

**TECHNICAL LOSS REDUCTION USING CORRECTIVES STAGES FITTING –
PHASE I****REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS USANDO MEDIDAS CORRECTIVAS
POR ETAPAS – FASE I**

**MSc. Mauricio Granada Echeverri, PhD. Antonio Escobar Zuluaga
Ing. Ramón A. Gallego Rendón**

Universidad Tecnológica de Pereira
Facultad de Ingeniería Eléctrica

Abstract: This paper presents the results obtained in first stage of project “technical losses reduction using corrective measured by steps”. The general problem to solve consists in developing a combined methodology that coordinates the implementation of measures for the reduction technical losses. Many measures can be taken, among them: i) transference of load (reconfiguration), ii) balance of phases, iii) optimal location of reactives, iv) replacement of conductors, v) conversion of single-phase and three-wire system to three-phase system and vi) modification of taps in distribution transformers. Here, first stage of project is implemented and consists in to apply novel and efficient techniques of optimization to solve steps: i), ii), iii) and iv) in disconnect form.

Resumen: Este artículo presenta los resultados obtenidos en la primera fase del proyecto “Reducción de pérdidas técnicas usando medidas correctivas por etapas” desarrollado en el convenio ISA-COLCIENCIAS-UTP. El problema general que se propone resolver consiste en desarrollar una metodología combinada que coordine la implementación de medidas para la reducción de pérdidas técnicas. Muchas medidas pueden ser tomadas, entre ellas: i) transferencia de carga (reconfiguración), ii) balance de fases, iii) ubicación óptima de capacitores, iv) reemplazo de conductores (reconductorización), v) conversión de alimentadores monofásicos y trifilares a trifásicos y vi) modificación de taps en transformadores de distribución. En este documento, se presenta una primera fase del proyecto consistente en implementar novedosas y eficientes técnicas de optimización combinatoria a la solución de las etapas: i), ii), iii) y iv) en forma desacoplada. Esta primera fase del proyecto tiene como objetivo escoger la técnica correcta de optimización que se ajuste a cada etapa y evaluar el impacto sobre las pérdidas de cada una de ellas. Finalmente, este artículo presenta algunos esquemas de optimización para coordinar la ejecución de las diferentes etapas

Keywords: Loss reduction, Distribution systems, Three-phase power flow, Combination optimization.

1. INTRODUCTION

El objetivo general del proyecto consiste en desarrollar una metodología combinada por etapas, que permita dar solución eficiente al problema de reducción de pérdidas en sistemas de distribución de energía eléctrica haciendo énfasis en las problemáticas regionales y teniendo en cuenta una adecuada relación costo-beneficio. En este trabajo, se presenta la primera fase del proyecto, la cual consiste en implementar diferentes técnicas de optimización combinatoria, de interés científico, a la solución de cada una de las etapas en forma desacoplada, a fin de escoger una técnica adecuada de optimización que se ajuste a cada etapa y poder así evaluar el impacto sobre las pérdidas de cada una de ellas [11].

Estas etapas pueden ser abordadas desde dos ópticas: la operación en tiempo real y el planeamiento. Para la operación en tiempo real se requieren grandes inversiones de capital. Desde el punto de vista del planeamiento, las propuestas son consideradas para un horizonte de tiempo a mediano o largo plazo, lo que implica que los cambios en el sistema son realizados manualmente y se conservan durante mucho tiempo. Esta estrategia requiere una menor inversión que la primera y se adapta mejor a nuestros sistemas, los cuales se caracterizan por poseer escasos recursos financieros para inversión. Esta metodología puede ser extensiva a otros países del tercer mundo con características similares al nuestro.

