

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**PROGRAMA DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN EL SISTEMA
DE DISTRIBUCION
DE LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.**

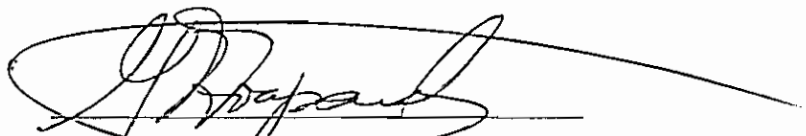
**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO
ELECTRICO, EN SISTEMAS DE POTENCIA.**

**MANUEL RIGOBERTO OTORONGO CORNEJO
ANGEL GONZALO SILVA GALARZA**

DICIEMBRE - 1996

CERTIFICADO

Certifico que el presente trabajo ha sido realizado en su totalidad por los Sres: Manuel Rigoberto Otorongo Cornejo y Angel Gonzalo Silva Galarza.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Milton A. Toapanta Ojos', written over a horizontal line. The signature is stylized and cursive.

Ing. Milton A. Toapanta Ojos.

^{ABDON}
DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

Nuestro sincero agradecimiento al Ingeniero Milton Toapanta por su acertada dirección en la elaboración de este trabajo.

A la Empresa Eléctrica Ambato S.A., especialmente al Ingeniero Héctor Bustos y a quienes de una u otra manera nos brindaron su valioso aporte para la realización del presente trabajo.

DEDICATORIA.

Con mucho cariño a mis padres
Manuel y Rosa, a mis hermanas
Julia y Laura, quienes siempre
me apoyaron a lograr el anhelo
de toda mi vida.

Manuel.

A mis padres, esposa y
hermanos quienes siempre
me apoyaron para
conseguir este objetivo.
Y a mis hijos que son la
ilusión de mi vida.

Angel Gonzalo.

INDICE

TEMA	PAGINA
CAPITULO I	
FUNDAMENTOS TEORICOS Y METODOLOGIA DE ESTIMACION	
1.1 INTRODUCCION.	1
1.1.1 Objetivo.	2
1.1.2 Alcance.	2
1.2 CRITERIOS GENERALES.	4
1.3 CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS.	4
1.3.1 Pérdidas técnicas.	4
1.3.1.1 Pérdidas asociadas con la variacion de la demanda.	5
1.3.1.2 Pérdidas independientes de la demanda.	5
1.3.2 Pérdidas no técnicas.	5
1.4 PERDIDAS POR SUBSISTEMA.	6
1.4.1 Definiciones básicas.	7
1.4.2 Pérdidas en alimentadores primarios.	8
1.4.3 Pérdidas en transformadores de distribución.	9
1.4.4 Pérdidas en redes secundarias.	10
1.4.5 Pérdidas en alumbrado público.	11
1.5 METOLOGIA DE ESTIMACION.	11
1.5.1 Estimacion de las pérdidas de potencia.	11
1.5.1.1 Método OLADE.	11
1.5.1.2 Método Banco Mundial.	12
1.5.2 Estimación de las pérdidas de energia.	12
1.5.3 Metodología para transformadores de distribución.	15
1.5.4 Metodología para alumbrado público.	17
1.6 METODOS ESTADISTICOS DE SELECCION DE MUESTRAS.	19
1.6.1 Tamaño de la muestra.	19

CAPITULO II

APLICACION AL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A. REGIONAL CENTRO NORTE.

2.1 INTRODUCCION.

DATOS GENERALES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA
E.E.A.S.A. 21

2.2 RECOLECCION DE LA INFORMACION. 24

2.2.1 Obtención de datos de campo. 24

2.2.2 Actualización de la información. 24

2.2.3 Registro de datos de carga en redes primarias. 25

2.2.4 Registro de datos en centros de transformación y
circuitos secundarios. 31

2.2.5 Actualización de la información del sistema de
alumbrado público. 32

2.3 CUANTIFICACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS. 33

2.4 CUANTIFICACION DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION. 37

2.5 CUANTIFICACION DE PERDIDAS EN REDES SECUNDARIAS. 42

2.6 CUANTIFICACION DE PERDIDAS EN ALUMBRADO PUBLICO. 46

2.6.1 Sistema de alumbrado público de la E.E.A.S.A. 46

2.6.2 Pérdidas en el balasto. 47

2.6.3 Pérdidas por bajo factor de potencia. 48

2.6.4 Pérdidas debido a fallas del control de encendido. 49

2.6.5 Pérdidas en luminarias no eficientes. 49

2.6.6 Cuantificación de las pérdidas en alumbrado
público. 50

2.6.6.1 Pérdidas en el balasto. 50

2.6.6.2 Pérdidas por bajo factor de potencia. 51

2.6.6.3 Pérdidas por fallas en el control de encendido. 51

2.6.6.4 Perdidas por utilización de luminarias de baja
eficiencia. 52

2.7 RESUMEN GENERAL DE PERDIDAS TECNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA E.E.A.S.A. 54

CAPITULO III

PROGRAMAS PARA LA REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA E.E.A.S.A.

3.1 PROGRAMA PARA ALIMENTADORES PRIMARIOS.	57
3.1.1 Incremento de calibre de conductores.	57
3.1.2 Incremento del número de fases.	57
3.1.3 Repartición de carga por alimentador.	64
3.1.4 Equilibrio de carga en alimentadores primarios.	68
3.1.5 Incremento de subestaciones.	72
3.1.6 Cambio del nivel de voltaje.	76
3.1.7 Instalación de condensadores.	81
3.1.8 Instalación de reguladores de voltaje.	83
3.2 PROGRAMA PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.	84
3.2.1 Optimización de la capacidad de los transformadores.	84
3.2.2 Programa de mantenimiento preventivo y correctivo.	88
3.2.2.1 Requerimientos para el mantenimiento.	89
3.2.2.2 Coordinación y ejecución de trabajos.	91
3.2.2.3 Evaluación de la información.	92
3.3 PROGRAMA PARA REDES SECUNDARIAS.	94
3.3.1 Incremento de calibre de conductores.	95
3.3.2 Incremento del número de fases.	96
3.3.3 Reducción de longitud de circuitos.	97
3.3.4 Incremento de centros de transformación.	98
3.3.5 Equilibrio de carga.	98
3.3.6 Remodelación de circuitos secundarios.	99
3.4 PROGRAMA PARA ALUMBRADO PUBLICO.	101
3.4.1 Reducción del consumo de energía utilizando nuevas fuentes de iluminación.	101
3.4.2 Programas de mantenimiento preventivo y correctivo.	103

CAPITULO IV

EVALUACION ECONOMICA.

4.1 CONCEPTOS GENERALES.	
4.1.1 Indicadores básicos.	105
4.1.2 Costos de inversión.	106
4.1.3 Beneficios por reducción de pérdidas técnicas.	107

4.2 ANALISIS BENEFICIO COSTO REDES PRIMARIAS.	109
4.3 ANALISIS BENEFICIO COSTO TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.	112
4.4 ANALISIS BENEFICIO COSTO REDES SECUNDARIAS.	113
4.5 ANALISIS BENEFICIO COSTO ALUMBRADO PUBLICO.	117
4.6 PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO.	119
4.7 PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS RECNICAS A LARGO PLAZO.	124

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	126
CONCLUSIONES.	126
RECOMENDACIONES.	131

A N E X O S.

ANEXO No: 1

METODO ESTADISTICO DE SELECCION DE MUESTRAS PARA OBTENCION DE DEMANDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.	133
--	-----

ANEXO No: 2

CURVAS DE CARGA EN ALIEMNTADORES PRIMARIOS, TRANSFORMADORES Y CIRCUITOS SECUNDARIOS.	141
--	-----

ANEXO No: 3

RESULTADOS DE FLUJOS DE CARGA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.	169
---	-----

ANEXO No: 4

DETERMINACION DE VALORES DE PERDIDAS PROMEDIO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.	180
---	-----

ANEXO No: 5

RESULTADO DE PERDIDAS DE POTENCIA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS MEDIANTE EL PROGRAMA CPS.	188
--	-----

ANEXO No: 6	
REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS.	194
ANEXO No: 7	
ANALISIS BENEFICIO COSTO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.	200
ANEXO No: 8	
ANALISIS BENEFICIO COSTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.	207
ANEXO No: 9	
ANALISIS BENEFICIO COSTO EN CIRCUITOS SECUNDARIOS.	209
ANEXO No: 10	
ANALISIS BENEFICIO COSTO EN ALUMBRADO PUBLICO.	215
ANEXO No: 11	
PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO ALIMENTADORES PRIMARIOS.	219
ANEXO No: 12	
PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A LARGO PLAZO.	238
ANEXO No: 13	
COSTOS REFERENCIALES DE MATERIALES Y MANO DE OBRA.	241
ANEXO No: 14	
LEVANTAMIENTO DE CAMPO PARA LA CUANTIFICACION DE PERDIDAS TECNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA E.E.A.S.A.	244
BIBLIOGRAFIA.	310

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TEORICOS Y METODOLOGIA DE ESTIMACION.

1.1 INTRODUCCION.

Ante las crisis de energía eléctrica presentadas 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 no desperdiciar la limitada capacidad de energía que disponemos, además de buscar formas de ahorrarla, mientras tanto se definan las políticas gubernamentales respecto al sector eléctrico.

Una forma de ahorro de 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 estudios ya realizados.

La Empresa Eléctrica Ambato ha venido ejecutando programas de remodelación de redes que han venido reduciendo paulatinamente los porcentajes de pérdidas técnicas, adicionalmente con la implementación de la Sección de Control de Pérdidas se han obtenido resultados satisfactorios en la reducción de las denominadas pérdidas negras o de comercialización. Sin embargo, se ve la necesidad de establecer un plan a mediano y largo plazo de reducción de pérdidas técnicas de acuerdo a las disponibilidades financieras de la empresa, para lo cual se requiere primeramente efectuar la cuantificación de las pérdidas técnicas para posteriormente establecer los programas a ejecutarse.

1.1.1 OBJETIVO.

El objetivo de esta tesis, es el de cuantificar las pérdidas técnicas a nivel del sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Ambato , en base a estudios y metodologías establecidas por organismos nacionales e internacionales, encargados de ejecutar estos estudios y programas.

En base a los resultados obtenidos de la cuantificación, establecer un plan de reducción de pérdidas técnicas a mediano y largo plazo, a niveles óptimos para nuestro medio, considerando aspectos técnicos y económicos.

1.1.2 ALCANCE.

El presente estudio se realizará para el Sistema de Distribución del área de concesión referente a la provincia de Tungurahua, cabe señalar que la Empresa Eléctrica Ambato también sirve a la provincia de Pastaza y al cantón Palora de la provincia de Morona Santiago. representando los clientes de la provincia de Tungurahua el 93 % de los clientes totales de la empresa.

El análisis se realizará para cada subsistema, que comprenden: alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias y alumbrado público.

Para cada subsistema se seleccionarán muestras representativas para cuantificar las pérdidas y se extrapolarán los resultados para el total del sistema de la provincia.

El plan de reducción de pérdidas se establecerá exclusivamente para pérdidas técnicas.

El trabajo se divide en 5 capítulos que se resumen de la siguiente manera:

El Capítulo 1 aborda criterios generales acerca de las pérdidas técnicas, en los diferentes subsistemas que componen un sistema eléctrico, posteriormente se describe la metodología de estimación a utilizarse en cada subsistema, en base a estudios realizados por el BANCO MUNDIAL, OLADE e INECCEL.

Se utilizarán los programas computacionales SICAP para el análisis de redes primarias y el CPS para redes secundarias.

En el Capítulo 2 se realiza una breve descripción del sistema de la Empresa Eléctrica Ambato, se indica el proceso seguido en la recolección y actualización de la información, y se cuantifican las pérdidas técnicas en cada subsistema en base a la metodología propuesta en el capítulo anterior.

En el Capítulo 3 se analizan varias alternativas de reducción de pérdidas para cada subsistema, a fin de determinar cual es la más conveniente de aplicarse complementada con el análisis económico.

En el Capítulo 4 se realiza la evaluación económica para cada una de las alternativas propuestas en cada subsistema en base a la relación beneficio/costo, y se propone un plan de reducción de pérdidas técnicas a mediano y largo plazo.

El capítulo 5 contiene las conclusiones y recomendaciones.

1.2 CRITERIOS GENERALES.

El alto costo que significa la producción de energía eléctrica, obliga a las empresas transportadoras y distribuidoras a reducir los márgenes de pérdidas, a fin de optimizar el uso de la capacidad instalada de generación.

Mejorando la eficiencia del sistema mediante la reducción de pérdidas, implica un menor requerimiento de capacidad instalada y menores gastos de operación, lo que a su vez representa un beneficio económico y social, no queriendo decir con esto que no haya necesidad de instalar nueva capacidad de generación en el futuro.

Las pérdidas de energía se presentan en mayor o menor grado en todos y cada uno de los elementos que conforman un sistema eléctrico, y se producen en todo instante de tiempo.

1.3 CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS.

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

- Pérdidas técnicas.
- Pérdidas no técnicas.

1.3.1 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, crecen en proporción geométrica a la demanda.

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

1.3.1.1 PERDIDAS ASOCIADAS CON LA VARIACION 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)

$$P_L = I^2 * R \quad (1.1)$$

En donde:

P_L = Pérdidas en el elemento del sistema (W).
 I = Corriente que circula por el elemento (A).
 R = Resistencia del elemento (Ω).

1.3.1.2 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.

1.3.2 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.

Desde el punto de vista macroeconómico, no constituyen una pérdida real para la economía, dado que la energía que no se factura es utilizado por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra a nivel general. Sin embargo para la empresa distribuidora representa una pérdida económica y financiera, ya que sólo recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que suministra. (1)

1.4 PERDIDAS POR SUBSISTEMA.

Para el estudio de pérdidas técnicas en un sistema eléctrico, es conveniente dividir al sistema en un conjunto de subsistemas, para lograr ciertas simplificaciones en los cálculos.

La E.E.A.S.A al ser una empresa netamente distribuidora, sus subsistemas serían los siguientes (1):

- Subsistema de subtransmisión.
- Subsistema de transformadores de subtransmisión AT/MT.
- Subsistema de alimentadores primarios.
- Subsistema de transformadores de distribución MT/BT.
- Subsistema de alumbrado público.

1.4.1 DEFINICIONES BASICAS

En los distintos métodos que se utilizan para la evaluación de pérdidas técnicas se realizan algunas aproximaciones en base a unos conceptos básicos que vamos a definir a continuación.

DEMANDA.- "Es la suma de la potencia de la carga y de las pérdidas de potencia correspondientes en un instante determinado, de un usuario, conjunto de usuarios, o de un sistema (1)".

FACTOR DE CARGA.- "Es la relación entre la demanda media de la carga y la demanda máxima de la carga (1)".

$$FC = \frac{\text{Demanda media}}{\text{Demanda máxima}} \quad (1.2)$$

FACTOR DE PERDIDAS.- "se define como la relacion del promedio de las pérdidas de potencia, en un ciclo de carga dado, y las pérdidas de potencia durante la demanda máxima (11)".

$$FP = \frac{(\text{Demanda promedio})^2}{(\text{Demanda máxima})^2} \quad (1.3)$$

FACTOR DE UTILIZACION.- "es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal instalada de un elemento o de un sistema (1)".

$$Fu = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad nominal instalada}} \quad (1.4)$$

DEMANDA MAXIMA.- "Es la mayor demanda ocurrida durante un período específico de tiempo, incluye la potencia de la carga y de las pérdidas (1)".

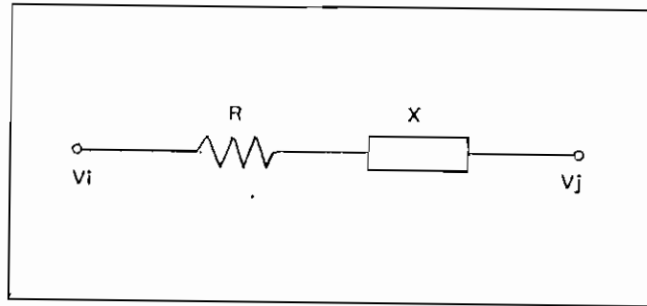
RENDIMIENTO.- "Es la relación dada como porcentaje de la energía de entrada de un sistema y la energía de salida de éste (1)".

$$\eta = \frac{\text{Energía entrada}}{\text{Energía salida}} \quad (1.5)$$

1.4.2 PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

Las pérdidas en alimentadores primarios están asociados principalmente con la resistencia de los conductores, y las corrientes que circulan por los mismos.

Debido a que los voltajes son relativamente bajos (< 115 KV.), las pérdidas de potencia por efecto corona son muy pequeñas, por lo que se puede despreciar, igualmente los valores de suceptancia de las líneas de distribución son muy pequeños por lo que se desprecian, entonces el modelo de la línea de distribución se puede representar de la siguiente manera:



En donde:

V_i = Voltaje en el punto i (V)

V_j = Voltaje en el punto j (A)

R = Resistencia de la línea (Ω)

X = Reactancia de la línea (Ω)

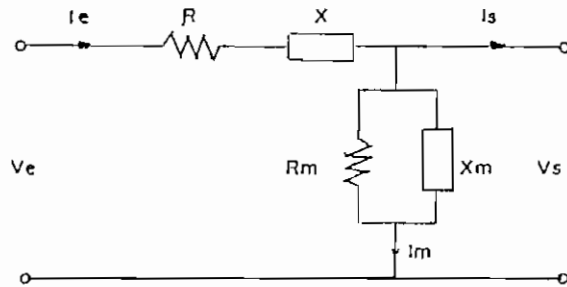
1.4.3 PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

En los transformadores de distribución se presentan dos tipos de pérdidas:

1.- Las pérdidas que varían con la demanda y están relacionadas directamente con la resistencia de los arrollamientos del transformador; a estas se las denomina pérdidas en el cobre.

2.- Las pérdidas que están asociadas al valor del voltaje aplicado y están relacionadas con las corrientes de excitación del transformador, a estas se las denomina pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío.

A un transformador se puede modelar de la siguiente manera:



En donde:

I_e = Corriente de entrada (A).

I_s = Corriente de salida (A).

V_e = Voltaje de entrada (V).

V_s = Voltaje de salida (V).

R = Resistencia serie (asocia pérdidas en el cobre). (Ω)

X = Reactancia serie. (Ω)

R_m = Resistencia paralelo (asocia pérdidas en el hierro). (Ω)

X_m = Reactancia paralelo. (Ω)

I_m = Corriente asociada con la excitación del transformador (A).

1.4.4 PERDIDAS EN REDES SECUNDARIAS.

Al igual que en los alimentadores primarios, las pérdidas en redes secundarias están relacionadas con la resistencia de los conductores y las corrientes que circulan por los mismos.

1.4.5 PERDIDAS EN ALUMBRADO PUBLICO.

Las pérdidas en alumbrado están relacionadas principalmente por las que se producen en las reactancias o balastos y estas son constantes, adicionalmente se tiene pérdidas en menores cantidades debido a luminarias que se encuentran encendidas durante el día, pérdidas producidas por luminarias que no disponen de condensador, y también se puede hablar de pérdidas por el uso de luminarias con baja eficiencia.

1.5 METODOLOGIA DE ESTIMACION.

En el análisis de pérdidas técnicas existen metodologías mas o menos simplificadas y otras simplificadas, las mismas que se aplican dependiendo de la información disponible.

En el presente trabajo se aplicarán dos metodologías básicas:

1.5.1 ESTIMACION DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA.

1.5.1.1 METODO OLADE.- Determina las pérdidas de potencia en base a la corridas de fujos de carga y se ajusta una función que relaciona las pérdidas con la demanda total, obteniendose un modelo de la forma (1).

$$P_{Li} = C_1 + C_2 * P_{Di} + C_3 * P_{Di}^2 \quad (1.7)$$

En donde:

P_{Li} = Pérdidas de potencia en el instante i .

P_{Di} = Demanda del sistema en el instante i .

C_1, C_2, C_3 = Constantes de proporcionalidad.

1.5.1.2 METODO BANCO MUNDIAL.-- De una muestra de alimentadores primarios de los que se obtiene las pérdidas de potencia, se calcula una constante K que depende de las características principales del circuito como son la demanda y su longitud (2).

$$K = \frac{P_{Lmax}}{MW^2 * L} \quad (1.8)$$

Donde:

P_{Lmax} = pérdidas de potencia a demanda máxima (KW).

K = constante de proporcionalidad (KW/MW² * km).

MW = demanda máxima del sistema (MW).

L = longitud del circuito (km).

1.5.2 ESTIMACION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA.

Similarmente a lo descrito anteriormente las dos organizaciones determinan las pérdidas de energía de manera diferente:

1.5.2.1 METODO OLADE.- Conocidos los valores de pérdidas de potencia en cada instante i , se calculan las pérdidas de energía mediante un proceso de integración con la siguiente ecuación (1):

$$P_{Ei} = P_{Li} * t_i \quad (1.9)$$

En donde:

P_{Ei} = pérdidas de energía en el instante i (KWH).

t_i = intervalo de tiempo en el instante i.

1.5.2.2 METODO BANCO MUNDIAL.- Conocido los valores de pérdidas de potencia a demanda máxima se calculan las pérdidas de energía con la siguiente ecuación (2):

$$P_E = P_{Lmax} * f_p * T \quad (1.10)$$

En donde:

P_E = pérdidas de energía en el periodo T
(KWH).

T = periodo de evaluación.

f_p = factor de pérdidas.

1.5.2 METODOLOGIA PARA ALIMENTADORES PRIMARIOS.

La estimación de las perdidas de energía en un circuito primario parte del conocimiento de la demanda máxima del alimentador a nivel de subestacion, que se determina mediante datos medidos en hora de demanda máxima.

A continuación se presenta el resumen del procedimiento básico a seguirse para la estimación de pérdidas.

- 1.- Se realiza el levantamiento de la información de campo del circuito primario que se va a estudiar, en lo concerniente a: calibre de conductores, distancias entre centros de transformación, ~~tipos de estructuras~~, capacidad nominal de los transformadores.
- 2.- Obtener datos de las demandas activas y reactivas, factor de potencia, voltajes, del alimentador a nivel de subestación.
- 3.- Calcular las demandas en cada punto del sistema, generalmente se lo realiza en los transformadores de distribución.
- 4.- Determinar las pérdidas de potencia activa en el alimentador primario mediante la corrida de un flujo de carga.
- 5.- Determinar las pérdidas de energía mediante la ecuación 1.10.
- 6.- Se determina el porcentaje de pérdidas del subsistema con la siguiente expresión.

$$P_E(\%) = \frac{P_E}{E} \quad (1.11)$$

En donde:

P_E = pérdidas de energía (KWH).

E = energía disponible en el sistema (KWH).

En los alimentadores que no ha sido posible obtener la

los flujos de carga respectivos, las pérdidas de potencia se calcula determinando una constante de pérdidas " K " (ecuación 1.8), obtenida de la muestra de alimentadores que se corren flujos de carga.

La fórmula que relaciona las pérdidas de potencia activa con la demanda máxima del circuito, longitud y la constante K es la siguiente:

$$P = K*d^2*L \quad (1.12)$$

En donde:

P = Pérdidas de potencia. (KW)

K = Constante que representa las pérdidas de la muestra $[KW/(MW^2.Km)]$.

D = Demanda máxima (MW).

L = Longitud del alimentador (Km).

1.5.3 METODOLOGIA PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

La metodología a seguirse para la evaluación de las pérdidas en transformadores de distribución es la siguiente:

- 1.- Se debe obtener los datos de pérdidas de potencia en vacío y en el cobre de los principales proveedores de transformadores a la empresa.
- 2.- Se obtiene las pérdidas de potencia en vacío del transformador, dato obtenido de los catalogos proporcionados por el fabricante.
- 3.- Se calcula las pérdidas de potencia en los devanados mediante la siguiente ecuación (1):

(1.13)

$$P_{cui} = P_{cun} * \left(\frac{D_i}{D_n} \right)^2$$

En donde:

P_{cui} = pérdidas en el cobre en el instante i

P_{cun} = pérdidas en el cobre a carga nominal.

D_i = demanda en el instante i , a una condición de carga i , generalmente se utiliza la demanda máxima del transformador.

D_n = Demanda del transformador a carga nominal.

- 4.- Se calculan las pérdidas de energía del transformador mediante la siguiente ecuación:

(1.14)

$$P_E = P_0 * T + P_{cu} * f_p * T$$

En donde:

P_E = pérdidas de energía totales .

P_0 = pérdidas de potencia en vacío.

f_p = factor de pérdidas del transformador.

T = período de estimación.

- 5.- Se determina el porcentaje de pérdidas en el subsistema mediante la ecuación 1.11

1.5.4 METODOLOGIA PARA REDES SECUNDARIAS.

El procedimiento para la evaluación en redes secundarias es similar al descrito para alimentadores primarios, si se hace una analogía entre subestación y transformador, y entre número de transformadores y número de usuarios.

Un resumen del procedimiento básico es el siguiente:

- 1.- Se realiza el levantamiento de la información de campo del circuito secundario que se va a estudiar, en lo concerniente a: calibre de conductores, distancias entre postes, tipos de estructuras, número de usuarios por poste.
- 2.- Obtener datos de las demandas activas y reactivas, factor de potencia, voltajes, a nivel del transformador.
- 3.- Calcular las demandas en cada punto del sistema, generalmente se realiza en función del número de usuarios y de su demanda máxima unitaria.
- 4.- Determinar las pérdidas de potencia activa en el alimentador primario mediante la corrida de un flujo de carga.
- 5.- Determinar las pérdidas de energía mediante la ecuación 1.10.
- 6.- Se determina el porcentaje de pérdidas de energía en el subsistema mediante la fórmula 1.11.

1.5.5 METODOLOGIA PARA ALUMBRADO PUBLICO.

Las pérdidas en alumbrado público están dadas principalmente por las pérdidas que se producen en las reactancias o balastos, las luminarias que se encuentran encendidas durante el día, que es un porcentaje muy pequeño respecto al total, también se tiene pérdidas de energía en las luminarias que no disponen de condensador, estos casos se tienen principalmente en luminarias antiguas, que de todas maneras no es una cantidad representativa.

Las pérdidas en balastos se determinarán en base a catálogos de los fabricantes, como se dispone de la cantidad y tipo de luminarias ya se puede determinar las pérdidas de potencia totales. Para determinar las pérdidas de energía se asume un funcionamiento promedio diario de 12 horas.

Para determinar las pérdidas debido a luminarias que se encuentran encendidas durante el día, de los reportes de mantenimiento de alumbrado público se obtendrá un promedio mensual del número de luminarias que se han encontrado encendidas en un mes, se determinará una potencia promedio de luminaria de las más comúnmente utilizadas, se asumirá un tiempo promedio que la luminaria permanece encendida hasta que acuda el personal de mantenimiento a efectuar la reparación. Los resultados obtenidos para un mes, se proyectan para un año.

En cuanto a las pérdidas producidas por luminarias que no disponen de condensador, se tomará una muestra y se determinará el porcentaje de este tipo de luminarias. Se asumirá un circuito típico con un número de luminarias determinado, calibres de conductor, e interdistancia entre luminarias. De catálogos de fabricantes se obtendrá la diferencia de corriente cuando la luminaria opera con

condensador y cuando opera sin condensador, y luego se calculará las pérdidas de potencia por efecto Joule en los conductores de la red de bajo voltaje. Con el tiempo de funcionamiento de la luminaria se obtendrá las pérdidas de energía.

El objetivo principal respecto al alumbrado público antes que la reducción de pérdidas técnicas; será, la reducción del consumo de energía mediante la utilización de fuentes de iluminación más eficientes con un menor consumo de energía, es decir se hará un análisis para reemplazar luminarias de vapor de mercurio de 400 W, 250 W, 175 W, por luminarias de vapor de sodio de 250 W, 150 W, y 70 W., con lo cual se podrá obtener a futuro un ahorro considerable de energía.

1.6 METODOS ESTADISTICOS DE SELECCION DE MUESTRAS.

En razón de la gran cantidad de circuitos primarios, transformadores, y circuitos secundarios, no sería factible el cálculo de las pérdidas en cada uno de ellos por la gran cantidad de información que habría que recolectar y procesar, lo que demandaría tiempo y recursos considerables, por lo cual se hace necesario extrapolar los resultados obtenidos a través de las muestras para todo el sistema.

1.6.1 TAMAÑO DE LA MUESTRA.

El tamaño de la muestra se determinará en base a fórmulas estadísticas y a las disponibilidades de recursos y personal para realizar la investigación. La fórmula que

se utilizará es la que se detalla a continuación.

$$n = \frac{z^2 \cdot N \cdot p \cdot q}{e^2 \cdot (N-1) + z^2 \cdot p \cdot q} \quad (1.15)$$

En donde:

$z^2 = 1.96$ para un grado de confianza $(1-\alpha)$ del 95%

e = Error aceptable (5-10%)

p = Probabilidad de ocurrencia (50%)

q = Probabilidad de no ocurrencia (50%)

N = Universo estratificado.

n = Tamaño de la muestra.

$z^2 = Z$: Es el valor que separa una area $\alpha/2$ en la cola del lado derecho de la curva de distribución normal.

CAPITULO II

APLICACION AL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA
ELECTRICA AMBATO S.A. REGIONAL CENTRO NORTE.

2.1 INTRODUCCION.

DATOS GENERALES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA
ELECTRICA AMBATO S.A. REGIONAL CENTRO NORTE.

Area de concesión: Provincias de Tungurahua, Pastaza,
Morona Santiago (Cantones Palora y
Huamboya).

Número de clientes:

Total:	110.214
Tungurahua:	102.261
Pastaza:	6.561
Palora:	1.392

Potencia demandada (1995): 46 MW.

Consumo de energía (1995): 216,633,692 KWH

Generación propia:

Hidráulica:	Central Península:	5,024,535 KWH
Térmica	: Central LLigua:	4,649,040 KWH
	Central Batán:	3,393,897 KWH
	Total	13,067,472 KWH

Puntos de entrega del SNI:

Subestación Ambato:	54,158,423 KWH
Subestación Totoras:	149,407,797 KWH

Nivel de voltaje de subtransmisión: 69 KV.

El sistema de subtransmisión opera en anillo normalmente abierto.

Subestaciones: 12 según el siguiente detalle.

<u>Nombre</u>	<u>Potencia</u> (MW)	<u>Voltaje</u> (KV)	<u>FP</u>	<u>TAP</u>
Oriente	15	69/13.8	0.43	3
Samanga	10	69/13.8	0.41	3
Atocha	10	69/13.8	0.42	3
Huachi	10	69/13.8	0.36	3
Montalvo	5	69/13.8	0.23	3
Pelileo	10	69/13.8	0.31	3
Baños	5	69/13.8	0.56	3
Puyo	5	69/13.8	0.38	3
Batán	5	13.8/4.16	0.44	4
Loreto	3	13.8/4.16	0.72	4
Península	5	13.8/4.16/6.9	-	-
Hospital	2.5	13.8/4.16	0.44	4
TOTAL	80.5			

Pérdidas totales en el cobre: 10.7 Kw

Pérdidas totales en el hierro: 5.4 Kw

Alimentadores: 38 según el siguiente detalle.

<u>Voltaje 13.8 KV.</u>		<u>Voltaje 4.16 KV.</u>
Olímpica	Huambaló	Espejo
Universidad	Pelileo	Bellavista
Totoras	Patate	Hospital
Catiglata	Río Verde	Central
Ingahurco	Baños	Perez de Anda
Ficoa	Pítitic	Vicentina
Qhisapincha	Quero-Cevallos	
Av. Las Américas	Tisaleo	
Píllaro	Sur	
Norte	Bolívar	
P.I.A.	Shell Mera	
Av. Atahualpa	Central (Puyo)	
Pasa	Circunvalación	
Miraflores	Tarqui-Palora	
Sta Rosa	Capricho	
	Tena	

No de Transformadores: 5.400 - Potencia (89 MVA)

No de Luminarias: 16.061 - Potencia (3.2 MW)

2.2 RECOLECCION DE INFORMACION.

La información utilizada para el presente trabajo, es la disponible en la Sección Distribución, en lo concerniente a:

- Configuración de alimentadores primarios.
- Curvas de carga de alimentadores primarios.
- Curvas de carga diaria, de centros de transformación y redes secundarias.
- Bases de datos de transformadores de distribución.
- Base de datos de alumbrado público.
- La información en redes secundarias prácticamente no existía, razón por la cual se tuvo que realizar todo el levantamiento de la información.

2.2.1 OBTENCION DE LOS DATOS DE CAMPO.

La obtención de la información eléctrica de los circuitos, tanto en alimentadores primarios, como en circuitos secundarios, se realizó con los grupos de trabajo de la sección Distribución del Departamento de Operación y Mantenimiento, los cuales fueron capacitados previamente en las actividades a realizarse.

La recopilación de la información se hizo en formularios previamente establecidos, una parte de esta información se presenta en el Anexo No 14.

2.2.2 ACTUALIZACION DE LA INFORMACION.

La actualización de la información se ha realizado para alimentadores primarios, centros de transformación y alumbrado público, y comprende lo siguiente:

- Incremento de ramales monofásicos y trifásicos, puntos de seccionamiento, cambio de calibre de conductores en alimentadores primarios.

- Incremento, cambio, y reubicación de centros de transformación.

- Incremento, cambio y reubicación de luminarias.

2.2.3 REGISTRO DE DATOS EN REDES PRIMARIAS.

Los registros de demanda de cada alimentador primario, se obtuvo de la siguiente manera.

- 1.- Se recopiló la información existente de la Sección Subestaciones, relacionado a los partes diarios de cada subestación del sistema.

- 2.- Se tabularon los valores máximos de voltaje, corriente y factor de potencia ocurridas en cada hora para cada alimentador, durante todo el año 1995.

- 3.- Se determinó la demanda máxima promedio ocurrida en el año, a cada hora, en cada alimentador obteniéndose de esta manera la curva de carga típica en cada alimentador, que se puede observar en el Anexo No 2.1, en el cuadro No 2.2.1, se indica los resultados obtenidos en 6 alimentadores, y en el cuadro No 2.2.2 se indica un resumen de los resultados más importantes obtenidos de éste proceso, que son necesarios para la determinación de las pérdidas técnicas.

En el anexo No 1 se encuentra con mayor detalle el método estadístico (3) utilizado para determinar

estos valores

- 4.- Se obtuvo la curva de demanda a nivel de alimentadores primarios para todo el sistema y para los alimentadores de la provincia como se indica en el cuadro No 2.2.3, y mediante el proceso de integración se obtuvo la energía disponible a nivel de primarios como se indica en el cuadro No 2.2.4, información fundamental para establecer el porcentaje de pérdidas de energía.

CUADRO No 2.2.1

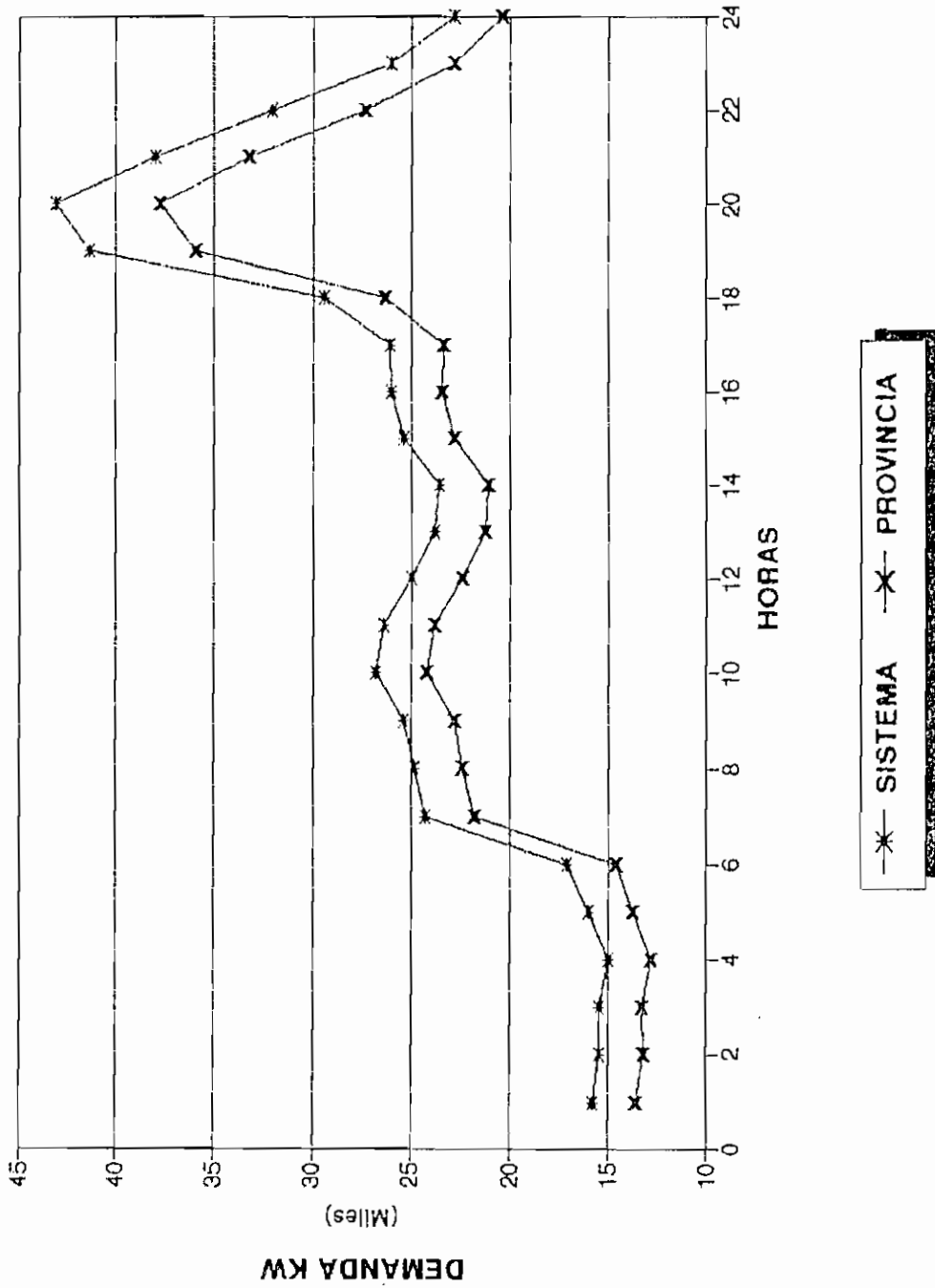
DATOS ESTADISTICOS DE DEMANDAS
DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

HORAS	Olimpica KW	Unlversidad KW	Totoras KW	Catiglata KW	Espejo KW	Bellavista KW
1	629	182	488	600	236	110
2	562	182	488	660	236	110
3	614	145	488	620	236	110
4	547	145	493	610	236	110
5	623	182	508	610	236	110
6	746	228	660	600	236	110
7	1,097	385	806	1,000	473	220
8	1,189	399	789	1,000	473	220
9	1,248	488	813	1,080	473	220
10	1,298	483	826	920	473	220
11	1,248	496	807	1,110	473	220
12	1,123	452	767	1,100	473	220
13	1,038	318	664	920	473	220
14	1,024	288	602	720	473	220
15	1,100	484	741	800	678	208
16	1,376	512	763	800	710	210
17	1,826	508	758	820	707	201
18	2,270	561	957	800	789	208
19	2,605	704	1,586	980	773	356
20	2,150	741	1,675	1,000	650	367
21	1,838	685	1,497	850	532	333
22	1,571	574	1,111	730	383	230
23	968	421	783	620	297	196
24	610	251	430	650	297	196
KWH/ANO	29,300	9,813	19,497	19,600	11,016	4,925
F CARGA	0.54	0.55	0.49	0.74	0.58	0.56
F PERDI	0.34	0.36	0.31	0.57	0.39	0.35
CONSTANT	0.19	0.22	0.30	0.15	0.21	0.15

CUADRO No 2.2.2
DATOS ESTADISTICOS PROMEDIOS DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

ALIMENTADOR	SECTOR	VOLTAJE KV	FACTOR POTENCIA	DEMANDA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	FACTOR DE PERDIDAS
				KW	KVAR		
INGAHURCO	URBANO	13.8	0.97	1,300	326	0.57	0.37
OLIMPICA	URBANO	13.8	0.93	2,604	1,029	0.54	0.36
ATAHUALPA	URBANO	13.8	0.94	2,737	993	0.58	0.38
UNIVERSIDAD	URBANO	13.8	0.93	740	292	0.55	0.36
FICOA	URBANO	13.8	0.94	1,601	581	0.58	0.37
MIRAFLORES	URBANO	13.8	0.94	1,967	714	0.56	0.36
BOLIVAR	URBANO	13.8	0.97	297	74	0.73	0.6
AMERICAS	URBANO	13.8	0.94	2,339	849	0.68	0.48
BAÑOS	URBANO	13.8	0.95	1,190	391	0.51	0.3
BELLAVISTA	URBANO	4.16	0.97	369	92	0.56	0.35
HOSPITAL	URBANO	4.16	0.94	1,734	629	0.67	0.48
ESPEJO	URBANO	4.16	0.97	789	198	0.58	0.39
CENTRAL	URBANO	4.16	0.95	1,612	530	0.62	0.55
PEREZ DE ANDA	URBANO	4.16	0.95	1,414	465	0.67	0.5
VICENTINA	URBANO	4.16	0.95	273	90	0.36	0.17
PILLARO	RURAL	13.8	0.94	2,402	872	0.47	0.25
SANTA ROSA	RURAL	13.8	0.94	750	272	0.65	0.48
PASA	RURAL	13.8	0.94	1,968	714	0.45	0.29
QUISAPINCHA	RURAL	13.8	0.94	797	289	0.52	0.29
PILISHURCO	RURAL	13.8	0.94	188	68	0.65	0.44
RIO VERDE	RURAL	13.8	0.94	255	93	0.67	0.46
PITITIG	RURAL	13.8	0.94	445	162	0.68	0.48
HUAMBALO	RURAL	13.8	0.94	908	330	0.46	0.28
PELILEO	RURAL	13.8	0.94	2,214	804	0.64	0.44
PATATE	RURAL	13.8	0.94	1,113	404	0.52	0.32
TOTORAS	RURAL	13.8	0.94	1,675	608	0.49	0.31
P.I.A	RURAL	13.8	0.94	288	105	0.63	0.47
NORTE	RURAL	13.8	0.94	1,541	559	0.98	0.62
QUERO - CEVALL	RURAL	13.8	0.94	1,672	607	0.41	0.36
SUR	RURAL	13.8	0.94	409	148	0.44	0.26
CATIGLATA	RURAL	13.8	0.94	1,110	403	0.74	0.57
TISALEO	RURAL	13.8	0.94	420	152	0.29	0.15

**CUADRO No 2.2.3
CURVA DE DEMANDA**



CUADRO No 2.2.4
CURVA DE DEMANDA
ALIMENTADORES PRIMARIOS

HORAS	SISTEMA PROVINCIA		
	KW	KW	
1	15,798	13,598	
2	15,429	13,229	
3	15,446	13,246	
4	14,996	12,796	
5	16,008	13,708	
6	17,086	14,586	
7	24,246	21,746	
8	24,879	22,379	
9	25,371	22,771	
10	26,753	24,153	
11	26,384	23,784	
12	25,008	22,408	
13	23,783	21,233	
14	23,563	21,063	
15	25,363	22,813	
16	25,970	23,470	
17	26,074	23,374	
18	29,405	26,305	
19	41,370	35,970	
20	43,064	37,764	
21	38,045	33,245	
22	32,072	27,272	
23	25,989	22,789	
24	22,771	20,371	
ENERGIA	220,777,185	194,935,185	KWH/AÑO
F CARGA	0.59	0.59	
F PERDIDAS	0.37	0.37	

En el cuadro 2.2.5 se hace una comparación entre los resultados calculados mediante el proceso descrito y los obtenidos mediante mediciones, observándose que los márgenes de errores son pequeños entre los dos valores.

Cuadro 2.2.5 Comparación entre datos medidos y calculados de energía del sistema de la EEASA (Tungurahua).

DESCRIPCION	DATOS REALES KW	DATOS APROXIMADOS KW	ERROR %
ENERGIA SISTEMA	216.633.692	223.647.288	3.24
ENERGIA SISTEMA PRIMARIOS	214.041.501	220.777.185	3.14
ENERGIA PROVINCIA PRIMARIOS	187.452.570	194.935.185	3.99

2.2.4 REGISTRO DE DATOS EN CENTROS DE TRANSFORMACION Y CIRCUITOS SECUNDARIOS.

Los registros de demanda de cada alimentador se obtuvo de la siguiente manera:

- 1.- Se seleccionó previamente los circuitos secundarios, que representan la muestra para la evaluación de las pérdidas, de tal que manera que abarque todo tipo de consumo de los usuarios.
- 2.- Se verificó en la base de datos de transformadores, aquellos que tenían registros de demanda máxima o su curva de carga, en aquellos que no se tenía esos datos se procedió a instalar los registradores de carga, de preferencia en los días lunes, que es el de mayor demanda en el sistema, en el Anexo No 2.2 se indican algunas curvas obtenidas por estos equipos.

3.- Se asumió que las curvas obtenidas es el comportamiento típico de la red secundaria y del transformador en razón que no se disponía de información histórica.

2.2.5 ACTUALIZACION DE LA INFORMACION DE ALUMBRADO PUBLICO.

La información inicial del Sistema de Alumbrado Público se obtuvo mediante un censo de luminarias, en la que participó el personal de mantenimiento de alumbrado público. Este censo se realizó en toda la Provincia de Tungurahua. Para el procesamiento de la información obtenida, se elaboró un programa computacional en FOXPRO, el cual también se utiliza para mantener actualizada la base de datos, con las nuevas incorporaciones o retiros.

2.3 CUANTIFICACION DE LAS PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

De acuerdo a la metodología propuesta en el numeral 1.5.1 la evaluación de las pérdidas en los circuitos primarios fue la siguiente:

- 1.- Se realizó el levantamiento de campo para cada alimentador primario seleccionado, la información obtenida fue básicamente relacionada a:
 - Calibre de conductores.
 - Tipo de estructuras.
 - Distancias entre secciones.
- 2.- Se obtiene los datos de demanda máxima, factor de potencia y voltaje a nivel de subestación, para cada alimentador.
- 3.- De la base de datos de transformadores existente en la Sección Distribución de la Empresa se obtiene los datos de potencia nominal de los transformadores.
- 4.- Con la ayuda del programa computacional SICAP, se corre flujos de carga en condiciones de demanda máxima, en la que se determina las pérdidas de potencia para 19 alimentadores, en el anexo No 3 se presenta los resultados obtenidos por este programa para el alimentador CENTRAL y FICOA.

Para los 13 alimentadores restantes se determinó las pérdidas de potencia en función de la constante K, determinada de los circuitos que se corrieron flujos de carga, calculada mediante la ecuación 1.8, su aplicación a cada circuito fue establecida mediante correlación con

circuitos semejantes (1) que fuerón determinados en base a la similitud de sus curvas de carga obtenidas en el numeral 2.2.3, en las que se determinó 2 tipos básicamente:

- Curva tipo urbano.
- Curva tipo rural.

5.- Se determinó las pérdidas de energía para cada alimentador mediante la ecuación 1.10, que por conveniencia se vuelve a enunciar.

$$P_E = P_{Lmax} * f_p * T$$

donde:

f_p : factor de pérdidas para cada alimentador determinado de las curvas de carga promedio, obtenidas en el numeral 2.2.3

En los cuadros 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3, y 2.3.4 se pueden observar los resultados obtenidos para cada alimentador y las pérdidas totales de energía, los resultados totales obtenidos de la suma de los valores de los cuadros enunciados, se desglosan en pérdidas de los alimentadores que dan servicio a la zona urbana de la provincia, y en aquellos que dan servicio a la zona rural.

6.- Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía del subsistema de alimentadores primarios mediante la aplicación de la ecuación 1.11

$$\% P_E = \frac{P_E}{E} * 100$$

Lo que determina que el porcentaje de pérdidas de energía en el subsistema es 1.71 %

CUADRO No 2.3.3
 PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA
 ALIMENTADORES PRIMARIOS URBANOS
 FLUJOS DE CARGA PROGRAMA SICAP

ALIMENTADOR	VOLTAJE MEDIDO KV	DEMANDA MAXIMA KW	FACTOR POTENCIA	LONGITUD Km	PERDIDAS POTENCIA KW	FACTOR K	PERDIDAS ENERGIA KWH/AÑO
BELLAVISTA	4.16	368	0.97	4.46	8.77	14.62	26,659
HOSPITAL	4.15	1,734	0.94	6.42	40.43	2.09	167,810
ESPEJO	4.04	789	0.97	2.82	10.04	5.72	33,810
CENTRAL	4.04	1,012	0.95	4.05	79.03	7.51	375,664
PEREZ DE A. VICENTINA	4.04	1,414	0.95	5.84	77.65	6.85	335,459
	4.04	273	0.95	1.77	4.40	33.35	6,458
		6,190	0.96	25.36	220.32	11.64	945,860

CUADRO No 2.3.4
 PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA
 ALIMENTADORES PRIMARIOS URBANO, RURALES
 APROXIMADOS MEDIANTE CONSTANTE K

ALIMENTADOR	VOLTAJE MEDIDO KV	DEMANDA MAXIMA KW	FACTOR POTENCIA	LONGITUD Km	PERDIDAS POTENCIA KW	FACTOR K	PERDIDAS ENERGIA KWH/AÑO
BANOS	13.6	1,190	0.95	36	26.64	0.52	70,003
RIO VERDE	13.6	255	0.94	47	1.18	0.39	4,751
PITITIG	13.6	445	0.94	13	0.99	0.39	4,176
HUAMBALO	13.7	908	0.94	43	13.66	0.39	33,546
PELILEO	13.7	2,214	0.94	45	85.10	0.39	327,993
PATATE	13.7	1,113	0.94	55	25.28	0.39	73,660
TOTORAS	13.7	1,675	0.94	36	38.96	0.39	106,813
P.J.A	13.7	288	0.94	7	0.71	1.22	2,905
NORTE	13.7	1,541	0.94	17	49.07	1.22	266,525
QUERO - CEV, SUR	13.7	1,672	0.94	36	38.63	0.39	122,440
CATIGLATA	13.7	409	0.94	12	0.77	0.39	1,764
TISALEO	13.7	1,110	0.94	2	3.00	1.22	9,446
		420	0.94	16	1.02	0.39	1,341
		13,240		364	286.23		1,024,383

ENERGIA SISTEMA KWH 194,935,165
 PERDIDAS DE ENERGIA KWH 3,333,635
 % PERDIDAS ENERGIA 1.71

PERDIDAS DE ENERGIA URBANOS KWH 1,548,011
 FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO KWH 0.4
 % PERDIDAS DE ENERGIA 0.79

PERDIDAS DE ENERGIA RURALES KWH 1,787,624
 FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO KWH 0.36
 % PERDIDAS DE ENERGIA 0.92

CUADRO No 2.3.1
 PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA
 ALIMENTADORES PRIMARIOS URBANOS
 FLUJOS DE CARGA PROGRAMA SICAP

ALIMENTADOR	VOLTAJE MEDIDO KV	DEMANDA MAXIMA KW	FACTOR POTENCIA	LONGITUD Km	PERDIDAS POTENCIA KW	FACTOR K	PERDIDAS ENERGIA KWH/AÑO
INGAHURCO	13.8	1,300	0.97	4.38	3.00	0.41	9,772
OLÍMPICA	13.8	2,804	0.93	7.02	20.03	0.42	58,941
ATAHUALPA	13.8	2,737	0.94	25.78	63.68	0.33	209,471
UNIVERSIDAD	13.8	740	0.93	8.65	2.92	0.62	9,192
FICCA	13.8	1,801	0.94	12.53	15.17	0.37	48,534
MIRAFLORES	13.8	1,987	0.94	13.71	18.94	0.38	59,119
BOLIVAR	13.8	297	0.97	1.41	0.12	0.96	652
LAS AMERICAS	13.8	2,339	0.94	8.29	32.39	0.71	134,487
		13,786	0.95	81.82	156.25	0.52	530,148

CUADRO No 2.3.2
 PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA
 ALIMENTADORES PRIMARIOS RURALES
 FLUJOS DE CARGA PROGRAMA SICAP

ALIMENTADOR	VOLTAJE MEDIDO KV	DEMANDA MAXIMA KW	FACTOR POTENCIA	LONGITUD Km	PERDIDAS POTENCIA KW	FACTOR K	PERDIDAS ENERGIA KWH/AÑO
PILLARO	13.7	2,402	0.94	178.33	187.84	0.16	378,833
SANTA ROSA	13.7	750	0.94	13.98	4.07	0.69	19,349
PASA	13.7	1,966	0.94	120.43	159.30	0.34	403,135
QUISAPINCHA	13.8	797	0.94	41.11	11.81	0.44	29,266
PILISHURCO	13.8	188	0.94	16.06	0.89	1.22	2,661
		6,105	0.94	369.91	344.11	0.39	833,244

2.4 CUANTIFICACION DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

Para determinar las pérdidas en transformadores de distribución se va a introducir un concepto que nos permite calcular las pérdidas de los transformadores por alimentador al que se le denomina TRANSFORMADOR EQUIVALENTE (2).

TRANSFORMADOR EQUIVALENTE.- " Es el transformador mediante el cual se asume que el comportamiento de la carga en el alimentador es el mismo en el transformador (30)".

La determinación de su valor se lo realiza mediante la siguiente ecuación (2):

$$T_{eq} = \frac{KVA}{N} \quad (2.1)$$

Donde:

- T_{eq} = transformador equivalente del alimentador (KVA).
 KVA = Son los KVA nominales instalados en el alimentador se obtiene de la suma de las potencias nominales de los transformadores (KVA).
 N = número de transformadores del alimentador

Con la introducción del criterio anterior y con la metodología propuesta en el numeral 1.5.2 se presenta a continuación un resumen de como se obtuvo las pérdidas en éste subsistema:

- 1.- Se obtiene la capacidad equivalente del transformador para cada alimentador, mediante la aplicación de la

fórmula 2.1:

En aquellos alimentadores que no se disponía de la información necesaria para determinar el transformador equivalente promedio, se tomo el valor promedio resultante de los cuatro alimentadores rurales que se corrieron flujos de carga, el número total de transformadores para el resto del sistema se obtuvo de la diferencia del número total de transformadores menos el número de transformadores de aquellos alimentadores que se corrieron flujos de carga.

- 2.- Se obtiene los valores de pérdidas de potencia promedio en vacío y con carga para los transformadores, los que se muestran a continuación.

Cuadro 2.4.1 Perdidas en vacío y con carga promedio para transformadores de distribución.

P NOMINAL KVA	Po (W)	Pcu (W)
10	31	238
15	47	363
25	80	596
37.5	120	855
50	159	1078
75	236	1418
100	311	1661

El procedimiento de como se obtuvo los valores respectivos se encuentran con mayor detalle en el Anexo No 4.

- 3.- Se determina las pérdidas de potencia en vacío para cada alimentador con la siguiente fórmula:

$$Po_T = n * Po \quad (2.2)$$

Donde:

Po_T = pérdidas en vacío totales del alimentador (KW).

n = número de transformadores del alimentador.

