

# Comparative Study of Two Thermal Aging Estimating Methods for Power Transformers

R. D. Medina, *Member*, A. A. Romero, *Member, IEEE*, E. E. Mombello, *Senior Member, IEEE*, and G. Rattá, *Senior Member, IEEE*

**Abstract**— En este trabajo se presenta una comparación entre dos métodos para calcular la temperatura en el punto más caliente de un transformador de potencia. El primer método es el propuesto en la Norma IEEE C57.91, el cual emplea promedios diarios y ecuaciones exponenciales; el segundo método, emplea ecuaciones diferenciales y mediciones horarias. Para contrastar los métodos se realizó el cálculo del envejecimiento efectivo de un transformador de potencia que está actualmente operando. Se realizó una comparación de los resultados de degradación con los valores reales y con datos de una hipotética sobrecarga. Se presenta una breve descripción de cada método, los resultados del envejecimiento, el tiempo de cálculo y un análisis de los resultados obtenidos.

**Keywords**— degradación térmica, envejecimiento del aislante sólido, gestión del fin de vida, papel aislante, pérdida de vida, transformador de potencia.

## I. INTRODUCCIÓN

LOS TRANSFORMADORES de potencia son activos de capital intensivo. Por su construcción y principio de funcionamiento son equipos muy confiables. La falla de un transformador produce impactos negativos como alteraciones en la estabilidad del Sistema de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE), sobrecarga de otros elementos de la red, suministro de energía con baja calidad, etc. Entre las principales causas de falla final de transformadores, se encuentran las fallas en el aislamiento sólido, de hecho aproximadamente un 25% de la fallas [1]. En los SSEE actuales se encuentran operando un gran número de transformadores envejecidos y cerca del fin de su vida útil, [2]-[3]. Además, debido al modelo de explotación actual de los activos del sector eléctrico, se presentan momentos en los cuales las unidades operan cerca o incluso sobre los valores de potencia nominal [4]-[5]-[6].

El envejecimiento o pérdida de vida útil de un transformador se produce por complejas interacciones entre: sobrecargas, cortocircuitos, humedad, temperatura ambiente, etc. En este contexto multivariable, se considera que el elemento más vulnerable en un transformador de potencia es el aislamiento sólido [7], debido a que prácticamente es imposible realizar acciones de mantenimiento sobre el mismo.

Luego, el fin de la vida útil del papel aislante está estrechamente relacionado con el fin de la vida útil del transformador [8].

El deterioro del aislamiento se concentra en zonas puntuales del bobinado, en particular, donde la temperatura del denominado “punto caliente” es mayor (hot spot temperature)  $\theta_H$  [9]. Las temperatura al interior de un transformador depende de la temperatura ambiente,  $\theta_A$  tamaño de la unidad, inercia térmica del aceite y de los materiales conductores, tipo de refrigeración, régimen de carga, pérdidas en el cobre y el hierro, etc., [10].

En la siguiente sección se presentan dos modelos para calcular la elevación de temperatura en el interior de un transformador, los cuales consideran las interacciones entre los parámetros arriba descritos. Luego, en la tercera sección, se describe un estudio comparativo que se realizó para un transformador de 30 MVA que se encuentra operando actualmente, y del cual se tienen registros horarios de temperatura ambiente y carga histórica durante dos años y medio. Adicionalmente al caso de carga nominal se realizó un hipotético caso de sobrecarga con el fin de evaluar la degradación acelerada en la unidad. En la sección cuatro se presentan y se discuten los resultados obtenidos del estudio. Finalmente se presentan las conclusiones de este trabajo.

## II. DETERMINACIÓN DEL ENVEJECIMIENTO EFECTIVO DEL PAPEL EN EL PUNTO MÁS CALIENTE

### A. Modelo de Envejecimiento del Aislamiento Sólido en Función de la Temperatura

En esta investigación, el análisis del envejecimiento del papel se centra en el proceso térmico de degradación. El factor de aceleración del envejecimiento,  $F_{AA}$ , cuya expresión matemática se da en (1), está en función del punto con mayor temperatura en el interior del transformador,  $\theta_H$ . La constante empírica de 15000 se describe con mayor precisión en [11]. La temperatura de referencia,  $\theta_{H,R}$ , corresponde la temperatura nominal del transformador, p.ej., 110 °C para unidades con papel térmicamente mejorado.

$$F_{AA} = e^{\frac{15000}{\theta_{H,R}+273} - \frac{15000}{\theta_H+273}} \quad (1)$$

La edad funcional o envejecimiento efectivo del papel aislante se determina a través de la sumatoria de los productos obtenidos al multiplicar el factor de aceleración del envejecimiento,  $F_{AA,i}$  por el respectivo intervalo de tiempo,  $\Delta t_i$ , (con  $i = 1, 2, \dots, n$ ,  $n$  es el número de intervalos de tiempo para todo el período evaluado) durante el cual el papel aislante fue expuesto a una determinada  $\theta_{H,i}$ , y se expresa como:

R. D. Medina, is with DAAD at Universidad Politécnica Salesiana (UPS), rmedinav@ups.edu.ec

A. A. Romero, IEE-UNSJ, CONICET, San Juan, Argentina, aromero@iee.unsj.edu.ar

E. Mombello, IEE-UNSJ, CONICET, San Juan, Argentina, mombello@iee.unsj.edu.ar

G. Rattá, IEE-UNSJ, CONICET, San Juan, Argentina, ratta@iee.unsj.edu.ar

$$A_F = \sum_{i=1}^n F_{AA,i} \cdot \Delta t_i \quad (2)$$

### B. Modelo de Ecuaciones Exponenciales para el Cálculo de $\theta_H$ , según IEEE Std. C57. 91-2011

La temperatura del punto más caliente es un dato de entrada en el cálculo del envejecimiento en la ecuación (1), y se determina de la siguiente manera:

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (3)$$

Donde,  $\theta_H$  es la temperatura en el punto más caliente;  $\theta_A$  es la temperatura ambiente;  $\Delta\theta_{TO}$  es el incremento de la temperatura del aceite de la parte superior sobre  $\theta_A$  y está dado por (4); y  $\Delta\theta_H$  es el incremento de la temperatura del punto más caliente del devanado sobre  $\theta_A$  y está dado por (6). Todas las temperaturas e incrementos de temperatura están dados en °C. Se observa que el calentamiento equivalente es acumulativo y progresivo, por lo que en (4) y (6) la temperatura final de un periodo es la temperatura inicial del intervalo siguiente.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,u} - \Delta\theta_{TO,i}) \left( 1 - e^{-\left(\frac{t}{\tau_{TO}}\right)} \right) + \Delta\theta_{TO,i} \quad (4)$$

En (4),  $\tau_{TO}$  es la constante de tiempo termodinámica del aceite dada en minutos y se estima a través del volumen de aceite en litros, y  $\Delta\theta_{TO,i}$  y  $\Delta\theta_{TO,u}$  son el incremento inicial y final, respectivamente, de la temperatura del aceite de la parte superior sobre  $\theta_A$ , y se determinan a partir de (5).

$$\Delta\theta_{TO,i} = \Delta\theta_{TO,R} \left[ \frac{K_i^2 R + 1}{R + 1} \right]^n ; \quad (5)$$

$$\Delta\theta_{TO,u} = \Delta\theta_{TO,R} \left[ \frac{K_u^2 R + 1}{R + 1} \right]^n$$

además en (3),  $\Delta\theta_H$  es:

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,u} - \Delta\theta_{H,i}) \left( 1 - e^{-\left(\frac{t}{\tau_w}\right)} \right) + \Delta\theta_{H,i} \quad (6)$$

Donde  $\tau_w$  es la constante de tiempo termodinámica de los devanados y se estima en función del volumen de cobre, y  $\Delta\theta_{H,i}$  y  $\Delta\theta_{H,u}$  son respectivamente el incremento inicial y final de la temperatura de punto más caliente de los devanados sobre  $\theta_A$ , y se determinan a partir de:

$$\Delta\theta_{H,i} = \Delta\theta_{H,R} K_i^{2m} ; \quad \Delta\theta_{H,u} = \Delta\theta_{H,R} K_u^{2m} \quad (7)$$

En (5) y (7),  $\Delta\theta_{TO,R}$  y  $\Delta\theta_{H,R}$  son el incremento nominal de la temperatura del aceite de la parte superior sobre  $\theta_A$  y el incremento nominal de la temperatura de punto más caliente sobre  $\theta_A$ .  $K$  es el factor de carga y está dado por el cociente de la potencia suministrada sobre la potencia nominal de la unidad;  $R$  es la relación entre el valor de pérdidas de carga y las de vacío;  $n$  y  $m$  son constantes empíricas que dependen del tipo de refrigeración del transformador. De hecho, los valores de  $m$  y  $n$  son: para refrigeración ONAN:  $m=0,8$  y  $n=0,8$ ; para ONAF:  $m=0,8$  y  $n=0,9$ ; para OFAF u OFWF indirecto:  $m=0,8$  y  $n=0,9$  y para OFAF u OFWF directo:  $m=0,8$  y  $n=0,9$ .

El anterior modelo no es iterativo y no considera los cambios en las pérdidas del transformador ni las variaciones en la viscosidad del aceite debido a los cambios de temperatura interna. En el anexo G de [11], se presenta otro

modelo más completo que requiere de información adicional que, en general, no está disponible en la placa de las unidades y por lo tanto requiere de consultas al fabricante.

