



Métodos modernos de diagnóstico para grandes transformadores en tiempo real

Rómulo José Pérez
Ovidio Ramírez
Sergio J. Fernández

Noviembre del 2001

Resumen / Abstract

En el trabajo se expone una variante de los métodos actuales, utilizados en el ámbito internacional, para el diagnóstico en tiempo real de grandes transformadores. Se muestra como ejemplo, una variante cubana-venezolana desarrollada a partir del estudio de los fallas más comunes e importantes a tener en cuenta en el diagnóstico de transformadores. Este estudio, desemboca en la matriz de fallas y en la obtención de los parámetros óptimos que rigen desde el punto de vista económico y de su efectividad, el comportamiento y la estructura del sistema de diagnóstico diseñado. El ejemplo presentado, sienta las premisas para el desarrollo de un sistema venezolano de diagnóstico para grandes transformadores, en el cual deben tenerse en cuenta las condiciones climáticas del país, las características de comportamiento de la carga y el tipo de transformador en que se aplicará ese sistema.

Palabras clave: diagnóstico, transformadores

In the following work, a variant of the current methods is exposed, used in the international environment, for the real time diagnosis of big transformers. A cuban-venezuelan variant is shown as example, developed starting from the study of the most common and important flaws to keep in mind in the diagnosis of transformers. This study, ends in the matrix of failures and in the obtaining of the best parameters that govern from the economic and of its effectiveness point of view, the behavior and the structure of the designed diagnosis system. The presented example, sits down the premises for the development of a venezuelan diagnosis system for large transformers, in which should be kept in mind the country climatic conditions, the load behavior characteristics and the transformer type that was applied in that system.

Key words: diagnostic, transformers

INTRODUCCIÓN

En los últimos diez años, se ha desarrollado a escala mundial el diagnóstico en tiempo real,^{1,2} que permite a través de la información obtenida de un sistema de adquisición de datos (SAD), la determinación de fallas de rápido y de lento desarrollo. Este supera a los métodos convencionales, que no pueden detectar las primeras de ellas, por estar basados en mediciones espaciadas en el tiempo.³

En el caso de transformadores, de grande o mediana potencia, que trabajen con cargas cercanas a la nominal, es económicamente conveniente la aplicación

de estos sistemas de diagnóstico en tiempo real, debido al gran ahorro de recursos por concepto de energía dejada de servir, aparte del ahorro que se obtiene en reparaciones.

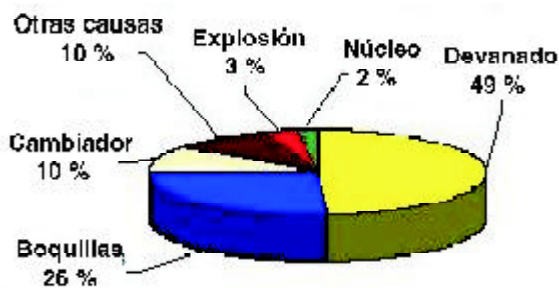
Objetivos

- Selección de los parámetros óptimos para la obtención de un sistema de diagnóstico más económico y efectivo.
- Aplicación de los sistemas expertos y modelos.
- Desarrollo de un sistema de diagnóstico.
- Características del sistema experto cromatográfico.
- Características del modelo térmico propuesto.

PARÁMETROS ÓPTIMOS

Selección

La efectividad de los sistemas de diagnóstico en tiempo real, depende de los modelos escogidos como básicos, los cuales están relacionados, con los parámetros seleccionados como óptimos a sensar, por el sistema de adquisición de datos. Para realizar esta selección se parte de un análisis causa-efecto, la matriz de falla del transformador. Después, se toman las partes del transformador, donde la falla es técnica y económicamente más catastrófica, teniendo en cuenta el grupo de fallas, que estadísticamente son más frecuentes en el transformador,⁴ como se observa en la figura 1.⁵



Ejemplo de distribución estadística de fallas (1983-1998 en la red de CFE, México).

