

Diseño de una aplicación para la gestión de carga en transformadores de distribución

Designing an application for managing distribution transformer load

Olga Liliana Sánchez,¹ Jaime Velasco Medina² y Carlos Arturo Lozano³

RESUMEN

Este artículo presenta una aplicación *software* para realizar gestión de carga en transformadores de distribución y calcular los índices de calidad para el servicio de energía en el sistema de distribución, es decir, los índices DES y FES. Las estrategias de gestión de carga presentadas son: estimación del estado de operación del transformador, cálculo de las pérdidas del núcleo y del hierro, y la selección de transformadores de distribución basada en criterios técnico-económicos usando curvas diarias de carga. En este caso, la aplicación de gestión de carga está conformada por: un programa que realiza la adquisición de datos, una hoja de cálculo basada en Excel, la cual contiene las ecuaciones para realizar los cálculos de gestión de carga, y una interfaz para el usuario, la cual presenta los resultados de la aplicación de gestión de carga. La aplicación fue validada mediante la evaluación técnico-económica de tres transformadores de distribución para atender una demanda.

Palabras clave: índices DES (duración equivalente de la interrupción en el servicio) y FES (frecuencia equivalente de la interrupción en el servicio), gestión de carga, monitoreo de carga.

ABSTRACT

This paper presents a software application for distribution transformer load management and calculating the electricity distribution network service quality index (i.e. EDS and EFS indexes). Transformer operation state, calculating core and coil losses and selecting distribution transformers based on technical-economic criteria using daily-load curves are the load management strategies presented here. The application consists of a programme allowing to data acquisition input, an Excel-based spread-sheet having the equations for calculating load management data and a user-interface presenting the load management application's results. The application was validated by technical-economic evaluation of three distribution transformers when supplying demand.

Keywords: EDS (equivalent duration of service interruption) and EFS (equivalent frequency of service interruption) indexes, load management, load monitoring.

Recibido: noviembre 16 de 2005

Aceptado: agosto 10 de 2006

Introducción

La desregulación del sector eléctrico y el establecimiento de un mercado de energía ha permitido que exista competencia entre los diferentes agentes participantes (generadores y comercializadores), lo cual ha originado una búsqueda continua de la eficiencia en todas las áreas del sistema de potencia, por lo cual se requiere que exista un equilibrio entre los recursos de generación y la demanda de potencia cumpliendo con criterios de calidad y eficiencia en la prestación del servicio (El congreso de Colombia, Ley 142 de 1994 y Ley 143 de 1994). Lo anterior implica que se debe producir un producto (energía) de calidad al mínimo costo, es decir que para alcanzar los mejores precios de la energía

eléctrica se debe conocer el tipo de carga que poseen los clientes y los perfiles de demanda. En este caso, para obtener la caracterización de la demanda se hace necesario realizar un monitoreo de carga que permita conocer todos los parámetros de la misma, incluyendo voltajes, potencia activa y reactiva, energía activa y reactiva, factor de potencia, entre otros. Esta información permite desarrollar estrategias de gestión y control de carga.

Mediante la gestión de carga se puede controlar el uso de la energía en ciertos períodos de tiempo con la finalidad de reducir los picos de demanda. La modificación de los

¹ Ingeniera electricista. Especialista en Sistema de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. M.Sc. en Ingeniería con énfasis en Automática, Universidad del Valle. Docente, Universidad del Cauca, Colombia. olgalisa@unicauca.edu.co

² Ingeniero electricista, Universidad del Valle. Doctor en Microelectrónica, Instituto Nacional Politécnico de Grenoble, Francia. Profesor Titular, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad del Valle, Colombia. jvelasco@univalle.edu.co

³ Ingeniero electricista. M.Sc. en Ingeniería Eléctrica, Universidad del Valle. Ph.D., Universidad de Strathclyde, Glasgow, Escocia. Profesor Asociado, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad del Valle, Colombia. clozano@univalle.edu.co

perfiles de consumo de energía eléctrica en ciertos períodos de tiempo permitirá a los usuarios ahorrar dinero; esta reducción se puede lograr aplicando diferentes estrategias, como por ejemplo, reprogramando equipos o procesos que consumen la mayor cantidad de energía en horas pico. De esta manera es posible unir esfuerzos entre los clientes y las empresas de energía para efectuar control sobre el consumo de esta y optimizar su uso eficiente.

Para la implementación de las estrategias de gestión de carga se requiere tener información confiable y precisa, la cual se puede obtener mediante un sistema electrónico de medida que permita realizar el monitoreo permanente de carga en los transformadores de distribución.

