

SISTEMA PARA ANÁLISIS EN TIEMPO REAL DEL ESTADO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Francisco Pessolani, Franco Berterame

Universidad Tecnológica Nacional

Facultad Regional Concordia

Ingeniería Eléctrica

Salta 277, Concordia, Entre Ríos

(0345) 4214590/ 4226614

fpessolani@frcon.utn.edu.ar

fberterame@frcon.utn.edu.ar

Palabras Claves: sistemas de tiempo real, adquisición de señales, transformadores de potencia, aplicación LabVIEW.

Resumen. *La creciente demanda de energía eléctrica, el tiempo de vida útil de los transformadores de potencia, así como los elevados costos, implican esfuerzo en el mantenimiento de equipos componentes de sistemas eléctricos de potencia. Los transformadores pueden trabajar exitosamente y extender su vida útil gracias a prácticas de mantenimiento. Una de ellas es la monitorización, la cual provee parámetros claves tales como temperatura, corriente y tensión eléctrica. A partir de estas mediciones y un análisis en tiempo real de los parámetros se dispone de información para la toma de decisiones. Por ello, el objetivo de este trabajo es el diseño de un sistema de monitorización para análisis en tiempo real del estado de transformadores de potencia. Para lo cual se desarrolla una aplicación en el entorno LabVIEW, que capta los datos del transformador, muestra gráficamente su comportamiento en tiempo real y los almacena para posteriores estudios. Se proponen los recursos tecnológicos necesarios para la implementación de la herramienta y se efectúan pruebas de monitorización en un transformador perteneciente a la Estación Transformadora Central N° 3 de la Ciudad de Concordia (ER). Como resultado se obtiene una herramienta para determinar el estado de carga y la degradación de la aislación del transformador en tiempo real, y de este modo optimizar su funcionamiento.*

1 INTRODUCCIÓN

Los Transformadores de Potencia son componentes costosos y estratégicos en los Sistemas Eléctricos de Potencia [1][7]. Durante su funcionamiento están sometidos a solicitaciones del tipo eléctrico, mecánico, químico y ambiental, lo que provoca el proceso de envejecimiento del

mismo [2]. Deben operar de forma continua, para que los usuarios tengan acceso al servicio de energía eléctrica de modo ininterrumpido. La vida del transformador se estima en un tiempo determinado, trabajando en condiciones nominales, pero cuando estas condiciones no se cumplen, el tiempo se reduce [2][3][4][5].

Los factores que producen envejecimiento

prematureo son las temperaturas elevadas y las sobrecargas, debiendo distinguirse entre sobrecargas de corta duración y de larga duración [3][4][5].

Para reducir los costos en la distribución de energía eléctrica se trata de prolongar la vida del equipo. Por estos motivos es importante el mantenimiento de los transformadores.

Una de las prácticas de mantenimiento que se lleva a cabo es la monitorización en tiempo real [6][7], que consiste en la observación y medición de las variables claves, que permiten conocer el estado del mismo durante su operación. A partir de estas mediciones y un análisis adecuado se dispone de información para la toma de decisiones por parte del operador responsable.

De las variables a medir del transformador se destacan las siguientes [6]: temperatura superior e inferior del aceite, temperatura del punto caliente en el lado de alta tensión y baja tensión, temperatura ambiente, intensidad de la corriente en el lado de alta tensión y baja tensión, contenido de gases y humedad en el aceite del transformador y detección de descargas parciales.

El objetivo de la investigación es desarrollar un sistema para monitorización en tiempo real de parámetros físicos y eléctricos de transformadores de potencia, posibilitando contar con la información necesaria para realizar el análisis correspondiente. El entorno de desarrollo gráfico LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench) permite la construcción de aplicaciones para monitorización en tiempo real.

En este trabajo se muestra el sistema desarrollado y se describe el proceso de monitorización en tiempo real de la temperatura del transformador.

