



**Centro de Estudios de Energía para el Desarrollo –CEED**  
**UNIVERSIDAD NACIONAL DE MISIONES -UNaM**  
**ARGENTINA**

Identificación del trabajo: Temario “Mantenimiento sin Tensión de Instalaciones de Alta Tensión” –Tema 11.  
Oberá, Misiones –Argentina. 30 de Abril de 2015

## **PARAMETROS A CONSIDERAR EN EL MANTENIMIENTO PARA PREVISIÓN DEL TIEMPO DE VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

**OLIVEIRA, MARIO O.** (Doctor en Ingeniería Eléctrica) **MUÑOZ, HORACIO E.** (Ingeniero Mecánico-Electricista) **PERRONE, OSCAR E.** (Ingeniero Mecánico-Electricista) **AGUILAR, RICARDO** (Ingeniero Electromecánico) **SHMIDT, ERARDO**  
Autor/es: (Ingeniero Electricista) **BRETAS, ARTURO S.** (Doctor en Ingeniería Eléctrica)  
Empresa o entidad: CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGIA PARA EL DESARROLLO –CEED  
Cargo: Docente-Investigador

### **DATOS DE LA EMPRESA**

Dirección: Juan Manuel de Rosas 325  
Código Postal: 3360 Ciudad: Oberá País: Argentina  
Teléfono: 03755-422169/170 Fax: \_\_\_\_\_  
E-Mail: oliveira@fio.unam.edu.ar

## **1. RESUMEN**

La participación de los transformadores dentro de los sistemas eléctricos es sumamente importante. Su precio, tamaño, rendimiento e importancia técnica son factores que justifican todo desarrollo tecnológico que se realice con el objetivo de mejorar su eficiencia y/o aumentar el nivel de protección de esta máquina. En este sentido, este artículo presenta una revisión sobre las metodologías más relevantes para estimación del Tiempo de Vida Útil (TVU) de transformadores de potencia. El TVU depende del riesgo de ocurrencia de una falla inesperada que lleve al transformador a salir de operación. Datos estadísticos demuestran que este riesgo de falla aumenta para transformadores con 40 a 45 años de funcionamiento debido principalmente el envejecimiento de sus materiales aislantes.

Según la norma ANSI-IEEE C-57.91, el TVU diario del transformador no debe exceder el 0,013% del tiempo total para que su duración no sea inferior a 20 años. Sin embargo, para pronosticar una operación confiable de los transformadores es importante considerar el estado operacional de los accesorios (aisladores pasantes, conmutadores, sistema de refrigeración, entre otros). Por otro lado, para el análisis de la degradación del aceite y del papel aislante se debe verificar la influencia de la temperatura ambiente sobre el modelo térmico debido a que esta puede influenciar sobre la capacidad de carga del transformador. Dos normas básicas establecen algunos criterios para estimar/calcular el TVU de transformadores, ellas son: IEEE Std. 57-91 y IEC 354.

Según el estudio teórico efectuado en este artículo, el modelo Arrhenius-Dankin de degradación del papel es el que predice con más exactitud el TVU del transformador. En cuanto a la influencia de transitorios electromagnéticos, como ser descargas atmosféricas, se estima que el modelo térmico para este será diferente al modelo para sobrecarga debido, principalmente, al tiempo de exposición del transformador a corrientes/temperaturas elevadas. Por otro lado, cargas no-lineales también tienen influencia en las pérdidas del transformador dado que inyectan componentes armónicas en las corrientes y tensiones de la máquina.

## 2. INTRODUCCIÓN

Los transformadores de potencia son uno de los equipamientos claves que componen cualquier sistema eléctrico de potencia. La confiabilidad del sistema eléctrico como así también la calidad del servicio suministrado, depende en cierta medida del correcto funcionamiento de los elementos que lo componen, entre los cuales están los transformadores y por esto la importancia de conocer el estado del transformador o la vida útil remanente del mismo.

Los transformadores son las máquinas eléctricas de mayor rendimiento y confiabilidad. Los mismos son diseñados para tener una vida útil de 20 a 35 años y una vida mínima de 25 años operando a temperaturas entre 65°C y 95°C, aunque con un mantenimiento adecuado estos límites de vida útil pueden aumentar [1], [2].

