

## **Envejecimiento de la aislación eléctrica en transformadores de potencia. Desarrollo de un algoritmo de cálculo según guías de carga IRAM 2473 e IEEE C57.91-2002.**

Ulises Manassero<sup>1</sup>, Andrés Zóttico<sup>1</sup>, Rodrigo Furlani<sup>1</sup>, José Luis Torres<sup>1</sup> y Javier Acosta<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Grupo de Investigación de Control y Seguridad Eléctrica (CySE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional, Lavaise 610, Santa Fe, Argentina  
ulisesmanassero@hotmail.com

**Resumen.** La reducción de la vida útil del aislante en los transformadores se ve afectada por varios factores de índole eléctrica, química y térmica. Ciertas normativas técnicas, tales como IRAM 2473; 1998 y IEEE C57.91-95; 2002 han establecido la manera de estimar matemáticamente la pérdida de vida porcentual (o en horas) de un transformador de potencia embebido en aceite. El departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional, desarrolló un algoritmo de cálculo del envejecimiento del transformador que evalúa la degradación del aislante desde el punto de vista del efecto causado por su estado de carga. Como datos adicionales a los valores de temperatura del punto más caliente del bobinado y de envejecimiento del aislante obtenidos, el algoritmo calcula el tiempo que se ha superado en el transformador la temperatura de referencia de 100 [°C], y cuánto ha envejecido durante ese tiempo. También calcula la tendencia de los años de vida remanente que le quedan a la máquina. El software constituye una herramienta clave en la toma de decisión de las compañías de energía para el recambio de unidades y mantenimientos predictivos de su parque de transformadores.

### **1 Introducción**

El transformador de potencia constituye un eslabón crítico en el normal funcionamiento de los sistemas eléctricos de transmisión de potencia [1]. Una salida de servicio no programada en esta máquina puede provocar demandas no abastecidas por sobrecargas en el parque de transformación operativo -con las consecuentes pérdidas económicas-, así como también reducir la capacidad de regulación de tensión del sistema con el riesgo de llegar a provocar un colapso de tensión en el supuesto de tratarse de una red débil (baja potencia de cortocircuito) de tipo radial. Por estas razones, el monitoreo continuo y el análisis de las condiciones de carga con las cuales opera el transformador son tareas prioritarias que permiten evaluar la reducción gra-

dual de la vida útil de los materiales que componen la máquina (aislantes sólidos y líquidos) y de ese modo poder anticipar las fallas y evitar el mantenimiento correctivo.

La reducción de la vida útil del aislante en los transformadores se ve afectada por varios factores, a saber: sobretensiones, cortocircuitos, la carga y sobrecarga a la cual los transformadores son sometidos. A su vez, el trabajo de los materiales a altas temperaturas, la presencia de oxígeno y la humedad aceleran el proceso de envejecimiento de la aislación [2]. Los valores reales de las sobretensiones y cortocircuitos que afectan a un transformador durante su vida útil son muy difíciles de medir y por lo tanto dificulta estimar la pérdida de vida con estos datos. Análisis químicos (análisis de gases disueltos en el aceite, índice de neutralización, compuestos polares, partículas sólidas, contenido de agua) y físicos (ensayo de rigidez dieléctrica y de tensión interfacial) del aceite y del papel aislante (análisis de furanos) son los más precisos a la hora de estimar cuánto ha envejecido el transformador, pues los resultados de estos análisis son afectados por los factores eléctricos antes enumerados [3]-[4].

Sin embargo, es más fácil de medir –y muchas compañías de servicio eléctrico así lo hacen– la potencia y/o corriente con que el transformador trabaja a diario. De modo que, partiendo de estos valores y conociendo algunos datos característicos del transformador, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés) y el Instituto Argentino de Normalización (IRAM) –o su equivalente internacional, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés)-, han establecido la manera de estimar, matemáticamente, la pérdida de vida porcentual (o en horas) de un transformador de potencia embebido en aceite. Si se conocen los datos históricos de la carga horaria y los valores de las condiciones ambientales, entonces se puede calcular la vida útil esperada para el transformador utilizando los modelos de la Guía de Carga para Transformadores Embebidos en Aceite que propone el IEEE [5] el IRAM [6].

