

METHODOLOGY FOR RELOCATION OF DISTRIBUTION TRANSFORMERS CONSIDERING THE PROTECTION SYSTEM

METODOLOGÍA PARA REUBICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO EL SISTEMA DE PROTECCIÓN

Pedro L. Nuñez S., MSc. Ricardo A. Hincapié I., PhD. Ramón A. Gallego Rendón

Universidad Tecnológica de Pereira, Facultad de Ingenierías
La Julita, Pereira, Colombia. Tel: +57-6-3137122
E-mail: plns10@hotmail.com, {ricardohincapie, ragr}@utp.edu.co

Abstract: This paper presents a methodology for optimal relocation of transformers to reduce technical losses in distribution systems. To describe the problem, the authors propose a new mathematical model that considers transportation costs, location of new distribution transformers, operating costs associated with technical losses and costs of installation and removal of these ones. Additionally, addresses the effect of relocation on the coordination of fuses in the system. To verify the proposed methodology employs a colombian distribution system, where the results support its validity.

Keywords: Combinatorial optimization, distribution system, relocation of distribution transformers, fuses.

Resumen: En este trabajo se presenta una metodología para reubicación óptima de transformadores con el fin de disminuir pérdidas técnicas en sistemas de distribución. Para describir el problema se propone un nuevo modelo matemático que considera costos de transporte, ubicación de nuevos transformadores de distribución, costos operativos asociados a las pérdidas técnicas y costos de instalación y desinstalación. Adicionalmente, se corrige el efecto de la reubicación sobre la coordinación de fusibles de protección en el sistema. Para verificar la metodología propuesta se emplea un sistema de distribución colombiano, donde los resultados obtenidos respaldan su validez.

Palabras Claves: Optimización combinatorial, red secundaria, reubicación de transformadores de distribución, fusibles.

1. INTRODUCCIÓN

Las pérdidas técnicas son inherentes al sistema eléctrico, debido a que todos los dispositivos eléctricos del sistema poseen una resistencia y al existir un flujo de corriente a través de ellos, se producen pérdidas de potencia por efecto Joule (Kersting, 2007). La integración en el tiempo de estas pérdidas de potencia produce las pérdidas de energía.

La energía consumida por los dispositivos del sistema y que no es aprovechable, se denomina

pérdidas técnicas. Así, las pérdidas técnicas en sistemas de distribución se deben a la disipación de energía en líneas, transformadores de distribución, acometidas y medidores. Para reducir las pérdidas técnicas en sistemas de distribución se han considerado diversas estrategias como balance de fases (Zhu *et al.*, 1998; Garcés *et al.*, 2005), ubicación de condensadores (Leiva, 2001; Estrada *et al.*, 2006), reconfiguración del sistema (Cinvalar, *et al.*, 1988; Baran y Wu, 1989; Shirmohammadi y Hong, 1989) y repotenciación de conductores (Ponnaivaikko y Prakasa-Rao, 1982; Tram y Wall, 1988; Wang *et al.*, 2000).

Con el fin de mejorar la operación y eficiencia de estos sistemas, han surgido nuevas estrategias que combinan las anteriores, y otras que surgen de acuerdo a las necesidades del sector eléctrico e imposiciones regulatorias. De acuerdo a esto, en los últimos años se ha considerado la reubicación de transformadores de distribución como una nueva estrategia para dar cumplimiento a restricciones regulatorias y que permite también disminuir costos operativos.

Méndez y Llivichuzhca (2008), presentan una metodología basada en algoritmos evolutivos, que tiene como objetivo obtener el menor costo operativo posible para planear adecuadamente un parque de transformadores.

Quintero (2010), propone una metodología para la reubicación de un parque de transformadores de distribución pertenecientes al nivel de tensión 1. El objetivo principal de este trabajo es maximizar el reconocimiento de los activos de distintos operadores de red por parte de un ente regulador, con el fin de aumentar el valor del cargo por uso asociado a dicho elemento. Para lograr esto, se reubican transformadores de distribución con el fin de mejorar su cargabilidad y dar de esta forma cumplimiento a los requerimientos exigidos por medio de la Resolución CREG 097 de 2008. Para solucionar el problema, se emplea un algoritmo genético básico.