Este artículo pretende dar a conocer cuál es el estado del arte en la actualidad respecto al modelo de Arrhenius-Dakin para la predicción del Tiempo de Vida Útil (TVU) de los transformadores de potencia, considerando diferentes parámetros y analizando las diferentes variantes que se han desarrollado para la determinación del Grado de Polimerización ( $DP$ ) del papel aislante.

Dado su principio de funcionamiento, los transformadores trabajan con dos o más niveles de tensión, por lo tanto la aislación eléctrica necesaria entre devanados se logra con dos elementos: el aceite y el papel aislante, siendo este último el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de aislación [2]. El transformador, y por lo tanto el papel aislante impregnado en aceite, está sometido a: esfuerzos electrodinámicos durante su funcionamiento normal y en situaciones de falla (cortocircuito), esfuerzos térmicos debido a elevadas temperaturas [3], y a esto agregamos el ataque químico producido por ácidos que aceleran la descomposición del mismo [4].

El papel que se suele emplear para la aislación del bobinado de transformadores puede ser: el papel Kraft y el denominado papel Cotton. Si bien el papel Cotton tiene fibras de celulosa más largas, la estructura intrínseca no es buena, además el costo de producción del papel Cotton es mayor que el correspondiente al papel Kraft debido a los procesos de refinación extra que requiere [5]. En este trabajo, se presenta la influencia del tipo de papel en la previsión del TVU de transformadores, efecto caracterizado principalmente por presentar diferentes velocidades de degradación en el medio químico en el cual están trabajando los diferentes tipos de papel.

## 3. MODELO DE PREVICIÓN DE VIDA UTIL DE ARRHENIUS-DAKIN

Este modelo fue desarrollado por Thomas W. Dakin [6], con base a la ecuación propuesta inicialmente por S. Arrhenius. En este sentido, T. W. Dakin fue el primero en considerar el envejecimiento térmico del papel aislante como el resultado de un proceso químico, donde la degradación se debe a un proceso químico térmicamente activado, asumiendo que la tasa (o nivel) de envejecimiento es igual a la tasa (o velocidad) de una reacción química [7].

Tal como se ha dicho en la introducción, la predicción del TVU remanente de un transformador, está directamente asociada con el estado del papel aislante, o en otras palabras, la vida del transformador depende de la vida del papel aislante [8]. El estado del papel se puede cuantificar a través de la resistencia mecánica de las fibras de celulosa del mismo. Las fibras de celulosa están compuestas por cadenas poliméricas lineales y la cantidad de monómeros por cadena se conoce como Grado de Polimerización ( $DP$ ) del papel [4].

El envejecimiento del papel aislante representa básicamente la rotura de las cadenas poliméricas o despolimerización, debido principalmente a la acidez del aceite [4]. Por lo tanto, el grado de polimerización es un indicador de la degradación del papel aislante, ya que el mismo está a su vez muy relacionado con la rigidez mecánica del papel. Como referencia, se puede considerar que un papel nuevo tiene valores de  $DP$  entre 1000 y 1200, a su vez, algunos investigadores llegaron a la conclusión de que el papel ha llegado al fin de su vida útil cuando el  $DP$  toma valores entre 200 y 240 [4], [10], [11]. Por otro lado, para valores de  $DP$  cercanos a 150, la resistencia mecánica del papel se reduce en un 50% del valor inicial y para valores aún menores el papel no presenta resistencia mecánica alguna [1].

La degradación del papel aislante está relacionada con la rotura de las cadenas poliméricas y es función de la temperatura según se presenta en la siguiente ecuación [4], [1], [12]:

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = A \cdot e^{-\frac{E}{R \cdot (T+273)}} \cdot t \quad (1)$$

donde:  $DP_t$ : es el grado de polimerización en el instante  $t$ .  
 $DP_0$ : es el grado de polimerización inicial.  
 $T$ : es la temperatura de trabajo en °C.  
 $E$ : es la energía de activación.  
 $R$ : es la constante universal de los gases (8.314 J/mol.K)  
 $A$ : parámetro dependiente del medio químico [4].

