

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA EMPLEANDO FIBRA ÓPTICA PARA EL ESTUDIO TÉRMICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN INMERSOS EN ACEITE MINERAL Y VEGETAL

DIEGO FERNANDO-NAVAS*
HÉCTOR CADAVID RAMÍREZ**
DIEGO FERNANDO ECHEVERRY IBARRA***

RESUMEN

Los transformadores son elementos de suma importancia dentro de las redes eléctricas. Su vida útil depende, entre otros factores, de la temperatura presente en su interior; especialmente aquella localizada en sus materiales aislantes. Dichas temperaturas suelen ser estimadas a través de modelos propuestos en las normatividades; sin embargo, los valores obtenidos son aproximados y siempre es deseable obtener una medición directa. Por razones netamente económicas la medición directa suele emplearse en transformadores de potencia. Sin embargo, con la llegada de las *smarts grids* (redes inteligentes) será necesaria la instrumentación en los sistemas de distribución y el uso de tecnologías más limpias. Con fines investigativos, en el presente documento los autores comentan sus experiencias en la instrumentación con fibras ópticas de cuatro transformadores de distribución sumergidos en aceite mineral y vegetal para realizar una evaluación térmica. Los transformadores tienen capacidades de 15 kVA y 37,5 kVA y operan a tensiones de 7620 V / 240 V. Se explica el proceso de determinación de los puntos de medición de temperatura al interior del transformador y se finaliza con resultados de ensayos de elevación de temperatura empleando carga simulada mediante cortocircuito y carga real a dos niveles para comparar las mediciones dentro de cada uno de los transformadores.

PALABRAS CLAVES: transformadores de distribución; sensores de fibra óptica; líquidos dieléctricos; instrumentación; ensayos térmicos; medición de temperatura; aceite vegetal.

* Tecnólogo en electrónica, ingeniero electricista y Magíster en Ingeniería, Universidad del Valle. Profesor asistente, Universidad del Valle, Santiago de Cali, Colombia. Correo electrónico: diego.navas@correounivalle.edu.co

** Ingeniero electromecánico y Doctor of Philosophy (PhD.), Instituto Superior Energético de Moscú. Profesor titular, Universidad del Valle, Santiago de Cali, Colombia. Correo electrónico: hector.cadavid@correounivalle.edu.co.

*** Ingeniero electricista y doctor en Ingeniería, Universidad del Valle. Profesor asistente, Universidad del Valle, Santiago de Cali, Colombia. Correo electrónico: diego.echeverry@correounivalle.edu.co.

Historia artículo

Artículo recibido 25-X-2011.

Aprobado 01-X-2012

Discusión abierta hasta 01-VI-2014

IMPLEMENTATION OF A TEMPERATURE MEASURING SYSTEM USING FIBER OPTIC FOR THE THERMAL STUDY OF DISTRIBUTION TRANSFORMERS IMMERSSED IN MINERAL OIL AND VEGETABLE

ABSTRACT

Transformers are elements of the utmost importance in the layout of power grids. Their usable lifespan depends on various factors, amongst them, the temperature within their own interior; specially the localized temperature on their insulating material components. Such temperatures are usually approximated through proposed guideline models, however, as stated, these values are approximations and realtime direct measurements would be much more desirable. Due to purely economic reasons, direct measurement is often used for power transformers. However, in the advent of "Smart Grids" distribution system instrumentation will be necessary, as well as the use of cleaner technologies. For research purposes, in this paper, the authors will discuss their experiences in instrumentation with optical fibers in four different distribution transformers submerged in mineral and vegetable oil, for thermal evaluation. The transformers have capacities that range from 15 kVA to 37,5 kVA and operate at voltages of 7620 V / 240 V. This paper also explains the process of identifying which are the optimal temperature measurement points in the interior of the transformer and leads into the results of temperature rise tests with simulated loads through the use of short circuits and through constant reference fault and actual load at two levels to compare measurements within each of the transformers.

KEYWORDS: distribution transformers; optical fiber sensors; dielectric fluids; instrumentation; thermal tests; temperature measurement; vegetable oil.

IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE TEMPERATURA UTILIZANDO FIBRA ÓPTICA PARA O ESTUDO TÉRMICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO IMERSOS EM ÓLEO MINERAL E VEGETAL

RESUMO

Os transformadores são elementos de soma importância dentro das redes elétricas. Sua vida útil depende, entre outros factores, da temperatura presente a seu interior, especialmente aquela localizada em seus materiais isolantes. Ditas temperaturas costumam ser estimadas através de modelos propostos nas normatividades; no entanto, os valores obtidos são aproximados e sempre é desejável obter uma medida directa. Por razões netamente económicas a medida directa costuma empregar-se em transformadores de potência. No entanto, com a chegada das smart grids (redes inteligentes) será necessária a instrumentação nos sistemas de distribuição e o uso de tecnologias mais limpas. Com fins investigativos, no presente documento os autores comentam suas experiências na instrumentação com fibras ópticas de quatro transformadores de distribuição submergidos em azeite mineral e vegetal para realizar uma avaliação térmica. Os transformadores têm capacidades de 15 kVA e 37,5 kVA e operam a tensões de 7620 V / 240 V. Explica-se o processo de determinação dos pontos de medida de temperatura ao interior do transformador e finaliza-se com resultados de ensaios de elevação de temperatura empregando ónus simulada mediante cortocircuito e ónus real a dois níveis para comparar as medidas dentro da cada um dos transformadores.

PALAVRAS-CÓDIGO: transformadores de distribuição; sensores de fibra óptica; fluidos dielétricos; instrumentação; testes térmicos; medição de temperatura; óleo vegetal.



1. INTRODUCCIÓN

Los transformadores son imprescindibles para el suministro de potencia eléctrica a los usuarios finales. Su presencia dentro de las redes eléctricas es numerosa y una falla en ellos puede causar graves consecuencias y traer consigo pérdidas considerables que, normalmente, solo pueden ser compensadas tras enormes esfuerzos técnicos y financieros (Werle *et al.*, 2000; Myonghwan, 2008). Dada su importancia dentro de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, resulta vital conservar su integridad y vida útil. La vida útil del transformador eléctrico se asocia directamente con la duración de los materiales aislantes que lo conforman.

El envejecimiento o deterioro del aislamiento son una función del tiempo, la temperatura, el contenido de humedad y el contenido de oxígeno. Con los sistemas modernos para la preservación del aceite de los transformadores, las contribuciones de oxígeno y la humedad pueden ser minimizadas, dejando la temperatura como el parámetro para ser controlado (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 1995). Por eso es necesario contar con información precisa sobre la distribución espacial de la temperatura para diagnosticar y evaluar el estado actual de los transformadores. Para ello es usual emplear modelos propuestos en las normatividades (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 1995; *International Electrotechnical Commission*, 2005) que buscan cuantificar, de manera indirecta, la temperatura promedio de los devanados para poder estimar la temperatura del punto más caliente, y de esta manera evaluar el deterioro del aislamiento con el paso del tiempo.

Debido a la complejidad del fenómeno de transferencia de calor del transformador, aún no existe un modelo que permita estimar en forma exacta su comportamiento térmico, por esta razón la medición de la temperatura de los devanados continúa siendo la mejor alternativa (Cardillo E. y Feser K., 1996; Elmoudi, A.; Palola, J. y M. Lehtonen, 2006; Ukil, A. Braendle, H. y Krippner, P., 2012). Debido a los costos de implementación, el monitoreo en línea de un transformador normalmente se aplica para transformadores de potencia en importantes subestaciones (Betta, G.; Pietrosanto, A. y A. Scaglione, 2001; Betta, G.; Pietrosanto, A. y A. Scaglione, 2000). Sin embargo, con la tendencia hacia las redes inteligentes —denominadas en inglés

smarts grids— es necesaria la instrumentación de los elementos de los sistemas de distribución aunada al uso de tecnologías más limpias. Por tales razones y con fines investigativos, en el presente trabajo los autores instrumentaron con sensores de temperatura de fibra óptica cuatro transformadores de distribución inmersos en dos clases de líquido refrigerante: mineral y vegetal, para hacer una evaluación térmica; tanto a condiciones nominales, empleando cargas resistivas, como simulando la carga mediante un cortocircuito.