2. RESEÑA HISTÓRICA

Sobre la reducción de pérdidas, usando reconfiguración, surgió la primera concepción en 1975, realizada por Merlin y Back [1] y actualmente se utiliza como una herramienta de planeación (simulación) o de control en tiempo real (operación). En los años de 1988 y 1990 se utilizan las técnicas heurísticas para resolver el problema. El desarrollo durante esta época estuvo enfocado al aumento del número de restricciones de tipo operativo. A partir de 1990 aparecen nuevas técnicas para resolver el problema: programación lineal, enfriamiento simulado y algoritmos genéticos [2, 3, 4, 5, 6, 7], las cuales usan como función objetivo la minimización de pérdidas de potencia. En 1993 aparece al problema resuelto por medio de la técnica de redes neuronales, el cual es modelado inicialmente con pocas restricciones

operativas y modelos de carga simple. Luego, en 1997 esta técnica se trabaja para modelos más complejos con mayor número de restricciones [8, 9, 10]. En Colombia, existen diversos trabajos investigativos realizados, sobre reconfiguración óptima para reducir pérdidas, por diferentes universidades como la Universidad Industrial de Santander, la Universidad del Valle y la Universidad Tecnológica de Pereira, entre otras. Un detallado estado del arte, sobre esta temática, se expone en [12].

3. MEDIDAS CORRECTIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Transferencia de carga

El problema de transferencia de carga o reconfiguración puede plantearse en dos situaciones distintas: Operación y Planeamiento. El problema de operación se presenta cuando se cuenta con un sistema de control automático y centralizado de los interruptores. Este control permite realizar cambios en la topología del sistema en tiempo real. En este caso, la metodología de reconfiguración es simplificada pues solo requiere tener en cuenta el punto de operación actual en la curva de carga. No obstante, los algoritmos para resolver este tipo de problemas deben ser rápidos para encontrar soluciones en tiempo real.

El problema de planeamiento a mediando plazo, debe tener en cuenta la operación global del sistema. En este caso la función objetivo es planteada para minimizar no sólo pérdidas de potencia sino también pérdidas de energía y costos de inversión. En los costos de inversión debe incluirse el costo de construir un nuevo tramo de línea e instalar interruptores. La reconfiguración de alimentadores primarios es un problema de optimización no lineal en un espacio no convexo y con presencia de variables enteras. Estas características implican la utilización de técnicas heurísticas y combinatoriales para llegar a buenas soluciones. Adicionalmente, se consideran factores de sensibilidad que direccionen adecuadamente la toma de decisiones.

El problema de reconfiguración de alimentadores primarios [9, 10, 13] puede ser también asociado a un problema de planeamiento de la distribución si se agregan líneas no existentes. Estas líneas pueden agregarse a las soluciones teniendo en cuenta el costo de construcción de las mismas.

Por ello la función objetivo debe incluir dichos costos como se muestra en el siguiente modelo:

$$\min \sum_{k=1}^M C_k \cdot L_k + C_i \sum_{t=1}^T h_t \sum_{i=1}^n R_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2}$$

sa

$$\sum_{i=1}^n S_{ijt} = D_{jt} \quad (1)$$

$$S_{ijt} < S_{\max}$$

$$V_{i\min} < V_i < V_{i\max}$$

$$S_{ij} < S_{ij\max}$$

$$\prod \lambda_f = 1$$

En donde:

h_t : Tiempo de duración de las líneas en el estado de operación t .

$P(t)$ y $Q(t)$: Pérdidas activas y reactivas, respectivamente, asociadas a la operación del sistema en el estado t .

C_k : Costo de construir la línea k .

L_k : Indica si la línea k hace parte de la solución $\{1,0\}$.

M : Número de líneas no construidas candidatas.

C_i : Factor de conversión de unidades de energía en unidades monetarias.

T : Número de períodos a considerar.

λ_f : Está definido para cada nodo e indica el número de trayectorias para llegar desde éste al nodo fuente

En este caso se requiere la utilización de una curva de carga para obtener los diferentes puntos de operación del sistema. Esto aumenta la complejidad del problema ya que cada solución implica la formulación de T flujos de carga.

Un sistema de distribución puede ser representado como un grafo. Un grafo es una terna $G = (V, A, J)$ en donde V son los vértices (nodos) y A son las aristas (elementos del sistema). Ambos son conjuntos finitos y J es una aplicación que hace corresponder a cada elemento de A un par de elementos de V .