La implementación de un sistema electrónico de medida para efectuar monitoreo de carga y la implementación de estrategias de gestión de carga en transformadores de distribución es viable y rentable cuando se pueda emplear un equipo electrónico de bajo costo. En este caso, una posible solución es que el equipo electrónico de medida realice la menor cantidad de cálculos, y el procesamiento computacional se realiza en una aplicación desarrollada para un computador, lo cual permite que el sistema electrónico de medida pueda estar disponible todo el tiempo en el transformador, de tal forma que los datos de energía obtenidos faciliten conocer con mayor detalle el comportamiento del transformador de distribución.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, este trabajo muestra el desarrollo de una aplicación de gestión de carga en transformadores de distribución y el cálculo de los índices de calidad DES y FES, para lo cual se hace uso de las curvas de carga diaria.

El artículo está organizado de la siguiente manera: en la primera sección se analizan algunos trabajos previos sobre gestión de carga, posteriormente se muestran las estrategias de gestión de carga y las principales ecuaciones usadas en su implementación, así como la aplicación de gestión de carga, y su validación. Finalmente, se presentan las conclusiones y el trabajo futuro.

Trabajos previos

Las estrategias de gestión de carga se han implementado en el sector industrial, comercial y residencial en la mayoría de los países del mundo; en Colombia se está trabajando en las estrategias de gestión de demanda.

En transformadores de distribución las estrategias de gestión de carga se han utilizado en Brasil. Algunas empresas de energía han ido incorporándolas a partir de modelos estadísticos de carga y de variación de temperatura con el fin de establecer la demanda máxima sin pérdida de vida útil del transformador (Ahn Se Uh, 1997; Jardín, *et al.*, 1997).

El cálculo de los índices DES y FES (según las resoluciones de la CREG 096 de 2000 y 113 de 2003) a nivel de distribución

se realiza de acuerdo al reporte de ausencia de tensión por parte de los usuarios del servicio de energía.

Estrategias de gestión de carga

Estimación del estado de operación del transformador

Esta estrategia permite evaluar el estado de operación del transformador; es decir, establecer si está trabajando a la carga nominal o por encima (sobrecargado) o por debajo (subcargado) de la carga nominal en un período de análisis de 24 horas, para lo cual se calcula la relación entre la carga equivalente y la capacidad nominal del transformador, así como los factores de carga, de utilización y de pérdidas.

La carga equivalente y los factores de carga, de utilización y de pérdidas se calculan usando las siguientes ecuaciones (Greg, *on line*; Icontec, GTC 50):

- Carga equivalente

$$C_{eq} = \sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + \dots + L_u^2 t_u}{t_1 + t_2 + \dots + t_u}} \quad (1)$$

donde:

L_1, L_2, \dots, L_u : pasos de carga en % por unidad en KVA reales

t_1, t_2, \dots, t_u : duración respectiva a los pasos de carga

- Factor de carga:

$$F_c = \frac{D_{prom}}{D_{m\acute{a}x}} \quad (2)$$

donde:

D_{prom} : demanda promedio

$D_{m\acute{a}x}$: demanda máxima

- Factor de utilización:

$$F_u = \frac{S}{S_{nom}} \quad (3)$$

donde:

S: potencia aparente de carga kVA

S_{nom} : potencia aparente nominal del transformador kVA

- Factor de pérdidas:

$$F_{p\acute{e}rdidas} = 0,3F_c + 0,7F_c^2 \quad (4)$$

Estimación de las pérdidas técnicas

Esta estrategia permite calcular las pérdidas en el hierro y en el cobre de los devanados y realizar una evaluación eficiente de las mismas, mediante la comparación de pérdidas de posibles transformadores que pueden atender una demanda dada (Anexo 12. Pérdidas técnicas eficientes, *on line*).

- *Pérdidas en el hierro:*

$$P_{fe} = P_{vacío} \quad (5)$$

-*Pérdidas en el cobre a cualquier carga se pueden calcular de la siguiente manera:*

$$P_{cu} = P_{cu\ nom} * F_u^2 \quad (6)$$

donde:

P_{cu} : pérdidas en el cobre a la potencia de carga

$P_{cu\ nom}$: pérdidas en el cobre a la potencia nominal entregada por el fabricante, o las pérdidas límites indicadas por las normas NTC 818 y 819, o la guía Técnica Colombiana GTC 50.

La temperatura de referencia para el cálculo de las pérdidas es de 85°C.

Las pérdidas totales del transformador son la suma de las habidas en el hierro y en el cobre.

