

# PÉRDIDAS TÉCNICAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Ing. Manuel Otorongo; Ing. Angel Silva  
EMPRESA ELECTRICA AMBATO

Ing. Milton Toapanta  
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

## RESUMEN

En este artículo se presenta un análisis de las pérdidas técnicas que se producen en un sistema eléctrico de distribución.

Se definen los diferentes tipos de pérdidas que se presentan en un sistema de distribución. El análisis se hace para cada subsistema que comprende: subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios y alumbrado público. Las metodologías utilizadas son las propuestas en estudios realizados por la OLADE y el BANCO MUNDIAL.

El análisis se aplica al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Ambato, se analizan varias alternativas para reducirlas haciéndose una evaluación técnica y económica, y se propone un programa de reducción de pérdidas a mediano y largo plazo.

## ABSTRACT

This paper present an technical losses analysis in a electrical distribution system.

The types of losses in a distribution system are defined. Analysis is made for each subsystem : subtrasmiton, substations, primary feeders, distribution transformers, secondary circuits and public illumination. OLADE and WORLD BANK methodologies are applied.

The analysis is applied to Empresa Eléctrica Ambato distribution system, an analysis of several alternatives for reduce the losses is carry out, an technical and economical evaluation is made and a losses reduction program in medium and large time is proposed.

## 1. INTRODUCCIÓN

Ante la crisis de energía eléctrica presentada en el país durante los últimos años, debido principalmente a la no ejecución y retraso de proyectos de generación de energía eléctrica contemplados en el Plan Maestro de Electrificación propuesto por el INECEL, surge la necesidad de optimizar la limitada capacidad de energía que se dispone.

Una forma de optimizar la energía consiste en la implementación de programas de reducción de pérdidas, especialmente en los sistemas de distribución en donde se dan los mayores porcentajes, conforme se establecen en estimaciones realizadas.

La Empresa Eléctrica Ambato ha venido ejecutando programas de remodelación de redes eléctricas, con el objeto de mejorar su eficiencia.

## 2. CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS

Existen dos tipos de pérdidas en los sistemas eléctricos y son las siguientes:

- Pérdidas técnicas
- Pérdidas no técnicas

### 2.1 PERDIDAS TECNICAS

Las pérdidas técnicas son las que se producen por efecto de la resistencia física de los conductores al paso de la corriente.

Estas pérdidas están presentes en todos los componentes del sistema, desde las plantas de generación hasta la llegada a los equipos de los usuarios y crecen en proporción geométrica a la demanda.

Las pérdidas técnicas pueden clasificarse de acuerdo al tipo y la causa que las producen.

## 2.2 PERDIDAS ASOCIADAS CON LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

“Son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente.” (1)

$$P = I^2 * R \quad (1)$$

En donde:

P = Pérdidas en el elemento del sistema (W).

I = Corriente que circula por el elemento (A).

R = Resistencia del elemento ( $\Omega$ )

## 2.3 PERDIDAS INDEPENDIENTE DE LA DEMANDA

“Estas pérdidas dependen principalmente de la variación del voltaje, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de Histéresis producidos por las corrientes de excitación. Aquí también se incluyen las pérdidas por efecto corona.” (1)

Considerando que las fluctuaciones de voltaje no son significativas, se consideran a las pérdidas en vacío como constantes.

## 2.4 PERDIDAS NO TECNICAS

Son las que se producen por robo o fraude y por deficiencias administrativas, se las denominan también pérdidas negras.

Estas pérdidas son calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales del sistema y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

## 3.- PROGRAMA PARA LA REDUCCION DE PERDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EEASA

Para el estudio de pérdidas técnicas en un sistema eléctrico, es conveniente dividir al sistema en un conjunto de subsistemas que permitan simplificaciones en los cálculos. La Empresa Eléctrica Ambato al ser una empresa netamente distribuidora, sus subsistemas son los siguientes :

- Subsistema de subtransmisión
- Subsistema de transformadores de subtransmisión AV/MV
- 
- 
- Subsistema de alimentadores primarios

- Subsistema de transformadores de distribución MV/BV
- Subsistema de alumbrado público

## 3.1 PROGRAMA DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

Se pueden implementar varias soluciones con el propósito de reducir pérdidas en alimentadores primarios. Estas soluciones pueden ser las siguientes: incremento de calibre de conductores, incremento de subestaciones, cambio (incremento) de voltaje, instalación de capacitores, incremento del número de fases y equilibrio de carga.

## INCREMENTO DE CALIBRE

Las pérdidas en una línea es directamente proporcional a la resistencia, de acuerdo a la fórmula (1).