Po = pérdidas en vacío del transformador equivalente (KW).

3.- Se determina las pérdidas con carga, mediante la ecuación 1.13 , donde D_i es la demanda máxima del alimentador y D_n son los KVA instalados del alimentador, la división de estos conceptos, es el del FACTOR DE UTILIZACION del alimentador, definido en el capítulo 1, por lo que la ecuación 1.13 es equivalente a la siguiente:

$$Pcu_T = Pcu_n * Fu^2 * n \quad (2.3)$$

Donde:

Fu = es el factor de utilización del transformador equivalente promedio, cuyo valor es el mismo determinado para el alimentador primario.

Pcu_n = pérdidas en el cobre a carga nominal del transformador equivalente (KW).

El factor de utilización para los transformadores restantes del sistema fue determinado del valor promedio de los alimentadores rurales que se corrierón flujos de carga.

- 4.- Se calcula las pérdidas de energía totales mediante la ecuación 1.14 que es la siguiente:

$$P_{ET} = PO_T * T + Pcu_T * fP * T$$

donde:

fp = factor de pérdidas del transformador equivalente promedio, cuyo valor es el mismo del alimentador primario obtenidos en el numeral 2.2.3 cuadro No 2.2.2

T = periodo de estimación (horas)

En el cuadro No 2.4.1 se pueden observar los resultados obtenidos para cada alimentador y las pérdidas totales de energía.

- 6.- Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía del subsistema de transformadores de distribución mediante la aplicación de la ecuación 1.11

Lo que determina que el porcentaje de pérdidas de energía en el subsistema es 2.6 %.

CUADRO No 2.4.1
 PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA
 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

CIRCUITO	No TRAFO8	TRAFO PROMEDIO KVA	FACTOR UTILIZACION Fu	Po		Po TOTAL		PERDIDAS ENERGIA		Pcu TOTAL		PERDIDAS ENERGIA KWH
				W	KW	KW	KWH	W	KW			
CENTRAL	54	75	0.45	265	14.31	125,356	1630	17.82	85,876			
PEREZ DE ANDA	30	50	0.69	218	6.54	57,290	1090	15.57	68,190			
MICENTINA	6	45	1.00	218	1.31	11,458	1090	6.54	9,739			
BOLIVAR	8	160	0.26	480	3.84	33,638	2729	1.48	7,757			
ESPEJO	33	50	0.50	218	7.19	63,019	1090	8.99	30,722			
JINGAHURCO	36	150	0.34	480	17.28	151,373	1583	6.59	21,352			
BELLAVISTA	30	50	0.38	218	6.54	57,290	1090	4.72	14,477			
OLIMPICA	129	75	0.34	236	30.44	266,689	1418	21.15	62,981			
UNIVERSIDAD	54	75	0.18	236	12.74	111,637	1418	2.48	7,824			
FICOA	108	75	0.25	236	25.49	223,275	1418	9.57	31,023			
MIRAFLORES	116	50	0.29	159	18.44	161,569	1078	10.52	33,165			
QUISAPINCHA	122	15	0.43	47	5.73	50,230	363	8.19	20,802			
PILISHURCO	28	15	0.49	47	1.32	11,528	363	2.44	9,406			
LAS AMERICAS	56	50	0.76	159	8.90	77,999	1078	34.87	146,615			
PILLARO	457	15	0.37	47	21.48	189,156	363	22.71	49,736			
HOSPITAL	56	50	0.56	218	12.21	106,942	1090	19.14	80,489			
SANTA ROSA	38	75	0.33	236	8.97	78,560	1418	5.87	24,674			
AV ATAHUALPA	48	45	0.47	159	7.63	66,856	1078	11.43	38,049			
PASA	288	15	0.52	47	13.54	118,575	363	26.27	56,956			
RESTO DEL SISTEM.	3703	15	0.43	47	174.04	1,524,598	363	248.54	783,797			
	5400				397.95	3,486,042		486.89	1,583,631			

194,935,185

5,069,673

2.60

KWH

KWH

KWH

3,486,042

1.79

KWH

KWH

1,583,631

0.81

KWH

KWH

ENERGIA DEL SISTEMA

PERDIDAS DE ENERGIA

% PERDIDAS DE ENERGIA

PERDIDAS DE ENERGIA VAGO

% PERDIDAS DE ENERGIA VAGO

PERDIDAS DE ENERGIA COBRE

% PERDIDAS DE ENERGIA COBRE

2.5 CUANTIFICACION DE LAS PERDIDAS EN REDES SECUNDARIAS.

De acuerdo a la metodología propuesta en el numeral 1.5.3 la evaluación de las pérdidas en los circuitos secundarios fue la siguiente:

- 1.- Se realizó el levantamiento de campo para cada circuito secundario seleccionado, la información obtenida fue básicamente relacionada a:
 - Calibre de conductores.
 - Tipo de estructuras.
 - Distancias entre postes.
 - Número de usuarios por poste.
- 2.- Se obtiene los datos de demanda máxima, factor de potencia y voltaje a nivel del transformador, para cada circuito.
- 3.- Se obtiene la demanda máxima unitaria de los abonados, la que es calculada mediante la fórmula siguiente:

$$D_{max}(u) = \frac{D_{max} * FD}{N} \quad (2.4)$$

Donde:

- D max = Demanda máxima del transformador (KVA).
 D max (u) = demanda máxima unitaria (KVA).
 FD = Factor de diversidad en función del número de abonados, su valor se obtiene de las guías de diseño de la Empresa (18).
 N = número total de abonados del circuito secundario.

- 4.- Con la ayuda del programa computacional CPS, se corre flujos de carga en condiciones de demanda máxima, en la que se determina las pérdidas de potencia para cada circuito secundario, en el Anexo No 5, se presenta los resultados obtenidos por este programa para una muestra de los transformadores seleccionados.
- 5.- Se determina las pérdidas de energía para cada circuito mediante la ecuación 1.10, que por conveniencia se la vuelve a enunciar.

$$P_E = P_{Lmax} * f_p * T$$

donde:

f_p : factor de pérdidas del circuito secundario cuyo valor fue determinado de sus curvas de carga diaria.

- 6.- Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía del subsistema de circuitos secundarios mediante la ecuación 1.11

En el cuadro 2.5.1 se resumen los resultados obtenidos de los cálculos de pérdidas para cada uno de los circuitos secundarios de la muestra seleccionada, así como también los resultados para el total de la muestra, y para el total del sistema.

Lo que nos determina que el porcentaje de pérdidas de energía en el subsistema es 3.86 %.

CUADRO 2.5.1 CUANTIFICACION DE PERDIDAS REDES SECUNDARIAS

TRAFIO No	URBANO RURAL U/R	LONG. RED Km.	Demanda(U) (KVA)	TIPO	No Ah.	F.P.	CAIDA	DEMANDA	PERDIDAS DE	ENERGIA	PERDIDAS ENERGIA	
							TENSION %	MAX KW	POTENCIA KW	KWH-AÑO	KWH-AÑO	%
2048	U	0.733	3.60	B	60	0.33	8.9	73.5	4.78	143080	13818	9.7
274	U	0.735	2.00	C	102	0.30	9.5	66.1	4.64	272483	12189	4.5
101	U	0.351	2.00	C	66	0.37	5.1	44.5	1.94	194144	6275	3.2
1483	U	0.397	2.13	C	61	0.56	4.42	44.1	1.40	385432.7	6848	1.8
2370	U	0.800	2.17	C	67	0.28	10.9	49.0	5.49	203305	13468	6.6
781	U	0.545	2.20	C	45	0.32	5.6	35.0	1.99	130345	5584	4.3
9	U	0.685	2.43	C	74	0.33	7.3	59.9	4.66	273020	13457	4.9
270	U	0.820	2.60	C	82	0.32	6.2	70.3	3.25	274356	9108	3.3
156	U	0.355	2.61	C	91	0.32	11.4	77.8	5.35	368285	14997	4.1
2377	U	0.640	2.63	C	50	0.25	11.0	45.8	4.09	183292	8959	4.9
129	U	0.520	2.70	C	134	0.55	21.0	115.3	13.83	743505	66618	9.0
130	U	0.300	3.53	C	66	0.47	6.0	78.5	2.14	463550	8823	1.9
1950	U	1.075	1.33	D	115	0.31	16.1	49.3	6.18	159074	16785	10.6
100	U	0.300	1.36	D	83	0.36	3.9	21.2	0.96	168969	3179	1.9
2157	U	0.960	1.60	D	187	0.26	9.0	93.8	6.49	403960	15914	3.9
1931	U	1.100	1.62	D	44	0.23	9.0	25.3	2.17	64382	3045	4.7
329	U	0.300	1.70	D	37	0.31	3.4	23.0	0.85	105514	2306	2.2
153	U	0.529	1.74	D	103	0.30	13.3	65.5	8.99	363905	23615	6.5
162	U	0.485	1.74	D	45	0.27	1.9	34.4	0.58	156069	1369	0.9
335	U	0.683	1.77	D	116	0.36	5.21	66.1	2.27	1099015	7168	0.7
155	U	0.310	1.64	D	89	0.30	4.4	61.4	1.96	287620	5151	1.8
2367	U	0.360	1.87	D	53	0.30	3.4	34.2	0.78	156296.7	2039	1.3
2378	U	0.658	1.90	D	112	0.34	11.4	75.0	5.71	373395	17007	4.6
154	U	0.366	1.90	D	98	0.31	4.7	60.4	1.80	309253	4912	1.6
1415	R	0.975	1.50	D	32	0.61	7.6	18.0	0.86	126370	4618	3.7
400-401	R	1.125	1.53	D	41	0.16	25.7	22.5	6.35	63568	6903	14.0
1698	R	0.700	1.68	D	36	0.31	5.44	24.8	1.45	456250	3938	0.9
704	R	0.960	0.15	E	50	0.22	6.1	2.6	0.17	9800	335	3.4
718	R	1.010	0.25	E	30	0.32	10.9	2.6	0.30	13636	833	6.1
1728	R	1.010	0.25	E	39	0.21	8.7	3.5	0.30	17727	561	3.2
716	R	0.810	0.47	E	51	0.21	23.9	8.3	1.99	45858	3653	8.0
715	R	0.380	0.60	E	28	0.17	11.9	6.0	0.71	14461	1062	7.3
1566	R	1.670	0.60	E	28	0.14	20.0	6.5	1.69	16757	2071	12.4
714	R	0.315	0.76	E	16	0.23	9.1	5.4	0.70	16900	1406	7.5
703	R	0.765	0.82	E	30	0.37	19.8	9.3	2.43	47249	7889	16.7
658	R	0.620	0.95	E	7	0.22	1.95	3.9	0.06	3645	119	3.3
660	R	1.270	0.95	E	24	0.22	5.47	9.1	0.36	12499	690	5.5
711	R	0.250	0.99	E	5	0.30	3.8	3.3	0.12	16144	323	2.0
530	R	1.460	1.10	E	44	0.25	30.1	17.2	3.50	69657	7872	11.0
378	R	1.385	1.14	E	35	0.22	24	14.7	3.86	54695	7439	13.6

KWH %

ENERGIA DE LA MUESTRA SECTOR URBANO
ENERGIA DE LA MUESTRA SECTOR RURAL
ENERGIA DE LA MUESTRA TOTAL

7282251
987016
8269267

PERDIDAS DE ENERGIA SECTOR URBANO
PERDIDAS DE ENERGIA SECTOR RURAL
PERDIDAS DE ENERGIA TOTALES MUESTRA

282634 3.9
51515 5.2
334149 4.0

PROMEDIO FACTOR DE PERDIDAS SECTOR URBANO		0.34
PROMEDIO FACTOR DE PERDIDAS SECTOR RURAL		0.26
PROMEDIO FACTOR DE PERDIDAS SECTOR URBANO Y RURAL		0.31
PROMEDIO DE CAIDA DE TENSION SECTOR URBANO		8.0
PROMEDIO DE CAIDA DE TENSION SECTOR RURAL		13.4
LONGITUD PROMEDIO DE RED SECTOR URBANO (Km)		0.583
LONGITUD PROMEDIO DE RED SECTOR RURAL (Km)		0.919
LONGITUD PROMEDIO DE RED SECTOR URBANO Y RURAL (Km)		0.717
DEMANDA MAXIMA MUESTRA SECTOR URBANO (KW)		1369.3
DEMANDA MAXIMA MUESTRA SECTOR RURAL (KW)		157.8
DEMANDA MAXIMA MUESTRA SECTOR URBANO Y RURAL		1527.1
	KW	%
PERDIDAS DE POTENCIA SECTOR URBANO	92.3	6.7
PERDIDAS DE POTENCIA SECTOR RURAL	24.9	15.8
PERDIDAS DE POTENCIA SECTOR URBANO Y RURAL	117.1	7.7
ENERGIA DISPONIBLE A NIVEL DE SECUNDARIOS (MWH)		106397
ENERGIA DISPONIBLE DEL SISTEMA DISTRIBUCION (MWH)		104935
PERDIDAS DE ENERGIA TOTALES EN SECUNDARIOS (MWH)		7532
PERDIDAS DE ENERGIA RESPECTO AL SISTEMA DE DISTRIBUCION (%)		3.86

2.6 CUANTIFICACION DE PERDIDAS EN ALUMBRADO PUBLICO.

En alumbrado público las pérdidas se producen en el balasto de las luminarias y estas son constantes. Además se tienen pérdidas por luminarias que se encuentran encendidas durante el día por falla del elemento que controla el encendido, también se tiene pérdidas que están asociadas a la red de baja tensión en circuitos en los cuales las luminarias no disponen de condensador.

Adicionalmente se puede considerar como pérdidas para la empresa la utilización de luminarias de baja eficiencia.

2.6.1 SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO DE LA EEASA.

Para efectos de este trabajo se va a considerar el sistema de alumbrado público correspondiente a la provincia de Tungurahua del cual se lleva actualizada una base de datos. El análisis se hará con datos registrados hasta diciembre de 1995.

Las luminarias instaladas por la EEASA en un 98 %, son de vapor de mercurio y sodio, el 2 % restante corresponde a otros tipo de luminarias principalmente reflectores tipo yodín, para el presente análisis únicamente se van a considerar las luminarias de vapor de sodio y mercurio.

Del número total de luminarias instaladas por la Empresa, un 70 % se encuentran en el sector urbano de la provincia y de sus respectivos cantones y un 30 % se encuentran en el sector rural de la provincia.

En el cuadro 2.6.1 se resume las cantidades y tipos de luminarias de mercurio y sodio instaladas en la provincia de Tungurahua hasta diciembre de 1995.

Cuadro 2.6.1 Sistema de alumbrado público Provincia de Tungurahua (año 1995).

TIPO	POT. LUM. (KW)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (MW)	ENERGIA TOTAL (MW-H)
HG125	138	5806	0.80	3509
HG175	192	4509	0.87	3792
HG250	269	1098	0.30	1294
HG400	422	17	0.01	31
NA70	80	621	0.05	218
NA150	170	1243	0.21	926
NA250	274	1366	0.37	1639
NA400	432	1002	0.43	1896
TOTAL		15662	3.04	13305

Demanda máxima provincia: 43 MW

Consumo energía provincia: 194935 MWH-AÑO

DEMANDA DEL A.P. RESPECTO AL TOTAL DEL SISTEMA: 7.2 %

ENERGIA RESPECTO AL TOTAL DEL SISTEMA : 6.8 %

CANTIDAD DE LUMINARIAS DE MERCURIO : 11930 73 %

CANTIDAD DE LUMINARIAS DE SODIO : 4232 27 %

CONSUMO DE LUMINARIAS DE MERCURIO : 1.97 MW 65 %

CONSUMO DE LUMINARIAS DE SODIO : 1.06 MW 35 %

2.6.2 PERDIDAS EN EL BALASTO.

Las pérdidas en el balasto están asociadas al efecto joule que se producen por calentamiento de la bobina, estas pérdidas son proporcionales a la potencia de la luminaria y siempre estarán presentes, ya que las luminarias de descarga en gases que son las más utilizadas en alumbrado

público necesariamente requieren de un balasto para su funcionamiento.

2.6.3 PERDIDAS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA.

Otro tipo de pérdidas que está asociado al balasto es la que se produce por el bajo factor de potencia del mismo. Se da el caso que en algunas luminarias de modelos antiguos y otras de fabricación artesanal no disponen del condensador que es el elemento que sirve para compensar el bajo factor de potencia, esto trae como consecuencia que se incremente la corriente de funcionamiento de la luminaria, lo que a su vez causa que se incremente las pérdidas en las redes de alimentación que dan servicio a la luminaria.

2.6.4 PERDIDAS DEBIDO A FALLAS DEL CONTROL DE ENCENDIDO.

Otra causa que produce pérdidas de energía, es la debida a fallas del elemento que controla el encendido (fotocélula), que provoca que la luminaria funcione innecesariamente en horas del día en que se tiene luz solar, este caso aunque no es muy frecuente, sin embargo es necesario mencionarlo y tomarlo en cuenta.

2.6.5 PERDIDAS EN LUMINARIAS NO EFICIENTES.

Como ya se mencionó anteriormente se podría considerar como pérdidas para la empresa la utilización de luminarias no eficientes, ya que, se puede obtener un ahorro considerable de energía reemplazando luminarias de menor consumo pero de mayor rendimiento luminoso, tal es el caso de la utilización de luminarias de vapor de sodio alta presión en lugar de las luminarias de vapor de mercurio. De todas maneras hay que señalar que la empresa actualmente factura a sus clientes el consumo del alumbrado público, por lo que no representa una pérdida en términos económicos en cuanto al consumo de energía, aunque la empresa tenga que asumir los costos de mantenimiento.

En el cuadro 2.6.2 se presentan los niveles de iluminación medios medidos en luminarias de mercurio y sodio de distintas potencias.

Cuadro 2.6.2 Niveles de iluminacion medios
medidos en luminarias de Hg y Na.

LUMINARIA TIPO NIVELES MEDIOS DE ILUMINACION
(luxes)

Mercurio 125 W	2.0 - 3.5
Mercurio 175 W	3.5 - 4.5
Mercurio 250 W	6.0 - 9.0
Sodio 70 W	5.7 - 6.5
Sodio 150 W	7.0 - 8.5

De los resultados obtenidos se puede notar claramente por ejemplo que con la luminaria de sodio de 70 W se tiene mayores niveles de iluminación medio que con las luminarias de mercurio de 125 y 175 W.

En el caso de la luminaria de Na 150 W se tienen niveles de iluminación similares que con las luminarias de mercurio de 250 W.

2.6.6 CUANTIFICACION DE LAS PERDIDAS EN ALUMBRADO
PUBLICO.

Se van a cuantificar las pérdidas de energía en el sistema de alumbrado público de la E.E.A.S.A. en la provincia de Tungurahua con datos que se han obtenido a finales de de diciembre de 1995.

2.6.6.1 PERDIDAS EN EL BALASTO.

Las pérdidas en los balastos para los diferentes tipos de luminarias se obtuvieron de los catálogos de los fabricantes, como se tiene el registro de la cantidad de luminarias de cada tipo se determinan las pérdidas de energía total de los balastos.

Pérdidas de energía en balastos:	1179	MWH-AÑO
Porcentaje respecto al total del sistema:	0.60	%

2.6.6.2 PERDIDAS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA.

Como ya se mencionó anteriormente estas pérdidas se producen por las luminarias que no disponen de condensador para corregir el bajo factor de potencia de los balastos, sin embargo en el sistema de la EEASA actualmente existen pocas luminarias principalmente de mercurio de 125 W que presentan esta condición, se puede considerar su efecto despreciable.

2.6.6.3 PERDIDAS POR FALLAS DEL CONTROL DE ENCENDIDO.

Para cuantificar estas pérdidas se obtuvieron de los reportes de mantenimiento de alumbrado público un promedio mensual de luminarias que se han encontrado encendidas durante el día. Se asume que las luminarias permanecen encendidas un promedio de 24 horas, hasta que el personal realice la reparación correspondiente.

Respecto a la potencia se asume el promedio de las potencias de las luminarias mas comunes que se utilizan en el sistema de alumbrado público, dando un valor de 195 W.

Los resultados son los siguientes:

Número de luminarias por mes:	70
Promedio en horas:	24
Potencia promedio (vatios):	195
Pérdidas de energía mensual (KWH):	328
Pérdidas de energía anual (MWH):	120

Porcentaje respecto al consumo del sistema : 0.06 %

2.6.6.4 PERDIDAS POR UTILIZACIÓN DE LUMINARIAS DE BAJA EFICIENCIA.

Se puede cuantificar las "pérdidas" ó en términos más apropiados los ahorros de energía por la utilización de luminarias de baja eficiencia, realizando la siguiente consideración:

De las mediciones de los niveles de iluminación obtenidos se puede ver que se podrían sustituir las luminarias de mercurio por luminarias de sodio de la manera que se indican en el cuadro 2.6.3.

Cuadro 2.6.3 Ahorro de potencia y energía por reemplazo de luminarias de mercurio con sodio.

REEMPLAZO	CANTIDAD	AHORRO POTENCIA (KW)		AHORRO ENERGIA (MWH-AÑO)	
		C/LUM.	TOTAL	C/LUM	TOTAL
HG125 POR NA70	5806	0.058	337	.254	1474.7
HG175 POR NA70	4509	0.112	505	.491	2213.9
HG250 POR NA150	1098	0.099	109	.433	475.4
T O T A L E S			951		4164.0

Del cuadro anterior se tiene que el ahorro de energía que se puede obtener por el reemplazo de luminarias más eficientes es de 4164 MWH-AÑO que corresponde al 2.1 % del consumo total del sistema en la provincia.

En resumen las pérdidas asociadas al alumbrado respecto al sistema suman:

Pérdidas en balastos	0.60 %
Pérdidas por falla del control de encendido:	0.06 %
TOTAL	0.66 %

- * Pérdidas por luminarias baja eficiencia: 2.10 %
- * No se consideran para el cómputo total de pérdidas,
ya que el consumo se factura totalmente.

2.7 RESUMEN GENERAL DE PERDIDAS TECNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA E.E.A.S.A.

Una vez que se han cuantificado las pérdidas para cada uno de los subsistemas, en el cuadro 2.7.1 se muestra un resumen general de las pérdidas para el sistema de distribución de la E.E.A.S.A. para la provincia de Tungurahua evaluadas para el año de 1995, haciendo referencia a la energía disponible tanto a nivel de subtransmisión como a nivel de distribución primaria.

Cuadro 2.7.1 Cuantificación de pérdidas técnicas. Sistema de Distribución EEASA (Provincia de Tungurahua) Año 1995.

Energía disponible subtransmisión: 197,503 MWH

Energía disponible distribución: 194,935 MWH

SUBSISTEMA	PERDIDAS		
	MWH	% (1)	% (2)
SUBTRANSMISION			
Lineas de subtransmisión	819		0.4
Transformadores AT/MT	1749		0.9
SUBTOTAL	2568		1.3

SUBSISTEMA	PERDIDAS		
	MWH	% (1)	% (2)
DISTRIBUCION			
Redes Primarias	3335	1.71	1.69
Transformadores	5069	2.60	2.57
Redes Secundarias	7532	3.86	3.81
Alumbrado Público	1299	0.66	0.66
SUBTOTAL	17235	8.84	8.73
TOTAL TECNICAS	715		10.02
TOTAL NO TECNICAS	19803	3.67	3.63

- (1) % Respecto a la energía disponible a nivel de distribución.
- (2) % Respecto a la energía disponible a nivel de subtransmisión.

Las pérdidas totales de energía en el año 1995 fue del 13.65 %, dato proporcionado por el Departamento de Planificación, por diferencia se obtiene el porcentaje de pérdidas no técnicas que es del 3.63 %, valor que se indica en el cuadro anterior.

Con los resultados obtenidos en el cuadro 2.7.1, se realiza una comparación de los porcentajes de pérdidas de energía de los distintos subsistemas de la Empresa con aquellos recomendados como óptimos, por organismos internacionales (24).

2.7.2 Comparación de los porcentajes de pérdidas de la Empresa, con porcentajes recomendados como óptimos.

SUBSISTEMA	VALOR A 1995 %	VALOR OPTIMO %
Líneas de subtransmisión	0.4	2.5
Transformadores AT/MT	0.9	0.65
Redes primarias	1.69	0.9
Transformadores MT/BT	2.57	1.45
Redes Secundarias	3.81	2.0
Alúbrado público	0.66	
No Técnicas	3.63	5.0

Del cuadro anterior se determina que los niveles de pérdidas en el subsistema de subtransmisión y el porcentaje de pérdidas no técnicas, se encuentran dentro de los valores recomendados, no así el subsistema de distribución que se encuentran con valores altos en relación a los recomendados, por lo que es necesario realizar un análisis para un programa de reducción de pérdidas para obtener porcentajes que se encuentren dentro de los recomendados, el mismo que va a depender de las características propias del sistema de cada empresa y de los costos y beneficios que se deriven de la reducción de pérdidas de energía.

CAPITULO III

PROGRAMAS PARA LA REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EEASA.

3.1 PROGRAMA PARA 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 condensadores, incremento del número de fases, equilibrio de carga. A continuación se van a realizar el análisis para cada una de las soluciones enunciadas y su aplicación al sistema de la E.E.A.S.A.

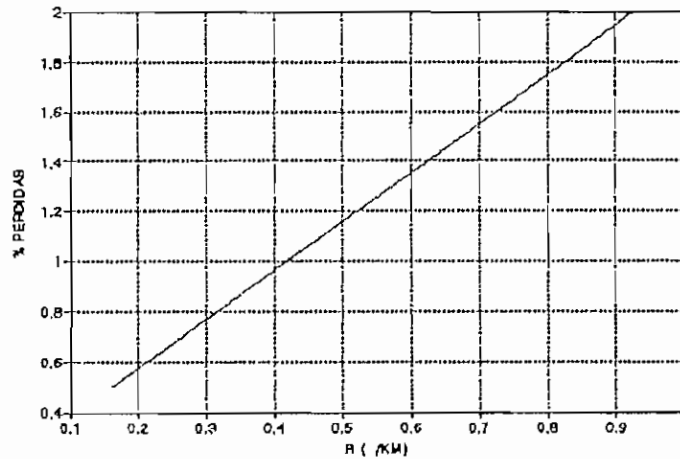
3.1.1 INCREMENTO DE CALIBRE EN CONDUCTORES.

Las pérdidas en una línea es directamente proporcional a la resistencia, de acuerdo a la fórmula 1.1 que se describe a continuación.

$$P_{Lmax} = I^2 * r$$

En donde la resistencia es inversamente proporcional a su area ó sección transversal, lo que indica que mientras mayor sea esta, más baja será el valor de la resistencia, por consiguiente el valor de sus pérdidas serán menores, y adicionalmente decrece la caída de voltaje. El gráfico a continuación ilustra de mejor manera lo enunciado anteriormente.

Cuadro 3.1.1
% PERDIDAS vs RESISTENCIA



A continuación se describe un resumen de la metodología utilizada, para determinar el porcentaje de reducción de pérdidas, al adoptar esta solución como una medida para reducir las pérdidas.

- 1.- De los resultados obtenidos en el capítulo 1, se obtienen 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 con los siguientes resultados:

Cuadro 3.1.2.- Pérdidas de potencia y energía, sin inversiones.

ZONA	PERDIDAS POTENCIA KW	PERDIDAS ENERGIA MWH	LONGITUD Km	PERDIDAS POTENCIA KW/Km	PERDIDAS ENERGIA MWH/Km
URBANO	183.54	601.84	114.82	1.59	5.24
RURAL	603.68	1787.60	697.91	0.86	2.56

2.- Con los datos de campo obtenidos en el capítulo 2, se determinó las cantidades de Km. de línea existentes en 8 alimentadores urbanos y 5 alimentadores rurales, clasificados por su calibre y la configuración de conductores, como se indica a continuación.

Cuadro 3.1.3.- Configuración y calibres de conductores en alimentadores primarios, urbanos y rurales.

CALIBRE	4			2			1/0		2/0	266
	3	2	1	3	2	1	3	1	3	3
URBANO Km	9.76		8.74	31		10	18		18	1.5
RURAL Km	2.1	1.77	77	17.5	4	204	40.6	6.35	10.1	

3.- Se determinó los calibres adecuados, los mismos que fueron seleccionados previamente en base al criterio del CONDUCTOR ECONOMICO (2), determinándose lo siguiente:

3.1.4 Calibres proyectados en alimentadores primarios.

ZONA	CALIBRE EXISTENTE	CALIBRE. PROYECTADO
	No	No
URBANA	4	1/0
URBANA	2	2/0
RURAL	1/0	4/0

3.- 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 carga en los alimentadores primarios, determinandose los ahorros en KW/KM (5), obteniendose los siguientes resultados:

Cuadro 3.1.5 Incremento de calibre en conductores, pérdidas de potencia y energía.

ZONA	PERDIDAS POTENCIA KW	PERDIDAS ENERGIA MWH	LONGITUD Km	PERDIDAS POTENCIA KW/Km	PERDIDAS ENERGIA MWH/Km
URBANO	149.74	483.4	114.82	1.3	4.2
RURAL	565.98	1666.4	697.91	0.81	2.4

Cuadro 3.1.6.- Incremento de calibres en conductores, ahorro de pérdidas de potencia y energía.

ZONA	AHORRO POTENCIA KW	AHORRO ENERGIA MWH	MUESTRA No	LONGITUD REDISEÑO Km	AHORRO POTENCIA KW/Km	AHORRO ENERGIA MWH/Km
URBANO	33.8	118.4	5	20.0	1.69	5.92
RURAL	38.4	121.2	4	30.0	1.28	4.04

4.- Se calculan los costos unitarios en U.S/Km para cada calibre, que intervienen en esta actividad.

Cuadro 3.1.7.- Costos unitarios.

CALIBRE No	COSTO U.S/Km
1/0	2,278
2/0	3,510
4/0	5,427

En los costos unitarios del cuadro 3.1.7, están incluidos los rubros relacionados a materiales, mano de obra, material recuperable y gastos técnicos y administrativos.

5.- Se determinan las cantidades totales a remodelarse y el ahorro de potencia y energía que producirían estas cantidades, así como el costo que demandaría esta actividad.

Cuadro 3.1.8. Reducción de pérdidas con incremento de calibre.

ZONA	CALIBRE EXISTE. No	CALIBRE REDISE. No	LONG. Km	AHORRO MW	AHORRO MWH	COSTO U.S/Km
URBANA	4	1/0	9.76	16.5	57.8	22,233
URBANA	2	2/0	31.12	52.6	184.2	109,231
RURAL	1/0	4/0	40.6	52.0	162.4	881,345

3.1.2 INCREMENTO DEL NUMERO DE FASES.

De los resultados obtenidos en el numeral 2.3, se determinó que el porcentaje de pérdidas en el sector rural es mayor al 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 tensión 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 monofásica como se puede ver el cuadro 3.1.3.

A continuación se describe un resumen de la metodología utilizada, para determinar el porcentaje de reducción de pérdidas, al adoptar esta solución como una medida para reducir las pérdidas.

- 1.- Con los datos del cuadro 3.1.3 que se repite a continuación, se determinó las cantidades de kilómetros línea, calibre y configuración de conductores.

CALIBRE	4			2			1/0		2/0	266
# FASES	3	2	1	3	2	1	3	1	3	3
URBANO Km	9.76		8.74	31		10	18		18	1.5
RURAL Km	2.1	1.77	77	17.5	4	204	40.6	6.35	10.1	

- 2.- Se determinó los calibres adecuados, los mismos que fueron seleccionados previamente en base al criterio de CONDUCTOR ECONOMICO (2), obteniéndose los siguientes resultados:

Cuadro 3.1.9.- Número de fases proyectadas

ZONA	CONDUCTOR EXISTENTE		CONDUCTOR PROYECTADO	
	CALIBRE	No FASES	CALIBRE	No FASES
RURAL	4	1	2	3
RURAL	2	1	2	3

- 3.- Se rediseñan los circuitos, es decir, se reemplazan los circuitos con los conductores indicados en el cuadro anterior, y se realiza una simulación en el

computador para determinar los nuevos valores de las pérdidas, corriendo flujos de carga en los alimentadores primarios, y posteriormente se calculan los ahorros en KW/KM (5), obteniéndose los resultados que se muestran en el cuadro 3.1.10.

Cuadro 3.1.10.- Incremento del número de fases, ahorros de potencia y energía.

ZONA	AHORRO POTENCIA KW	AHORRO ENERGIA MWH	MUESTRA No	LONGITUD REDISEÑO Km	AHORRO POTENCIA KW/Km	AHORRO ENERGIA MWH/Km
RURAL	49.35	156.45	4	35.0	1.41	4.47

4.- Se calculan los costos unitarios en U.S./Km para cada calibre, que intervienen en esta actividad, cuyos resultados se indican en el cuadro 3.1.11.

Cuadro 3.1.11.- Costos unitarios.

ZONA	CONDUCTOR EXISTENTE		CONDUCTOR PROYECTADO		COSTO U.S/Km
	CALIBRE	No FASES	CALIBRE	No FASES	
RURAL	4	1	2	3	3438
RURAL	2	1	2	3	2871

5.- Se determinan las cantidades a remodelarse y el ahorro de potencia y energía que producirían estas cantidades, así actividad, obteniéndose los resultados que se muestran en el cuadro 3.1.12.

Cuadro 3.1.12. Reducción de pérdidas por el incremento de número de fases.

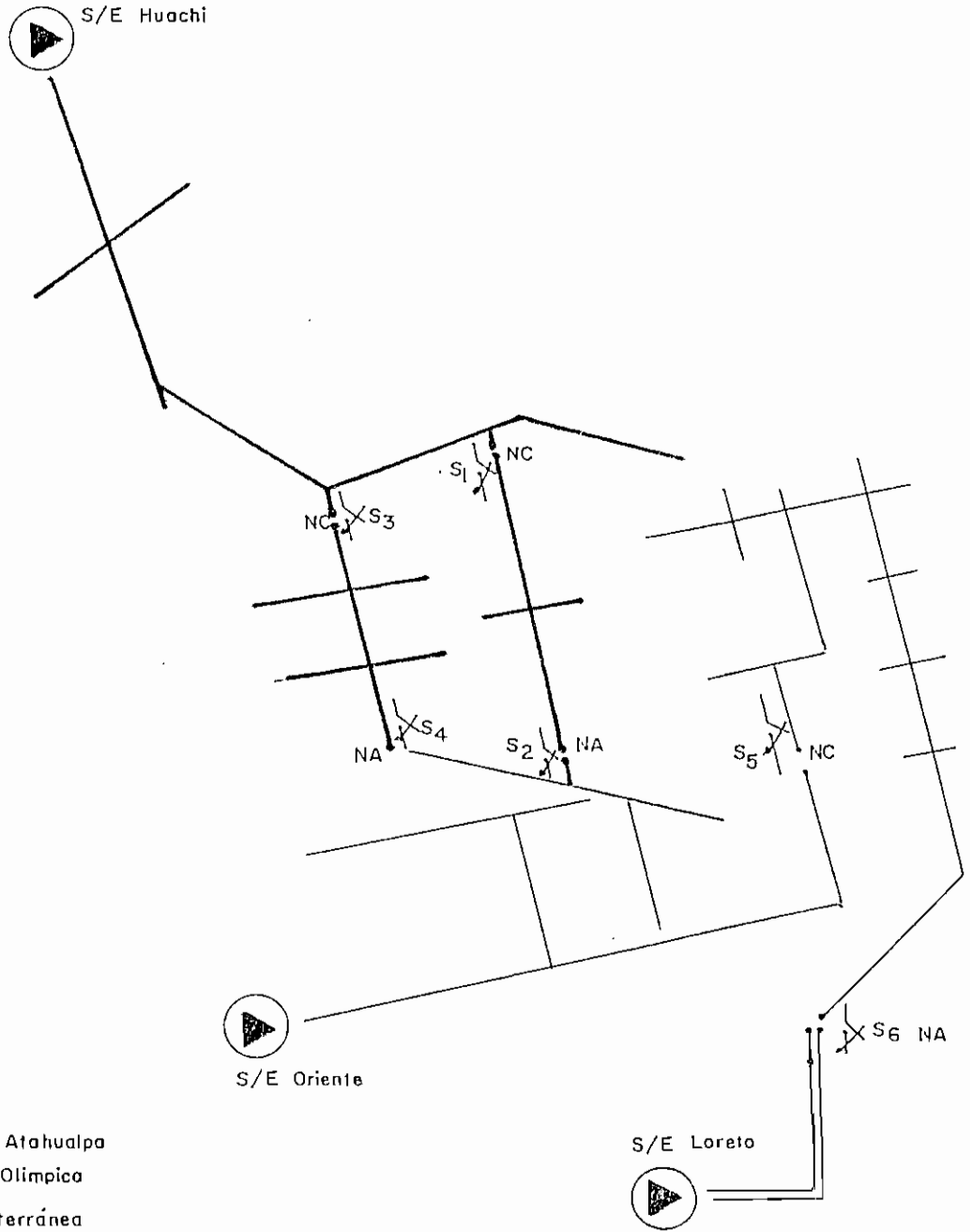
ZONA	CALIBRE EXISTE. No	CALIBRE REDISE. No	LONG. Km	AHORRO MW	AHORRO MWH	COSTO U.S./Km
RURAL	4	2	26	36.7	116.2	89,388
RURAL	2	2	84	118.4	375.5	241,164

3.1.3 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 circuito ATAHUALPA Y OLIMPICA, 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 del análisis realizado es el que se presenta a continuación.

- 1.- Se obtuvo la configuración de los circuitos, cuyos diagramas unifilares se presentan en el siguiente gráfico.



- Circuito Atahualpa
- == Circuito Olímpica
- === Red Subterránea
- / — Seccionadores portafusible
- NA Normalmente abierto
- NC Normalmente cerrado

- 2.- Se calculó las pérdidas de potencia y energía en los alimentadores primarios antes mencionados en la condición actual, cuyos resultados se muestran en el cuadro 3.1.13.

Cuadro 3.1.13. Pérdidas de potencia y energía, sin transferencia de carga.

ALIMENTADOR	PERDIDAS POTENCIA KW	PERDIDAS ENERGIA KWH
ATAHUALPA	63.68	209,471
OLIMPICA	20.03	58,941
TOTAL	83.71	268,412

- 3.- Se analiza la posibilidad de transferir carga del circuito ATAHUALPA al circuito OLIMPICA, y del circuito OLIMPICA transferir carga a un nuevo circuito que saldría de la nueva subestación LORETO, de la siguiente manera:

Se transfiere carga del circuito Atahualpa comprendida entre los seccionadores S1-S2 y S3-S4 al circuito OLIMPICA.

Se transfiere carga del circuito Olímpica comprendida entre los seccionadores S5 y S6 a un nuevo circuito que saldrá de la nueva subestación Loreto y se denominará RED SUBTERRANEA.

- 4.- Se calculan las pérdidas de potencia y energía de esta posible nueva configuración de los alimentadores, obteniendose los resultados que se muestran en el cuadro 3.1.14.

Cuadro 3.1.14.- Pérdidas de potencia y energía con transferencia de carga.

ALIMENTADOR	PERDIDAS POTENCIA KW	PERDIDAS ENERGIA KWH
ATAHUALPA	15.74	51,712
OLIMPICA	22.32	65,908
RED SUBTERR	6.02	17,683
TOTAL	44.08	135,303

5.- Por diferencia se obtiene el ahorro que produce la nueva configuración, determinándose que esta es la configuración adecuada. En el cuadro 3.1.15 se muestran los resultados obtenidos.

Cuadro 3.1.15 Ahorro de potencia y energía con transferencia de carga.

AHORRO (KW)	39.67
AHORRO (KWH)	133,109

6.- Se calculan los costos que demanda esta actividad, que es fundamentalmente la mano de obra utilizada en el análisis, pues se aprovecha la instalaciones existentes del sistema, los resultados se indican en el cuadro 3.1.16.

Cuadro 3.1.16 Costo unitario del estudio.

PERSONAL	No HORAS	COSTO UNITARIO U.S./HORA	COSTO TOTAL U.S
GRUPO TRABAJO	40	11.3	452.0
AUXILIAR	24	3.3	79.2
INGENIERO	16	4.2	67.2
TOTAL	80		598.4

3.1.4 EQUILIBRIO DE CARGA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS:

" Un circuito de distribución, con las magnitudes de corrientes 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 iguales 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.

$$\% D = \frac{(I_F - I_P)}{I_P} * 100 \quad (3.1)$$

Donde:

%D = Porcentaje de desbalance.

I_F = magnitud de la corriente de fase (A).

I_P = magnitud de la corriente promedio de las tres fases (A).

A continuación se presenta un resumen de la metodología utilizada (6),(7), para la evaluación en un alimentador primario, 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 por cada fase.
- 2.- Se obtienen los porcentajes de desequilibrio entre las magnitudes de corriente en cada fase, con la fórmula 3.1, y se determinan en que hora se obtiene 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 las menos cargadas (6), cuando no es posible hacerlo con transformadores, en circuitos en los cuales la mayor parte de transformadores son trifásicos, el equilibrio se lo 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 es menor al 20 %, se asume que el circuito esta equilibrado, caso contrario se repite los cálculos y se vuelve a equilibrar el circuito.
- 4.- Se calculan las pérdidas de potencia y energía, utilizando las fórmulas 1.7 y 1.9 del Capítulo 1, tanto para la condición equilibrada como desequilibrada, en el cuadro siguiente se presenta los resultados para la condición desbalanceada.

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

$$P_L = 4.78 * D_i^2 - 0.3076 * D_i + 0.1164 \quad (KW)$$

Donde:

P_L = Pérdidas de potencia (KW)

D_i = demanda en el instante i (MW)

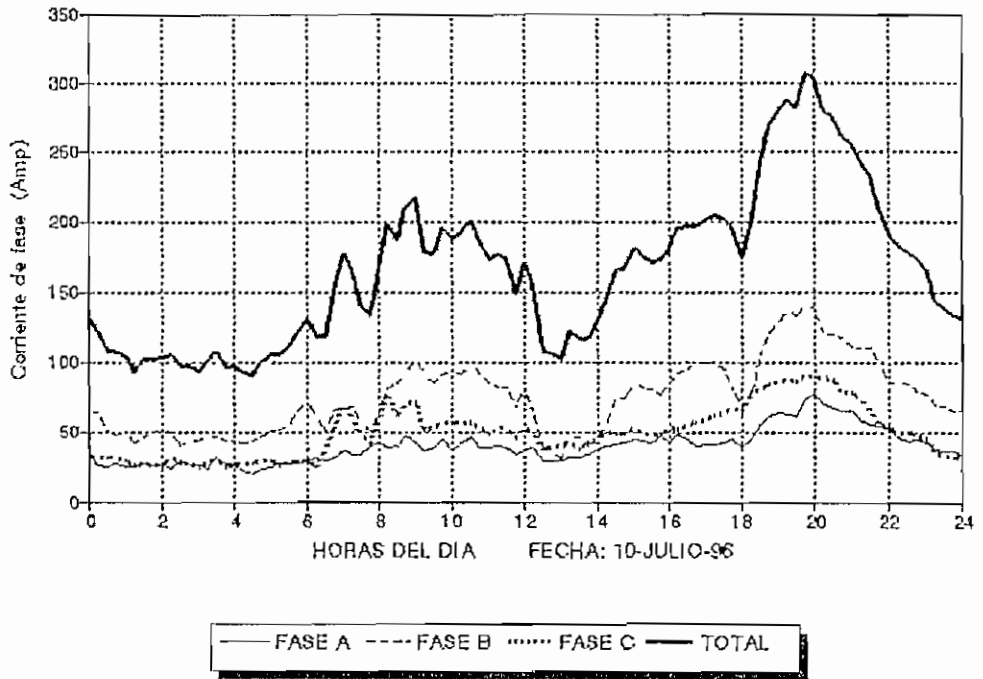
El mismo cálculo se realiza para la condición balanceada como desbalanceada, por diferencia de las condiciones se obtiene los ahorros de potencia y energía, los resultados obtenidos se muestran en el cuadro 3.1.17.

Cuadro 3.1.17. Reducción de pérdidas con equilibrio de carga.

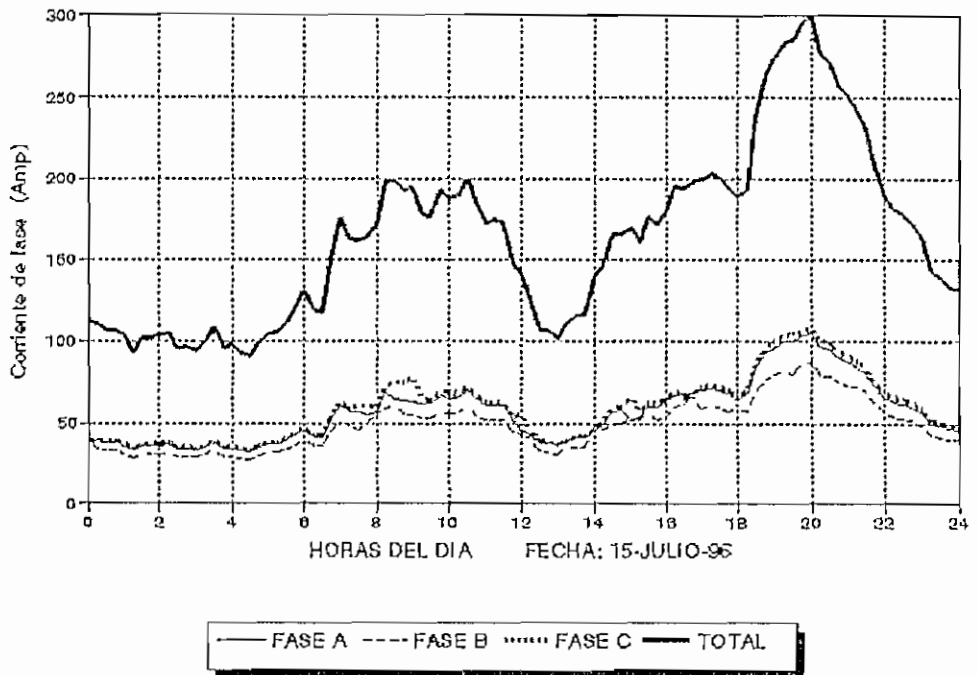
CIRCUITO	PERDIDAS ENERGIA KHW/DIA		AHORRO		MAXIMO DESBALANCE %	
	ANTES	DESPUES	KW	KWH	ANTES	DESPUES
LAS AMERICAS	181.81	177.4	0.18	4.41	- 42	-12

En los gráficos siguientes se puede observar las curvas de carga antes y después de realizar el equilibrio de carga en el alimentador primario Av. Las Américas.

CIRCUITO LAS AMERICAS
DESBALANCEADO



CIRCUITO LAS AMERICAS
EQUILIBRADO



5.- Se calculan los costos que demanda esta actividad, los mismos que se muestran en el cuadro 3.1.18.

Cuadro 3.1.18 Costos unitarios.

PERSONAL	No HORAS	COSTO UNITARIO U.S/HORA	COSTO TOTAL U.S
GRUPO TRABAJO	12	11.3	135.6
INGENIERO	4	4.2	16.8
TOTAL	20		152.4

3.1.5 INCREMENTO DE SUBESTACIONES.

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

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

Esto es porque se disminuyen las longitudes de los circuitos primarios, y "se eleva el nivel de voltaje 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.

En este trabajo se analiza la recuperación de pérdidas técnicas por la construcción de la nueva SUBESTACION PILLARO, que es uno de los proyectos que está contemplado en los planes de desarrollo de la E.E.A.S.A., siendo el

objetivo mejorar las condiciones operativas y la calidad de servicio para uno de los sectores más importantes de la provincia de Tungurahua como es el cantón Píllaro, el cual actualmente es servido por un único alimentador que recorre aproximadamente 45 Km. desde la subestación Samanga de 5 MVA.

Los datos de diseño y costos son tomados del estudio realizado en la Referencia (8).

La metodología a seguirse fue la siguiente:

- 1.- Se obtienen los datos de proyección de la demanda (8), hasta el año 2010, que sería la vida útil del proyecto, los cuales se muestran en el cuadro 3.1.19.

Cuadro 3.1.19. Proyección de la demanda, circuito Píllaro.

AÑO	DEMANDA PROYECTADA MW	ENERGIA PROYECTADA MWH/AÑO
1995	2.00	8,234.40
1996	2.13	8,769.64
1997	2.27	9,339.66
1998	2.42	9,946.74
1999	2.57	10,593.28
2000	2.74	11,281.84
2001	2.92	12,015.16
2002	3.11	12,796.15
2003	3.31	13,627.90
2004	3.53	14,513.71
2005	3.75	15,457.10
2006	4.00	16,461.81
2007	4.26	17,531.83
2008	4.53	18,671.40
2009	4.83	19,885.04
2010	5.14	21,177.57

2.- Con los datos de proyección de la demanda, se determina las pérdidas de potencia en las dos condiciones, es decir con proyecto y sin el proyecto, llegando a determinar una ecuación similar a la 1.7 de la siguiente forma:

$$P_{Li} = C_1 + C_2 * P_{Di} + C_3 * P_{Di}^2$$

Donde:

P_{Li} = Pérdidas de potencia en el año i (KW).

P_{Di} = Demanda máxima en el año i (MW).

C_1, C_2, C_3 = Constantes de proporcionalidad.

Una vez calculadas las constantes la ecuación que se obtiene es la siguiente:

$$P_{Li} = 28.7 + 5.72 * P_{Di} - 11.22 * P_{Di}^2$$

- 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. Los resultados se indican en el cuadro 3.1.20

Cuadro 3.1.20. Reducción de pérdidas producido por la nueva subestación Píllaro.

AÑO	SIN SUBESTACION		CON SUBESTACION		AHORROS	
	POTENCIA KW	ENERGIA MWH	POTENCIA KW	ENERGIA MWH	POTENCIA KW	ENERGIA MWH
1995	115	252	36	79	79	173
1996	131	287	41	90	90	198
1997	150	327	47	102	103	225
1998	170	373	53	116	117	257
1999	194	424	60	131	134	293
2000	220	482	68	149	152	333
2001	250	547	77	169	173	379
2002	284	622	87	191	197	430
2003	322	706	99	217	223	489
2004	366	801	112	246	253	555
2005	415	908	127	279	287	629
2006	471	1030	145	316	326	714
2007	534	1169	164	359	370	910
2008	605	1325	186	407	419	918
2009	686	1502	211	462	475	1041
2010	778	1703	239	524	538	1179

4.- Los costos que demandaría la construcción de la nueva subestación (8), es de 404,019 U.S.

3.1.6 CAMBIO DEL NIVEL DE VOLTAJE.

Otra de las soluciones para reducir las pérdidas en un sistema de distribución es la de 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):

$$\Delta P = \left[I - \frac{I \cdot V_1}{V_2} \right]^2 \quad (3.2)$$

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.

Como se indicó en el numeral 2.1 la empresa aún cuenta con alimentadores primarios a 4.16 KV. los cuales dan servicio al casco central de la ciudad de Ambato, estas redes practicamente cumplieron su vida útil para el período que fueron diseñadas, por lo que se hace necesario reemplazarlas por redes con un nivel de voltaje a 13.8 KV.

Debido a la configuración urbanística del centro de la ciudad de Ambato, con calles demasiado estrechas y edificios con volados, hace que las distancias de seguridad que dan las normas de construcción de instalaciones eléctricas entre elementos energizados y sitios accesibles, en muchos casos no se cumplen, por lo que constituyen un riesgo para las personas. (10). Es por esta razón que se tomó la decisión de que las redes aéreas a 4.16 KV. del centro de la ciudad de Ambato deben ser reemplazadas por redes subterranas a 13.8 KV.

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

ciudad, el cual sigue el procedimiento descrito en el numeral 3.5.1 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, los cuales se muestran en el cuadro 3.1.21.

Cuadro 3.1.21 Red subterránea, proyección de la demanda.

AÑO	DEMANDA MW	ENERGIA MWH
1995	5.5	44,651
1996	5.9	45,006
1997	6.2	46,663
1998	6.6	48,380
1999	7.0	50,161
2000	7.5	52,007
2001	7.9	53,920
2002	8.5	55,905
2003	9.0	57,962
2004	9.6	60,095
2005	10.2	62,307
2006	10.8	64,582
2007	11.5	66,959
2008	12.3	69,423
2009	13.0	71,977
2010	13.9	74,626
2011	14.7	77,373
2012	15.7	80,220
2014	17.7	86,233
2015	18.8	89,406

- 2.- Con los datos de proyección de la demanda, se determina las pérdidas de potencia en las dos condiciones, es decir con proyecto y sin el proyecto, llegando a determinar una ecuación similar a la 1.7 de la siguiente forma:

$$P_{Li} = 57.4 - 15.05 * P_{Di} + 7.68 * P_{Di}^2$$

- 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, los cuales se muestran en el cuadro 3.1.22.

Cuadro 3.1.22.- Reducción de pérdidas por el cambio de voltaje, de la nueva red subterránea.

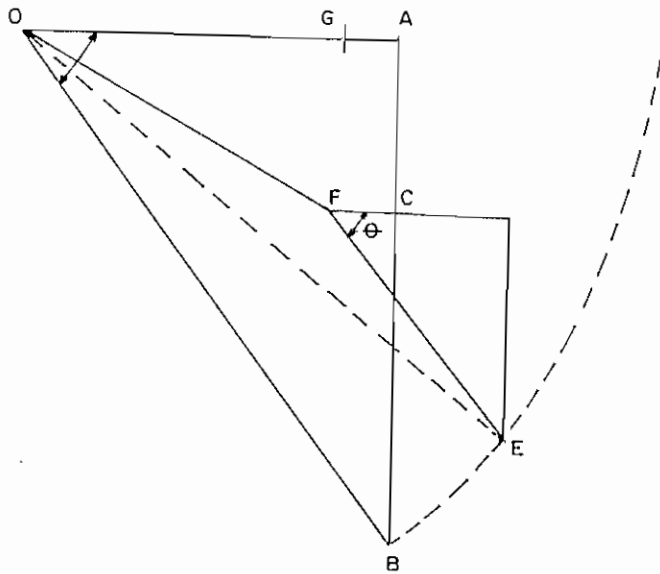
AÑO	SIN RED SUBTERR.		CON RED SUBTERR.		AHORROS	
	POTENCI A KW	ENERGIA KWH	POTENCIA KW	ENERGIA KWH	POTENCIA KW	ENERGIA KWH
1995	207	871	40	168	167	703
1996	233	979	43	183	190	797
1997	261	1098	47	197	21	901
1998	295	1239	51	212	244	1026
1999	332	1398	54	229	278	1169
2000	375	1576	59	247	316	1329
2001	425	1785	63	266	361	1519
2002	481	2024	68	287	413	1737
2003	545	2290	74	309	471	1980
2004	619	2601	79	334	539	2268
2005	702	2952	86	360	617	2593
2006	796	3347	92	388	704	2959
2007	904	3801	99	418	805	3384
2008	1026	4316	107	451	919	3865
2009	1166	4904	116	486	1051	4418
2010	1325	5573	125	524	1201	5049
2011	1506	6330	134	565	1371	5766
2012	1711	7195	145	609	1566	6586
2013	1945	8178	156	657	1789	7521
2014	2209	9289	169	709	2041	8581
2015	2510	10555	182	764	2329	9792

4.- Los costos que demandaría la construcción de la nueva red subterránea, es de 4,618,142 U.S.(10).