Evaluación económica de transformadores

Esta estrategia permite evaluar económicamente varios transformadores con el fin de determinar cuál es el más económico para atender la demanda. Los costos que deben tenerse en cuenta en una evaluación económica son (Ahn Se Uh, 1997; Jadini, et al., 1997; Ramírez, 1995):

- *Costos del transformador:* en el primer año el valor de compra del transformador está dado por:

$$C_{TO} = C_{TR} P_{nom} \quad (7)$$

donde:

C_{TR} : costos por KVA en el año inicial

P_{nom} : potencia nominal en KVA

- *El costo anual del transformador para n años de vida, está dado por la siguiente ecuación:*

$$C_{AT_j} = \frac{d}{1 - (1 + d)^{-n}} C_{TO} (1 + i)^j \quad (8)$$

donde:

i : tasa de inflación

j : año de análisis

d : tasa de descuento

- *Costos de retiro del transformador:* el valor de retiro del transformador (C_{R_j}) en el año j es:

$$C_{R_j} = C_R (1 + i)^j \quad (9)$$

donde:

C_R : costo de retiro del transformador en el primer año.

- *Costo de las pérdidas en el hierro:* el valor de estas pérdidas en el año j , es (Ramírez, 1995):

$$C_{P_{fe_j}} = 8760 * C_e * P_{fe} * (1 + i)^j \quad (10)$$

donde:

C_e : costo de la energía en \$/kWh en el año inicial

El valor presente de las pérdidas en el hierro es:

$$VPN = \sum_{j=1}^n \frac{C_{P_{fe_j}}}{(1 + d)^j} \quad (11)$$

- *Costo de las pérdidas en el cobre del devanado:* el valor de estas pérdidas en el año j , está dado por:

$$C_{P_{cu_j}} = 8760 * C_e * P_{cu} * F_{pérdidas} * F_U^2 * (1 + i)^j \quad (12)$$

El valor presente de las pérdidas en cortocircuito es:

$$VPN = \sum_{j=1}^n \frac{C_{P_{cu_j}}}{(1 + d)^j} \quad (13)$$

- *Costo de la pérdida relativa de vida:* para calcular la pérdida de vida anual se usan los dato de pérdida de vida diaria (Jardín, et al., 1997), y está dado por las siguientes ecuaciones:

$$P_{DV1} = P_{DV} * 365 \quad (14)$$

donde:

P_{DV1} : pérdida relativa de vida en el primer año

P_{DV} : pérdida relativa de vida diaria según GTC 50, tabla 3a, 3b, dada en porcentaje

365 días del año

$$P_{DV_j} = P_{DV_{j-1}} + P_{DV_j} \quad (15)$$

donde:

$P_{DV_{j-1}}$: pérdida relativa de vida calculada en el año anterior de análisis, de acuerdo a la ecuación (14)

P_{DV_j} : pérdida relativa de vida anual calculada de acuerdo a la ecuación (14) para el año bajo análisis.

Los costos de la pérdida de vida se obtienen al multiplicar la pérdida de vida anual por el costo anual del transformador:

$$C_{P_{DV_j}} = P_{DV_j} C_{AT_j} \quad (16)$$

La evaluación económica total del transformador para una potencia P_j es realizada calculando los costos por año así:

$$C_{TA_j} = C_{AT_j} + (C_{P_{CV_j}} + C_{P_{K_j}}) + C_{P_{DV_j}} \quad (17)$$

El costo de retirar o instalar un transformador no se tiene en cuenta en esta última ecuación. Sin embargo, estos costos pueden considerarse al final de la evaluación económica en el valor presente.

Índices DES y FES

Los índices de calidad para evaluar el servicio de energía en el sistema de distribución en Colombia son DES y FES. El índice DES evalúa la duración de las interrupciones del servicio de energía eléctrica y se define como "duración equivalente de la interrupción en el servicio", y el FES evalúa la cantidad de interrupciones del servicio de energía y se define como "Frecuencia equivalente de la interrupción del servicio" (La comisión de regulación de energía y gas, 1998).

El procedimiento para calcular los índices DES y FES es presentado en la comisión de regulación de energía y gas, 1998 y 2000. Los valores límites anuales establecidos para el nivel de distribución son 11 y 26 para los índices DES y FES respectivamente, el valor por trimestres es 2,75 para el DES, y para el FES es: 6 para los tres primeros trimestres y 8 para el último (La comisión de regulación de energía y gas, 2003).

Aplicación de gestión de carga en transformadores de distribución

En esta sección se presentan los programas desarrollados para llevar a cabo la adquisición de datos y la aplicación de gestión de carga.

Programa de adquisición de datos

El programa de adquisición de datos se implementó usando LabWindows/CVI (National instruments, *On line*, 2005) y permite realizar la comunicación serial y descargar los datos desde el equipo electrónico instalado en el transformador hasta al equipo de lectura. Este programa es un protocolo de comunicación y valida que la información recibida sea correcta.

Para llevar a cabo la adquisición de datos es necesario:

- Establecer las variables eléctricas a medir.
- Establecer el período de muestreo.
- Diseñar un protocolo de comunicación.

Las variables eléctricas a medir por el equipo electrónico de medida son voltaje y corriente promedio por fase, y las variables a calcular por este equipo son la potencia activa y reactiva, con un período de muestreo de 1,387ms en un intervalo continuo de 15 minutos (Duga et al., 1996; Schulumberg, 1993).

