuando fuere necesario para acciones correctivas.
- Monitorear las condiciones de operación del equipo a lo largo de toda su vida, a fin de extender su vida útil y mantener bajo control el proceso de envejecimiento, acelerado por la utilización en condiciones límite de operación, además del control del equipo al final de la vida útil.
- Hacer posible la utilización del transformador en condiciones de sobrecarga en casos de emergencia, aunque con total conocimiento y control de las diversas variables involucradas, sin incurrir en riesgos excesivos.
- Tener acceso rápido a la información sobre el estado del equipo.
- Dejar abierta la posibilidad de integración con los demás sistemas de monitoreo y de gerenciamiento de mantenimiento de la empresa.
- Integrar el gerenciamiento del mantenimiento y de la reducción de sus costos.

4 CONCLUSIONES DE LA PRUEBA PILOTO REALIZADA

El papel actual del mantenimiento es el **incremento de la confiabilidad y la**

continuidad del servicio de la red eléctrica realizando actividades de planeación, organización control, dirección y ejecución de métodos de conservación de activos; tomando decisiones acerca de su obsolescencia, su adquisición, repotenciación o remodelación.

Para realizar un diagnóstico previo a los transformadores existentes, se pueden seguir dos caminos:

- Mantener los transformadores de potencia en condiciones constantes y controladas mediante una vigilancia permanente por personal dedicado, o
- Monitorear en línea y de manera constante los parámetros críticos y cambiantes de trabajo.

Como lo primero es costoso y difícil, queda como única solución el monitoreo en línea de todos los parámetros y las condiciones cambiantes de trabajo.

En el escenario mencionado, para la perfecta operación de un sistema eléctrico, se vuelve plenamente justificable la aplicación de Sistemas de Monitoreo On-line a los transformadores de potencia, dada su importancia.

Por ser un transformador dentro de una cadena de generación, la instalación de los monitores, debe tener las siguientes características:

- Instalación fácil, sin orificios adicionales
- Corto tiempo de corte
- No invasiva a los tableros originales del transformador.
- Autocalibración

Como conclusión a continuación se enumeran algunas características que son deseables al especificar monitores de temperatura:

- Instrumento de tecnología basada en microprocesadores, debe registrar las temperaturas instantáneas y máximas de aceite e incorporar un circuito de simulación para indicar las temperaturas instantáneas y máximas del punto más caliente en el devanado del transformador (Imagen Térmica).
- Debe poseer salidas de instrumentación (4-20mA, 0-5V entre otros)
- Con un sistema que permita ajustar, de manera conveniente la elevación del hottest spot del devanado.
- Con display tipo LED : temperatura de aceite y de devanados. (Los display de cristal líquido comprobaron ser poco útiles en ambientes a pleno sol y electromagnéticamente agresivos)
- Clase de exactitud del 2%, y una constante de tiempo ajustable entre 1 y 10 minutos para la temperatura de devanados.
 - El algoritmo de cálculo de acuerdo con la norma IEEE C57.91, o la norma IEC 60354.

Después de cinco meses de instalado el equipo, su comportamiento ha sido estable y confiable. La indicación de temperatura se ajusta a la real comparada contra el transmisor de temperatura instalado como equipo de comparación.

Se comprobó que este tipo de equipos, diseñados específicamente para este tipo de aplicación, no se ven afectados ante eventos externos extremos: en un evento ocasionado por un animal que comprometió las distancias de seguridad eléctricas y provocó un arco ionizante en el punto de toque que afectó gravemente dos aisladores de soporte, el equipo instalado tuvo un excelente comportamiento sin afectar su operabilidad ni comprometer la generación de la planta. Con

este hecho, las dudas que nos generaba la nueva tecnología (por ser equipos electrónicos) fueron resueltas.

La recomendación, ante el comportamiento obtenido, es realizar el cambio de tecnología para el banco de transformadores de Guadalupe III, lo que podría crear un referente para Empresas Publicas, según el resultado del comportamiento en el tiempo del equipo, para implementar esta aplicación en transformadores que se encuentran en sitios de difícil acceso y que garantice la vida útil de estos.