### C. Modelo de Ecuaciones Diferenciales para el Cálculo de $\theta_H$ Modelo dinámico

El comportamiento termodinámico del transformador puede caracterizarse mediante el modelo propuesto por Susa *et al* en [12]. Este modelo térmico determina la temperatura del punto más caliente a través de la solución de un sistema de dos ecuaciones diferenciales; la primera, (8) relacionada con la temperatura del aceite en la parte superior del transformador  $\theta_{TO}$  y la segunda, (9) con la temperatura del punto más caliente  $\theta_H$ .

$$\left( \left\{ (1+R \cdot K^2) / (1+R) \right\} \cdot \mu_{pu}^{n_s} \cdot \Delta\theta_{TO,R} \right) = \left( \mu_{pu}^{n_s} \cdot \tau_{TO} \cdot \frac{d\theta_{TO}}{dt} \right) + \frac{(\theta_{TO} - \theta_A)^{n_s+1}}{\Delta\theta_{TO,R}^{n_s}} \quad (8)$$

$$K^2 \cdot \mu_{pu}^{m_s} \cdot \Delta\theta_{H,R} = \mu_{pu}^{m_s} \cdot \tau_w \cdot \frac{d\theta_H}{dt} + \frac{(\theta_H - \theta_{TO})^{m_s+1}}{\Delta\theta_{H,R}^{m_s}} \quad (9)$$

Donde  $K$  es el factor de carga,  $R$  es la relación entre el valor de pérdidas de carga y las de vacío,  $\theta_A$  es la temperatura ambiente,  $\Delta\theta_{TO,R}$  y  $\Delta\theta_{H,R}$  son el incremento nominal de la temperatura del aceite de la parte superior sobre  $\theta_A$ , el incremento nominal de la temperatura de punto más caliente sobre  $\theta_A$ ,  $\tau_w$  es la constante de tiempo termodinámica de los devanados,  $\mu_{pu}$  es la viscosidad del aceite en por unidad y resulta de la relación de la viscosidad real del aceite sobre la viscosidad nominal  $\mu/\mu_R$ ,  $n_s$  es una constante empírica que depende del tipo de circulación del aceite (laminar o turbulenta),  $m_s$  es una constante empírica que modela el comportamiento térmico no lineal de los devanados de la unidad. Las ecuaciones que modelan las variaciones de la viscosidad del aceite con la temperatura, así como las constantes  $m_s$  y  $n_s$  se presentan con mayor detalle en [12].

### III. DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO COMPARATIVO

El objetivo del estudio presentado en esta sección, es comparar los resultados del cálculo del envejecimiento efectivo del papel aislante de un transformador de potencia, empleando las dos metodologías previamente expuestas. Las características técnicas de la unidad estudiada son presentadas en la Tabla I. Para el cálculo se dispone, además, de los perfiles de temperatura y carga para el periodo de 924 días, comprendido entre el 20/01/2008 y el 31/07/2010. Para cada día se tienen 39 registros; 9 registros tomados cada hora entre las 22:00 y las 07:00 del siguiente día, y 30 registros tomados cada media hora entre las 07:00 y las 22:00.

En la Fig. 1 se presenta el perfil de temperatura ambiente  $\theta_A$ . La Fig. 2 presenta el perfil de carga suministrada por la unidad para el periodo de análisis.

El cálculo del envejecimiento efectivo del papel se realizó empleando (1) y (2), para los perfiles de temperatura en el punto más caliente  $\theta_{tb}$  que fueron previamente determinados para el periodo de tiempo del que se dispone información. Para la determinación del perfil de  $\theta_H$ , se emplearon los modelos descritos en las secciones II B y II C.

TABLA I. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR EVALUADO.

Sn (MVA)		Vn [kV]		Conexión		Refrigeración	
30/30/20		132+6-12x1%/34,5/13,8		YN/yn0/d11		ONAN/OFAF a un 70/100% de la carga	
R	$\tau_w$ [min]	$\tau_{TO}$ [min]	$\Delta\theta_{TO,R}$ [°C]	$\Delta\theta_{H,R}$ [°C]	$\theta_{A,R}$ [°C]		
2,52	7	350,6	50	20	40		

Para el modelo basado en ecuaciones diferenciales se emplearon 24 y 39 pares de mediciones de temperatura ambiente y carga por día; mientras que para el modelo propuesto en el estándar IEEE C57.91 se empleó un el “promedio RMS” recomendado en la misma. Además, a criterio de los autores y con el fin de analizar la influencia de la cantidad intervalos en los que se puede dividir el día, se realizó el ejercicio de calcular el envejecimiento efectivo del papel aislante,  $A_F$ , dividiendo la carga y la temperatura ambiente en 1, 2, 4, 8, 12, 24 intervalos diarios. De hecho, un intervalo diario corresponde al promedio diario.