3.1.7 INSTALACION DE CONDENSADORES.

Una línea de distribución se encuentra compuesta por elementos resistivos e inductivos, obteniéndose un circuito RLC. Al instalar un banco de condensadores en la línea 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 efecto de la corriente capacitiva sobre la inductiva, se observa en el siguiente gráfico:



- OA = KW
- AB = KVAR iniciales inductivos
- CB = KVAR del capacitor
- OB = KVA iniciales
- OE = KVA finales
- OB = OE
- FE = Capacidad liberada
- AG = Reducción de los KV.

El instalar un banco de capacitores en un sistema de distribución, mejora el factor de potencia de la carga, lograndose 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.

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

A continuación se presenta la metodología utilizada para determinar la reducción de pérdidas, al instalar un banco de condensadores (5).

- 1.- Se simuló un circuito típico, se analizó los resultado de pérdidas obtenidos antes de instalar el banco de condensadores.
- 2.- Se determinó la capacidad óptima del banco de condensadores, 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 condensadores determinado en el numeral anterior, y se analiza el resultado de mejora del 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.

En el cuadro siguiente se presentan los resultados que se obtuvo al simular este circuito típico.

Cuadro 3.1.23 Reducción de pérdidas por la instalación de condensadores.

DEMANDA		LONG Km	FACTOR POTENCIA		PERDIDAS KW		PERDIDAS MWH	
MW	MVAR		ANTES	DESPUES	ANTES	DESPUES	ANTES	DESPUES
1.9	0.7	13.4	0.94	0.98	168.1	156.6	422	393

4.- Se determina el costo de inversión por KVAR instalado el cual se calculó en base a los datos obtenidos en la Referencia 12, con un valor de 8.1 U.S./KVAR.

3.1.8 INSTALACION DE REGULADORES DE VOLTAJE.

El principal objetivo de instalar reguladores de voltaje en circuitos de distribución, es el de proporcionar económicamente a cada usuario un voltaje que este de acuerdo a los niveles considerados como aceptables, indicados en las guías de diseño de las distintas empresas eléctricas.

Siendo el objetivo principal de éste trabajo el de reducir las pérdidas y mejorar los niveles de voltaje en las redes de distribución, bajo estas consideraciones, funcionarios de la E.E.A.S.A determinan que ésta alternativa no se analice para el programa de reducción de pérdidas técnicas, por lo que no se indica ningún resultado obtenido por ésta metodología.

3.2 PROGRAMA PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

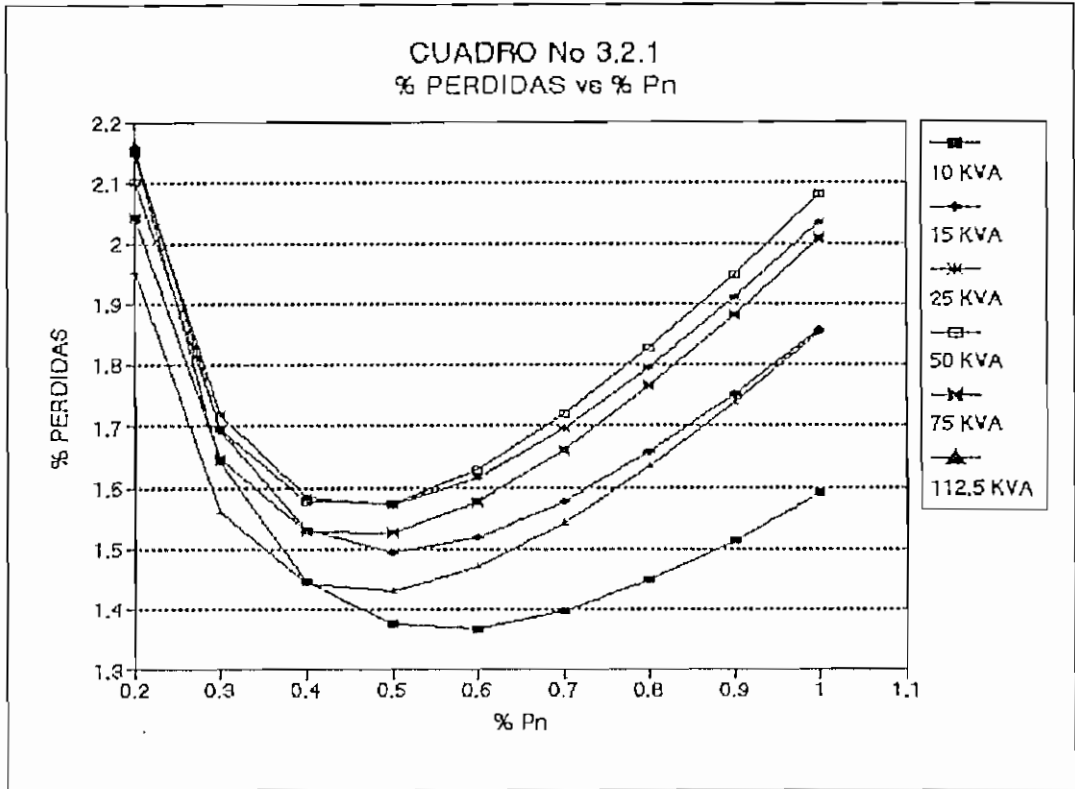
3.2.1 OPTIMIZACION DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

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).

En el cuadro 3.2.1 se observa el porcentaje de pérdidas de los transformadores vs. el porcentaje de carga que soporta el equipo en función de su capacidad nominal:



Del cuadro anterior se determina que el mejor rendimiento de los transformadores se encuentra al 50 % de su capacidad nominal.

Un resumen del procedimiento utilizado para determinar los valores de reducción de pérdidas en esta actividad es el siguiente (13).

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

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

Donde:

P_T = Pérdidas totales en el transformador. (W)

P_k = Potencia del transformador en el instante k

P_n = Potencia nominal del transformador (KVA).

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

$$\eta = \frac{P_k}{(P_k + P_T)} \quad (3.3)$$

Donde:

η = Rendimiento del transformador.

P_k = Potencia del transformador en el instante k

P_T = Pérdidas de potencia totales del transformador

El porcentaje de pérdidas se obtiene así:

$$\% \text{ Per} = 1 - \eta \quad (3.4)$$

Donde:

$\% \text{ Per}$ = Porcentaje de pérdidas de potencia en el 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, obteniéndose el valor de las pérdidas totales de la siguiente manera:

$$E_T = \sum_{j=1}^{24} \sum_{k=0}^3 P_{Tjk} * \Delta_{jk} \quad (3.5)$$

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.
 Δ = Intervalo de integración

- 4.- Por diferencia de las dos condiciones, se obtiene el ahorro respectivo tanto en potencia y energía por transformador, en el cuadro siguiente se indican los resultados obtenidos para una muestra de 6 transformadores, los resultados se indican en el cuadro 3.2.2.

Cuadro 3.2.2 Optimización de la capacidad de los transformadores, ahorros de potencia y energía.

No TRAFOS	ENERGIA		AHORRO	
	ANTES KWH/DIA	DESPUES KWH/DIA	POTENCIA KW	ENERGIA KWH/DIA
6	6,802.6	6,731.47	0.5	11.85

- 5.- Se determinan los costos de inversión que representa el realizar esta actividad en el que básicamente se encuentra considerado lo siguiente:

MANO OBRA:	82.4	U.S.
MATERIAL :	46.0	U.S.
G.T.A :	14.2	U.S.
TOTAL :	142.7	U.S.

6.- Se determinan el número de transformadores sobrecargados y sobredimensionados (14), y los ahorros que producirían, así como también el costo total, los resultados se muestran en el cuadro 3.2.3.

Cuadro 3.2.3 Reducción de pérdidas optimizando la capacidad de los transformadores.

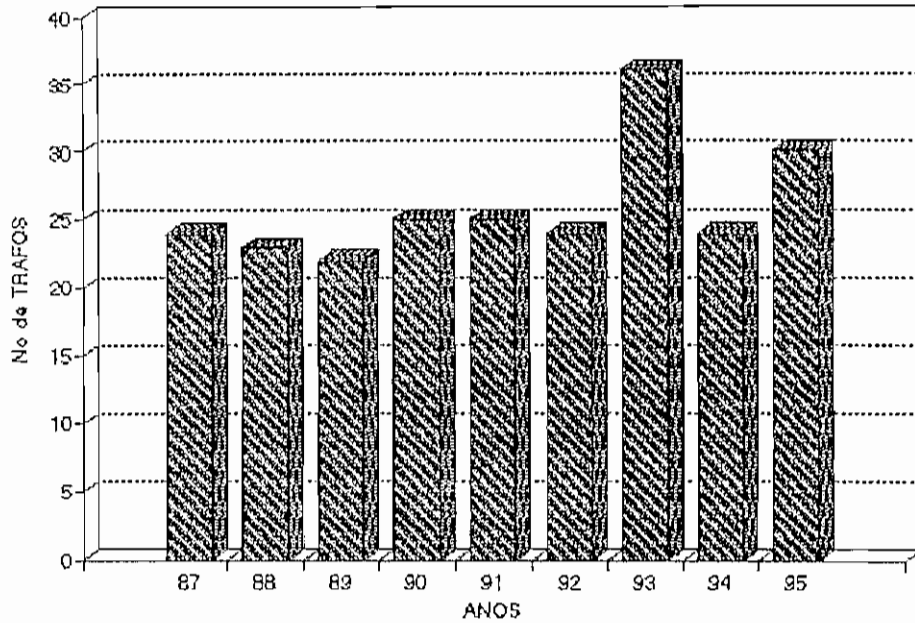
No TRAFOS	AHORRO		COSTO U.S
	POTENCIA KW	POTENCIA MWH	
246	1,062.7	123	35,104

Del número total de transformadores, 96 ya se encuentran identificados, los restantes se determinarán mediante el programa de mantenimiento preventivo y correctivo, que se ejecutará en el año 1997.

3.2.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO Y PREVENTIVO

En los últimos años a partir de 1987 las averías en transformadores en la Empresa Eléctrica han evolucionado de la siguiente forma:

Cuadro 3.2.1
EVOLUCION DE TRANSFORMADORES AVERIADOS



En el cuadro anterior se puede observar que en los últimos años se ha producido un incremento en las unidades averiadas, por lo que es necesario que se ejecute un programa de mantenimiento preventivo de los centros de transformación con el propósito de reducir el número de unidades averiadas.

Es necesario que se cree un grupo de trabajo que se dedique exclusivamente a esta actividad, bajo la supervisión técnica de una de las jefaturas de área de la sección Distribución.

3.2.2.1 REQUERIMIENTOS PARA EL MANTENIMIENTO

PERSONAL.-- El grupo de trabajo estará conformado por:

- Un Jefe de grupo

- Un electricista
- Un chofer - electricista.

Los integrantes deberán tener conocimiento y experiencia adecuada en lo concerniente a la operación y al funcionamiento de transformadores.

MAQUINAS Y EQUIPOS.- El personal básicamente contará con equipamiento constituido por:

- Multímetro digital
- Pértiga de extensión
- Equipo medidor de resistencia de puesta a tierra
- Verificador de tensión
- Trepadoras
- Tecle
- Comelón
- 2 equipos de puesta a tierra

MATERIALES.- Los materiales básicos para el mantenimiento y la ejecución del trabajo por parte del grupo será:

- Tirafusibles para A.T.
- Fusibles tipo NH para B.T.
- Conductores
- Bases portafusibles
- Conectores de compresión
- Moldes para impregnación de números
- Sprays de pinturas
- Varillas coperweld
- Conectores para varillas coperweld
- Aceite dieléctrico

3.2.2.2 CORDINACION Y EJECUCION DE TRABAJOS

Uno de los datos más importantes para realizar labores de mantenimiento en centros de transformación es la medición de voltajes y lectura de corrientes a las salidas en baja tensión del transformador, tanto diurnas como nocturnas. Esta parte del proceso se encuentra realizado en aproximadamente al 80 % del total de transformadores urbanos; en el sector rural se ha llegado a un 10 %, esta actividad está por completarse ya sea con personal de la empresa o mediante la contratación de servicios.

El grupo de trabajo tendrá que realizar un recorrido, el mismo que será seleccionado en base a la ruta de alimentadores primarios, realizando la inspección y el mantenimiento preventivo de los transformadores.

El grupo contará básicamente con documentos como:

- Planos de la red primaria de la zona de trabajo.
- Formulario para registro de datos de placa o características generales del transformador. Anexo 14.2.
- Formulario para registro de corrientes, voltajes y trabajos realizados en el centro de transformación. Anexo 14.2.

Las labores más comunes a ejecutarse por parte del grupo de trabajo serán:

- 1.- Ubicación exacta del transformador en el plano de las redes primarias.
- 2.- Revisión exterior y detallada de los elementos del transformador.

- 3.- Toma de lecturas de corrientes y voltajes.
- 4.- Equilibrio de fases.
- 5.- Verificación de la conexión a tierra del transformador.
- 6.- Ajuste de conectores.
- 7.- Cambio de chicotes en mal estado.
- 8.- Cambio de bases portafusibles.
- 9.- Verificación de fusibles, tanto en media tensión como en baja tensión.
- 10.- Volver a pintar el número de codificación o potencia nominal, en caso de ser necesario.
- 11.- Limpieza de la parte exterior del transformador en caso de ser necesario.
- 12.- Verificación de la posición del tap del transformador y accionamiento de este en función de los voltajes medidos.
- 13.- Determinación de las fases a las cuales se encuentra conectado el transformador, lo que permitirá deducir que hay un equilibrio de fases en alimentadores primarios.
- 14.- Actualización de los calibres de los conductores de alimentadores primarios.

3.2.2.3 EVALUACION DE LA INFORMACION

Es probable que ninguna de las actividades anteriores ejecutadas arrojen resultados satisfactorios en lo concerniente a niveles de operación óptimos o deseables, por lo que la información proporcionada por el grupo de mantenimiento, analizada minuciosamente, permitirá deducir que hay que realizar trabajos complementarios como:

- Cambio de conductores en las redes.
- Reubicación del centro de transformación

- Cambio urgente del transformador, sea por sobrecarga o por su deterioro físico, ocasionado por la disminución del tiempo de vida útil.
- Optimización de potencia instalada, considerando los transformadores subdimensionados y sobredimensionados.

Los trabajos anteriormente mencionados se ejecutan de acuerdo a las necesidades de la sección Distribución en coordinación conjunta con el personal encargado del mantenimiento de redes.

3.3 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 ó 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 ó 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 volverlos a repetir, en los numerales siguientes se presentan en resumen de los resultados obtenidos.

Para cada uno de los casos mencionados, se van a realizar análisis de varias muestras de circuitos secundarios a fin de determinar la reducción de las pérdidas al implementar la solución, posteriormente en el capítulo siguiente se complementará el estudio con el análisis económico en donde se podrá evaluar los beneficios económicos de cada solución.

En todos los casos para la evaluación de las pérdidas se utilizará el programa CPS, y se escojerán de la muestra los circuitos más adecuados para realizar el análisis.

Para efectos de comparar cada una de las soluciones propuestas se presentarán las pérdidas de energía antes y después de implementar la solución en MWH de pérdidas por kilometro de red secundaria (MWH/Km), la caída de tensión, e igualmente el costo de la solución en (U.S./Km).

3.3.1 INCREMENTO DE CALIBRES DE CONDUCTORES.

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

En el Anexo No 6.1 se presenta el detalle de los cálculos realizados para cada circuito secundario.

El resumen de los principales resultados obtenidos se muestran en el Cuadro 3.3.1

Cuadro 3.3.1 Reducción de pérdidas con cambio de conductor

MUESTRA ANALIZADA:

	CANTIDAD	Km. DE RED
Circuitos urbanos	14	7.6
Circuitos rurales	11	9.8
Total	25	17.4

SECTOR	PERDIDAS ENERGIA				CAIDA DE TENSION		COSTO US/Km
	ANTES	DESPUES	REDUCCION		ANTES	DESPUES	
	MWH/Km	MWH/Km	MWH/Km	%	%	%	
URBANO	18.9	11.7	7.2	38	8.1	5.7	2530
RURAL	3.6	1.4	2.1	58	15.5	8.5	1074
TOTAL	10.3	6.0	4.3	42	11.5	6.9	1713

3.3.2 INCREMENTO DE NUMERO DE FASES.

En el caso del incremento de fases para redes secundarias se va a considerar unicamente para el sector rural, ya que en este sector en la actualidad se tiene aún una cantidad considerable de redes de baja tensión monofásicas a dos conductores.

No se toma en cuenta el sector urbano ya que en este sector la mayor parte de redes secundarias son trifásicas a cuatro conductores.

En este caso se analizaron 10 circuitos secundarios, el detalle para cada uno de los circuitos se presentan en el Anexo No 6.2.

El resumen de los principales resultados obtenidos se muestran en el Cuadro 3.3.2

Cuadro 3.3.2 Reducción de pérdidas con incremento de fase

MUESTRA ANALIZADA:

	CANTIDAD	Km. DE RED
Circuitos rurales	10	8.7
Total	10	8.7

SECTOR	PERDIDAS ENERGIA				CAIDA DE TENSION		COSTO US/Km
	ANTES MWH/Km	DESPUES MWH/Km	REDUCCION		ANTES	DESPUES	
			MWH/Km	%	%	%	
RURAL	3.9	1.4	2.5	64	16.1	5.1	343

3.3.3 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.

En este caso no se considera el cambio de calibre de conductor, se analizaron 5 circuitos urbanos y 7 rurales. El detalle del análisis realizado para cada circuito se encuentra en el Anexo No 6.3. En el cuadro 3.3.3 se muestra el resumen de los resultados obtenidos.

Cuadro 3.3.3 Reducción de pérdidas con reducción de la longitud de circuitos

MUESTRA ANALIZADA:

	CANTIDAD	Km. DE RED
Circuitos urbanos	5	3.3
Circuitos rurales	7	7.1
Total	12	10.4

SECTOR	PERDIDAS ENERGIA				CAIDA DE TENSION		COSTO US/Km
	ANTES MWH/Km	DESPUES MWH/Km	REDUCCION		ANTES %	DESPUES %	
			MWH/K m	%			
URBANO	37.1	11.6	25.5	69	12.2	6.0	4186
RURAL	3.3	2.0	1.4	42	17.5	9.4	834
TOTAL	14.1	5.0	9.1	65	15.3	8.0	1902

3.3.4 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.

3.3.5 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 detectó desbalances superiores al 20 %, Se realizó esta actividad en 57 transformadores casi en su totalidad en el sector urbano (14), después de la evaluación efectuado se obtuvieron los resultados que se resumen en el cuadro 3.3.5

En este caso no ha sido posible efectuar una evaluación acerca de los resultados de la regulación de voltaje, sin embargo se puede afirmar que se obtendrá una mejora en los usuarios que estaban conectados a la fase o fases más sobrecargadas (6).

Cuadro 3.3.5 Reducción de pérdidas con equilibrio de carga

SECTOR	PERDIDAS ENERGIA				COSTO US/Km
	ANTES WH/Km	DESPUES MWH/Km	REDUCCION		
			MWH/Km	%	
RBANO	33.3	31.6	1.7	5.1	172

3.3.6 REMODELACION DE CIRCUITOS 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 a fin de que todos los usuarios tengan un buen servicio.

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 de 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.

Se realizó el análisis para 13 circuitos, 5 urbanos y 8 rurales, el detalle de los resultados obtenidos se encuentran en el Anexo No 6.4. El resumen de los resultados obtenidos para este caso se muestran en el cuadro 3.3.6

Cuadro 3.3.6 Reducción de pérdidas con remodelación de redes

MUESTRA ANALIZADA:

	CANTIDAD	Km. DE RED
Circuitos urbanos	5	3.5
Circuitos rurales	8	7.5
Total	13	11.0

SECTOR	PERDIDAS ENERGIA				CAIDA DE TENSION		COSTO US/Km
	ANTES MWH/Km	DESPUES MWH/Km	REDUCCION		ANTES	DESPUES	
			MWH/K m	%	%	%	
URBANO	38.6	8.6	30.0	78	13.3	3.5	5166
RURAL	4.4	0.7	3.7	84	18.7	3.7	1389
TOTAL	15.2	3.2	12	79	16.6	3.6	2582

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 margenes de caída de voltaje a los límites establecidos por las normas. Indudablemente que los costos serán mayores, pero tambien los porcentajes de reducción de pérdidas son mayores que los otras soluciones propuestas.

3.4 PROGRAMA PARA ALUMBRADO PUBLICO.

3.4.1 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 las pueden considerar constantes. Respecto a otros tipos de pérdidas, las que se tienen por falla del control del encendido de las luminarias, estas siempre se van a producir ya que resulta inevitable la falla del elemento que controla el encendido de la luminaria. Las pérdidas que se producen por falta de condensador son insignificantes, adicionalmente la empresa esta reemplazando paulatinamente este tipo de luminarias.

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

Como ya se mencionó anteriormente se puede reducir el consumo de potencia y energía reemplazando luminarias de mercurio por luminarias de sodio en ciertas potencias, en el cuadro 3.4.1 se presentan las principales características de las luminarias de mercurio y sodio.

Cuadro 3.4.1 Características de luminarias de sodio y mercurio.

CARACTERISTICAS DE LUMINARIAS DE SODIO Y MERCURIO				
TIPO	FLUJO LUMINOSO (Lm)	EFICIENCIA (Lm/W)	VIDA UTIL (Horas)	COSTO APROXIMADO (\$)
HG125	6200	50	18000	172800
HG175	8500	50	24000	201600
HG250	13000	52	24000	305000
HG400	22500	56	24000	350000
NA70	5600	80	20000	266800
NA150	14500	97	24000	340000
NA250	26500	106	24000	359375
NA400	49000	122	24000	392000

En el cuadro anterior se puede notar claramente que las mayores eficiencias se obtienen con las luminarias de sodio. En cuanto al tiempo de vida útil prácticamente son similares para potencias mayores a 175 W, Para potencias de 125 W es menor. En cuanto al costo las luminarias de sodio tienen un valor mayor que las de mercurio.

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

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

Con los reemplazos propuestos se consigue un ahorro de 951 KW de potencia y 4164 MWH de energía.

3.4.2 PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO.

Por todos es conocido que el polvo y la suciedad disminuyen notablemente la emisión del flujo luminoso de las luminarias, esta disminución puede incluso llegar al 50 %, es por esta razón que se deben llevar a cabo programas de limpieza de luminarias.

En la EEASA durante los años de 1994 y 1995 se limpiaron alrededor de 1500 prismas de luminarias en diferentes sectores de la provincia, recuperándose notablemente los niveles de iluminación.

Otro programa que se ha dado especial importancia a fin de no sólo mejorar el funcionamiento de la luminaria, sino también de reducir pérdidas de energía por mal ajuste de los contactos de los cables de la luminaria con la red de bajo voltaje ha sido el de colocar conectores de compresión en las luminarias que no disponen de este elemento, es así como en los años de 1994 y 1995 se han colocado alrededor de 2000 conectores de compresión en varios sectores.

Otro programa que debería implementarse es el reemplazo de las lámparas a intervalos adecuados, es decir en el momento que resulte más económico renovar las instaladas, que de continuar estas funcionando con niveles bajos de iluminación, con el consiguiente desperdicio de la energía. Este tipo de programa no se ha implementado aún en la EEASA principalmente por falta de recursos económicos, sin embargo en el futuro debería tenerse muy en cuenta esta programación a fin de optimizar el uso de la energía.

CAPITULO IV

EVALUACION ECONOMICA

4.1 CONCEPTOS GENERALES.

Las soluciones propuestas para reducir pérdidas en el capítulo anterior 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.

Existen varios métodos para evaluar económicamente un proyecto, se puede realizar una evaluación macroeconómica en la que se procure determinar la contribución del proyecto a la economía en términos del valor agregado, del aporte de divisas y reducción de importaciones. Otra forma de evaluar con una visión menos macroeconómica es la de realizar el análisis en función de la relación beneficio/costo. Dado que el sector eléctrico juega un papel importante dentro del desarrollo socioeconómico de un país y teniendo en cuenta que los proyectos eléctricos requieren una gran cantidad de recursos económicos es necesario también que se tome en cuenta el aspecto social dentro de la evaluación de un proyecto.(1).

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

Desde el punto de vista 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.

Para este trabajo la evaluación se va a realizar mediante el análisis de la relación beneficio/costo, metodología sugerida en el Manual Latinoamericano y del Caribe Para El Control de Pérdidas Eléctricas, en el cual se recomienda este método debido a que es el más utilizado a nivel latinoamericano, y es recomendado por los organismos internacionales de crédito que financian los proyectos del sector eléctrico.

La evaluación se realizará desde el punto de vista financiero, teniendo en cuenta la estructura actual del sector eléctrico ecuatoriano en la que los costos económicos no recaen sobre las empresas distribuidoras.

4.1.1 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 interrelacionados, 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 utilizará en este estudio es del 12 % tomada sobre precios constantes (1)

4.1.2 Costos de inversión.

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.

Materiales.- Se utilizarán los costos de materiales referenciales de la empresa para el año 1995.

Mano de Obra.- Se utilizarán los costos referenciales unitarios para montaje y desmontaje de estructuras, así como también para tendido y regulado de conductores de la empresa para el año de 1995.

Gastos Técnicos y Administrativos.- Los gastos técnicos y administrativos se determinan de la siguiente manera:

El 10 % del costo total del proyecto para presupuestos de hasta \$ 4,000.0000 (1,212 U.S.).

El 5 % del costo de materiales de bodega y/o reingresados más el 14 % del costo de mano de obra para presupuestos mayores a \$ 4,000.000.

En el Anexo No 13 se detallan los costos de instalación y retiro para conductores y estructuras.

↳

4.1.3 BENEFICIOS POR REDUCCIÓN DE PERDIDAS TECNICAS.

La reducción de pérdidas 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 corresponde a los costos ahorrados en generación, transmisión y transformación de alto voltaje a medio voltaje. " (2).

Los valores de costos marginales para la evaluación financiera son tomados de los estudios realizados por La Dirección de Estudios y Control de tarifas del INECEL y se detallan a continuación. (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 para el año de 1995 se tienen los siguientes valores:

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

Tarifa de potencia(\$/KW-año): 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).

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

Costo marginal de potencia para bajo voltaje:

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

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

Costo marginal de energía:

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

$$\text{CME} = .021(1 + 0.027) = 0.022 \text{ (US./KWH-año)}.$$

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:

$$VP(B) = \sum_{j=0}^n \frac{B_j}{(1+r)^j} \quad (4.1)$$

Donde:

B_j = Beneficios en el año j .

r = Tasa de descuento.

n = Vida útil del proyecto.

4.2 ANALISIS COSTO BENEFICIO REDES PRIMARIAS.

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

La tasa de de crecimiento de la demanda se considera 5.97 % del estudio realizado en la Ref. (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.

Los resultados obtenidos al realizar la evaluación financiera para cada una de las soluciones propuestas se presentan en el Anexo 7. El resumen de los resultados se presentan a continuación en el cuadro 4.2.1.

Cuadro 4.2.1 Relación Beneficio/Costo. Programas de reducción de pérdidas en redes primarias.

PROGRAMA	BENEFICIO U.S	COSTO U.S	RELACION B/C
INCREMENTO CALIBRES URBANOS	141,488	105,177	1.3
INCREMENTO CALIBRES RURALES	125,936	177,915	0.7
INCREMENTO No DE FASES	309,384	272,513	1.14
CAPACITORES	153,141	19,622	8.0
EQUILIBRIO CARGA	225	136	1.65
CAMBIO DE VOLTAJE	716,388	4,618,142	0.16
INCREMENTO DE SUBESTACIONES	149,257	404,019	0.37

Del cuadro anterior se puede derivar las siguientes conclusiones:

En el programa de equilibrio de carga se presenta la evaluación financiera individual de un circuito, ya que no se realizó la mencionada actividad en otros circuitos primarios, es por esta razón que en el cuadro únicamente se indica el resultado general obtenido. De todas maneras hay que señalar que la relación B/C dependerá del grado de desbalance en que se encuentre la red antes y después de realizar el equilibrio de carga, mientras mayor sea el porcentaje de desbalance reducido, mayor será la relación B/C. Este programa visto desde el punto de vista financiero

resulta muy rentable, esto se debe, a que los costos son bajos ya que practicamente no se requieren materiales y se lo puede realizar con un personal reducido.

Respecto al programa de incremento del número de fases, como ya se mencionó en el numeral 3.3.2, esté es aplicable unicamente para redes primarias del sector rural. De los valores obtenidos se puede concluir que este programa también resulta financieramente muy rentable.

Respecto al programa de instalación de condensadores, resulta muy rentable en razón de que los costos de inversión son prácticamente muy bajos.

El promedio general de la relación beneficio/costo de las muestra total evaluada para todos los programas considerados es menor que 1 .

Las mayores relaciones B/C se obtienen con los programas de instalacion de condensadores, equilibrio de carga , incremento de fases, transferencia de carga.

De las soluciones propuestas para reducir pérdidas técnicas en alimentadores primarios, el programa más rentable y de rápida ejecución es el de instalación de capacitores.

Para complementar las conclusiones acerca de los beneficios de los programas de reducción de pérdidas técnicas en alimentadores primarios, se puede decir que el promedio es menor que uno en razón que las inversiones que realizará la empresa en las actividades como cambio de voltaje, e incremento de subestaciones son relativamente altas, pero es necesaria la ejecución de estos proyectos en razón que el objetivo principal es satisfacer el

requerimiento de la demanda, a más de mejorar la calidad del servicio y las condiciones operativas del sistema de distribución.

4.3 ANALISIS BENEFICIO COSTO TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

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

La tasa de crecimiento de la demanda se considera 5.97 % de acuerdo al estudio realizado en la Ref. (26).

El período de vida útil en transformadores de distribución se considera 12 años, teniendo en cuenta que el mayor porcentaje de transformadores se encuentran en la mitad de su periodo de vida útil.

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.

Los resultados obtenidos al realizar la evaluación financiera para cada una de las soluciones propuestas se presentan en el Anexo 8. El resumen de los resultados se presentan a continuación en el cuadro 4.3.1.

Cuadro 4.3.1 Relación Beneficio/Costo. Programas de reducción de pérdidas en transformadores de distribución.

PROGRAMA	BENEFICIO U.S	COSTO U.S	RELACION B/C
OPTIMIZACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES	416,627	27,682	15.1

Del cuadro anterior se puede concluir, optimizando la capacidad unicamente se logra mantener las pérdidas en el nivel que se encuentran en el año 1995, a pesar que la relación beneficio/costo es muy alta en razón de que las inversiones son bajas, debido a que se reutilizan los materiales existente de los centros de transformación.

4.4 ANALISIS COSTO BENEFICIO REDES SECUNDARIAS.

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

La tasa de crecimiento de la demanda se toma de las propuestas en las Guías de Diseño de la E.E.A.S.A. para cada tipo de usuario (18). las cuales se indican en el cuadro 4.4.1.

Cuadro 4.4.1 Tasa de crecimiento de la demanda por tipo de usuario.

TIPO DE USUARIO	TASA DE CRECIMIENTO (Ti) %
A	1.48
B	3.13
C	4.14
D	6.25
E	7.92

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.

Los resultados obtenidos al realizar la evaluación financiera para cada una de las soluciones propuestas se presentan en el Anexo No 9. El resumen de los resultados se presentan a continuación en el cuadro 4.4.2.

Cuadro 4.4.2 Relación Beneficio/Costo. Programas de reducción de pérdidas en redes secundarias.

PROGRAMA	RELACION BENEFICIO/COSTO B/C					
	URBANO		RURAL		TOTAL	
	RANGO	PROM.	RANGO	PROM.	RANGO	PROM.
INCREMENTO CALIBRE CONDUCTORES	0.3 - 7.6	1.7	0.3 - 3.7	1.4	0.3 - 7.6	1.6
INCREMENTO NUMERO DE FASES			0.4 - 25.9	7.8	0.4 - 25.9	7.8
REDUCCION LONGITUD CIRCUITOS	0.2 - 4.8	2.3	0.2 - 3.4	1.3	0.2 - 4.8	1.8
REMODELACION TOTAL REDES SECUNDARIAS	1.0 - 4.1	2.5	0.3 - 6.4	2.9	0.3 - 6.4	2.7
EQUILIBRIO DE CARGA		13.5				13.5

Del cuadro anterior se puede sacar las siguientes conclusiones:

En el programa de equilibrio de carga no fue posible realizar una evaluación financiera individual de cada circuito, ya que no se disponían de los datos necesarios, el análisis se realizó en base al resultado general obtenido de las actividades de equilibrio de carga realizadas en los 57 circuitos, es por esta razón que en el cuadro únicamente se indica el resultado general obtenido. De todas maneras hay que señalar que la relación B/C dependerá del grado de desbalance en que se encuentre la red antes y después de realizar el equilibrio de carga, mientras mayor sea el porcentaje de desbalance reducido mayor será la relación B/C. Este programa visto desde el punto de vista financiero resulta muy rentable, esto se debe, a que los costos son bajos ya que prácticamente no se requieren materiales y se puede realizar con un personal reducido.

Respecto al programa de incremento del número de fases, como ya se mencionó en el numeral 3.3.2, éste es aplicable únicamente para redes secundarias del sector rural. De los valores obtenidos se puede concluir que este programa también resulta financieramente muy rentable.

El promedio general de la relación beneficio/costo de la muestra total evaluada para todos los programas considerados es mayor que 1 .

Las mayores relaciones B/C se obtienen con los programas de incremento de fases, remodelación total de redes y equilibrio de carga.

Para complementar las conclusiones acerca de los beneficios de los programas de reducción de pérdidas

técnicas en redes secundarias en el siguiente cuadro se hace una comparación entre el porcentaje de circuitos con los que se obtiene una relación B/C mayor a 1 y el porcentaje de los circuitos en los cuales la relación B/C es menor o igual a 1 al implementar la solución propuesta.

Cuadro 4.4.3 Porcentaje de circuitos evaluados
relación B/C > 1 ó relación B/C < 1

PROGRAMA	TOTAL CIRCUITOS	B/C > 1		B/C < 1	
		f	%	f	%
INCREMENTO CALIBRE CONDUCTORES	24	14	58	10	42
INCREMENTO NUMERO DE FASES	10	8	80	2	20
REDUCCION LONGITUD CIRCUITOS	12	7	58	5	42
REMODELACION TOTAL REDES SECUNDARIAS	13	10	77	3	23

En el cuadro anterior se puede ver que el mayor porcentaje de circuitos evaluados que son rentables financieramente, es decir que la relación B/C es mayor que 1, corresponden a los programas de remodelación total de redes secundarias y de incremento de fases, mientras tanto que en los programas de incremento de calibre de conductores, y de reducción de longitud de redes, la cantidad de circuitos que resultaron financieramente rentables es prácticamente similar a la cantidad de circuitos que no son financieramente rentables.

Del análisis realizado en el capítulo anterior respecto a los programas de reducción de pérdidas para redes secundarias, complementados con la evaluación financiera, se puede concluir que el programa más adecuado que se debe implementar es el de la remodelación total de redes secundarias, ya que de esta forma se cumple no sólo con el objetivo de reducir pérdidas y obtener beneficios económicos para la empresa, sino también con el objetivo de

brindar a los clientes de la empresa un buen servicio al tener las caídas de voltaje dentro de los límites establecidos por las normas. Sin embargo, no obsta que en algunos circuitos se pueda cumplir con los dos objetivos mencionados anteriormente, implementando cualquiera de las soluciones propuestas por lo que habrá que realizar un análisis previo para cada caso.

El programa de equilibrio de carga es complementario a cualquiera de los programas que se implementen, y este debe ser efectuado durante todo el tiempo, cuando se detecten circuitos con este problema.

4.5 ANALISIS COSTO BENEFICIO 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.

El costo constituyen los materiales, mano de obra y los gastos administrativos.

No se consideran los costos por mantenimiento, ya que se asume que estos son similares tanto para las luminarias de sodio como para las luminarias de mercurio.

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.

En el Anexos No 10 se presentan los cuadros de los costos de materiales, mano de obra, ahorro de potencia y energía y los resultados de la relación costo/beneficio. En el cuadro 4.5.1 se muestran los resultados obtenidos, el análisis se hace para una luminaria.

Cuadro 4.5.1 Relación B/C Reemplazo luminarias de Hg por luminarias de sodio.

ALT.	REEMPLAZO	BENEFICIO/COSTO B/C
1	HG125 POR NA 70	1.0
2	HG175 POR NA 70	1.8
3	HG250 POR NA 150	1.5

Como se puede ver en en el cuadro anterior, las alternativas 2 y 3 son financieramente rentables ya que se obtienen relaciones B/C mayores a 1, mientras que en la alternativa 1 que es el reemplazo de luminarias de HG 125 por luminarias de Na 70 W, no es rentable para la empresa en las condiciones de tarifas actuales, ya que los beneficios se equiparan a los costos de inversión.

4.6 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 margenes 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 en el capítulo II, 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 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 %, según los porcentajes que se muestran en el cuadro 4.6.1.

Cuadro 4.6.1 Plan de reducción de pérdidas técnicas a mediano plazo.
EEASA. Porcentaje de reducción año 2000.

PROGRAMA	% PERDIDAS AÑO 1995	% REDUCCION HASTA AÑO 2000	% PERDIDAS AÑO 2000
REDES PRIMARIAS	1.71	0.92	0.79
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	2.60	0.00	2.60
REDES SECUNDARIAS	3.90	2.00	1.90
ALUMBRADO PUBLICO	0.66	0.00	0.66
T O T A L	8.87	2.92	5.95

Respecto al cuadro anterior se ve, que 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.

Respecto al alumbrado público como ya se ha mencionado anteriormente el plan se lo concibe en términos de ahorro de energía antes que de reducción de pérdidas, ya que estas se van a mantener constantes.

Para cumplir con el objetivo propuesto, se proponen varios programas a nivel de alimentadores primarios, transformadores de distribución y redes secundarias, los cuales se detallan en el Anexo No 11.

En el cuadro 4.6.2 se resumen los ahorros de potencia y energía previstos con los programas propuestos de reducción de pérdidas técnicas.

Cuadro 4.6.2 Ahorros de potencia y energía. Plan de reducción pérdidas a mediano plazo.

PROGRAMA	AHORROS	1996	1997	1998	1999	2000
PRIMARIOS	MW	0.09	0.20	0.57	0.90	1.16
	MWH	440	781	2221	3171	3878
TRANSFORMADORES	MW	0.01	0.16	0.28	0.42	0.59
	MWH	29	523	893	1364	1898
SECUNDARIOS	MW	0.5	1.0	1.6	2.3	3.1
	MWH	1320	2802	4467	6336	8435
ALUMBRADO P.	MW		0.31	0.614	0.614	0.614
	MWH		1375	2689	2689	2689
T O T A L	MW	0.6	1.67	3.06	4.23	5.46
	MWH	1789	5481	10270	13560	16900

Las inversiones previstas para cumplir con el plan de reducción de pérdidas se presentan en el cuadro 4.6.3.

Cuadro 4.6.3 Plan de inversiones para reducción de pérdidas técnicas a mediano plazo.

PROGRAMA	INVERSIONES (U.S.)					
	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
PRIMARIOS	161	5,309	643,3	136.5	136.5	6,385
TRANSFORMADORES	0.86	12.8	7.15	7.15	7.15	35.2
SECUNDARIOS	284	284	284	284	284	1,420
ALUMBRADO PUBL.		297	332			628
T O T A L	445	5,903	1,266	428	428	8,469

Los programas propuestos para cada uno de los subsistemas dan relaciones B/C, las cuales se resume en el cuadro 4.6.4.

Cuadro 4.6.4 Relación B/C programas de reducción de pérdidas técnicas a mediano plazo.

P R O G R A M A	RELACION (B/C)
PRIMARIOS	0.28
TRANSFORMADORES	1.14
SECUNDARIOS	2.60
ALUMBRADO PUBLICO	1.70

realizando un análisis de las propuestas en el plan de reducción de pérdidas técnicas a mediano plazo se puede decir que en el año 1997 la cantidad inversión es elevada debido a las inversiones que se tienen que realizar en la red subterránea, (U.S. 5,172,319), valor que es financiado por el gobierno de Bélgica.

En 1998 también se tiene que realizar una considerable inversión para el montaje de la S/E Píllaro (U.S. 506,801).

Las inversiones totales en el período para reducir las pérdidas técnicas a los niveles propuestos ascenderían a 8,469,430 dolares.

En cuanto a la rentabilidad financiera para cada uno de los subsistemas se ve que la que mayor rentabilidad se obtiene para el programa de redes secundarias, en cuanto a primarios en su conjunto, en las condiciones actuales no resultarían financieramente atractivos, principalmente por el programa de la red subterránea que tiene una alta inversión y una baja rentabilidad, sin embargo dado que existe el financiamiento para este proyecto y siendo una

necesidad de la ciudad se debe ejecutar.

El programa de transformadores de distribución es el de menores costos , por cuanto no se requiere mayor inversión de materiales y mano de obra.

El programa de alumbrado público que consiste fundamentalmente en el remplazo de luminarias de vapor de mercurio por luminarias de sodio de menor potencia y mayor rendimiento luminoso también es atractivo financieramente hablando ya que se obtiene una relación B/C de 1.7.

Cuadro 4.6.5 Recuperación de las inversiones.

PROGRAMA	RECUPERACION INVERSION AÑOS
ALIMENTADORES PRIMARIOS	
INCREMENTO CALIBRES URBANOS	14
INCREMENTO No DE FASES	15
CAPACITORES	2
TRANSFORMADORES	1.25
REDES SECUNDARIAS	4.5
ALUMBRADO PUBLICO	

Del cuadro 4.6.5 se concluye que en los programas de alimentadores en aquellos que su relación B/C es mayor que 1 , la inversión inicial se recupera en un tiempo muy largo excepto en el programa de instalación de capacitores, en aquellos programas que no se indican en el cuadro anterior son los que su relación es menor que 1, pero como tienen financiamiento propio son ejecutables dentro del programa de ejecución de obras.

En los programas de redes secundarias, transformadores alumbrado público, los tiempos de recuperación de la inversión son cortos , por lo que se recomienda su ejecución.

4.7 PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A LARGO PLAZO.

Una vez que se alcanzarían los objetivos en el mediano plazo de reducir los niveles de pérdidas a los porcentajes propuestos para los diferentes subsistemas, el objetivo de la empresa a largo plazo será el de mantener o si es posible reducir ese nivel de pérdidas dependiendo de las necesidades y disponibilidades financieras de la empresa.

En alimentadores primarios se considera que en los programas propuestos a mediano plazo prácticamente se satura la capacidad de reducción de pérdidas técnicas, proponiéndose a largo plazo, mantener el nivel a que se llegaría en el año 2000.

En transformadores de distribución se propone seguir con los programas de optimización de la capacidad de los centros de transformación, y de mantenimiento preventivo y correctivo, que tienen una aplicación permanente, estas actividades permitirán mantener los niveles de pérdidas dentro de los valores alcanzados.

En redes secundarias será posible seguir reduciendo los porcentajes de pérdidas, se propone que a partir del año 2000 hasta el año 2010 reducir en nivel de pérdidas en un porcentaje del 0.5 %, es decir que el porcentaje de pérdidas para redes secundarias a ese año alcance el 1.4 % respecto al total del sistema de distribución, valor en el

cual se considera que se satura la capacidad de seguir reduciendo pérdidas. En el ANEXO No 12 se detalla el programa propuesto para este caso en el que se obtiene una relación B/C = 1.8.

En cuanto al alumbrado público dependerá de la evolución del sistema tarifario que se tenga en los próximos años, para continuar con el programa de sustitución de luminarias de mercurio de 125 W por luminarias de Na de 70 W, programa que se dejó pendiente en el mediano plazo por no resultar rentable.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

- 1.- 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.
- 2.- 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 INECEL.
- 3.- 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.

- 4.- Un programa de reducción de pérdidas técnicas, determina un mejor aprovechamiento de la capacidad instalada de un sistema, para satisfacer la misma demanda de potencia y energía.
- 5.- 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.
- 6.- 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.
- 7.- 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.
- 8.- 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.

- 9.- 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.
- 10.- El método de selección estadística, utilizado para la evaluación de pérdidas es adecuado, pues su porcentaje de error es máximo del 5 %, lo que se confirma según los resultados obtenidos en el cuadro 2.2.5.
- 11.- 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 %.
- 12.- 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 de primarios.
- 13.- En transformadores de distribución las pérdidas en el cobre representan el 68.8 %, mientras que las pérdidas en vacío alcanzan el 31,2 %, estos resultados están dentro de los rangos normales.
- 14.- En redes secundarias el mayor porcentaje de pérdidas se presentan en redes del sector rural 5.2 % de la muestra, mientras que en redes urbanas estas alcanzan el 3.9 %, esto se debe a que en el sector rural se tiene una gran cantidad de redes obsoletas
- 15.- Las pérdidas en alumbrado público no son

representativas, respecto al total de las pérdidas del sistema. Sin embargo en alumbrado público se pueden conseguir ahorros significativos de potencia y energía mediante el reemplazo de luminarias de vapor de mercurio, por luminarias de vapor de sodio a alta presión de menores potencias y mayores rendimientos luminosos.

- 16.- Programas de reducción, tales como el incremento de subestaciones para acortar las distancias de los alimentadores primarios, y cambios de niveles de voltaje, 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.
- 17.- En el plan de reducción de pérdidas técnicas en alimentadores primarios, el programa de instalación de condensadores, es el de mayor rentabilidad financiera, respecto a los otros programas propuestos.
- 16.- Con el plan propuesto de reducción de pérdidas técnicas a mediano plazo hasta el año 2000, se recuperarían 16,900 MWH, lo que constituye un 6.4 % de la energía disponible proyectada para ese año, representando un ahorro de 437,800 dólares a costos actuales de la energía.
- 17.- Actividades como, reducción de pérdidas mediante equilibrio de carga, si bien es cierto que producen un ahorro de energía y un beneficio económico para la empresa, no incide mayormente en el porcentaje de reducción total, pero se obtienen beneficios

colaterales tales como mejorar los niveles de voltaje en las fases sobrecargadas.

- 18.- 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.
- 19.- 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 voltaje, sin embargo, habrá que realizar un análisis individual para cada caso a fin de implementar la solución más conveniente.
- 20.- El programa de alumbrado público, se encuentra orientado al ahorro de energía, antes que a la reducción de pérdidas. Es un programa que requiere altas inversiones iniciales, con equipos y mano de obra, sin embargo pese a los niveles tarifarios que se aplican actualmente en el país resulta financieramente atractivo y en el futuro podría serlo mucho más, si se ajustan las tarifas a costos reales.

RECOMENDACIONES.

- 1.- La información requerida para el estudio y evaluación de pérdidas técnicas es demasiado amplia y diversa, siendo necesaria la participación de los distintos departamentos que conforman la empresa, manteniendo permanentemente actualizada la información de los proyectos de ampliación o remodelación de redes, alumbrado público, etc.
- 2.- Se recomienda realizar anualmente, evaluaciones y estudios de pérdidas técnicas, para realizar reajustes en los programas de reducción de ser necesario.
- 3.- Es necesario que se revise las demandas de diseño utilizadas por la Empresa, pues del estudio realizado se determina que se encuentran sobredimensionadas, éste redimensionamiento permitirá determinar la capacidad adecuada de los transformadores, lográndose reducir los niveles de pérdidas de los mismos.
- 4.- Se debe normalizar los valores máximos permisibles de pérdidas en transformadores de distribución, lo que permitirá que los distintos proveedores oferten equipos mas eficientes.
- 5.- Los nuevos diseños de redes secundarias deberán realizarse tomando en cuenta los niveles óptimos de

pérdidas, de tal forma que no cumplir únicamente con los márgenes de caídas de tensión como se lo ha venido realizando hasta la presente.

- 6.- Realizar nuevos estudios de demandas de diseño tanto para redes primarias como secundarias como complemento del presente trabajo, a fin de determinar un nivel óptimo de pérdidas para la Empresa teniendo en cuenta los aspectos técnicos y económicos.
- 7.- Se recomienda complementar este estudio con la evaluación económica, en la que se tengan en cuenta los costos y beneficios en terminos de la economía en conjunto, considerando que en el futuro se podrán ajustar los costos de la energía a precios reales
- 8.- En el plan a largo plazo se recomienda mantener los niveles de pérdidas en alimentadores primarios y transformadores de distribución, en razon de que estos están dentro de los márgenes recomendados, en redes secundarias se podría seguir reduciendo este porcentaje hasta que se sature la posibilidad de seguir reduciéndolas.

ANEXO No: 1

**METODO ESTADISTICO DE SELECCION DE MUESTRAS,
PARA OBTENCION DE DATOS DE DEMANDAS EN
ALIMENTADORES PRIMARIOS.**

ANEXO No 1.

PROCESO DE SELECCION ESTADISTICA PARA OBTENCIÓN DE DATOS DE DEMANDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

Una virtud importante en los estudios de estimación de pérdidas técnicas de energía, es la información estadística a utilizarse, razón por lo cual los valores obtenidos durante el estudio debe representar los valores promedios de toda la información recolectada.

Por lo mencionado anteriormente, se opto por aplicar la teoría de gráficos de control de SHEWHART, que nos da un procedimiento para tomar una desición acerca del estado de control estadístico.

El método a aplicarse es el denominado gráfico del promedio (X) y gráfico del rango (R) o de desviación estandar (s), cuyos fundamentos teóricos se encuentran con mayor detalle en la referencia 3.

A continuación se presenta un resumen de como se obtuvo el valor promedio de la demanda máxima para el alimentador Pasa.

- 1.- Con los valores de voltaje, corriente y factor de potencia obtenidos a la salida de la subestación se calculó la demanda del alimentador en la hora de demanda máxima.
- 2.- Se tabularon 100 datos obtenidos agrupandoles en subgrupos de 4, y estos a su vez en 4 grupos de 5 subgrupos cada uno, como se puede observar en el cuadro A.1 (los valore de X son los de demanda en KW, que por facilidad se encuentran dividido por 10,000).
- 3.- Se calculo los promedio y rangos de cada subgrupo, los cuales se indican en el cuadro siguiente.

CUADRO A.1

SUBGRUPO No	VALORES				MEDIA	RANGO
	X1	X2	X3	X4	X	R
1	0.1898	0.1729	0.2067	0.1898	0.1898	0.0338
2	0.2012	0.1913	0.1878	0.1921	0.1931	0.0134
3	0.2217	0.2192	0.2078	0.1980	0.2117	0.0237
4	0.1832	0.1812	0.1963	0.1800	0.1852	0.0163
5	0.1692	0.2263	0.2066	0.2091	0.2033	0.0571
6	0.1621	0.1832	0.1914	0.1783	0.1788	0.0293
7	0.2001	0.1927	0.2169	0.2082	0.2045	0.0242
8	0.2401	0.1825	0.1910	0.2264	0.2100	0.0576
9	0.1996	0.1980	0.2076	0.2023	0.2019	0.0096
10	0.1783	0.1715	0.1892	0.1961	0.1822	0.0246
11	0.2166	0.1748	0.196	0.1923	0.1949	0.0418
12	0.1924	0.1984	0.2337	0.2003	0.2072	0.0453
13	0.1768	0.1986	0.2241	0.2022	0.2004	0.0473
14	0.1923	0.1876	0.1903	0.1986	0.1922	0.0110
15	0.1924	0.1996	0.2120	0.2160	0.2050	0.0236
16	0.172	0.194	0.2116	0.2320	0.2049	0.0600
	0.1824	0.1790	0.1876	0.1821	0.1828	0.0086
18	0.1812	0.1585	0.1699	0.1680	0.1694	0.0227
19	0.1700	0.1567	0.1694	0.1702	0.1666	0.0135
20	0.1698	0.1664	0.1700	0.1600	0.1666	0.0100

4.- Se calculo el valores promedios de X.

$$X = \frac{\Sigma X}{k}$$

$$X = 3.8480 / 20$$

$$X = 0.1924$$

donde:

k = número de subgrupos.

5.- Se calculo el valor promedio de R.

$$R = \frac{\Sigma R}{k}$$

$$R = 0.5734 / 20$$

$$R = 0.0287$$

6.- Se calcula los límites de R.

Linea central = R

$$= 0.0287$$

$$LSR = D_4 * R$$

$$LSR = D4 * R$$

$$LSR = 2.282 * 0.0287$$

$$LSR = 0.0655$$

$$LIR = D3 * R$$

$$LIR = 0 * 0.0287$$

$$LIR = 0$$

donde:

LSR, LIR son los límites superiores e inferiores de R.

D4, D3 son constantes, sus valores son conocidos en tablas (3).

7.- Se calcula los límites de X.

$$\text{Línea central} = X$$

$$= 0.1924$$

$$LSX = X + A2 * R$$

$$LSX = 0.921 + (0.729 * 0.0287)$$

$$LSX = 0.2133$$

$$LIX = X - A2 * R$$

$$LIX = 0.1924 - (0.729 * 0.0287)$$

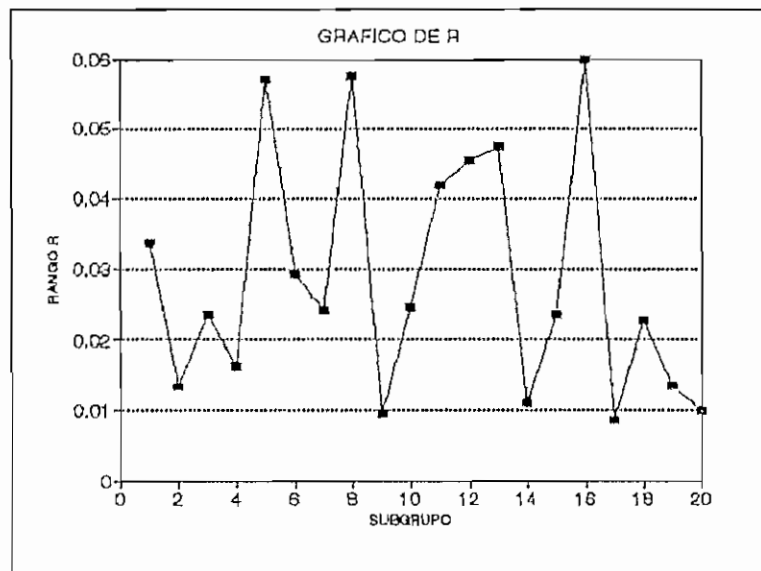
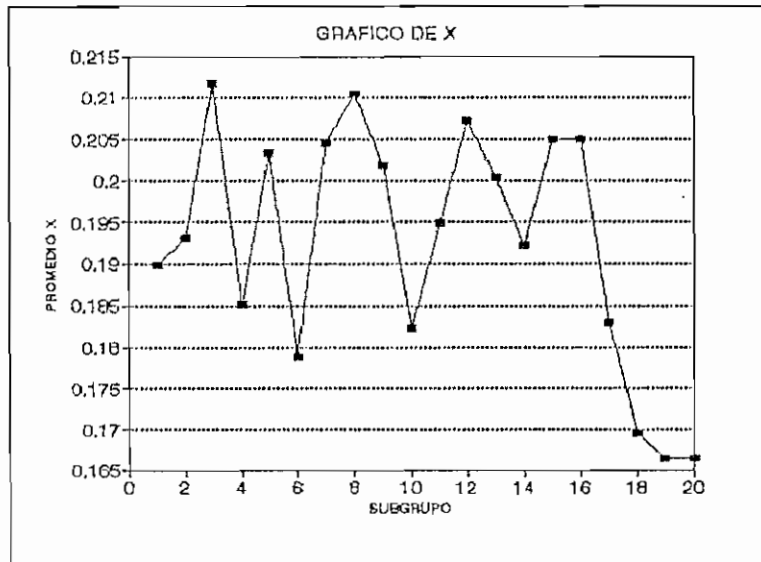
$$LIX = 0.1715$$

donde:

LSX, LIX son los límites superiores e inferiores de X.