5 CONCLUSIONES GENERALES

Las etapas a seguir para realizar este tipo de modernización en transformadores se ilustra en la figura 8. Al final de este artículo

Arquitectura del Sistema

La arquitectura del sistema de monitoreo comprende las siguientes etapas principales:

Medición de Variables

Para obtener diagnósticos y pronósticos del estado de un equipo, es necesaria la realización de mediciones en el mismo, siendo la elección apropiada de las variables a medir, así como la calidad de las mediciones efectuadas, esencial para alcanzar el objetivo propuesto.

Almacenamiento y Tratamiento de las Mediciones

De las variables medidas y almacenadas por el sistema se debe obtener información relevante para el usuario, por esto es necesario el tratamiento de los datos. Este tratamiento consiste en modelos matemáticos y sistemas

especialistas para el diagnóstico y pronóstico de estado del transformador.

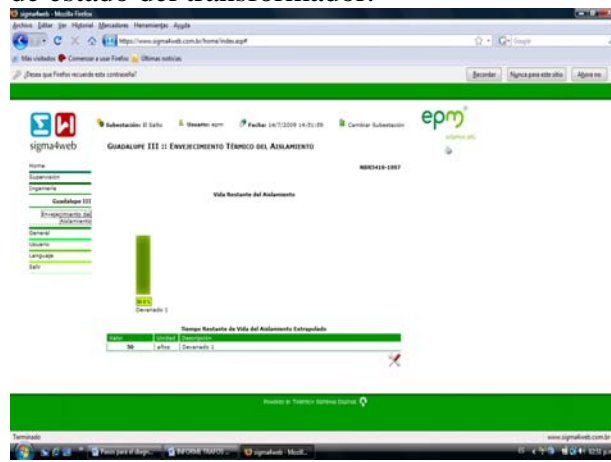


Ilustración 7. Utilización de los datos para calcular envejecimiento del transformador.

Acceso a la Información

Para que el sistema alcance sus objetivos propuestos, el diagnóstico, pronóstico y las mediciones de los sensores, tanto on-line como los registros históricos, se precisa que los datos ya organizados y tabulados sean colocados a disposición de los usuarios del sistema. Para ello, se utilizan las herramientas ofrecidas por la Tecnología de Información, tales como los bancos de datos, redes corporativas, Internet, mensajes electrónicos, SMS, etc.



Ilustración 8. Acceso a la información por medio de software experto

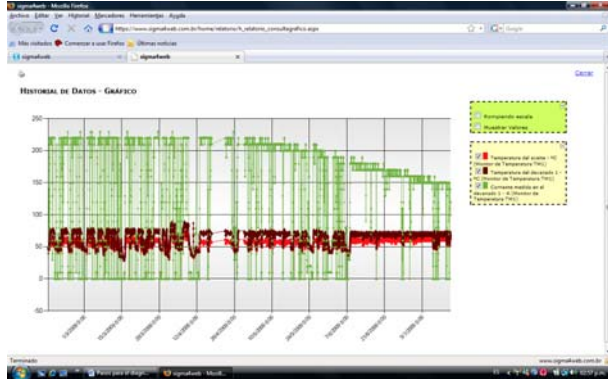


Ilustración 9. Manejo de los datos utilizando un software experto.

Esta arquitectura debe poseer algunas de las características definidas como fundamentales para el sistema de monitoreo:

- Sistema abierto, permitiendo la futura inclusión de nuevos sensores para el transformador y/o de nuevos módulos de tratamiento de información para diagnóstico y pronóstico.
- Sistema expandible a otros equipos, tales como los demás transformadores de potencia, transformadores de instrumentos y disyuntores, entre otros.
- Sistema de monitoreo integrable con otros sistemas de la empresa, tales como sistema de supervisión, de gestión de mantenimiento entre otros.
- Sistema descentralizado, basado en sensores inteligentes integrados en red de comunicación de campo con protocolos abiertos.
- Sistema que evite la utilización de elementos centralizadores de mediciones en el campo, tales como CLP's o IHM's, para evitar que la falla en un único elemento bloquee todas las mediciones, evitando también la adición de un punto de falla potencial.

6 BIBLIOGRAFIA

Lavieri Jr., Arthur, Hering, Ricardo, “New Concepts in Energy Systems of High

Reliability”, Encarte Especial Siemens Energia, <http://mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf>, January/2001.