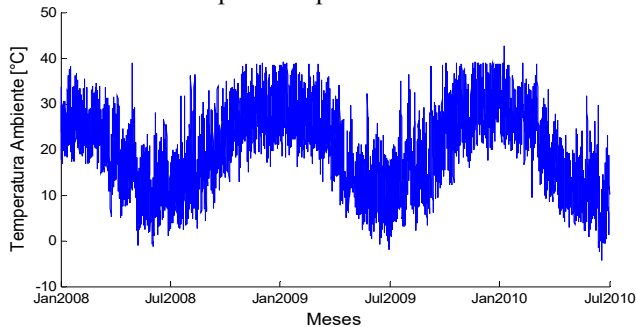


Figura 1. Perfil de temperatura ambiente,  $\theta_A$ , en el período comprendido entre el 20/01/2008 y el 31/07/2010

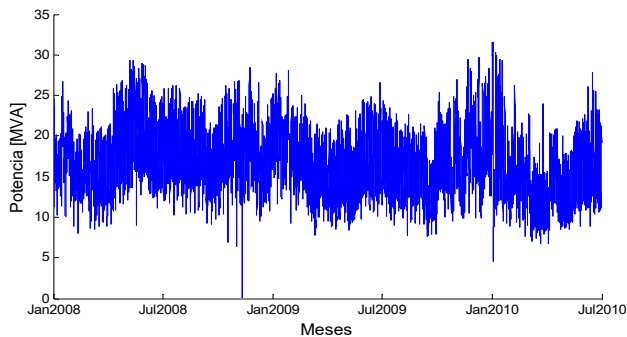


Figura 2. Perfil de carga suministrada por la unidad en el período comprendido entre el 20/01/2008 y el 31/07/2010.

Para establecer los valores de las muestras a partir de las 39 mediciones de carga y temperatura ambiente, contenidas en la base de datos, se deben considerar los aspectos dados en [11].

Con el fin de contrastar el comportamiento de los métodos, los autores han repetido los cálculos incluyendo un aumento del 30% en el valor de la carga con el fin de verificar la sensibilidad y la precisión de los métodos.

A. Cálculo de los promedios del perfil de carga según la norma IEEE C57.91

La carga tiene características similares en períodos diarios, semanales y anuales. Esta periodicidad puede ser usada para pronósticos a futuro. Así por ejemplo, a partir de mediciones de carga en períodos de corta duración (media hora, una hora, etc.), se pueden establecer valores promedios ponderados para períodos de mayor duración, los cuales son obtenidos mediante:

$$L_{Eq} = \left[ \frac{L_1^2 * \Delta t_1 + L_2^2 * \Delta t_2 + \dots + L_N^2 * \Delta t_N}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_N} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (10)$$

donde,  $L_{Eq}$  es la carga equivalente para todo el periodo de tiempo evaluado, y  $L_i$  es la carga dada en el intervalo de tiempo  $\Delta t_i$ .

Se emplean los promedios de cada período ya que la elevación de temperatura tiende a ser lenta debido a la inercia del sistema térmico bobinas-aceite. En el caso estudio, la carga equivalente se obtuvo para intervalos equivalentes de 1, 2, 3 y 12 y 24 horas. P. ej., en la Fig. 3 se muestran los perfiles para intervalos de 1, 2 y 12 horas, además del perfil registrado en las mediciones para el día 08/08/2008.

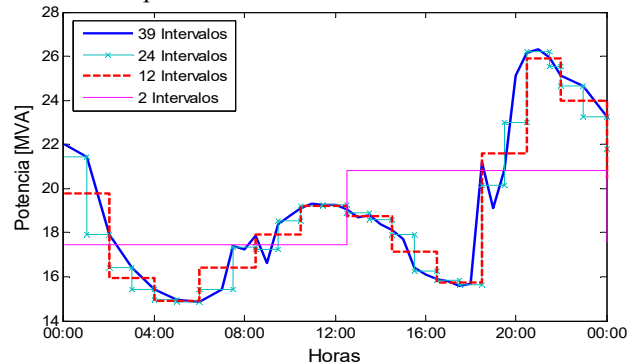


Figura 3. Curva de carga diaria, 08/08/2008. Promedios para bloques del 1, 2, 12 horas vs medición obtenida a partir de las 39 mediciones.

Por otro lado, según se recomienda en la sección 7.1.3 de la norma IEEE C57.91, la experiencia indica que se obtienen buenos resultados tomando períodos de 12 horas para el cálculo del valor RMS, mediante (10). Luego, siguiendo esta recomendación se determina el “promedio RMS” de las 12 horas precedentes y posteriores al pico de carga. De estos dos promedios se elige el valor más alto, el cual es asignado como el promedio diario. En los cálculos subsiguientes esta curva de carga se denominará “Promedio RMS”.

Por otra parte, para determinar el valor del pico de carga equivalente también se emplea (10), sin embargo, en este caso se debe verificar que el área bajo la curva de dicho valor, es decir, el valor multiplicado por su duración, de hecho una hora, no sea inferior al 90% del área bajo la curva de la media hora de máxima demanda. Esto último se debe a que la duración del valor pico equivalente debe ser adecuadamente estimado, para no producir un sobrecalentamiento. En la Fig. 4 se presentan el promedio diario, el “Promedio RMS”, estimado según [1] y el perfil de carga registrado para el día 04/06/2009.