El líquido refrigerante por excelencia en los transformadores desde su creación ha sido el aceite mineral. En los últimos años el aspecto medioambiental ha cobrado importancia y el desarrollo de tecnologías limpias e igualmente funcionales desde el punto de vista técnico se ha venido imponiendo (Navas, Echeverry y Cadavid, 2012). Una de esas tecnologías es el aceite vegetal. Existen varias marcas comerciales en el mercado y a nivel mundial su comportamiento como aislante y refrigerante es un tema de actual investigación. En Colombia desde hace varios años hay interés en el tema, llegando incluso algunas electrificadoras a poner en servicio transformadores sumergidos en aceite dieléctrico vegetal (Navas, Echeverry y Cadavid, 2012a).

2. INSTRUMENTACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

Los transformadores utilizados en este trabajo constructivamente son iguales y operan a tensiones de 7620 V / 240 V. Dos de ellos sumergidos en aceite mineral (15 kVA y 37,5 kVA) y los otros dos en aceite de origen vegetal (15 kVA y 37,5 kVA). Para la instrumentación se realizó un trabajo previo de simulación con el método de elementos finitos MEF, a través del cual se establecieron los puntos de medición de temperatura. Culminado este proceso, los transformadores fueron contruidos e instrumentados en fábrica.

2.1 Determinación de los puntos de medición

Se definieron cinco (5) puntos de medición de temperatura dentro de los transformadores. Uno ubicado por encima del fondo del tanque, otro por debajo del nivel de aceite, dos en los devanados (uno en el de alta tensión y otro en el de baja tensión) y uno en el núcleo.

Para la determinación de los puntos de medición dentro de los transformadores se usó el *software* de elementos finitos ANSYS 11 en el módulo de fluidos denominado FLOTRAN. Los resultados obtenidos (figuras 1a, 1b, y 1c) sirvieron de apoyo para situar los puntos de medición para registro de temperaturas, teniendo como criterios de selección las zonas que alcanzaron las mayores temperaturas y la viabilidad técnica a la hora de la instalación. En la figura 2 se ilustran los puntos elegidos.

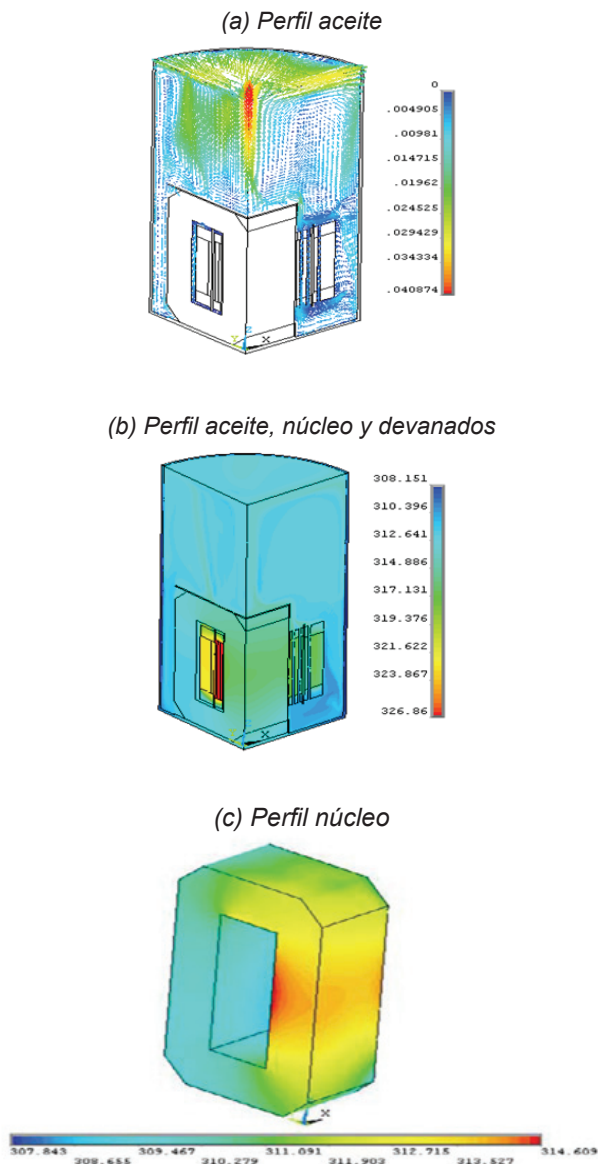
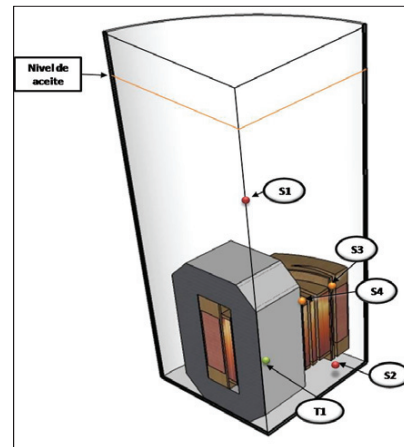