- 1.- De los resultados obtenidos en la cuantificación de pérdidas se obtiene las pérdidas de potencia en kW/km., dividiendo las pérdidas de potencia y energía para la longitud del circuito, tanto para la zona urbana como rural .
- 2.- Con los datos de campo obtenidos para la cuantificación de pérdidas, se determinan las cantidades de km. de línea existentes en 8 alimentadores urbanos y 5 alimentadores rurales, clasificados por su calibre y la configuración de conductores.
- 3.- Se determina los calibres adecuados, los mismos que fueron seleccionados previamente en base al criterio del Conductor Económico (2).
- 4.- Se rediseñan los circuitos, es decir se reemplazan los circuitos con los conductores indicados en el numeral anterior y se realiza una simulación en el computador para determinar los nuevos valores de las pérdidas, corriendo flujos de potencia en los alimentadores primarios, determinándose los ahorros en kW/km (5).
- 5.- Se calculan los costos unitarios en U.S\$/km. para cada calibre.
- 6.- Se determinan las cantidades totales a remodelarse y el ahorro de potencia y energía así como el costo que demandaría esta actividad.

**INCREMENTO DEL NUMERO DE FASES**

De la información de campo obtenida para la evaluación de pérdidas, se determina que el porcentaje de pérdidas en el sector rural es prácticamente el 50 % del subsistema de alimentadores primarios, y su configuración es en su mayoría monofásica, por lo que se debería optar por incrementar el número de fases para reducir las pérdidas.

El convertir un circuito monofásico a un circuito trifásico, permite reducir las pérdidas y la caída de voltaje en 6 veces (8),(6). No se considera la alternativa de convertir un circuito bifásico a trifásico, en razón, de que las redes existentes en esta configuración es pequeña en relación a la configuración trifásica total del sistema.

La metodología para determinar el porcentaje de reducción de pérdidas es la siguiente :

- 1.- Con los datos de campo, se determinan las cantidades de kilómetros de línea, calibre y configuración de conductores.
- 2.- Se determinan los calibres adecuados, los mismos que son seleccionados previamente en base al criterio de Conductor Económico (2).
- 3.- Se rediseñan los circuitos, es decir, se reemplazan los circuitos con los conductores y números de fases indicados en el numeral anterior, y se realiza una simulación en el computador para determinar los nuevos valores de las pérdidas, corriendo flujos de potencia en los alimentadores primarios, y posteriormente se calculan los ahorros en kW/km (5).
- 4.- Se calculan los costos unitarios en U.S.\$/km. para cada calibre.
- 5.- Se determinan las cantidades a remodelarse y el ahorro de potencia y energía que producirían estas cantidades, así como el costo que demanda ésta actividad.

**REPARTICION DE CARGA POR ALIMENTADOR**

Una forma de reducir las pérdidas es optimizar la configuración de los circuitos, mediante transferencias de carga, de tal manera que se acorten distancias entre la subestación y la carga. En este trabajo se analiza el caso de los circuitos Atahualpa Y Olímpica, que son los circuitos urbanos de mayor demanda en el sistema de distribución de la Empresa. Esta

solución es una de las más adecuadas y rápidas de ejecutar en razón que se aprovecha la topología existente y no requiere mayor inversión para su ejecución.

Un resumen se presenta a continuación.

- 1.- Se obtienen los diagramas unifilares de cada circuito.
- 2.- Se calculan las pérdidas de potencia y energía en los alimentadores primarios antes mencionados en la condición actual.
- 3.- Se analiza la posibilidad de transferir carga del circuito Atahualpa al circuito Olímpica y del circuito Olímpica transferir carga a un nuevo circuito que saldría de la nueva subestación Loreto.
- 4.- Se calculan las pérdidas de potencia y energía de esta posible nueva configuración de los alimentadores.
- 5.- Por diferencia se obtiene el ahorro que produce la nueva configuración, determinándose si esta es o no es la configuración adecuada.

**EQUILIBRIO DE CARGA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS**

“Un criterio de distribución, con las magnitudes de corriente en sus fases prácticamente equilibradas es el ideal, prácticamente resulta imposible mantenerlas en esta condición” (6), por lo que el objetivo de este trabajo es tratar de lograr una condición en que las magnitudes de corriente en las tres fases sean lo más cercanas posibles.

Se considera un circuito desbalanceado cuando las magnitudes de corriente de las fases presentan un porcentaje de desequilibrio mayor o menor al 20% (1) en relación a la corriente promedio.

$$\%D = ((I_F - I_P) / I_P) * 100 \tag{2}$$

Donde:

%D= Porcentaje de desbalance

I<sub>F</sub> = magnitud de la corriente de fase (A)

I<sub>P</sub> = magnitud de la corriente promedio de las tres fases (A)

A continuación se presenta un resumen de la metodología utilizada (6), (7). Esta metodología es la misma tanto para la

condición desbalanceada como para la balanceada.

1. De la curva de carga diaria del alimentador, se obtienen las magnitudes de corrientes para cada fase.
2. Se obtienen los porcentajes de desequilibrio entre las magnitudes de corriente en cada fase, con la fórmula (12) y se determinan en que hora se produce el porcentaje de mayor desbalance.
3. Se realiza el equilibrio de carga en el alimentador mediante la conexión de transformadores de la fase más cargada a la menos cargada (6), cuando no es posible hacerlo con transformadores, en circuitos en los cuales la mayor parte de transformadores son trifásicos, el equilibrio se realiza desde los circuitos secundarios (en este trabajo no se analiza esa posibilidad) y se obtiene la nueva curva de carga diaria del alimentador en la que se repite el cálculo del literal 2. Si la magnitud del desbalance es, en la mayor parte del período, menor al 20%, se asume que el circuito está equilibrado, caso contrario se repiten los cálculos y se vuelve a equilibrar el circuito.
4. Se calculan las pérdidas de potencia y energía, utilizando fórmulas adecuadas, tanto para la condición equilibrada como desequilibrada