A2 es constante, sus valor es conocidos en tablas (3).

8.- Se realiza los gráficos del promedio (X) y del rango (R), como se indica a continuación.



En este punto se toma la acción correctiva para eliminar aquellos puntos que se encuentran fuera de control (fuera de los límites), es decir los valores para las muestras 18, 19 y 20. Los valores de X y R se vuelven a calcular de igual manera, con la diferencia que el valor de k sera 17.

9.- Se repite el cálculo de X y R, con los siguientes resultados:

$$X = 0.1968$$

$$R = 0.0310$$

10.- Se calcula los nuevos límites.

Para X

$$\text{Línea central} = X$$

$$= 0.1968$$

$$\text{LSC} = X + A2 * R$$

$$\text{LSC} = 0.1968 + (0.729 * 0.031)$$

$$\text{LSC} = 0.2194$$

$$\text{LIC} = X - A2 * R$$

$$\text{LIC} = 0.1968 - (0.729 * 0.031)$$

$$\text{LIC} = 0.1742$$

Para R

$$\text{Línea central} = R$$

$$= 0.0310$$

$$\text{LSC} = D4 * R$$

$$\text{LSC} = 2.282 * 0.031$$

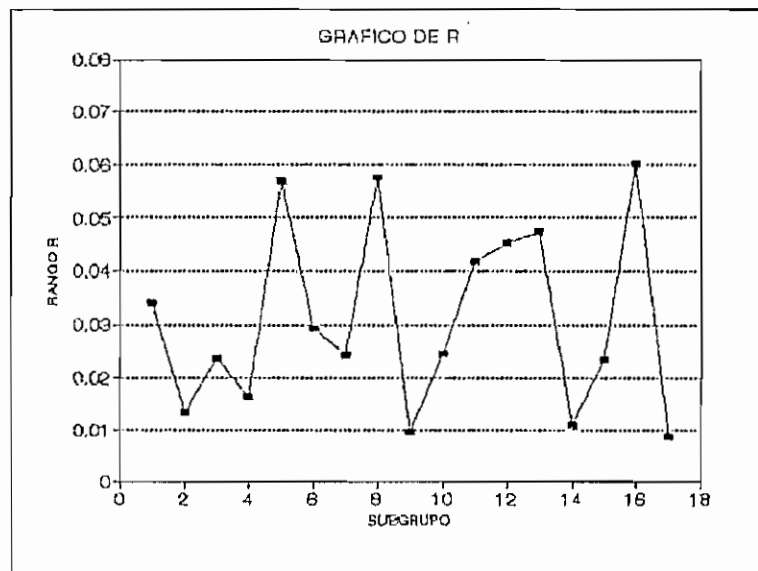
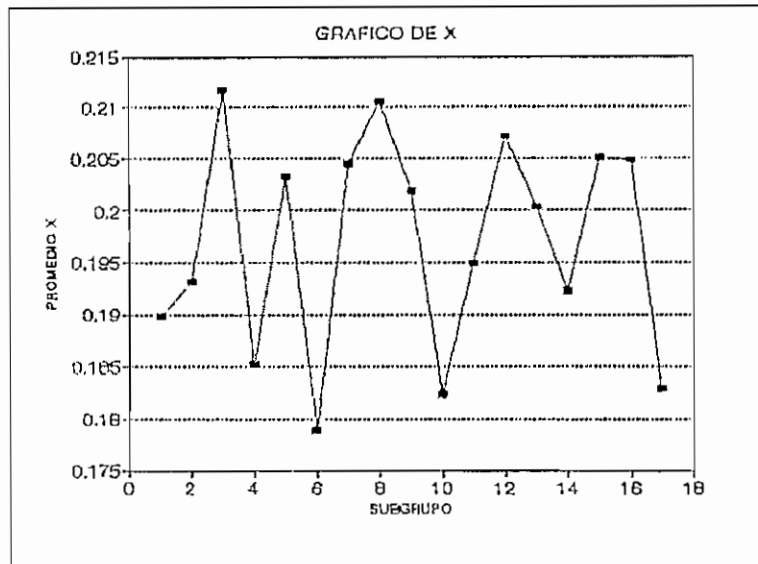
$$\text{LSC} = 0.0707$$

$$\text{LIC} = D3 * R$$

$$\text{LIC} = 0 * 0.0310$$

$$\text{LIC} = 0$$

11.- Se realiza los nuevos gráficos de X y R que se indican a continuación.



De los gráficos anteriores se puede observar que todos los valores promedios se encuentran dentro de los límites, de lo que se concluye que el valor de X corresponde a la demanda promedio del circuito Pasa en hora de demanda máxima, con un valor de 1968 KW.

11.- La desviación estandar se calcula con la siguiente fórmula:

$$\tilde{\sigma} = R / d2$$

donde:

d2 constante

reemplazando valores tenemos

$$\tilde{\sigma} = 0.031 / 2.059$$

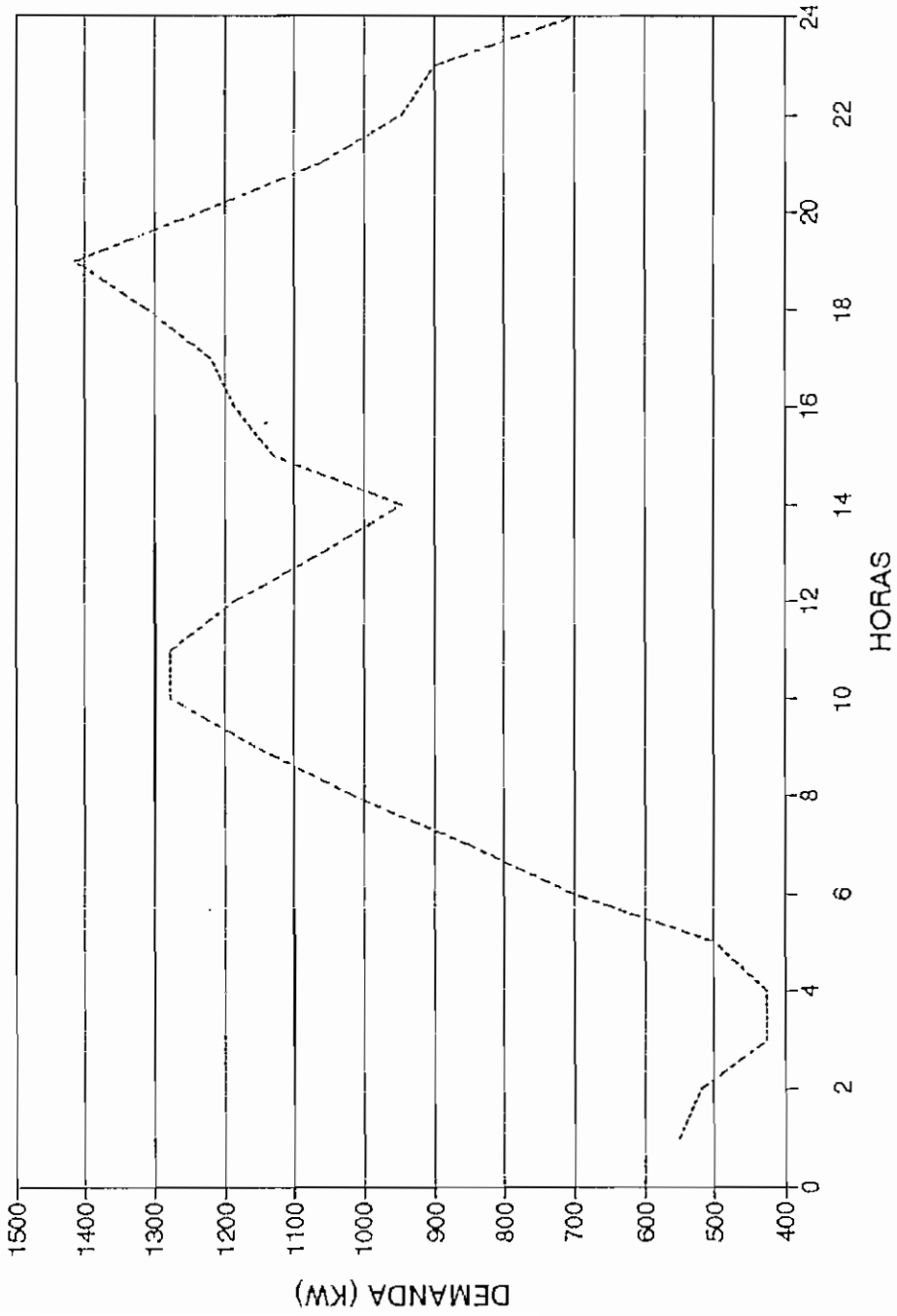
$$\tilde{\sigma} = 0.0151$$

De esta manera se fue elaborando la tabla indicada en el cuadro 1, para cada hora de cada alimentador primario.

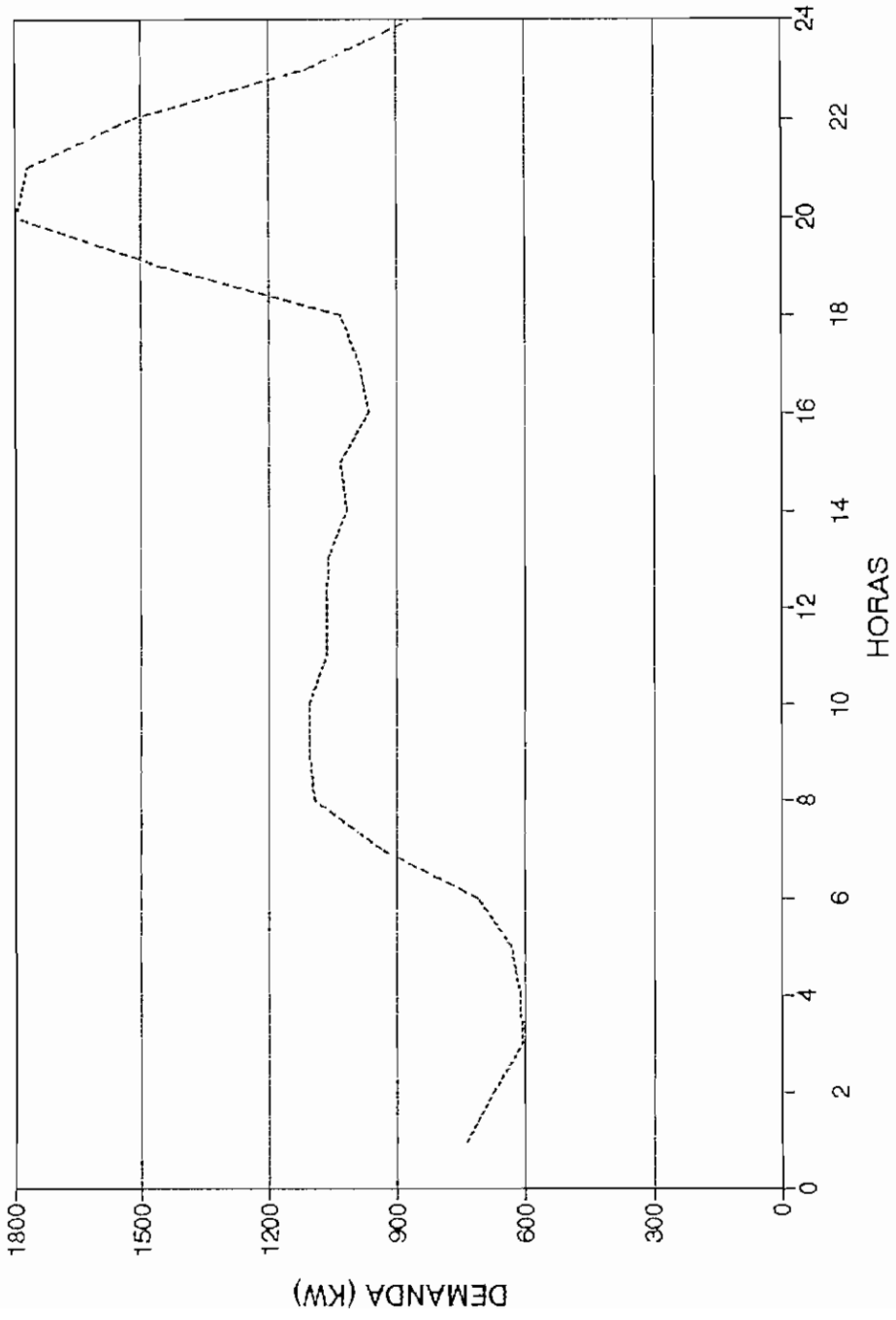
ANEXO No 2.1

**CURVAS DE CARGA DE ALIMENTADORES PRIMARIOS
, OBTENIDAS MEDIANTE APROXIMACION ESTADISTICA.**

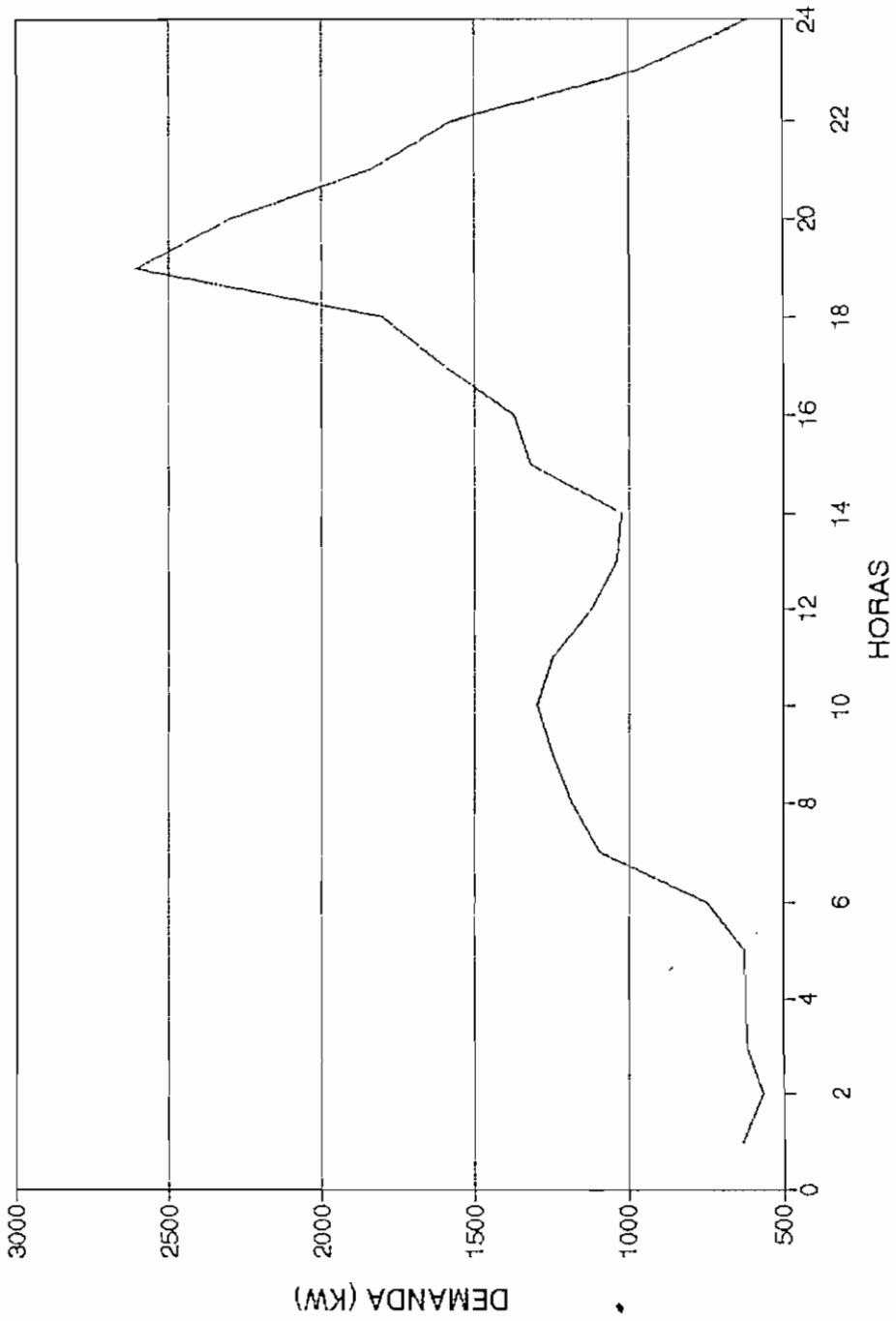
ALIMENTADOR CENTRAL. CURVA DE CARGA



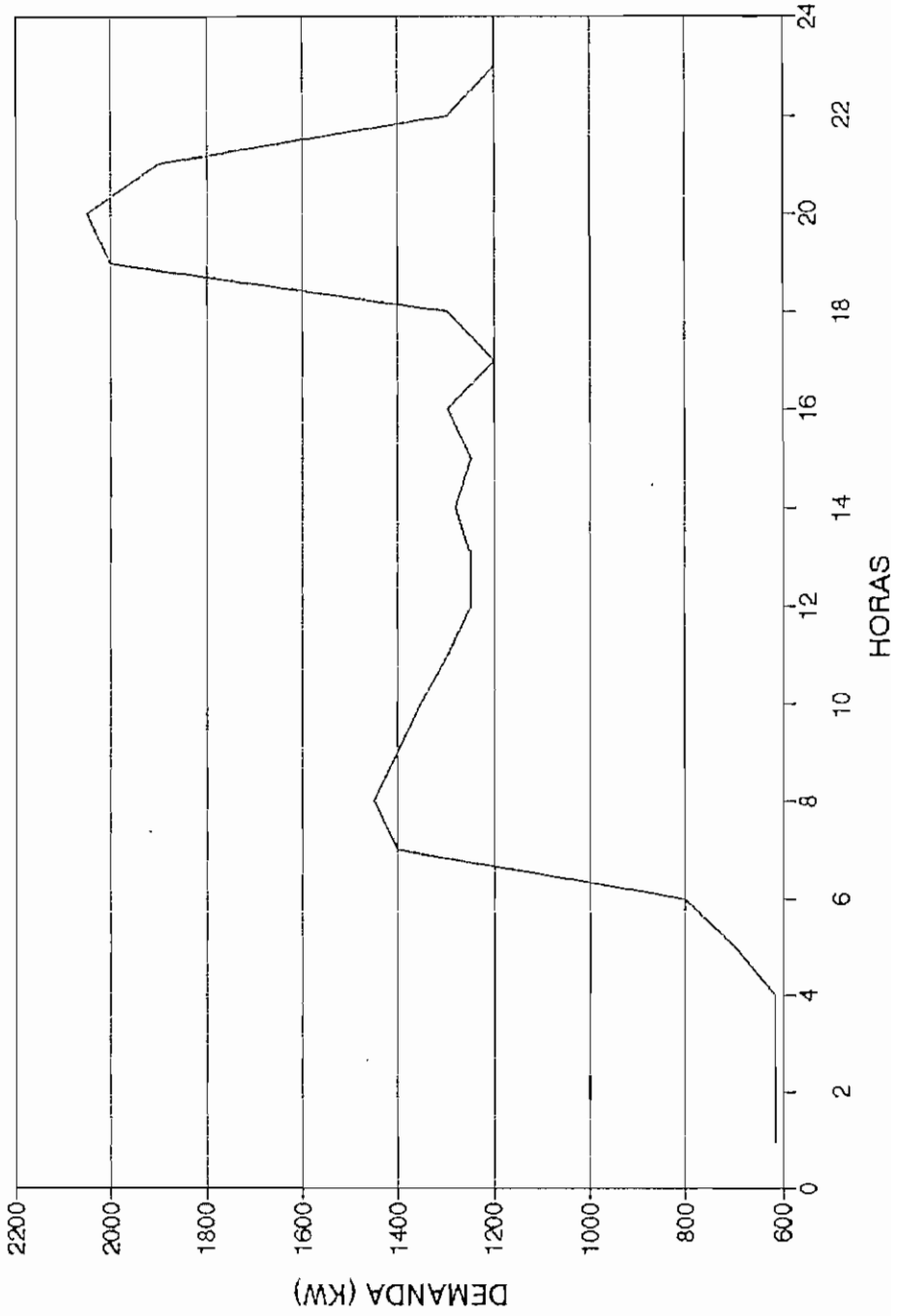
ALIMENTADOR FICOA CURVA DE DEMANDA



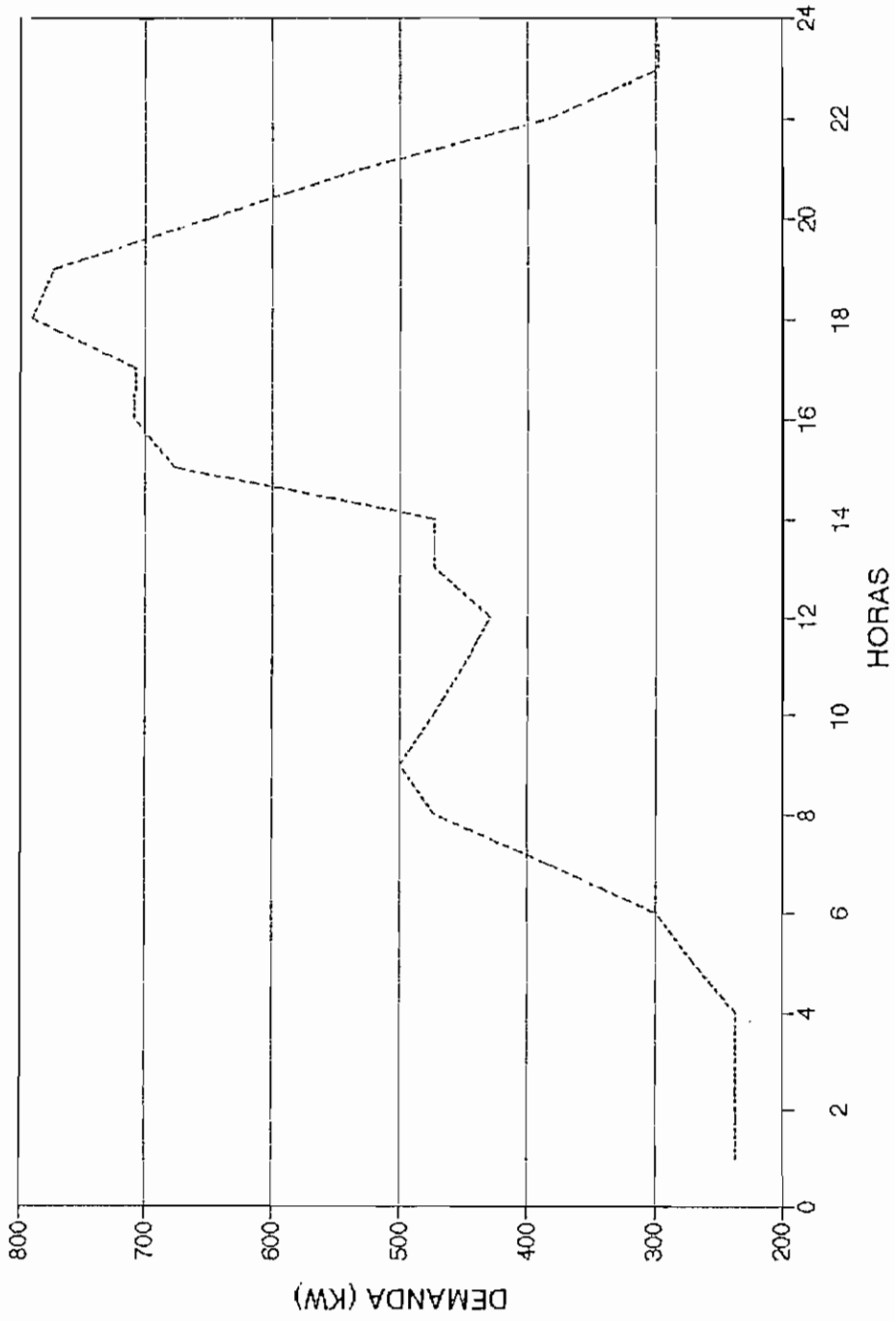
ALIMENTADOR OLIMPICA CURVA DE CARGA



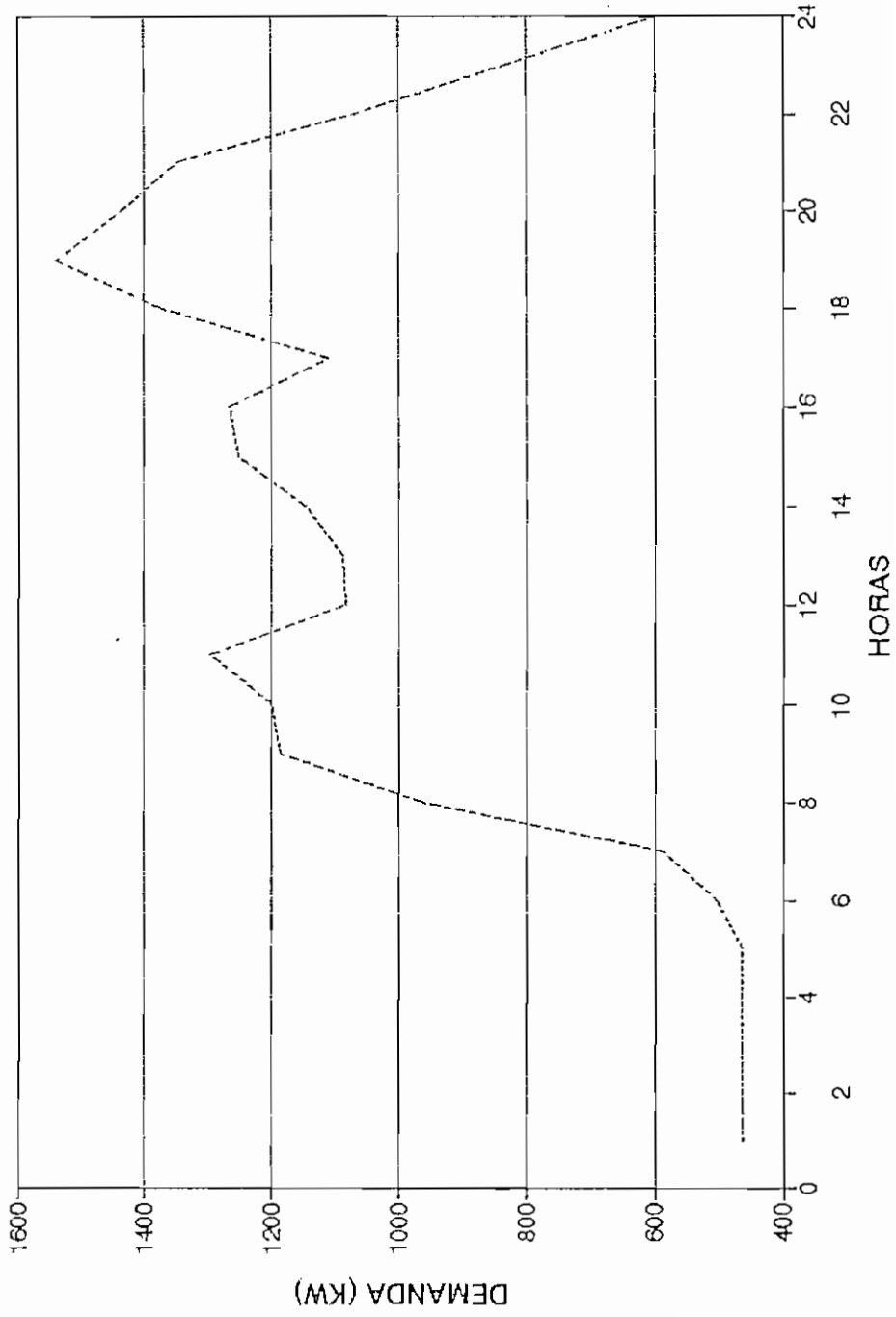
ALIMENTADOR ATAHUALPA CURVA DE CARGA



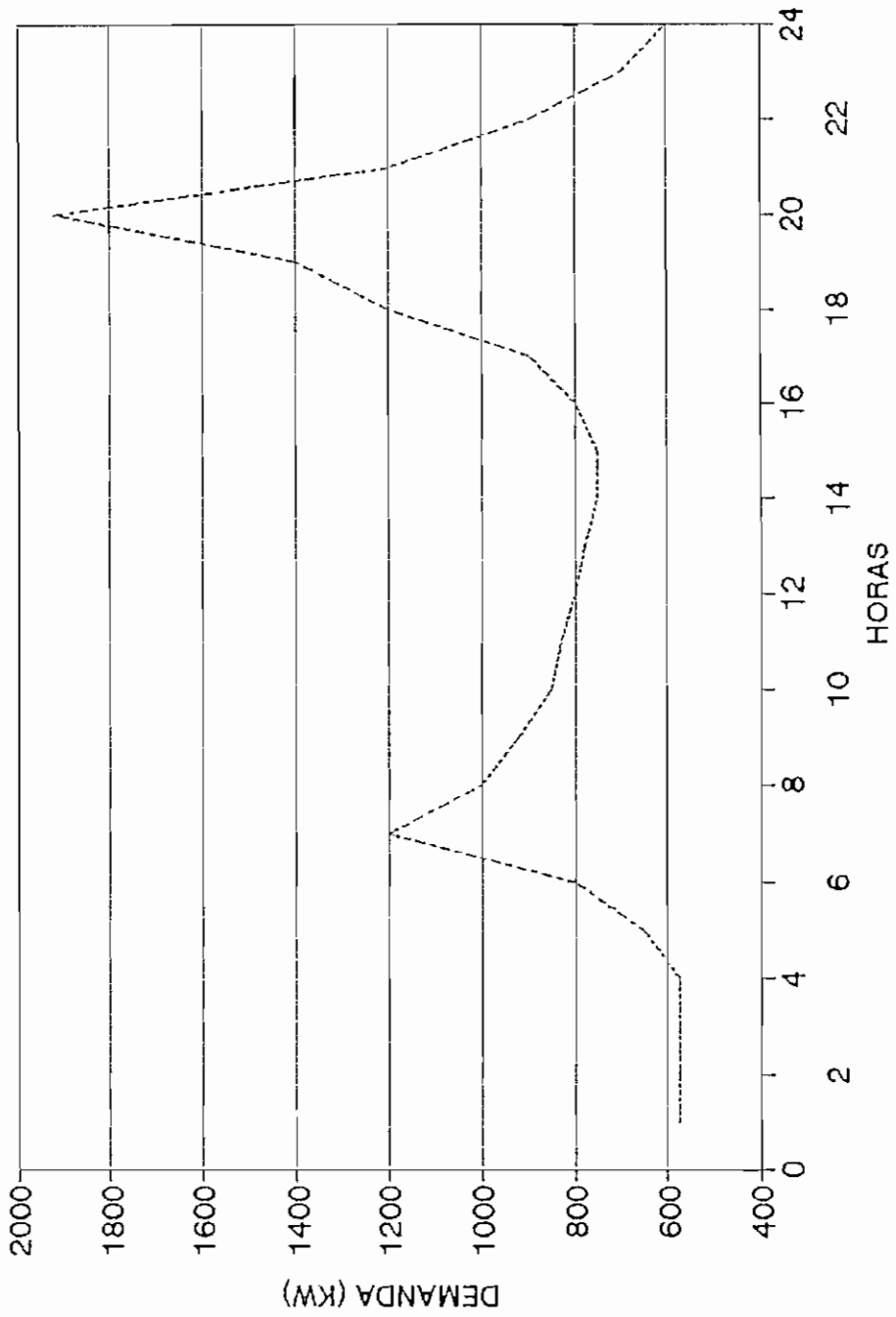
ALIMENTADOR ESPEJO CURVA DE CARGA



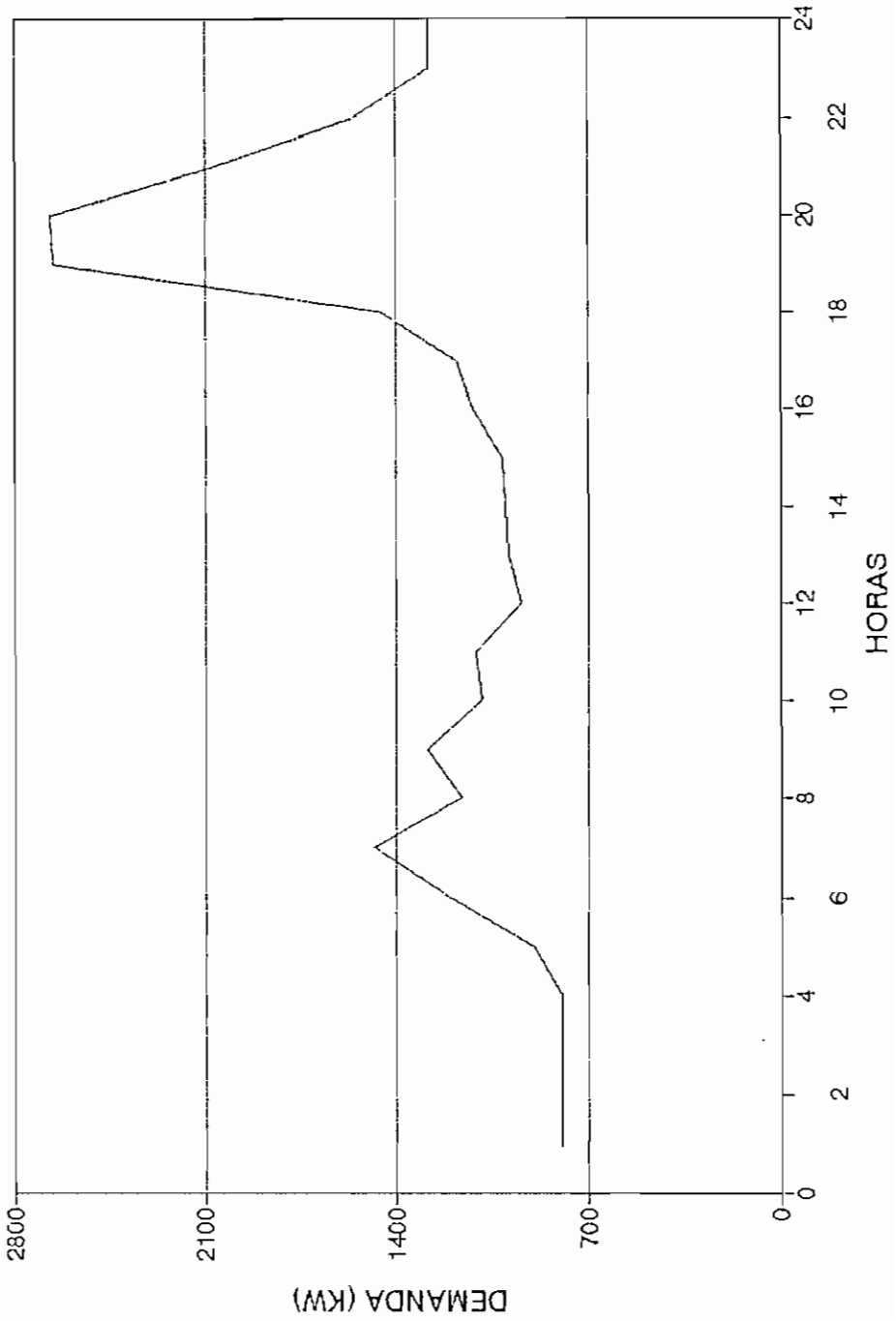
ALIMENTADOR NORTE CURVA DE CARGA



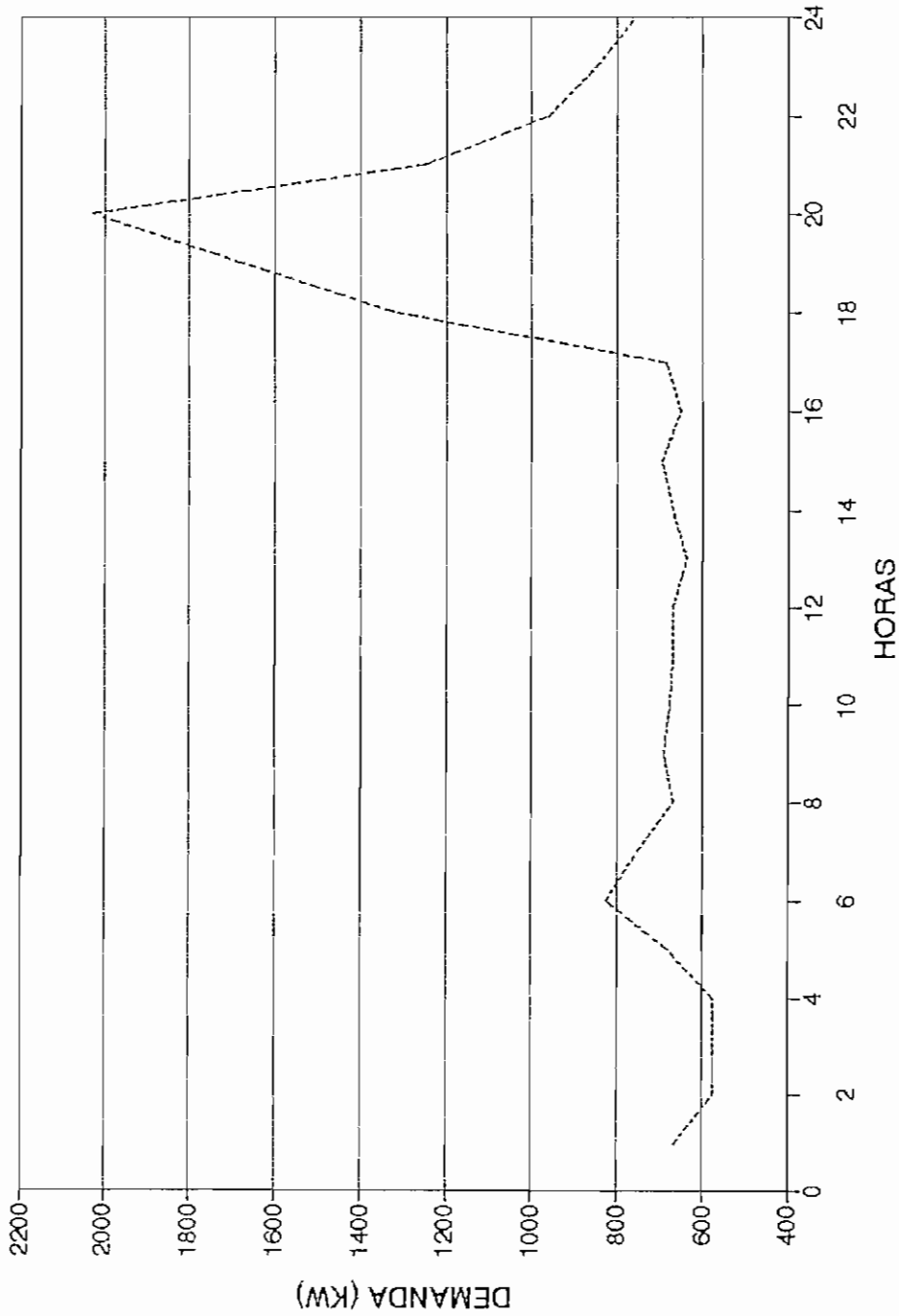
CIRCUITO PASA CURVA DE CARGA



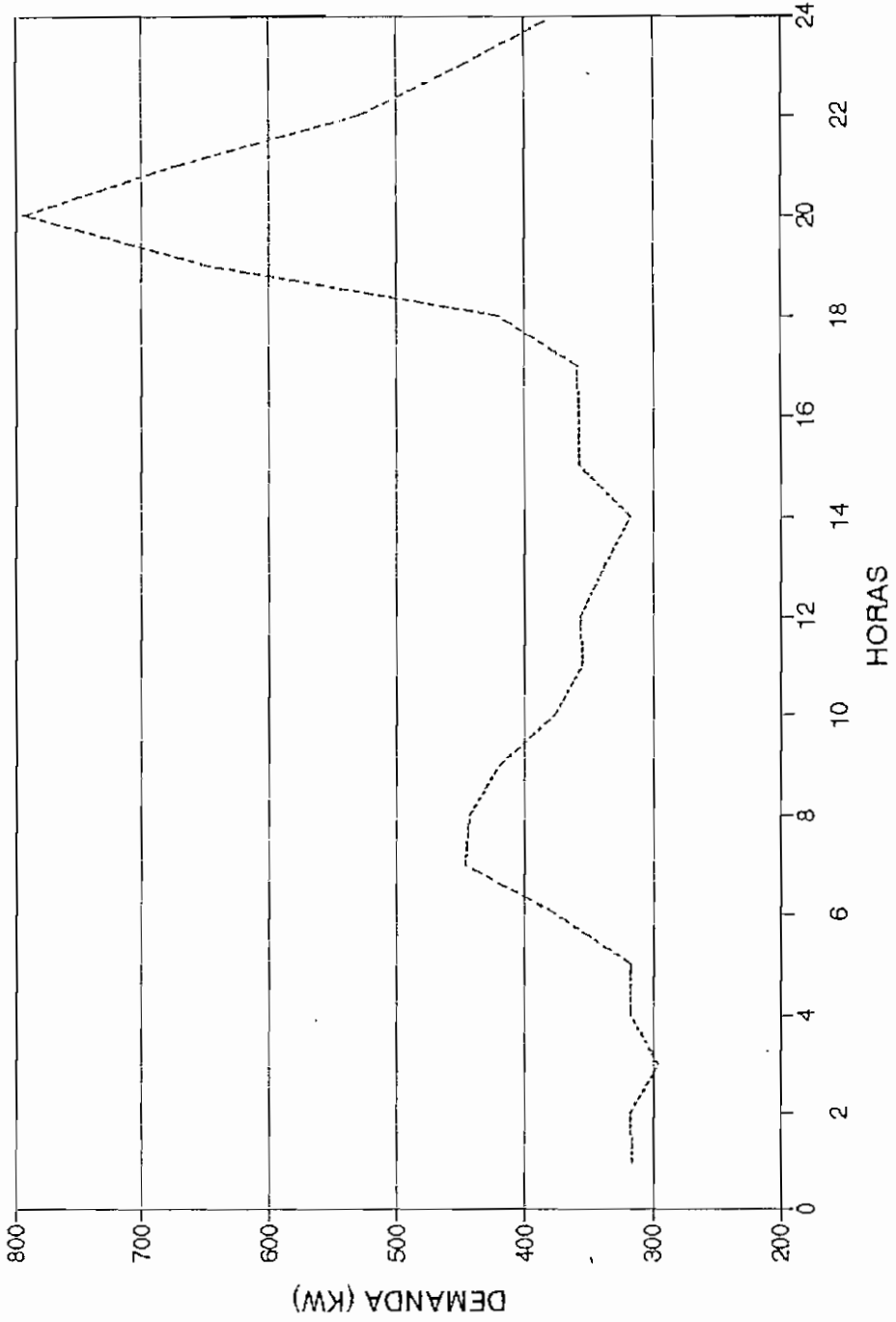
ALIMENTADOR PILLARO CURVA DE CARGA



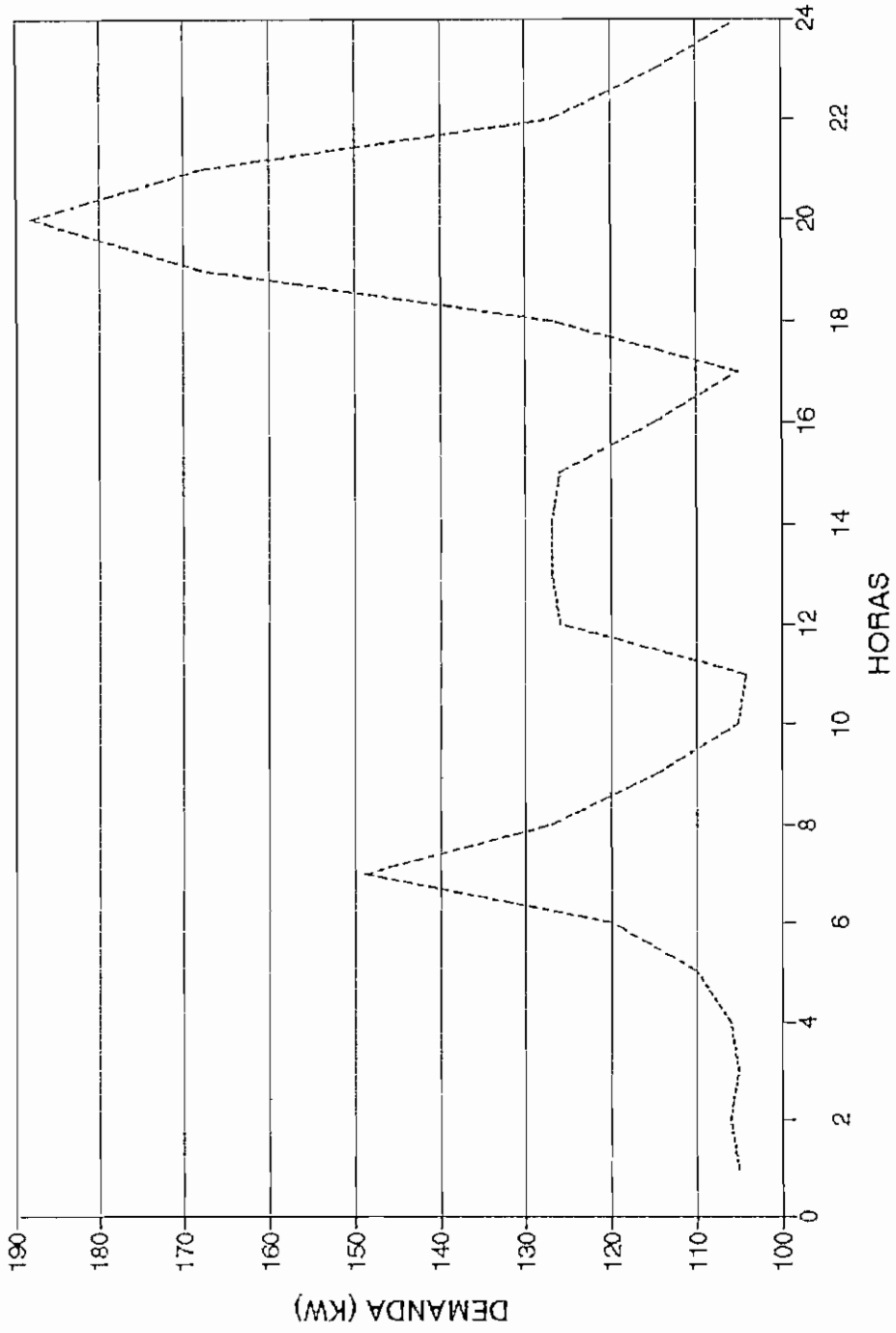
CIRCUITO QUERO - CEVALLOS CURVA DE CARGA



ALIMENTADOR QUISAPINCHA CURVA DE CARGA



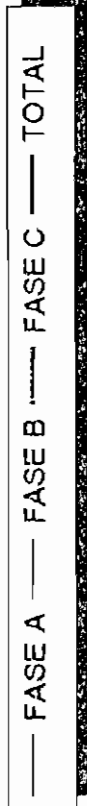
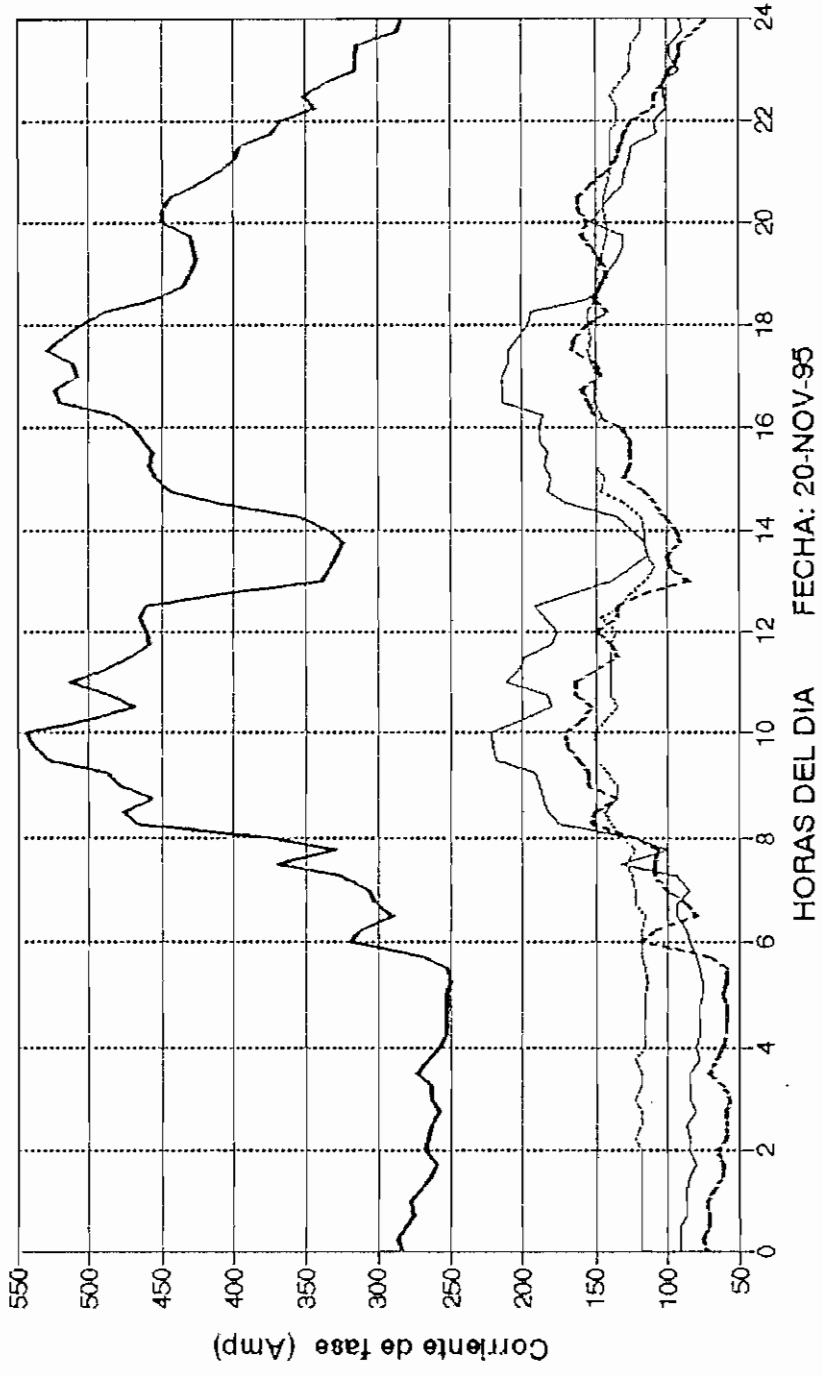
ALIMENTADOR PILISHURCO CURVA DE CARGA



ANEXO No 2.2

**CURVAS DE CARGA, OBTENIDAS MEDIANTE
REGISTRADORES PORTATILES, EN TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCION Y CIRCUITOS SECUNDARIOS.**

**TRANSFORMADOR # 1483 75 KVA
CEVALLOS Y CALDERON**

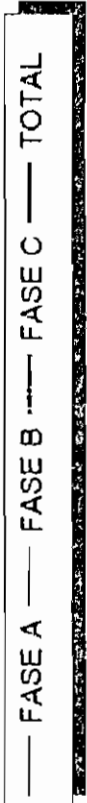
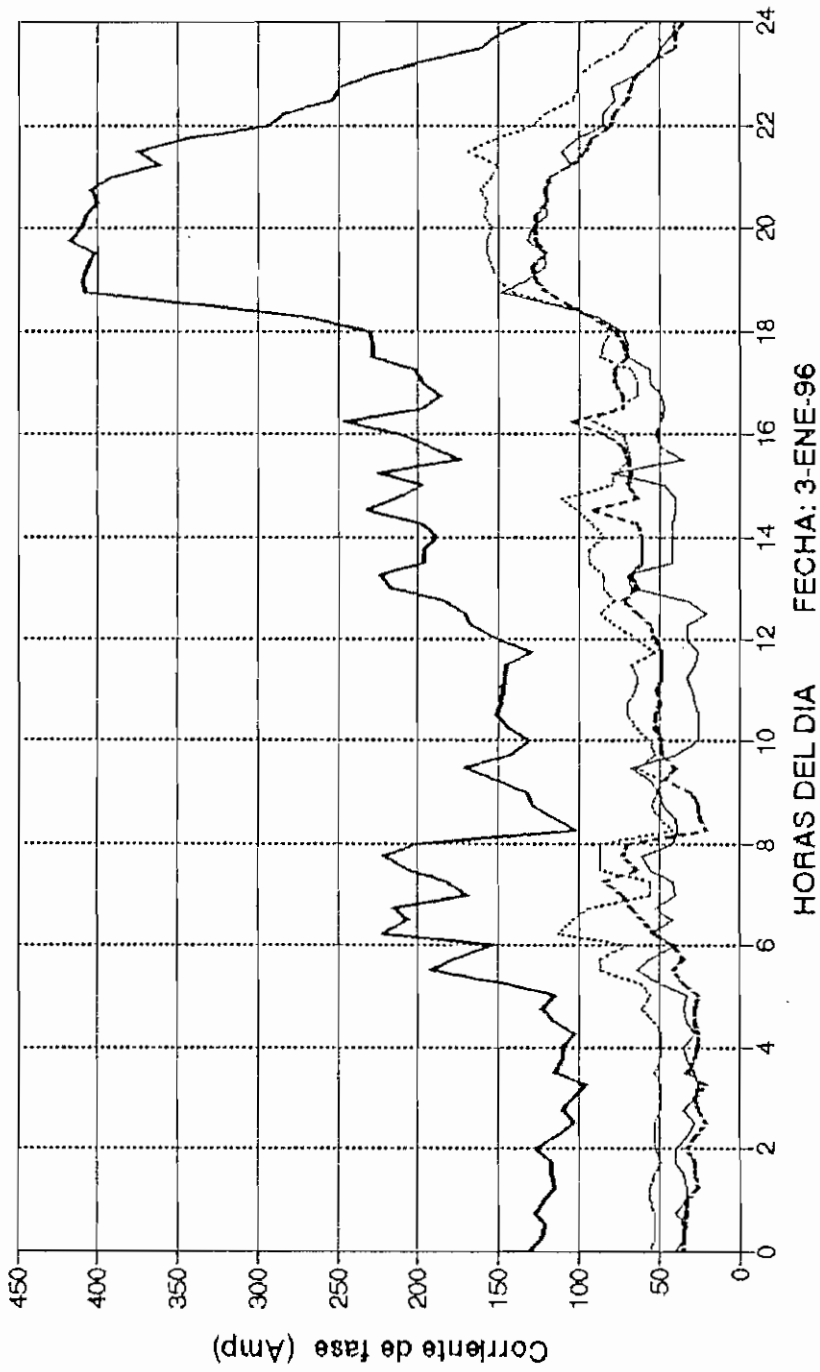