Figura 1. Perfil térmico del transformador después de transcurridas diez (10) horas



- S1: Temperatura superior del aceite
- S2: Temperatura inferior del aceite
- S3: Temperatura devanado de alta tensión
- S4: Temperatura devanado de baja tensión
- T1: Temperatura en el núcleo

Figura 2. Puntos de medición en los transformadores

El punto S1 representa la medición de la temperatura superior del aceite (*topoil*). Su ubicación fue determinada dado el patrón de flujo obtenido en la figura 1a, en donde básicamente se captura la temperatura del aceite proveniente de los devanados. El punto S2 representa la medición de la temperatura inferior del aceite (*bottomoil*). Su ubicación se determinó tras localizar el punto de menor temperatura en la parte inferior del aceite (figura 1b). Con este punto de medición se puede establecer el gradiente térmico entre los puntos S1 y S2. Los puntos S3 y S4 representan la medición de temperatura en el devanado de alta tensión y baja tensión respectivamente. El punto T1 (termopar) registra la temperatura presente en el núcleo y su instalación se da a partir de los resultados mostrados en la figura 1c.

2.2 Instrumentación de transformadores

Los transformadores fueron instrumentados en fábrica. Todos los sensores, exceptuando el del núcleo, fueron fibras ópticas. En el núcleo se empleó un termopar no blindado. En la figura 3 se pueden apreciar etapas del proceso de instrumentación. La instrumentación en fábrica requiere adecuaciones especiales en la línea de producción con el fin de reducir los riesgos de fractura del sensor y optimizar el tiempo de instalación.



Figura 3. Instrumentación de los transformadores.

3. SISTEMA PARA LA REALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE ENSAYOS

Los ensayos realizados para determinar el comportamiento térmico de los transformadores requieren la aplicación de ciclos de carga durante un largo período de tiempo. Debido a ello fue necesario contar con un sistema automatizado que permitiera aplicar ciclos de carga bajo condiciones controladas y, a su vez, registrar tanto los valores de corriente y potencias aplicadas, así como las temperaturas medidas al interior y al exterior del transformador. Para ello se implementó un sistema de medición, el cual consta de una aplicación desarrollada en el *software* LabView 7.1 encargada de la adquisición, control y procesamiento de todas las señales provenientes de los diferentes sensores y transductores involucrados en el proceso y que son necesarias para la realización automática de los ensayos de elevación de temperatura. En la figura 4 se muestra un diagrama esquemático del sistema desarrollado.

4. RESULTADOS

Con el propósito de corroborar las similitudes constructivas de los transformadores, se realizaron ensayos de rutina empleando los métodos estandarizados (*Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2010a*).