La ecuación de segundo grado que relaciona las pérdidas de potencia con la demanda, obtenida mediante regresión polinomial es la siguiente:

$$P_L = 4.78 * D - 0.3076 * D^2 + 0.1164 \quad (3)$$

Donde:

$P_L$  = Pérdidas de potencia (kW)

$D_i$  = Demanda en el instante y (MW)

El mismo cálculo se realiza para la condición balanceada como desbalanceada, por diferencia de las condiciones se obtiene los ahorros de potencia y energía.

### 3.2 INCREMENTO DE SUBESTACIONES

El incremento de una subestación en un sistema, tiene dos consecuencias importantes:

- Mejora de niveles de voltaje en la carga
- Disminuye las pérdidas de potencia y energía

Esto es por que se disminuyen las longitudes de los circuitos primarios, y "se eleva el nivel de votaje en las líneas de subtransmisión (8)".

Esta forma de reducir las pérdidas técnicas es una de las más adecuadas, pero no es la más óptima en razón de su alto costo de inversión.

La metodología a seguirse es la siguiente:

1. Se obtienen los datos de proyección de la demanda (8) del alimentador Pillaro, hasta el año 2010, que sería la vida útil del proyecto.
2. Con los datos de proyección de la demanda, se determinan las pérdidas de potencia en las dos condiciones, es decir con subestación y sin ella llegando a determinar una ecuación de la siguiente forma:

$$P_{L_i} = 28.7 + 5.72 * P_{D_i} - 11.22 * P_{D_i}^2 \quad (4)$$

donde:

$P_{L_i}$  = Pérdidas de potencia en el año i (kW)

$P_{D_i}$  = Demanda máxima en el año i (MW)

3. Con los datos de pérdidas de potencia en cada año, se obtienen las pérdidas de energía en las dos condiciones del circuito, por diferencia se obtienen los respectivos ahorros.
4. Se calculan los costos que demandaría la construcción de la nueva subestación.

### 3.3 CAMBIO DEL NIVEL DE VOLTAJE

Otra de las soluciones para reducir las pérdidas en un sistema de distribución es incrementar el nivel de voltaje, disminuyendo la corriente que circula por los conductores.

La reducción de pérdidas que se consigue asumiendo que se utiliza el mismo conductor será (9):

$$\Delta P = \left[ 1 - \frac{I * V_1}{V_2} \right]^2 * R \quad (5)$$

donde:

$P$  = ahorro en pérdidas de potencia

$I$  = corriente que circula en el alimentador.

$V_1$  = nivel de voltaje existente.

$V_2$  = nivel de voltaje proyectado.

$R$  = resistencia del conductor.

A continuación se presenta el análisis de la recuperación de pérdidas de potencia y energía del proyecto de la nueva red

subterránea para el centro de la ciudad, el cual sigue el procedimiento descrito en un numeral anterior y los resultados obtenidos de la referencia (10). La metodología es la siguiente:

- 1.- Se obtienen los datos de proyección de la demanda (10), hasta el año 2015 que sería la vida útil del proyecto.
  - 2.- Con los datos de proyección de la demanda, se determinan las pérdidas de potencia en las dos condiciones, es decir con proyecto y sin el proyecto, llegando a determinar una ecuación de la siguiente forma:
- $$P_{Li} = 57.4 - 15.05 * P_{Dn} + 7.68 * P_{Dn}^2 \quad (6)$$
- 3.- Con los datos de pérdidas de potencia en cada año, se obtienen las pérdidas de energía en las dos condiciones del circuito, por diferencia se obtienen los respectivos ahorros.
  - 4.- Se determinan los costos que demandaría la ejecución de ésta actividad.

### 3.4 INSTALACION DE CAPACITORES.

Una línea de distribución se encuentra compuesta por elementos resistivos e inductivos, obteniéndose un circuito RLC. Al instalar un banco de capacitores se reduce la corriente inductiva  $I_L$  debido a la corriente reactiva capacitiva producida por el banco, la cual se encuentra 90 grados adelantada al vector de voltaje. Esto origina que el valor del ángulo disminuya, reduciéndose el valor de la corriente  $I$ , y por consiguiente el valor de las pérdidas disminuyen.

El instalar un banco de capacitores en un sistema de distribución, mejora el factor de potencia de la carga, lográndose los siguientes efectos:

- Libera una cierta capacidad del sistema (kVA).
- Reduce las pérdidas por efecto Joule de las líneas.
- Eleva los niveles de voltaje, por lo tanto mejora la regulación de voltaje.

Bajo estos conceptos se acepta como una metodología para reducir las pérdidas, en las redes de distribución.

A continuación se presenta la metodología utilizada (5) :

- 1.- Se simula un circuito típico, se analiza los

resultado de pérdidas obtenidos antes de instalar el banco de capacitores.