En relación a la problemática planteada, el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, ha desarrollado un algoritmo de cálculo del envejecimiento del aislante del transformador, analizándolo desde el punto de vista del efecto causado por su estado de carga. El programa permite elegir entre los métodos de cálculo propuestos por IRAM e IEEE. Como datos adicionales a los valores de temperatura del punto más caliente del bobinado y de envejecimiento del aislante, el algoritmo calcula el tiempo que se ha superado en el transformador la temperatura de referencia de 100 [°C], y cuánto ha envejecido durante ese tiempo.

Por último, el trabajo presenta un caso práctico de aplicación del software en el análisis del envejecimiento de cuatro transformadores de potencia que operan en diferentes estaciones transformadoras (E.T.) de la Provincia de Santa Fe, de modo de aportar información importante para el futuro recambio del parque de transformación de la empresa distribuidora de energía.

## 2. Relación entre la vida útil del transformador y el envejecimiento de su aislación

De acuerdo a las guías de carga del IEEE e IRAM, el envejecimiento y la duración de vida del aislamiento del transformador podrían describirse, casi exclusivamente, por la degradación térmica de las propiedades del papel aislante del devanado del transformador. No obstante, el punto de final de vida del aislamiento es una variable desconocida todavía, máxime teniendo en cuenta el gran debate originado en la comunidad profesional acerca de los valores esperados de “vida normal” y el criterio de “final de vida” [7].

El valor de la rigidez dieléctrica no es utilizado (entre otras variables) como medida del deterioro del aislante, debido a que el daño evolutivo observado en esta variable es más lento que otros criterios. Por el contrario, son las características mecánicas del papel los factores determinantes para el cálculo del final de vida del papel aislante.

La degradación del papel puede causar la falla del transformador por alguno de los siguientes mecanismos [8]:

- 1- El papel se vuelve frágil, por lo cual puede romperse.
- 2- El agua degrada el papel reduciendo su rigidez dieléctrica.
- 3- Una carbonización local del papel puede incrementar su conductividad, causando sobrecalentamientos y fallas en el conductor.

Un pequeño aumento en el porcentaje de humedad reduce en gran medida la expectativa de vida del aislamiento; por lo que el contenido de humedad es considerado extremadamente dañino para el papel aislante. La presencia de humedad en el sistema de aislamiento juega un rol crítico en la vida del equipo, ya que la humedad deteriora la rigidez dieléctrica y mecánica, y bajo condiciones de sobrecarga promueve la evolución de burbujas en el aceite, con la consiguiente inestabilidad térmica del sistema de aislamiento.

En lo que respecta al contenido de oxígeno, en su reacción con el aceite aislante, crea productos químicos derivados (tales como ácidos, aldehídos, epóxidos) que son agresivos con el papel- por lo que afectan de manera negativa la vida del papel aislante.

## 3. Correlación entre la vida del equipamiento y su temperatura de trabajo.

En la búsqueda por obtener un valor numérico aproximado de la vida remanente o consumida del transformador de potencia, la industria utiliza comúnmente los métodos de cálculo del envejecimiento sugeridos por las guías de carga (IEEE e IRAM), basadas en el modelo clásico de Arrhenius-Dakin (ver ecuación 1) y otros modelos derivados del mismo, tal como el de Montsinger.

$$Vida\ Remanente = A \cdot e^{B/T} \quad (1)$$

Donde:

A: Vida inicial,

B: Constante,

T: Temperatura en [°K].

Este modelo no sólo se basa en la tasa de reacción química de Arrhenius, sino que, además, asume que el envejecimiento debido a las fatigas eléctricas, mecánicas y del medioambiente, no tienen un impacto notable en la vida del aislamiento durante la operación normal de la máquina. Es considerado por ello como un modelo de fatiga simple (temperatura) y es el más utilizado en el análisis de fatiga por temperatura en aislamientos eléctricos.