Acosta *et al.* (2012), presentan una metodología para reubicación de transformadores que tiene en cuenta los costos operativos y de inversión del sistema. La metodología es validada con un sistema de dimensiones reales, en el cual se refleja el impacto en la reducción del costo de pérdidas en estos elementos.

En este artículo se presenta una metodología para solucionar el problema de la reubicación de transformadores de distribución, el cual considera un nuevo modelo matemático para describir el problema. A diferencia de modelos anteriores, este modelo considera transformadores monofásicos y trifásicos, el límite máximo que se tiene para invertir en el proyecto y los costos asociados al transporte de los transformadores. En este último aspecto se involucran tres escenarios: el transporte de la bodega de almacenamiento al sitio de ubicación del transformador, el intercambio de posiciones entre transformadores y el transporte de un transformador desde el sitio donde está ubicado hasta la bodega.

Adicionalmente, se corrige el efecto que presenta la reubicación de transformadores sobre el sistema de protecciones. Este aspecto se involucra en la metodología después de realizar la reubicación de los transformadores, es decir, se verifican los fusibles que deben ser cambiados y se procede a realizar nuevamente la coordinación de estos elementos.

La función objetivo a minimizar considera además de los costos de transporte descritos previamente, los costos de ubicar transformadores de distribución nuevos, costos operativos asociados a las pérdidas técnicas en transformadores y costos de instalación y desinstalación de transformadores.

El conjunto de restricciones considera el número máximo de transformadores que pueden ubicarse en un nodo de carga, los límites de la cargabilidad permitida para los transformadores del sistema y la restricción financiera del proyecto.

La metodología es dividida en dos etapas. En la primera se resuelve el modelo matemático que describe el problema de la reubicación de transformadores usando el software de optimización GAMS, y en la segunda etapa se verifica y coordina el sistema de protecciones (fusibles) en Matlab.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Generalmente el mayor porcentaje de pérdidas técnicas en los sistemas de distribución están presentes en los transformadores cuando están sobredimensionados o sobrecargados (UTP-CREG, 2010), presentando en ambos casos una disminución de su eficiencia operativa.

Por otro lado si un transformador está por debajo de un límite operativo establecido, no podrá ser considerado con su valor nominal de potencia, dentro de los cálculos tarifarios (Resolución CREG 097 de 2008).

De acuerdo a lo anterior, es aconsejable tener transformadores de distribución en el sistema que presenten una cargabilidad adecuada, con el fin de reducir los índices de pérdidas técnicas en sistemas de distribución, y además permitan dar cumplimiento a restricciones técnico-financieras emitidas por organismos de regulación y control.

Por otro lado, cuando los transformadores de distribución son reubicados en el sistema, pueden ocasionar que los fusibles instalados en la red primaria tengan que ser cambiados y coordinados nuevamente, debido a que se puede perder selectividad, tener inadecuados tiempos operativos del sistema de protecciones y pérdida de confiabilidad de la red.

A continuación se describe en forma detallada el modelo matemático y el efecto de la pérdida de coordinación en los fusibles primarios.

Es preciso aclarar que la nomenclatura empleada en el modelo matemático se presenta en el Anexo.

2.1 Generalidades

Dentro de la metodología propuesta se consideran los siguientes aspectos:

- Pueden haber transformadores de distribución bajo tres características: en buen estado y operando en el sistema, en buen estado e inactivos en la bodega de almacenamiento y nuevos en la bodega de almacenamiento.
- Los transformadores de distribución nuevos se consideran ubicados en bodega, debido a que en el momento en que un operador de red los compra a un proveedor, estos generalmente son ubicados en sitios como estos.
- Solamente se permite instalar un transformador en un nodo de carga.
- Las pérdidas de los transformadores en vacío son constantes, y bajo carga son afectadas por la cargabilidad del transformador, las cuales son obtenidas de la Normas NTC 818 y 819.
- A pesar de que coordinar nuevamente los fusibles del sistema tiene un costo operativo asociado al cambio de fusibles (si es necesario) y el costo de la hora del ingeniero encargado, estos valores no son considerados dentro del costo del proyecto.
- No se considera la depreciación de los transformadores de distribución.
- El modelo considera una curva de duración de carga discretizada en niveles, de acuerdo al número de horas de cada nivel.
- Solamente se consideran fusibles tipo K para protección del sistema.