Para la energía de activación  $E$ , incluida en la ecuación (1), Emsley y Stevens determinaron un valor de 111 kJ/mol, con límites de confianza de 105 y 117 kJ/mol [4], [1]. Por otro lado, con respecto al parámetro  $A$  (que representa la velocidad de degradación del papel según el medio químico de trabajo) los mismos investigadores determinaron y propusieron los valores presentados en la Tabla 1. Puede observarse que para cada tipo de papel tenemos diferentes valores del parámetro  $A$ .

Tipo de Papel	Parámetro "A"	Limite de Confianza 95%	
Papel mejorado en aceite	$3,65 \times 10^7$	$7,93 \times 10^6$	$1,68 \times 10^8$
Papel Kraft seco en aceite	$1,07 \times 10^8$	$2,41 \times 10^7$	$4,71 \times 10^8$
Papel Kraft + 1% de H <sub>2</sub> O en aceite (o papel o algodón en vacío)	$3,50 \times 10^8$	$8,41 \times 10^7$	$1,46 \times 10^8$
Papel Kraft + 2% de H <sub>2</sub> O en aceite (o papel o algodón en aire)	$7,78 \times 10^8$	$1,83 \times 10^8$	$3,30 \times 10^9$
Papel Kraft + 4% de H <sub>2</sub> O en aceite (o papel o algodón en oxígeno)	$3,47 \times 10^9$	$7,66 \times 10^8$	$1,57 \times 10^{10}$

Tabla 1. Valores del parámetro pre-exponencial "A" de la ecuación (1) [4], [1].

Según los datos presentados en la Tabla 1 y considerando como grado de polimerización límite (es decir, en el fin del TVU del transformador) el valor  $DP_t = 200$ , la expectativa de vida de un transformador que tiene un valor inicial  $DP_0$  y opera a una temperatura  $T$  [°C] podrá ser calculada mediante la ecuación siguiente [4]:

$$\text{Estimación de vida [años]} = \frac{\left( \frac{1}{200} - \frac{1}{DP_0} \right)}{A \cdot 24.365} \cdot e^{\left( \frac{13350}{T+273} \right)} \quad (2)$$

Si el transformador es nuevo, el parámetro  $DP_0$  asume valores entre 1000 y 1200 [4], [10], [11]. En este sentido, asumiendo un  $DP_0 = 1100$ , podemos obtener la expectativa de vida del papel aislante en función de la temperatura cuyo comportamiento se muestra en la Figura 1. Esta respuesta de la expectativa de vida fue obtenida con el modelo de Arrhenius-Dakin presentado en la ecuación (2).

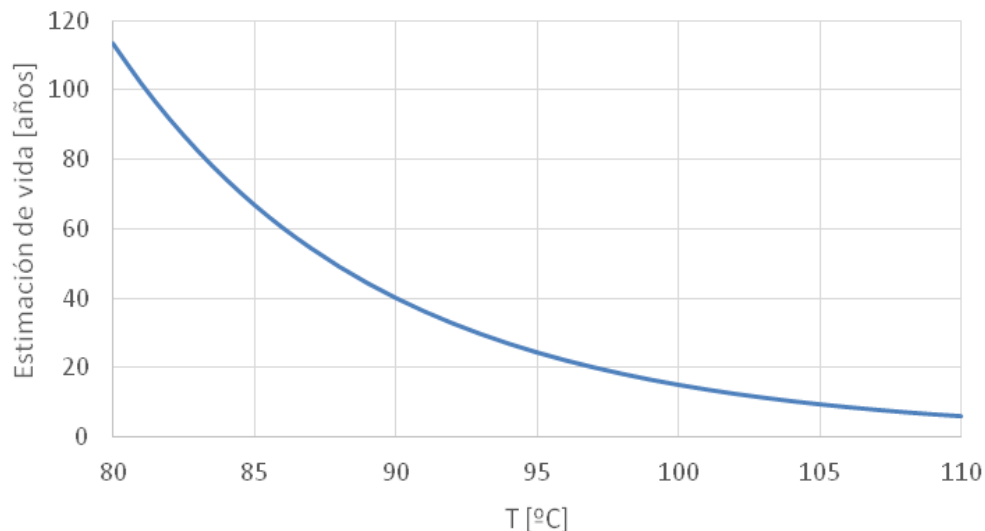


Figura 1. Estimación de TVU de un transformador empleando el modelo Arrhenius-Dakin considerando:  $DP_0 = 1000$ ,  $DP_T = 200$ ,  $A = 107 \times 10^6$  (papel kraft seco),  $E = 111$  kJ/mol.K [1].