1

Sobre esta base, se escogen los parámetros óptimos de la matriz de falla obtenida, que son los comunes a un mayor número de estas. Finalmente, se diseña un sistema para diagnóstico en tiempo real, basado en modelos matemáticos y sistema experto. Como complemento, se crea una base de datos dinámica, para el diagnóstico de transformadores, que se nutra del sistema de adquisición de datos y de los resultados de ensayos realizados, con el transformador en línea o fuera de línea. Estos últimos son seleccionados fundamentalmente, también de la matriz de fallas (tabla 1), y su objetivo es servir como complemento en el diagnóstico de las fallas de lento desarrollo, al ser detectada una determinada tendencia de variación en los datos obtenidos por el sistema de monitoreo.

Los parámetros óptimos relacionados con los enrollados y el sistema aislante que son las partes del transformador donde ocurren las fallas más destructivas, son: la temperatura, los gases disueltos en el aceite, la corriente de carga y la tensión, los cuales están ligados al proceso físico-químico que se desarrolla a partir de un aumento de la carga, que

conlleva un aumento de la temperatura que puede producir la generación de gases debido a la descomposición de los distintos materiales electroaislantes presentes en el transformador.

Aplicación de los sistemas expertos y modelos

Los métodos de modelación matemática permiten representar, simular e interrelacionar los procesos en que están involucradas las variaciones de los parámetros escogidos, siendo estos los motivos, por los cuales son muy utilizados en el diagnóstico actual de transformadores. En este caso, por relacionar dos de los parámetros fundamentales, como son la temperatura y la corriente de carga, se escogió el modelo térmico que rige el proceso de cargabilidad.⁶

En cuanto a la producción de gases, que es un parámetro de suma importancia para el diagnóstico, se escogieron cuatro modelos reconocidos internacionalmente, por ser normas establecidas como es el caso de la IEC, IEEE (métodos de Durnenberg y de Rogers) y el método alemán (Munich), los cuales fueron escogidos por basarse todos ellos en relaciones entre las concentraciones de los gases disueltos en el aceite, motivo por el cual se puede lograr un diagnóstico unificado de todos estos métodos.^{7,8}

En este caso se utilizan, por lo general, técnicas de inteligencia artificial. Se aplica, en el ejemplo desarrollado, un sistema experto cromatográfico, ya que para emitir un diagnóstico en este sentido es necesario el criterio de un experto para eliminar la posible incertidumbre que surge en determinados rangos entre las variaciones de las relaciones gaseosas y entre las respuestas obtenidas por los distintos métodos utilizados.

DESARROLLO DE UN SISTEMA DE DIAGNÓSTICO

El sistema propuesto para el diagnóstico en tiempo real,⁹ está compuesto por:

- Sistema de adquisición y procesamiento de datos:¹⁰ que ejecuta las mediciones sistemáticas de datos en tiempo real, para la automatización de la operación y para el diagnóstico de fallas. Este incluye, los sensores, un autómata, las técnicas de medición para la obtención de los datos adecuados, con un máximo de fiabilidad y un breve procesamiento de los mismos.
- Sistema de nivel superior compuesto por una base de datos, modelos matemáticos y sistema experto.

Como se hace necesario la introducción de equipos de medición y cómputo de alta tecnología se decide abarcar no solo las variables destinadas al diagnóstico sino las relacionadas con la automatización de la subestación en cuestión.¹¹

En la figura 2 se puede observar el diagrama en bloques del sistema y en la figura 3 se muestra un diagrama de bloques del software que conforma el sistema.

DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE BASE DE DATOS

Esta base de datos es parte importante del sistema y consta de un software confeccionado con el objetivo de consolidar toda la información necesaria para el diagnóstico. Esta base de datos, está concebida para su trabajo en tiempo real, acumulando los datos necesarios para las corridas de los modelos y los sistemas expertos. Su principio de operación, es el seguimiento de la matriz de fallas del transformador a partir de los períodos de muestreos de los distintos ensayos.