2.2 Formulación del problema

El problema de la reubicación óptima de transformadores de distribución es descrito por un modelo lineal de tipo binario, cuya función objetivo a minimizar se presenta en la Ecu. (1).

El primer término de la función objetivo (Z) considera el costo de los transformadores de distribución nuevos a instalar en el sistema. El segundo y tercer término involucran los costos de instalación y desinstalación de transformadores, respectivamente.

Los siguientes cuatro términos representan los costos de transporte de transformadores de distribución bajo las siguientes circunstancias: existentes en bodega (en buen estado) hasta un nodo de carga, nuevos (en bodega) hasta un nodo de carga, transformadores activos de un nodo de carga a otro nodo de carga y transformadores activos desde un nodo de carga hasta la bodega de almacenamiento, respectivamente. El último término está asociado a los costos de pérdidas de energía en vacío y bajo carga de los transformadores de distribución. Para este último término las pérdidas de potencia se calculan de acuerdo a la Ecuación (2).

$$f_{\text{anual}} = \sum_{k \in \Omega TDT} \left[\begin{array}{l} \sum_{i \in \Omega IN} \sum_{j \in \Omega NC} C_{TN_{k,i,j}} d_{TN_{k,i,j}} d_{k,i,j} + \\ \sum_{i \in \Omega IT} \sum_{j \in \Omega NC} C_{INS_{k,i,j}} d_{INS_{k,i,j}} d_{k,i,j} + \\ \sum_{i \in \Omega TE} \sum_{j \in \Omega NC} C_{DES_{k,i,j}} d_{DES_{k,i,j}} d_{k,i,j} + \\ \sum_{i \in \Omega EB} \sum_{j \in \Omega NC} C_{TRA_{k,i,j}} d_{TRA_{k,i,j}} d_{k,i,j} + \\ \sum_{i \in \Omega TN} \sum_{j \in \Omega NC} C_{TRA_{k,i,j}} d_{TRA_{k,i,j}} d_{k,i,j} + \\ \sum_{i \in \Omega TE} \sum_{j \in \Omega NC} C_{TRA_{k,i,j}} d_{TRA_{k,i,j}} d_{k,i,j} + \\ \sum_{i \in \Omega TE} \sum_{j \in \Omega BA} C_{TN_{k,i,j}} d_{TN_{k,i,j}} d_{k,i,j} + \\ f_{\text{act}} CE \sum_{h \in \Omega PH} h_h \sum_{h \in \Omega TT} \sum_{j \in \Omega NC} P_{TR_{k,i,j}} d_{k,i,j} \end{array} \right] \quad (1)$$

Donde:

$$PTR_{k,i,j} = FPERD(FU_{k,i,j})^2 * PCU_{K,i} + PFE_{k,i} \quad (2)$$

$$f_{\text{anual}} = \left(\frac{td(1+td)^T}{(1+td)^T - 1} \right) \quad (3)$$

$$f_{\text{act}} = \sum_{i \in \Omega T} \left(\frac{1+ie}{1+td} \right)^i \quad (4)$$

En la Ecuación (1) el término f_{act} expresa en valor presente los costos operativos durante el período de vida útil de los elementos de acuerdo a la ecuación (3). El término f_{anual} lleva los costos de instalación y operación a anualidades de acuerdo a la Ecuación (4).