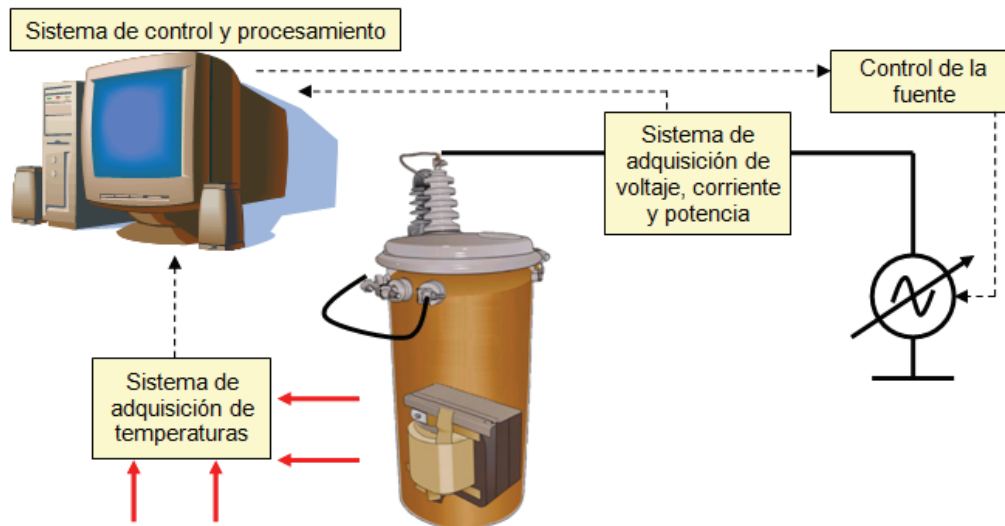


Figura 4. Montaje del sistema automatizado para control y monitoreo de los ensayos

Como se observa en la figura 5, los resultados obtenidos para los transformadores de una misma potencia son muy cercanos entre sí y cumplen con los valores establecidos por la normativa colombiana. La Norma Técnica Colombiana (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 1995) establece valores de pérdidas sin carga (P_c) de 70 W y 135 W para transformadores monofásicos de 15 KVA y 37,5 KVA respectivamente, y valores de pérdidas bajo carga (P_w) de 195 W y 405 W para transformadores monofásicos de 15 KVA y 37,5 KVA respectivamente.

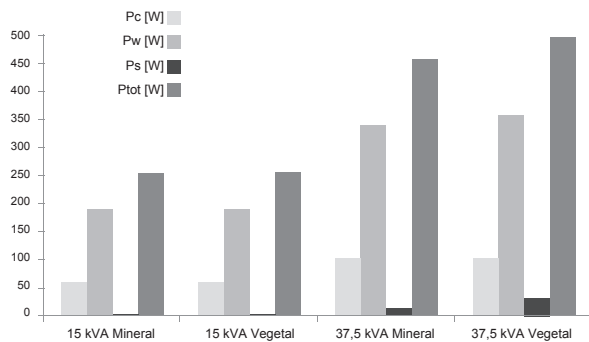


Figura 5. Pérdidas en vacío y con carga de los transformadores evaluados

Luego de la verificación de las características eléctricas de los transformadores se iniciaron los ensayos de elevación de temperatura empleando el método del cortocircuito y el método de carga real (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2010a), sometiendo el transformador a cargas al 100% de su capacidad. En la figura 6a y 6b se muestran los montajes realizados.

En la figura 7 se muestran las elevaciones promedio de temperatura en los devanados de alta tensión (DA), baja tensión (DB) y en el aceite del transformador de 37,5 kVA inmerso ...”. Adicional a esto, el título de la figura 7 debe ser modificado por: “Figura 7. Comparativa de elevaciones promedio de temperatura en devanados y aceite del transformador de 37,5 kVA.

Los resultados muestran mayores elevaciones de temperatura tanto en el aceite como en los devanados en los transformadores inmersos en aceite de origen vegetal. Sin embargo, las mayores diferencias se encuentran en los devanados de alta tensión y son del orden de los 7 °C. Debe aclararse que a pesar de esto, los transformadores inmersos en aceite