Se diseñó el protocolo de comunicación, el cual verifica que los datos lleguen en forma correcta, en caso contrario se solicita la retransmisión de los mismos (Texas instruments, *On line*, 2005). En las figuras 1 y 2 se presenta el protocolo de comunicación.

En la Figura 1 se presenta el protocolo de comunicación para la solicitud que hace la unidad de lectura al equipo electrónico de medida, donde: a) CAB indica la cabecera, b) CMD son los comandos, "1" indica que está solicitando los datos de gestión de carga, "2" señala que está solicitando los datos de ausencia de tensión, y "3", que hubo un error en los datos recibidos y solicita nuevamente los datos, c) Request Data es la solicitud de los datos; el dato cero corresponde a la trama donde va el número de serie del transformador, el número de fases de la red secundaria, la fecha y tipo: "1" indica gestión de carga; "2", ausencia de tensión, y los datos 1 a 96 corresponden a los datos de carga del transformador, y d) Checksum hace un chequeo de redundancia longitudinal (verifica que los datos recibidos sean correctos) (Texas instruments, *On line*, 2005).

En la Figura 2 se presenta el protocolo de comunicación de la respuesta que hace el equipo electrónico de medida. En correspondencia a la solicitud de datos, el equipo electrónico responde enviando una cabecera, los datos y un checksum. El programa envía de manera automática los datos de gestión de carga y luego los de ausencia de tensión (Texas instruments, *on line*, 2005).

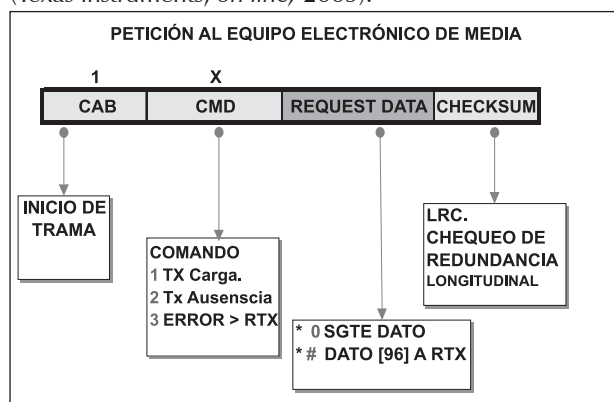


Figura 1. Protocolo de comunicación para el emulador del sistema electrónico de medida

Software para la gestión de carga

Para el desarrollo de la aplicación de gestión de carga se implementó un programa basado en Excel con las ecuaciones

necesarias para realizar los respectivos cálculos y una interfaz para el usuario que presenta los principales resultados de las estrategias de gestión de carga (Weeb, 1996).

En la Figura 3 se presenta el diagrama general de la aplicación de gestión de carga donde se muestra que los datos de entrada para la aplicación son voltajes, corrientes, y potencias activa y reactiva, y como salida se tienen dos niveles de información: en el primero se presentan los resultados de la aplicación de las estrategias de gestión de carga, en el segundo nivel se presenta un reporte diario con los principales resultados de la aplicación de gestión de carga.