- 2.- Se determina la capacidad óptima del banco de capacitores, mediante el método gráfico (11), los que resultaron de 325 kVAR .
- 3.- Se simula nuevamente en el computador, el circuito típico, instalado el banco de capacitores, determinado en el numeral anterior, y se analiza el resultado de mejora de factor de potencia y su reducción de pérdidas. Se asume que ese porcentaje de reducción es el que se obtiene en otros alimentadores de iguales características.
- 4.- Se calculan los costos unitarios por kVAR, para determinar el costo total de la instalación del banco de capacitores.

### 3.5 PROGRAMA PARA OPTIMIZAR LA CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

Una forma de reducir las pérdidas en transformadores de distribución que se encuentran en operación es Optimizar su Capacidad, determinando el rango de mejor rendimiento, intercambiando la ubicación de los transformadores entre aquellos que se encuentran sobrecargados y los que se encuentran sobredimensionados, lo que ocasiona beneficios para la empresa tales como:

- Disminución del valor de las pérdidas en los transformadores.
- Mejor utilización de la capacidad instalada.
- Disminuye las compras de nuevas unidades.

Los transformadores de distribución pueden hasta duplicar sus porcentajes de pérdidas, si operan con cargas muy bajas (por las pérdidas en vacío), o muy altas (pérdidas combinadas de vacío y de carga).

Un resumen del procedimiento utilizado es el siguiente :

- 1.- Se calculan las pérdidas totales en el transformador para las dos condiciones de operación, mediante la siguiente ecuación:

$$P_T = 1.77 * \left[ \frac{P_k}{P_n} \right]^2 * [-0.064 * P_n^2 + 15.6 * P_n - 15.9] - 0.002 * P_n^2 + 3.32 * P_n - 2.06$$

(7)

donde:

$P_T$  = Pérdidas totales en el transformador.

$P_k$  = Potencia del transformador en el instante  $k$

$P_n$  = Potencia nominal del transformador.

- 2.- Se determina la zona de mejor rendimiento del transformador mediante la siguiente expresión:

$$h = \frac{P_k}{(P_k + P_T)} \quad (8)$$

Donde:

$h$  = Rendimiento del transformador.

$P_k$  = Potencia del transformador en el instante  $k$ .

$P_T$  = Pérdidas de potencia totales del transformador

- 3.- Las pérdidas de energía se calculan mediante el método exacto, se integra el valor de pérdidas de potencia en cada instante  $k$ , por sumatorio de los valores calculados en cada intervalo, se obtiene el valor de las pérdidas totales de la siguiente manera:

$$E_T = \sum_{j=1}^{24} \sum_{k=0}^3 P_{Tjk} * D_{jk} \quad (9)$$

Donde:

$k$  = Contador de intervalos a la hora  $k$

$j$  = Contador de horas

$E_T$  = Pérdidas de energía total del transformador.

$P_T$  = Pérdidas de potencia.

$D_{jk}$  = Intervalo de integración

Las pérdidas de energía se obtienen así

$$\% \text{ Per} = 1 - h$$

donde :

$\% \text{ Per}$  = Porcentaje de pérdidas de potencia en el transformador

- 4.- Por diferencia de las dos condiciones, se obtiene el ahorro respectivo tanto en potencia y energía por transformador.
- 5.- Se determinan los costos de inversión que representa el realizar esta actividad
- 6.- Se determinan el número de transformadores sobrecargados y sobredimensionados (14), y los ahorros que producirían, así como también el costo total.

### 3.6 PROGRAMA PARA REDES SECUNDARIAS

Al igual que en redes primarias, para reducir pérdidas en redes secundarias se pueden emprender varias soluciones como son: reemplazo de conductores, incremento de fases, reducción de longitud de circuitos o incremento de transformadores, y también se pueden reducir pérdidas mediante equilibrio de carga. Estas soluciones pueden ser afrontadas dependiendo de cada caso en forma individual o de manera combinada.

El fundamento teórico y la metodología utilizada para las distintas soluciones es prácticamente similar al descrito para alimentadores primarios, por lo que no es necesario repetirlos. En los numerales siguientes se presenta un resumen los resultados obtenidos.

#### INCREMENTO DE CALIBRE

En este caso se realiza la evaluación de 25 circuitos secundarios 14 urbanos y 11 rurales. Se corrió el programa para varios calibres de conductores y se determinan las reducciones de pérdidas de potencia y posteriormente las de energía mediante el factor de pérdidas. Se determina también la regulación de voltaje.

#### INCREMENTO DE NUMERO DE FASES

En el caso del incremento de fases para redes secundarias se va a considerar únicamente para el sector rural, ya que en este sector en la actualidad se tiene aún una cantidad considerable de redes de bajo voltaje monofásicos a dos conductores.

#### REDUCCION DE LONGITUD DE CIRCUITOS

Se pueden reducir pérdidas en redes secundarias acortando la longitud de los circuitos y por consiguiente disminuyendo los usuarios servidos por transformador. La reducción de longitud de circuitos secundarios implica el incremento de centros de transformación.

#### INCREMENTO DE CENTROS DE TRANSFORMACION

Al incrementar centros de transformación se están acortando la longitud de circuitos, por lo que todo el análisis realizado en el numeral anterior es válido para este caso.