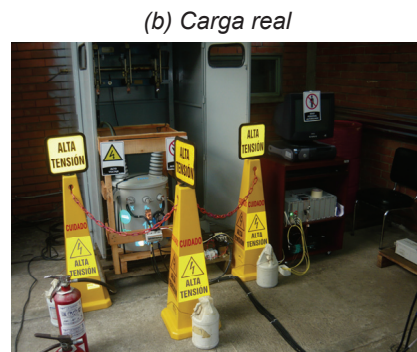
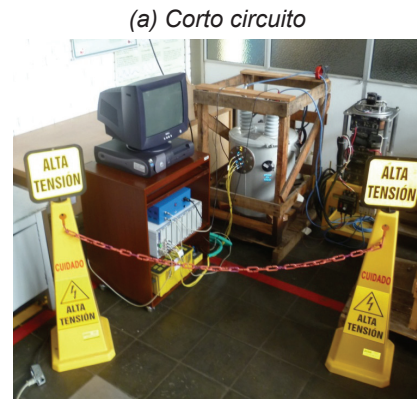


Figura 6. Montajes para ejecutar la prueba de elevación de temperatura

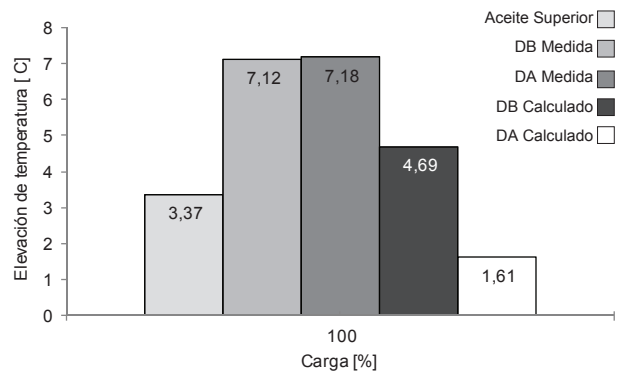


Figura 7. Elevaciones de temperatura del transformador sumergido en aceite vegetal

vegetal no superan los límites de elevación de temperatura establecidos por las normatividades (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1995; International Electrotechnical Commission, 2005).

Los valores calculados de elevación de temperatura difieren notablemente de los medidos con los sensores de fibra óptica. Esto es debido a que la temperatura calculada es la estimación de un



promedio en los devanados, mientras que la medida es el registro directo de la temperatura en la zona que se espera sea la más caliente en los devanados de alta y de baja tensión.

Los transformadores de 15 kVA fueron sometidos a curvas de dos niveles durante períodos de 24 horas empleando cargas de tipo resistivo. La curva de carga consistió de un período de 10 horas al 70% de la capacidad de los transformadores, y luego un período de 5 horas a capacidad nominal para terminar el ciclo con la misma carga inicial (figura 8). Las figuras 8, 9 y 10

muestran tanto los perfiles de carga como de elevación de la temperatura en aceite y devanados (medición directa dentro del transformador menos la temperatura ambiente).

Los resultados, al igual que en el caso de los transformadores de 37,5 kVA, muestran mayores elevaciones de temperatura tanto en el aceite como en los devanados en los transformadores inmersos en aceite de origen vegetal. Sin embargo, las mayores diferencias se encuentran en los devanados de alta tensión y son del orden de los 8 °C. Las figuras muestran claramente

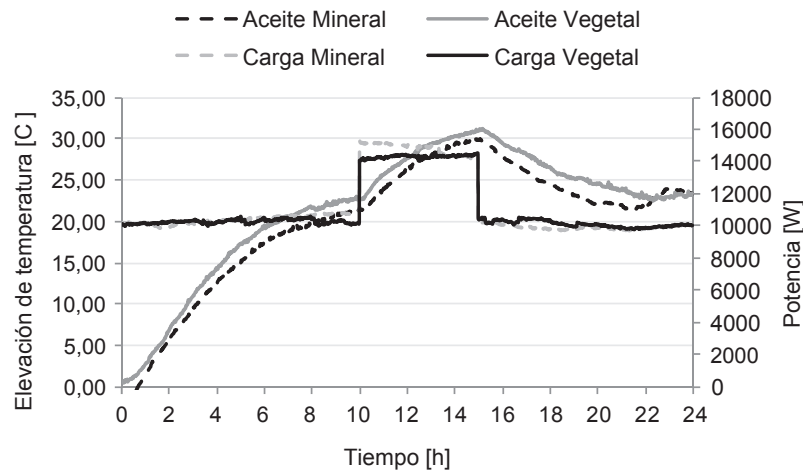


Figura 8. Elevación de temperatura del aceite para el transformador de 15 kVA durante un ciclo de carga de dos niveles (70%-100%-70%)