Considerando los cálculos, el envejecimiento y la expectativa de vida son determinados solamente de las temperaturas de los puntos calientes (hot-spots) de los arrollamientos. La Guía del IEEE usa la fórmula original de Arrhenius-Dakin basada en la degradación del aislante exclusivamente por sollicitaciones térmicas (pirólisis). En cambio, la norma IRAM utiliza el modelo de Montsinger que sólo tiene validez para un intervalo de temperaturas del punto más caliente del arrollamiento, lo cual implica una cierta limitación en la aplicación de Guía de Carga de IRAM, principalmente en aquellos casos en que la máquina se encuentre sometida a excesivas sobrecargas.

La parte más solicitada del aislante será aquella zona del transformador que alcance mayor temperatura. Ésta se da en el bobinado, en su extremo superior, junto con la mayor temperatura del aceite (ya que el aceite más caliente al tener menor densidad se desplaza hacia la parte superior de la cuba por convección natural). El punto de mayor temperatura que está directamente en contacto con el aislante, y que envejecerá más rápido, es conocido como el punto más caliente del arrollamiento.

#### **4. Métodos de cálculo del consumo de la vida útil del transformador**

Según lo comentado en párrafos anteriores, son muchos los factores que influyen el efecto acumulativo de la temperatura sobre el aislante del transformador, de modo que no es posible predecir con cierto grado de precisión cuál es la vida útil del aislante, incluso en condiciones constantes o controladas. De modo que, cada vez que las guías de cálculo hacen referencia a la palabra vida, quiere decir vida calculada del aislante, no la vida real del transformador.

Por definición, la “Vida Útil del Aislante” es: el tiempo total entre el estado inicial que se considera que el aislante es nuevo, y el final en el que la probabilidad de falla (por esfuerzo dieléctrico y/o electro-mecánico), en servicio normal, es elevada. Basándose en ensayos más recientes, las guías de carga consideran que 180.000 horas es una duración normal de la vida útil del aislante.

Las guías de carga calculan entonces el consumo de la vida del aislante de acuerdo a las variaciones en las condiciones de operación, que involucran los valores de temperatura ambiente según datos históricos, y la variación de la demanda de trabajo del

transformador, resultando un incremento o pérdida en el resultado final de la vida útil. Para ello, las guías determinan la temperatura del punto más caliente del bobinado.

El lugar donde el aislante presentará la mayor sollicitación al envejecimiento será el punto del transformador que alcance la mayor temperatura, y esté en contacto con el aislante. Este lugar se conoce como el punto más caliente del bobinado. Esta temperatura se asume que está formada por los tres componentes dados en la siguiente ecuación:

$$\Theta_{HS} = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \quad (2)$$

Donde:

$\Theta_A$ : Temperatura Ambiente.

$\Theta_{TO}$ : Aumento de temperatura en la parte superior del aceite por sobre la temperatura ambiente.

$\Theta_H$ : Aumento de temperatura en el punto más caliente del arrollamiento por sobre la temperatura del punto superior del aceite.

Es importante destacar que los transformadores pueden operar por encima de la temperatura promedio en los puntos más calientes (110 [°C]) durante períodos cortos, siempre que se los opere durante períodos mucho más largos a temperaturas por debajo de este valor (110 [°C]). Esto es debido al hecho que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo, y por consiguiente, permite que cargas por encima de las especificaciones se lleven a cabo en forma segura (sin afectar la expectativa de vida normal del transformador).

## 5. Descripción del programa

El algoritmo que se ha optado por llamar DAT (Deterioro del Aislante del Transformador) tiene como función principal el cálculo del envejecimiento del aislante del transformador, analizándolo desde el punto de vista del efecto causado por su estado de carga, de acuerdo a los criterios de cálculo propuestos por las normas IRAM 2473 –equivalente a la IEC 354-1991- e IEEE C57.91-1995 y correcciones de 2002.