La solución del problema consiste en encontrar un árbol que conecte todos los nodos del gráfico. Así, el espacio de soluciones son todos los posibles árboles que pueden ser construidos en el grafo. Dicha solución puede ser representada por dos estructuras. Un árbol que contiene todas las líneas que pertenecen al árbol solución y un cóarbol que contiene las líneas que son desconectadas para garantizar la radialidad. Ninguna línea pertenece simultáneamente al árbol y al cóarbol.

El problema se resolvió empleando simulated annealing y el sistema de prueba usado fue el IEEE de 123 nodos en su representación monofásica.

TABLA I: RESULTADOS DE LA RECONFIGURACIÓN

Parámetro	Sistema Inicial	Sistema Reconfigurado [pu]	Reducción
Pérdidas [MW]	0,00320352021	0,00280155	14%
Pérdidas [MVar]	0,00702932734	0,00629254	11%
Voltaje Mínimo	0,93	0,95	

Balace de fases

Un sistema trifásico balanceado es aquel que tiene corrientes de línea de igual magnitud, desfasadas 120° eléctricos. El objetivo del balance de fases es disminuir el nivel de desequilibrio de las corrientes de líneas con el propósito de reducir la corriente por el neutro y por consiguiente reducir las pérdidas totales del sistema de distribución.

El modelo matemático del problema de balanceo de fases puede ser expresado para un punto de la curva de carga o para un horizonte de planeamiento de mediano plazo. Para esto se utiliza la curva de carga discretizada en periodos de tiempo que pueden ser variables.

$$\min C_E \sum_{t=1}^{T_m} T_t \cdot \text{Pérdidas}(V_{3\phi,(t)}, \theta_{3\phi,(t)}) \quad (2)$$

sa

$$P_{3\phi,(t)} = f_P(V_{3\phi,(t)}, \theta_{3\phi,(t)}) \quad (3)$$

$$Q_{3\phi,(t)} = f_Q(V_{3\phi,(t)}, \theta_{3\phi,(t)}) \quad (4)$$

$$V_{\min} < V_{3\phi,(t)} < V_{\max} \quad (5)$$

$$H_i \in \{1, \dots, 6\} \quad (6)$$

$$H_i < 3 \quad \forall i \mid i = \{\text{Carga Motriz}\} \quad (7)$$

Donde:

C_E representa el costo de la energía

T_t tiempo de la configuración de carga t

T_m es el número de periodos en que fue discretizada la curva.

La función objetivo (2) tiene en cuenta las pérdidas de energía del sistema a lo largo del horizonte de planeamiento. Cuando se considera sólo un punto de la curva de carga (valor pico) la variable T_m tiene valor de 1 y la función objetivo podría ser planteada en función de potencia únicamente. Así mismo, en el caso general la función objetivo puede tener en cuenta tanto pérdidas de potencia como pérdidas de energía así como el costo de realizar cada uno de los cambios.

Las restricciones (3) y (4) corresponden al cumplimiento del balance de potencia en el sistema. Éstas se evalúan a través de un flujo de carga trifásico [14] que se ejecuta para cada uno de los T_m periodos a considerar. La restricción (5) tiene en cuenta los niveles de tensión máximo y mínimo de cada uno de los nodos del sistema; la variable H define la nueva configuración de las cargas. H es una variable que toma valores enteros de 1 a 6 dependiendo de la modificación de la conexión sugerida, según la siguiente tabla:

TABLA 2: CODIFICACIÓN DE POSIBLES CONEXIONES

Número (H)	Valor	Secuencia
1	ABC	No hay cambio de secuencia
2	BCA	
3	CAB	
4	ACB	Hay cambio de secuencia
5	BAC	
6	CBA	

Las primeras tres configuraciones conservan la secuencia de la carga. Esto es especialmente importante en sistemas industriales en donde la presencia de motores eléctricos hace indeseable realizar cambios en la secuencia. Así, por ejemplo, para $H=6$ la modificación en la conexión sería la mostrada en la figura 1.