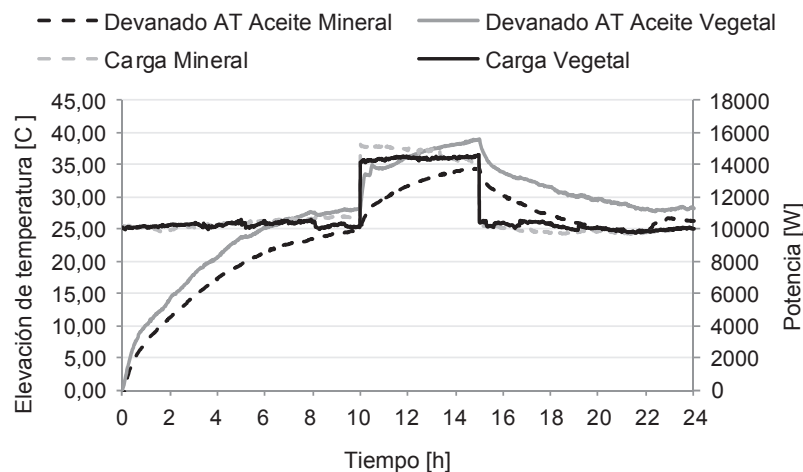


Figura 9. Elevación de temperatura del devanado de alta tensión [AT] para el transformador de 15 kVA durante un ciclo de carga de dos niveles (70%-100%-70%)

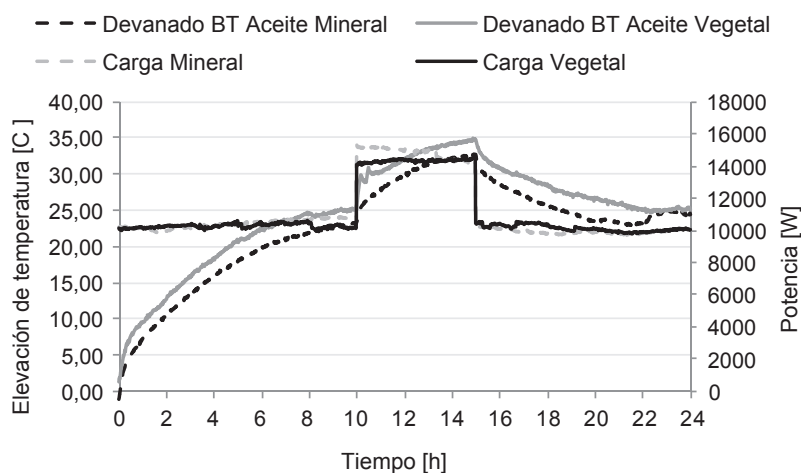


Figura 10. Elevación de temperatura del devanado de baja tensión [BT] para el transformador de 15 kVA durante un ciclo de carga de dos niveles (70%-100%-70%)

que no se superaron los límites de elevación de temperatura establecidos por las normatividades (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 1995; *International Electrotechnical Commission*, 2005).

Dados los costos actuales de los sensores de fibra óptica se puede contemplar, a futuro, la instrumentación por medio de un solo sensor ubicado en la zona más caliente, el cual puede operar sin inconvenientes bajo condiciones nominales de operación del transformador.

CONCLUSIONES

La instrumentación de transformadores de distribución con sensores de temperatura de fibra óptica es una labor que actualmente es costosa y compleja, no obstante, a futuro puede ser factible su uso en los sistemas de distribución.

La comparación de resultados de los ensayos de elevación de temperatura en los transformadores objeto de estudio, muestra mayores elevaciones de temperatura en presencia de aceite vegetal. Las diferencias de temperatura alcanzadas en los casos evaluados no llegan a superar los 8 °C, siendo este el caso particular de la elevación de temperatura en los devanados de alta tensión. Sin embargo, el valor alcanzado de elevación de temperatura en el aceite está muy por debajo del límite establecido en las normatividades existentes.