### 5.1 Datos de entrada

El programa permite elegir entre estos dos métodos de cálculo, generando cada uno de ellos un archivo de salida diferente. En la figura 1 se muestra la interfaz del usuario para la carga de datos de entrada de acuerdo a la guía de carga IEEE seleccionada.

**Fig. 1.** Pantalla de carga de datos del transformador para guía de carga IEEE.

El algoritmo requiere el historial de carga del transformador bajo estudio para aplicar la guía de carga, con lo cual utiliza archivos de texto o planillas de cálculo generadas por los sistemas SCADA de las compañías eléctricas correspondientes a las mediciones eléctricas de potencia o corrientes de trabajo del transformador.

## 5.2 Cálculo del envejecimiento.

Con los datos cargados, el software comienza el cálculo del envejecimiento según se haya elegido al inicio la guía de carga de IRAM o de IEEE. El cálculo se realiza para cada período de tiempo coincidente con los períodos de carga contenidos en la planilla de Excel y según los criterios de cada norma. Como datos adicionales a los valores de temperatura del punto más caliente del bobinado y de envejecimiento del aislante, el software calcula el tiempo que se ha superado en el transformador la temperatura de referencia de 100 [°C], y cuánto ha envejecido durante ese tiempo.

También, para análisis del operador, el software le solicita al usuario que informe el tiempo que estima podría ser riesgoso superar una determinada temperatura, agregando, en función de estos tiempos, una tabla con aquellos valores que los superaron.

## 5.3 Resultados.

Los valores calculados por el software son presentados a través de la generación automática de una planilla de cálculo, que contiene una Hoja de Cálculo por cada año analizado y una Hoja de Cálculo común a todos los años (ver figura 2). Ésta contiene: un resumen de temperaturas que superan los 100 [°C], el envejecimiento correspondiente para cada año, una tabla que muestra la velocidad de envejecimiento para cada año (envejecimiento/tiempo), y el tiempo estimado para el final de la vida útil del aislante manteniendo constante dicha velocidad de envejecimiento (tendencia) –según una curva de tendencia lineal estimada–.

Además, esta hoja presenta un resumen y comparación de los resultados obtenidos en los años corridos.

| Transformador: SAN_CARLOS.xls |         |           |         |
|-------------------------------|---------|-----------|---------|
| Año                           | Ratio   | Tendencia |         |
| 2005                          | 7,36    | 278,19    |         |
| 2006                          | 17,44   | 115,92    |         |
| 2007                          | 8,08    | 248,19    |         |
| Total                         | 19,56   | 102,34    |         |
| Vida Consumida                |         |           |         |
| °C                            | 2005,00 | 2006,00   | 2007,00 |
| >100                          | 548,96  | 1290,54   | 361,91  |
| 100-115                       | 294,82  | 714,54    | 324,04  |
| 115-120                       | 111,38  | 219,42    | 29,65   |
| 120-130                       | 129,80  | 319,92    | 8,23    |
| 130-140                       | 12,97   | 36,67     | 0,00    |
| 140-160                       | 0,00    | 0,00      | 0,00    |
| >=160                         | 0,00    | 0,00      | 0,00    |
| Horas                         |         |           |         |
| °C                            | 2005,00 | 2006,00   | 2007,00 |
| >100                          | 226,25  | 552,00    | 249,75  |
| 100-115                       | 190,25  | 471,25    | 242,50  |
| 115-120                       | 23,25   | 48,00     | 6,25    |
| 120-130                       | 12,25   | 31,25     | 1,00    |
| 130-140                       | 0,50    | 1,50      | 0,00    |
| 140-160                       | 0,00    | 0,00      | 0,00    |
| >=160                         | 0,00    | 0,00      | 0,00    |

**Fig. 2.** Resumen de los resultados de los años corridos

Un parámetro importante que se presenta en esta hoja es la tendencia de los años de vida remanentes que le quedan a la máquina. Es importante tener en cuenta que una tendencia es un patrón de comportamiento de los elementos de un entorno particular durante un periodo de tiempo, que en este caso hace referencia al tiempo en el cual se alcanzará el final de la vida útil del transformador, pero debe tenerse en cuenta que este tiempo no es "exacto", sino más bien aproximado en función a la velocidad de consumo de vida del transformador, que es un reflejo de cómo se comporta la demanda abastecida por tal máquina.