La misma cuenta con los datos de chapa, ensayos iniciales del fabricante, ensayos de puesta en marcha, las variables propias y relacionadas con el transformador. Además, asimila por el teclado datos de las mediciones complementarias provenientes de los ensayos *off-line* y *on-line*, del transformador, como se muestran en la tabla 2.

En la figura 4, se muestra el menú principal de la base de datos DBTransf.

Un factor primordial y que tiene que ser tenido en cuenta, es que estos modelos deben considerar las condiciones de carga del país o de los sistemas en que estén operando, lo cual representa un reto desde el punto de vista tecnológico.

Partiendo de esta premisa se hace necesario replantear:

- Que los parámetros seleccionados fueron: corriente de carga, tensión eléctrica, temperatura y gases disueltos en el aceite.
- Que estos parámetros actualmente, pueden ser obtenidos en línea, por tanto, pueden conducir a un sistema en tiempo real.
- Que se quiere obtener un conjunto de modelos que relacionen los anteriores parámetros, de forma tal que puedan funcionar en tiempo real si así fuera preciso.
- Que además de lo anteriormente expuesto se debe obtener alguna indicación de la vida remanente del transformador.
- Que las condiciones de carga son un factor importante a tener en cuenta en el desarrollo del sistema y los modelos deben poder ajustarse a ciclos de carga muy variables.

A partir de esto se desarrolló:

- Un sistema experto para diagnóstico por cromatografía gaseosa.
- Un modelo térmico de cargabilidad.

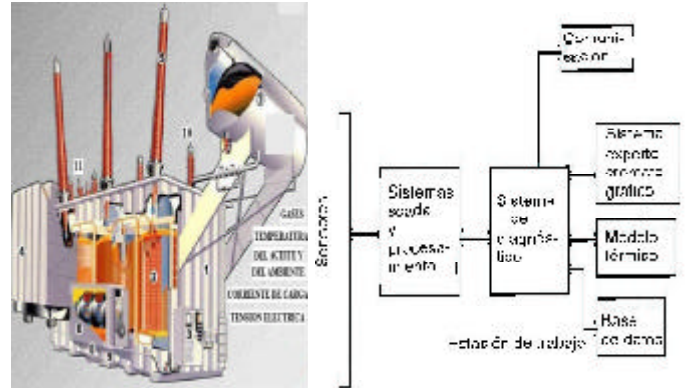


Diagrama en bloques del sistema de diagnóstico.

1

Tabla 2
Parámetros complementarios de la base de datos

Parámetros del aceite	
1 Resistividad específica	2 Número de acidez
3 Tangente de δ	4 Lodos
5 Permitividad relativa	6 Humedad
7 Rigidez dieléctrica	8 Azufre corrosivo
9 Grado de envejecimiento	10 Tensión interfacial
11 Punto de inflamación	
Parámetros eléctricos del transformador	
12 Resistencia de aislamiento	13 Pérdidas en vacío y corriente de excitación
14 Resistencia del enrollado	15 Inductancia de filtración
16 Índice de polarización	17 Relación de transformación
18 Tangente δ del transformador	
Parámetros del cambiador de derivaciones	
19 Temperatura	20 Vibraciones

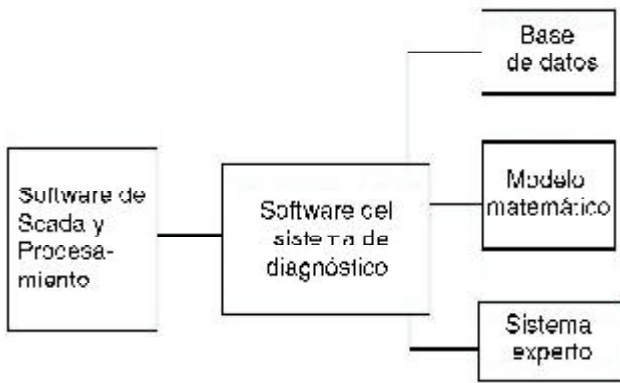


Diagrama en bloques del software del sistema.

3



Menú principal de la base de datos.