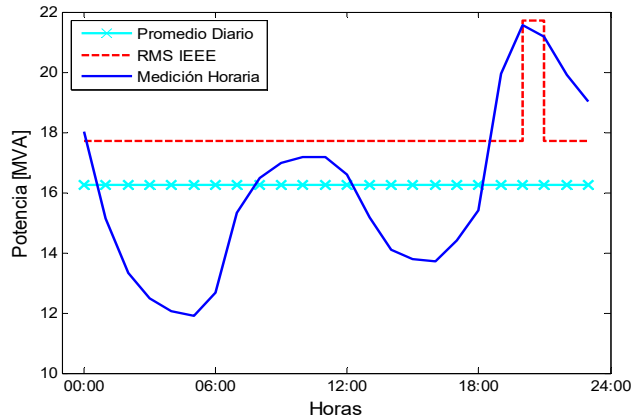


Figura 4. Curva de carga diaria, 04/06/2009. Perfil registrado, promedio diario (-x-) y “Promedio RMS según la norma IEEE C57.91

**B. Cálculo de los promedios del perfil de temperatura ambiente según la norma IEEE C57.91**

El cálculo de la temperatura ambiente se realizó siguiendo los lineamientos propuestos en la sección 7.2.2 de [11]. Para este propósito, existen dos alternativas, la primera consiste en asumir un valor constante de temperatura ambiente, por ejemplo, la temperatura promedio diaria. Una segunda alternativa, que permite considerar los efectos de la variación de la temperatura ambiente y obtener resultados conservativos, consiste en calcular la temperatura diaria como sigue:

- Cuando la temperatura ambiente aumenta durante el ciclo de carga, la temperatura instantánea debe ser tomada para el cálculo.
- Cuando la temperatura ambiente desciende, se toma el valor más alto de temperatura de un período anterior de 12 horas.

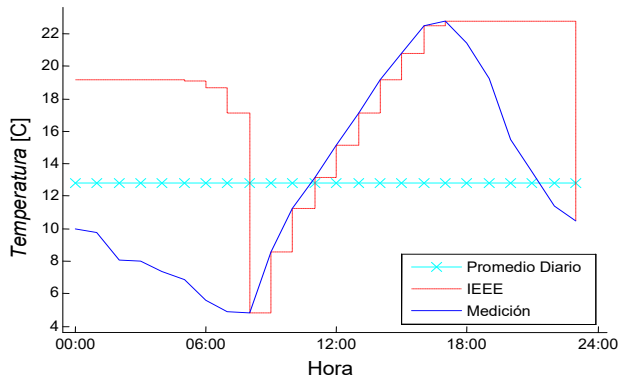


Figura 5. Curva de temperatura ambiente de día 14/07/2009. Perfil registrado (línea continua), promedio diario (-x-), perfil estimado según la norma IEEE C57.91, curva de temperatura conservativa (línea interpuñtada).

La Fig. 5 presenta el perfil de temperatura estimado Para las dos alternativas dadas en la norma. Se considera que la segunda forma es conservativa, la curva obtenida con estas estimaciones será denominada “curva de temperatura conservativa”.

**IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

**A. Resultado de Envejecimiento Térmico Efectivo**

Empleando el modelo basado en ecuaciones diferenciales como referencia, ya que es el modelo más completo y preciso como ya fue demostrado en [12], se obtiene que el envejecimiento efectivo  $A_F$  es 196 h empleando el total de los 39 x 924 pares de registros de carga y temperatura ambiente (esto es, empleando todas las mediciones disponibles). Además empleando el mismo modelo pero usando únicamente los registros hora a hora, es decir 24 x 924 pares de registros el valor  $A_F$  obtenido fue de 195 horas. Lo que significa un error del 0,5% para el caso en que se omiten los registros obtenidos cada media hora.

La Tabla II presenta los valores de  $A_F$  calculados con los modelos en función de la cantidad de muestras diarias empleadas tanto para la temperatura como para la carga. Se constata que existe una gran dispersión en los resultados dependiendo de la cantidad de muestras usadas, esto puede visualizarse en la Fig. 6, donde se presentan los resultados de las distintas mediciones.

TABLA II. COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS SEGÚN LOS MÉTODOS.

		Núm. Intervalos / día		Carga Normal		1,3 Carga Normal		Etiquetas de Fig. 6-10	
		Temp	Carga	$A_F$ (h)	TC* (s.)	$A_F$ (h)	TC* (s.)		
		Ecuaciones exponenciales							
Ecuaciones exponenciales	Perfiles IEEE C57,91	1	1	58	0,036	647	0,014	[Etiqueta]	
		1**	2	66	0,034	1.230	0,020	[Etiqueta]	
		24 <sub>c</sub>	1	82	0,036	952	0,014	[Etiqueta]	
		24 <sub>c</sub>	2	93	0,038	1.230	0,020	[Etiqueta]	
		24	1	68	0,037	547	0,014	[Etiqueta]	
			24	2	81	0,038	993	0,020	[Etiqueta]
	Perfiles Promedios	1	1	72	0,038	512	0,026	[Etiqueta]	
		1	2	75	0,037	768	0,020	[Etiqueta]	
		8	8	124	0,040	2.285	0,021	[Etiqueta]	
		12	12	135	0,036	2.739	0,021	[Etiqueta]	
24		24	141	0,036	3.307	0,020	[Etiqueta]		
Ec. diferenciales	24	24	195	359	1.719	369,54	[Etiqueta]		
	39	39	196	333	1.835	343,52	[Etiqueta]		

(\*) tiempo de cálculo promedio.