### 3.1 Análisis del Modelo Arrhenius-Dakin

#### a) Ventajas [1]:

- La medición del valor  $DP$  es relativamente fácil de hacer.
- El valor  $DP$  puede relacionarse empíricamente con el estado de la aislación de la máquina.

#### b) Desventajas:

- El modelo asume que la fatiga eléctrica, mecánica y ambiental no tienen un impacto significativo sobre la vida de la aislación [2].
- El modelo se basa en la tasa de una reacción química denominada “reacción química principal”, cuando en realidad es de esperarse que en el interior del transformador se desarrollen otras reacciones químicas a diferentes temperaturas o se produzcan distintas reacciones simultáneamente [2].
- La tasa de degradación del papel tiende a aumentar en forma discontinua con el aumento de la temperatura por encima de  $140^\circ\text{C}$  aproximadamente [1].
- El método requiere conocer el valor inicial  $DP_0$  lo que implica tomar una muestra del papel del transformador. Ello significa abrir la máquina y tomar una muestra que probablemente no sea muy representativa [13].
- El modelo considera un estado térmico estacionario y la realidad es que la temperatura del transformador varía con el estado de carga.

Como podemos observar, la principal desventaja del modelo Arrhenius-Dakin es la determinación exacta del valor  $DP$ . En este sentido, en la siguiente sección se presentará un breve análisis de los métodos alternativos propuestos en la literatura para la obtención del valor del grado de polimerización del papel aislante.

## 4. METODOS EXISTENTES PARA OBTENER EL GRADO DE POLIMERIZACION

Debido a las dificultades que implican el muestreo directo del papel aislante, diferentes investigadores [8], [10], [14], entre otros, han estudiado y propuesto diferentes alternativas que pretenden obtener el valor del grado de polimerización ( $DP$ ) por medio de métodos menos invasivos que el de extracción de muestra de papel.

El más conocido de estos métodos alternativos es aquel que relaciona al  $DP$  con los resultados del Análisis de Gases Disueltos (DGA), más específicamente aquel que correlaciona el



$$DP_{\text{Burton}} = \frac{2,5 - \log_{10}(2FAL)}{0,005} \quad (4)$$

$$DP_{\text{Vuarchex}} = \frac{2,6 - \log_{10}(2FAL)}{0,0049} \quad (5)$$

$$DP_{\text{De Pablo}} = \frac{7100}{(2FAL) + 8,88} \quad \text{para } 150 \leq DP \leq 600 \quad (6)$$

$$DP_{\text{Heisler-Banzer}} = 325 \cdot \left( \frac{19}{13} - \log_{10}(2FAL) \right) \quad \text{para } 100 \leq DP \leq 900 \quad (7)$$

donde 2FAL esta expresado en mm por litro (ppm).

Por otro lado también se han desarrollado ecuaciones que relacionan el  $DP$  con el contenido total de furanos y no solamente 2FAL. Una de estas es la ecuación de S. D. Myers para papel aislante térmicamente mejorado [19].

$$DP_{\text{S.D Myers}} = 356,1 - 343,8 \cdot \log_{10}(\text{Total Furanos}) \quad (8)$$

En la Figura 3 se han representado la relación  $DP = f(2FAL)$  para las correlaciones indicadas anteriormente.