TRANSFORMADOR 3-FASICO # 1483
 75Kva 13800 GRDY 7960 208/120
 PORT-REC #5 20-NOVIEMBRE-1995
 DIRECCION: AV. CEVALLOS Y CALDERON

DATOS DE CORRIENTE

Tiempo		F1	F2	F3	TOTAL POTENCIA	
H	m	(A)	(A)	(A)	(A)	(KVA)
17	0	214	149	145	508	61
	15	210	153	149	512	61
	30	210	155	165	530	64
	45	202	153	163	518	62
18	0	196	155	155	506	61
	15	194	155	141	490	59
	30	155	149	151	455	55
	45	145	145	145	435	52
19	0	141	149	141	431	52
	15	135	145	145	425	51
	30	131	143	153	427	51
	45	131	141	159	431	52
20	0	153	141	155	449	54
	15	145	143	161	449	54
	30	139	143	161	443	53
	45	131	141	153	425	51
21	0	129	139	141	409	49
	15	125	139	135	399	48
	30	124	139	133	396	48
	45	108	139	129	374	45
22	0	108	135	124	367	44
	15	100	135	108	343	41
	30	102	139	110	351	42
	45	102	133	102	337	40
23	0	92	125	98	315	38
	15	98	125	92	315	38
	30	98	124	92	314	38
	45	88	118	80	286	34

**TRANSFORMADOR # 2370 50 KVA
PICHINCHA Y QUIS-QUIS**

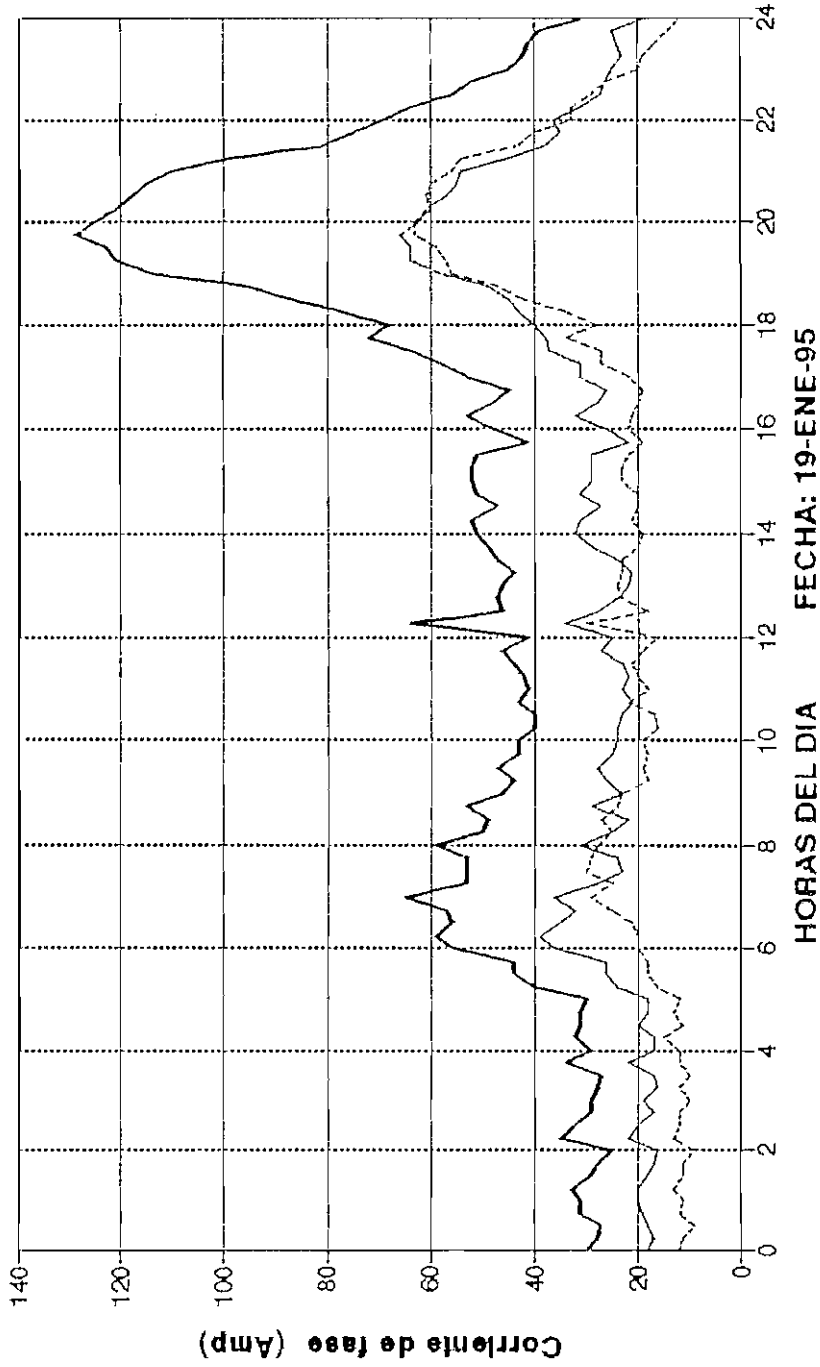


TRANSFORMADOR 3-FASICO # 2370
 50 Kva 4160 GRDY 2400 208/120
 PORT-REC #5 3-ENERO-1996
 DIRECCION: PICHINCHA Y QUIS-QUIS

DATOS DE CORRIENTE

Tiempo		F1	F2	F3	TOTAL POTENCIA	
H	m	(A)	(A)	(A)	(A)	KVA
16	0	54	73	85	212	25
	15	49	92	106	247	30
	30	47	78	73	198	24
	45	49	64	73	186	22
17	0	56	64	78	198	24
	15	56	68	78	202	24
	30	71	87	71	229	27
	45	71	85	73	229	27
18	0	73	80	78	231	28
	15	87	87	92	266	32
	30	113	111	106	330	40
	45	148	141	120	409	49
19	0	132	151	127	410	49
	15	122	155	129	406	49
	30	122	158	122	402	48
	45	132	158	127	417	50
20	0	129	155	127	411	49
	15	120	160	127	407	49
	30	122	158	120	400	48
	45	120	162	122	404	48
21	0	118	155	118	391	47
	15	106	151	104	361	43
	30	111	169	96	376	45
	45	101	151	92	344	41
22	0	85	129	80	294	35
	15	85	120	78	283	34
	30	78	104	71	253	30
	45	80	101	68	249	30

**TRANSFORMADOR # 378 25 KVA
SAN PEDRO PICAIHUA**



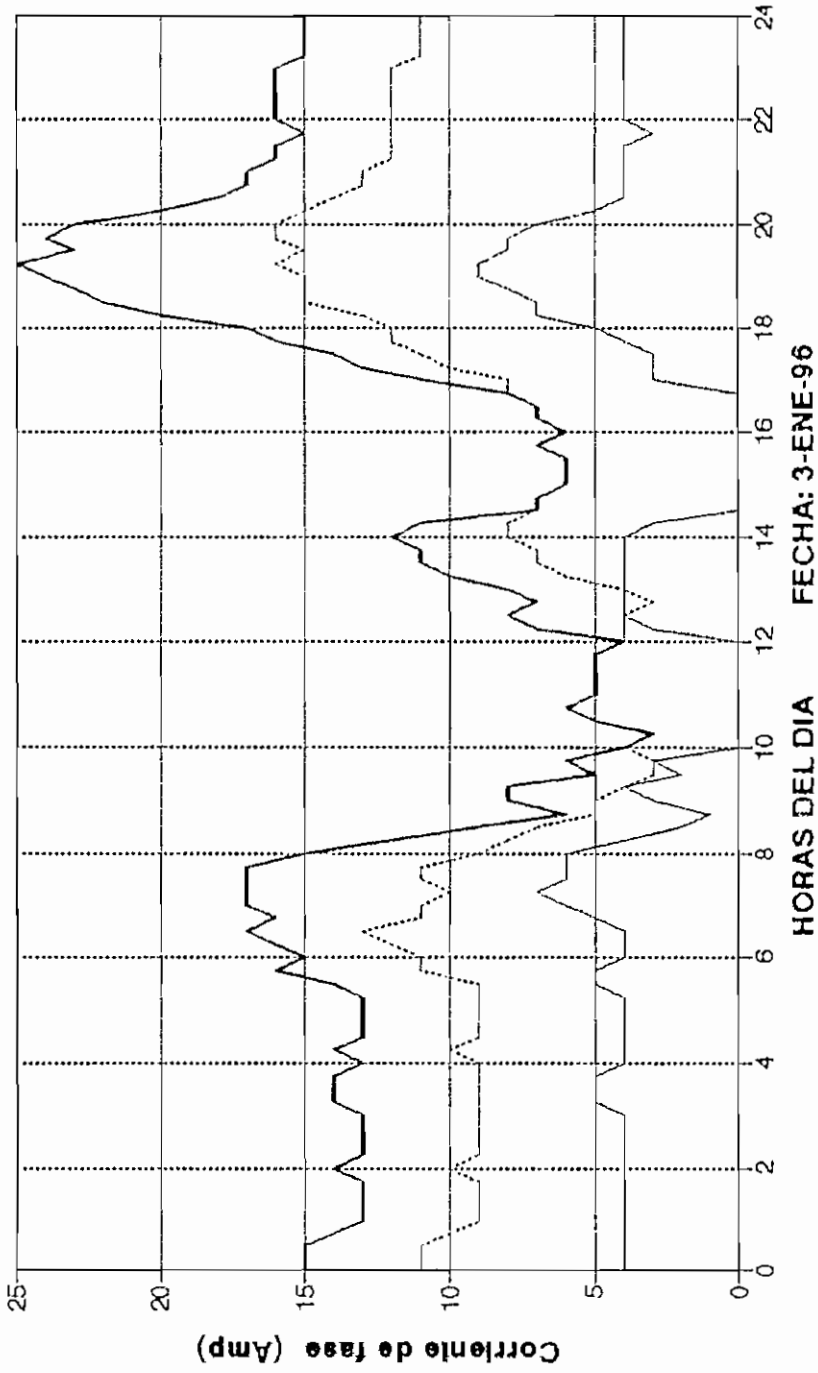
— FASE A - - - FASE B — TOTAL

TRANSFORMADOR 1-FASICO # 378
 25 KVA 13800 GRDY 7960 120/240
 PORT-REC #7 19-ENE-95
 DIRECCION: SAN PEDRO PICAIHUA

DATOS DE CORRIENTE

Tiempo		F1	F2	TOTAL	POTENCIA
H	m	(A)	(A)	(A)	(KVA)
18	0	40	28	68	8
	15	43	34	77	9
	30	45	42	87	10
	45	49	47	96	12
19	0	58	56	114	14
	15	64	57	121	15
	30	64	59	123	15
	45	66	63	129	15
20	0	62	63	125	15
	15	61	60	121	15
	30	57	61	118	14
	45	55	60	115	14
21	0	54	56	110	13
	15	45	54	99	12
	30	38	43	81	10
	45	35	40	75	9
22	0	36	33	69	8
	15	31	33	64	8
	30	27	29	56	7
	45	26	26	52	6
23	0	25	20	45	5
	15	23	19	42	5
	30	24	17	41	5
	45	25	14	39	5
24	0	18	12	30	4

**TRANSFORMADOR # 718 10 KVA
APATUG ARRIBA SANTA ROSA**

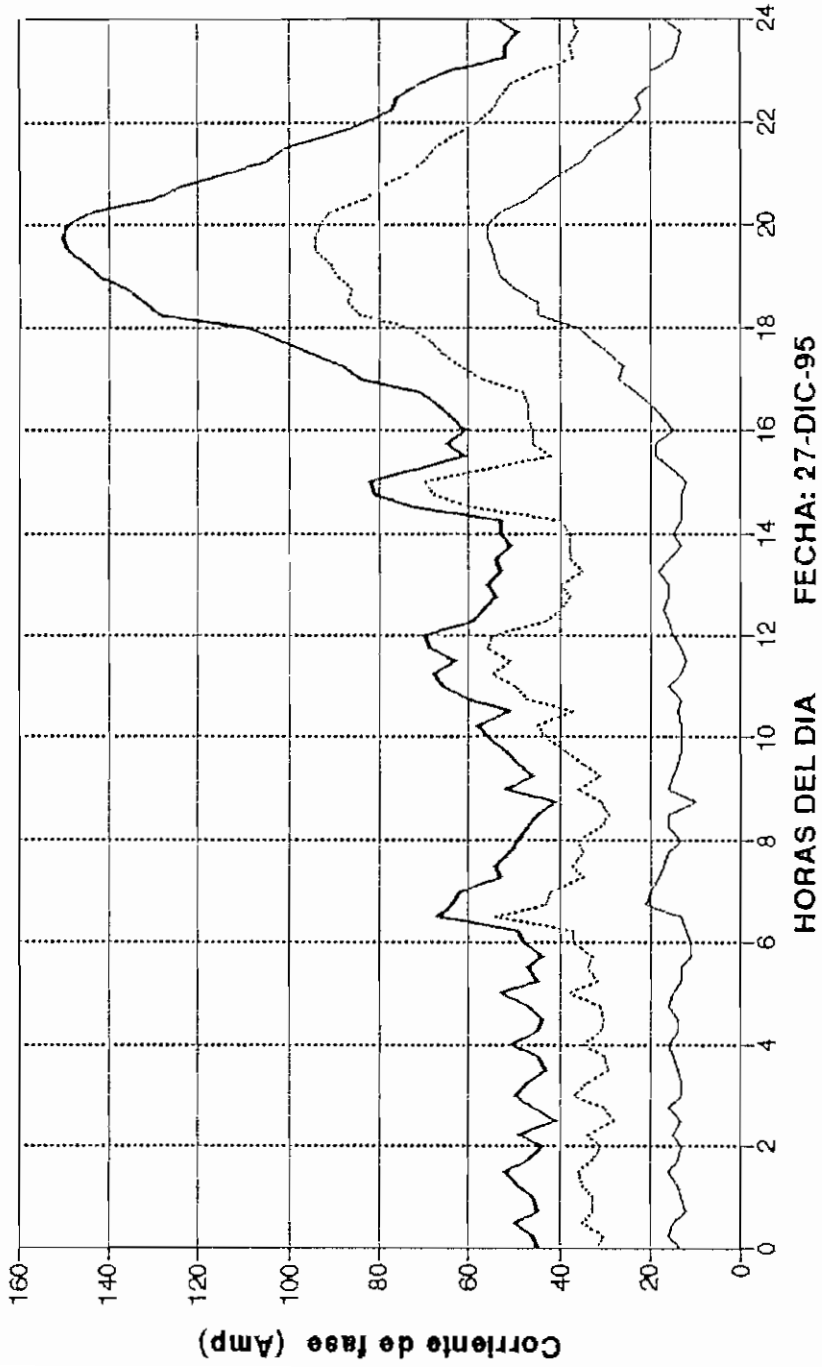


TRANSFORMADOR 1-FASICO #718
 10 Kva 13800 GRDY 7960 120/240
 PORT-REC #3 3-ENE-96
 DIRECCION: APATUC (STA. ROSA)

DATOS DE CORRIENTE

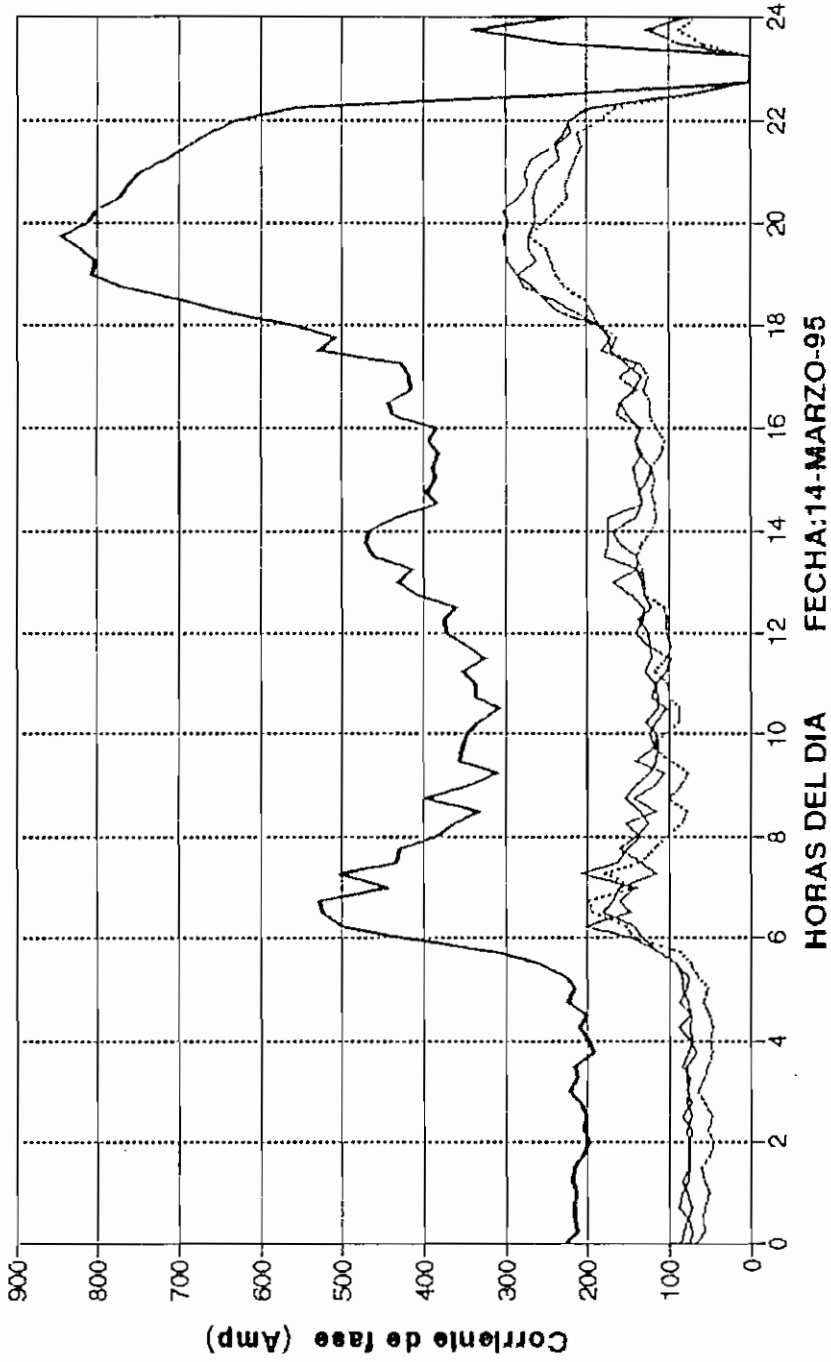
Tiempo	F1	F2	TOTAL	POTENCIA
H m	(A)	(A)	(A)	(KVA)
16 0	0	6	6	0.72
15	0	7	7	0.84
30	0	7	7	0.84
45	0	8	8	0.96
17 0	3	8	11	1.32
15	3	10	13	1.56
30	3	11	14	1.68
45	4	12	16	1.92
18 0	5	12	17	2.04
15	7	13	20	2.40
30	7	15	22	2.64
45	8	15	23	2.76
19 0	9	15	24	2.88
15	9	16	25	3.00
30	8	15	23	2.76
45	8	16	24	2.88
20 0	7	16	23	2.76
15	5	15	20	2.40
30	4	14	18	2.16
45	4	13	17	2.04
21 0	4	13	17	2.04
15	4	12	16	1.92
30	4	12	16	1.92
45	3	12	15	1.80
22 0	4	12	16	1.92
15	4	12	16	1.92
30	4	12	16	1.92
45	4	12	16	1.92
23 0	4	12	16	1.92
15	4	11	15	1.80
30	4	11	15	1.80
45	4	11	15	1.80

**TRANSFORMADOR # 530 15 KVA
SAN PEDRO-PICAIHUA**

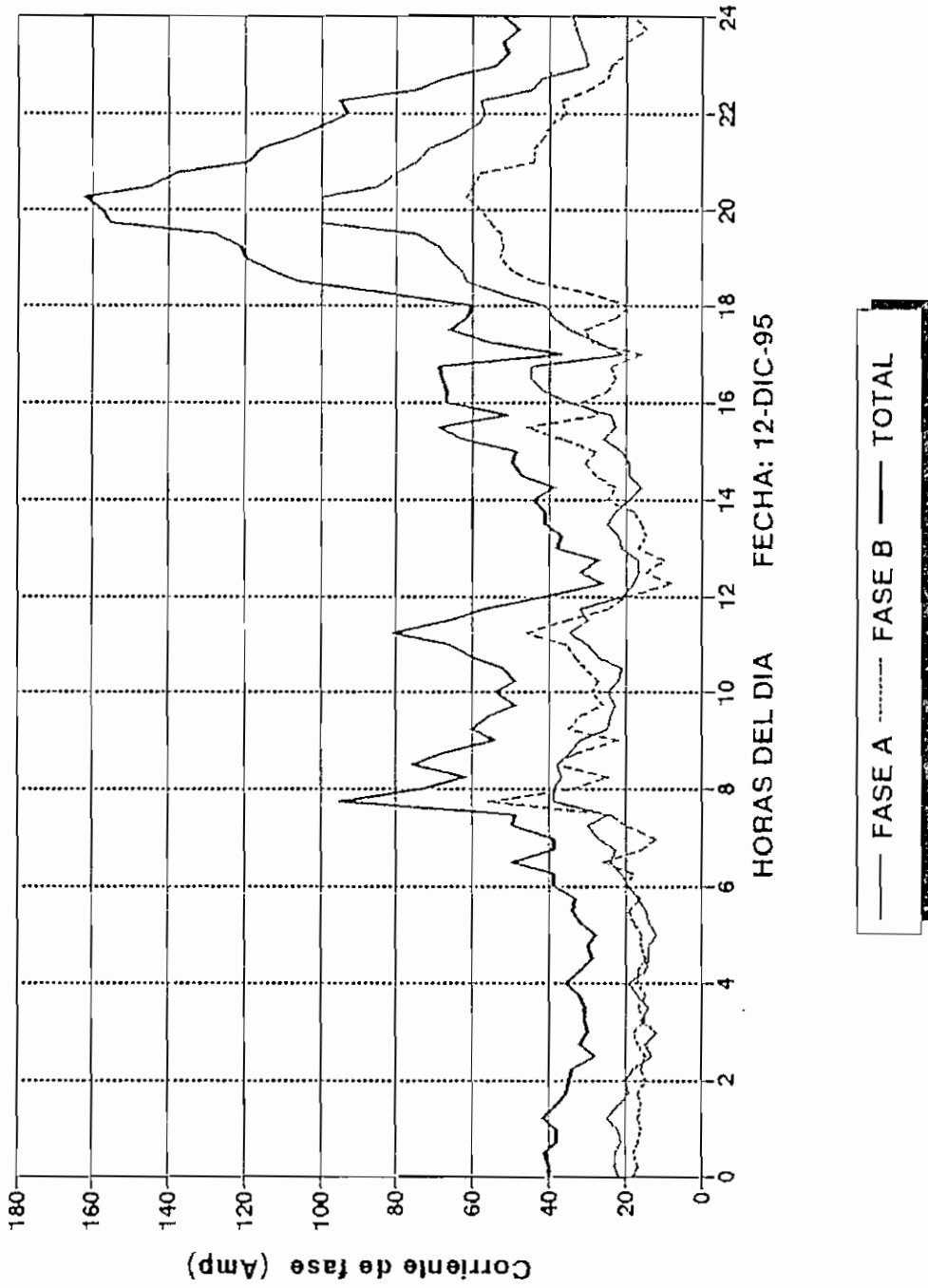


— FASE A - - - FASE B . . . TOTAL

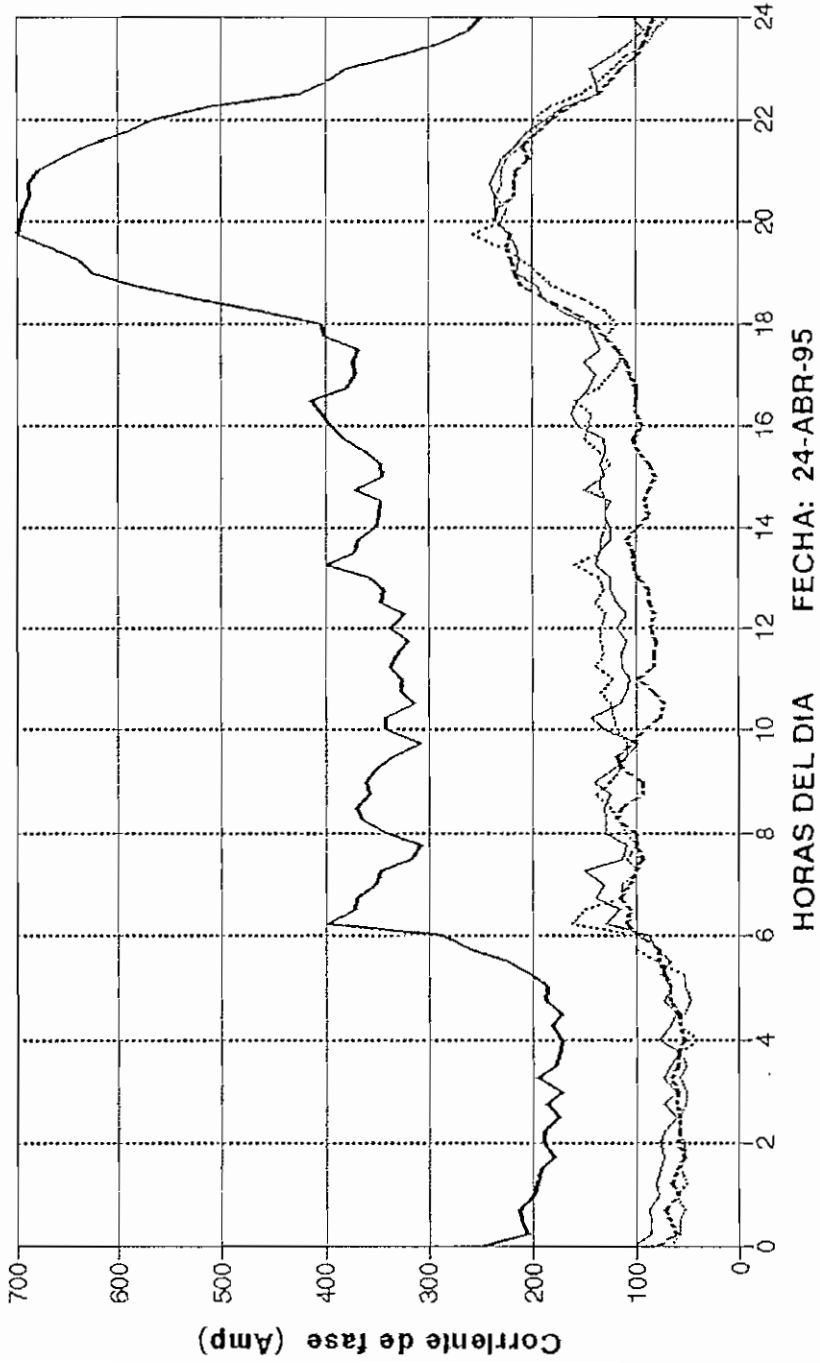
TRANSFORMADOR # 2157 90 KVA
JUAN B. VELA Y FLOREANA



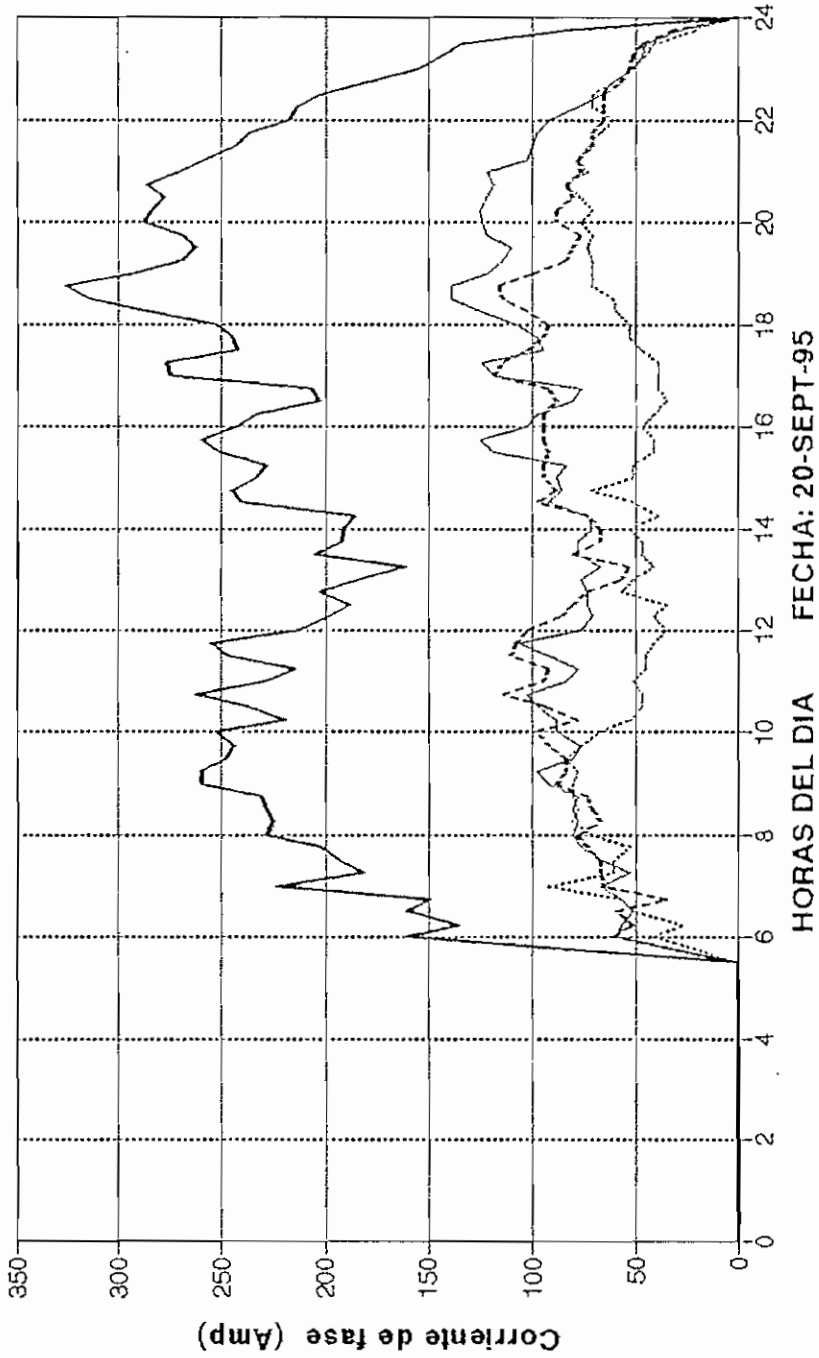
**TRANSFORMADOR # 1415 15 KVA
HUACHI EL PROGRESO**



**TRANSFORMADOR # 153 90 KVA
CARIHUAYRAZO Y SANGAY**

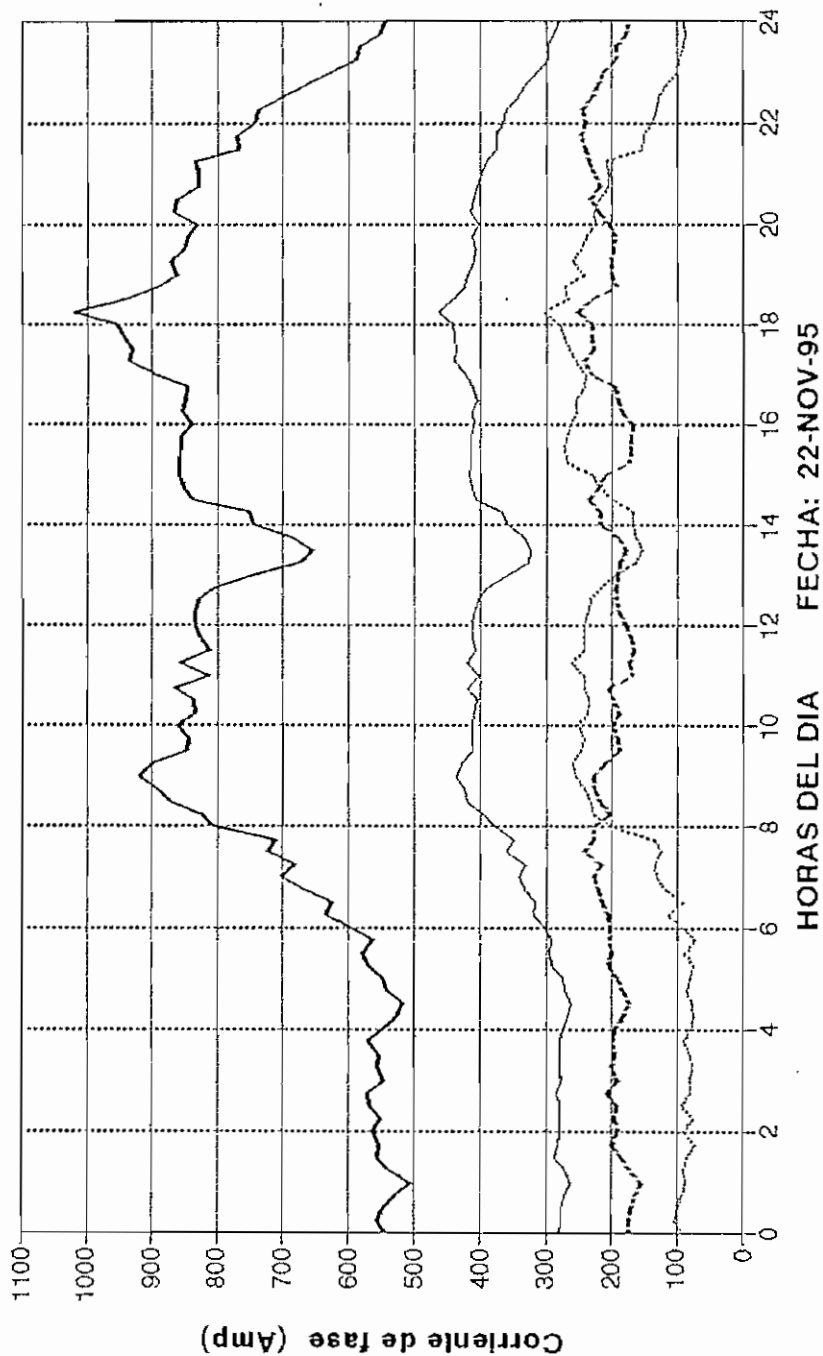


TRANSFORMADOR # 100 60 KVA
5 JUNIO Y DARQUEA



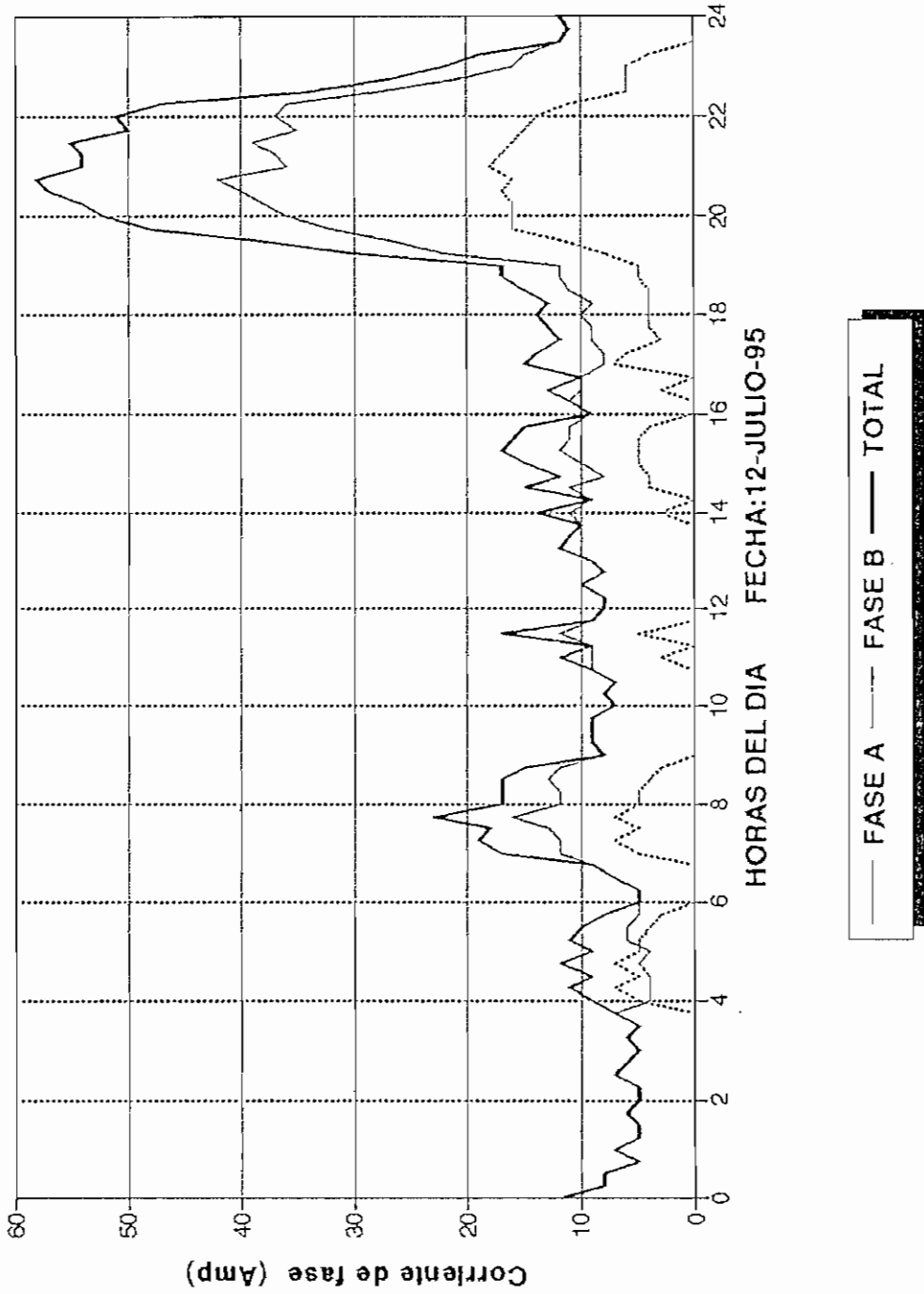
— FASE A - - - FASE B FASE C ——— TOTAL

**TRANSFORMADOR # 129 75 KVA
ABDON CALDERON Y CEVALLOS**



— FASE A — FASE B FASE C — TOTAL

**TRANSFORMADOR # 1566 10 KVA
ALOBAMBA**



ANEXO No 3

RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS FLUJOS DE CARGA MEDIANTE PROGRAMA SICAP.

3.1 ALIMENTADOR CENTRAL.

3.2 ALIMENTADOR FICOA.

ANEXO NO 3 - 1
ALIMENTADOR CENTRAL

ARCHIVO: SIRE0101.DGN

Nombre del Alimentador: 0101

Fecha de medición: 07/06/96

Nº de secciones: Nivel de tensión Pérdidas tot. % Pérd. Energía
 Inicial. 1 en (Kv) Pot. Conect. (KVA). 3925.00 KW : 79.03 4.9 KWH/ANO : 375863
 Final. 66 Nominal. 4.16 Demanda Máx. (KW). 1612.10 KVAR: 65.38 12.4 KVARH/ANO: 310796

Nº	Sección Ubicación.	Conductor	Fases	I (A)	V (%)	DV Secc. (KV)	Vol. Nudo (KV)	V(%) del Nudo.	RVol Acum (%)	(KVA) Instds.	(KVA) Acum.	Pot_3φ (KVA) Acum.	Pot_2φ (KVA) Acum.	Pot_1φ (KVA) Acum.	PotRep Nudo (KW)	PotRep Nudo (KVAR)	Med
1	UC02	2/O AC	ABC	242.13	89.7	0.026	4.014	96.5	0.6	30.0	3925.0	1504.9	52.9	138.2	12.3	4.0	
2	UC02	2/O AC	ABC	240.29	89.0	0.014	4.000	96.2	0.9	0.0	3895.0	1492.0	52.9	138.2	0.0	0.0	
3	UC02	4 AC	C	4.63	3.3	0.003	3.997	96.1	1.0	25.0	25.0	0.0	0.0	10.8	10.3	3.4	
4	UC02	2/O AC	ABC	238.75	88.4	0.064	3.936	94.6	2.5	30.0	3870.0	1492.0	52.9	127.4	12.3	4.0	
5	UC03	2/O AC	ABC	236.91	87.7	0.042	3.894	93.6	3.5	0.0	3840.0	1479.1	52.9	127.4	0.0	0.0	
6	UC03	4 AC	A	1.41	1.0	0.001	3.893	93.6	3.5	7.5	7.5	0.0	0.0	3.3	3.1	1.0	
7	UC03	2/O AC	ABC	236.43	87.6	0.025	3.869	93.0	4.1	45.0	3832.5	1479.1	52.9	124.1	18.5	6.1	
8	UC03	2/O AC	ABC	233.65	86.5	0.012	3.857	92.7	4.4	0.0	3787.5	1459.6	52.9	124.1	0.0	0.0	
9	UC03	4 AC	C	0.00	0.0	0.000	3.857	92.7	4.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
10	UC03	2/O AC	ABC	110.56	40.9	0.012	3.845	92.4	4.7	5.0	1792.5	662.2	20.5	91.7	2.1	0.7	
11	UC03	2/O AC	ABC	55.98	20.7	0.008	3.839	92.3	4.8	0.0	907.5	316.5	20.5	55.0	0.0	0.0	
12	UC03	1/O AC	ABC	4.63	2.0	0.001	3.838	92.3	4.8	75.0	75.0	32.4	0.0	0.0	30.8	10.1	
13	UC03	2/O AC	ABC	13.88	5.1	0.002	3.837	92.2	4.9	112.5	225.0	68.1	0.0	29.1	46.2	15.2	
14	UC03	1/O AC	ABC	37.48	16.3	0.010	3.829	92.0	5.1	75.0	607.5	216.0	20.5	25.9	30.8	10.1	
15	UC03	2 AC	AB	3.47	1.9	0.001	3.828	92.0	5.1	37.5	37.5	0.0	16.2	0.0	15.4	5.1	
16	UC03	2/O AC	ABC	30.52	11.3	0.004	3.825	91.9	5.2	75.0	495.0	163.6	4.3	25.9	30.8	10.1	
17	UC03	1/O AC	ABC	24.36	10.6	0.003	3.821	91.9	5.2	0.0	395.0	140.4	4.3	25.9	0.0	0.0	

ANEXO NO 3 - 1
ALIMENTADOR CENTRAL

ARCHIVO: SIRE0101.DGN

Sección Nº	Ubic.	Conductor MCH o AWG	Fases Línea	I (A)	Carga (%)	DV Secc. (KV)	Vol Modo (KV)	V(%) del Nom.	RVol Acum (%)	(KVA) Instds.	(KVA) Acum.	Pot_3φ Acum. (KVA)	Pot_2φ Acum. (KVA)	Pot_1φ Acum. (KVA)	PotRep Modo (KW)	PotRep Modo (KVAR)
18	UC03	1/0 AC	ABC	6.48	2.8	0.000	3.821	91.9	5.2	45.0	105.0	19.5	0.0	25.9	18.5	6.1
19	UC03	4 AC	ABC	4.63	3.3	0.001	3.820	91.8	5.3	75.0	75.0	32.4	0.0	0.0	30.8	10.1
20	UC03	1/0 AC	ABC	13.25	5.8	0.001	3.820	91.8	5.3	10.0	215.0	88.5	4.3	0.0	4.1	1.3
21	UC03	1/0 AC	ABC	12.63	5.5	0.001	3.819	91.8	5.3	75.0	205.0	88.5	0.0	0.0	30.8	10.1
22	UC03	4 AC	ABC	4.63	3.3	0.001	3.818	91.8	5.3	75.0	75.0	32.4	0.0	0.0	30.8	10.1
23	UC03	1/0 AC	ABC	1.84	0.8	0.000	3.819	91.8	5.3	30.0	30.0	12.9	0.0	0.0	12.3	4.0
24	UC03	2/0 AC	ABC	6.94	2.6	0.001	3.836	92.2	4.9	30.0	112.5	19.5	0.0	28.1	12.3	4.0
25	UC03	4 AC	ABC	5.10	3.6	0.001	3.835	92.2	4.9	45.0	82.5	19.5	0.0	16.2	18.5	6.1
26	UC03	2 AC	C	6.95	3.9	0.001	3.834	92.2	4.9	37.5	37.5	0.0	0.0	16.2	15.4	5.1
27	UC03	2/0 AC	ABC	123.09	45.6	0.013	3.844	92.4	4.7	50.0	1995.0	797.4	32.4	32.4	20.5	6.7
28	UC03	2 AC	ABC	104.28	57.9	0.015	3.829	92.0	5.1	165.0	1690.0	687.2	32.4	10.8	67.8	22.3
29	UC03	2 AC	ABC	94.08	52.3	0.024	3.805	91.5	5.6	75.0	1525.0	615.8	32.4	10.8	30.8	10.1
30	UC03	2 CU	ABC	89.46	38.9	0.011	3.794	91.2	5.9	150.0	1450.0	583.4	32.4	10.8	61.6	20.2
31	UC03	2 CU	ABC	80.21	34.9	0.008	3.786	91.0	6.1	75.0	1300.0	518.6	32.4	10.8	30.8	10.1
32	UC03	2 AC	ABC	75.58	42.0	0.009	3.777	90.8	6.3	0.0	1225.0	518.6	0.0	10.8	0.0	0.0
33	UC03	1/0 AC	ABC	14.82	6.4	0.001	3.776	90.8	6.3	0.0	240.0	103.8	0.0	0.0	0.0	0.0
34	UC03	2 XLC	ABC	9.25	8.4	0.001	3.775	90.7	6.4	150.0	150.0	64.8	0.0	0.0	61.6	20.2
35	UC03	4 AC	ABC	5.57	4.0	0.001	3.775	90.7	6.4	45.0	90.0	39.0	0.0	0.0	18.5	6.1
36	UC03	4 AC	ABC	2.78	2.0	0.001	3.774	90.7	6.4	45.0	45.0	19.5	0.0	0.0	18.5	6.1
37	UC03	1/0 AC	ABC	22.07	8.6	0.002	3.775	90.7	6.4	0.0	357.5	148.1	0.0	6.5	0.0	0.0
38	UC03	4 AC	ABC	5.55	4.0	0.001	3.774	90.7	6.4	90.0	90.0	38.9	0.0	0.0	37.0	12.1
39	UC03	4 AC	ABC	16.52	11.8	0.004	3.771	90.6	6.5	132.5	267.5	109.2	0.0	6.5	54.4	17.9
40	UC03	4 AC	ABC	8.34	6.0	0.002	3.769	90.6	6.5	120.0	135.0	51.9	0.0	6.5	49.3	16.2
41	UC03	2 AC	ABC	38.08	21.2	0.007	3.768	90.6	6.5	0.0	617.5	266.7	0.0	0.0	0.0	0.0
42	SC03	2 XLC	ABC	38.08	34.6	0.002	3.766	90.5	6.6	162.5	617.5	266.7	0.0	0.0	66.7	21.9

ANEXO NO 3 - 1
ALIMENTADOR CENTRAL

ARCHIVO: SINE0101.DGN

Sección Nº	Ubic. MCH o AWG	Conductor Fases Línea	1 (A)	(%) de Carga	DV Secc. (IV)	Vol Nodo (IV)	V (%) del Nod.	RVol Acum (%)	(KVA) Instds.	(KVA) Acum.	Pot_3º Acum. (KVA)	Pot_2º Acum. (KVA)	Pot_1º Acum. (KVA)	PotRep Nodo (KW)	PotRep Med (KW)
43	S003	2 XLC	26.21	23.8	0.003	3.763	90.5	6.6	275.0	425.0	183.6	0.0	0.0	112.9	37.1
44	S003	2 XLC	9.25	8.4	0.001	3.762	90.4	6.7	150.0	150.0	64.8	0.0	0.0	61.6	20.2
45	S003	2 XLC	1.84	1.7	0.000	3.766	90.5	6.6	30.0	30.0	12.9	0.0	0.0	12.3	4.0
46	U003	2/O AC	54.28	20.1	0.006	3.839	92.3	4.8	75.0	880.0	345.7	0.0	34.5	30.8	10.1
47	U003	2/O AC	49.65	18.4	0.005	3.834	92.2	4.9	75.0	805.0	313.3	0.0	34.5	30.8	10.1
48	S003	2 XLC	4.63	4.2	0.000	3.834	92.2	4.9	75.0	75.0	32.4	0.0	0.0	30.8	10.1
49	U003	2/O AC	40.40	15.0	0.004	3.830	92.1	5.0	25.0	655.0	248.5	0.0	34.5	10.3	3.4
50	U003	2/O AC	15.72	5.8	0.001	3.829	92.0	5.1	75.0	255.0	110.1	0.0	0.0	30.8	10.1
51	U003	8 CU	1.84	2.0	0.001	3.828	92.0	5.1	30.0	30.0	12.9	0.0	0.0	12.3	4.0
52	S003	2 XLC	8.34	7.6	0.000	3.830	92.1	5.0	90.0	135.0	58.4	0.0	0.0	37.0	12.1
53	U003	2/O AC	14.80	5.5	0.002	3.828	92.0	5.1	25.0	240.0	80.0	0.0	23.7	10.3	3.4
54	S003	2 XLC	11.42	10.4	0.001	3.827	92.0	5.1	105.0	185.0	80.0	0.0	0.0	43.1	14.2
55	S003	2 XLC	4.94	4.5	0.000	3.827	92.0	5.1	80.0	80.0	34.6	0.0	0.0	32.9	10.8
56	U003	2/O AC	1.84	0.7	0.000	3.828	92.0	5.1	30.0	30.0	0.0	0.0	12.9	12.3	4.0
57	U003	2/O AC	0.00	0.0	0.000	3.775	90.7	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
58	U003	2 AC	15.73	8.7	0.004	3.840	92.3	4.8	135.0	255.0	110.2	0.0	0.0	55.4	18.2
59	U003	2 AC	7.41	4.1	0.001	3.839	92.3	4.8	120.0	120.0	51.9	0.0	0.0	49.3	16.2
60	U003	4 AC	0.93	0.7	0.000	3.769	90.6	6.5	15.0	15.0	0.0	0.0	6.5	6.2	2.0
61	U003	4 AC	11.10	7.9	0.002	3.819	91.8	5.3	60.0	60.0	0.0	0.0	25.9	24.6	8.1
62	S003	2 XLC	1.54	1.4	0.000	3.819	91.8	5.3	25.0	25.0	10.8	0.0	0.0	10.3	3.4
63	S003	2 XLC	9.25	8.4	0.001	3.828	92.0	5.1	150.0	150.0	64.8	0.0	0.0	61.6	20.2
64	S003	2 XLC	2.78	2.5	0.000	3.830	92.1	5.0	45.0	45.0	19.5	0.0	0.0	18.5	6.1
65	U003	1/O AC	25.90	11.3	0.001	3.824	91.9	5.2	25.0	420.0	151.2	4.3	25.9	10.3	3.4
66	U003	2 AC	38.69	21.5	0.002	3.775	90.7	6.4	10.0	627.5	266.7	0.0	4.3	4.1	1.3

@

ANEXO NO 3-2 ALIMENTADOR FICOA

ARCHIVO: SIRE0511.DGN

Nombre del Alimentador: 0511
Fecha de medición: 03/25/96

Nº de secciones: Nivel de tensión Pérdidas tot. % Pérd. Energía
Inicial. 2151 en (kV) Pot. Conect. (KVA). 7510.00 KW : 15.17 0.8 KWH/ANO : 48567
Final. 2294 Nominal. 13.80 Demanda Máx. (KW). 1801.70 KVARE: 13.71 2.1 KVARE/ANO: 43950

Sección Nº	Ubic.	Conductor MCM o AWG	Fases Linea	I (A)	Carga (%)	DV Secc. (kV)	Vol Modo (kV)	V (%) del Mod. (%)	RVol Acum. (%)	(kVA) Instds. Acum.	Pot_3φ Acum. (kVA)	Pot_2φ Acum. (kVA)	Pot_1φ Acum. (kVA)	PotRep Modo (kW)	PotRep Modo (kVAR)	
																(A)
2151	UB03	2/0 AC	ABC	79.57	29.5	0.024	13.876	100.6	0.1	15.0	7510.0	1546.2	32.5	339.0	3.6	1.3
2152	SB03	2 XLC	ABC	0.79	0.7	0.000	13.876	100.6	0.1	75.0	75.0	0.0	0.0	19.1	18.0	6.5
2153	UB03	2/0 AC	ABC	78.62	29.1	0.011	13.865	100.5	0.2	0.0	7420.0	1546.2	32.5	316.1	0.0	0.0
2154	UB03	4 AC	ABC	0.53	0.4	0.000	13.865	100.5	0.2	50.0	50.0	12.8	0.0	0.0	12.0	4.4
2155	UB03	2/0 AC	ABC	78.09	28.9	0.007	13.858	100.4	0.3	0.0	7370.0	1533.4	32.5	316.1	0.0	0.0
2156	UB03	2/0 AC	ABC	72.27	26.8	0.011	13.847	100.3	0.4	150.0	6820.0	1393.1	32.5	316.1	36.0	13.1
2157	UB03	2/0 AC	ABC	70.68	26.2	0.009	13.838	100.3	0.4	0.0	6670.0	1354.8	32.5	316.1	0.0	0.0
2158	UB02	2 AC	ABC	19.06	10.6	0.003	13.835	100.3	0.4	1800.0	1800.0	459.3	0.0	0.0	431.7	156.7
2159	UB02	2/0 AC	ABC	51.62	19.1	0.004	13.834	100.2	0.5	0.0	4870.0	895.5	32.5	316.1	0.0	0.0
2160	UB02	2/0 AC	ABC	51.62	19.1	0.017	13.817	100.1	0.6	45.0	4870.0	895.5	32.5	316.1	10.8	3.9
2161	UC02	2/0 AC	ABC	50.88	18.8	0.062	13.755	99.7	1.0	25.0	4800.0	884.0	32.5	309.7	6.0	2.2
2162	UC02	2/0 AC	ABC	50.61	18.7	0.005	13.750	99.6	1.1	0.0	4775.0	884.0	32.5	303.3	0.0	0.0
2163	UC02	2/0 AC	ABC	5.17	1.9	0.001	13.749	99.6	1.1	30.0	487.5	93.9	0.0	30.8	7.2	2.6
2164	UC02	1/0 AC	ABC	4.85	2.1	0.002	13.747	99.6	1.1	0.0	457.5	93.9	0.0	23.1	0.0	0.0
2165	UC01	4 AC	A	0.49	0.4	0.000	13.747	99.6	1.1	10.0	15.0	0.0	0.0	3.9	2.4	0.9
2166	UD02	2/0 AC	ABC	4.89	1.7	0.001	13.746	99.6	1.1	45.0	442.5	93.9	0.0	19.2	10.8	3.9
2167	UD02	2/0 AC	ABC	4.22	1.6	0.001	13.745	99.6	1.1	82.5	397.5	82.4	0.0	19.2	19.8	7.2