## 6. Caso práctico de aplicación del software DAT

Con el fin de establecer una comparación de los resultados prácticos obtenidos con el software DAT para las dos guías de carga que contempla el programa, se llevaron a cabo una serie de corridas correspondientes a un periodo determinado, sobre cuatro E.T., disponiendo cada una de ellas un único transformador de potencia. Con los resultados obtenidos, se realizó una comparación en términos cualitativos y cuantitati-

vos del envejecimiento acumulado de cada transformador y de este modo se obtuvieron conclusiones referentes a cuál es la máquina más envejecida en condiciones normales de trabajo. En las tablas 1 y 2 se presenta un resumen de los resultados obtenidos escogiendo el cálculo de la guía de carga del IEEE.

En función a los resultados obtenidos se deduce que el transformador de la E.T. San Carlos resulta ser claramente el más envejecido durante el período analizado, por las siguientes razones:

- 1- Las horas de vida equivalentes acumuladas son un 200% mayor respecto al transformador que le sigue en horas de vida acumuladas –ver Fig. 3-.
- 2- Es el transformador que presenta una menor tendencia de vida útil, con respecto a los demás.
- 3- Las horas de vida equivalentes perdidas por sobrecargas son holgadamente superiores, para casi la totalidad de los años analizados, en comparación con los demás transformadores.

**Tabla 1.** Horas Equivalentes de Vida Total Perdida Acumulada (Hs) y Tendencia de Vida Útil.

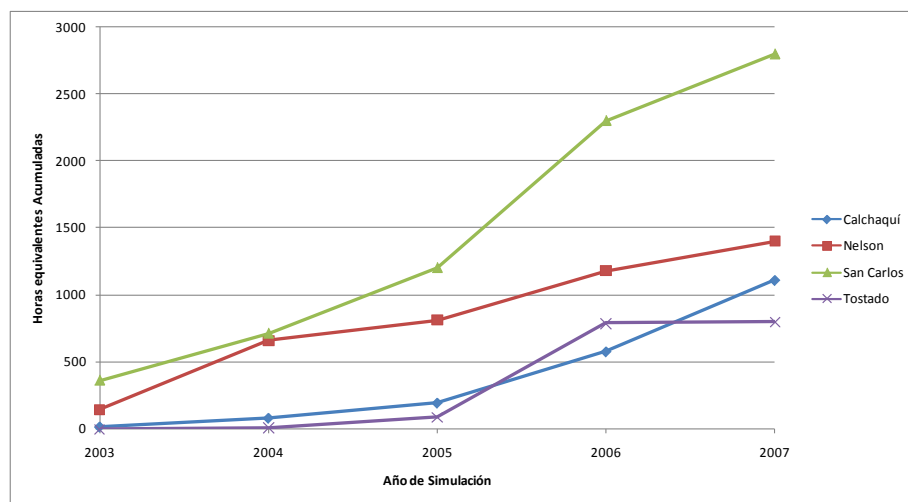
| Año          | Estación Transformadora |                 |               |                 |               |                 |              |                 |
|--------------|-------------------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|--------------|-----------------|
|              | Calchaquí               |                 | Nelson        |                 | San Carlos    |                 | Tostado      |                 |
|              | Hs.                     | Tend.<br>[años] | Hs.           | Tend.<br>[años] | Hs.           | Tend.<br>[años] | Hs.          | Tend.<br>[años] |
| 2003         | 16,5                    | 16027           | 143,5         | 1719            | 361,0         | 660             | 0,0          | 44565           |
| 2004         | 81,5                    | 4274            | 658,4         | 514             | 711,8         | 752             | 11,1         | 23554           |
| 2005         | 194,5                   | 2944            | 809,5         | 1916            | 1201,9        | 535             | 89,9         | 5291            |
| 2006         | 577,4                   | 1096            | 1176,3        | 1222            | 2300,4        | 231             | 786,7        | 1111            |
| 2007         | 1110,5                  | 604             | 1397,4        | 1390            | 2797,8        | 455             | 797,4        | 24146           |
| <b>Total</b> | <b>1110,5</b>           | <b>808</b>      | <b>1397,4</b> | <b>611</b>      | <b>2797,8</b> | <b>299</b>      | <b>797,4</b> | <b>613</b>      |