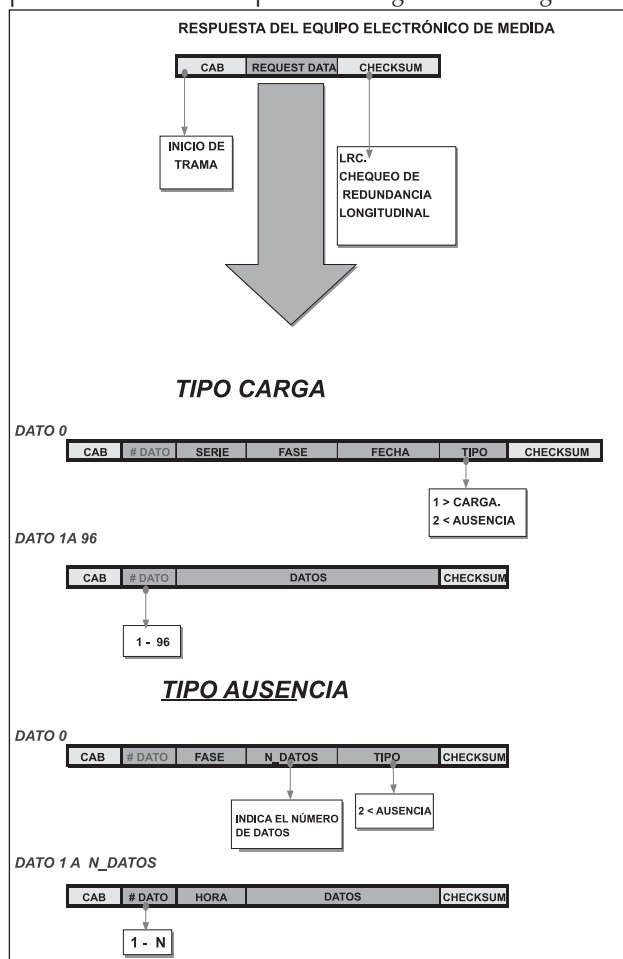


Figura 2. Protocolo de comunicación para el sistema de adquisición de datos

Para la aplicación de gestión de carga se creó un archivo genérico en Excel que contiene las ecuaciones necesarias en la implementación de las estrategias de gestión de carga. Este archivo se nombra con el número de serie del transformador y el día en que se realizó el monitoreo. El proceso de copiar los datos en Excel lo realiza el programa de adquisición de datos de manera automática, programa que a su vez almacena este archivo en la carpeta del mes correspondiente a la medición.

La aplicación de gestión de carga presenta la cargabilidad, estado de operación, análisis de pérdidas para el período de evaluación (diario), también permite evaluar el costo de

las pérdidas para un período de cinco años (la valuación se puede realizar para 20 ó 30 años, según la vida estimada del transformador), considerando la tasa de crecimiento de la demanda, la tasa de inflación y la tasa de descuento; y facilita el hacer un análisis comparativo entre transformadores para determinar cuál satisface la demanda al menor costo.

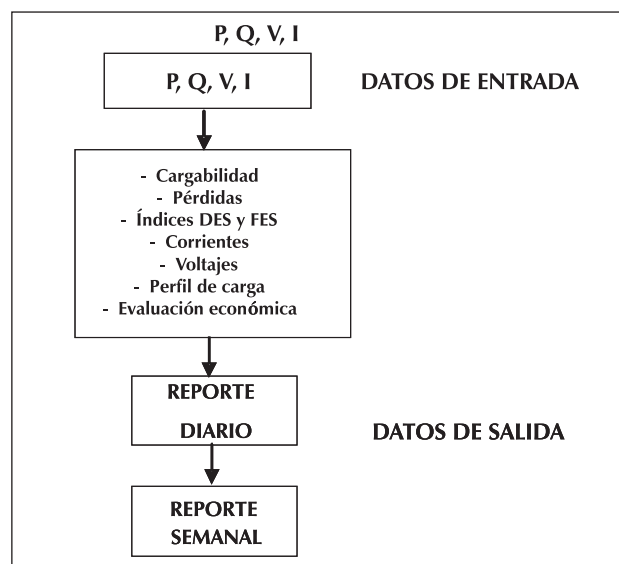


Figura 3. Esquema general de la aplicación de gestión de carga

En el reporte diario de la aplicación de gestión de carga se presentan datos técnicos del transformador como potencia, voltaje, corriente, pérdidas técnicas dadas por el fabricante o por la norma cargabilidad, porcentaje de carga con respecto a la carga nominal, factor de potencia, factor de uso, factor de cargabilidad, factor de pérdidas y de planta; el valor de los índices DES y FES, las pérdidas de energía y costo, la demanda máxima, el valor máximo y medio del voltaje y la corriente, y la máxima desviación del voltaje con respecto al valor nominal; por último en la evaluación económica se presentan los costos de operación de varios transformadores (máximo tres) para atender una demanda al menor costo y el valor a compensar por índices DES y FES; estos resultados se muestran en la Tabla 1.

La interfaz para el usuario se presenta en la Figura 4, en la cual se muestra la interacción entre los formularios "SERIE_TRAFO", "MENÚ" y "CARGABILIDAD", y el archivo de base de transformadores.

En la Figura 4a se muestra el formulario: "SERIE_TRAFO", el cual es el primero donde se selecciona el transformador y la fecha de análisis; si la información del transformador elegido está disponible se carga el formulario "MENÚ" (ver Figura 4b) donde se elige el tipo de análisis requerido (cargabilidad, índices DES y FES, pérdidas, perfil de carga, voltajes, corrientes, evaluación económica y datos de placa del transformador); como ejemplo, en la Figura 4d se muestra el formulario "CARGABILIDAD", cuando es seleccionado desde el formulario MENÚ. Este presenta el estado de operación del transformador (si está operando a la carga

nominal, subcargado o sobrecargado), y en la Figura 4c se exhibe el archivo "BASE DE TRANSFORMADORES", el cual contiene información técnica sobre ellos.

Cuando se carga la información del transformador a analizar en Excel, este programa despliega un mensaje indicando si desea actualizar la información. Al seleccionar esta opción, la actualización se realiza al cargar el archivo "BASE DE TRANSFORMADORES". Si no se requiere la actualización, la aplicación muestra el formulario "MENÚ".