(\*\*) este resultado es el propuesto por la norma C57.91

(c) indica que se realizaron los cálculos empleando la metodología propuesta en la sección III. B para estimar la temperatura ambiente.

En las Fig. 6, 7, 8 y 10 se grafica en naranja los resultados obtenidos con el método de ecuaciones diferenciales. Los resultados obtenidos empleando el método de ecuaciones exponenciales son presentados con borde azul; los resultados de las combinaciones de datos de entrada son presentados acorde a las etiquetas de relleno mostradas en la Tabla II.

Siguiendo la recomendación de la norma [11], de calcular con un promedio diario de temperatura y dos de carga, el resultado es de 66 h, lo que representa un error porcentual del 66% con respecto del valor calculado usando el modelo de ecuaciones diferenciales como referencia, Así mismo, empleando el perfil “conservativo” de temperatura se obtiene un valor de 93 h, esto equivale a un error del 53%. Todos estos resultados se presentan en la Fig.7, en la que se comprueba que el error de cálculo disminuye conforme se aumenta la cantidad de mediciones empleadas.

Para contrastar la influencia de la cantidad de intervalos horarios, tanto de carga como de temperatura ambiente, se

emplearon varios conjuntos de datos, considerando varios promedios diarios. Se verifica que existe una relación directa entre el número de intervalos y el valor calculado de  $A_F$  esto se debe a que al realizar promedios en periodos largos, se omiten valores altos de carga y/o temperatura ambiente, los cuales contribuyen con la aceleración del envejecimiento del papel aislante, ya que la relación entre el envejecimiento equivalente del aislamiento,  $A_F$ , y la temperatura del punto más caliente en el interior del transformador,  $\theta_H$ , es exponencial.

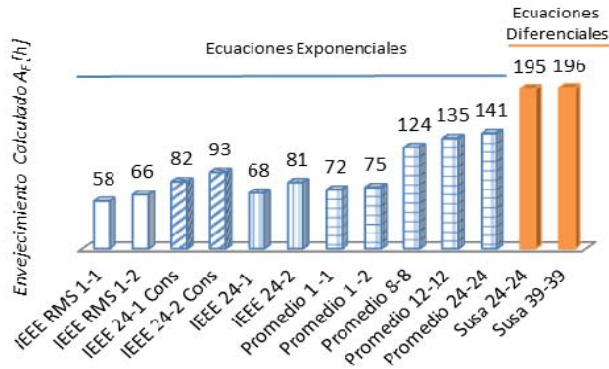


Figura 6. Resultados de envejecimiento calculados con los distintos métodos.

El aumento del número de muestras diarias empleadas en el cálculo conduce a que se obtengan mayores valores de envejecimiento efectivo.

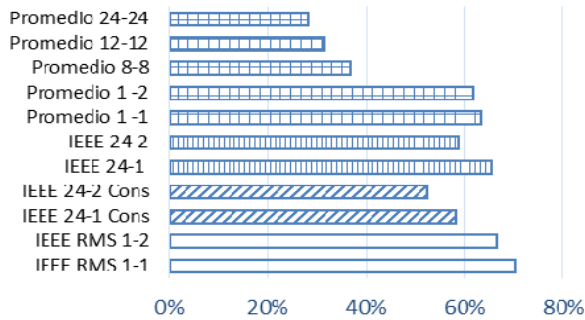


Figura 7. Error de cálculo comparado con el modelo de ecuaciones diferenciales y todas las mediciones disponibles.

**B. Tiempo de Cálculo.**

En el método basado en ecuaciones exponenciales, propuesto en [11], los tiempos de cálculo rondan a los 0,037 s. con una desviación estándar de 0,004 s., por lo que se concluye que la cantidad de muestras no tiene influencia significativa. La Fig. 8 presenta la relación de tiempos de cálculo dependiendo del método empleado.

Por otro lado, el modelo de ecuaciones diferenciales requiere de un tiempo de cálculo de 333 s. para el cómputo con 39 x 924 muestras; y de 359.34 s. con 24 x 924 muestras por día. Esto se debe a la complejidad de la resolución de las ecuaciones diferenciales y a la cantidad de pasos de integración, fijados automáticamente por el algoritmo de cálculo numérico; el cual fue programado en MATLAB® 7.12.0 (r2012a) en una computadora con un procesador Intel COREi7, 2 GHz y 6 GB de memoria RAM.

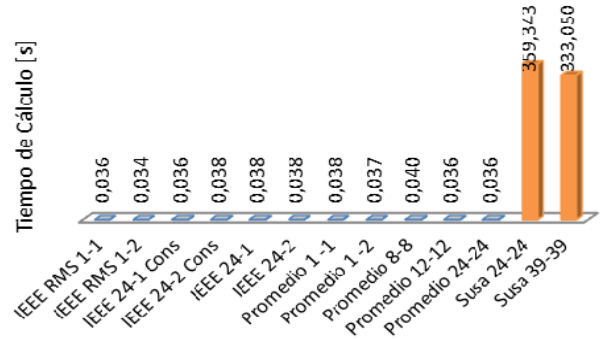


Figura 8. Tiempo de cálculo empleado por cada método.