4

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXPERTO CROMATOGRÁFICO

Este sistema experto(SE),^{12,13} es el resultado de la fusión de una base de conocimientos, donde se encuentran las experiencias generalizadas sobre la aplicación de diversos métodos de diagnóstico y las máquinas de inferencias del sistema Haries,¹³ que constituyen estrategias para el procesamiento e interpretación de diversas estructuras para la representación de conocimientos.

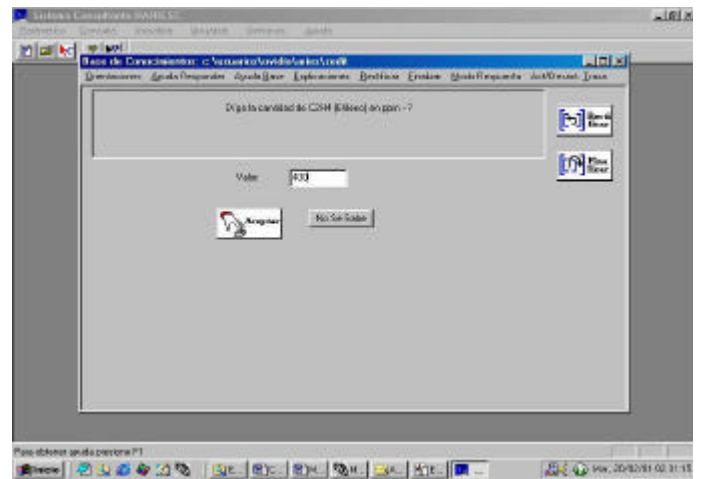
La base de conocimientos se encuentra organizada a partir de un conjunto de conceptos y una lista de relaciones entre ellos.¹⁴

Entre las estructuras utilizadas, se destacan las reglas de producción generalizadas, las reglas de conclusiones y otros tipos de relaciones.¹⁵

El sistema desarrollado, se encuentra estructurado para trabajar de forma interactiva, a través de preguntas y respuestas con el usuario que lo consulte.

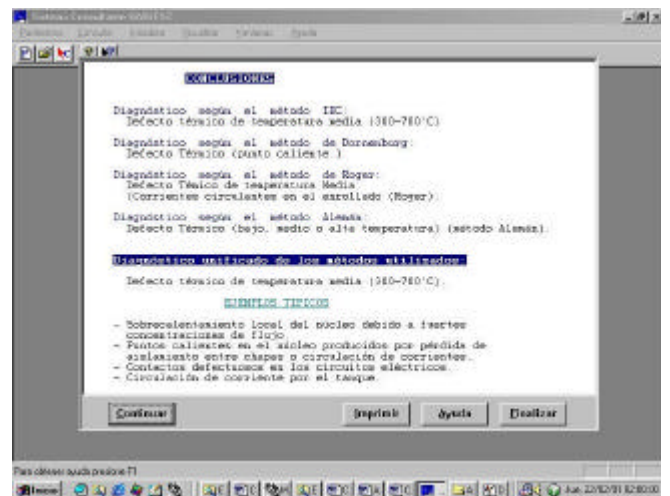
De esta forma, el sistema siempre toma la iniciativa y comienza después de la presentación, solicitando posteriormente la concentración de los gases disueltos (figura 5), partiendo del supuesto que se estudie un transformador y se tienen datos obtenidos en el cromatógrafo con relación a una muestra de aceite.

Previamente, sin embargo, se puede elegir cuál de los cuatro métodos se desea utilizar de forma individual, aunque el diagnóstico unificado (figura 6), los considere todos.



Introducción de las concentraciones de cada gas.

5



Resultado por método y diagnóstico unificado.

6

MODELO TÉRMICO DE CARGABILIDAD

Con la aplicación de estos modelos,¹⁶⁻¹⁸ se pueden identificar desviaciones significativas en las mediciones, respecto a las predicciones del modelo, que indican un problema en el transformador.

A continuación se ofrece la nomenclatura para la comprensión del significado de los términos del modelo.