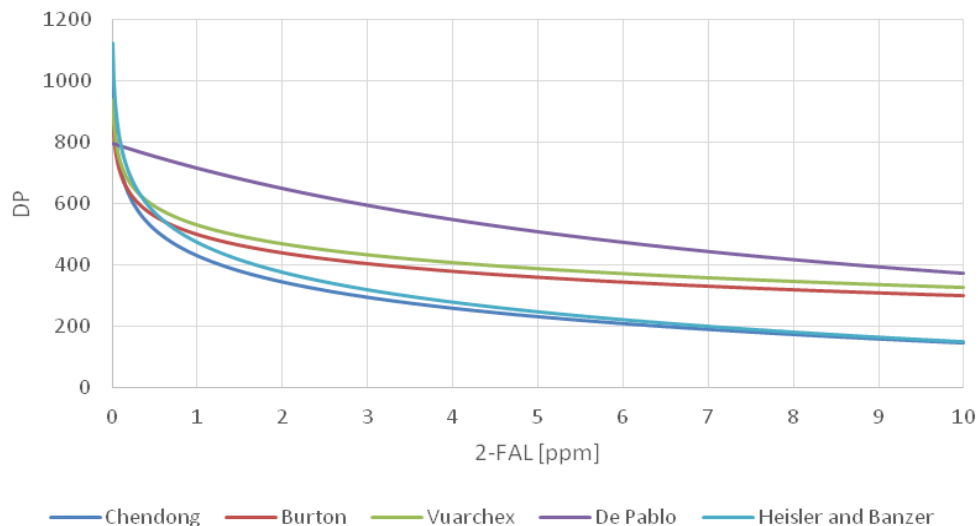


Figura 3. Correlación DP-2FAL para diferentes métodos de estimación.

En la Figura 3 se puede observar que mediante el uso de las diferentes ecuaciones, las estimaciones del  $DP$  en función de la concentración de 2FAL por cualquiera de los métodos propuestos tienen la misma exactitud en la primera etapa de envejecimiento de papel. Sin embargo, luego la dispersión tiende a ser mayor a medida que aumenta la concentración de 2FAL debido a que las condiciones de envejecimiento para cada ecuación fueron definidas de manera diferente [18].

Cabe destacar que se han desarrollado trabajos en donde se obtuvieron correlaciones entre el  $DP$  y varios de los productos de envejecimiento del papel como son  $CO$ ,  $CO_2$ , algunos furanos y el contenido total de furanos [13], [20]. Estas correlaciones se representan a través de la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 DP = C_0 + a.\log(CO) + b.\log(CO_2) + c.\log(\text{total furanos}) \\
 + d.\log(2FAL) + e.\log(2\text{Acetil-furano}) \\
 + f.\log.(5\text{Methyl} - 2FAL)
 \end{aligned}
 \tag{9}$$

En [20] también se ha desarrollado una ecuación que relaciona la vida transcurrida (o reducción de vida del transformador) con el valor de  $DP$  calculado con la ecuación (9). Esta ecuación propuesta en [20] es:

$$\text{Vida Transcurrida [años]} = 20,5 \cdot \ln \left[ \frac{1100}{DP} \right]
 \tag{10}$$

## 5. CONCLUSION

En esta revisión del estado del arte se ha indagado sobre el modelo de predicción de tiempo vida útil de transformadores de potencia propuesto por Arrhenius-Dakin que se inició en 1948. Se ha hecho una revisión sobre el estado de la técnica en cuanto a la correlación del grado de polimerización  $DP$  del papel aislante y los productos resultantes del proceso de degradación del mismo. Se halló que existe especialmente mucho desarrollo en ecuaciones de estimación de vida útil de transformadores mediante la utilización de la correlación  $DP - 2FAL$ .

El principal problema en la estimación de tiempo vida útil es la determinación del valor  $DP$  de los papeles aislantes dado que, para una mayor exactitud en la determinación de este valor, es necesario aplicar métodos invasivos sobre el transformador (por ejemplo, abrir el mismo y tomar una muestra del papel aislante).