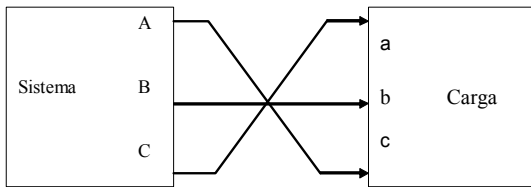


Fig. 1. Configuración CBA

El grado de desbalance de un nodo puede ser expresado mediante un índice de desbalance que es definido como se muestra en la ecuación (8).

$$d = \frac{\max\left(\left\{|I_a - I_{prom}|, |I_b - I_{prom}|, |I_c - I_{prom}|\right\}\right)}{I_{prom}} \times 100\% \quad (8)$$

donde

$$I_{prom} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3}$$

Se puede observar que el valor de este índice es cero cuando existe balance total. Puede ser implementado igualmente con voltajes. Sin embargo, se prefiere el uso de corrientes debido a que éstas son más sensibles al desbalance. Este índice es un factor de sensibilidad que guía el proceso de optimización para acelerar la convergencia y encontrar soluciones de buena calidad.

El problema se resolvió empleando optimización por colonia de hormigas y se tomó como caso de prueba el sistema trifásico IEEE de 37 nodos. Los resultados obtenidos para un punto de operación en la curva de carga se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 3. RESULTADOS DEL BALANCE DE FASES

Parámetro	Sistema Base	Sistema Modificado
Pérdidas de Potencia Activa (kW)	33,29	30,24
Pérdidas de Potencia Reactiva (kVAr)	25,95	23,75

La reducción en pérdidas es de 9.15 % que equivalen a 3,05 kW.

Localización y dimensionamiento óptimo de capacitores

El problema consiste en determinar en qué barras del sistema de distribución deben ser adicionados condensadores (localización), así como la cantidad de reactivos que se deben inyectar en dichas barras (dimensionamiento), de modo que se reduzcan las pérdidas actuales del sistema [14].

Adicionalmente, se debe garantizar un adecuado perfil de tensión. Se puede suponer que la red presenta un bajo nivel de desbalance y por lo tanto puede ser representado por un circuito equivalente monofásico.

El problema es descrito a través del siguiente modelo matemático:

$$\min \quad k_e \sum_{i=0}^{n_t} T_i p_i(x^i) + \sum_{k=1}^{n_c} f(u_k^0) + k_p \cdot p_0$$

sa.

$$G^i(x^i, u^i) = 0; \quad i = 0, 1, \dots, n_t \quad (9)$$

$$H^i(x^i) \leq 0; \quad i = 0, 1, \dots, n_t$$

$$0 \leq u_k^i = u_k^0; \quad k \in C_1$$

$$0 \leq u_k^i \leq u_k^0; \quad k \in C_2$$

Donde:

n_t : Número de niveles de carga en que se discretiza la curva de duración de carga.

n_c : Número de barras candidatas para la localización de bancos de condensadores.

k_e : Costo de la energía en \$/kWh.

k_p : Costo de la potencia en \$/kW.

T_i : Duración del período de carga i .

p_i : Pérdidas en el sistema para el nivel de carga i .

p_0 : Pérdidas en el sistema para el nivel de carga más elevado.

x^i : Variables de estado.

u^i : Variables de control.

$H^i(x^i) \leq 0$ Restricciones de operación para el nivel de carga i .

$G^i(x^i, u^i) = 0$ Ecuaciones del flujo de carga.

u_k^o : Tamaño del capacitor instalado en la barra k

C_1 : Conjunto de capacitores fijos.

C_2 : Conjunto de capacitores variables

$f(u_k^o)$: Función discreta que describe los costos de instalación de bancos de condensadores.

El problema es planteado para un horizonte de un año. Para este período se construye la curva de duración de carga anual, la cual es discretizada en varios niveles de carga, como se muestra en la figura 2.