Tabla 1. Reporte diario de gestión de carga en transformadores de distribución

GESTION DE CARGA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN UN PERÍODO DE 24 HORAS			
DATOS DEL TRANSFORMADOR BAJO ANÁLISIS			
DESCRIPCIÓN	DATO	DESCRIPCIÓN	DATO
NÚMERO DE SERIE	44235-14		
POTENCIA NOMINAL KVA	25	CORRIENTE SECUNDARIA POR FASE A	208,33
VOLTAJE PRIMARIO POR FASE V	13.200	PÉRDIDAS DEL COBRE SEGÚN GTC 50 EN KW	0,29
CORRIENTE PRIMARIA POR FASE A	2	NÚMERO DE FASES RED SECUNDARIA	2,00
VOLTAJE SECUNDARIO POR FASE V	120	COSTO DE LA ENERGÍA \$	310,40
CARGABILIDAD			
DESCRIPCIÓN	RESULTADOS Y COMENTARIOS		
CARGABILIDAD	3,64		
PORCENTAJE DE CARGA	0,15		
FACTOR DE POTENCIA	0,92	corregir FP	
ESTADO DE OPERACIÓN	TRAFO opera Subcargado		
FACTOR DE UTILIZACIÓN	0,36	En Demanda máxima el TRAFO esta subcargado	
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,22		
FACTOR DE PLANTA	0,18	Hacer gestión de carga	
AUSENCIA DE TENSIÓN			
DESCRIPCIÓN	FASE A	FASE B	FASE C
INDICES DES	0,92	0,08	
INDICES FES	2,00	1,00	
VALOR A COMPENSAR	57,76	4,95	TRAFO DE 2 FASE, No hay compensación
OTROS			
DESCRIPCIÓN	RESULTADOS	HORA EN QUE OCURRE	
PERDIDAS DE ENERGÍA ASOCIADA A LAS PÉRDIDAS DE CORTO Y DE COSTOS DE LA ENERGÍA	2,40		
ASOCIADA A LAS PÉRDIDAS DE DEMANDA	746,40		
VOLTAJE	8,92	0,89	
VOLTAJE	122,85	0,69	
VOLTAJE	117,39		
MÁXIMA	2,85		
CORRIENT	37,91	0,89	
CORRIENT	9,18		
SELECCIÓN ECONÓMICA DE UN TRANSFORMADOR			
Número de serie	Potencia nominal kVA	Valor presente de los costos	Mejor Alternativa
141574	10	1.882.494	1.882.494
44230	15	2.301.826	
44235-14	25	3.401.096	

- El cálculo de las pérdidas en el cobre está limitado para corrientes mayores al 25% de la nominal; para corrientes menores a este valor ya no son aplicables las ecuaciones empleadas ya que debe incluirse la rama de magnetización.
- El cálculo de la pérdida de vida útil del transformador es conservativo debido a que no se tienen en cuenta,

entre otros, los sobrevoltajes y las sobrecargas a que es sometido.

Validación de la aplicación de gestión de carga

El funcionamiento de la aplicación se verificó usando los datos de voltaje, corriente y potencias medidas en un transformador de distribución usando un registrador electrónico, en intervalos de 15 minutos.

Para validar los resultados se realizó la evaluación económica para tres transformadores, de 25 kVA, 15 kVA y 10 kVA, que atienden una carga promedio de 3,64 kVA. Con esta evaluación se busca establecer cuál de estos ellos presenta el menor costo para atender la demanda en un período de cinco años; se tomó dicho período a manera de ejemplo, pero puede hacerse a diez años o más de acuerdo a las necesidades de cada cliente.

La evaluación económica de los tres transformadores se llevó a cabo para atender la demanda, con una tasa de crecimiento del 3% y una tasa de descuento del 12%.

Como se explicó anteriormente, para llevar a cabo esta evaluación se cuantificaron las pérdidas de cada uno de estos transformadores, las cuales se presentan en la Figura 5 con la finalidad de efectuar la comparación respectiva. La forma de las curvas de pérdidas en la figura son similares a las obtenidas en el comportamiento típico de las pérdidas de transformadores presentadas en (Greg, *on line*).

En la Figura 5 se puede observar que el transformador de 10 kVA ofrece menores pérdidas para atender una demanda de 3,64 kVA (cargabilidad del transformador), mientras que el transformador de 25 kVA ofrece las mayores pérdidas, lo cual se ve reflejado en costos, tal como se muestra en la Figura 6.

De la Figura 6 se puede concluir que el transformador que puede atender esta demanda al menor costo es el de 10 kVA.

Conclusiones y trabajo futuro

El monitoreo de carga basado en el uso de un equipo electrónico de muy bajo costo permite que el micro-sistema electrónico esté disponible todo el tiempo en el transformador, de tal forma que los datos de carga obtenidos sean confiables, y la implementación de la aplicación del software para la gestión de carga concede conocer el comportamiento real del sistema de distribución.