En este sentido, durante las actividades de mantenimiento relacionadas con la extracción de muestras de aceite para realización de ensayos, se recomienda efectuar un DGA a fines de determinar el valor  $DP$  mediante una de las ecuaciones estudiadas y presentadas en este documento. Por otro lado, vale resaltar que la propia degradación natural del papel aislante durante la reacción química con el aceite produce moléculas de agua, por lo cual un transformador perfectamente cerrado en relación al ambiente podría presentar valores de humedad en el análisis de gases disueltos.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] A. Emsley y G. Stevens, «"Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformer",» IEE Proc.-Sci. Meas. Technol., vol. 141, nº 5, pp. 324-334, September 1994.
- [2] W. Flores, E. Mombello, G. Rattá y J. A. Jardini, «"Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura",» IEEE Latin America Transactions, vol. 5, nº 1, pp. 50-54, 2007.
- [3] A. v. Schijndel, «Power Transformer Reliability Modelling,» 2010.
- [4] L. E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell y T. J. Painter, «"Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers",» IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, nº 1, pp. 230-239, 2004.
- [5] A. Norhafiz, «"Ageing Assessment of Insulation Paper with Consideration of in Service Ageing and Natural Ester Application",» The University of Manchester, 2012.

- [6] W. T. Dakin, «"Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Rate Phenomenon",» Transactions of the American Institute of Electrical Engineering, vol. 67, nº 1, pp. 113-122, Ene. 1948.
- [7] A. Y. C. Muñoz, «"Evaluación de vida útil residual de aislamiento compuesto de mica y resina con base en pruebas de envejecimiento acelerado",» Universidad Nacional de Colombia- Facultad de Ingeniería, Bogotá D.C.- Colombia, 2012.
- [8] M. Tsuchie y J. M. E. Corp., «"Recent diagnostic technology on oil-immersed power transformers in Japan",» de Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES, Japan, Oct. 2002.
- [9] P. Przybyłek, «"The Influence of Cellulose Insulation Aging Degree on its Water Sorption Properties and Bubble Evolution",» IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 17, nº 3, pp. 906-912, June 2010.
- [10] D. Mehta y H. Jariwala, «"Predication of Life of Transformer insulation by developing Relationship between Degree of Polymerization and 2- Furfural",» International Journal of Scientific & Engineering Research, vol. 3, p. 5, 2012.
- [11] P. A. A. F. Wouters, A. v. Schijndel y J. M. Wetzler, «"Remaining Lifetime Modeling of Power Transformers: Individual Assets and Fleets",» IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 27, nº 3, pp. 45-51, 2011.
- [12] B. Gorgan, J. M. W. P. V. Notingher, H. F. A. Verhaart, P. A. A. F. Wouters, A. v. Schijndel y G. Tanasescu, «"Calculation of the Remaining Lifetime of Power Transformer Paper Insulation",» IEEE, pp. 293-300, 2012.
- [13] W. Flores, E. Mombello, G. Rattá y J. Jardini, «"Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químico",» p. 8.
- [14] Y. Konishi y M. Yoshida, «"Diagnosis for Aging Degradation of Insulating Paper in Power Transformers by Measuring the Refractive Index of Cellulose Fibers",» de IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 2009.
- [15] C. Homagk, K. Mössner y T. Leibfried, «"Investigation on degradation of power transformer solid insulation material",» de 2008 Annual Report Conference on Electrical Insulation Dielectric Phenomena.
- [16] I. M. Gasco, «"Diagnóstico del Consumo de Vida de un Transformador a través del Análisis de Compuestos Furánicos"».
- [17] H. A. Rosli y M. A. Talib, «"Condition and life assessment of transformers with specific application to power station transformers",» Organized by Universiti Tenaga Nasional, BANGI, SELANGOR, MALAYSIA, 28-30 AUGUST 2006.
- [18] D. Feng, Z. Wang y P. Jarman, «"Transmission Power Transformer Assessment Using Furan Measurement with the aid of Thermal Model",» de Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), 2012 International Conference on, Bali, 23-27 Sept. 2012.
- [19] T. LeibfriedMember, M. Jaya, N. Majer, M. Schäfer, M. Stach y S. Voss, «"Post-mortem Investigation of Power Transformers – Profile of Degree of Polymerization and Correlation with Furan Concentration in the Oil",» Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 28, nº 2, pp. 886 - 893, April 2013.
- [20] M. K. Pradhan y T. S. Ramu, «"On the Estimation of Elapsed Life of Oil-Immersed Power Transformer",» IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, nº 3, pp. 1962-1969, July 2005.