## EQUILIBRIO DE CARGA

La Sección Distribución del Departamento de Operación y Mantenimiento de la E.E.A.S.A. durante el año 1995 ha venido desarrollando como parte del programa de mantenimiento de transformadores actividades de equilibrio de carga en redes secundarias de transformadores, en los cuales se detectaron desbalances superiores al 20 %. Se realiza esta actividad en 57 transformadores casi en su totalidad en el sector urbano (14).

## REMODELACION SECUNDARIOS.

De las soluciones propuestas anteriormente, si se revisa los casos individualmente para cada uno de los circuitos secundarios, se observa que implementar una u otra solución en forma individual, si bien cumplen con el objetivo de reducir pérdidas de energía, en la mayoría de casos no se cumple con el objetivo de reducir la caída de voltaje a los límites recomendados por las normas.

De lo anterior entonces se puede concluir que es necesario realizar una remodelación completa de las redes secundarias, es decir reducir la longitud de circuitos, adicionalmente cambiar conductores, incrementar fase, y complementar con el equilibrio de carga. De todas maneras habrá que realizar una evaluación preliminar para cada caso y determinar cuál es la solución más adecuada.

Como se puede observar en el cuadro anterior esta solución es la que cumple con los objetivos tanto de reducir los niveles de pérdidas, así como de cumplir con los márgenes de caída de voltaje a los límites establecidos por las normas. Indudablemente que los costos serán mayores, pero también los porcentajes de reducción de pérdidas son mayores que los otras soluciones propuestas.

### 3.7 PROGRAMA PARA ALUMBRADO PUBLICO.

#### REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA UTILIZANDO NUEVAS FUENTES DE ILUMINACIÓN

De los resultados obtenidos en la cuantificación de pérdidas de alumbrado público, se tiene que las pérdidas en balastos se pueden considerar constantes. Respecto a otros tipos de pérdidas, las que se tienen por falla del control del encendido de luminarias, estas siempre se van a producir ya que resulta inevitable la falla del elemento que controla el encendido de luminarias. Las pérdidas que se

producen por falta de capacitor son insignificantes, adicionalmente la empresa esta reemplazando paulatinamente este tipo de luminarias.

El objetivo primordial en cuanto al alumbrado público es optimizar el sistema con el reemplazo de luminarias de menor consumo y mayor eficiencia luminosa.

En cuanto a los niveles de iluminación como se indicó se pueden realizar los siguientes reemplazos.

- 1.- Reemplazo luminarias de Hg 125 W por luminarias de Na 70 W.
- 2.- Reemplazo luminarias de Hg 175 W por luminarias de Na 70 W.
- 3.- Reemplazo luminarias de Hg 250 W por luminarias de Na 150 W.

## 4 EVALUACION ECONOMICA

### 4.1 CONCEPTOS GENERALES

Las soluciones propuestas para reducir pérdidas en el numeral 5 deben ser evaluadas económicamente a fin de determinar las prioridades en los programas de inversiones que la empresa deberá emprender a mediano y largo plazo.

La evaluación de un proyecto se puede enfocar desde los puntos de vista económico y financiero. Respecto al económico, se toman en cuenta los beneficios y costos en términos de la economía en su conjunto y se determina la conveniencia para la sociedad de realizar o no un proyecto. Se deben realizar ajustes a los precios de mercado para eliminar las distorsiones que se tienen dentro del mismo.

Respecto al financiero la evaluación de los beneficios y costos se hace con los precios estrictamente de mercado establecidos para cada proyecto en particular. La evaluación financiera permite en este caso determinar la conveniencia o no para la empresa de realizar un proyecto.

En la aplicación se realiza la evaluación financiera, teniendo en cuenta la estructura actual del sector eléctrico ecuatoriano, en la que los costos económicos no recaen sobre las empresas distribuidoras.

### 4.2 INDICADORES BÁSICOS

Existen varios indicadores que permiten tomar criterios de decisión en la selección de

proyectos, estos son: la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto del proyecto (VPN), la tasa de oportunidad del proyecto (TOP), y la relación beneficio/costo (B/C), estos indicadores están inter relacionados, y para que un proyecto sea rentable deben cumplir las siguientes condiciones:

TIR > tasa de descuento.

VPN > 0.

TOP > / tasa de descuento.

B/C > 1 ( A mayor relación mayor prioridad tiene el proyecto).

El indicador económico que se utilizará en la evaluación de las soluciones propuestas será el de la relación B/C.

**Tasa de Descuento.** " La tasa de descuento es la tasa que refleja la pérdida de valor que a través del tiempo sufre la utilidad obtenida de una unidad de inversión adicional" (1).