2 DESARROLLO

2.1 Sistema de tiempo real para monitorización de transformadores

El sistema tiene como principales funciones la captura en tiempo real de las variables tensión, corriente, temperatura, y estado de los interruptores (abierto/cerrado), su registración y procesamiento para la activación de alarmas en caso de anomalías en el desempeño del equipo. Estas anomalías son producto de sobretensiones, subtensiones, sobrecorrientes o temperatura elevada.

A partir de la adquisición de las señales se representan gráficos de las variables en el tiempo

y se dispone de archivos de datos históricos que posibilitan al operario realizar un control del transformador.

Para el análisis de los parámetros monitorizados se utiliza la guía de carga de transformadores de potencia inmersos en aceite mineral del IEEE [3][4][5].

2.2 Interface Operador-Computadora del Sistema

La interface Operador-Computadora del sistema para monitorización de transformadores de potencia, está compuesta por las siguientes ventanas: interface de visualización de mediciones en tiempo real, interface de registro de mediciones de tensión, corriente y temperatura e interface de estado de interruptores con sus respectivas alarmas y contadores de actuaciones.

En la primera de las ventanas se muestran las mediciones de los parámetros monitorizados y las alarmas en caso de anomalías. Las anomalías podrían ser sobrecargas del equipo, sobretensiones, subtensiones o temperaturas elevadas.

En la segunda se observa una tabla donde se registran las mediciones realizadas. El registro se utiliza para análisis posteriores.

En la tercera, el estado de los interruptores (abiertos o cerrados). En caso de superarse el número de interrupciones se lleva a cabo el mantenimiento de los mismos.

2.3 Diagrama de bloques del VI desarrollado

En la figura 1 se muestra el diagrama de bloques del instrumento virtual diseñado. En el mismo se observa que a partir del bloque de adquisición de señales se seleccionan las tres señales de interés (tensión, corriente y temperatura) que se procesan en forma independiente.

Para cada una de ellas se incorporan las alarmas necesarias que se informan de manera visual y auditiva. Se calculan los valores eficaces de las dos primeras señales y se los muestra mediante indicadores numéricos. Asimismo se representan los valores instantáneos en pantallas gráficas. Finalmente, mediante un proceso de almacenamiento, se guardan los registros a los efectos de disponerlos para su análisis.