La medición directa de temperatura con fibra óptica permitió la evaluación térmica del transformador bajo condiciones nominales de tensión y corriente, permitiendo observar diferencias entre los valores calculados y los medidos de elevación de temperatura.

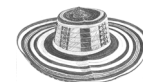
TRABAJOS FUTUROS

Para tener mayor claridad del comportamiento térmico al interior de los transformadores y la ubicación exacta de un sensor para monitoreo en una red eléctrica inteligente, es deseable hacer una investigación con un mayor número de sensores dentro del transformador. Ello permitiría contar con insumos tanto para el ajuste del modelo térmico establecido en las normatividades como para el ajuste del modelo realizado por elementos finitos. La puesta a punto de ambos modelos minimiza notablemente el tiempo de obtención de resultados e incluso puede llegar a obviar la realización de largos ensayos.

Desarrollar sensores de fibra óptica más resistentes, delgados y económicos, para su posible utilización masiva en el monitoreo de los sistemas avanzados de distribución.

REFERENCIAS

Betta, G.; Pietrosanto, A. y A. Scaglione. "An enhanced fiber optic temperature sensor system for power transformer monitoring", en *IEEE Power Engineering Society Power*



- Systems Conference and Exposition*, Atlanta, Georgia – USA, octubre 29 - noviembre 1, 2006, pp.1092-1096.
- Cardillo, E. y Feser K. “New approach in thermal monitoring of large power transformers applied on a 350 MVA oil-cooled unit” en *Prace Naukowe Instytutu Podstaw Elektrotechniki i Elektrotechnologii Politechniki Wrocławskiej*, editado por Konferencje, *Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials II International Conference*, (Wrocław: Polonia), septiembre 15-17, 2004, pp.77-81.
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (Icontec), *Transformadores. Transformadores monofásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito NTC 818*, (Santafé de Bogotá – Colombia: 1995).
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers” en *IEEE Power & Energy Society*, editado por IEEE Std C57.91, (New York – Estados Unidos, 1995, 2008).
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. “IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers” en *IEEE Power and Energy Society*, editado por IEEE C.57.12.90, (New York – USA, 2010).
- International Electrotechnical Commission. “Loading guide for oil-immersed power transformers” en *IEC Publications*, editado por IEC 60354, ed 3, (Geneva – Suiza, 2005).
- Elmoudi, A; Palola, J. y M. Lehtonen. “A Transformer Thermal Model for use in an on-line Monitoring and Diagnostic System” en *IEEE Power Engineering Society*, editado por *Power Systems Conference and Exposition*, Atlanta, Georgia - USA, octubre 29 – noviembre 1 del 2006, pp.1092-1096.
- Myonghwan, K. *et al*, “A study on internal temperature monitoring system for power transformer using optical fiber Bragg grating sensors” en *IEEE Dielectrics and Electrical Insulation Society*, editado por Electrical Insulating Materials, International Symposium, Yokkaichi Cultural Hall – Japón, septiembre 7-11, 2008, pp.163-166.
- Navas, D, F.; Echeverry, D.F. y Cadavid, H. “Evaluation of the use of a vegetable oil in distribution transformers”, *Ingeniare – Revista Chilena de Ingeniería*, vol. 20, No. 2 (agosto), pp. 185-190.
- Navas, D, F.; Echeverry, D.F. y Cadavid, H. “Aplicación del aceite dieléctrico de origen vegetal en transformadores eléctricos”, *Ingeniería y Universidad*, vol. 1, No. 1 (junio), pp. 201-223.
- Ukil, A.; Braendle, H. y Krippner, P. “Distributed Temperature Sensing: Review of Technology and Applications”, *IEEE Sensor Journal*, vol. 12, No. 5 (mayo), pp. 885-892.
- Werle, P. *et al.*, “New devices for a dry type transformer protection and monitoring system” en *Properties and Applications of Dielectric Materials*, editado por *IEEE Dielectrics and Electrical Insulation Society. Proceedings of the 6th International Conference*, (Xi'an – China: Xi'an Jiaotong University / CES Engineering Dielectric Institution, IEEE), junio 21-26 2000, pp.567-570.