El conjunto de restricciones está dado por las Ecuaciones (5), (6) y (7). La primera restricción garantiza que solamente se ubique un transformador en un nodo de carga. La siguiente restricción establece que la cargabilidad de los transformadores esté dentro de los límites permitidos. Con esta ecuación se pueden involucrar los aspectos regulatorios dados por normatividad o regulaciones técnicas impuestas por organismos de control. La última restricción garantiza que los costos del proyecto no sobrepasen los límites financieros disponibles por la electrificadora.

$$\sum_{i \in \Omega_{TT}} d_{i,j} = 1 \quad \forall j \in \Omega_{NC} \quad (5)$$

$$FU_{MIN} \leq FU_{i,j} \leq FU_{MAX} \quad (6)$$

$$Z \leq RF_{max} \quad (7)$$

2.3 Coordinación de fusibles

Para proteger el sistema de distribución se emplean en este trabajo fusibles, los cuales son elementos de protección de sobrecorriente, que tienen una zona de operación limitada por dos curvas: *minimum melting time* (es el tiempo mínimo requerido para fundición del elemento fusible) y *total clearing time* (es el tiempo total máximo que toma el fusible en interrumpir la corriente) (Gers, 1993). Dependiendo del tipo de fusible, se presentan las curvas de operación. Por ejemplo, las normas ANSI definen los siguientes tipos de fusibles para distribución: tipo K (rápidos) y tipo T (lentos).

Un fusible puede ser seleccionado en función de la corriente nominal que circula por el punto de su ubicación, el tipo de fusible que desea proteger aguas abajo y la corriente de cortocircuito del lugar donde este último está ubicado.

Cuando un transformador es ubicado en otro lugar, el fusible es llevado con este. Luego se debe verificar si este fusible coordina adecuadamente con los fusibles existentes aguas arriba en el nuevo sitio.

Para ilustrar esta situación se considera el sistema de la Fig. 1. Los fusibles F_1 (6K) y F_2 (8K) están ubicados para proteger los transformadores de distribución del sistema. La máxima corriente de cortocircuito del punto de ubicación de los transformadores es 350 amperios.

Como se puede apreciar en la Tabla 1 (Guía para coordinación de fusibles tipo K EEI-NEMA) el fusible F_3 del tipo 15K, protege adecuadamente el mayor fusible aguas abajo (8K), ante fallas con corrientes de cortocircuito hasta 440 amperios (Anderson, 1999).

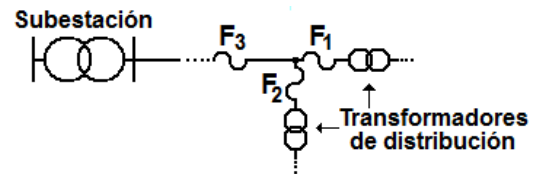


Fig. 1. Sistema de distribución

Tabla 1: Tablas para coordinación de fusibles

Fusible protector	Fusible protegido					
	Máxima corriente de falla (Amperios)					
	---	12K	15K	20K	---	200K
6K	---	350	510	650	---	9200
8K	---	210	440	650	---	9200
10K	---		300	540	---	9200
.	
140K	.				.	4000

Suponer que después de realizar la reubicación de los transformadores, el transformador 2 es cambiado por un transformador de mayor capacidad cuyo fusible de protección es 10K.

Bajo estas circunstancias, se puede apreciar en la Tabla 1 que el fusible F_3 solamente puede proteger al mayor fusible aguas abajo (10K) ante fallas con corrientes de cortocircuito hasta 300 amperios, por lo que al presentarse una falla con máxima corriente de cortocircuito, el fusible F_3 no operará en forma adecuada.

De acuerdo a esto, es necesario cambiar el fusible F_3 por uno que esté en condiciones de proporcionar respaldo a los fusibles ubicados aguas abajo. Si esto no se realiza, en el sistema se puede presentar pérdida de confiabilidad debido a problemas de continuidad del servicio e incluso penalizaciones por incumplimiento de indicadores de calidad del servicio.

3. METODOLOGÍA PROPUESTA

Con el fin de reubicar transformadores de distribución para disminuir pérdidas técnicas y además evitar problemas operativos en los sistemas de protecciones como consecuencia de la reubicación, se presenta la metodología descrita a continuación.

Paso 1. Descripción del sistema de distribución. Se deben conocer los siguientes valores:

Valores nominales del sistema: voltaje, corrientes, número de fases, etc.

Tipos de fusibles ubicados sobre la red primaria y en los transformadores de distribución.

Tramos de red: longitud, impedancia, calibre del conductor.

Transformadores existentes en operación y en bodega: capacidad nominal, número de fases.