ANEXO NO 3-2
ALIMENTADOR FICOA

ARCHIVO: SIRE0511.DGN

Sección No	Ubic. MCM o AWG	Conductor Fases	I (A)	(% de Carga)	DV Secc. (KV)	Vol. Nodo (KV)	V(%) del Non.	RVol Acum (%)	(EVA) Instds.	(EVA) Acum.	Pot_3φ Acum. (EVA)	Pot_2φ Acum. (EVA)	Pot_1φ Acum. (EVA)	PotRep Nodo (KW)	PotRep Nodo (KVAR)
2168	UD02	2/0 AC	3.34	1.2	0.000	13.745	99.6	1.1	0.0	315.0	61.3	0.0	19.2	0.0	0.0
2169	UD02	2 AC	2.39	1.3	0.001	13.744	99.6	1.1	37.5	225.0	38.3	0.0	19.2	9.0	3.3
2170	SG02	2 XLC	1.59	1.4	0.000	13.744	99.6	1.1	150.0	150.0	38.3	0.0	0.0	36.0	13.1
2171	UD02	2 AC	0.40	0.2	0.000	13.744	99.6	1.1	37.5	37.5	0.0	0.0	9.6	9.0	3.3
2172	UD02	2 AC	0.95	0.5	0.000	13.745	99.6	1.1	0.0	90.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2173	UD02	2 AC	0.95	0.5	0.000	13.745	99.6	1.1	45.0	90.0	23.0	0.0	0.0	10.8	3.9
2174	UD01	2 AC	0.48	0.3	0.000	13.745	99.6	1.1	45.0	45.0	11.5	0.0	0.0	10.8	3.9
2175	UD02	2/0 AC	45.44	16.8	0.006	13.744	99.6	1.1	25.0	4287.5	790.1	32.5	272.5	6.0	2.2
2176	UD02	2 AC	2.39	1.3	0.002	13.742	99.6	1.1	0.0	75.0	0.0	0.0	19.2	0.0	0.0
2177	UD02	2/0 AC	44.38	16.4	0.001	13.743	99.6	1.1	5.0	4187.5	790.1	32.5	246.9	1.2	0.4
2178	UD02	2/0 AC	44.32	16.4	0.003	13.740	99.6	1.1	37.5	4182.5	790.1	32.5	245.6	9.0	3.3
2179	UD02	2/0 AC	43.93	16.3	0.002	13.738	99.6	1.1	0.0	4145.0	790.1	32.5	236.0	0.0	0.0
2180	UD02	4 AC	0.42	0.3	0.000	13.738	99.6	1.1	15.0	40.0	6.4	0.0	3.8	3.6	1.3
2181	UD01	4 AC	0.27	0.2	0.000	13.738	99.6	1.1	10.0	25.0	2.6	0.0	3.8	2.4	0.9
2182	UD01	4 AC	0.47	0.3	0.001	13.737	99.5	1.2	15.0	15.0	0.0	0.0	3.8	3.6	1.3
2183	UD02	1/0 AC	12.13	5.3	0.001	13.737	99.5	1.2	45.0	1145.0	252.1	0.0	40.2	10.8	3.9
2184	UD02	1/0 AC	11.65	5.1	0.001	13.736	99.5	1.2	25.0	1100.0	240.6	0.0	40.2	6.0	2.2
2185	UD01	2/0 AC	11.39	4.2	0.003	13.733	99.5	1.2	0.0	1075.0	240.6	0.0	33.8	0.0	0.0
2186	UD01	1/0 AC	0.95	0.4	0.000	13.733	99.5	1.2	45.0	90.0	23.0	0.0	0.0	10.8	3.9
2187	UD01	1/0 AC	0.48	0.2	0.000	13.733	99.5	1.2	45.0	45.0	11.5	0.0	0.0	10.8	3.9
2188	UD01	1/0 AC	10.43	4.5	0.001	13.732	99.5	1.2	75.0	985.0	217.8	0.0	33.8	18.0	6.5
2189	UD01	2/0 AC	8.68	3.2	0.001	13.731	99.5	1.2	112.5	820.0	175.5	0.0	33.8	27.0	9.8
2190	UD01	2/0 AC	7.49	2.8	0.002	13.729	99.5	1.2	0.0	707.5	146.8	0.0	33.8	0.0	0.0
2191	UD01	1/0 AC	4.32	1.9	0.001	13.728	99.5	1.2	0.0	407.5	70.3	0.0	33.8	0.0	0.0
2192	UD01	1/0 AC	3.92	1.7	0.001	13.727	99.5	1.2	0.0	370.0	70.3	0.0	24.2	0.0	0.0

ANEXO No 3-2
ALIMENTADOR FICOA

ARCHIVO: STRE0511.DGN

Sección No	Ubic.	Conductor MCM o AWG	Fases Línea	I (A)	(% de Carga)	DV Sec.	Vol. Nudo (KV)	V(%) del Nudo	RVol Acum (%)	(KVA) Instds.	(KVA) Acum.	Pot_3ø Acum. (KVA)	Pot_2ø Acum. (KVA)	Pot_1ø Acum. (KVA)	PotRep Nudo (KW)	PotRep Nudo (KVAR)
2193	UD01	4 AC	ABC	0.32	0.2	0.000	13.727	99.5	1.2	30.0	30.0	7.7	0.0	0.0	7.2	2.6
2194	UC01	4 AC	ABC	0.79	0.6	0.000	13.727	99.5	1.2	75.0	75.0	19.1	0.0	0.0	18.0	6.5
2195	UD01	1/0 AC	ABC	2.81	1.2	0.001	13.726	99.5	1.2	0.0	285.0	43.5	0.0	24.2	0.0	0.0
2196	UD01	4 AC	B	0.80	0.5	0.000	13.726	99.5	1.2	25.0	25.0	0.0	0.0	6.4	6.0	2.2
2197	UD01	4 AC	C	0.95	0.7	0.000	13.726	99.5	1.2	15.0	30.0	0.0	0.0	7.6	3.6	1.3
2198	UD01	4 AC	C	0.47	0.3	0.000	13.726	99.5	1.2	15.0	15.0	0.0	0.0	3.8	3.6	1.3
2199	UD01	1/0 AC	ABC	2.23	1.0	0.000	13.726	99.5	1.2	45.0	210.0	43.5	0.0	10.2	10.8	3.9
2200	UD01	1/0 AC	ABC	1.75	0.8	0.000	13.726	99.5	1.2	0.0	185.0	32.0	0.0	10.2	0.0	0.0
2201	UD01	2 AC	B	0.47	0.3	0.000	13.726	99.5	1.2	15.0	15.0	0.0	0.0	3.8	3.6	1.3
2202	UD01	1/0 AC	ABC	1.59	0.7	0.000	13.726	99.5	1.2	30.0	150.0	32.0	0.0	6.4	7.2	2.6
2203	UD01	1/0 AC	ABC	1.27	0.6	0.000	13.726	99.5	1.2	45.0	120.0	24.3	0.0	6.4	10.8	3.9
2204	UD01	2/0 AC	ABC	0.80	0.3	0.000	13.726	99.5	1.2	50.0	75.0	12.8	0.0	6.4	12.0	4.4
2205	UC02	1/0 AC	ABC	31.37	13.6	0.008	13.730	99.5	1.2	0.0	2960.0	531.6	32.5	192.0	0.0	0.0
2206	UC02	2 AC	ABC	2.38	1.3	0.000	13.730	99.5	1.2	112.5	225.0	47.8	0.0	9.6	27.0	9.8
2207	UC02	2 AC	ABC	0.79	0.4	0.000	13.730	99.5	1.2	75.0	75.0	19.1	0.0	0.0	18.0	6.5
2208	UC02	2 AC	ABC	0.40	0.2	0.000	13.730	99.5	1.2	37.5	37.5	0.0	0.0	9.6	9.0	3.3
2209	UC02	1/0 AC	ABC	28.99	12.6	0.003	13.727	99.5	1.2	50.0	2735.0	483.8	32.5	182.4	12.0	4.4
2210	UC02	1/0 AC	ABC	28.46	12.4	0.002	13.725	99.5	1.2	0.0	2685.0	483.8	19.7	182.4	0.0	0.0
2211	UC02	2 AC	ABC	2.31	1.3	0.000	13.725	99.5	1.2	45.0	217.5	46.0	0.0	9.6	10.8	3.9
2212	UC02	2 AC	ABC	1.83	1.0	0.000	13.725	99.5	1.2	0.0	172.5	34.5	0.0	9.6	0.0	0.0
2213	UC02	4 AC	ABC	0.88	0.6	0.000	13.725	99.5	1.2	45.0	82.5	11.5	0.0	9.6	10.8	3.9
2214	UC01	4 AC	C	1.20	0.9	0.002	13.723	99.4	1.3	37.5	37.5	0.0	0.0	9.6	9.0	3.3
2215	UC02	2 AC	ABC	0.95	0.5	0.000	13.725	99.5	1.2	45.0	90.0	23.0	0.0	0.0	10.8	3.9
2216	UC02	2 AC	ABC	0.48	0.3	0.000	13.725	99.5	1.2	45.0	45.0	11.5	0.0	0.0	10.8	3.9
2217	UC02	1/0 AC	ABC	26.15	11.4	0.003	13.722	99.4	1.3	0.0	2487.5	487.8	19.7	172.8	0.0	0.0

ANEXO No 3-2
ALIMENTADOR FICOA

ARCHIVO: SIRE0511.DGN

Sección No	Ubic.	Conductor MCH o AWG	Fases Línea	I (A)	Carga (%)	DV Sec.	Vol. del Nudo	V (%)	RVol. Acum.	(KVA) Instds.	(KVA) Acum.	Pot_3# Acum. (KVA)	Pot_2# Acum. (KVA)	Pot_1# Acum. (KVA)	PotRep Nudo (KW)	PotRep Nudo (KVAR)
2218	UC02	4 AC	ABC	0.95	0.7	0.000	13.722	99.4	1.3	45.0	90.0	23.0	0.0	0.0	10.8	3.9
2219	UC02	4 AC	ABC	0.48	0.3	0.000	13.722	99.4	1.3	45.0	45.0	11.5	0.0	0.0	10.8	3.9
2220	UC02	1/0 AC	ABC	1.43	0.6	0.000	13.722	99.4	1.3	45.0	135.0	34.5	0.0	0.0	10.8	3.9
2221	UC02	6 CU	ABC	0.95	0.8	0.000	13.722	99.4	1.3	45.0	90.0	23.0	0.0	0.0	10.8	3.9
2222	UC02	6 CU	ABC	0.48	0.4	0.000	13.722	99.4	1.3	45.0	45.0	11.5	0.0	0.0	10.8	3.9
2223	UC02	1/0 AC	ABC	23.77	10.3	0.001	13.721	99.4	1.3	50.0	2242.5	380.3	19.7	172.8	12.0	4.4
2224	UC02	1/0 AC	ABC	23.24	10.1	0.002	13.719	99.4	1.3	45.0	2192.5	380.3	19.7	160.0	10.8	3.9
2225	UC02	1/0 AC	ABC	22.76	9.9	0.004	13.715	99.4	1.3	0.0	2147.5	368.8	19.7	160.0	0.0	0.0
2226	UC02	4 AC	ABC	4.80	3.4	0.001	13.714	99.4	1.3	0.0	452.5	89.5	0.0	26.2	0.0	0.0
2227	UC02	4 AC	B	1.20	0.9	0.000	13.714	99.4	1.3	37.5	37.5	0.0	0.0	9.6	9.0	3.3
2228	UC02	4 AC	ABC	4.40	3.1	0.001	13.713	99.4	1.3	0.0	415.0	89.5	0.0	16.6	0.0	0.0
2229	UC02	4 AC	ABC	4.40	3.1	0.001	13.712	99.4	1.3	95.0	415.0	89.5	0.0	16.6	22.8	8.3
2230	UC02	4 AC	ABC	3.39	2.4	0.001	13.711	99.4	1.3	45.0	320.0	65.2	0.0	16.6	10.8	3.9
2231	UB02	4 AC	ABC	0.48	0.3	0.000	13.711	99.4	1.3	45.0	45.0	11.5	0.0	0.0	10.8	3.9
2232	UC02	4 AC	ABC	2.44	1.7	0.000	13.711	99.4	1.3	0.0	230.0	42.2	0.0	16.6	0.0	0.0
2233	UB02	4 AC	ABC	0.95	0.7	0.000	13.711	99.4	1.3	45.0	90.0	23.0	0.0	0.0	10.8	3.9
2234	UB02	4 AC	ABC	0.48	0.3	0.000	13.711	99.4	1.3	45.0	45.0	11.5	0.0	0.0	10.8	3.9
2235	UB02	1/0 AC	ABC	0.74	0.3	0.000	13.711	99.4	1.3	30.0	70.0	7.7	0.0	10.2	7.2	2.6
2236	UB02	2 AC	C	0.80	0.4	0.001	13.710	99.3	1.4	25.0	25.0	0.0	0.0	6.4	6.0	2.2
2237	UB02	2 AC	B	0.47	0.3	0.001	13.710	99.3	1.4	15.0	15.0	0.0	0.0	3.8	3.6	1.3
2238	UC02	1/0 AC	ABC	0.74	0.3	0.000	13.711	99.4	1.3	0.0	70.0	11.5	0.0	6.4	0.0	0.0
2239	UC02	1/0 AC	ABC	0.74	0.3	0.000	13.711	99.4	1.3	45.0	70.0	11.5	0.0	8.4	10.8	3.9
2240	UC02	1/0 AC	ABC	17.96	7.8	0.004	13.711	99.4	1.3	75.0	1695.0	279.3	19.7	133.8	18.0	6.5
2241	UB02	1/0 AC	ABC	17.17	7.5	0.004	13.707	99.3	1.4	0.0	1620.0	260.2	19.7	133.8	0.0	0.0
2242	UB03	2/0 AC	ABC	11.15	4.1	0.001	13.706	99.3	1.4	500.0	1052.5	256.4	0.0	12.2	119.9	43.5

ANEXO NO 3 - 2
ALIMENTADOR FICOA

ARCHIVO: SIREOS11.DGN

Sección Nº	Ubic. MCM o AWG	Conductor Fases Línea	I (A)	(%) de Carga	DV Secc. (KV)	Vol Nodo (KV)	V (%) del Nom.	RVol Acum (%)	(KVA) Instds.	(KVA) Acum.	Pot_3φ Acum. (KVA)	Pot_2φ Acum. (KVA)	Pot_1φ Acum. (KVA)	PotRep Nodo (KW)	PotRep Nodo (KVAR)	
2243	UB03	2/0 AC	ABC	5.85	2.2	0.001	13.705	99.3	1.4	10.0	552.5	128.9	0.0	12.2	2.4	0.9
2244	UB03	2/0 AC	ABC	5.75	2.1	0.000	13.705	99.3	1.4	37.5	542.5	128.9	0.0	9.6	9.0	3.3
2245	UB03	2/0 AC	ABC	5.35	2.0	0.000	13.705	99.3	1.4	45.0	505.0	128.9	0.0	0.0	10.8	3.9
2246	UB03	2/0 AC	ABC	4.87	1.8	0.001	13.704	99.3	1.4	0.0	460.0	117.4	0.0	0.0	0.0	0.0
2247	UB03	4 AC	ABC	4.76	3.4	0.001	13.703	99.3	1.4	450.0	450.0	114.8	0.0	0.0	107.9	39.2
2248	UB03	2/0 AC	ABC	0.11	0.0	0.000	13.704	99.3	1.4	10.0	10.0	2.6	0.0	0.0	2.4	0.9
2249	UB03	2/0 AC	ABC	0.00	0.0	0.000	13.704	99.3	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2250	UB02	2 AC	ABC	6.02	3.3	0.002	13.705	99.3	1.4	37.5	567.5	3.8	19.7	121.6	9.0	3.3
2251	UB02	2 AC	ABC	5.62	3.1	0.001	13.704	99.3	1.4	0.0	530.0	3.8	19.7	112.0	0.0	0.0
2252	UB02	2 AC	B	1.27	0.7	0.001	13.703	99.3	1.4	25.0	40.0	0.0	0.0	10.2	6.0	2.2
2253	UB02	2 AC	B	0.47	0.3	0.000	13.703	99.3	1.4	15.0	15.0	0.0	0.0	3.8	3.6	1.3
2254	UB02	2 AC	ABC	5.20	2.9	0.002	13.702	99.3	1.4	25.0	490.0	3.8	19.7	101.8	6.0	2.2
2255	UB02	2 AC	ABC	4.93	2.7	0.002	13.700	99.3	1.4	25.0	465.0	3.8	19.7	95.4	6.0	2.2
2256	UB02	2 AC	ABC	4.67	2.6	0.001	13.699	99.3	1.4	0.0	440.0	3.8	19.7	89.0	0.0	0.0
2257	UB02	2 AC	ABC	0.16	0.1	0.000	13.699	99.3	1.4	15.0	15.0	0.0	3.8	0.0	3.8	1.3
2258	UB02	2 AC	ABC	4.51	2.5	0.001	13.698	99.3	1.4	0.0	425.0	3.8	15.9	89.0	0.0	0.0
2259	UB02	1/0 AC	ABC	2.97	1.3	0.000	13.698	99.3	1.4	0.0	280.0	3.8	15.9	51.8	0.0	0.0
2260	UB02	2 AC	B	0.80	0.4	0.002	13.696	99.2	1.5	25.0	25.0	0.0	0.0	6.4	6.0	2.2
2261	UB02	1/0 AC	ABC	2.70	1.2	0.000	13.698	99.3	1.4	0.0	255.0	3.8	15.9	45.4	0.0	0.0
2262	UB02	1/0 AC	ABC	0.66	0.3	0.000	13.698	99.3	1.4	62.5	62.5	0.0	15.9	0.0	15.0	5.4
2263	UB01	1/0 AC	ABC	1.62	0.7	0.001	13.697	99.3	1.4	15.0	152.5	3.8	0.0	35.2	3.6	1.3
2264	UB01	2 AC	A	4.39	2.4	0.001	13.696	99.2	1.5	37.5	137.5	0.0	0.0	35.2	9.0	3.3
2265	UB01	2 AC	A	0.96	0.5	0.000	13.696	99.2	1.5	25.0	30.0	0.0	0.0	7.7	6.0	2.2
2266	UB02	2 AC	A	1.27	0.7	0.001	13.697	99.3	1.4	0.0	40.0	0.0	0.0	10.2	0.0	0.0
2267	UB02	2 AC	A	0.47	0.3	0.000	13.697	99.3	1.4	15.0	15.0	0.0	0.0	3.8	3.6	1.3

ANEXO NO 3-2
ALIMENTADOR FICOA

ARCHIVO: SIRE0511.DGN

Sección No	Ubic. MCH o AVG	Conductor Fases Línea	I (A)	(% de Carga)	DV Secc. (KV)	Vol. Nudo (KV)	V(% del Non.)	RVol Acum (%)	(KVA) Instds.	(KVA) Acum.	Pot_3φ Acum. (KVA)	Pot_2φ Acum. (KVA)	Pot_1φ Acum. (KVA)	PotRep Nudo (KW)	PotRep Modo (KVAR)
2268	UB02	2 AC	0.80	0.4	0.001	13.696	99.2	1.5	25.0	25.0	0.0	0.0	6.4	6.0	2.2
2269	UB02	4 AC	1.28	0.9	0.001	13.697	99.3	1.4	37.5	120.0	0.0	0.0	30.8	9.0	3.3
2270	UB02	2 AC	0.32	0.2	0.000	13.697	99.3	1.4	10.0	10.0	0.0	0.0	2.6	2.4	0.9
2271	UB01	4 AC	0.77	0.6	0.000	13.697	99.3	1.4	0.0	72.5	0.0	0.0	18.6	0.0	0.0
2272	UB02	2 AC	1.20	0.7	0.000	13.697	99.3	1.4	37.5	37.5	0.0	0.0	9.6	9.0	3.3
2273	UB01	2 AC	1.12	0.6	0.001	13.696	99.2	1.5	25.0	35.0	0.0	0.0	9.0	6.0	2.2
2274	UA02	2 AC	0.32	0.2	0.001	13.695	99.2	1.5	10.0	10.0	0.0	0.0	2.6	2.4	0.9
2275	UB02	2 AC	0.80	0.4	0.000	13.698	99.3	1.4	25.0	25.0	0.0	0.0	6.4	6.0	2.2
2276	UB02	2 AC	0.00	0.0	0.000	13.696	99.2	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2277	UC01	2 AC	0.95	0.5	0.000	13.732	99.5	1.2	45.0	90.0	23.0	0.0	0.0	10.8	3.9
2278	UC01	2 AC	0.46	0.3	0.000	13.732	99.5	1.2	45.0	45.0	11.5	0.0	0.0	10.8	3.9
2279	UC01	2 AC	3.17	1.8	0.000	13.729	99.5	1.2	300.0	300.0	76.5	0.0	0.0	71.9	26.1
2280	UD01	1/0 AC	0.27	0.1	0.000	13.726	99.5	1.2	0.0	25.0	0.0	0.0	6.4	0.0	0.0
2281	UD01	4 AC	0.80	0.6	0.001	13.725	99.5	1.2	25.0	25.0	0.0	0.0	6.4	6.0	2.2
2282	UG02	2 AC	1.20	0.7	0.000	13.742	99.6	1.1	37.5	37.5	0.0	0.0	9.6	9.0	3.3
2283	UG02	2 AC	1.20	0.7	0.001	13.741	99.6	1.1	37.5	37.5	0.0	0.0	9.6	9.0	3.3
2284	UD01	4 AC	0.16	0.1	0.000	13.747	99.6	1.1	5.0	5.0	0.0	0.0	1.3	1.2	0.4
2285	UB01	2 AC	2.23	1.2	0.002	13.694	99.2	1.5	15.0	70.0	0.0	0.0	17.9	3.6	1.3
2286	UB01	2 AC	0.16	0.1	0.000	13.694	99.2	1.5	5.0	5.0	0.0	0.0	1.3	1.2	0.4
2287	UB01	2 AC	1.59	0.9	0.001	13.693	99.2	1.5	25.0	50.0	0.0	0.0	12.8	8.0	2.2
2288	UB01	2 AC	0.80	0.4	0.000	13.693	99.2	1.5	25.0	25.0	0.0	0.0	6.4	6.0	2.2
2289	UC01	2 AC	0.80	0.4	0.001	13.710	99.3	1.4	25.0	25.0	0.0	0.0	6.4	6.0	2.2
2290	UA01	2 AC	0.16	0.1	0.000	13.696	99.2	1.5	5.0	5.0	0.0	0.0	1.3	1.2	0.4
2291	UB02	2 AC	0.80	0.4	0.001	13.816	100.1	0.6	25.0	25.0	0.0	0.0	6.4	6.0	2.2
2292	UB03	2 AC	0.53	0.3	0.000	13.658	100.4	0.3	50.0	50.0	12.8	0.0	0.0	12.0	4.4

ANEXO NO 3-2
ALIMENTADOR FICOA

ARCHIVO: SIRE0511.DGN

Sección Nº	Ubic. MCH o AWG	Conductor Fases Línea	I (A)	(%) de Carga	DV Secc. (KV)	Vol Modo (KV)	V(%) del Nom.	RVol Acum (%)	(KVA) Instds.	(KVA) Acum.	Pot_3φ Acum. (KVA)	Pot_2φ Acum. (KVA)	Pot_1φ Acum. (KVA)	PotRep Modo (KW)	PotRep Modo (KVAR)
2293	UB01	4 AC B	1.20	0.9	0.000	13.728	99.5	1.2	37.5	37.5	0.0	0.0	9.5	9.0	3.3
2294	UB03	2 AC ABC	5.29	2.9	0.003	13.855	100.4	0.3	500.0	500.0	127.5	0.0	0.0	119.9	43.5

Sistema Computarizado para el Análisis de Alimentadores Primarios Pag No: 7

ANEXO No: 4

**DETERMINACION DE LOS VALORES DE
PERDIDAS PROMEDIOS EN TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCION**

- 4.1 CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS..**
- 4.2 METODOLOGIA DE ESTIMACION.**
- 4.3 CUANTIFICACION DE LAS PERDIDAS**

DETERMINACION DE VALORES DE PERDIDAS PROMEDIOS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

4.1 PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.-

Las pérdidas en los transformadores de distribución son de dos tipos:

- PERDIDAS CON CARGA: Comúnmente llamadas pérdidas en el cobre, varían con la demanda y se relacionan con la resistencia de los devanados.
- PERDIDAS EN VACIO: Conocidas también como pérdidas en el hierro, son independientes de la carga, se encuentran asociadas a la tensión de alimentación del equipo y están relacionadas con la magnitud de la corriente de excitación.

4.2 METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN:

La metodología de cálculo se realiza determinando curvas de segundo orden que relaciona las pérdidas de potencia en función de su potencia nominal (PERDIDAS EN VACIO) y las pérdidas de potencia en función de su curva de carga y de su potencia nominal (PERDIDAS EN EL COBRE), la suma de las dos funciones permite obtener las pérdidas totales del transformador y determinar su rango de mayor rendimiento, y consecuentemente su disminución de pérdidas técnicas.

4.3 CUANTIFICACION DE LAS PERDIDAS:

El método siguiente requiere algunas simplificaciones en razón de que no se conoce exactamente el tiempo de

funcionamiento, vida útil, año de fabricación, etc., por lo cual para obtener el nivel de pérdidas de los transformadores se ha recurrido a los datos de los fabricantes en lo concerniente a las pérdidas en el hierro y en el cobre.

4.3.1 DETERMINACION DE LAS PERDIDAS EN VACIO: De los datos de los principales proveedores, se debe relacionar las pérdidas en el hierro con su potencia nominal, con una ecuación de la siguiente manera (4):

$$P_o = A_1 * P_n^2 + B_1 * P_n + C_1$$

donde:

- P_o = Pérdidas técnicas en vacío para transformadores de distribución (W)
 P_n = Potencia nominal del transformador
 A_1, B_1, C_1 = Constantes de proporcionalidad.

En el cuadro siguiente se observa las pérdidas en vacío de los principales proveedores de la Empresa.

PERDIDAS EN VACIO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

P NOMINAL KVA	PROVEEDOR 1 (W)	PROVEEDOR 2 (W)	PROVEEDOR 3 (W)	PROMEDIO (W)
10	35	31	27	31
15	52	47	41	47
25	89	78	67	78
37.5	132	117	101	117
50	179	162	144	162
75	265	241	215	240
100	334	310	285	310

4.3.2 DETERMINACION DE LAS PERDIDAS EN EL COBRE:

De manera análoga a la que se determina las pérdidas en vacío, se debe determinar la función de pérdidas con carga para los transformadores, mediante una ecuación de la siguiente manera (4):

$$PCU_{[P_n, P_k]} = \left[\frac{P_k}{P_n} \right]^2 (A_2 * P_n^2 + B_2 * P_n + C_2)$$

donde:

- P_{cu} = Función de pérdidas de potencia activa con carga para transformadores de distribución a la hora K.
- P_k = Potencia activa del transformador a la hora k.
- P_n = Potencia nominal.
- A_2, B_2, C_2 = Constantes de proporcionalidad.

El valor de las constantes se obtienen mediante métodos de aproximación polinomial.

El porcentaje de pérdidas con diferentes niveles de cargabilidad se relacionan de la siguiente manera:

$$PCU_k = PCU_j \left[\frac{P_k}{P_n} \right]^2$$

donde:

- P_{cu_k} = Pérdidas en el transformador en el instante k.
- P_{cu_j} = Pérdidas en el transformador en el instante j.
- P_k = Potencia del transformador en el instante k.
- P_j = Potencia del transformador en el instante j.

Utilizando la ecuación anterior se determina la función cuadrática para transformadores con el 75% de carga.

$$Pcu_k(75 \%) = 2.25 * Pcu_j(50 \%)$$

De igual forma a la anterior se determina la función cuadrática para transformadores al 100 % de la carga nominal, la misma que resulta ser:

$$Pcu_k(100 \%) = 1.777 * Pcu(75 \%)$$

$$Pcu_k(100 \%) = Pcu_j \left[\frac{100 \%}{75 \%} \right]^2$$

En los cuadros siguientes se muestra las pérdidas en el cobre, de distintos proveedores de la Empresa.

PERDIDAS EN EL COBRE DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

P NOMINAL KVA	PROVEEDOR	PROVEEDOR	PROVEEDOR	PROMEDIO (W)
	1 (W)	2 (W)	3 (W)	
10	82	52	47	60
15	102	94	85	94
25	145	155	143	148
37.5	180	230	215	208
50	210	327	273	270
75	256	419	407	361
100	307	468	430	402

Las pérdidas totales en el transformador se calculan mediante la suma de las pérdidas en vacío más las pérdidas con carga, sumando las ecuaciones 1 y 2 se tiene la función de pérdidas totales en el transformador que es la siguiente:

$$P_T = P_0 + P_{cu}$$

Donde:

P_T = Pérdidas totales en el transformador.

4.3.3 APLICACIÓN .

- 1.- Se determina la función de pérdidas en vacío de los transformadores en función de su potencia nominal, correlacionando los valores promedios de pérdidas (CUADRO 1 y 2) mediante el método de aproximación polinomial de los mínimos cuadrados, la que resulto ser:

$$P_0 = -0.0019 * P_n^2 + 3.322 * P_n - 2.0626 \quad (W)$$

PERDIDAS EN VACIO
CUADRO DE ERRORES

P_n KVA	PROMEDIO (W)	FUNCION (W)	ERROR %
10	31	30.9	0.32
15	47	47.3	0.63
25	78	79.8	2.3
37.5	117	119.8	2.3
50	162	159.3	1.7
75	240	236.4	1.52
100	310	311.13	0.46

- 2.- Se determina la función de pérdidas con carga para transformadores de manera similar al numeral anterior. se obtiene primeramente la función de pérdidas para un 50 % de carga , con esta aproximación determinamos la función para un 75 % de carga, y utilizando la ecuación 3, se determina la función de perdidas para cualquier instante k, la misma que resulto ser:

$$P_{cu_k} = 1.777 * \left[\frac{Pk}{Pn} \right]^2 (-0.064 * Pn^2 + 15.64 * Pn + 15.92) \quad (W) \quad (W)$$

La precisión de la aproximación depende de que la función cuadrática al 75% de carga se aproxime con gran exactitud a partir de la función al 50%, esto se puede observar en el cuadro siguiente, en el cual los errores se encuentran dentro de rangos aceptables.

PERDIDAS EN EL COBRE
CUADRO DE ERRORES

Pn KVA	PROMEDIO W	FUNCION W	ERROR %
10	238	238.44	0.18
15	363	363.3	0.08
25	597	595.9	0.18
37.5	857	854.7	0.26
50	1074	1077.9	0.27
75	1413	1417.7	0.33
100	1616	1660.7	2.7

Sumando las dos funciones obtenemos las pérdidas totales del transformador para las dos condiciones de operación:

Con las dos ecuaciones se fue elaborando la tabla que se presenta en el cuadro No 9 del capítulo 2.

ANEXO No: 5

**RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS PERDIDAS DE
DE POTENCIA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS,
MEDIANTE PROGRAMA CPS.**

E. E. A. S. A.		EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A. (REGIONAL CENTRO NORTE)		HOJA: 1 DE:							
		REDES SECUNDARIAS CAIDAS DE VOLTAJE Y PERDIDAS		ANEXO # FECHA: 12/12/96							
PROYECTO: TRANSFORMADOR 716			DPTO. DOM-DISTRIBUCION								
UBICACION: APATUG ARRIBA			TRANSFORMADOR: 716 DE 10.00 KVA								
TIP. INSTAL: AEREA FASES: 1			ABONADO TIPO: RURAL CLASE E								
CIRCUITO N. J TENSION: 120/240			NUMERO TOTAL DE ABONADOS: 51								
LIMITE DE CAIDA DE TENSION: 5.00			DEMANDA MAXIMA UNITARIA. 0.47 KVA								
MATERIAL DEL CONDUCTOR: 5005			PLANO DE REFERENCIA:								
ESQUEMA:											
DATOS			DMD	CIRC	CONDUCT	COMPUTO					
TRAMO	ABD		KVA	#FAS Y #CON	CAL AWG	FDV KVA (m)	KVA _m	CAIDA TENSION %		P. DE POTENCIA	
REF.	L (m)	NAD						PARCIAL	ACUMUL.	PARCIAL	ACUMUL.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0-1	140	14	3.21	1F2C	6	33	449.40	13.62	13.62	663.25	
1-2	90	11	2.74	1F2C	6	33	246.60	7.47	21.09	372.26	
2-3	80	3	1.16	1F2C	6	33	92.80	2.81	23.90	63.77	1099.28
2-4	35	2	0.85	1F2C	6	33	29.73	0.90	21.99	14.26	14.26
2-5	30	1	0.47	1F2C	6	33	14.10	0.43	21.52	3.69	3.69
0-6	60	10	2.58	1F2C	6	33	154.80	4.69	4.69	150.83	
6-7	60	7	2.06	1F2C	6	33	123.60	3.75	8.44	104.19	
7-8	50	4	1.42	1F2C	6	33	71.00	2.15	10.59	43.27	298.29
0-9	35	5	1.65	1F2C	6	33	57.75	1.75	1.75	33.86	33.86
0-10	90	14	3.21	1F2C	6	33	288.90	8.75	8.75	382.08	
10-11	50	4	1.42	1F2C	6	33	71.00	2.15	10.90	43.57	425.65
10-12	90	5	1.65	1F2C	6	33	148.50	4.50	13.25	111.70	111.70
NOTA:								MAX V:	23.90	TOTAL:	1986.73

E. E. A. S. A.	EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A. (REGIONAL CENTRO NORTE)		HOJA: 1 DE:								
	REDES SECUNDARIAS CAIDAS DE VOLTAJE Y PERDIDAS		ANEXO # FECHA: 12/12/96								
PROYECTO: TRANSFORMADOR 274			DPTO. DOM-DISTRIBUCION								
UBICACION: CHASQUIS Y SINCHIROC TIP. INSTAL: AEREA FASES: 3 CIRCUITO N. 1 TENSION: 120/208 LIMITE DE CAIDA DE TENSION: 3.50 MATERIAL DEL CONDUCTOR: 5005			TRANSFORMADOR: 274 DE 50.00 KVA ABONADO TIPO: URBANO CLASE C NUMERO TOTAL DE ABONADOS: 102 DEMANDA MAXIMA UNITARIA: 2.00 KVA PLANO DE REFERENCIA:								
ESQUEMA:											
DATOS		DMD	CIRC	CONDUCT	COMPUTO						
TRAMO	ABO	KVA	#FAS Y #CON	CAL AWG	FDV KVA	KVA_m	CAIDA TENSION %		P. DE POTENCIA		
REF. L (m)	NAD						PARCIAL	ACUMUL.	PARCIAL	ACUMUL.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0-1	45	37	30.96	3F4C	2/0	805	1393.20	1.73	1.73	503.73	
1-2	45	21	20.76	3F4C	2/0	805	934.20	1.16	2.89	231.93	
2-3	40	17	16.92	3F4C	2/0	805	676.80	0.84	3.73	139.35	
3-4	45	8	10.77	3F4C	2/0	805	484.65	0.60	4.33	64.32	
4-5	45	1	2.00	3F4C	2/0	805	90.00	0.11	4.44	2.22	941.55
1-6	60	3	4.92	3F2C	1/0	111	295.20	2.66	4.39	135.60	135.60
0-7	45	55	42.36	3F4C	2/0	805	1906.20	2.37	2.37	955.39	
7-8	35	2	3.60	3F2C	2	73	126.00	1.73	4.10	66.93	1022.32
7-9	45	40	31.55	3F4C	2/0	805	1419.75	1.76	4.13	549.63	
9-10	40	3	4.92	3F3C	1/0	444	196.80	0.44	4.57	34.03	583.66
9-11	20	20	18.87	3F4C	2/0	805	377.40	0.47	4.60	88.25	
11-12	45	16	15.02	3F4C	2/0	805	675.90	0.84	5.44	128.04	
12-13	45	9	10.23	3F4C	2/0	805	460.35	0.57	6.01	60.12	
13-14	45	7	8.75	3F4C	2/0	805	393.75	0.49	6.50	44.45	320.86
12-15	40	2	3.60	3F2C	1/0	111	144.00	1.30	6.74	50.87	50.87
9-16	45	10	10.99	3F4C	2/0	805	494.55	0.61	4.74	67.55	
16-17	50	9	10.23	3F3C	2/0	541	511.50	0.95	5.69	149.28	
NOTA:								MAX V:	6.74	TOTAL:	3054.86

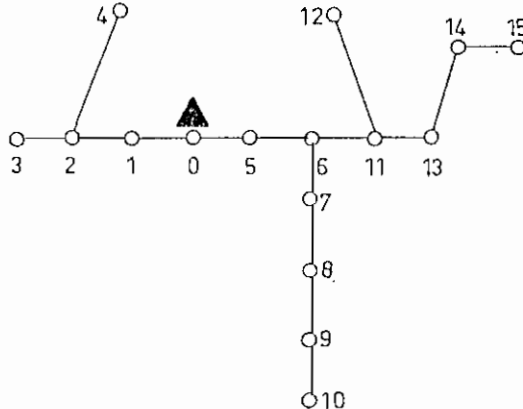
E. E. A. S. A.		EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A. (REGIONAL CENTRO NORTE)				HOJA: 2 DE:		ANEXO # FECHA: 12/12/96			
		REDES SECUNDARIAS CAIDAS DE VOLTAJE Y PERDIDAS									
PROYECTO: TRANSFORMADOR 274						DPTO. DOM-DISTRIBUCION					
UBICACION: CHASQUIS Y SINCHIROC						TRANSFORMADOR: 274 DE 50.00 KVA					
TIP. INSTAL: AEREA FASES: 3						ABONADO TIPO: URBANO CLASE C					
CIRCUITO N. 1 TENSION: 120/200						NUMERO TOTAL DE ABONADOS: 102					
LIMITE DE CAIDA DE TENSION: 3.50						DEMANDA MAXIMA UNITARIA: 2.00 KVA					
MATERIAL DEL CONDUCTOR: 5005						PLANO DE REFERENCIA:					
ESQUEMA:											
DATOS			DHD	CIRC	CONDUCT			COMPUTO			
TRAMO		ABO	KVA	#FAS Y #CON	CAL AWG	FDV KVA (m)	KVA_m	CAIDA TENSION %		P. DE POTENCIA	
REF.	L(m)	NAD						PARCIAL	ACUMUL.	PARCIAL	ACUMUL.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
17-18	60	5	7.04	3F3C	2/0	541	422.40	0.78	6.47	86.26	303.09
NOTA:						MAX V: 6.74 TOTAL: 3357.95					

E. E. A. S. A.	EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A. (REGIONAL CENTRO NORTE)		HOJA: 1 DE:								
	REDES SECUNDARIAS CAIDAS DE VOLTAJE Y PERDIDAS		ANEXO II FECHA: 12/12/96								
PROYECTO: TRANSFORMADOR 71B			DPTO. DOM-DISTRIBUCION								
UBICACION: APATUG ARRIBA			TRANSFORMADOR: 71B DE 15.00 KVA								
TIP. INSTAL: AEREA FASES: 1			ABONADO TIPO: RURAL CLASE E								
CIRCUITO N. 1 TENSION: 120/240			NUMERO TOTAL DE ABONADOS: 30								
LIMITE DE CAIDA DE TENSION: 5.00			DENANDA MAXIMA UNITARIA: 0.25 KVA								
MATERIAL DEL CONDUCTOR: 5005			PLANO DE REFERENCIA:								
ESQUEMA:											
DATOS			DMD	CIRC	CONDUCT	COMPUTO					
TRAMO	ABO		KVA	#FAS Y	CAL	FDV	KVA _m	CAIDA TENSION %		P. DE POTENCIA	
REF.	L(m)	NAD		#CON	AWG	(m)		PARCIAL	ACUMUL.	PARCIAL	ACUMUL.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0-1	60	8	1.19	1F3C	6	130	71.40	0.55	0.55	7.37	
1-2	100	6	0.99	1F3C	6	130	99.00	0.76	1.31	8.63	
2-3	250	4	0.76	1F3C	6	130	190.00	1.46	2.77	13.10	
3-4	60	2	0.45	1F3C	6	130	27.00	0.21	2.98	1.11	
4-5	40	2	0.45	1F3C	6	130	18.00	0.14	3.12	0.74	30.95
0-6	60	20	2.20	1F3C	6	130	132.00	1.02	1.02	25.42	
6-7	80	16	1.88	1F3C	6	130	150.40	1.16	2.18	25.34	
7-8	80	9	1.28	1F3C	6	130	102.40	0.79	2.97	11.94	
8-9	80	6	0.99	1F3C	6	130	79.20	0.61	3.58	7.23	
9-10	80	1	0.25	1F3C	6	130	20.00	0.15	3.73	0.46	70.39
9-11	60	4	0.76	1F3C	6	130	45.60	0.35	3.93	3.22	3.22
7-12	50	3	0.61	1F2C	6	33	30.50	0.92	3.10	6.80	
12-13	70	1	0.25	1F2C	6	33	17.50	0.53	3.63	1.62	8.42
NOTA:								MAX V:	3.93	TOTAL:	112.98

E. E. A. S. A.	EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A. (REGIONAL CENTRO NORTE)	HOJA: 1 DE:
	REDES SECUNDARIAS CAIDAS DE VOLTAJE Y PERDIDAS	ANEXO # FECHA: 12/12/96

PROYECTO: TRANSFORMADOR 1415	DPTO. DOM-DISTRIBUCION
UBICACION: EL PROGRESO	TRANSFORMADOR: 1415 DE 15.00 KVA
TIP. INSTAL: AEREA FASES: 1	ABONADO TIPO: RURAL CLASE D
CIRCUITO N. 1 TENSION: 120/240	NUMERO TOTAL DE ABONADOS: 28
LIMITE DE CAIDA DE TENSION: 5.00	DEMANDA MAXIMA UNITARIA: 1.50 KVA
MATERIAL DEL CONDUCTOR: 5005	PLANO DE REFERENCIA:

ESQUEMA:



DATOS			DMD	CIRC	CONDUCT		COMPUTO				
TRAMO	ABO		KVA	#FAS Y #CON	CAL	FDV	KVA _m	CAIDA TENSION %		P. DE POTENCIA	
REF.	L (m)	NAD			AWG	(m)		PARCIAL	ACUMUL.	PARCIAL	ACUMUL.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0-1	50	9	7.67	1F3C	1/0	444	383.50	0.86	0.86	63.85	
1-2	50	7	6.56	1F3C	1/0	444	328.00	0.74	1.60	47.42	
2-3	50	1	1.50	1F3C	1/0	444	75.00	0.17	1.77	2.49	113.76
2-4	200	3	3.69	1F3C	1/0	444	738.00	1.66	3.26	62.09	62.09
0-5	50	17	13.00	1F3C	1/0	444	650.00	1.46	1.46	185.68	
5-6	50	14	11.49	1F3C	1/0	444	574.50	1.29	2.75	148.92	
6-7	50	6	5.96	1F3C	1/0	444	298.00	0.67	3.42	40.63	
7-8	100	6	5.96	1F3C	1/0	444	596.00	1.34	4.76	83.56	
8-9	100	6	5.96	1F3C	1/0	444	596.00	1.34	6.10	85.96	
9-10	40	5	5.28	1F3C	2	293	211.20	0.72	6.82	43.57	588.32
6-11	50	6	5.96	1F3C	1/0	444	298.00	0.67	3.42	40.63	
11-12	35	2	2.70	1F3C	4	194	94.50	0.49	3.91	14.92	55.55
11-13	40	2	2.70	1F3C	1/0	444	108.00	0.24	3.66	6.70	
13-14	60	2	2.70	1F3C	1/0	444	162.00	0.36	4.02	10.13	
14-15	50	1	1.50	1F3C	1/0	444	75.00	0.17	4.19	2.61	19.44

NOTA:

MAX V: 6.82 TOTAL: 839.16

ANEXO No: 6

REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS.

- 6.1 INCREMENTO DE CALIBRES.**
- 6.2 INCREMENTO DE FASES.**
- 6.3 REDUCCION DE DISTANCIAS.**
- 6.4 REMODELACION DE REDES.**

ANEXO No: 6

REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS, PRESENTACION DE RESULTADOS.

- 6.1 INCREMENTO DE CALIBRES.**
- 6.2 INCREMENTO DE FASES.**
- 6.3 REDUCCION DE DISTANCIAS.**
- 6.4 REMODELACION DE REDES.**

ANEXO No: 6.1

REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS CON REEMPLAZO DE CALIBRE DE CODOCTORES EN BAJA TENSION

TRABAJO No.	URBANO RURAL U/R	Demax(U) (kVA)	TIPO	No de cables	F.P.	LONG. RED Km.	CAIDA TENSION		PERDIDAS DE POTENCIA		ENERGIA		PERDIDAS DE ENERGIA			COSTO REEMPLAZO U.S.		B/C		
							ANTES %	DESPUES %	ANTES KW	DESPUES KW	REDUCCION KW	KWH-AÑO	DESPUES KWH-AÑO	%	REDUCCION KWH-AÑO	%	ANTES KWH-AÑO		DESPUES KWH-AÑO	%
1950	U	1.33	D	115	0.31	1.075	16.1	8.8	6.18	2.89	3.29	159074	16785	10.6	7849	4.9	6637	5.82	3152	1.68
152	U	1.74	D	45	0.27	0.495	1.9	1.6	0.58	0.43	0.15	156069	1369	0.9	1024	0.7	345	0.22	1375	0.28
153	U	1.74	D	103	0.30	0.529	19.3	7.8	8.99	5.06	5.00	963905	28615	6.5	10463	2.9	13152	3.61	1008	7.63
155	U	1.84	D	89	0.30	0.310	4.4	3.6	1.96	1.37	0.59	287620	5151	1.8	3600	1.3	1551	0.54	879	1.13
154	U	1.90	D	98	0.31	0.366	4.7	3.9	1.80	1.42	0.39	909253	4912	1.6	9856	1.2	1054	0.34	934	0.76
2378	U	1.9	D	112	0.34	0.658	11.4	7.7	5.71	3.73	1.98	973996	17007	4.6	11109	3.0	5897	1.58	1180	2.75
101	U	2.00	C	66	0.37	0.351	6.1	4.3	1.94	1.50	0.44	184144	6275	3.2	4862	2.5	1413	0.73	969	0.72
274	U	2.00	C	102	0.30	0.735	9.5	6.7	4.64	3.96	1.28	272483	12189	4.5	8822	3.2	3366	1.24	1776	1.03
781	U	2.20	C	45	0.32	0.545	5.6	4.5	1.99	1.39	0.60	130845	5584	4.3	3902	3.0	1682	1.29	827	1.07
9	U	2.43	C	74	0.33	0.665	7.3	4.0	4.68	2.23	2.49	279020	19457	4.9	8432	2.4	7025	2.57	1877	1.79
270	U	2.60	C	82	0.32	0.820	6.2	5.1	3.25	2.51	0.74	274558	9108	3.3	7025	2.6	2063	0.78	2173	0.56
156	U	2.61	C	91	0.32	0.355	11.4	8.4	5.35	3.68	1.69	368285	14997	4.1	10260	2.8	4737	1.29	1011	2.28
2046	U	3.60	B	60	0.33	0.733	8.9	7.3	4.78	3.54	1.24	149080	19818	9.7	10242	7.2	3576	2.50	2130	0.80
704	R	0.15	E	50	0.22	0.960	6.1	2.8	0.17	0.07	0.11	9600	335	3.4	127	1.3	209	2.19	964	0.26
1728	R	0.25	E	99	0.21	1.010	8.7	5.9	0.30	0.19	0.12	17727	561	3.2	341	1.9	220	1.24	967	0.29
718	R	0.25	E	30	0.32	1.010	10.9	7.0	0.30	0.17	0.12	13638	833	6.1	489	3.6	344	2.52	1089	0.30
716	R	0.47	E	51	0.21	0.810	23.9	10.8	1.99	0.87	1.32	45658	3653	8.0	1291	2.7	2429	6.31	821	1.74
1568	R	0.60	E	28	0.14	1.670	20.0	14.2	1.89	0.91	0.78	16757	2071	12.4	1112	6.6	959	5.72	1698	0.74
715	R	0.60	E	28	0.17	0.380	11.9	8.0	0.71	0.42	0.29	14461	1062	7.3	631	4.4	430	2.98	387	1.20
714	R	0.76	E	18	0.23	0.315	9.1	4.0	0.70	0.26	0.44	18900	1408	7.5	519	2.7	889	4.70	474	1.24
708	R	0.82	E	30	0.37	0.765	19.8	13.3	2.43	1.26	1.16	47249	7889	16.7	4071	8.6	3818	8.08	776	2.99
711	R	0.99	E	5	0.30	0.250	3.8	2.6	0.12	0.06	0.05	16144	323	2.0	200	1.2	123	0.76	255	0.35
530	R	1.10	E	44	0.25	1.460	30.1	19.3	3.50	1.34	2.19	69657	7672	11.0	2943	4.2	4726	6.79	1429	2.55
400-401	R	1.53	D	41	0.16	1.125	25.7	11.4	6.35	1.74	4.61	63568	6903	14.0	2436	3.8	6487	10.17	1595	3.68

ANTES DESPUES REDUCCION

LONGITUD RED MUESTRA SECTOR URBANO (Km) : 7.6
 LONGITUD RED MUESTRA SECTOR RURAL (Km) : 9.5
 LONGITUD RED MUESTRA TOTAL (Km) : 17.4

PERDIDAS DE POTENCIA MUESTRA SECTOR URBANO (KW/Km) :
 PERDIDAS DE POTENCIA MUESTRA SECTOR RURAL (KW/Km) :
 PERDIDAS DE POTENCIA MUESTRA TOTAL (KW/Km) :
 PERDIDAS DE ENERGIA MUESTRA SECTOR URBANO (MWH/Km) :
 PERDIDAS DE ENERGIA MUESTRA SECTOR RURAL (MWH/Km) :
 PERDIDAS DE ENERGIA MUESTRA TOTAL (MWH/Km) :

CAIDA DE TENSION PROMEDIO MUESTRA SECTOR URBANO (%) :
 CAIDA DE TENSION PROMEDIO MUESTRA SECTOR RURAL (%) :
 CAIDA DE TENSION PROMEDIO MUESTRA TOTAL (%) :

ANTES DESPUES REDUCCION
 6.9 4.2 2.6
 1.9 0.7 1.1
 4.0 2.2 1.8
 18.9 11.7 7.2
 3.6 1.4 2.1
 10.5 6.0 4.3
 6.1 5.7 2.5
 13.5 6.6 7.0
 11.5 6.9 4.5

REDUCCION DE PERDIDAS EN REDES SECUNDARIAS CON INCREMENTO DE FASE

TIPO No	TIPO REAL U/R	TIPO	Densidad (KVA)	No de	T.P.	LONG. RED Km.	CAIDA TENSION		PERDIDAS POTENCIA		ENERGIA		PERDIDAS DE ENERGIA				INCREMENTO U.S.	B/C
							ANTES %	DESPUES %	ANTES KW	DESPUES KW	KWH-ANO	KWH-ANO	ANTES %	DESPUES %	DESPUES KWH-ANO	ANTES KWH-ANO		
704	R	E	0.15	50	0.22	0.960	6.1	1.0	0.17	0.03	9800	3.4	49	0.5	286	2.9	507	0.5
716	R	E	0.47	51	0.21	0.810	23.9	2.2	1.99	0.07	45658	8.0	125	0.3	3528	7.7	424	6.4
718	R	E	0.25	30	0.32	1.010	10.9	2.6	0.30	0.07	19636	6.1	196	1.4	636	4.7	560	0.4
715	R	E	0.60	28	0.17	0.380	11.9	3.0	0.71	0.16	14461	7.3	241	1.7	821	5.7	162	2.9
1566	R	E	0.60	28	0.14	1.670	20.0	6.7	1.69	0.44	16757	12.4	540	3.2	1532	9.1	476	3.7
703	R	E	0.82	30	0.37	0.765	19.8	5.0	2.43	0.46	47249	16.7	1478	3.1	8411	13.6	379	10.0
711	R	E	0.99	5	0.30	0.250	3.8	1.0	0.12	0.03	16144	2.0	78	0.5	246	1.5	131	1.3
714	R	E	0.76	16	0.23	0.315	9.1	2.3	0.70	0.16	18900	7.5	320	1.7	1088	5.8	165	5.2
530	R	E	1.10	44	0.25	1.460	30.1	9.4	3.50	1.28	69657	11.0	2808	4.0	4864	7.0	141	25.9
400-401	R	D	1.53	41	0.16	1.125	25.7	18.2	6.35	4.42	63568	14.0	6189	9.7	2713	4.3	110	22.0

ANTES DESPUES REDUCCI

LONGITUD RED MUESTRA SECTOR RURAL (Km): 8.7 PERDIDAS DE POTENCIA MUESTRA SECTOR RURAL (KW/Km): 2.1 0.8 1.2

COSTO DEL INCREMENTO DE FASE (U.S./Km) 349 PERDIDAS DE ENERGIA MUESTRA SECTOR RURAL (MWH/Km): 3.9 1.4 2.5

CAIDA DE TENSION PROMEDIO MUESTRA SECTOR RURAL (%): 16.1 5.1 11.0

ANEXO No:6.3

REDUCCION DE PERDIDAS EN REDES SECUNDARIAS CON REDUCCION DE DISTANCIAS INCREMENTO DE TRANSFORMADORES

GRUPO No.	URBANO RURAL U/R	Demand (kVA)	TIPO	No de P.P.	LONG. INICIAL Km.	LONG. FINAL Km.	CAIDA TENSION		PERDIDAS DE POTENCIA		ENERGIA		PERDIDAS DE ENERGIA				COSTO US.	B/C	
							ANTES %	DESPUES %	ANTES KW	DESPUES KW	REDUCCION %	ANTES KW-HO	DESPUES KW-HO	%	ANTES KW-HO	DESPUES KW-HO			%
152	U	1.74	D	45	0.485	0.300	1.9	0.9	0.58	0.26	0.32	156069	1369	604	0.4	765	0.5	2334	0.2
2378	U	1.90	D	123	0.658	0.375	11.4	9.7	5.71	2.33	3.38	373395	17007	6952	1.9	10055	2.7	2334	1.1
153	U	1.96	D	103	0.529	0.234	13.3	4.3	8.99	1.98	7.01	363905	22626	5214	1.4	18412	5.1	2334	4.6
316	U	2.60	C	112	0.893	0.400	25.5	7.8	22.33	5.43	16.90	456230	66508	16173	3.5	50335	11.0	4468	4.8
2048	U	3.60	B	60	0.733	0.438	8.9	7.1	4.78	3.23	1.55	143090	13818	9343	6.5	4475	3.1	2334	0.9
704	R	0.15	E	50	0.960	0.540	6.1	2.7	0.17	0.09	0.08	9800	335	175	1.8	160	1.6	841	0.2
718	R	0.25	E	30	1.010	0.570	10.9	4.0	0.30	0.17	0.14	13636	833	463	3.4	370	2.7	841	0.3
715	R	0.47	E	51	0.810	0.435	23.9	13.3	1.99	0.96	1.04	45658	3653	1747	3.8	1907	4.2	841	1.9
1566	R	0.60	E	28	0.380	0.320	11.9	2.6	0.71	0.21	0.51	14461	1062	308	2.1	754	5.2	841	0.9
703	R	0.82	E	30	1.670	0.900	20.0	14.6	1.69	0.96	0.74	16757	2071	1165	7.0	907	5.4	841	1.2
530	R	1.10	E	44	0.765	0.365	19.8	15.5	2.43	1.90	0.53	47249	7899	6156	13.0	1733	3.7	841	1.2
					1.460	0.970	30.1	13.3	3.50	1.74	1.76	69657	7672	3817	5.5	3855	5.5	841	3.4

ANTES DESPUES REDUCCION

PERDIDAS DE POTENCIA MUESTRA SECTOR URBANO (KW/Km): 12.9 4.0 8.8

PERDIDAS DE POTENCIA MUESTRA SECTOR RURAL (KW/Km): 1.5 0.8 0.7

PERDIDAS DE POTENCIA MUESTRA TOTAL (KW/Km): 5.1 1.9 3.3

PERDIDAS DE ENERGIA MUESTRA SECTOR URBANO (MWH/Km): 37.1 11.8 25.5

PERDIDAS DE ENERGIA MUESTRA SECTOR RURAL (MWH/Km): 3.3 2.0 1.4

PERDIDAS DE ENERGIA MUESTRA TOTAL (MWH/Km): 14.1 5.0 9.1

CAIDA DE TENSION PROMEDIO MUESTRA SECTOR URBANO (%): 12.2 6.0 6.2

CAIDA DE TENSION PROMEDIO MUESTRA SECTOR RURAL (%): 17.5 9.4 8.1

CAIDA DE TENSION PROMEDIO MUESTRA TOTAL (%): 15.3 8.0 7.3

LONGITUD RED MUESTRA SECTOR URBANO (Km): 3.3

LONGITUD RED MUESTRA SECTOR RURAL (Km): 7.1

LONGITUD RED MUESTRA TOTAL (Km): 10.4

COSTO SECTOR URBANO (US/Km): 4186.9

COSTO SECTOR RURAL (US/Km): 834

COSTO SECTOR URBANO Y RURAL (US/Km): 1902

REDUCCION DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA CON REMODELACION DE REDES SECUNDARIAS

TRAMO No.	URBANO SERIAL U/R	Distancia (KVA)	TIPO	No. de No. de	P.P.	LONG. RED	CAIDA TENSION		DEMANDA			PERDIDAS DE POTENCIA			ENERGIA			PERDIDAS DE ENERGIA			COSTO U.S.	B/C	
							ANTES	DESPUES	MAXIMA	ANTES	DESPUES	REDUCCION	ANTES	DESPUES	REDUCCION	ANTES	DESPUES	REDUCCION	ANTES	DESPUES			REDUCCION
						Km.	%	%	KW	KW	KVA	KW	%	KWH-AÑO	KWH-AÑO	%	KWH-AÑO	%	KWH-AÑO	%			
2378	U	1.90	D	123	0.34	0.658	11.4	4.0	75.0	5.71	7.6	1.90	2.5	3.81	373395	17007	4.6	5656	1.5	11351	3.0	3496	1.76
153	U	1.96	D	103	0.30	0.529	13.3	1.9	65.5	8.99	13.7	0.73	1.1	8.25	363905	23615	6.5	1929	0.5	21686	6.0	3539	3.56
9	U	2.43	C	74	0.33	0.665	7.3	4.0	59.9	4.66	7.8	2.23	3.7	2.43	273020	13471	4.9	6446	2.4	7025	2.6	1877	1.79
316	U	2.60	C	112	0.34	0.893	25.5	3.9	93.5	22.33	23.9	2.84	3.0	19.49	456250	66502	14.6	8444	1.9	58058	12.7	6333	4.13
2048	U	3.60	B	60	0.33	0.733	8.9	3.6	73.5	4.78	6.5	2.62	3.6	2.16	143080	13818	9.7	7565	5.3	6253	4.4	2723	1.00
1728	R	0.25	E	39	0.21	1.010	8.7	5.9	3.5	0.30	8.6	0.19	5.4	0.11	17727	552	3.1	350	2.0	202	1.1	967	0.29
716	R	0.47	E	51	0.21	0.810	23.9	2.2	8.3	1.99	24.0	0.07	0.8	1.92	45658	3661	8.0	129	0.3	3532	7.7	424	6.40
1566	R	0.60	E	28	0.14	1.670	20.0	2.8	8.5	1.69	26.1	0.19	2.9	1.50	16757	2071	12.4	228	1.4	1843	11.0	2741	0.83
715	R	0.6	E	28	0.17	0.380	11.9	3.0	8.0	0.71	11.8	0.16	2.7	0.55	14461	1057	7.3	238	1.6	819	5.7	162	2.90
714	R	0.76	E	18	0.23	0.315	9.1	2.3	5.4	0.70	13.0	0.16	3.0	0.54	18900	1410	7.5	322	1.7	1088	5.8	165	5.20
703	R	0.82	E	30	0.37	0.765	19.8	3.0	9.3	2.43	26.0	0.27	2.8	2.17	47249	7889	16.7	862	1.8	7027	14.9	1846	2.30
530	R	1.10	E	44	0.25	1.460	30.1	5.7	17.2	3.50	20.4	0.74	4.3	2.76	69657	7672	11.0	1618	2.3	6053	8.7	1942	2.38
400-401	R	1.53	D	41	0.16	1.125	25.7	4.9	22.5	6.35	28.2	1.19	5.3	5.16	63568	8903	14.0	1669	2.6	7234	11.4	2216	2.72

ANTES DESPUES REDUCCION

13.4 3.0 10.4

PERDIDAS DE POTENCIA MUESTRA SECTOR URBANO (KW/Km):

PERDIDAS DE POTENCIA MUESTRA SECTOR RURAL (KW/Km):

PERDIDAS DE POTENCIA MUESTRA TOTAL (KW/Km):

PERDIDAS DE ENERGIA MUESTRA SECTOR URBANO (MWH/Km):

PERDIDAS DE ENERGIA MUESTRA SECTOR RURAL (MWH/Km):

PERDIDAS DE ENERGIA MUESTRA TOTAL (MWH/Km):

CAIDA DE TENSION PROMEDIO MUESTRA SECTOR URBANO (%):

CAIDA DE TENSION PROMEDIO MUESTRA SECTOR RURAL (%):

CAIDA DE TENSION PROMEDIO MUESTRA TOTAL (%):

3.5

7.5

11.0

6160

1396

2682

13.3

18.7

16.6

2.3

5.8

38.6

4.4

15.2

13.3

18.7

16.6

0.4

1.2

8.6

0.7

3.2

3.5

3.7

3.6

2.0

4.6

30.0

3.7

12.0

9.8

14.9

12.9

ANEXO No 7.