La tasa de descuento utilizada en la mayoría de países en desarrollo y la que se utiliza en este estudio es del 12 % tomada sobre precios constantes (1)

#### 4.3 COSTOS DE INVERSION

Los costos de inversión son característicos para cada tipo de proyecto sea que se traten de instalaciones nuevas o de proyectos de remodelación o mantenimiento. Para este estudio los costos se desglosan de acuerdo al procedimiento que se aplica en la E.E.A.S.A y es el siguiente:

- Materiales
- Mano de obra
- Gastos Técnicos y Administrativos

#### 4.4 BENEFICIOS POR REDUCCIÓN DE PERDIDAS TÉCNICAS

La reducción de perdidas técnicas produce beneficios económicos por el ahorro de potencia y energía. Estos beneficios son valorados en lo que representa el costo unitario de la expansión del sistema eléctrico para un horizonte de tiempo dado, estos son los costos marginales con los cuales se valoran las pérdidas técnicas.

**Costo marginal.-** " El costo marginal es el costo en las etapas "aguas arriba" del elemento de la red en donde se origina la pérdida . Por ejemplo, el valor de los ahorros en líneas de medio voltaje (MV) corresponde a los costos ahorrados en generación, transmisión y transformación de alto voltaje a medio voltaje. " (2).

#### Costos Marginales de Potencia y Energía

Se consideran los costos de acuerdo a las tarifas en bloque de compra al INECEL. Para la Empresa Eléctrica Ambato en el año de 1995 se tienen los siguientes valores:

**Tarifa de energía promed : 70 = 0.021**  
(US.\$/kWh)

**Tarifa de potencia : 10,000 = 36.36**  
(US.\$/kW-año)

#### Costo Marginal de Potencia para Medio Voltaje :

Es el costo de la potencia comprada a INECEL incrementada por las pérdidas en alto voltaje más el costo marginal de la capacidad de los elementos en alto voltaje (35.6 US.\$/kW-año).

$$\text{CMP} = 36.36(1 + 0.027) + 35.6 = 72.9 \quad (\text{US.}\$/\text{kW-año})$$

#### Costo Marginal de Potencia para Bajo Voltaje:

Es el costo de la potencia para las pérdidas en medio voltaje multiplicado por las pérdidas en medio voltaje más el costo marginal de los elementos en medio voltaje (16.2 US.\$/kW-año)

$$\text{CMP} = 72.9(1 + 0.027) + 16.2 = 91.1 \quad (\text{US.}\$/\text{kW-año})$$

#### Costo Marginal de Energía:

Es el valor que se compra a INECEL a nivel de media tensión incrementado por las pérdidas a ese nivel de voltaje.

$$\text{CME} = 0.021(1 + 0.027) = 0.022 \quad (\text{US.}\$/\text{kWh-año}).$$

Para evitar los efectos de la inflación, tanto los beneficios como los costos se cuantifican a precios constantes de un año.

**Valor Presente.-** Los beneficios deben ser traídos a valor presente mediante la siguiente fórmula:

$$V P (B) = \sum_{j=0}^n \frac{B_j}{(1+r)^j} \quad (10)$$

B<sub>j</sub> = Beneficios en el año j

r = Tasa de descuento

n = Vida útil del proyecto



#### **4.5 ANALISIS COSTO BENEFICIO PARA REDES PRIMARIAS.**

Para la evaluación financiera de las soluciones propuestas al reducir pérdidas en redes primarias se realizaron las siguientes consideraciones:

La tasa de crecimiento de la demanda se considera del **5.97 %** del estudio realizado en la referencia (26).

El período de vida útil para redes primarias se considera 15 años.

Se considera que las pérdidas, si no se realizan inversiones, crecerán a la tasa de crecimiento de la demanda al cuadrado. Igualmente los ahorros al realizar inversiones serán crecientes a la tasa de crecimiento de la demanda al cuadrado.

Después de los análisis realizados, la mejor alternativa resulta la localización de capacitores.

#### **4.6 ANALISIS COSTO BENEFICIO PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION**

Para la evaluación financiera de las soluciones propuestas para al reducir pérdidas en transformadores de distribución se realizaron las siguientes consideraciones, similares a la del numeral 6.5, excepto en el período de vida útil en transformadores de distribución que se considera 12 años, teniendo en cuenta que el mayor porcentaje de transformadores se encuentran en la mitad de su periodo de vida útil.

El análisis arroja un resultado de beneficio-coste de 15.1

#### **4.7 ANALISIS COSTO BENEFICIO PARA REDES SECUNDARIAS.**

Para la evaluación financiera de las soluciones propuestas para al reducir pérdidas en redes secundarias se realizaron las siguientes consideraciones :

El período de vida útil para redes secundarias se considera 10 años.

Se considera que las pérdidas si no se realizan inversiones crecerán a la tasa de crecimiento de la demanda al cuadrado. Igualmente los ahorros al realizar inversiones serán crecientes a la tasa de crecimiento de la demanda al cuadrado.

El resultado obtenido al realizar la evaluación financiera para cada una de las soluciones

propuestas señala que es más conveniente equilibrar las fases.

#### **4.8 ANALISIS COSTO BENEFICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO.**

Para el análisis financiero de las 3 alternativas propuestas para ahorrar energía en el sistema de alumbrado público, se va a determinar la relación beneficio/costo, bajo las siguientes consideraciones:

El beneficio estará determinado por el ahorro de potencia y energía.