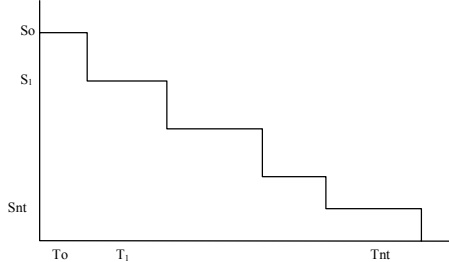


Fig. 2. Curva de duración de carga

En cada nivel de carga S_{ni} se debe verificar que la solución propuesta cumpla las restricciones del sistema, es decir que no se excedan los límites de tensión y que la inversión sea justificada. Adicionalmente, la función objetivo considera un costo asociado a las pérdidas para cada nivel de carga, y un costo adicional de penalización para el nivel más alto.

Este problema considera dos alternativas básicas: la ubicación de capacitores fijos y la ubicación de capacitores variables. En la ubicación de capacitores fijos, éstos se dimensionan teniendo en cuenta todos los niveles de carga pero solo se presenta una sola propuesta para cada uno de ellos. En la ubicación de condensadores variables, se hace el dimensionamiento para el nivel de carga más elevado y posteriormente se realiza un algoritmo adicional que determina la ubicación óptima y factible del tap del condensador en cada nivel de carga inferior.

Los resultados obtenidos, al aplicar optimización por búsqueda Tabú al sistema monofásico IEEE de 33 nodos, son los siguientes: El costo anual de las pérdidas del sistema sin capacitores es de US \$ 136.313. Aplicando la metodología de ubicación y dimensionamiento óptimo de capacitores se obtiene una reducción US \$ 34.464.

Reconductorización

La reconductorización consiste en el aumento del calibre del conductor de una línea, con el objetivo de conseguir una disminución en el costo de las pérdidas inherentes al flujo de potencia que la atraviesa. El costo del conductor que se va a instalar sumado al costo de la mano de obra requerida para la instalación, debe ser compensado con el ahorro producido en el costo de las pérdidas de energía. En consecuencia, la decisión de reconductorizar o no, es establecida por una relación beneficio/costo.

El problema consiste en proponer una nueva configuración de calibres del conductor para cada segmento de los alimentadores, de tal forma que se minimicen los costos totales. Esa configuración presenta cambios en segmentos seleccionados de acuerdo con los criterios económicos mencionados y teniendo en cuenta las restricciones técnicas del sistema (capacidad de las líneas y límites de tensión en los nodos). El problema de reconductorización obedece al siguiente modelo:

Minimizar : $CT = CI + CP$

sujeito a : $0.95 < V_k < 1.05 \quad k = 1, \dots, N$

$$S_k < S_{\max k}$$

$$CI < Inv_{\max}$$

(10)

donde :

$$CI = \sum_{k=1}^{N-1} [(CCX_k + CMO) \cdot L_k + O] \quad \text{si } X_k \neq X_{k0}$$

$$CP = \sum_{i=1}^{año n} CE_i \cdot PE_i \cdot FI_i$$

$$PE_i = \sum_{j=1}^h \Delta T_j \cdot \left(\sum_{k=1}^{N-1} r_k \cdot L_k \cdot i_{jk}^2 \right)$$

$$FI_i = \frac{1}{(1+d)^i}$$

Variables de decisión :

$$X = [Cal_1 \quad Cal_2 \quad \dots \quad Cal_k \quad \dots \quad Cal_{N-1}] \quad Cal_k \in CalDisp$$

CT : Costos totales

CI : Costos de inversión

CP : Costos de pérdidas de energía

CSC_k : Costo por unidad de longitud del calibre X_k

CMO : Costo de instalación por unidad de longitud

Inv_{\max} : Inversión máxima

L_k : Longitud del tramo k

O : Otros costos.