Nomenclatura

$\theta_a \Rightarrow$ Temperatura ambiente, °C.

$\theta_{top} \Rightarrow$ Temperatura del aceite superior, °C.

$\theta_h \Rightarrow$ Última temperatura del punto caliente bajo carga, °C.

$\theta_{nr} \Rightarrow$ Temperatura del punto más caliente a carga nominal.

$\theta_{ou} \Rightarrow$ Última temperatura del aceite superior bajo carga, °C.

$\Delta\theta_{op} \Rightarrow$ Aumento del aceite superior sobre la temperatura ambiente a carga nominal.

$\theta_{ov} \Rightarrow$ Último aumento del aceite superior sobre la temperatura ambiente para cualquier carga.

$\Delta\theta_{oi} \Rightarrow$ Aumento inicial del aceite superior para $t = 0$, °C.

$m \Rightarrow$ Exponente de las pérdidas del enrollado sobre el aumento de la temperatura del enrollado.

$n \Rightarrow$ Exponente de las pérdidas totales, sobre el aumento de temperatura del aceite superior.

$H_g \Rightarrow$ Aumento del punto más caliente del conductor sobre el aceite superior a carga nominal, °C.

$H_g \Rightarrow$ Diferencia de temperatura final entre el punto más caliente y el aceite en la parte superior, °C.

$\tau_o \Rightarrow$ Constante de tiempo térmica del aceite, horas.

$L \Rightarrow$ Pérdida de vida en horas.

$K \Rightarrow$ Relación de carga / a carga nominal.

$R \Rightarrow$ Relación entre pérdidas con carga nominal y sin carga.

$I_r \Rightarrow$ Corriente de carga nominal.

Los parámetros del modelo deben ser periódicamente estimados para hacer que ajuste mejor con las observaciones, y las tendencias de variación de estos parámetros son un factor importante para el diagnóstico.¹⁹

Rastreando estos valores, pueden ser detectados los problemas de lento y rápido desarrollo y los efectos debido al envejecimiento natural del transformador.

Los modelos para la determinación de la temperatura del aceite superior y del punto más caliente del

enrollado, son un punto de partida fundamental, para el diagnóstico en tiempo real.

El modelo desarrollado,²⁰ considera un transformador normal, con aislamiento papel aceite, que es lo más utilizado. Se tuvieron en cuenta expresiones, para todos los tipos de refrigeración. Se muestra a continuación la expresión desarrollada, para el caso de refrigeración ON. La expresión (1) representa la temperatura del punto más caliente del enrollado en forma discretizada.

$$\theta_h [k] = K_1 \theta_{top} [k-1] + (1-K_1) \theta_a [k] + K_2 \left(\frac{\left(\frac{I[k]^2}{I_r} \right)^{R+1}}{R+1} \right)^n + K_3 I[k]^{2r} \dots (1)$$

$$K_1 = \frac{\tau_o}{\tau_o + \Delta t} \dots (2)$$

$$K_2 = \frac{\Delta t \theta_{or}}{\tau_o + \Delta t} \dots (3)$$

$$K_3 = \frac{H_{gr}}{I_r^{2m}} \dots (4)$$

donde:

θ_h : Temperatura del punto caliente .

Concentrándose en (1), (2), (3) y (4), las modificaciones a las ecuaciones convencionales con vistas a introducir los efectos de las variaciones de la temperatura ambiente en el ciclo de carga y la consideración del exponente n variable para incluir la dinámica del proceso de refrigeración, no ha sido tratado por otros autores con resultados satisfactorios.

Por otra parte, se considera no lineal la variación de la temperatura promedio del aceite al igual que la de la promedio del enrollado y que ambas se desarrollan paralelamente con una diferencia variable entre ellas g , lo cual implica un tratamiento, que permite el análisis de las variaciones abruptas de la carga, en las condiciones cubanas.