**C. Influencia del Modelo Adoptado, cuando el Transformador está en Estado de Sobrecarga**

Para verificar la influencia del modelo en el cálculo del perfil de  $\theta_H$  y en el posterior cálculo de  $A_F$  cuando la unidad evaluada ha sufrido periodos de sobrecarga, se ha realizado una nueva simulación, pero esta vez multiplicando todo el perfil de carga por un factor de 1,3; esto es, asumiendo que la carga suministrada por el transformador fue un 30% mayor a la realmente registrada. Esto implica que durante algunas horas del día la unidad se vio sobrecargada. La Fig. 9 presenta el perfil de  $\theta_H$  para un periodo de 10 días de enero de 2010, se verifica como cuando se empleó el perfil de carga nominal se sobrepasa durante algunas horas la temperatura de referencia  $\theta_{HR}$ , mientras que cuando la carga se incrementa un 30% existen muchas más horas que superan a  $\theta_{HR}$  lo cual incide en una mayor degradación del aislante sólido. Considerar que durante el mes de enero se suelen registrar los mayores valores de carga y temperatura ambiente en la región en la que el transformador opera.

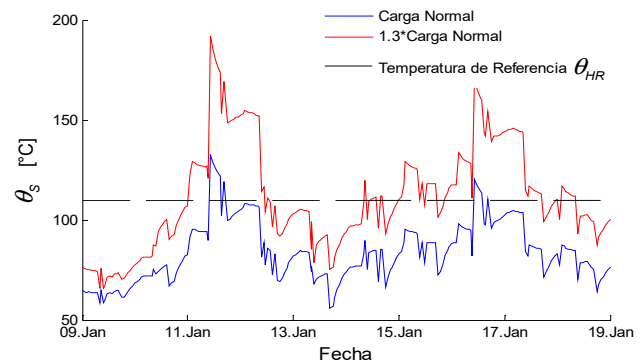


Figura 9. Perfil de  $\theta_H$  obtenido con la carga normal (inferior) y con un 30% de sobrecarga (superior).

En la Tabla II y en la Fig. 9 se presentan comparativamente los resultados para los dos modelos empleando diferentes números de intervalos de temperatura ambiente y carga, tal como se realizó anteriormente. Se observa que tanto en el modelo de ecuaciones exponenciales como en el de diferenciales, las horas de envejecimiento aumentan con el incremento del número de intervalos. Es notorio que el modelo de ecuaciones diferenciales brinda un resultado claramente menor al obtenido al emplear los promedios

diarios; de la misma manera el cálculo con el método de ecuaciones diferenciales da un resultado mayor al obtenido con el método de estimación de perfiles propuesto en la IEEE C57.91.

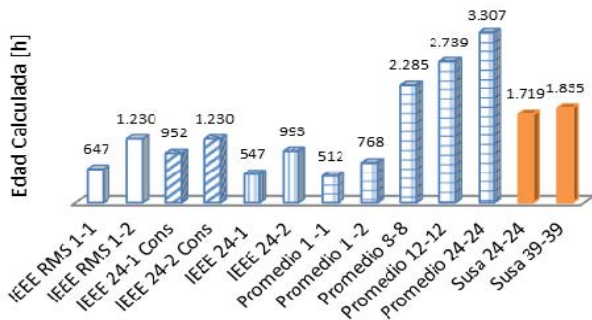


Figura10. Resultados obtenidos con un perfil de carga con incremento del 30% con respecto al valor registrado.

## V. CONCLUSIONES

La presente comparación de métodos de estimación del envejecimiento efectivo se realizó con el mismo número de muestras y se concluye lo siguiente:

- Se observa que el modelo de ecuaciones exponenciales presenta un error del alrededor del 50% al calcular el envejecimiento acumulado  $A_F$  comparado con el modelo de ecuaciones diferenciales. Por lo tanto, el modelo que se utilice para realizar la evaluación del envejecimiento térmico del papel aislante de un transformador, tiene una importante influencia en los resultados.
- La cantidad de intervalos horarios de carga y temperatura ambiente, en que se divide el día, empleada para los cálculos, tiene una importante influencia en los resultados de envejecimiento efectivo, de hecho se observa que los resultados más confiables se obtienen para el mayor número de intervalos, es decir para el caso en que al menos se tienen mediciones de carga y temperatura ambiente cada hora.
- Los tiempos de cálculo requeridos por el modelo de ecuaciones diferenciales son entre 3500 y 6000 veces superiores a los tiempos requeridos por el modelo de ecuaciones exponenciales, sin embargo esto no representa un problema mayor si se considera que el cálculo del envejecimiento no es un problema que deba resolverse en tiempo real, por lo que no se justifica sacrificar la precisión lograda con este modelo.
- Se observa que al suponer una situación de sobrecarga, con el modelo de ecuaciones diferenciales se obtiene un valor de envejecimiento menor que el calculado con el modelo de valores promedios, este resultado se explica porque el modelo de Susa al ser dinámico considera la influencia de la temperatura en la viscosidad del aceite, cuya fluidez aumenta en la medida en que la viscosidad disminuye, facilitando así el intercambio de calor de los radiadores con el ambiente. Así mismo se nota que los valores obtenidos con el modelo de ecuaciones diferenciales son mayores que los obtenidos con la el método de ecuaciones