X_k : Calibre del segmento k

X_{k0} : Calibre original del segmento k

CE_i : Costo de la energía en el año i

n : Años de estudio considerados

PE_i : Pérdidas de energía en año i

FI_i : Factor de indexación para el año i
 d : Tasa de descuento aplicada
 $CalDisp$: Conjunto de calibres disponibles
 h : número de valores discretos de la curva de carga
 ΔT_j : Horas de duración del % de carga del paso j
 N : número de tramos del sistema
 r_k : Resistencia por unidad de longitud del segmento k
 i_{jk}^2 : Corriente que fluye por el segmento k cuando la carga toma el % del paso j .

La función objetivo en (10) minimiza los costos totales, los cuales corresponden a los costos de inversión para la reconductorización más los costos de las pérdidas de energía. Los costos de inversión comprenden: costo de cable instalado, costo de instalación, valor de salvamento del cable usado y otros costos como energía no servida y compensaciones por interrupciones.

Los costos de las pérdidas se toman para los años considerados en el estudio, sumando las pérdidas de energía anuales. Para el cálculo de las pérdidas de energía anuales, se corren flujos de carga usando una curva de duración de carga discretizada para las 8760 horas de un año.

Las restricciones del modelo son las tensiones en los nodos y el límite que impone la capacidad de las líneas para el flujo de potencia. Las tensiones en los nodos deben permanecer en el rango de $\pm 5\%$. También se incluye como restricción el número máximo de cambios permitidos en el sistema y el valor máximo de la inversión.

El calibre propuesto para cada segmento es tomado de un conjunto de opciones previamente definido. Usualmente las empresas de distribución de energía manejan el conjunto de calibres $\{1/0, 2/0, 3/0 \text{ y } 4/0\}$ para los alimentadores primarios.

Para la solución del problema, es necesaria una codificación adecuada. Para esto, se define un vector X , donde cada elemento de este vector representa el número del calibre del segmento asociado.

Para el sistema de distribución de la figura 3, con N nodos y $N-1$ segmentos de línea, los parámetros de la línea por unidad de longitud por segmento y la longitud de cada uno son conocidos tanto para el calibre del conductor que presenta originalmente el sistema, como para los otros posibles calibres involucrados.

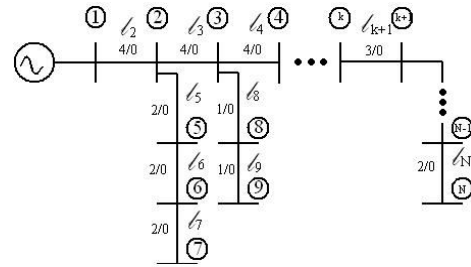


Fig. 3. Sistema de Distribución de Energía

El vector X representa la configuración de calibres de los $N-1$ segmentos. Así, la posición k -ésima del vector X tiene el valor correspondiente del calibre para el segmento k -ésimo. Así, la codificación del sistema mostrado en la figura 3 sería:

$$X = [i_2 \ i_3 \ i_4 \ i_5 \ i_6 \ i_7 \ i_8 \ i_9 \ \dots \ i_{k+1} \ \dots \ i_N]$$

Tomando: 1 como 1/0
 2 como 2/0
 3 como 3/0
 4 como 4/0

Para resolver el problema se usa la técnica de optimización combinatoria *Simulated annealing*. El método no encuentra una, sino varias opciones técnicamente diferentes pero económicamente similares. Para reducir el espacio de soluciones es posible implementar un factor de sensibilidad como el siguiente:

$$g_k = \Delta fo_k \text{ cuando el calibre del segmento } k \text{ pasa de } C_i \text{ a } C_{i+1} \text{ siendo } C: \{1/0, 2/0, 3/0, 4/0\} \quad (11)$$

$$g_k = \Delta fo_k = \Delta CInv_k + \Delta CPer_k$$

$$g_k = (CInv_{k_{C_{i+1}}} - CInv_{k_{C_i}}) + (r_{k_{C_{i+1}}} - r_{k_{C_i}}) \cdot i_k^2$$

Este factor indica cuál es el segmento que aporta una mayor reducción de la función objetivo para un cambio de conductor al calibre inmediatamente superior. Se calcula para cada segmento, mostrando la variación en el costo de inversión y el costo de las pérdidas. No tiene en cuenta el cambio en las condiciones de los otros segmentos para un cambio en el segmento k . Teniendo presente que cuando se cambia el conductor del segmento k la corriente por los demás segmentos no tiene cambios considerables se puede usar el valor g_k para determinar qué segmento es el más atractivo para un cambio de conductor, desde el punto de vista de los costos totales.