Demandas del sistema.

Capacidad nominal de transformadores nuevos que se van a considerar.

Paso 2. Definir aspectos del modelo. Se deben especificar los siguientes valores:

Costos de transformadores nuevos.

Costo de transporte de transformadores entre nodos de carga, entre nodos de carga y bodega, y entre bodega y nodos de carga, en función de las distancias.

Costo de instalación y desinstalación de transformadores.

Costo de la energía.

Curva de duración de carga: número de niveles y duración en horas de cada uno.

Tasa de descuento.

Tasa de crecimiento del costo de la energía.

Número de periodos considerados para el estudio (años).

Límites de cargabilidad para los transformadores.

Límite financiero del proyecto.

Paso 3. Solucionar el modelo matemático. Es importante plantear el modelo matemático de acuerdo a los aspectos presentados en los pasos anteriores. En este paso se puede hacer uso de cualquier software de optimización comercial. Posteriormente se procede a solucionar el modelo, con el fin de verificar que transformadores quedaron activos en el sistema y los costos del proyecto.

Paso 4. Verificar la coordinación de los fusibles. Una vez se tiene el listado de los transformadores de distribución que son propuestos para reubicar en el sistema, se procede a verificar si los fusibles ubicados sobre la red primaria son los adecuados para proteger los fusibles ubicados aguas abajo (incluyendo los transformadores). Si los fusibles ubicados antes de la reubicación no presentan inconvenientes, se finaliza la metodología. En caso contrario se pasa al paso 5.

Paso 5. Coordinar los fusibles del sistema. Se realiza un estudio de cortocircuito del sistema con el fin de verificar los valores de estas corrientes en los puntos de ubicación de los fusibles. Luego se procede a realizar la selección y coordinación de los fusibles de acuerdo a tablas de coordinación.

4. APLICACIÓN Y RESULTADOS

A continuación se presenta la aplicación de metodología propuesta en un sistema de distribución colombiano, con el fin de verificar su validez.

Paso 1. Descripción del sistema de distribución.

El sistema de distribución se ilustra en la Fig. 2.

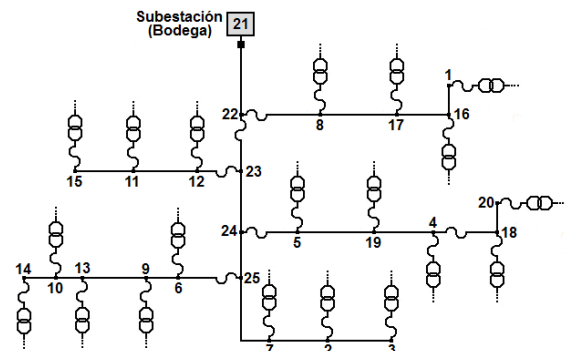


Fig. 2. Sistema de prueba

El sistema tiene un voltaje nominal de 13.2 kV. Se considera un alimentador primario de 20 transformadores de distribución de diferentes características. La bodega de almacenamiento de los transformadores inactivos y los nuevos, se encuentra en la subestación de distribución (Nodo 21). Las demandas del sistema y la potencia nominal de los transformadores ubicados en dichos puntos, se ilustran en la Tabla 2.

Tabla 2: Nodos de carga (kVA)

Nodo	Demanda máxima	Capacidad nominal	Nodo	Demanda máxima	Capacidad nominal
1	3,50	37,5	11	16,0	10
2	20,0	75	12	3,70	25
3	3,50	10	13	31,2	50
4	11,0	50	14	5,00	50
5	4,10	15	15	19,0	75
6	15,0	37,5	16	3,0	5
7	18,0	25	17	7,00	5
8	40,0	75	18	4,50	10
9	38,2	75	19	20,0	37,5
10	8,00	15	20	12,2	25

Los fusibles ubicados en los transformadores y en los tramos de red del sistema se presentan en las Tablas 3 y 4, respectivamente.