La aplicación desarrollada es una herramienta de uso en diferentes aplicaciones debido a que también puede utilizarse en el análisis de carga a nivel residencial, comercial o industrial, en este caso se monitorea la carga.

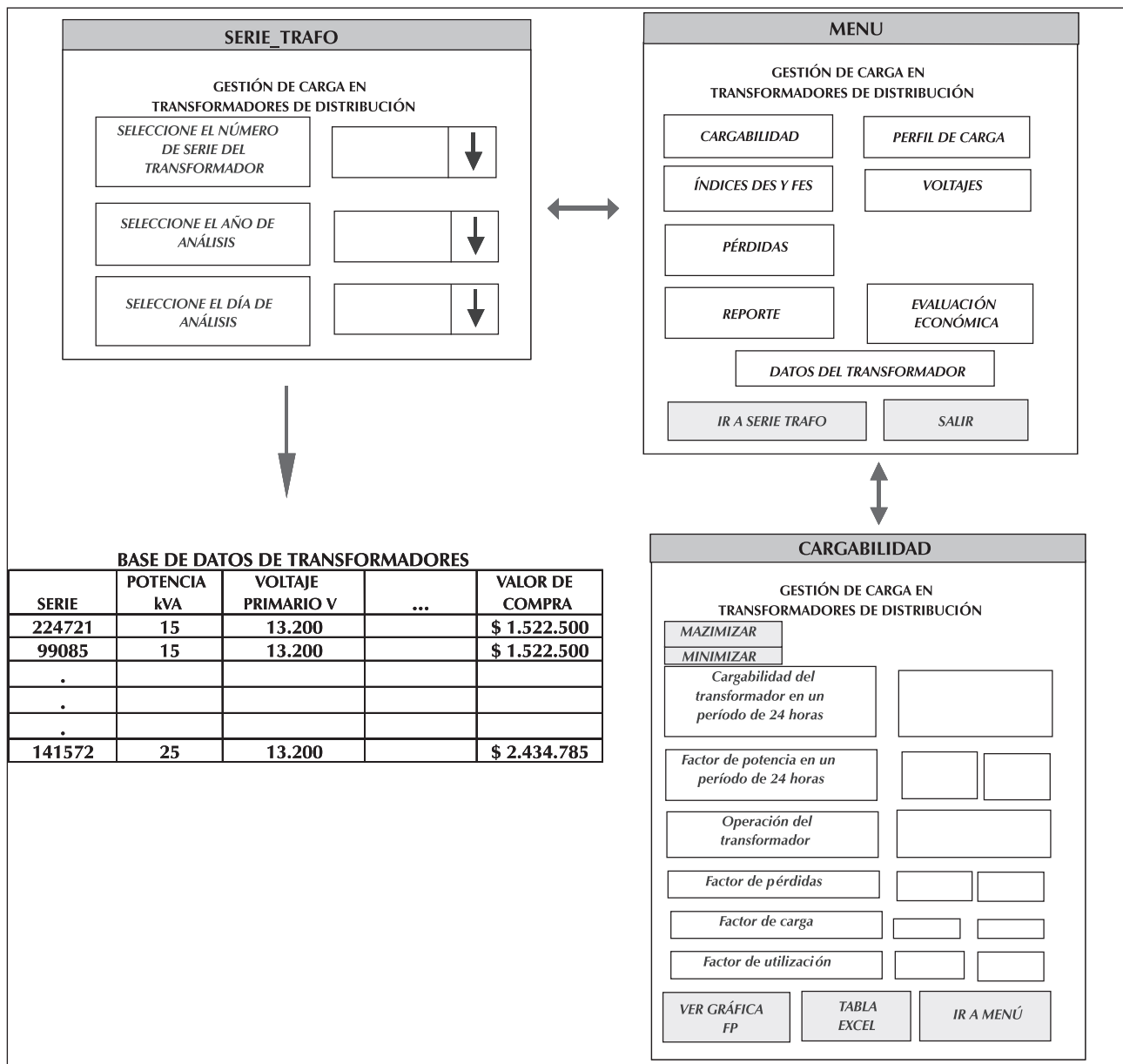


Figura 4. Diagrama de la Interfaz para el usuario

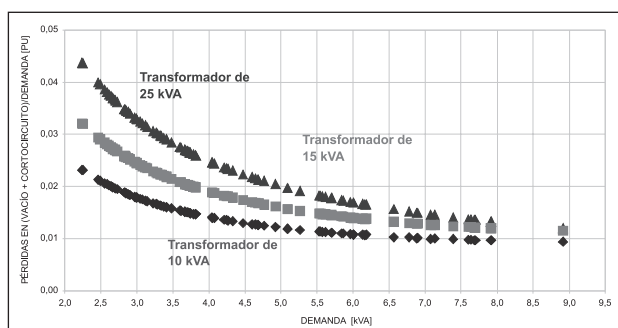


Figura 5. Comparación de pérdidas entre transformadores

Mediante la aplicación de gestión de carga se puede obtener una base de datos con todas las mediciones de corriente, tensión y las potencias necesarias para conocer el comportamiento de la demanda; seleccionar y evaluar desde el punto de vista técnico-económico un transformador que