La metodología fue aplicada a un sistema de prueba, asumiendo precio de la energía = 100 \$/kWh, años de estudio= 10, crecimiento anual de la demanda= 1% y factor de instalación= 1.2.

Las cargas se modelaron como potencia constante, para efectos del flujo de carga radial. Se calculó el valor de las pérdidas usando un factor de pérdidas de 0.25. Para el sistema de prueba IEEE de 123 nodos se obtuvo una reducción de pérdidas de aproximadamente 17 % y la estrategia sugerida involucró 9 cambios de segmentos de conductor.

4. ESQUEMAS DE OPTIMIZACIÓN SUGERIDOS

Se han adoptado dos posibles estrategias para coordinar la implementación de las etapas de forma que se obtenga una mayor reducción de pérdidas técnicas en el sistema de distribución. La primera estrategia, denominada de esquema horizontal (ver figura 4), consiste en hacer competir las diferentes propuestas que resultan de los proceso de optimización de cada etapa.

En cada etapa se genera una propuesta de adición de elementos nuevos o modificación de elementos existentes con el propósito de obtener una reducción de pérdidas técnicas considerando relaciones de beneficio y costo.

La propuesta ganadora es la que modifica el sistema de distribución. El proceso se repite hasta alcanzar una meta de reducción de pérdidas o un límite de inversión. El proceso es iterativo y es controlado por un optimizador global que, en este caso, es una técnica de optimización metaheurística como Búsqueda Tabú, Algoritmos Genéticos o Simulated Annealing, entre otros.

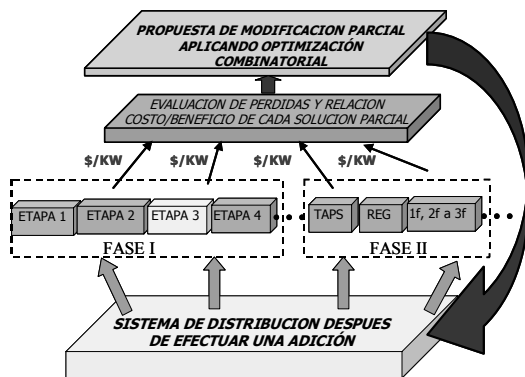


Fig. 4. Esquema horizontal

La segunda estrategia, denominada de esquema vertical (ver figura 5), consiste en implementar las medidas correctivas, sobre el sistema de distribución, de una manera secuencial (una tras de otra).

Este esquema implica definir un ordenamiento de las etapas basado en algún criterio específico. En este proyecto el criterio de ordenamiento se basa en el costo de inversión de cada etapa. Este esquema no es un proceso iterativo, ya que sólo se realiza una vez la ejecución de las etapas, pero tiene como ventaja una fácil implementación y bajo esfuerzo computacional.

Es importante resaltar que algunas de las etapas están asociadas y deben implementarse de manera conjunta. Por ejemplo, la reconfiguración y la reconductorización y el balance de fases y la conversión de alimentadores 1ϕ en 3ϕ .

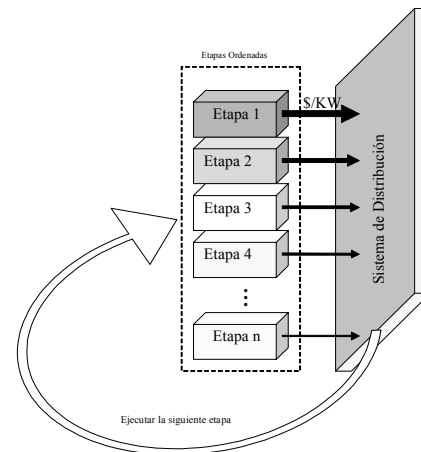


Fig. 5. Esquema vertical

5. CONCLUSIONES

Los resultados de la primera fase del proyecto de “reducción de pérdidas técnicas usando medidas correctivas por etapas” que se presentan en este artículo han mostrado reducciones porcentuales importantes en las pérdidas técnicas y aumento en la relación beneficio-costos cuando las medidas correctivas son implementadas de manera desacoplada en el mediano y largo plazo. Algunas etapas han sido desarrolladas considerando una representación monofásica y trifásica del sistema.