**Tabla 2.** Horas Equivalentes de Vida Total Perdida por Sobrecargas (>100 °C).

| Año          | Estación Transformadora |                    |             |                    |              |                    |             |                    |
|--------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------|--------------------|-------------|--------------------|
|              | Calchaquí               |                    | Nelson      |                    | San Carlos   |                    | Tostado     |                    |
|              | Hs.                     | Vida perd. [pu](*) | Hs.         | Vida perd. [pu](*) | Hs.          | Vida perd. [pu](*) | Hs.         | Vida perd. [pu](*) |
| 2003         | 0,0                     | 0,0                | 0,0         | 0,0                | 3,0          | 6,5                | 0,0         | 0,0                |
| 2004         | 0,0                     | 0,0                | 1,5         | 2,8                | 4,5          | 9,7                | 0,0         | 0,0                |
| 2005         | 0,0                     | 0,0                | 0,0         | 0,0                | 17,2         | 44,2               | 13,0        | 31,9               |
| 2006         | 15,2                    | 36,4               | 21,0        | 63,1               | 85,7         | 249,9              | 75,5        | 580,7              |
| 2007         | 16,2                    | 43,5               | 0,0         | 0,0                | 7,5          | 18,3               | 0,0         | 0,0                |
| <b>Total</b> | <b>31,5</b>             | <b>---</b>         | <b>22,5</b> | <b>---</b>         | <b>118,0</b> | <b>---</b>         | <b>88,5</b> | <b>---</b>         |

(\*) La pérdida de vida relativa es igual a la unidad para las condiciones nominales de servicio definidas en la Guía de Carga del IEEE. Valores mayores a la unidad implican una aceleración de la pérdida de vida de la máquina.

**Fig. 3.** Horas Equivalentes de vida acumulada según cálculos del IEEE.

En función a las simulaciones realizadas, puede afirmarse que los resultados arrojados por la Guía de Carga del IRAM resultan ser marcadamente conservadores en comparación con los obtenidos por aplicación de la Guía de Carga del IEEE, para condiciones similares de simulación –ver Tabla 3-. Se detallan los siguientes aspectos relevantes de la comparación de las Guías de Carga a saber:

- 1- Las horas equivalentes totales acumuladas del IRAM arrojan valores superiores que van desde un 60 % hasta un 300 % con respecto a los obtenidos en IEEE.
- 2- La tendencia de años de vida remanentes del IRAM arrojan valores superiores que van desde un 47 % hasta un 300 % con respecto a los obtenidos en IEEE.
- 3- Las temperaturas máximas de los hot-spots calculadas con la Guía de Carga del IRAM son entre 10 y 20 [°C] superiores a las obtenidas con la Guía del IEEE.

A pesar de que los valores calculados con ambas Guías de Carga discrepan en los resultados, no obstante, en el objetivo final, -conocer cuál es el transformador más envejecido- las dos normas permiten arribar a las mismas conclusiones, es decir, el transformador de la E.T. San Carlos presenta un mayor consumo de su vida útil respecto al resto de los transformadores evaluados.