ANALISIS BENEFICIO COSTO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS, PRESENTACION DE RESULTADOS.

- 7.1 INCREMENTO DE CALIBRE (ALIMENTADORES URBANOS).**
- 7.2 INCREMENTO DE CALIBRE (ALIMENTADORES RURALES).**
- 7.3 INCREMENTO DE FASES.**
- 7.4 INSTALACION DE CAPACITORES.**
- 7.5 CAMBIO DE VOLTAJE.**
- 7.6 INCREMENTO DE SUBESTACIONES.**

ANEXO No: 7.1

**BENEFICIO COSTO INCREMENTO DE CALIBRE
ALIMENTADORES URBANOS**

FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO	0.38
TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	5.97
AHORRO REMODELACION (MWH/KM)	5.92
COSTO MARGINAL ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL POTENCIA (U.S./KW)	72.9
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO CAMBIO DE No 4 A 1/0 (U.S./KM)	2278
COSTO CAMBIO DE No 2 A 2/0 (U.S./KM)	3510

AÑO	AHORRO		BENEFICIO AHORRO U.S.	INCREMENTO RED MT Km	COSTO INVERSION U.S.
	MWH	MW			
1996	65	0.02	2,853	9.76	22,233
1997	131	0.04	5,751	7.78	27,308
1998	212	0.06	9,307	7.78	27,308
1999	312	0.09	13,697	7.78	27,308
2000	432	0.13	18,965	7.78	27,308
2001-2015	432	0.13	18,965		
TOTAL	7632	2.3	335,043	33	131,464

VALOR PRESENTE EN 1996: 141,488 105,177

BENEFICIO/COSTO: 1.3

ANEXO No: 7.2

**BENEFICIO COSTO INCREMENTO DE CALIBRE
ALIMENTADORES RURALES**

FACTÓR DE PERDIDAS PROMEDIO	0.36
TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	5.97
AHORRO REMODELACION (MWH/KM)	4
COSTO MARGINAL ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL POTENCIA (U.S./KW)	72.9
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO CAMBIO DE No 1/0 A 4/0 (U.S./KM)	5427

AÑO	AHORRO		BENEFICIO AHORRO U.S.	INCREMENTO RED A.T Km	COSTO INVERSION U.S.
	MWH	MW			
1996	36	0.01	1,624	8.12	44,067
1997	82	0.03	3,700	8.12	44,067
1998	138	0.04	6,226	8.12	44,067
1999	207	0.07	9,339	8.12	44,067
2000	290	0.09	13,084	8.12	44,067
2001-2015	290	0.09	13,084		
TOTAL	5103	1.6	230,229	32	220,336

VALOR PRESENTE EN 1996: 125,936 177,915

BENEFICIO/COSTO: 0.7

ANEXO No: 7.3

BENEFICIO COSTO INCREMENTO DE FASES

FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO	0.36
TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	5.97
AHORRO INCREMENTO FASES	4.47
COSTO MARGINAL ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL POTENCIA (U.S./KW)	72.9
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO CAMBIO DE No 4 10 A 2 30 (U.S./KM)	3436
COSTO CAMBIO DE No 4 10 A 2 30 (U.S./KM)	2871

AÑO	AHORRO		BENEFICIO AHORRO U.S.	INCREMENTO RED M.T Km	COSTO INVERSION U.S.
	MWH	MW			
1996	552	0.18	24,904	26	89,336
1997	620	0.20	27,972	21	60,291
1998	696	0.22	31,401	21	60,291
1999	782	0.25	35,281	21	60,291
2000	878	0.28	39,612	21	60,291
2001-2015	878	0.28	39,612		
TOTAL	16698	5.3	753,354	89	330,500

VALOR PRESENTE EN 1996: 309,384 272,461

BENEFICIO/COSTO: 1.14

ANEXO No: 7.4

BENEFICIO COSTO INSTALACION DE CAPACITORES

FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO	0.29
TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	4.47
AHORRO REMODELACION (MWH/KVAR)	0.089
COSTO MARGINAL ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL POTENCIA (U.S./KW)	72.9
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO INSTALACION KVAR (U.S./KVAR)	8.1

AÑO	AHORRO		BENEFICIO AHORRO U.S.	INSTALACION CAPACITORES KVAR	COSTO INVERSION U.S.
	MWH	MW			
1996	60	0.02	3,042	600	4,860
1997	135	0.05	6,844	600	4,860
1998	227	0.09	11,508	600	4,860
1999	340	0.13	17,237	600	4,860
2000	477	0.19	24,182	600	4,860
2001-2015	477	0.19	24,182		
TOTAL	8394	3.3	425,544	3000	24,300

VALOR PRESENTE EN 1996: 153,141 19,622

BENEFICIO/COSTO: 8

ANEXO No: 7.5

BENEFICIO COSTO CAMBIO DE VOLTAJE

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	4.47
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO MARGINAL DE ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL DE POTENCIA (U.S./KW)	72.9

AÑO	AHORRO		BENEFICIO	COSTO
	MWH	MW	AHORRO U.S.	INVERSION U.S.
1996				
1997	901	0.21	35,131	5,172,319
1998	1026	0.24	40,068	
1999	1169	0.28	46,130	
2000	1329	0.32	52,566	
2001	1519	0.36	59,662	
2002	1737	0.41	68,103	
2003	1980	0.47	77,823	
2004	2268	0.54	89,262	
2005	2593	0.62	102,244	
2006	2959	0.7	116,128	
2007	3383	0.8	132,746	
2008	3865	0.92	152,098	
2009	4418	1.05	173,741	
2010	5049	1.2	198,558	
2011	5765	1.37	226,703	
2012	6585	1.56	258,594	
2013	7520	1.79	295,931	
2014	8580	2.04	337,476	
2015	9792	2.33	385,281	
TOTAL	72438	17	2848245	4,618,142

VALOR PRESENTE EN 1996: 716,388 4,618,142

BENEFICIO/COSTO: 0.16

ANEXO No: 7.6

BENEFICIO COSTO INCREMENTO DE SUBESTACIONES

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	6.5
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO MARGINAL DE ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL DE ENERGIA (U.S./KW)	72.9

AÑO	AHORRO		BENEFICIO AHORRO U.S.	COSTO INVERSION U.S.
	MWH	MW		
1996				506,801
1997				
1998				
1999	293	0.13	15,923	
2000	333	0.15	18,261	
2001	379	0.17	20,731	
2002	430	0.2	24,040	
2003	489	0.22	26,798	
2004	555	0.25	30,435	
2005	629	0.29	34,979	
2006	714	0.33	39,765	
2007	810	0.37	44,793	
2008	918	0.42	50,814	
2009	1040	0.48	57,872	
2010	1179	0.54	65,304	
2011	1179	0.54	65,304	
2012	1179	0.54	65,304	
TOTAL	10127	5	560321	452,501

VALOR PRESENTE EN 1996: 149,257 404,019

BENEFICIO/COSTO: 0.37

ANEXO No 8.

**ANALISIS BENEFICIO COSTO EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION,
PRESENTACION DE RESULTADOS.**

ANEXO No: 8

BENEFICIO COSTO
OPTIMIZACION DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO	0.37
TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	5.97
AHORRO (MWH/TRAFO)	4.32
COSTO MARGINAL ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL POTENCIA (U.S./KW)	72.9
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO INTERCAMBIO POR TRAFOS (U.S)	143

AÑO	ENERGIA MWH	AHORRO		BENEFICIO AHORRO U.S.	No DE TRAFOS C/U	COSTO INVERSION U.S.
		MWH	MW			
1996	208309	29	0.01	1,290	6	858
1997	221523	523	0.16	23,269	90	12,870
1998	235319	893	0.28	39,731	50	7,150
1999	249711	1346	0.42	59,886	50	7,150
2000	264712	1898	0.59	84,445	50	7,150
2001-2008		1898	0.59	84,445		
TOTAL	VALOR P	33159	10.2	968,628	196	35,178

VALOR PR BENEFICIO/COSTO 416,627 27,682

BENEFICIO/COSTO: 15.1

ANEXO No: 9

ANALISIS BENEFICIO COSTO EN CIRCUITOS SECUNDARIOS, PRESENTACION DE RESULTADOS.

- 9.1 INCREMENTO DE CALIBRE.**
- 9.2 INCREMENTO DE FASE.**
- 9.3 REDUCCION DE DISTANCIAS.**
- 9.4 REMODELACION DE REDES.**

ANEXO No : 9.1

BENEFICIO/COSTO INCREMENTO CALIBRE DE CONDUCTORES

TRAF0 No	URBANO RURAL U/R	Dmax(U) (KVA)	TIPO	No Ab.	F.P.	LONG. RED Km.	COSTO REEMPLAZO U.S.	B/C
1950	U	1.33	D	115	0.31	1.075	3152	1.68
152	U	1.74	D	45	0.27	0.495	1375	0.28
153	U	1.74	D	103	0.30	0.529	1009	7.63
155	U	1.84	D	89	0.30	0.310	879	1.13
154	U	1.90	D	98	0.31	0.366	934	0.76
2378	U	1.9	D	112	0.34	0.658	1180	2.75
101	U	2.00	C	66	0.37	0.351	999	0.72
274	U	2.00	C	102	0.30	0.735	1776	1.03
781	U	2.20	C	45	0.32	0.545	827	1.07
9	U	2.43	C	74	0.33	0.665	1877	1.79
270	U	2.60	C	82	0.32	0.820	2173	0.56
156	U	2.61	C	91	0.32	0.355	1011	2.28
2048	U	3.60	B	60	0.33	0.733	2130	0.80
704	R	0.15	E	50	0.22	0.960	984	0.26
1728	R	0.25	E	39	0.21	1.010	967	0.29
718	R	0.25	E	30	0.32	1.010	1089	0.30
716	R	0.47	E	51	0.21	0.810	821	1.74
1566	R	0.60	E	28	0.14	1.670	1698	0.74
715	R	0.60	E	28	0.17	0.380	387	1.20
714	R	0.76	E	16	0.23	0.315	474	1.24
703	R	0.82	E	30	0.37	0.765	778	2.99
711	R	0.99	E	5	0.30	0.250	255	0.35
530	R	1.10	E	44	0.25	1.460	1429	2.55
400-40	R	1.53	D	41	0.16	1.125	1595	3.68

VALOR MINIMO B/C : 0.26

VALOR MAXIMO B/C : 7.63

VALOR PROMEDIO B/C : 1.58

ANEXO No : 9.2

BENEFICIO/COSTO INCREMENTO DE FASE

TRAFO No	URBANO	TIPO	Dmax(U) (KVA)	No Ab.	F.P.	LONG. RED Km.	COSTO INCREMENTO U.S.	B/C
	RURAL U/R							
704	R	E	0.15	50	0.22	0.960	507	0.5
716	R	E	0.47	51	0.21	0.810	424	6.4
718	R	E	0.25	30	0.32	1.010	560	0.4
715	R	E	0.60	28	0.17	0.380	162	2.9
1566	R	E	0.60	28	0.14	1.670	478	3.7
703	R	E	0.82	30	0.37	0.765	379	10.0
711	R	E	0.99	5	0.30	0.250	131	1.3
714	R	E	0.76	16	0.23	0.315	165	5.2
530	R	E	1.10	44	0.25	1.460	141	25.9
400-401	R	D	1.53	41	0.16	1.125	110	22.0

VALOR MINIMO B/C : 0.40

VALOR MAXIMO B/C : 25.9

VALOR PROMEDIO B/C : 7.83

ANEXO No : 9.3

BENEFICIO COSTO REDUCCION DE DISTANCIAS E INCREMENTO DE TRAFOS

TRAFO No	URBANO RURAL U/R	Dmax(U) (KVA)	TIPO	No Ab.	F.P.	LONG. INICIAL Km.	LONG. FINAL Km.	COSTO U.S.	B/C
152	U	1.74	D	45	0.27	0.485	0.300	2334	0.2
2378	U	1.90	D	123	0.34	0.658	0.375	2334	1.1
153	U	1.98	D	103	0.30	0.529	0.234	2334	4.8
316	U	2.60	C	112	0.34	0.893	0.400	4468	4.8
2048	U	3.60	B	60	0.33	0.733	0.438	2334	0.9
704	R	0.15	E	50	0.22	0.960	0.540	841	0.2
718	R	0.25	E	30	0.32	1.010	0.570	841	0.3
716	R	0.47	E	51	0.21	0.810	0.435	841	1.9
715	R	0.60	E	28	0.17	0.380	0.320	841	0.9
1568	R	0.60	E	28	0.14	1.670	0.900	841	1.2
703	R	0.82	E	30	0.37	0.765	0.365	841	1.2
530	R	1.10	E	44	0.25	1.460	0.970	841	3.4

VALOR MINIMO B/C : 0.16

VALOR MAXIMO B/C : 4.82

VALOR PROMEDIO B/C : 1.72

ANEXO No : 9.4

BENEFICIO/COSTO REMODELACION REDES SECUNDARIAS

TRAFO No	URBANO	Dmax(U) (KVA)	TIPO	No Ab	F.P.	LONG RED Km.	COSTO U.S.	B/C
	RURAL U/R							
2378	U	1.90	D	123	0.34	0.658	3498	1.76
153	U	1.96	D	103	0.30	0.529	3539	3.56
9	U	2.43	C	74	0.33	0.665	1877	1.79
316	U	2.60	C	112	0.34	0.893	6333	4.13
2048	U	3.60	B	60	0.33	0.733	2723	1.00
1728	R	0.25	E	39	0.21	1.010	967	0.29
716	R	0.47	E	51	0.21	0.810	424	6.40
1566	R	0.60	E	28	0.14	1.670	2741	0.83
715	R	0.6	E	28	0.17	0.380	162	2.90
714	R	0.76	E	16	0.23	0.315	165	5.20
703	R	0.82	E	30	0.37	0.765	1846	2.30
530	R	1.10	E	44	0.25	1.460	1942	2.38
400-401	R	1.53	D	41	0.16	1.125	2216	2.72

VALOR MINIMO B/C : 0.29

VALOR MAXIMO B/C : 6.40

VALOR PROMEDIO B/C : 2.71

ANEXO No: 9.5

BENEFICIO/COSTO EQUILIBRIO DE CARGA

MUESTRA : 57 TRAFOS

dmax(U) : 1.8 KVA
 tl(%) : 6.1
 AHORRO ENERGIA : 61977.9 KWH
 FACTOR DE PERDIDAS 0.34
 TIEMPO : 4 HORAS

AÑO	AHORRO ENERGIA KWH	AHORRO POTENCIA KW	BENEFICIO US	BENEFICIO VP
0	61977.90	124.85	12675.80	12675.80
1	69769.82	140.55	14269.42	12740.55
2	78541.36	158.22	16063.38	12805.63
3	88415.65	178.11	18082.89	12871.04
4	99531.36	200.51	20356.29	12936.79
5	112044.54	225.71	22915.50	13002.87

VP(B) 77032.69

COSTO US : 5700

B/C : 13.5

ANEXO No: 10

ANALISIS BENEFICIO COSTO EN ALUMBRADO PUBLICO, PRESENTACION DE RESULTADOS.

10.1 REEMPLAZO LUMINARIA Hg 125 W POR Na 70 W.

10.2 REEMPLAZO LUMINARIA Hg 175 W POR Na 70 W.

10.3 REEMPLAZO LUMINARIA Hg 250 W POR NA 150 W.

ANEXO No : 10.1

BENEFICIO/COSTO REEMPLAZO LUMINARIA HG125 W. POR NA70 W.

COSTO DE REEMPLAZO (US.)	106
BENEFICIO MATERIAL RECUPERABLE (US.)	11
COSTO MARGINAL DE ENERGIA (US/KWH-AÑO) :	0.022
COSTO MARGINAL DE POTENCIA (US/KW-AÑO) :	91.1
TASA DE DESCUENTO (%) :	12
AHORRO DE POTENCIA (KW) :	0.058
AHORRO DE ENERGIA (KWH) :	254

AÑO	AHORRO POTENCIA MW	AHORRO ENERGIA MWH	AHORRO US.	VP
0	0.058	254	10.87	10.87
1	0.058	254	10.87	9.71
2	0.058	254	10.87	8.67
3	0.058	254	10.87	7.74
4	0.058	254	10.87	6.91
5	0.058	254	10.87	6.17
6	0.058	254	10.87	5.51
7	0.058	254	10.87	4.92
8	0.058	254	10.87	4.39
9	0.058	254	10.87	3.92
10	0.058	254	10.87	3.50
11	0.058	254	10.87	3.13
12	0.058	254	10.87	2.79
13	0.058	254	10.87	2.49
14	0.058	254	10.87	2.22
15	0.058	254	10.87	1.99
16	0.058	254	10.87	1.77
17	0.058	254	10.87	1.58
18	0.058	254	10.87	1.41
19	0.058	254	10.87	1.26
20	0.058	254	10.87	1.13

VP(BENEFICIOS) 92.08

BENEFICIO/COSTO (B/C) 1.0

ANEXO No : 10.2

BENEFICIO/COSTO REEMPLAZO DE LUMINARIA DE HG175 W. POR NA70 W.

COSTO DE REEMPLAZO (US.) :	106
BENEFICIO MATERIAL RECUPERABLE (US.):	12.8
COSTO MARGINAL DE ENERGIA (US/KWH-AÑO) :	0.022
COSTO MARGINAL DE POTENCIA (US/KW-AÑO) :	91.1
TASA DE DESCUENTO (%) :	12
AHORRO DE POTENCIA (KW) :	0.112
AHORRO DE ENERGIA (MWH) :	491

AÑO	AHORRO POTENCIA KW	AHORRO ENERGIA KWH	AHORRO US.	VP
0	0.112	491	21.01	21.01
1	0.112	491	21.01	18.75
2	0.112	491	21.01	16.75
3	0.112	491	21.01	14.95
4	0.112	491	21.01	13.35
5	0.112	491	21.01	11.92
6	0.112	491	21.01	10.64
7	0.112	491	21.01	9.50
8	0.112	491	21.01	8.48
9	0.112	491	21.01	7.57
10	0.112	491	21.01	6.76
11	0.112	491	21.01	6.04
12	0.112	491	21.01	5.39
13	0.112	491	21.01	4.81
14	0.112	491	21.01	4.30
15	0.112	491	21.01	3.84
16	0.112	491	21.01	3.43
17	0.112	491	21.01	3.06
18	0.112	491	21.01	2.73
19	0.112	491	21.01	2.44
20	0.112	491	21.01	2.18

VP(BENEFICIOS) 177.90

BENEFICIO/COSTO (B/C) 1.8

ANEXO No : 10.3

BENEFICIO/COSTO REEMPLAZO DE LUMINARIA DE HG250 W. POR NA150 W.

COSTO DE REEMPLAZO (US.)	137
BENEFICIO MATERIAL RECUPERABLE (US.)	43.2
COSTO MARGINAL DE ENERGIA (US/KWH-AÑO)	0.022
COSTO MARGINAL DE POTENCIA (US/KW-AÑO)	91.1
TASA DE DESCUENTO (%)	12
AHORRO DE POTENCIA (KW)	0.099
AHORRO DE ENERGIA (KWH-AÑO)	433

AÑO	AHORRO POTENCIA KW	AHORRO ENERGIA KWH	AHORRO US.	VP
0	0.099	433	18.54	18.54
1	0.099	433	18.54	16.56
2	0.099	433	18.54	14.78
3	0.099	433	18.54	13.20
4	0.099	433	18.54	11.79
5	0.099	433	18.54	10.52
6	0.099	433	18.54	9.40
7	0.099	433	18.54	8.39
8	0.099	433	18.54	7.49
9	0.099	433	18.54	6.69
10	0.099	433	18.54	5.97
11	0.099	433	18.54	5.33
12	0.099	433	18.54	4.76
13	0.099	433	18.54	4.25
14	0.099	433	18.54	3.79
15	0.099	433	18.54	3.39
16	0.099	433	18.54	3.03
17	0.099	433	18.54	2.70
18	0.099	433	18.54	2.41
19	0.099	433	18.54	2.15
20	0.099	433	18.54	1.92

VP(BENEFICIOS) 157.06

BENEFICIO/COSTO (B/C) 1.5

ANEXO No 11.1

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

- 11.1.1 INCREMENTO DE CALIBRES EN ALIMENTADORES URBANOS**
- 11.1.2 INCREMENTO DE CALIBRES EN ALIMENTADORES RURALES**
- 11.1.3 INCREMENTO DE FASES.**
- 11.1.4 INSTALACION DE CAPACITORES.**
- 11.1.5 CAMBIO DE VOLTAJE.**
- 11.1.6 INCREMENTO DE SUBESTACIONES.**

ANEXO No: 11.1.1

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO**ANALISIS FINANCIERO****RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS URBANOS
INCREMENTO DE CALIBRE**

FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO	0.38
TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	5.97
AHORRO REMODELACION (MWH/KM)	5.92
COSTO MARGINAL ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL POTENCIA (U.S./KW)	72.9
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO CAMBIO DE No 4 A 1/0 (U.S./KM)	2278
COSTO CAMBIO DE No 2 A 2/0 (U.S./KM)	3510

AÑO	AHORRO		BENEFICIO AHORRO U.S.	INCREMENTO RED MT Km	COSTO INVERSION U.S.
	MWH	MW			
1996	65	0.02	2,853	9.76	22,233
1997	131	0.04	5,751	7.78	27,308
1998	212	0.06	9,307	7.78	27,308
1999	312	0.09	13,697	7.78	27,308
2000	432	0.13	18,965	7.78	27,308
2001-2015	432	0.13	18,965		
TOTAL	7632	2.3	335,043	33	131,464

VALOR PRESENTE EN 1996: 141,488 105,177

BENEFICIO/COSTO: 1.3

ANEXO No: 11.1.1

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO

RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS URBANOS
INCREMENTO DE CALIBRES

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%) 5.97
AHORRO (MWH/KM) 5.92

AÑO	ENERGIA PROYECTADA MWH	PERDIDAS ENERGIA SIN INVERSIONES		REMODEL. REDES KM	AHORRO PROYECTADO		PERDIDAS ENERGIA CON INVERSIONES	
		MWH	%		MWH	%	MWH	%
1995	194935	3335	1.7					1.70
1996	208309	3745	1.8	9.76	65	0.03	3680	1.77
1997	221523	4206	1.9	7.78	131	0.06	4075	1.84
1998	235319	4723	2.0	7.78	212	0.09	4511	1.92
1999	249711	5303	2.1	7.78	312	0.12	4991	2.00
2000	264712	5956	2.2	7.78	432	0.16	5524	2.09

ANEXO No: 11.1.2

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO**RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS RURALES
INCREMENTO DE CALIBRE**

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%) 5.97
 AHORRO (MWH/KM) 4

AÑO	ENERGIA PROYECTADA MWH	PERDIDAS ENERGIA SIN INVERSIONES		REMODEL. REDES KM	AHORRO PROYECTADO		PERDIDAS ENERGIA CON INVERSIONES	
		MWH	%		MWH	%	MWH	%
1995	194935	3335	1.71					1.70
1996	208309	3745	1.80	8.12	36	0.02	3709	1.78
1997	221523	4206	1.90	8.12	82	0.04	4124	1.86
1998	235319	4723	2.01	8.12	138	0.06	4585	1.95
1999	249711	5303	2.12	8.12	207	0.08	5096	2.04
2000	264712	5956	2.25	8.12	290	0.11	5666	2.14

ANEXO No: 11.1.2

PLAN DE REDUCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO**ANALISIS FINANCIERO****RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS RURALES
INCREMENTO DE CALIBRE**

FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO	0.36
TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	5.97
AHORRO REMODELACION (MWH/KM)	4
COSTO MARGINAL ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL POTENCIA (U.S./KW)	72.9
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO CAMBIO DE No 1/0 A 4/0 (U.S./KM)	5427

AÑO	AHORRO		BENEFICIO AHORRO U.S.	INCREMENTO RED A.T Km	COSTO INVERSION U.S.
	MWH	MW			
1996	36	0.01	1,624	8.12	44,067
1997	82	0.03	3,700	8.12	44,067
1998	138	0.04	6,226	8.12	44,067
1999	207	0.07	9,339	8.12	44,067
2000	290	0.09	13,084	8.12	44,067
2001-2015	290	0.09	13,084		
TOTAL	5103	1.6	230,229	32	220,336

VALOR PRESENTE EN 1996: 125,936 177,915

BENEFICIO/COSTO: 0.7

ANEXO No: 11.1.3

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO

RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS
INCREMENTO DE FASES

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%) 5.97
AHORRO (MWH/KM) 4.47

AÑO	ENERGIA PROYECTADA MWH	PERDIDAS ENERGIA SIN INVERSIONES		REMODEL REDES KM	AHORRO PROYECTADO		PERDIDAS ENERGIA CON INVERSIONES	
		MWH	%		MWH	%	MWH	%
1995	194935	3335	1.7					1.70
1996	208309	3745	1.8	26.00	552	0.26	3193	1.53
1997	221523	4206	1.9	21.00	620	0.28	3586	1.62
1998	235319	4723	2.0	21.00	696	0.30	4027	1.71
1999	249711	5303	2.1	21.00	782	0.31	4521	1.81
2000	264712	5956	2.2	21.00	878	0.33	5078	1.92

ANEXO No: 11.1.3

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO**ANALISIS FINANCIERO****RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS
INCREMENTO DE FASES**

FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO	0.36
TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	5.97
AHORRO INCREMENTO FASES	4.47
COSTO MARGINAL ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL POTENCIA (U.S./KW)	72.9
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO CAMBIO DE No 4 10 A 2 30 (U.S./KM)	3436
COSTO CAMBIO DE No 4 10 A 2 30 (U.S./KM)	2671

AÑO	AHORRO		BENEFICIO AHORRO U.S.	INCREMENTO RED MT Km	COSTO INVERSION U.S.
	MWH	MW			
1996	552	0.18	24,904	26	89,336
1997	620	0.20	27,972	21	60,291
1998	696	0.22	31,401	21	60,291
1999	782	0.25	35,281	21	60,291
2000	878	0.28	39,612	21	60,291
2001-2015	878	0.28	39,612		
TOTAL	16698	5.3	753,354	89	330,500

VALOR PRESENTE EN 1996: 309,384 272,461

BENEFICIO/COSTO: 1.14

ANEXO No: 11.1.4

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO**RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS
INSTALACION DE CAPACITORES**

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%) 5.97
 AHORRO (MWH/KVAR) 0.089

AÑO	ENERGIA PROYECTADA MWH	PERDIDAS ENERGIA SIN INVERSIONES		INSTAL KVAR	AHORRO PROYECTADO		PERDIDAS ENERGIA CON INVERSIONES	
		MWH	%		MWH	%	MWH	%
1995	194935	3335	1.7					1.70
1996	208309	3745	1.8	600	60	0.03	3685	1.77
1997	221523	4206	1.9	600	135	0.06	4071	1.84
1998	235319	4723	2.0	600	227	0.10	4496	1.91
1999	249711	5303	2.1	600	340	0.14	4963	1.99
2000	264712	5958	2.2	600	477	0.18	5479	2.07

ANEXO No: 11.1.5

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO

RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS
CAMBIO DE VOLTAJE

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%) 5.97

AÑO	ENERGIA PROYECTADA MWH	PERDIDAS ENERGIA SIN RED SUBTERRANEA		AHORRO PROYECTADO		PERDIDAS ENERGIA CON RED SUBTERRA	
		MWH	%	MWH	%	MWH	%
1995	194935	3335	1.71				1.70
1996	208309	3745	1.80			3745	1.80
1997	221523	4206	1.90	901		3305	1.90
1998	235319	4723	2.01	1026	0.44	3697	1.57
1999	249711	5303	2.12	1169	0.47	4134	1.66
2000	264712	5956	2.25	1329	0.50	4627	1.75

ANEXO No: 11.1.5

PLAN DE RECUPERACION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO**ANALISIS FINANCIERO****RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS
CAMBIO DE VOLTAJE**

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	4.47
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO MARGINAL DE ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL DE POTENCIA (U.S./KW)	72.9

AÑO	AHORRO		BENEFICIO	COSTO
	MWH	MW	AHORRO U.S.	INVERSION U.S.
1996				
1997	901	0.21	35,131	5,172,319
1998	1026	0.24	40,068	
1999	1169	0.28	46,130	
2000	1329	0.32	52,566	
2001	1519	0.36	59,662	
2002	1737	0.41	68,103	
2003	1980	0.47	77,823	
2004	2268	0.54	89,262	
2005	2593	0.62	102,244	
2006	2959	0.7	116,128	
2007	3383	0.8	132,746	
2008	3865	0.92	152,098	
2009	4418	1.05	173,741	
2010	5049	1.2	198,558	
2011	5765	1.37	226,703	
2012	6585	1.56	258,594	
2013	7520	1.79	295,931	
2014	8580	2.04	337,476	
2015	9792	2.33	385,281	
TOTAL	72438	17	2848245	4,618,142

VALOR PRESENTE EN 1996: 716,388 4,618,142

BENEFICIO/COSTO: 0.16

ANEXO No: 11.1.6

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO

RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS
INCREMENTO DE SUBESTACIONES

TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA (%)

6.5

AÑO	ENERGIA PROYECTADA MWH	PERDIDAS ENERGIA SIN SUBESTACION		AHORRO PROYECTADO		PERDIDAS ENERGIA CON SUBESTACION	
		MWH	%	MWH	%	MWH	%
1995	194935	3335	1.71				1.70
1996	208309	3745	1.80			3745	1.80
1997	221523	4206	1.90			4206	1.90
1998	235319	4723	2.01	257	0.11	4466	1.90
1999	249711	5303	2.12	298	0.12	5005	2.00
2000	264712	5956	2.25	333	0.13	5623	2.12

ANEXO No: 11.1.6

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO

ANALISIS FINANCIERO

RECUPERACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS
INCREMENTO DE SUBESTACIONES

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	6.5
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO MARGINAL DE ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL DE ENERGIA (U.S./KW)	72.9

AÑO	AHORRO		BENEFICIO	COSTO
	MWH	MW	ABORRO U.S.	INVERSION U.S.
1996				506,801
1997				
1998				
1999	293	0.13	15,923	
2000	333	0.15	18,261	
2001	379	0.17	20,731	
2002	430	0.2	24,040	
2003	489	0.22	26,796	
2004	555	0.25	30,435	
2005	629	0.29	34,979	
2006	714	0.33	39,765	
2007	810	0.37	44,793	
2008	918	0.42	50,814	
2009	1040	0.48	57,872	
2010	1179	0.54	65,304	
2011	1179	0.54	65,304	
2012	1179	0.54	65,304	
TOTAL	10127	5	560321	452,501

VALOR PRESENTE EN 1996: 149,257 404,019

BENEFICIO/COSTO: 0.37

ANEXO No 11.2

**PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS
A MEDIANO PLAZO EN TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCION.**

ANEXO No: 11.2

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO

RECUPERACION DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION
OPTIMIZACION DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%) 5.97
AHORRO (MWH/TRAFOS) 4.32

AÑO	ENERGIA PROYECTADA	PERDIDAS ENERGIA SIN INVERSIONES		No DE TRAFOS C/U	AHORRO PROYECTADO		PERDIDAS ENERGIA CON INVERSIONES	
	MWH	MWH	%		MWH	%	MWH	%
1995	194935	5069	2.60					2.60
1996	208309	5626	2.70	6	29	0.01	5597	2.69
1997	221523	6241	2.82	90	523	0.24	5718	2.58
1998	235319	6941	2.95	50	893	0.38	6047	2.57
1999	249711	7741	3.10	50	1346	0.54	6395	2.56
2000	264712	8661	3.27	50	1898	0.72	6763	2.55

ANEXO No: 11.2

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO**ANALISIS FINANCIERO****RECUPERACION DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION
OPTIMIZACION DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES**

FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO	0.37
TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	5.97
AHORRO (MWH/TRAFO)	4.32
COSTO MARGINAL ENERGIA (U.S./KWH)	0.022
COSTO MARGINAL POTENCIA (U.S./KW)	72.9
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO INTERCAMBIO POR TRAF0 (U,S)	143

AÑO	ENERGIA MWH	AHORRO		BENEFICIO AHORRO U.S.	Nº DE TRAFOS C/U	COSTO INVERSION U.S.
		MWH	MW			
1996	208309	29	0.01	1,290	6	858
1997	221523	523	0.16	23,269	90	12,870
1998	235319	893	0.28	39,731	50	7,150
1999	249711	1346	0.42	59,886	50	7,150
2000	264712	1898	0.59	84,445	50	7,150
2001-2008		1898	0.59	84,445		
TOTAL	VALOR P	33159	10.2	968,628	196	35,178

VALOR PRESENTE EN 1996: 416,627 27,682

BENEFICIO COSTO 15.1

ANEXO No: 11.3

**PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS
A MEDIANO PLAZO EN CIRCUITOS
SECUNDARIOS.**

ANEXO No: 11.3.1

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A MEDIANO PLAZO

RECUPERACION DE PERDIDAS EN REDES SECUNDARIAS
 REMODELACION DE REDES

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%) 5.97
 AHORRO REMODELACION (MWH/KM) 12

AÑO	ENERGÍA PROYECTADA MWH	PERDIDAS ENERGIA SIN INVERSIONES		REMODEL. REDES KM	AHORRO PROYECTADO		PERDIDAS ENERGIA CON INVERSIONES	
		MWH	%		MWH	%	MWH	%
1995	194936	7532	3.9					3.9
1996	208309	8458	4.1	110	1320	0.63	7138	3.4
1997	221523	9498	4.3	110	2802	1.27	6696	3.0
1998	235319	10666	4.5	110	4467	1.90	6199	2.6
1999	249711	11978	4.8	110	6336	2.54	5642	2.3
2000	264712	13451	5.1	110	8435	3.19	5015	1.9

ANEXO No 12

**PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS
A LARGO PLAZO, EN CIRCUITOS SECUNDARIOS.**

ANEXO No: 12.1

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A LARGO PLAZO

RECUPERACION DE PERDIDAS EN REDES SECUNDARIAS
 REMODELACION DE REDES

TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%) 5.97
 AHORRO REMODELACION (MWH/KM) 12

AÑO	ENERGIA PROYECTADA MWH	PERDIDAS ENERGIA SIN INVERSIONES		REMODEL. REDES KM	AHORRO		PERDIDAS ENERGIA CON INVERSIONES	
		MWH	%		MWH	%	MWH	%
2000	264712	5015	1.9	45	540	0.20	4475	1.7
2001	280409	6324	2.3	45	1148	0.41	5178	1.8
2002	296806	7102	2.4	45	1827	0.62	5274	1.8
2003	313491	7975	2.5	45	2592	0.83	5383	1.7
2004	331854	8956	2.7	45	3451	1.04	5505	1.7
2005	350586	10057	2.9	45	4415	1.28	5642	1.6
2006	370199	11294	3.1	45	6498	1.49	6796	1.6
2007	392299.8803	12682	3.2	45	6714	1.71	5968	1.5
2008	415720.1832	14242	3.4	45	8080	1.94	6162	1.5
2009	440538.6781	15993	3.6	45	9613	2.18	6380	1.4
2010	466838.8372	17980	3.8	45	11335	2.43	6624	1.4

ANEXO No: 12.2

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS A LARGO PLAZO

ANALISIS FINANCIERO

RECUPERACION DE PERDIDAS EN REDES SECUNDARIAS
REMODELACION DE REDES

FACTOR DE PERDIDAS PROMEDIO	0.31
TASA CRECIMIENTO DEMANDA (%)	5.97
AHORRO REMODELACION (MWH/KM)	12
COSTO MARGINAL ENERGIA (U.S./KWH)	0.021
COSTO MARGINAL POTENCIA (U.S./KW)	91.1
TASA DE DESCUENTO (%)	12
COSTO REMODELACION (U.S./KM)	2592

AÑO	AHORRO		BENEFICIO	REMODELACION	COSTO
	MWH	MW	AHORRO U.S.	RED B.T. KM	INVERSION U.S.
2000	540	0.2	29,455	45	116,190
2001	1146	0.4	62,533	45	116,190
2002	1827	0.7	99,677	45	116,190
2003	2592	1.0	141,389	45	116,190
2004	3451	1.3	188,230	45	116,190
2005	4415	1.6	240,831	45	116,190
2006	5498	2.0	299,900	45	116,190
2007	6714	2.5	366,233	45	116,190
2008	8080	3.0	440,721	45	116,190
2009	9613	3.5	524,370	45	116,190
2010	11335	4.2	618,304	45	116,190
TOTAL	55,212	20	3,011,643	495	1,276,090

VALOR PRESENTE EN 2000: 1,405,440 772,689

BENEFICIO/COSTO: 1.8

PROGRAMA DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS

CRONOGRAMA DE EJECUCION DE OBRAS

PROGRAMA	1996	1997	1998	1999	2000	2001 - 2010
ALIMENTADORES PRIMARIOS						
INCREMENTO DE CALIBRE	9.76	7.78	7.78	7.78	7.78	
ALIMENTADORES URBANOS (Km)						
INCREMENTO DE CALIBRE	8.12	8.12	8.12	8.12	8.12	
ALIMENTADORES RURALES (Km)						
INCREMENTO DE FASE (Km)	26	21	21	21	21	
INSTALACION DE CAPACITORES (KVAR)	600	600	600	600	600	
CAMBIO DE VOLTAJE (%)		100				
INCREMENTO DE SUBESTACIONES (%)			100			
TRANSFORMADORES DE LA DISTRIBUCION						
OPTIMIZACION DE LA CAPACIDAD (C/U)	6	90	90	90	90	
CIRCUITOS SECUNDARIOS						
REMODELACION DE REDES (Km)	110	110	110	110	110	45
ALUMBRADO PUBLICO						
REPLAZO LUMINARIA Hg 175 POR Na. 70 W (C/U)	2250	2250				
REPLAZO LUMINARIA Hg 250 POR Na. 150 W (C/U)			1098			

ANEXO No: 13

**COSTOS REFERENCIALES DE MATERIALES Y
MANO DE OBRA**

**COSTOS REFERENCIALES DE MANO DE OBRA E.E.A.S.A.
INSTALACION DE CONDUCTORES Y ESTRUCTURAS**

CONDUCTOR ACSF

CONDUCTOR CALIBRE	PRECIO U. (\$)	CANT. m.	VALOR (\$)	MANO DE OBRA \$/Km	GASTOS T. Y A.	VALOR S/.	VALOR US.
No 4	990	1000	990,000	203,500	132,811	1,328,111	402
No 2	1480	1000	1,480,000	236,500	190,722	1,907,222	578
No 1/0	2310	1000	2,310,000	319,275	292,142	2,921,417	885
No 2/0	2890	1000	2,890,000	431,021	369,002	3,690,021	1,118
No 3/0	3650	1000	3,650,000	581,879	283,963	4,495,842	1,362
No 4/0	4600	1000	4,600,000	785,536	339,975	5,725,511	1,735
No 266 MCM	7200	1000	7,200,000	1,060,474	508,466	8,768,940	2,657

CONDUCTOR 6005

CONDUCTOR CALIBRE	PRECIO U. (\$)	CANT. m.	VALOR (\$)	INSTALACION Km	GASTOS T. Y A.	VALOR S/.	VALOR US.
No 4	840	1000	840,000	188,727	114,303	1,143,030	346
No 2	1250	1000	1,250,000	216,488	182,943	1,629,431	494
No 1/0	1900	1000	1,900,000	289,257	243,251	2,432,508	737
No 2/0	2400	1000	2,400,000	340,987	304,554	3,045,541	923
No 3/0	3000	1000	3,000,000	479,258	386,584	3,865,842	1,171
No 4/0	3500	1000	3,500,000	635,347	283,949	4,399,298	1,333

MONTAJE DE ESTRUCTURAS

ESTRUCTURA	MATERIAL (\$)	CANT.	VALOR (\$)	INSTALACION MANO DE OBRA	GASTOS T. Y A.	VALOR S/.	VALOR US.
UR(H)	73,140	1	73,140	6,000	8,793	87,933	27
UR2(H)	182,835	1	182,835	9,000	21,315	213,150	65
UP(H)	31,060	1	31,060	5,000	4,007	40,067	12
UP2(H)	52,512	1	52,512	6,000	6,601	65,013	20
CR(H)	387,936	1	387,936	18,000	46,104	451,040	137
CR2(H)	634,011	1	634,011	27,000	73,446	734,457	223
CP(H)	169,816	1	169,816	15,000	20,636	205,361	62
CP2(H)	339,632	1	339,632	18,000	39,737	397,369	120
ES-044(H)	65,485	1	65,485	15,000	8,643	89,428	27
ES-043(H)	47,888	1	47,888	12,000	6,654	66,542	20
ES-042(H)	35,493	1	35,493	9,000	4,944	49,437	15
ES-041(H)	16,923	1	16,923	8,000	2,769	27,692	8
TTA	95,888	1	95,888	12,000	11,988	119,876	36
TTB	72,013	1	72,013	10,000	9,113	91,126	28
G2	72,750	1	72,750	13,000	9,528	95,278	29
NT	4,800	1	4,800	40,000	4,978	49,778	15
S1	254,490	1	254,490	10,000	29,388	293,878	89
S3	669,435	1	669,435	22,000	78,826	768,261	233
T1CSP5	2179505	1	2,179,505	70000	249,945	2,499,450	757
T1CSP10	2275755	1	2,275,755	70000	260,639	2,606,394	790
T1CSP15	2425755	1	2,425,755	75000	277,862	2,778,617	842
T1CSP25	2822630	1	2,822,630	75000	321,959	3,219,589	978
T1CSP37.5	3366430	1	3,366,430	80000	382,937	3,829,367	1,160
T3S30	6275416	1	6,275,416	164000	336,731	6,776,147	2,053
T3S45	6984576	1	6,984,576	164000	372,189	7,520,765	2,279
T3S75	8200080	1	8,200,080	180000	435,204	8,815,284	2,671

ANEXO No : 13.2

COSTOS REFERENCIALES DE MANO DE OBRA E.E.A.S.A.
RETIRO DE CONDUCTORES Y ESTRUCTURAS

CONDUCTOR ACSR

CONDUCTOR CALIBRE	PRECIO U. (\$)	CANT m.	CALIF. TEC.	VALOR (\$)	VALOR US.	MANO DE OBRA \$/Km	GASTOS T. Y A.	VALOR S/.	VALOR US.
No 4	990	1000	0.4	396,000	120	61,400	53,044	134,444	41
No 2	1480	1000	0.4	592,000	179	94,600	76,269	170,869	52
No 1/0	2310	1000	0.4	924,000	280	127,710	116,857	244,567	74
No 2/0	2890	1000	0.4	1,156,000	350	172,408	147,601	320,009	97
No 3/0	3650	1000	0.4	1,460,000	442	232,782	188,084	420,838	128
No 4/0	4600	1000	0.4	1,840,000	558	314,214	239,357	553,572	168
No 266 MCM	7200	1000	0.4	2,880,000	873	424,190	367,132	791,322	240

CONDUCTOR 5005

CONDUCTOR CALIBRE	PRECIO U. (\$)	CANT m.	CALIF. TEC.	VALOR (\$)	VALOR US.	MANO DE OBRA \$/Km	GASTOS T. Y A.	VALOR S/.	VALOR US.
No 8	750	1000	0.2	150,000	45	24,492	19,398	43,890	13
No 4	840	1000	0.2	168,000	51	26,631	21,528	48,379	15
No 2	1250	1000	0.2	250,000	76	29,835	31,093	60,928	18
No 1/0	1900	1000	0.2	380,000	115	39,077	48,564	85,641	26
No 2/0	2400	1000	0.2	480,000	146	32,950	56,894	88,844	27
No 3/0	3000	1000	0.2	600,000	182	12,032	68,006	80,058	24
No 4/0	3500	1000	0.2	700,000	212	65,610	44,185	109,796	33

DESMONTAJE DE ESTRUCTURAS

ESTRUCTURAS	MATERIAL (\$)	CANT.	CALIF. TEC.	VALOR (\$)	VALOR US.	DESMONTAJE	GASTOS T. Y A.	VALOR S/.	VALOR US.
UR(H)	73,140	1	0.2	14,628	4	6,000	2,292	8,292	3
UR2(H)	182,835	1	0.2	36,567	11	9,000	5,063	14,063	4
UP(H)	31,060	1	0.2	6,212	2	5,000	1,246	6,248	2
UP2(H)	52,512	1	0.2	10,502	3	6,000	1,834	7,834	2
CR(H)	387,938	1	0.2	77,597	24	18,000	10,621	28,621	9
CR2(H)	634,011	1	0.2	126,802	38	27,000	17,069	44,069	13
CP(H)	168,816	1	0.2	33,963	10	15,000	5,440	20,440	6
CP2(H)	339,632	1	0.2	67,926	21	18,000	9,547	27,547	8
ES-044(H)	65,485	1	0.2	13,097	4	15,000	3,122	16,122	5
ES-043(H)	47,888	1	0.2	9,578	3	12,000	2,396	14,396	4
ES-042(H)	35,493	1	0.2	7,099	2	9,000	1,789	10,789	3
ES-041(H)	16,923	1	0.2	3,385	1	8,000	1,285	9,285	3
TTA	95,888	1	0.2	19,178	6	12,000	3,464	15,464	5
TTB	72,013	1	0.2	14,403	4	10,000	2,711	12,711	4
G2	72,750	1	0.2	14,550	4	13,000	3,061	16,061	5
NT	4,800	1	0.2	960	0	40,000	4,551	44,551	14
S1	254,490	1	0.2	50,898	15	10,000	6,788	16,788	5
S3	668,435	1	0.2	133,697	41	22,000	17,321	39,321	12
T1C8P5	2,179,505	1	0.6	1,307,703	396	70,000	153,078	223,078	68
T1C8P10	2,275,755	1	0.6	1,385,453	414	70,000	159,495	229,495	70
T1C8P15	2,425,755	1	0.6	1,455,453	441	75,000	170,050	245,050	74
T1C8P25	2,822,630	1	0.6	1,693,578	513	75,000	196,509	271,509	82
T1C8P37.5	3,388,430	1	0.6	2,019,858	612	80,000	233,318	313,318	85
T3530	6,275,416	1	0.6	3,765,250	1,141	184,000	211,222	375,222	114
T3645	8,984,576	1	0.6	4,180,746	1,270	164,000	232,487	398,487	120
T3875	8,200,080	1	0.6	4,820,049	1,481	180,000	271,202	451,202	137
T3590	9,430,092	1	0.6	5,658,053	1,716	185,000	308,803	493,803	150
T35112.5	10,844,606	1	0.6	6,508,763	1,972	190,000	351,938	541,838	164

ANEXO No: 14

LEVANTAMIENTO DE CAMPO PARA LA CUANTIFICACION DE PERDIDAS TECNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA E.E.A.S.A.