Tabla 3: Fusibles ubicados en los transformadores

Nodo	Fusible	Nodo	Fusible	Nodo	Fusible
1	2K	8	6K	15	6K
2	6K	9	6K	16	1K
3	1K	10	1K	17	1K
4	3K	11	1K	18	1K
5	1K	12	2K	19	2K
6	2K	13	3K	20	2K
7	2K	14	3K	---	---

Tabla 4: Fusibles ubicados en tramos de red

Nodos	Fusible	Nodos	Fusible
22-8	25K	24-5	65K
22-23	80K	4-20	10K
23-12	65K	25-6	50K

Paso 2. Definir aspectos del modelo.

Los costos de instalación, desinstalación y transformadores nuevos se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5: Costos considerados

kVA nominal	Costos [\$]		Costo de transformadores nuevos [\$]
	Instalar	Desinstalar	
5	90.217	90.217	1.492.800
10	97.500	97.500	1.523.999
15	115.000	115.000	1.760.200
25	150.000	150.000	2.235.550
37,5	170.500	170.500	2.886.450
50	195.000	195.000	3.471.450
75	210.000	210.000	4.551.999

El costo de transportar transformadores es \$15.000/km. El costo del kW-h es \$381. Se empleó una curva de duración de carga con tres niveles de carga de 1000, 6760 y 1000 horas, para una

demanda del 100%, 60% y 30%, de su valor nominal, respectivamente. El interés involucrado para expresar en valor presente los costos operativos es del 10% (tasa de descuento). Se tiene en cuenta un periodo de análisis de 10 años. La cargabilidad permitida para los transformadores está entre el 40% y el 90%. No se considera restricción financiera en el proyecto.

Paso 3. Solucionar el modelo matemático.

El modelo fue planteado y solucionado en GAMS. Los resultados obtenidos son: Los transformadores asociados a los nodos 6, 7, 8, 9, 10, 13, 16, 18, 19 y 20, no cambiaron de lugar. Los transformadores que inicialmente estaban asociados a los nodos 2, 4 y 15 quedaron en bodega. En los nodos 1, 5 y 12 se ubicaron transformadores nuevos de 5 kVA. Los transformadores reubicados fueron: del nodo 12 al 11, del nodo 11 al 14, del nodo 14 al 2, del nodo 5 al 4, del nodo 1 al 15 y se intercambiaron los transformadores de los nodos 3 y 17.

En la Tabla 6 se presenta la cargabilidad de los transformadores antes y después de realizar la reubicación.

Tabla 6: Cargabilidad de los transformadores

Nodo	Demanda máxima [kVA]	Capacidad nominal [kVA]		Cargabilidad [%]	
		Inicial	Final	Inicial	Final
1	3,50	37,5	5	9,3	70,0
2	20,0	75	50	26,7	40,0
3	3,50	10	5	35,0	70,0
4	11,0	50	15	22,0	73,3
5	4,10	15	5	27,3	82,0
6	15,0	37,5	37,5	40,0	40,0
7	18,0	25	25	72,0	72,0
8	40,0	75	75	53,3	53,3
9	38,2	75	75	50,9	50,9
10	8,00	15	15	53,3	53,3
11	16,0	10	25	160,0	64,0
12	3,70	25	5	14,8	74,0
13	31,2	50	50	62,4	62,4
14	5,00	50	10	10,0	50,0
15	19,0	75	37,5	25,3	50,6
16	3,0	5	5	60,0	60,0
17	7,00	5	10	140,0	70,0
18	4,50	10	10	45,0	45,0
19	20,0	37,5	37,5	53,3	53,3
20	12,2	25	25	48,8	48,8

Se puede observar que la cargabilidad inicial estaba entre un 9,3% y 160,0%, y al final del proceso está entre 40,0% y 82,0%, cumpliendo la normatividad de la CREG. Para efectos comparativos se presentan en la Tabla 7 los costos antes y después de realizar la reubicación de transformadores.

Tabla 7: Comparación de costos

Aspecto	Configuración	
	Inicial [\$]	Final [\$]
Pérdidas de energía	92.979.00 0	58.664.00 2
Transformadores nuevos	----	4.478.400
Instalación y desinstalación	----	3.002.302
Trasnporte	----	353.250
Función objetivo	92.979.00 0	66.497.95 4

Se puede apreciar que el costo de las pérdidas de energía del sistema disminuye un 36,91%. El costo del proyecto después de reubicar los transformadores de distribución es menor con respecto a la configuración inicial en un 28,48%.