**Tabla 3.** Comparación de los resultados finales obtenidos con ambas Guías de Carga.

| Variable                       | Estación Transformadora |      |        |      |            |      |         |      |
|--------------------------------|-------------------------|------|--------|------|------------|------|---------|------|
|                                | Calchaquí               |      | Nelson |      | San Carlos |      | Tostado |      |
|                                | IRAM                    | IEEE | IRAM   | IEEE | IRAM       | IEEE | IRAM    | IEEE |
| Hs. Totales Acumuladas         | 1771                    | 1111 | 2414   | 1397 | 5560       | 2798 | 2459    | 797  |
| Hs. Acumuladas por Sobrecargas | 334                     | 32   | 331    | 23   | 1283,7     | 118  | 232     | 89   |
| Tendencia [Años]               | 549                     | 808  | 395    | 611  | 148        | 299  | 194     | 613  |
| Temp. Máx. de Hot-Spot [°C]    | 128                     | 111  | 133    | 112  | 135,3      | 114  | 148     | 131  |

## Conclusiones

La vida del aislante, fundamentalmente la de la aislación sólida de papel, determina la vida útil del transformador, según queda de manifiesto en el cálculo de la vida consumida a partir de la aplicación de las Guías de Carga de IRAM e IEEE, que solo consideran el mecanismo de degradación térmica (pirolisis) del papel aislante para el cálculo de la pérdida de vida del transformador, a través de la aplicación del modelo de Arrhenius-Dakin o Montsinger.

El software DAT desarrollado permite obtener una tendencia del final de vida útil del transformador según la evolución de la demanda -conocida a partir de los datos históricos de carga del transformador-, y las condiciones del medio ambiente. Es dable destacar que, si bien los “años de vida que le quedan al transformador” obtenidos por el programa no es exacto, este permite comparar el envejecimiento de dos o más transformadores en función a la evolución de sus demandas, dado por los parámetros: horas equivalentes de vida pérdidas, horas equivalentes de vida perdida por sobrecargas y vida perdida relativa.

En función a las simulaciones realizadas, puede afirmarse que los resultados arrojados por la Guía de Carga del IRAM resultan ser marcadamente conservadores en comparación con los obtenidos por aplicación de la Guía de Carga del IEEE, para condiciones similares de simulación.

A pesar de que los valores calculados con ambas Guías de Carga discrepan en los resultados, no obstante, en el objetivo final que es conocer cuál es el transformador más envejecido las dos normas permiten arribar a las mismas conclusiones.

De acuerdo a la aplicación práctica presentada, se demuestra la utilidad del software para llevar a cabo estudios comparativos del envejecimiento de una población de transformadores, convirtiéndose en un indicador clave para la toma de decisiones del recambio de máquinas.

## Referencias

1. Stebbins, R.; Myers, D.; Shkolnik, A.; Myers, S. Furanic Compounds in Dielectric Liquid Samples: Review and Update of Diagnostic Interpretation and Estimation of insulation Ageing. Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (2003).
2. Liñán, R.; Ramírez, G. J.; Pascacio, A. y Nava, A. Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia. CIGRE (2001), pp: 1-7
3. Emsley, A. y Stevens, G. Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled Transformers. Science, Measurement and Technology, IEEE Proceedings; Vol.141, pp: 324-334 (1994).
4. Flores, W.; Mombello, E.; Rattá, G.; Jardini, J. Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos. IEEE Latin America Transactions, Vol. 5; (2007).
5. IEEE C57.91-95/Cor 1-2002. Guide for Loading Mineral-Oil- Immersed Transformers.
6. IRAM 2473. Transformadores de potencia: Guía de Carga para Transformadores Sumergidos en Aceite. Primera Edición (1998).
7. Sen, P. K. y Sarunpong P. Overloading and Loss of Life Assessment Guidelines of Oil-Cooled Transformers. IEEE Rural Electric Power Conference, pp: B4/1 - B4/8 (2001).
8. Emsley, A.M., Heywood, R.J., Ali, M. y Xiao, X. Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 4: Effects of ageing on the tensile strength of paper. IEEE ,Vol 147, N°6, (2000).