exponenciales, de hecho el error es del 33%, esto debido a que al tomar promedios de largos períodos se pierden los valores altos de carga lo que reduce el valor con ellos estimado.

## REFERENCIAS

- [1] A. A. Romero, E. E. Mombello, and G. Rattá, "Assessing the Functional Age and Percent Loss of Life of Power Transformers, by means of Neural Networks and Monte Carlo Simulation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2014.
- [2] A. A. Romero, E. E. Mombello, and G. Ratta, "An overview on power transformer management: Individual Assets and Fleets," in *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, 2012, pp. 1-7.
- [3] C. Suwanasri and T. Suwanasri, "Statistical method with efficient IT support for power transformer asset management," in *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, 2009. ECTI-CON 2009. 6th International Conference on*, 2009, pp. 88-91.
- [4] CIGRE, "Transmission Asset Risk Management A422," ed: CIGRE Work Group A422, 2010.
- [5] CIGRE, "A227 Life Management Techniques for power transformers " vol. A227, ed: CIGRE Work Group A2.18, 2003.
- [6] N. A. Binti Muhamad, N. Bashir, A. A. Suleiman, N. Abuja, and A. S. Alghamdi, "Asset management through effective transformer diagnostics & condition monitoring," in *Power and Energy (PES), 2012 IEEE International Conference on*, 2012, pp. 212-216.
- [7] CIGRE, "Oxidation Stability of Insulating Fluids " vol. 526, ed, February 2013.
- [8] D. H. Shroff and A. W. Stannett, "A review of paper aging in power transformers," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C*, vol. 132, pp. 312-319, 1985.
- [9] N. Lelekakis, G. Wenyu, D. Martin, J. Wijaya, and D. Susa, "A field study of aging in paper-oil insulation systems," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 28, pp. 12-19, 2012.
- [10] T. K. Saha, "Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 10, pp. 903-917, 2003.
- [11] IEEE, "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators," *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, pp. 1-123, 2012.
- [12] D. Susa, M. Lehtonen, and H. Nordman, "Dynamic thermal modelling of power transformers," in *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, 2004, p. 1421 Vol.2.



**Ricardo D. Medina** was born in Cuenca, Ecuador in 1985. He received the Electrical Engineering degree in 2009 from Universidad Politécnica Salesiana (UPS), in 2013 was declared PhD candidate form "CONICET - Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan" (CONICET-IEE-UNSJ). Ing. Medina is part of Energy Research Team at Universidad Politécnica Salesiana. His research interest are: Asset Management, Investment Planning, Aging Processes of physical assets, Smart grids, Electro-mobility. Email: [rmedinav@ups.edu.ec](mailto:rmedinav@ups.edu.ec)



**Andrés Romero** was born in Colombia in 1978. He received the Electrical Engineering degree in 2002, at the "Universidad Nacional de Colombia (UNC)" and his Ph.D. at the "CONICET - Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan" (CONICET-IEE-UNSJ) in 2009. Currently, Andrés Romero is a researcher at the Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, CONICET, at the IEE-UNSJ-CONICET. His research interests are asset management, power quality, and high voltage test techniques. Email: [aromero@iee.unsj.edu.ar](mailto:aromero@iee.unsj.edu.ar)



**Enrique E. Mombello** was born in Buenos Aires, Argentina, in 1957. He received the degrees of Electrical Engineer and Ph.D. in electrical engineering in 1982 and 1998, respectively. He was involved in research projects about electrical transients within transformers as a scholar and researcher of the National Council of Technical and Scientific Research (Argentina) from 1982 to 1989 and 1991 to 1998. He received a German Academic Exchange Service scholarship for the period 1989–1991 at the High Voltage Institute of RWTH Aachen, Germany. He works in the Instituto de Energía Eléctrica of the University of San Juan, Argentina as Lecturer and Researcher since 1982. Email: [mombello@iee.unsj.edu.ar](mailto:mombello@iee.unsj.edu.ar)



**Giuseppe Rattá** was born in Italy in 1950. He received his Electromechanical Engineer degree from Universidad Nacional de Cuyo-Argentina in 1974. Since 1997 he has been director of the IEE-UNSJ, Argentina. Prof. Rattá is currently an Assistant Professor in the UNSJ. He is also member of the Commission of Postgraduate Evaluation. His research interests include transient behavior of power system components and power quality. Email: [ratta@iee.unsj.edu.ar](mailto:ratta@iee.unsj.edu.ar)