Pasos 4 y 5. Verificar la coordinación de los fusibles y coordinarlos nuevamente.

Al verificar la coordinación de los fusibles del sistema después de reubicar los transformadores, se observa que algunos no son adecuados, por lo que se procede a realizar nuevamente el proceso de selección y coordinación. Este proceso se realizó en Matlab. Los fusibles del sistema con la nueva coordinación se presentan en las Tablas 8 y 9, respectivamente.

Tabla 8: Fusibles ubicados en los transformadores

Nodo	Fusible	Nodo	Fusible	Nodo	Fusible
1	1K	8	6K	15	2K
2	3K	9	6K	16	1K
3	1K	10	1K	17	1K
4	1K	11	2K	18	1K
5	1K	12	1K	19	2K
6	2K	13	3K	20	2K
7	2K	14	1K	---	---

Tabla 9: Fusibles ubicados en tramos de red

Nodos	Fusible	Nodos	Fusible
22-8	25K	24-5	50K
22-23	65K	4-20	10K
23-12	50K	25-6	50K

Se observa que los nodos en los cuales se cambiaron transformadores tienen nuevos fusibles, así como los tramos de red 22-23, 12-23 y 5-24. De esta forma se garantiza que los fusibles del sistema tengan selectividad y tiempos adecuados de operación a la hora de actuar ante fallas en el sistema.

5. CONCLUSIONES

En este trabajo se propone una metodología para reubicar transformadores con el fin de reducir pérdidas técnicas en sistemas de distribución. El modelo considera los siguientes costos: transformadores nuevos, transporte, instalación y desinstalación, y pérdidas de energía. Además en una etapa posterior, se lleva en cuenta la coordinación de protecciones. La metodología es verificada en un sistema colombiano, obteniendo resultados satisfactorios.

La metodología planteada es general y puede ser fácilmente adaptada a sistemas de distribución con diferentes características operativas.

El modelo matemático propuesto puede ser resuelto en cualquier software de optimización comercial.

Esta metodología es de interés general para las electrificadoras, pues generalmente los sistemas de distribución tienen transformadores mal dimensionados. Además al apreciar los resultados, se observa que existe una gran relación beneficio-costos, lo que significa una alta rentabilidad para una baja inversión.

REFERENCIAS

- Kersting, W.H. (2007). *Distribution system modeling and analysis*. CRC Press, Second Edition, New York.
- Zhu, J., Griff, B. y Chow, M. (1998). "Phase balancing using mixed-integer programming". *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 4.
- Garcés, A., Granada, M. y Gallego, R. (2005). "Balance de fases usando colonia de hormigas". *Revista Ingeniería y Competitividad*, Vol. 7, No. 2.
- Leiva, M.A. (2001). *Localización óptima de Condensadores en un Sistema de Distribución Eléctrico Vía Algoritmos Genéticos*. Tesis de Ingeniería Civil de Industrias con Diplomado en Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile.
- Estrada, G., Tovar, J.H. y Gutierrez, G. (2006). "Methodology for Capacitor Placement in Distribution Systems using Linear Sensitivity Factors". *Revista IEEE America Latina*, Vol. 3, No. 2.
- Cinvalar, S., Grainger, J., Yin, H. y Lee, S. (1988). "Distribution feeder reconfiguration for loss

reduction". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3.

Baran, M. y Wu, F. (1989). "Network reconfiguration in distribution system for loss reduction and load balancing". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2.

Shirmohammadi, D. y Hong, H. (1989). "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction". IEEE Trans. on Power Deliver, Vol. 4, No. 2.

Ponnaivaikko, M. y Prakasa-Rao, K.S. (1982). "An approach to optimal distribution system planning through conductor gradation". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 6.

Tram, H.N. y Wall, D.L. (1988). "Optimal conductor selection in planning radial distribution systems". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 1.

Wang, Z., Liu, H., Yu, D.C., Wang, X. y Song, H. (2000). "A practical approach to the conductor size selection in planning radial distribution systems". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1.