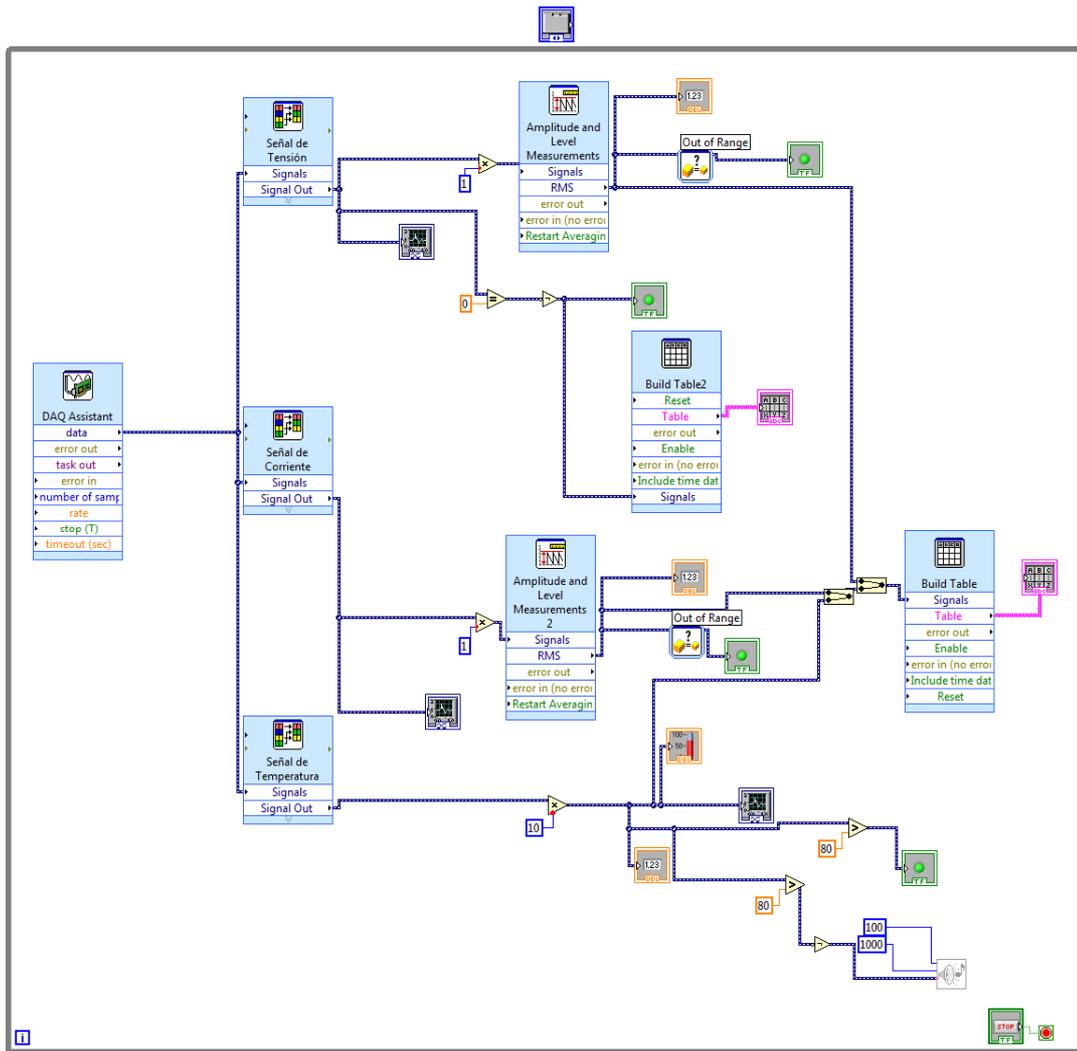


Figura 1. Diagrama de bloques del instrumento virtual

2.4 Recursos necesarios para la monitorización

Para especificar la secuencia de recursos necesarios para el proceso de captación de señales, se muestra la figura 2, en donde se puede observar un transductor/acondicionador conectado al transformador, una placa de adquisición de datos y la computadora personal.

El transformador que se monitoriza es de potencia nominal 6 MVA, relación de transformación 33 kV/13,8kV y frecuencia 50 Hz.

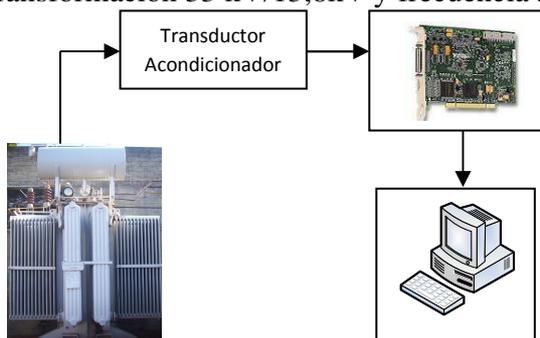


Figura 2. Diagrama de adquisición de señales

En particular para la captación de la temperatura se utiliza una sonda resistiva (RTD) denominada Pt100, la cual está construida por conductores de platino y se caracteriza por su precisión. La temperatura medida por este elemento se traduce en una variación de su resistencia eléctrica, siendo su valor de referencia de 100 Ω a 0°C. Además se utiliza un acondicionador de señal cuya función es la de convertir la variación de resistencia eléctrica que presenta la Pt100 a un valor de corriente que, para este caso, varía entre 4 y 20 mA, y que al circular a través de una resistencia de 500 Ω produce una tensión comprendida entre 2 y 10V, a fin de que pueda ser leída por la placa de adquisición de datos utilizada. El sistema se implementa a partir de una placa de adquisición de datos de la empresa National Instruments, modelo PCI 6221, cuya tensión de entrada analógica permitida es de 0 a 10V y posee un convertor Analógico/Digital (ADC) de 16 bits, por lo que se obtuvo una resolución satisfactoria de 0.15mV en la lectura.