Se presentan dos esquemas de optimización global denominados horizontal y vertical. El primero, acopla fuertemente todas las etapas propuestas. El segundo, implementa las etapas de forma desacoplada pero ordenadas óptimamente. Ambos esquemas permiten la adición modular de otras etapas como: conversión de alimentadores monofásicos y trifilares a trifásicos, modificación de taps en transformadores de distribución y ubicación de reguladores.

La fase dos del proyecto involucra la representación trifásica para todas las etapas, la incorporación de la curva de duración de carga y la implementación y prueba de los esquemas globales de optimización sugeridos.

REFERENCIAS

- A. Merlin and H. Back, "Search for a minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration for an Urban Power Distribution System", Proc. Of 5 th Power Systems Comp. Con., Cambridge, U.K., Sept. 1975.
- S. Cinvalar, J.J. Graiger, H. Yin, S.S.H. Lee, "Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction", IEEE Trans. On PWRD, Vol. PWRD-3, No 3, July 1988, pp. 1217-1223.
- T. Taylor, D. Lubkeman, "Implementation of Heuristic Search Strategies for Distribution Feeder Reconfiguration", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 1, January 1990, pp. 239-246.
- K. Nara, M. Kitagawa, "Distribution Systems Loss Minimum Re-configuration by Simulated Annealing Method", IEE International Conference on Advances in Power System Control. Operation and Management, November 1991, Hong Kong, pp. 461- 466.
- M.A. Matos, P. Melo, "Multiobjective Reconfiguration for Loss Reduction and Service Restoration Using Simulated Annealing" IEEE Power Teach 1999 Conference, Budapest, Hungary, Aug 29 Sep 2, 1999.
- D.S. Choi, C.S. Kim, J. Hasegawa, "An Application of Genetic Algorithms to the Network Reconfiguration in Distribution for Loss Minimization and Load Balancing Problem", IEEE Catalogue No 95TH8130, pp. 376-381.
- K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa, T. Ishihara, "Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum re-configuration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No 3, August 1992, pp. 1044-1051.
- D. Bouchard, A. Chikhani, V.I. John, M.M.A. Salama, "Applications of Hopfield Neural-Networks to Distribution Feeder Reconfiguration", IEEE 1993, pp. 311-316.
- H. Kim, Y. Ko, K.H. Jung, "Artificial Neural-Network Based Feeder Reconfiguration For Loss Reduction in Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No 3, May 1993, pp. 1356-1366.
- E. Gauche, J. Cohelo, R.C. Teive, "An On-Line Distribution Feeder Optimal Reconfiguration Algorithm for Resistive Loss Reduction Using Multi-Layer Perceptron", IEEE 1997, pp. 179 – 182
- Laflamme, J. Pierre, Simard, Georges. (2004). "Six steps to improve distribution voltage quality", Transmission and Distribution World, Marzo 2004.
- Granobles, Rafael, Caicedo Gladys, Diaz J., Francisco, Gerz, M. Juan. (2001). "Estado del arte en reconfiguración de sistemas de distribución". Energía y computación, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad del Valle, Primer semestre de 2001.
- Mesut E. Baran, Felix F. Wu, "Network Reconfiguration in distribution Systems for loss reduction and load balancing", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 4, No 2, April 1989.
- Granada, Mauricio Ruiz, Alejandro, Gallego, Ramón, "Flujo de carga trifásico para sistemas radiales de distribución". Scientia Et Technica. Pereira: , v.23, 2004.