Se considera el valor de materiales recuperables con una calificación técnica de 0.2 para las luminarias de HG 125 W y HG 175 W. Para las luminarias de HG 250 W se asigna una calificación técnica de 0.4, considerando que se puede realizar la adaptación a sodio en la misma luminaria cambiando el balasto e incorporando el inyector.

El período de vida útil de la luminaria se asume 20 años.

El beneficio se obtiene de reemplazar la luminaria Hg 175 W por la Na de 70 W.

#### **4.9 PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO.**

Uno de los principales objetivos de la Empresa Eléctrica Ambato en el mediano plazo será seguir reduciendo sus pérdidas técnicas a márgenes dentro de los recomendados para países en vías de desarrollo, tomando en cuenta por supuesto la capacidad financiera de la empresa.

De los resultados obtenidos, las pérdidas en el sistema de distribución de la empresa para el año 1995 están en el orden del 9 %. Realizando una evaluación de la situación económica de la empresa a través de los presupuestos de inversiones que se han aplicado en los últimos tres años, y realizando una proyección para los próximos años, considerando que la situación se va a mantener más o menos estable, se propone como plan a mediano plazo reducir las pérdidas técnicas en los próximos 5 años en un 3 %, es decir que para finales del año 2000 el porcentaje de pérdidas técnicas en el sistema de distribución sea menor o igual al 6 %.

El mayor porcentaje de reducción de pérdidas se conseguirá en redes secundarias (2 %), en redes primarias se aspira conseguir una reducción del 0.92 %, mientras tanto que en

transformadores de distribución el objetivo es mantener el nivel de pérdidas en los rangos del año 1995.

Para cumplir con este objetivo, se proponen varios programas a nivel de alimentadores primarios, transformadores de distribución y redes secundarias, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

PROGRAMA	RELACION (B/C)
PRIMARIOS	0.28
TRANSFORMADORES	1.14
SECUNDARIOS	2.60
ALUMBRADO PUBLICO	1.70

## 5. CONCLUSIONES

Ante la crisis de energía eléctrica que ha tenido que afrontar el país durante los últimos años, y teniendo en cuenta que las soluciones definitivas al menos no se darán en el corto plazo, se hace imprescindible aprovechar al máximo la limitada capacidad de generación que dispone actualmente el país, reduciendo al mínimo las pérdidas de energía eléctrica, mediante la ejecución de programas de reducción de pérdidas técnicas y negras de acuerdo a las necesidades de cada de empresa.

Antes de emprender programas de reducción de pérdidas de energía eléctrica, es necesario conocer los niveles de las mismas, para lo cual se debe aplicar metodologías de evaluación de pérdidas técnicas sugeridas por organismos nacionales e internacionales tales como el OLADE, BANCO MUNDIAL, e INECCEL.

Los métodos utilizados para la evaluación de pérdidas, tanto el del Banco Mundial, como el del Olade tienen una diferencia de error mínima entre los dos, razón por lo que se utilizó las dos metodologías dependiendo de la información disponible.

Las pérdidas técnicas están presentes en todos los componentes del sistema eléctrico desde las plantas de generación hasta los equipos de los usuarios, y crecen en proporción geométrica con la demanda.

El presente estudio determinó que las pérdidas técnicas totales de energía en el sistema de la provincia de Tungurahua, es de 19,803 MWH que corresponde al 10.02 % de la energía disponible.

El factor de carga de alimentadores primarios depende del comportamiento de la carga, es así como en alimentadores que sirven al sector urbano comercial el factor de carga promedio es 0.63, en alimentadores que

tienen carga predominantemente industrial el valor es 0.75, en alimentadores rurales el factor de carga promedio es 0.45, mientras que para alimentadores que sirven a sectores residenciales se tiene un valor promedio de 0.56.

El comportamiento del factor de pérdidas depende también de la carga, para alimentadores predominantemente rurales el valor promedio es de 0.28, para alimentadores con carga industrial el valor promedio sube a 0.53, en tanto que para alimentadores con carga residencial el valor promedio es 0.36.

Las pérdidas técnicas calculadas en el sistema de distribución de la E.E.A.S.A, para el año de 1995, se encuentran dentro de márgenes razonables, sin embargo es posible seguir reduciéndolas hasta llegar a niveles recomendados por organismos internacionales.

De los resultados obtenidos, se concluye que el mayor porcentaje de pérdidas, se produce en los circuitos secundarios y transformadores de distribución, en un valor promedio del 6.4 %.

Respecto a alimentadores primarios, aquellos que tienen niveles de voltaje a 4160 V, son los que representan el mayor porcentaje de pérdidas, aproximadamente el 28.3 %, del total.

Programas de reducción, tales como el incremento de subestaciones para acortar las distancias de los alimentadores primarios, y cambios de niveles de tensión, son los que producen un mayor ahorro de potencia y energía, pero su rentabilidad financiera es muy baja por las cuantiosas inversiones que se tienen que efectuar.

Con el plan propuesto de reducción de pérdidas técnicas a mediano plazo hasta el año 2000, se recuperarían 19,900 MWH, lo que constituye un 6.4 % de la energía disponible proyectada para ese año.

El programa de reducción de pérdidas en transformadores de distribución, optimizando su capacidad, en sí no reduce el nivel de pérdidas, sin embargo nos permite evitar que estas se incrementen en el futuro.