Méndez, P. y Llivichuzhca, V. (2008). Reemplazo Óptimo en un Parque de Transformadores de Distribución Usando Algoritmos Genéticos con Programación en Matlab. Corporación CENACE, Centro de documentación e información. <http://biblioteca.cenace.org.ec/>

Quintero, J.A. (2010). Metodología para la Reubicación del Parque de Transformadores Pertenecientes al Nivel de Tensión I de los Sistemas de Distribución. Tesis de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira.

Acosta, C.A., Hincapié, R.A. y Gallego, R.A. (2012). "Reubicación óptima de transformadores de distribución para reducción de pérdidas técnicas". Revista Scientia et Technica, No. 51, Pereira.

Resolución CREG 097 de 2008. <http://www.creg.gov.co>

www.gams.com

www.mathworks.com

Universidad Tecnológica de Pereira y Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG (2010). Apoyo académico y soporte técnico en el proceso de Implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica. Informe final-Tomo 1. Cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión I, Bogotá.

Gers, J.M. (1993). Aplicación de protecciones eléctricas. Ediciones Universidad del Valle, Cali.

Anderson, P.M. (1999). Power System Protection. IEEE Press Series on Power Engineering. New York.

ANEXO

$Z:$	Función objetivo [\$]
$td:$	Tasa de descuento para traer costos futuros a valor presente [%]
$ie:$	Tasa de crecimiento del costo de la energía [%]
$T:$	Número de periodos considerados [años]
$CTN_{k,i,j}:$	Costo del transformador nuevo i , tipo k , para ubicar en el nodo j [\$]
$CINS_{k,i,j}:$	Costo de instalación del transformador i , tipo k , ubicado en el nodo j [\$]
$CDES_{k,i,j}:$	Costo de desinstalación del transformador i , tipo k , ubicado en el nodo j [\$]
$CTRA_{k,i,j}:$	Costo de transporte del transformador i , tipo k , de la posición actual a la posición j [\$]
$CE:$	Costo de la energía [\$/kW-h]
$FPERD:$	Factor de pérdidas
$FU_{k,i,j}:$	Factor de utilización del transformador i , tipo k , ubicado en el nodo j
$FU_{MIN}:$	Factor de utilización mínimo permitido
$FU_{MAX}:$	Factor de utilización máximo permitido
$PCU_{k,i}:$	Pérdidas en el cobre del transformador i , tipo k , [kW]
$PFE_{k,i}:$	Pérdidas en el hierro del transformador i , tipo k , [kW]
$h_h:$	Nivel h de la curva de duración de carga [horas]
$RF_{max}:$	Máximos recursos financieros destinados para el proyecto [\$]
$d_{k,i,j}:$	Variable binaria que asocia el transformador i , tipo k , con la posición j
$dTN_{k,i,j}:$	Variable de decisión para instalar el transformador nuevo i , tipo k , en la posición j
$dINS_{k,i,j}:$	Variable de decisión para instalar el transformador i , tipo k , en la posición j
$dDES_{k,i,j}:$	Variable de decisión para desinstalar el transformador i de la posición j
$dTRA_{k,i,j}:$	Variable de decisión para transportar el transformador i , tipo k , a la posición j
$OTDT:$	Conjunto de transformadores del sistema de acuerdo al número de fases
$OTE:$	Conjunto de transformadores existentes (en operación)
$OTEB:$	Conjunto de transformadores inactivos almacenados en bodega
$OTN:$	Conjunto de transformadores nuevos
$OTT:$	Conjunto total de transformadores (OTE U $OTEB$ U OTN)
$ONC:$	Conjunto de nodos con carga
$OBA:$	Conjunto de bodegas de almacenamiento
$OPH:$	Conjunto que considera el número de niveles de la curva de duración de carga
$i:$	Subíndice asociado a transformadores
$j:$	Subíndice asociado a posiciones (nodos de carga y bodegas de almacenamiento)
$h:$	Subíndice asociado al nivel de la curva de duración de carga
$t:$	Subíndice asociado al número de años considerados en el estudio
$k:$	Tipo de transformadores de acuerdo al número de fases