De igual forma, se desarrolló la expresión de la vida remanente, basada en la teoría de la velocidad de reacción de Arrhenius, que se muestra a continuación(5):

$$\text{Horas de vida} = e^{\left(\frac{A+B}{\theta h + 273}\right)} \quad \dots(5)$$

Por último, la pérdida relativa de vida L se expresó de la siguiente forma (6):

$$L = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N 2^{\left(\frac{\theta_n - 110}{6}\right)} \quad \dots(6)$$

donde L depende directamente de la temperatura del punto más caliente θ_n ,

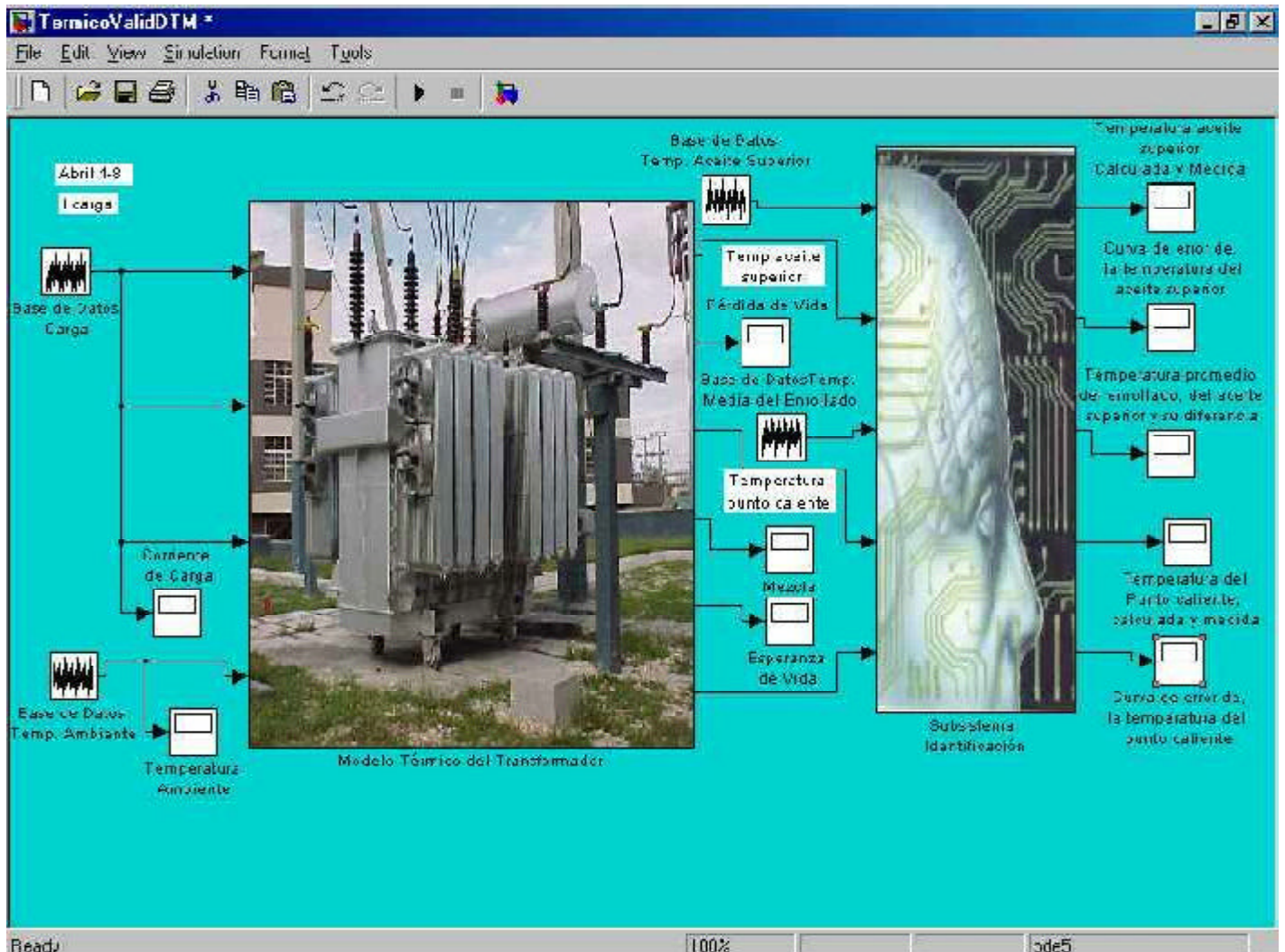
Esta expresión, basada en la relación de Montsinguer, fue adaptada para las condiciones climáticas cubanas.

DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA EN SIMULINK

Sobre la base de las expresiones anteriormente desarrolladas, se confeccionó un programa en Simulink, cuyo diagrama de bloques enmascarado se muestra en la figura 7.

En este caso, se ha representado un sistema multivariable de varias entradas y varias salidas, las cuales se vinculan con una matriz de transferencia simbolizada por el bloque del subsistema (modelo).

Dentro del subsistema principal enmascarado, se encuentra el diagrama de bloques fundamental del



Programa en Simulink 4 del modelo térmico.

modelo que contiene en sus distintas funciones las expresiones matemáticas que lo conforman.

En las entradas aparecen bloques de base de datos que contienen la corriente de carga y la temperatura ambiente, obtenidas de lecturas realizadas en la subestación, con un muestreo cada una hora, dentro de ciclos de carga diarios de 24 h.

En las salidas aparecen oscilogramas, donde se observan las formas de onda de un grupo de parámetros, que brindan información sobre el funcionamiento del transformador desde el punto de vista térmico, basándose en las variaciones de la carga estos son: θ_h , θ_{top} , L y la esperanza de vida.

Con la aplicación del *Real-Time Workshop*, en el programa en Simulink 4 se invoca el compilador, del *Real-Time Windows Target*, generándose una serie de programas en C, los cuales permiten la aplicación del modelo en tiempo real.

Para lograr un mejor ajuste, de los parámetros de entrada, temperatura ambiente (θ_a) y corriente de carga (I) se confeccionó el programa *ajustpol*. Este permite ajustar un polinomio a un juego de datos, en forma de matriz vector y determinar la función más aproximada, para la representación de la corriente de carga y de la temperatura ambiente en el tiempo.

En la figura 7, se muestra una corrida del programa

En las entradas 1 y 4, se inyectan las mediciones de corriente de carga y temperatura ambiente como datos de entrada, del modelo térmico, calculando este, la temperatura del aceite superior, la del punto caliente, la pérdida relativa de vida, la vida remanente y ofreciendo aparte de estos oscilogramas, uno que es la mezcla de todos para su comparación.

En el segundo subsistema de identificación de parámetros, se comparan las temperaturas calculadas por el modelo, con las del aceite superior medida, y la del punto caliente calculada a partir de la temperatura promedio del enrollado, mostrando las curvas comparativas para cada caso y las de error.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado un ejemplo práctico del sistema de diagnóstico cubano-venezolano con vistas a describir las características de los métodos modernos para el diagnóstico de grandes transformadores.

Se han establecido además las bases para la creación de un sistema venezolano de diagnóstico.