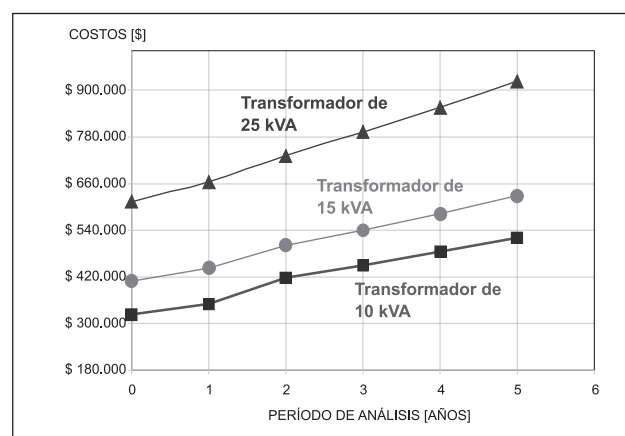


Figura 6. Resultados de la selección económica los de transformadores

atienda una demanda, mediante la cuantificación de las pérdidas y de su vida útil.

El uso de la aplicación para la gestión de carga es una herramienta básica en un mercado de energía competitivo donde es de vital importancia obtener y procesar información confiable del comportamiento de las cargas del sistema eléctrico de distribución.

Como trabajo futuro se propone: medir armónicos con el fin de evaluar este índice de calidad en el suministro de la potencia eléctrica; programar el período de muestreo para ampliar las aplicaciones del equipo electrónico; controlar el suministro de energía a las cargas, y establecer un programa de gestión de carga en el suroccidente colombiano.

Bibliografía

Ahn, Se Uh., Metodologia Para Seleçãõ E Gerenciamento De Transformadores De Distribuiçãõ, Aplicando Técnicas De Redes Neurais Artificiais., Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1997, pp. 131.

Duga, R., McGranaghan, F. Mark, and Wayne, H., Electrical Power Systems Quality., McGraw Hill, 1996, pp. 122 – 132.

El Congreso De Colombia., Ley 142 de 1994 de Servicios Públicos., MOMO Ediciones, 1994, pp. 117.

El Congreso De Colombia., Ley 143 de 1994 establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de Electricidad., On line: <http://www.creg.gov.co/index.html>, (consultado en febrero de 1994), 12 de Julio, 1994.

Greg., Anexo 12. Pérdidas Técnicas eficientes., On line: [http://domino.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/cec42cf5fe7eb61d45256c3e002cacac/\\$FILE/](http://domino.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/cec42cf5fe7eb61d45256c3e002cacac/$FILE/)

Anexo%2012.pdf, (consultado en octubre de 2003), pp. 7 – 21.

Greg., Resolución 070 de 1998., On line: <http://www.creg.gov.co/index.html>, (consultado en septiembre de 2004), 1998.

Greg., Resolución 096 de 2000., On line: <http://www.creg.gov.co/index.html>, (consultado en febrero de 2004), 2000.

Greg., Resolución 113 de 2003., On line: <http://www.creg.gov.co/index.html>, (consultado en septiembre de 2004), 2003.

Icontec., Electrotecnia. Transformadores de distribución sumergidos en líquido refrigerante con 65°C de calentamiento en los devanados. Guía de cargabilidad, GTC 50., pp. 32.

Jardín, J. A., Tahan, C. M. C., Ferrar, E. L. and Ahn, Se Uhn., Selection of ditribution transformer base on economic criteria., Conference publication No. 348, IEE 1997, Junio, 1997.

National Instruments., On line: www.ni.com/labview/, (consultado en marzo de 2005).

Ramírez Castaño, S., Redes de subtransmisión y distribución de energía., Universidad Nacional de Colombia, segunda edición, Manizalez, marzo, 1995, pp. 11-35.

Schulumberg., Catálogo de medidores electrónicos., Noviembre de 1993, pp. 10-1 a 10-20

Texas instruments., HF Training, S6400 Host Protocol., On line: <http://www.ti.com/.html>, (consultado en marzo de 2005).

Weeb, J., Using Excel Visual Basic for Applications., QUE Corporation, Words Best Selling Series, Indianapolis, segunda edición, 1996, pp. 868.

Soluciones gráficas integrales del área editorial, publicitaria, medios interactivos y 3d

tel: 2023317
k2comunicacion@yahoo.com
k2@etb.net.co
Bogotá Colombia D.C.

K2
Comunicación Visual
Medios interactivos - 3D - impresos