3 EXPERIMENTACIONES

Para poner a prueba el sistema de monitorización se llevaron a cabo los siguientes ensayos:

- Prueba del instrumento virtual desarrollado empleando señales simuladas, provistas por el programa LabVIEW.
- Prueba de laboratorio del sistema, previo a la implementación del sistema en el transformador de potencia.
- Prueba del sistema en la Central N^o3 de la Cooperativa Eléctrica de la Ciudad de Concordia.

La primera prueba se realizó para verificar el funcionamiento del programa utilizado para la captación de señales. Se emplearon las señales simuladas de LabVIEW. Esto sirvió para hacer ajustes y mejoras del VI desarrollado.

El ensayo de laboratorio fue para verificar el funcionamiento y poner a punto el sistema compuesto por el sensor de temperatura, la placa de adquisición de datos, la computadora y el instrumento virtual.

Finalmente se implementó el sistema, para monitorizar el transformador de potencia. Los recursos utilizados para dicho procedimiento fueron mencionados anteriormente.

El análisis de los resultados obtenidos se hace a continuación.

4 ANÁLISIS DE LAS SALIDAS PRODUCIDAS POR EL SISTEMA

En la figura 3 se muestra la evolución temporal de la temperatura del transformador en estudio, en la banda horaria de 9 a 21 h, obtenida utilizando la herramienta de monitorización propuesta. La tasa de muestreo fue una muestra por minuto. En la figura 4 se presenta la evolución temporal de la corriente eléctrica en el mismo período de tiempo. En la figura 5, la temperatura ambiente y la velocidad del viento en función del tiempo (los datos fueron recolectados de la estación meteorológica “Galileo Galilei” de la Facultad Regional Concordia de la UTN).

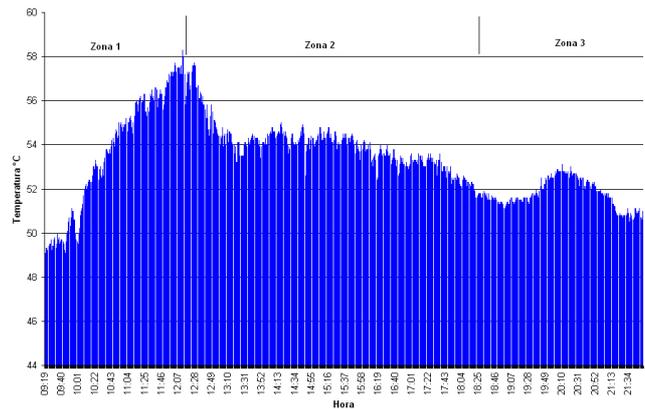


Figura 3. Evolución temporal de la temperatura del transformador

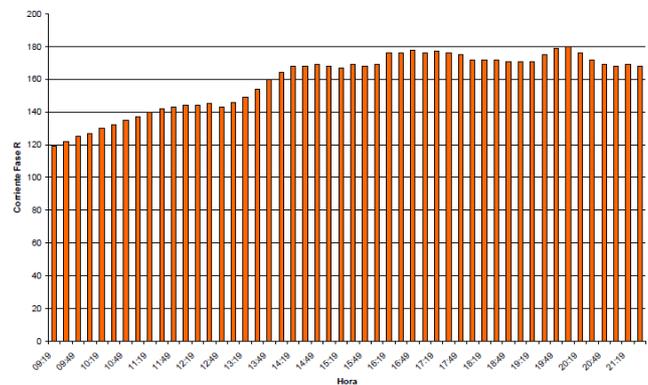


Figura 4. Evolución temporal de la corriente eléctrica

De la observación de la curva de temperatura monitorizada por nuestro programa, podemos citar tres zonas de importancia en la generación de calor en el interior del núcleo del transformador. En la primera, se puede ver un incremento de la temperatura del transformador debido al aumento de la temperatura ambiente. En la segunda, aunque la temperatura ambiente es elevada, la presencia del viento hace que pueda evacuarse con mayor facilidad el calor a través de los radiadores, que son los encargados de enfriar el aceite que sale por la parte superior de la cuba del transformador, para ingresar por la parte inferior de la misma con una temperatura menor (por eso se nota una disminución de la temperatura en el transformador).