REFERENCIAS

1. Fernández García, S.: "Diagnóstico, su táctica y estrategia", Revista *Ingeniería Energética*, Vol. XX, No. 4, Ciudad de La Habana, 1999.
2. Fernández, S.; A. Leal y O. Ramírez: "Introducción de los métodos on-line como apoyo al mantenimiento y explotación de una central termoeléctrica", Memorias del Evento del Instituto Tecnológico de Aguas Calientes, México, 1998.
3. Ramírez, O.: "Metodología de ensayos eléctricos profilácticos y de control al estado del aislamiento de los grandes transformadores", Informe de investigación terminada, CIPEL, Ciudad de La Habana, 1990.
4. Ramírez, O.; A. Leal y S. Fernández: "Mediciones fundamentales para el diagnóstico de transformadores en tiempo real(I)", Revista *Ingeniería Energética*, Vol. XVIII, No. 1-3, Ciudad de La Habana, 1996-1997.
5. R. Liñan, G. y A. Pascacio de los S.: "Monitoreo en línea para protección de fallas en transformadores de potencia", Memorias de la V Jornadas Latinoamericanas y II Iberoamericanas en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico, ALTAE 2001.
6. Ramírez, O.; A. Leal y S. Fernández: "El diagnóstico de transformadores en tiempo real (II)", Revista *Ingeniería Energética*, Vol. XVIII, No. 1-3, Ciudad de La Habana, 1996-1997.
7. "IEC599 Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service.- Interpretation of Dissolved and Free Gases Análisis", pp. 1-35, 1996.
8. "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed transformers", *IEEE Std C57.104*, pp. 9-28, 1991.
9. Fernández, S. y otros: "Proyecto de un sistema integral de diagnóstico para centrales termoeléctricas cubanas", Revista *Ingeniería Energética*, Vol. XX, No. 4, Ciudad de La Habana, 1999.
10. Fernández, S.; A. Leal; L. J. Cabrera y O. Ramírez: "Sistema de adquisición de datos, para la automatización de subestaciones y el diagnóstico de sus transformadores en tiempo real", Memorias del Evento II Jornada Latinoamericana en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico (ALTAE '96), México, 1996.
11. Fernández, S.; O. Ramírez.; A. Leal y L. J. Cabrera: "Hardware y software para el diagnóstico en tiempo real del estado de transformadores de potencia", Memorias del evento: Reunión de verano de potencia y exposición industrial de la IEEE, Acapulco, México, 1997.

12. Ramírez, O. "Metodología para el empleo de las técnicas cromatográficas en el diagnóstico de fallos de los grandes transformadores", Informe de investigación terminada, CIPEL, ISPJAE, Ciudad de La Habana, 1993.
13. Ramírez, O.; A. de la Cruz y M. de los A. Alonso: "Sistema experto para diagnóstico por cromatografía gaseosa", Revista *Ingeniería Energética*, Vol. XX, No. 4, Ciudad de La Habana, 1999.
14. Cruz, A. de la: "Representaciones del conocimiento para la construcción de sistemas expertos con inteligencia artificial", Tesis para optar por el Grado Científico de Doctor en Ciencias Técnicas, ISPJAE, Ciudad de La Habana, 1996.
15. Huang, Y. *et al*: "Developing a New Transformer Fault Diagnosis Sys Tem Through Evolutionary Fuzzy Logic", *IEEE Trans Power Delivery*, No. 12 (2), pp. 761-767, 1997.
16. "Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers", IEC-354, No. 6, 1991.
17. "Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers in Excess of 100 MVA (65 °C Winding Rise), ANSI / IEEE C57.115. 1991
18. Pierce, L. W. "Predicting Liquid Filled Transformer Loading Capability." *IEEE Trans. on Industry Applications*, 30 (1), pp. 170-178, 1994.
19. Lesieutre, B.C. and W. H. Hagman: "An Improved Transformer Top Oil Temperature Model For Use

in an On-Line Monitoring and Diagnostic System", *IEEE Trans. on Power Delivery*, 12 (1), pp. 249-256, 1997.

20. Ramírez O. y S. Fernández: "Introducción de un modelo térmico para el diagnóstico en tiempo real de transformadores", Memorias del Simposio Internacional sobre diagnóstico en equipos eléctricos y procesos Industriales (DIAGNOS' 2000), Ciudad de La Habana, 2000.

AUTORES

Rómulo José Pérez Barrios
Ingeniero, Docente de la Universidad Politécnica Antonio José de Sucre, UNEXPO, Venezuela
e-mail: rperez@bqto.unexpo.edu.ve

Ovidio Ramírez Fiallo
Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Investigador Agregado, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE)
e-mail:oramirez@cipel.ispjae.edu.cu

Sergio J. Fernández García
Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Asistente, CIPEL, ISPJAE, Ciudad de La Habana, Cuba

C I E N C I A Y T É C N I C A



PONEMOS
EN SUS
MANOS
REVISTAS
CIENTÍFICAS



Instituto Superior Politécnico
José Antonio Echeverría
cujae