Alves, Marcos, “On-Line Monitoring System for Power Transformers”, Eletricidade Moderna Magazine, May/2004.

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.

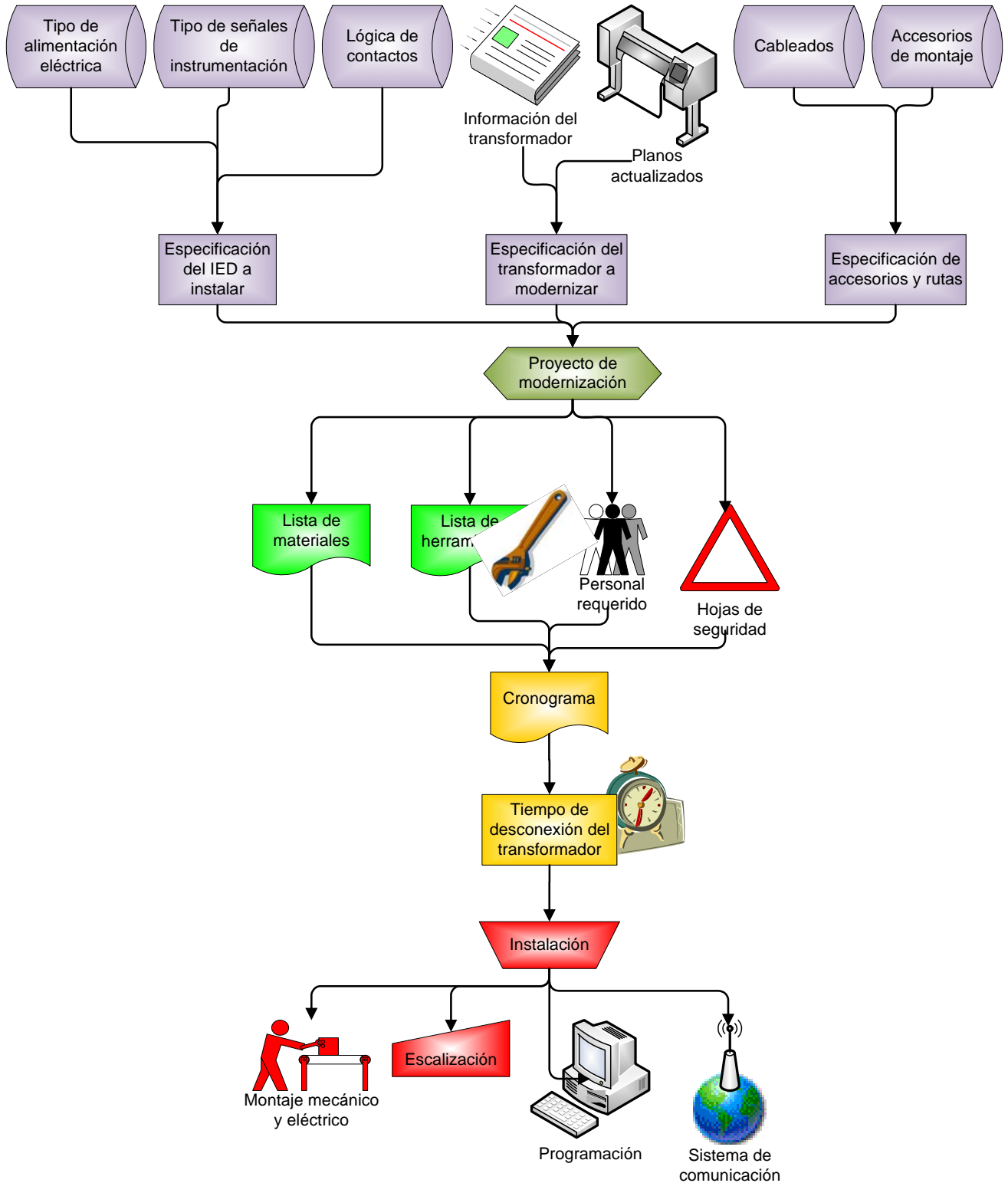


Ilustración 10. Etapas de un proyecto de modernización de monitoreo y control de temperaturas en transformadores con tiempo de servicio.