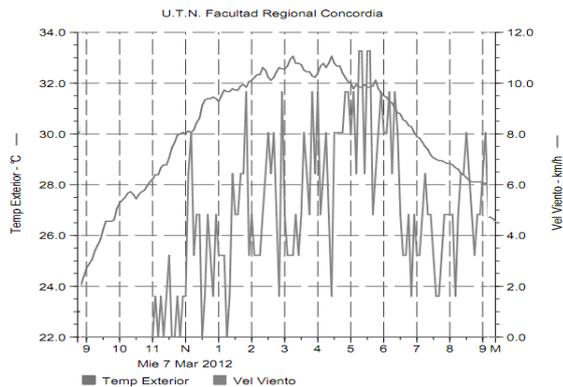


Figura 5. Temperatura ambiente y velocidad del viento

En la tercera, se observa que la disminución de temperatura ambiente y velocidad del viento, hace que la variación de la temperatura del transformador sea generada principalmente por la variación en el consumo de corriente (Ley de Joule).

En el período de tiempo analizado, no se alcanzaron valores de temperatura del transformador, que produzcan una tasa de envejecimiento del mismo, mayor a la nominal [3][4][5]. Pero mediante este análisis se podrían detectar anomalías y alertar a operarios de la central.

5 CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un sistema de procesamiento de señales, para monitorización de transformadores de potencia, que sirve a los responsables de las estaciones transformadoras para conocer el estado de los transformadores en tiempo real. Esta herramienta tiene la ventaja de poder adecuarse a las necesidades del usuario de la misma, pudiendo modificarse en el caso que sean necesarias las mediciones de otros parámetros, por algún análisis en particular que necesiten realizar. Las pruebas se llevaron a cabo en un transformador de potencia de 6 MVA 33/13,8 KV, de la estación transformadora Central N° 3.

Como trabajo futuro se prevé la especialización de la aplicación desarrollada para un mejor aprovechamiento de los datos captados, el incremento del número de experimentaciones en el tiempo con el fin de obtener parámetros que permitan estimar en tiempo real la vida remanente del transformador y extender el ámbito de monitoreo del transformador a través de la utilización de estaciones a distancia, basado en la comunicación vía Internet.

6 REFERENCIAS

- [1] METWALLY, I. A. (2011): **Failures, monitoring, and new trends of power transformers.** IEEE, vol 30, n° 3, pp. 36--43.
- [2] FLORES, W. MOMBELLO, E. RATTÁ, G. JARDINI, J. A. (2007): **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, n° 1, pp. 591--598.
- [3] **IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers.** IEEE Std C57. 91-1995.
- [4] **Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers up to and including 100 MVA with 55 °C or 65 °C winding rise.** ANSI/IEEE C57.92-1981.
- [5] **IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers Corrigendum 1.** IEEE Std C57. 91TM-1995/Cor 1-2002.
- [6] NEDELICUT, D., SACERDOTIANU, D. TANASESCU, G. NICOLAE, S. VOINESCU, L. (2008): **On-line and Off-line Monitoring-Diagnosis System (MDS) for Power Transformers.** In. Proc. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, pp. 949--955.
- [7] MACKENZIE, E. A. J. CROSSEY, DE PABLO, A. FERGUSON, W. (2010): **La monitorización en línea y el diagnóstico de transformadores de potencia,** 2010 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 1--5.