De los programas propuestos para la reducción de pérdidas técnicas en redes secundarias se concluye, de manera general que es necesario efectuar una remodelación completa de las mismas, ya que las otras

soluciones propuestas, si bien cumplen con el objetivo de reducir pérdidas, no se obtienen resultados satisfactorios con las caídas de tensión, sin embargo, habrá que realizar un análisis individual para cada caso a fin de implementar la solución más conveniente.

## 6. REFERENCIAS

- 1.- Organización Latinoamericana de Energía OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para control de pérdidas eléctricas", Vol I y II, Quito, Ecuador, 1993.
- 2.- Banco Mundial, Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo, "Programa de mejoramiento de la eficiencia del sector eléctrico", Quito, Ecuador, mayo 1992.
- 3.- Norma Técnica Colombiana NTC - ISO 7870, "Gráficos de control", Santafé de Bogotá, 1995.
- 4.- Ing. Santiago Grijalva, "Nuevos métodos de evaluación de pérdidas en sistemas de distribución", Tesis E.P.N, Septiembre 1994.
- 5.- Empresa Eléctrica Bogotá, "Programa de reducción de pérdidas, periodo 1987 - 1992", Simposio Latinoamericano sobre control de pérdidas eléctricas, Bogotá - Colombia 1988.
- 6.- Dr. Leonardo Casas, "Cálculos técnicos en circuitos radiales de distribución primarios". Universidad Central de las Villas - Cuba.
- 7.- Ing. Héctor Bustos, Ing. Manuel Otorongo, "Reducción de pérdidas técnicas en circuitos secundarios", XIII Seminario de Distribución de Energía Eléctrica, Santa Elena - Mayo 1995.
- 8.- Ing Kléber Mayorga, "Análisis y selección de alternativas para optimizar la transferencia de potencia al Cantón Píllaro", Tesis E.P.N, F.I.E, Abril 1995.
- 9.- Ing. Leonardo Mazzacán, "Metodologías de evaluación y reducción de pérdidas técnicas en un sistema eléctrico", Simposio Latinoamericano sobre control de pérdidas eléctricas, Bogotá - Colombia 1988.
- 10.-Ing. Hernán Cepeda, Ing. Patricio Naranjo, "Diseño de la nueva red subterránea de la ciudad de Ambato", Ambato 1995.
- 11.-Yebra Maron, "Compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos", México 1990.
- 12.-Empresa Eléctrica Ambato, "Instalación de banco de capacitores de 600 KVAR en la subestación Samanga", Ambato 1996.
- 13.-Ing. Manuel Otorongo, Ing. Angel Silva, "Reducción de pérdidas técnicas en transformadores de distribución y alumbrado público", XIV Seminario de Distribución de Energía Eléctrica, Ibarra - Junio 1996.
- 14.-Empresa Eléctrica Ambato, Departamento de Operación y Mantenimiento, Sr. Manuel Otorongo "Programa de mantenimiento en transformadores de distribución" Noviembre 1995.
- 15.-Ecuatrán, "Protocolos de pruebas en transformadores de distribución".
- 16.-General Electric, "Protocolos de pruebas en transformadores de distribución".
- 17.-Westinghouse, "Protocolos de pruebas en transformadores de distribución".
- 19.-Ing. Víctor Orejuela, "Folletos de Distribución I y II", E.P.N, F.I.E, Quito 1984.
- 20.-Luis Gutiérrez, "Criterios y procedimientos para el análisis económico de los proyectos de reducción de pérdidas", Simposio Latinoamericano sobre control de pérdidas eléctricas, Bogotá - Colombia 1988.
- 21.- I. Bronshtein, K. Semendiaev, "Manual de matemáticas para estudiantes e ingenieros", Editorial MIR, Moscú 1982.
- 23.-Empresas concesionarias de Energía Eléctrica ELECTROBRAS, "Nova tarifa de energía eléctrica, metodología e aplicacao", Brasilia 1985.
- 24.-Ing. Mario Martín, Ing. Orlando Ramati, "Pérdidas de energía en la distribución", Montevideo, Uruguay, 1991.
- 26.- Empresa Eléctrica Ambato - INELIN, "Estudio de la proyección de la Demanda", Julio 1987.
- 27.- Ing. Víctor Orejuela, "Optimización del diseño eléctrico en las redes de distribución de media tensión", XI Seminario de Distribución de Energía Eléctrica, Guayaquil - Abril 1993.
- 29.- Ing. Joe Ruales, "Análisis de sensibilidad de pérdidas técnicas en el diseño de redes de Distribución" Tesis E.P.N, F.I.E, Junio 1995.
- 30.- Ing. Ramiro Rosero, "Evaluación de las pérdidas técnicas en sistemas de Distribución, aplicación al sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A", Tesis E.P.N, F.I.E, Enero 1994

## BIOGRAFIAS

Ing. Manuel Otorongo.

Ing. Angel Silva.

No disponibles al momento de la publicación.

Ing. Toapanta Oyos Milton.

Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional 1977. Estudios de Post-grado en Gerencia Empresarial, Escuela Politécnica Nacional, 1991.