- 14.1 ALIMENTADORES PRIMARIOS.**
- 14.2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.**
- 14.3 REDES SECUNDARIOS.**
- 14.4 ALUMBRADO PUBLICO.**

ANEXO Nº: 14.1

ALIMENTADORES PRIMARIOS

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: CENTRAL		S/E: BATAN		VOLTAJE: 4.16 KV		HOJA: 1 DE 3		OBSERVACIONES		
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT.	SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR			
		CALEBRE	FASES		TIPO	ESTADO			TIPO	CAP. (KVA)
1	0.09	2/0	ABC	AC	VP	S3	NC	S	30	
2	0.05	2/0	ABC	AC	VP					
3	0.1	4	A	AC	VP	S1	NC	CSP	25	
4	0.23	2/0	ABC	AC	VP	S3	NC	S	30	
5	0.15	2/0	ABC	AC	VP					
6	0.07	4	B	AC	UP	S1	NC	CSP	7.5	
7	0.09	2/0	ABC	AC	VP			S	45	
8	0.04	2/0	ABC	AC	VP					
9	0.1	2/0	C	XLC	VP			CSP	15	
10	0.09	2/0	ABC	AC	VP	S3	NC	CSP	5	
11	0.09	2/0	ABC	AC	VP	S3	NC			
12	0.08	1/0	ABC	AC	VP	S3	NC	S	75	
13	0.13	2/0	ABC	AC	VP			CSP	112.5	
14	0.18	1/0	ABC	AC	VP	S3	NC	S	75	
15	0.07	2	AB	AC	VP			CSP	37.5	
16	0.11	2/0	ABC	AC	VP			CSP	75	
17	0.1	1/0	ABC	XLC	VP	S3	NC			
18	0.04	1/0	ABC	XLC	VP			CSP	45	
19	0.04	4	ABC	XLC	VP			CSP	75	
20	0.04	1/0	ABC	XLC	VP	S3	NC	CSP	10	
21	0.08	1/0	ABC	AC	VP	S3	NC	CSP	75	
22	0.09	4	ABC	AC	VP			CSP	75	
23	0.06	1/0	ABC	XLC	VP	S3	NC	CSP	30	
24	0.16	2/0	ABC	AC	VP			CSP	30	
25	0.06	4	ABC	AC	VP			CSP	45	

* NOMENCLATURA

NC Seccionador normalmente cerrado

NA Seccionador normalmente abierto

S3 Seccionador tipo batan

S1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto

S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto

S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____

GRUPO No. _____

REVISADO POR: _____

FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: CENTRAL		S/E: BATAN		VOLTAJE: 4.16 KV		HOJA: 2 DE 3			
SECCION	LONGITUD (Krm)	CONDUCTOR		ESTRUCT.	SECCIONAMIENTO		OBSERVACIONES		
		CALIBRE	FASES		TIPO	ESTADO		TIPO	CAP.(KVA)
26	0.023	2	ABC	AC	UP		CSP	37.5	
27	0.09	2/0	ABC	AC	VP	S3	S	50	
28	0.07	2	ABC	AC	VP				
29	0.13	2	ABC	AC	VP		CSP	75	
30	0.1	2	ABC	AC	VP		S	150	
31	0.08	2	ABC	AC	UP		CSP	75	
32	0.06	2	ABC	AC	VP				
33	0.05	1/0	ABC	AC	UP				
34	0.1	2	ABC	XLC		S3	NC	S	150
35	0.06	4	ABC	AC	VP	S3	NC	S	45
36	0.08	4	ABC	AC	VP			S	45
37	0.08	1/0	ABC	AC	VP	S3	NC		
38	0.05	4	ABC	AC	VP			S	90
39	0.09	4	ABC	AC	VP			S	112.5
40	0.1	4	ABC	AC	VP			S	120
41	0.09	2	ABC	AC	CP				
42	0.05	2	ABC	XLC	CP	S3	NC	S	162.5
43	0.12	2	ABC	XLC				S	125
44	0.06	2	ABC	XLC				S	150
45	0.06	2	ABC	XLC		S3	NC	S	30
46	0.1	2/0	ABC	AC	VP	S3	NC	S	75
47	0.09	2/0	ABC	AC	VP			CSP	75
48	0.06	2/0	ABC	XLC		S3	NC	S	75
49	0.08	2/0	ABC	AC	VP				
50	0.05	2/0	ABC	AC	VP			CSP	75

* NOMENCLATURA

NC Seccionador normalmente cerrado

NA Seccionador normalmente abierto

S8 Seccionador tipo barra

S1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto

S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto

S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____

GRUPO No. _____

REVISADO POR: _____

FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: FICOA		VOLTAJE: 13.8 KV		HOJA: 1 DE 6		OBSERVACIONES				
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT.	SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR			
		CALIBRE	FASES		TIPO	ESTADO		TIPO	CAP. (KVA)	
2151	0.25	2/0	ABC	AC	CP-2	S3	NC	CSP	15	
2152	0.12	2	ABC	XLC	CP-2			S	75	
2153	0.12	2/0	ABC	AC	CP					
2154	0.06	4	ABC	AC	CP			CSP	50	
2155	0.07	2/0	ABC	AC	CP					
2156	0.13	2/0	ABC	AC	VP			S	150	
2157	0.11	2/0	ABC	AC	CP					
2158	0.07	2	ABC	AC	CP			S	1800	
2159	0.07	2/0	ABC	AC	CP					
2160	0.27	2/0	ABC	AC	VP			S	45	
2161	1	2/0	ABC	AC	VP			CSP	25	
2162	0.08	2/0	ABC	AC	VP					
2163	0.1	2/0	ABC	AC	VP			S	30	
2164	0.33	1/0	ABC	AC	CP					
2165	0.08	4	A	AC	UR			CSP	10	
2166	0.15	2/0	ABC	AC	CP			S	45	
2167	0.15	2/0	ABC	AC	CP			S	82.5	
2168	0.05	2/0	ABC	AC	CP					
2169	0.18	2	ABC	AC	CP			CSP	37.5	
2170	0.13	2	ABC	XLC	VP			S	150	
2171	0.21	2	ABC	AC	VP			CSP	37.5	
2172	0.09	2	ABC	AC	CP					
2173	0.1	2	ABC	AC	CP			S	45	
2174	0.11	2	ABC	AC	CP			S	45	
2175	0.18	2/0	ABC	AC	CP			CSP	25	

* NOMENCLATURA
 NC Seccionador normalmente cerrado
 NA Seccionador normalmente abierto
 SB Seccionador tipo barra
 S1 Seccionador 10 portas fusible tipo abierto
 S3 Seccionador 30 portas fusible tipo abierto
 S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____ GRUPO No. _____ REVISADO POR: _____ FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
 DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: FICOA		S/E: ATOCHA		VOLTAJE: 13.8 KV		HOJA: 2 DE 6		OBSERVACIONES
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT. SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR		
		CALIBRE	FASES	TIPO	ESTADO	TIPO	CAP. (KVA)	
2176	0.18	2	ABC	AC	CP			
2177	0.02	2/0	A	XLC	UR		CSP 5	
2178	0.065	2/0	ABC	AC	CP		CSP 37.5	
2179	0.04	2/0	ABC	AC	CP			
2180	0.07	4	ABC	AC	CP		CSP 15	
2181	0.14	4	ABC	AC	CP		CSP 10	
2182	0.26	4	A	AC	VP		CSP 15	
2183	0.03	1/0	ABC	AC	VP		S 45	
2184	0.06	1/0	ABC	AC	VP		CSP 25	
2185	0.19	2/0	ABC	AC	VP			
2186	0.07	1/0	ABC	AC	VP		S 45	
2187	0.15	1/0	ABC	AC	VP		S 45	
2188	0.1	1/0	ABC	AC	VP		S 75	
2189	0.07	2/0	ABC	AC	VP		CSP 112.5	
2190	0.17	2/0	A	AC	VP			
2191	0.18	1/0	ABC	AC	VP			
2192	0.17	1/0	ABC	AC	VP			
2193	0.04	4	ABC	AC	VP		S 30	
2194	0.17	4	ABC	AC	VP		S 75	
2195	0.15	1/0	ABC	XLC	VP			
2196	0.07	4	B	AC	UR		CSP 25	
2197	0.03	4	C	AC	UP		CSP 15	
2198	0.17	4	C	AC	UR		CSP 15	
2199	0.09	1/0	ABC	AC	CP		S 45	
2200	0.05	1/0	ABC	AC	CP			

* NOMENCLATURA
 NC Seccionador normalmente cerrado
 NA Seccionador normalmente abierto
 UB Seccionador tipo barra
 UB Seccionador 10 portafusible tipo abierto
 53 Seccionador 30 portafusible tipo abierto
 54 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____ GRUPO No. _____ REVISADO POR: _____ FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: FICOA		S/E: ATOCHA		VOLTAJE: 13.8 KV		HOJA: 5 DE 6		
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR		OBSERVACIONES
		CALIBRE	TIPO	TIPO	ESTADO	TIPO	CAP. (KVA)	
2201	0.06	2	AC	CP				
2202	0.1	1/0	AC	UP	S1	NC	15	
2203	0.18	1/0	AC	CP			30	
2204	0.09	2/0	AC	VP			45	
2205	0.17	1/0	AC	VP			50	
2206	0.066	2	AC	VP				
2207	0.05	2	AC	VR-2			112.5	
2208	0.09	2	AC	VP			75	
2209	0.08	1/0	AC	VP		NC	37.5	
2210	0.06	1/0	AC	VR	S3		50	
2211	0.07	2	AC	VP				
2212	0.09	2	AC	CP			45	
2213	0.09	4	AC	CP				
2214	0.28	4	C	UR			45	
2215	0.05	2	AC	CP			37.5	
2216	0.04	2	AC	CP			45	
2217	0.08	1/0	AC	CP			45	
2218	0.12	4	AC	CP				
2219	0.07	4	AC	CP	S3	NC	45	
2220	0.11	1/0	AC	CP			45	
2221	0.04	6	AC	CP			45	
2222	0.05	6	AC	CP			45	
2223	0.04	1/0	AC	CP			50	
2224	0.05	1/0	AC	CP			45	
2225	0.12	1/0	AC	CP				

* NOMENCLATURA

NC Seccionador normalmente cerrado

NA Seccionador normalmente abierto

SB Seccionador tipo barra

S1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto

S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto

S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____

GRUPO No. _____

REVISADO POR: _____

FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
 DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: FICOA		S/E: ATOCHA		VOLTAJE: 13.8 KV		HOJA: 3 DE 6	
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT.	SECCIONAMIENTO		OBSERVACIONES
		CALIBRE	TIPO		TIPO	ESTADO	
		FASES	TIPO		TIPO	TIPO	CAP.(KVA)
2226	0.09	4 ABC	AC	CP			
2227	0.07	4 B	AC	UR	S1	NC	37.5
2228	0.08	4 ABC	AC	CP			
2229	0.05	4 ABC	AC	CP			95
2230	0.1	4 ABC	AC	CP			45
2231	0.15	4 ABC	AC	CP			45
2232	0.055	4 ABC	AC	CP-2			
2233	0.045	4 ABC	AC	CP			45
2234	0.013	4 ABC	AC	CR	S3	NC	45
2235	0.18	1/0 ABC	AC	UR			30
2236	0.15	2 C	AC	UP			CSP 25
2237	0.39	2 B	AC	CR			CSP 15
2238	0.15	1/0 ABC	AC	CP			
2239	0.17	1/0 ABC	AC	CP			S 45
2240	0.16	1/0 ABC	AC	CP			S 75
2241	0.17	1/0 ABC	AC	CP			
2242	0.05	2/0 ABC	AC	CP			S 500
2243	0.08	2/0 ABC	AC	CP			CSP 10
2244	0.05	2/0 ABC	AC	CP-2	S3	NC	CSP 37.5
2245	0.21	2/0 ABC	AC	CP			S 45
2246	0.09	2/0 ABC	AC	CR			
2247	0.05	4 ABC	AC	CP			S 450
2248	0.1	2/0 ABC	AC	CP			CSP 10
2249	0.13	2/0 ABC	AC	CP			
2250		2 ABC	AC	CP			CSP 37.5

* NOMENCLATURA
 NC Seccionador normalmente cerrado
 NA Seccionador normalmente abierto
 SB Seccionador tipo barra
 S1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto
 S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto
 S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____ GRUPO No. _____ REVISADO POR: _____ FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: FICOA		S/E: ATOCHA		VOLTAJE: 13.8 KV		HOJA: 4 DE 6		
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT. SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR		OBSERVACIONES
		CALIBRE	FASES	TIPO	ESTADO	TIPO	CAP. (KVA)	
2251	0.1	2	ABC	AC	CP			
2252	0.23	2	B	AC	UP	S1	CSP	25
2253	0.16	2	B	AC	CP		CSP	15
2254	0.18	2	ABC	AC	CP		CSP	25
2255	0.2	2	ABC	AC	CP		CSP	25
2256	0.09	2	ABC	AC	CP			
2257	0.09	2	ABC	AC	CP-2	S3	CSP	15
2258	0.11	2	ABC	AC	CP			
2259	0.07	1/0	ABC	AC	CR			
2260	0.55	2	B	AC	UR	S1	CSP	25
2261	0.065	1/0	ABC	AC	CP			
2262	0.04	1/0	ABC	AC	CP		CSP	62.5
2263	0.29	1/0	ABC	AC	CP		CSP	15
2264	0.07	2	A	AC	UR	S1	CSP	37.5
2265	0.105	2	A	AC	UP		CSP	25
2266	0.12	2	A	AC	UP			
2267	0.09	2	A	AC	UP		CSP	15
2268	0.15	2	A	AC	UR		CSP	25
2269	0.19	4	ABC	AC	CP		CSP	37.5
2270	0.26	2	A	AC	UR		CSP	10
2271	0.14	4	ABC	AC	CP			
2272	0.05	4	C	AC	UR		CSP	37.5
2273	0.12	4	A	AC	UR		CSP	25
2274	0.37	4	A	AC	UP		CSP	10
2275	0.05	4	A	AC	UR		CSP	25

* NOMENCLATURA

NC Seccionador normalmente cerrado

NA Seccionador normalmente abierto

3B Seccionador tipo barra

31 Seccionador 10 ports fusible tipo abierto

33 Seccionador 30 ports fusible tipo abierto

S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____

GRUPO No. _____

REVISADO POR: _____

FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
 DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: PEREZ DE ANDA		S/E: BATAN		VOLTAJE: 4.16 KV		HOJA: 1 DE 2		OBSERVACIONES	
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT.	SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR		
		CALIBRE	FASES		TIPO	ESTADO			TIPO
151	0.52	4/0	ABC	XLC	CP-2	S3	NC	S 30	
152	0.25	2/0	ABC	AC	CP				
153	0.12	2	ABC	AC	CP				
154	0.15	2	A	AC	UP			CSP 15	
155	0.24	2	ABC	AC	UP	S3	NC		
156	0.25	2/0	ABC	AC		S3	NC	CSP 75	
157	0.08	2/0	ABC	AC	CP			CSP 37.5	
158	0.07	2/0	ABC	AC	CP				
159	0.05	2	ABC	XLC	CP				
160	0.08	2	ABC	AC	VP			CSP 36	
161	0.05	8	B	CJ	VP			S 45	
162	0.07	2/0	ABC	AC	VP			S 45	
163	0.28	2/0	ABC	XLC	VP	S3	NC	CSP 15	
164	0.14	2/0	ABC	XLC	VP	S3	NC	S 60	
165	0.06	2/0	ABC	AC	VP				
166	0.055	2/0	ABC	AC	VP			CSP 50	
167	0.05	2/0	ABC	AC	VP	S3	NC	CSP 12.5	
168	0.055	2/0	ABC	AC	VP			S 75	
169	0.08	4	ABC	XLC	VP			S 75	
170	0.06	2/0	ABC	XLC	VP	S3	NC		
171	0.07	4	ABC	AC	VP			CSP 25	
172	0.08	4	ABC	AC	VP	S3	NC	S 45	
173	0.06	4	A	AA	VP			CSP 25	
174	0.04	4	ABC	AC	VP			S 45	
175	0.07	4	ABC	AC	VP			CSP 112.5	

* NOMENCLATURA
 NC Seccionador normalmente cerrado
 NA Seccionador normalmente abierto
 S8 Seccionador tipo barra
 S1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto
 S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto
 S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____ GRUPO No. _____ REVISADO POR: _____ FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: PEREZ DE ANDA		CONDUCTOR		ESTRUCT.		SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR		OBSERVACIONES
SECCION	LONGITUD (Km)	CALIBRE	FASES	TIPO	ESTADO	TIPO	CAP. (KVA)			
176	0.07	4	ABC	XLC	S3	NC	CSP	37.5		
177	0.12	2/0	ABC	AC	S3	NC				
178	0.08	4	ABC	AC			S	60		
179	0.09	4	ABC	AC			S	30		
180	0.08	4	ABC	AC	S3	NC	S	45		
181	0.04	4	ABC	AC	S3	NC				
182	0.14	1/0	ABC	AC			CSP	10		
183	0.05	4	ABC	AC			S	30		
184	0.14	2	ABC	AC			S	45		
185	0.06	1/0	ABC	AC			CSP	15		
186	0.09	1/0	ABC	AA			S	45		
187	0.11	1/0	ABC	AA			S	30		
188	0.05	2	ABC	XLC			CSP	50		
189	0.07	2	ABC	XLC	S3	NC	S	150		
190	0.09	2	ABC	AC			CSP	50		
191	0.05	4	ABC	AC			S	90		
192	0.13	4	ABC	AC			S	100		
193	0.11	2	ABC	AC						
194	0.05	2	ABC	XLC			S	90		
195	0.09	2	ABC	XLC	S3	NC	S	30		
196	0.08	2	ABC	AC			CSP	112.5		
197	0.05	1/0	ABC	AC	S3	NC				
198	0.08	4	A	AC			CSP	15		
199	0.23	2/0	ABC	AC			S	175		

* NOMENCLATURA
 NC Seccionador normalmente cerrado
 NA Seccionador normalmente abierto
 SB Seccionador tipo barra
 S1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto
 S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto
 S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____ GRUPO No. _____ REVISADO POR: _____ FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
 DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT.	SECCIONAMIENTO	ESTADO	TIPO	TRANSFORMADOR		OBSERVACIONES
		ALIMENTADOR: ATAHUALPA	SE/E: HUACHI					TIPO	CAP. (KVA)	
		CALIBRE	FASES	TIPO						
3301	0.05	1/0	ABC	XLC	CP2	CP2	S3	NC		
3302	0.17	2/0	ABC	AC	CP					
3303	0.08	2	ABC	AC	CP					
3304	0.21	2/0	ABC	AC	VP				CSP	15
3305	0.2	2/0	ABC	AC	CP				CSP	25
3305	0.34	2/0	ABC	AC	CP					
3307	0.25	4	A	AC	UP				CSP	15
3308	0.075	2/0	ABC	AC	CP		S1	NC		
3309	0.19	2/0	ABC	AC	CP					
3310	0.04	2/0	ABC	AC	VP				CSP	25
3311	0.14	2/0	ABC	AC	CP				S	75
3312	0.19	4	ABC	AC	CP				S	112.5
3313	0.25	4	ABC	AC	CP				CSP	15
3314	0.15	4	B	AC	UR				CSP	15
3315	0.4	4	ABC	AC	CP					
3316	0.38	4	ABC	AC	CP				S	30
3317	0.16	4	ABC	AC	CP		S3	NC		
3318	0.23	2/0	ABC	AC	CP					
3319	0.03	2	ABC	AC	CP				S	100
3320	0.14	2	ABC	AC	CP					
3321	0.07	2	ABC	AC	CP				S	45
3322	0.05	2	ABC	AC	VP				CSP	25
3323	0.14	2	ABC	AC	VP				CSP	25
3324	0.1	2	ABC	AC	CP					
3325	0.08	2	1	AC	UP		S1	NC	CSP	15

* NOMENCLATURA
 NC Seccionador normalmente cerrado
 NA Seccionador normalmente abierto
 SB Seccionador tipo barra
 S1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto
 S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto
 S4 Seccionador en acoste

REALIZADO POR: _____ GRUPO No. _____ REVISADO POR: _____ FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

SECCION	ALIMENTADOR: ATAHUALPA	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT.	SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR		OBSERVACIONES
			CALIBRE	FASES		TIPO	TIPO	ESTADO	TIPO	
3326		0.14	2	ABC	AC	CP-2	S3	NC		
3327		0.04	4	A	AC	UR	S1	NC	CSP	15
3328		0.09	2	ABC	AC	CP			CSP	15
3329		0.14	2	ABC	AC	CP			CSP	15
3330		0.14	2	ABC	AC	CP			S	50
3331		0.14	2	ABC	AC	CP				
3332		0.04	2	ABC	AC	CP			S	50
3333		0.04	2	ABC	AC	CP			S	50
3334		0.14	2	ABC	AC	VP			S	50
3335		0.06	2	ABC	AC	VP			S	50
3336		0.05	2	ABC	AC	CP-2	S3	NC	S	50
3337		0.13	2	ABC	AC	CR			S	160
3338		0.37	2	ABC	AC	CP			CSP	75
3339		0.19	2	ABC	AC	CP			S	30
3340		0.11	2	ABC	AC	VP				
3341		0.22	2	ABC	AC	VP				
3342		0.06	2	ABC	AC	CP			S	30
3343		0.17	2	ABC	AC	CP				
3344		0.07	1/0	ABC	AC	CP			S	50
3345		0.14	4	ABC	AC	UR	S1	NC	CSP	37.5
3346		0.08	2	ABC	AC	CP			S	45
3347		0.1	2	ABC	AC	CP			S	45
3348		0.1	2	ABC	AC	CP			S	30
3349		0.07	2	ABC	AC	CP				
3350		0.09	2	C	AC	CR	S3	NC	S	45

* NOMENCLATURA

NC Seccionador normalmente cerrado

NA Seccionador normalmente abierto

SB Seccionador tipo barra

S1 Seccionador 10 porta fusible tipo abierto

S3 Seccionador 30 porta fusible tipo abierto

S4 Seccionador en soeite

REALIZADO POR: _____

GRUPO No. _____

REVISADO POR: _____

FECHA: _____

S/E: HUACHI

VOLTAJE: 13.8 KV.

HOJA: 2 DE 4

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: ATAHUALPA		CONDUCTOR		ESTRUCT.		SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR		OBSERVACIONES
SECCION	LONGITUD (Km)	CALIBRE	FASES	TIPO	ESTRUCT.	TIPO	ESTADO	TIPO	CAP. (KVA)	
3351	0.09	2	ABC	AC	CP			S	45	
3352	0.09	2	ABC	AC	CP			S	45	
3353	0.07	2	ABC	AC	CP					
3354	0.04	2	ABC	AC	CP			S	45	
3355	0.13	2	ABC	AC	VP			S	45	
3356	0.13	2	ABC	AC	VP			S	45	
3357	0.115	2	ABC	AC	VP	S3	NC	S	45	
3358	0.31	2	ABC	AC	VP			S	150	
3359	0.2	2	ABC	AC	VP					
3360	0.06	2	ABC	AC	VP					
3361	0.25	2	ABC	AC	VP			CSP	75	
3362	0.05	2	ABC	AC	CP					
3363	0.24	2	ABC	AC	VP					
3364	0.18	2	ABC	AC	VR					
3365	0.08	2	ABC	AC	VP			CSP	75	
3366	0.09	2	ABC	AC	CR			CSP	112.5	
3367	0.08	2	ABC	AC	CP-2	S3	NC			
3368	0.03	2/0	ABC	AC	CP					
3369	0.24	1/0	ABC	AC	CP					
3370	0.22	1/0	ABC	AC	CP					
3371	0.07	1/0	ABC	AC	CP			S	45	
3372	0.07	1/0	ABC	AC	CP			S	30	
3373	0.11	4	C	AC	UR	S1	NC	CSP	10	
3374	0.25	2/0	ABC	AC	CP			CSP	25	
3375	0.07	1/0	ABC	AC	CP			CSP	37.5	

* NOMENCLATURA

AC Seccionador normalmente cerrado

NA Seccionador normalmente abierto

CB Seccionador tipo barra

31 Seccionador 17 portafusible tipo abierto

S3 Seccionador 37 portafusible tipo abierto

S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____

GRUPO No. _____

REVISADO POR: _____

FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A

DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: UNIVERSIDAD		S/E: ORIENTE		VOLTAJE: 13.8 KV		HOJA: 1 DE 4		OBSERVACIONES
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR		
		CALIBRE	FASES	TIPO	ESTADO	TIPO	CAP. (KVA)	
1301	0.2	2	ABC	XLC	CP-2	S3	NC	15
1302	0.05	1/0	ABC	AC	CP			S 150
1303	0.12	1/0	ABC	AC	CP			
1304	0.05	4	ABC	AC	CP			
1305	0.04	4	ABC	AC	VP			S 30
1306	0.14	1/0	ABC	AC	VP			CSP 75
1307	0.22	1/0	ABC	AC	VP			
1308	0.05	1/0	ABC	AC	CP			CSP 15
1309	0.07	1/0	ABC	AC	VP			
1310	0.16	4	B	AC	UP			CSP 10
1311	0.11	1/0	ABC	AC	CP			CSP 112.5
1312	0.31	1/0	ABC	AC	CP			S 75
1313	0.38	1/0	ABC	AC	CP			S 160
1314	0.15	1/0	ABC	AC	CP			S 15
1315	0.06	1/0	ABC	AC	CP			
1316	0.15	4	ABC	AC	CP			S 1500
1317	0.55	1/0	ABC	AC	CP			S 112.5
1318	0.36	4	ABC	AC	CP			CSP 15
1319	0.14	4	A	AC	UR			
1320	0.34	4	A	AC	UP			CSP 15
1321	0.05	4	A	AC	UP			
1322	0.32	1/0	ABC	AC	CP			CSP 10
1323	0.09	1/0	ABC	AC	CP			
1324	0.17	1/0	ABC	AC	CP			S 150
1325	0.23	1/0	ABC	AC	CP			

* NOMENCLATURA

NC Seccionador normalmente cerrado

NA Seccionador normalmente abierto

SB Seccionador tipo barra

S1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto

S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto

S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____

GRUPO No. _____

REVISADO POR: _____

FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: UNIVERSIDAD		S/E: ORIENTE		VOLTAJE: 13.8 KV		HOJA: 2 DE 4		OBSERVACIONES
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT.		SECCIONAMIENTO		
		FASES	TIPO	TIPO	ESTADO	TIPO	CAP. (KVA)	
1326	0.14	1/0	XLC	CP-2	S3	NC		
1327	0.02	1/0	ABC	AC				
1328	0.17	2	A	UR			CSP	37.7
1329	0.15	1/0	ABC	CP			S	50
1330	0.16	2	A	UR			CSP	37.5
1331	0.17	1/0	ABC	CP			S	75
1332	0.04	1/0	ABC	CP				
1333	0.32	2	B	UP			CSP	25
1334	0.06	2	ABC	AC				
1335	0.1	2	ABC	AC			S	75
1336	0.12	2	ABC	AC			S	45
1337	0.09	2	ABC	AC	VP		S	75
1338	0.12	1/0	ABC	AC	CR		S	30
1339	0.1	1/0	ABC	AC	CR-2	S3	NC	
1340	0.07	2	ABC	AC	CP			
1341	0.07	2	ABC	AC	CP		S	45
1342	0.06	2	ABC	AC	CP		S	75
1343	0.1	2	ABC	AC	VP		S	30
1344	0.17	2	ABC	AC	CP		CSP	45
1345	0.12	2	ABC	AC	VP		CSP	15
1346	0.19	1/0	ABC	AC	VP		S	30
1347	0.13	1/0	ABC	AC	VP		S	75
1348	0.07	1/0	ABC	AC	VP		S	75
1349	0.16	2	ABC	AC	CP		S	75
1350	0.36	2	ABC	AC	CP			

* NOMENCLATURA NC Seccionador normalmente cerrado S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto

NA Seccionador normalmente abierto S4 Seccionador en aceite

S3 Seccionador tipo barra

S1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto

REALIZADO POR: _____ GRUPO No. _____ REVISADO POR: _____ FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
 DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: UNIVERSIDAD S/E: ORIENTE VOLTAJE: 13.8 KV HOJA: 3 DE 4

SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT.	SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR		OBSERVACIONES
		FASES	TIPO		TIPO	ESTADO	TIPO	CAP. (KVA)	
1351	0.08	4	AC	UP	S3	NC	CSP	25	
1352	0.16	2	ABC	CP			S	50	
1353	0.02	2	ABC	CP					
1354	0.05	2	ABC	CP			S	45	
1355	0.05	2	ABC	CP			S	75	
1356	0.14	2	ABC	CP			CSP	10	
1357	0.09	2	ABC	CP			CSP	37.5	
1358	0.17	2	ABC	CP					
1359	0.2	2	ABC	CP			S	45	
1360	0.19	2	ABC	CP			S	45	
1361	0.2	4	AC	VP			CSP	25	
1362	0.07	2	ABC	VP			CSP	25	
1363	0.09	2	ABC	VP			CSP	20	
1364	0.08	2	ABC	VP	S3	NC	CSP	10	
1365	0.05	2	ABC	VP			CSP	10	
1366	0.04	2	ABC	VP			S	30	
1367	0.08	2	ABC	VP			S	45	
1368	0.04	2	ABC	VP					
1369	0.05	1/0	ABC	VP					
1370	0.31	1/0	ABC	VP			CSP	112.5	
1371	0.06	2	B	UP			CSP	25	
1372	0.15	2	A	UP			CSP	37.5	
1373	0.07	2	ABC	CP			S	30	
1374	0.08	4	A	UP	S1	NC	CSP	15	
1375	0.15	2/0	ABC	CP					

* NOMENCLATURA
 NC Seccionador normalmente cerrado
 NA Seccionador normalmente abierto
 SB Seccionador tipo barra
 S1 Seccionador 10 ports fusible tipo abierto
 S3 Seccionador 30 ports fusible tipo abierto
 S4 Seccionador en abrite

REALIZADO POR: _____ REVISADO POR: _____ FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: INGAHURCO		S/E: LORETO		VOLTAJE: 13.8 KV		HOJA: 1 DE 2		
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT.	SECCIONAMIENTO		TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES
		CALIBRE	FASES		TIPO	ESTADO		
601	0.05	2	ABC	XLC	CP-2	S3	NC	
602	0.04	1/0	ABC	AC	CP		S	75
603	0.11	1/0	ABC	AC	CP		CSP	25
604	0.15	1/0	ABC	AC	CP			
605	0.19	4	A	AC	UP	S1	NC	
606	0.05	4	A	AC	UP		CSP	37.5
607	0.33	4	A	AC	UP		CSP	37.5
608	0.1	4	A	AC	UP		CSP	25
609	0.12	4	A	AC	UR		CSP	25
610	0.11	1/0	ABC	AC	CP	S3	NC	225
611	0.2	1/0	ABC	AC	CP		S	500
612	0.05	1/0	ABC	AC	CP		CSP	15
613	0.11	2	ABC	AC	CP		S	45
614	0.11	2	B	AC	UP			
615	0.09	4	B	AC	UP		CSP	15
616	0.07	4	B	AC	UP		CSP	15
617	0.2	2/0	ABC	AC	CP		S	45
618	0.18	2/0	ABC	AC	CP			
619	0.1	4	ABC	AC	UP			
620	0.12	8	C	CJ	UP	S1	NC	CSP 37.5
621	0.08	8	C	CJ	UP			CSP 37.5
622	0.07	8	C	CJ	UP			CSP 25
623	0.11	8	C	CJ	UP			CSP 10
624	0.07	8	C	CJ	UP			
625	0.05	8	C	CJ	UP			

* NOMENCLATURA

NC Seccionador normalmente cerrado

MA Seccionador normalmente abierto

S3 Seccionador tipo barra

S1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto

S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto

S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____

GRUPO No. _____

REVISADO POR: _____

FECHA: _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A

DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SECCION: DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: INGALHURCO		S/E: LORETO		VOLTAJE: 13.8 KV		HOJA: 2 DE 2		OBSERVACIONES	
SECCION	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR		ESTRUCT.	SECCIONAMIENTO		TIPO TRANSFORMADOR	CAP. (KVA)	
		CALIBRE	FASES		TIPO	ESTADO			
626	0.04	8	A	CU	UP		CSP	15	
627	0.06	8	A	CU	UP		CSP	15	
628	0.13	8	A	CU	UP		CSP	25	
629	0.015	2	A	AC	UP		CSP	50	
630	0.06	8	A	CU	UP		CSP	25	
631	0.06	8	A	CU	UP		CSP	15	
632	0.03	4	ABC	AA	UP				
633	0.23	2/0	ABC	AC	CP		S	45	
634	0.34	2/0	ABC	AC	CP		S	45	
635	0.21	2/0	ABC	AC	CP	S3	CSP	15	
636	0.13	2/0	ABC	AC	CP				
637	0.2	4	B	AC	UP		CSP	10	
638	0.18	2/0	ABC	AC	CP		S	300	
639	0.23	2/0	ABC	AC	UP		S	10	
640	0.1	2/0	ABC	AC	CP				
641	0.13	2/0	ABC	AC	CP				
642	0.09	2	B	AC	UP		CSP	37.5	
643	0.07	2/0	ABC	AC	CP		S	50	
644	0.07	2/0	ABC	AC	CR		S	2315	
645	0.08	2/0	ABC	CU	CP		S	315	
646	0.28	2/0	ABC	CU	CR		CSP	112.5	
647	0.1	2	C	CU	UR	S1	CSP	25	
648	0.15	2	C	CU	CR		S	150	

* NOMENCLATURA
 NC Seccionador normalmente cerrado
 NA Seccionador normalmente abierto
 OB Seccionador tipo barra
 O1 Seccionador 10 portafusible tipo abierto
 S3 Seccionador 30 portafusible tipo abierto
 S4 Seccionador en aceite

REALIZADO POR: _____ GRUPO No. _____ REVISADO POR: _____ FECHA: _____

ANEXO No: 14.2

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.		
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION		
CODIFICACION E INSPECCION DE TRANSFORMADORES		
NUMERO: 2048 AVDA. LOS GUAYTAMBOS Y LOS MANZANOS	ALIMENTADOR: FICOA	SUBESTACION: ATOCHA
DATOS DE PLACA	MEDICIONES	
No de serie: B1A072909 Marca: WESTINGHOUSE Potencia Nominal(KVA): 75 Voltaje en alta tensión: 13800T V. Voltaje en baja tensión: 220T-127 V. Polaridad: SUBSTRACTIVA Impedancia (%): 2.0 Tipo de conexión: T Posición del TAP: PROPIETARIO: E.E.A.S.A	DIURNA HORA: 09:00	NOCTURNA HORA: 20:22
	FECHA: 04-03-94	FECHA: 04-03-94
	VOLTAJE(V):	VOLTAJE(V):
	R-S 215 R-N 122 R-T 216 S-N 123 T-S 214 T-N 125	R-S 214 R-N 123 R-T 213 S-N 123 T-S 211 T-N 122
CORRIENTE(AMP):	CORRIENTE(AMP):	
IR 101 IN IS 150 IT 45	IR 130 IN IS 219 IT 256	
PROTECCIONES		
CONVENCIONAL:	POT. ACTIVA (KW): 34.58	POT. ACTIVA (KW): 70.45
AUTOPROTEGIDO: X	POT. REACTIVA(KVAR):11.34	POT. REACTIVA (KVAR):23.11
	FACTOR DE POTENCIA: 0.95	FACTOR DE POTENCIA: 0.95
ALTA TENSION	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA: _____ OHMIOS	
Seccionador abierto:	POTENCIA CALCULADA (KVA):	
Caja Portafusible: X		
Directo:	DIURNA: 36.40	NOCTURNA: 74.16
BAJA TENSION	OBSERVACIONES: Requerimientos para mantenimiento preventivo o correctivo.	
R S T (Amp.)		
Bases NH _____		
Fusibles NH _____		
Falta Base: _____		
Directo: _____		
Observaciones: _____		
DIAGRAMA REF. DE UBICACION		
REALIZADO POR: _____	REVISADO POR : _____	

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.		
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION		
CODIFICACION E INSPECCION DE TRANSFORMADORES		
NUMERO: 1950	ALIMENTADOR: PILLARO	SUBESTACION: SAMANGA
CALLE FUNDADORES DEL CANTON Y FLORES CANTON PILLARO		
DATOS DE PLACA	MEDICIONES	
No de serie: 71K3110 Marca: WESTINGHOUSE Potencia Nominal(KVA): 45 Voltaje en alta tensión: 13200 V. Voltaje en baja tensión: 208/120 V. Polaridad: ADITIVA Impedancia (%): 1.7 Tipo de conexión: D Y Posición del TAP: PROPIETARIO: E.E.A.S.A	DIURNA HORA: 13:00	NOCTURNA HORA: 7:35
	FECHA: 10-10-98	FECHA: 20-10-98
	VOLTAJE(V):	VOLTAJE(V):
	R-S 220 R-N 120	R-S 208 R-N 117
	R-T 220 S-N 120	R-T 208 S-N 118
	T-S 220 T-N 120	T-S 208 T-N 118
	CORRIENTE(AMP):	CORRIENTE(AMP):
	IR 80 IN	IR 160 IN
	IS 60	IS 152
	IT 70	IT 115
PROTECCIONES		
CONVENCIONAL:	POT. ACTIVA (KW): 23.94	POT. ACTIVA (KW): 47.71
AUTOPROTEGIDO: X	POT. REACTIVA(KVAR): 7.65	POT. REACTIVA (KVAR): 15.65
	FACTOR DE POTENCIA: 0.95	FACTOR DE POTENCIA: 0.95
ALTA TENSION	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA: _____ OHMIOS	
Seccionador abierto:	POTENCIA CALCULADA (KVA):	
Caja Portafusible: X	DIURNA: 22.74	NOCTURNA: 50.22
Directo:	OBSERVACIONES: Requerimientos para mantenimiento preventivo o correctivo.	
BAJA TENSION		
R S T (Amp.)		
Bases NH _____		
Fusibles NH _____		
Falta Base: _____		
Directo: _____		
Observaciones:		

DIAGRAMA REF. DE UBICACION		
REALIZADO POR: _____	REVISADO POR : _____	

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.		
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION		
CODIFICACION E INSPECCION DE TRANSFORMADORES		
NUMERO: 1931 CALLE CLAVIJO PILLARO	ALIMENTADOR: PILLARO	SUBESTACION: SAMANGA
DATOS DE PLACA	MEDICIONES	
No de serie: 81A062B15 Marca: WESTINGHOUSE Potencia Nominal(KVA): 30 Voltaje en alta tension: 13800 V. Voltaje en baja tension: 220/127 V. Polaridad: ADITIVA Impedancia (%): 2.1 Tipo de conexi3n: D Y Posici3n del TAP: PROPIETARIO: E.E.A.S.A	DIURNA HORA: 12:00	NOCTURNA HORA: 18:00
	FECHA: 05-10-95	FECHA: 05-10-96
	VOLTAJE(V):	VOLTAJE(V):
	R-S 210 R-N 120 R-T 210 S-N 120 T-S 210 T-N 120	R-S 208 R-N 125 R-T 208 S-N 125 T-S 210 T-N 125
	CORRIENTE(AMP):	CORRIENTE(AMP):
IR 15 IN IS 40 IT 20	IR 73 IN IS 97 IT 45	
PROTECCIONES	POT. ACTIVA (KW): 8.55	POT. ACTIVA (KW): 25.53
CONVENCIONAL: AUTOPROTEGIDO: X	POT. REACTIVA(KVAR): 2.80	POT. REACTIVA (KVAR): 8.37
ALTA TENSION Seccionador abierto: Caja Portafusible: X Directo:	FACTOR DE POTENCIA: 0.95	FACTOR DE POTENCIA: 0.95
	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA: _____	OHMIOS
BAJA TENSION Bases NH R S T (Amp.) Fusibles NH _____ Falta Base: _____ Directo: _____ Observaciones: _____	POTENCIA CALCULADA (KVA):	POTENCIA CALCULADA (KVA):
	DIURNA: 9.00	NOCTURNA: 26.87
OBSERVACIONES: Requerimientos para mantenimiento preventivo o correctivo.		
Cambiar chclctes de baja tensi3n		
DIAGRAMA REF. DE UBICACION		
REALIZADO POR: _____ REVISADO POR : _____		

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.		
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION		
CODIFICACION E INSPECCION DE TRANSFORMADORES		
NUMERO: 101 PRIMERA IMPRENTA Y VARGAS TORRES	ALIMENTADOR: HOSPITAL	SUBESTACION: HOSPITAL
DATOS DE PLACA	MEDICIONES	
No de serie: 71.06897 Marca: WESTINGHOUSE Potencia Nominal(KVA): 45 Voltaje en alta tension: 4160 V. Voltaje en baja tension: 208/120 V. Polaridad: SUBSTRACTIVA Impedancia (%): 1.7 Tipo de conexi3n: DELTA Posici3n del TAP: PROPIETARIO: E.E.A.S.A	DIURNA HORA: 11:00	NOCTURNA HORA: 19:17
	FECHA: 21-09-94	FECHA: 21-09-94
	VOLTAJE(V):	VOLTAJE(V):
	R-S 210 R-N 120 R-T 210 S-N 120 T-S 210 T-N 120	R-S 212 R-N 115 R-T 212 S-N 117 T-S 212 T-N 117
CORRIENTE(AMP):	CORRIENTE(AMP):	
IR 48 IN 16 IS 65 IT 75	IR 165 IN 45 IS 195 IT 165	
PROTECCIONES		
CONVENCIONAL: AUTOPROTEGIDO: X	POT. ACTIVA (KW): 21.43	POT. ACTIVA (KW): 60.22
	POT. REACTIVA(KVAR): 7.03	POT. REACTIVA (KVAR): 19.75
	FACTOR DE POTENCIA: 0.95	FACTOR DE POTENCIA: 0.95
ALTA TENSION Seccionador abierto: Caja Portafusible: X Directo:	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA: _____ OHMIOS	
	POTENCIA CALCULADA (KVA):	
	DIURNA: 22.58	NOCTURNA: 63.39
BAJA TENSION Bases NH R S T (Amp.) Fusibles NH _____ Falta Base: _____ Directo: _____ Observaciones: _____ _____ _____	OBSERVACIONES: Requerimientos para mantenimiento preventivo o correctivo. Transformador sobrecargado _____ _____	
DIAGRAMA REF. DE UBICACION		
REALIZADO POR: _____		REVISADO POR : _____

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.		
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION		
CODIFICACION E INSPECCION DE TRANSFORMADORES		
NUMERO: 9 CHILE Y ARGENTINA		ALIMENTADOR: LAS AMERICAS SUBESTACION: ATOCHA
DATOS DE PLACA	MEDICIONES	
No de serie: 00798-77 Marca: ECUATRAN Potencia Nominal(KVA): 75 Voltaje en alta tensión: 13200 V. Voltaje en bajo tensión: 220 V. Polaridad: SUBSTRACTIVA Impedancia (%): 4 Tipo de conexión: D Y Posición del TAP: PROPIETARIO: E.E.A.S.A	DIURNA HORA: 10:00	NOCTURNA HORA: 19:17
	FECHA: 14-11-94	FECHA: 14-11-94
	VOLTAJE(V):	VOLTAJE(V):
	R-S 220 R-N 120 R-T 220 S-N 120 T-S 220 T-N 120	R-S 220 R-N 127 R-T 221 S-N 127 T-S 221 T-N 129
CORRIENTE(AMP):	CORRIENTE(AMP):	
IR 46 IN	IR 165 IN	
IS 42	IS 165	
IT 44	IT 70	
PROTECCIONES	POT. ACTIVA (KW): 15.05	POT. ACTIVA (KW): 48.39
CONVENCIONAL: X	POT. REACTIVA(KVAR): 4.94	POT. REACTIVA (KVAR): 15.87
AUTOPROTEGIDO:	FACTOR DE POTENCIA: 0.95	FACTOR DE POTENCIA: 0.95
ALTA TENSION	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA: _____ OHMIOS	
Secionador abierto: X	POTENCIA CALCULADA (KVA):	
Caja Portafusible:	DIURNA: 15.84	NOCTURNA: 50.94
Directo:	OBSERVACIONES: Requerimientos para mantenimiento preventivo o correctivo.	
BAJA TENSION	Existe desbalance	
R S T (Amp.)	_____	
Bases NH _____	_____	
Fusibles NH _____	_____	
Falta Base: _____	_____	
Directo: _____	_____	
Observaciones:	_____	
_____	_____	
DIAGRAMA REF. DE UBICACION		
REALIZADO POR: _____	REVISADO POR : _____	

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.			
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION			
CODIFICACION E INSPECCION DE TRANSFORMADORES			
NUMERO: 270 AVDA. LOS CHASQUIS Y JOSE MIRES	ALIMENTADOR: OLIMPICA	SUBESTACION: ORIENTE	
DATOS DE PLACA	MEDICIONES		
No de serie: 78A125010 Marca: WESTINGHOUSE Potencia Nominal(KVA): 75 Voltaje en alta tensión: 13800 V. Voltaje en baja tensión: 208/120 V. Polaridad: SUBSTRACTIVA Impedancia (%): 3.13 Tipo de conexión: D Y Posición del TAP: PROPIETARIO: E.E.A.S.A	DIURNA HORA: 10:00 FECHA: 09-08-93 VOLTAJE(V): R-S 200 R-N 110 R-T 200 S-N 110 T-S 200 T-N 110 CORRIENTE(AMP): IR 38 IN IS 58 IT 62	NOCTURNA HORA: 19:43 FECHA: 11-11-94 VOLTAJE(V): R-S 211 R-N 118 R-T 211 S-N 117 T-S 211 T-N 117 CORRIENTE(AMP): IR 100 IN IS 155 IT 145	
	PROTECCIONES	POT. ACTIVA (KW): 16.30 POT. REACTIVA(KVAR): 6.35 FACTOR DE POTENCIA: 0.95	POT. ACTIVA (KW): 44.58 POT. REACTIVA (KVAR): 14.61 FACTOR DE POTENCIA: 0.95
	CONVENCIONAL: AUTOPROTEGIDO: X	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA: _____	OHMIOS
	ALTA TENSION Seccionador abierto: X Caja Portafusible: Directo:	POTENCIA CALCULADA (KVA): DIURNA: 17.16 NOCTURNA: 46.91	
	BAJA TENSION Bases NH R S T (Amp.) Fusibles NH _____ Falta Base: _____ Directo: _____ Observaciones: _____ _____ _____	OBSERVACIONES: Requerimientos para mantenimiento preventivo o correctivo. _____ _____ _____	
DIAGRAMA REF. DE UBICACION			
REALIZADO POR: _____ REVISADO POR : _____			

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.			
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION			
CODIFICACION E INSPECCION DE TRANSFORMADORES			
NUMERO: 129	ALIMENTADOR: HOSPITAL	SUBESTACION: HOSPITAL	
UBICACION: CEVALLOS Y ABDON CALDERON			
DATOS DE PLACA	MEDICIONES		
No de serie: 71999651210 Marca: WESTINGHOUSE Potencia Nominal(KVA): 75 Voltaje en alta tensión: 4160 V. Voltaje en baja tensión: 208/120 V. Polaridad: SUBSTRACTIVA Impedancia (%): 1.7 Tipo de conexión: D Y Posición del TAP: PROPIETARIO: E.E.A.S.A	DIURNA HORA: 19:30 FECHA: 07-07-94 VOLTAJE(V): R-S 210 R-N 120 R-T 210 S-N 120 T-S 210 T-N 120 CORRIENTE(AMP): IR 74 IN IS 265 IT 27	NOCTURNA HORA: 16:00 FECHA: 08-09-94 VOLTAJE(V): R-S 200 R-N 120 R-T 210 S-N 120 T-S 210 T-N 120 CORRIENTE(AMP): IR 300 IN 180 IS 250 IT 130	
	PROTECCIONES		
	CONVENCIONAL: AUTOPROTEGIDO: X	POT. ACTIVA (KW): 41.72 POT. ACTIVA (KW): 77.52 POT. REACTIVA(KVAR):13.69 POT. REACTIVA (KVAR):25.43 FACTOR DE POTENCIA: 0.95 FACTOR DE POTENCIA: 0.95	
	ALTA TENSION Seccionador abierto: Caja Portafusible: X Directo:	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA: _____ OHMIOS POTENCIA CALCULADA (KVA): DIURNA: 43.92 NOCTURNA: 61.60	
BAJA TENSION <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-left: 40px;"> R S T (Amp.) </div> Bases NH _____ Fusibles NH _____ Falta Base: _____ Directo: _____ Observaciones: _____ _____ _____	OBSERVACIONES: Requerimientos para mantenimiento preventivo o correctivo. Existe desbalance _____ _____		
DIAGRAMA REF. DE UBICACION			
REALIZADO POR: _____ REVISADO POR : _____			

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION
CODIFICACION E INSPECCION DE TRANSFORMADORES

NUMERO: 130

ALIMENTADOR: HOSPITAL

SUBESTACION: HOSPITAL

UBICACION: 12 DE NOVIEMBRE ENTRE ABDON CALDERON Y EL REY

DATOS DE PLACA	MEDICIONES	
No de serie: 1056694 Marca: A E G Potencia Nominal(KVA): 60 Voltaje en alta tensi3n: 4160 V. Voltaje en baja tensi3n: 210 V. Polaridad: SUBSTRACTIVA Impedancia (%): 3.55 Tipo de conexi3n: D Y Posici3n del TAP: PROPIETARIO: E.E.A.S.A	DIURNA HORA: 11:00	NOCTURNA HORA: 19:23
	FECHA: 18-04-93	FECHA: 08-09-94
	VOLTAJE(V):	VOLTAJE(V):
	R-S 220 R-N 130 R-T 220 S-N 130 T-S 220 T-N 130	R-S 218 R-N 124 R-T 218 S-N 123 T-S 217 T-N 125
CORRIENTE(AMP):	CORRIENTE(AMP):	
IR 82 IN	IR 185 IN 23	
IS 90	IS 200	
IT 135	IT 100	
PROTECCIONES		
CONVENCIONAL: X	POT. ACTIVA (KW): 37.91	POT. ACTIVA (KW): 57.04
AUTOPROTEGIDO:	POT. REACTIVA(KVAR):12.44	POT. REACTIVA (KVAR):18.71
	FACTOR DE POTENCIA: 0.95	FACTOR DE POTENCIA: 0.95
ALTA TENSION	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA: _____ OHMIOS	
Seccionador abierto:	POTENCIA CALCULADA (KVA):	
Caja Portafusible: X	DIURNA: 39.91	NOCTURNA: 60.04
Directo:	OBSERVACIONES: Requerimientos para mantenimiento preventivo o correctivo.	
BAJA TENSION	Bajar posici3n del tap	
R S T (Amp.)		
Bases NH _____		
Fusibles NH _____		
Falta Base: _____		
Directo: _____		
Observaciones:		
DIAGRAMA REF. DE UBICACION		
REALIZADO POR: _____	REVISADO POR : _____	

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION
CODIFICACION E INSPECCION DE TRANSFORMADORES

NUMERO: 153

ALIMENTADOR: FERROVIARIA SUBESTACION: LORETO

UBICACION: CARIHUAYRAZO ENTRE SANGAY Y COTACACHI

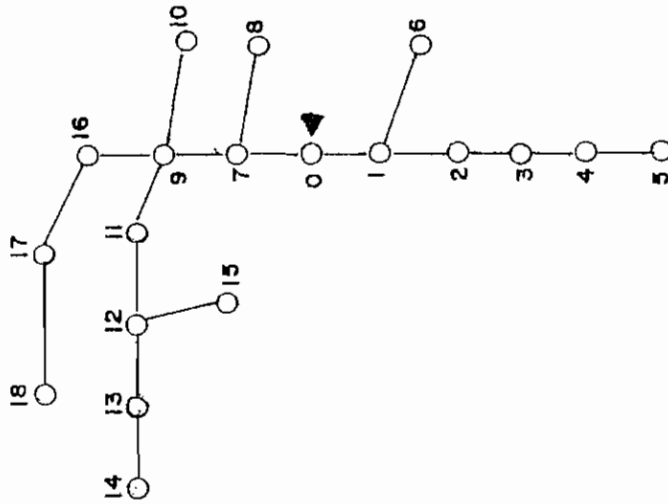
DATOS DE PLACA	MEDICIONES		
No de serie: 127839 Marca: BROWN BOBERI Potencia Nominal(KVA): 90 Voltaje en alta tension: 4160 Voltaje en baja tension: 220 Polaridad: SUBSTRACTIVA Impedancia (%): 4.7 Tipo de conexi3n: 0.4 Posici3n del TAP: PROPIETARIO: E.E.A.S.A	DIURNA HORA: 13:00 FECHA: 09-09-94 VOLTAJE(V): R-S 220 R-N 120 R-T 220 S-N 120 T-S 220 T-N 120 CORRIENTE(AMP): IR 96 IN IS 90 IT 88	NOCTURNA HORA: 20:00 FECHA: 09-09-94 VOLTAJE(V): R-S 214 R-N 120 R-T 214 S-N 120 T-S 214 T-N 120 CORRIENTE(AMP): IR 260 IN 7.4 IS 240 IT 100	
	PROTECCIONES		
	CONVENCIONAL: AUTOPROTEGIDO: X	POT. ACTIVA (KW): 31.24 POT. REACTIVA(KVAR): 10.25 FACTOR DE POTENCIA: 0.95	POT. ACTIVA (KW): 68.4 POT. REACTIVA (KVAR): 22.44 FACTOR DE POTENCIA: 0.95
	ALTA TENSION Secionador abierto: Caja Portafusible: X Directo:	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA: - OHMIOS POTENCIA CALCULADA (KVA): DIURNA: 32.88 NOCTURNA: 72.00	
BAJA TENSION <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> R S T (Amp.) </div> Bases NH _____ Fusibles NH _____ Faltas Base: ___ X ___ X ___ X ___ Directo: ___ X _____ Observaciones: _____ _____ _____	OBSERVACIONES: Requerimientos para mantenimiento preventivo o correctivo. _____ _____ _____		
DIAGRAMA REF. DE UBICACION 			
REALIZADO POR: _____ REVISADO POR : _____			

ANEXO No: 14.3

CIRCUITOS SECUNDARIOS

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION
ACTUALIZACION DE REDES DE BAJA TENSION

DIAGRAMA:



OBSERVACIONES:

TRAFO No: 274

UBICACION: AV. LOS CHASQUIS Y SINCHIRICA

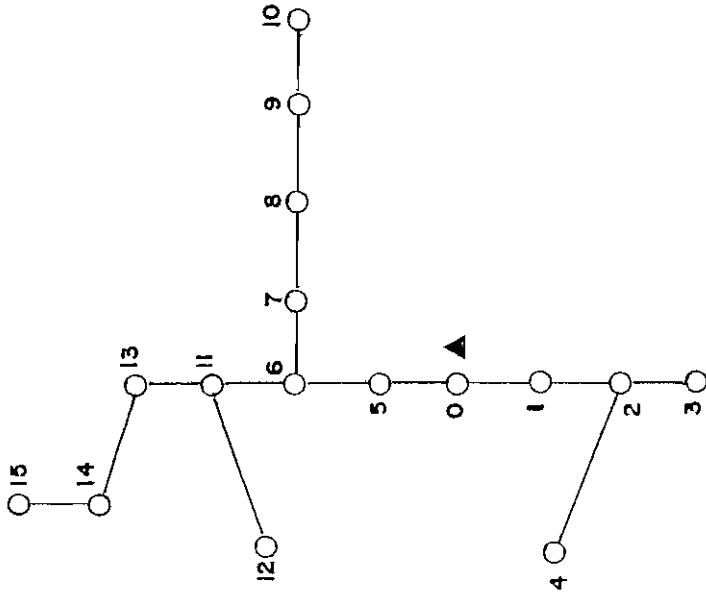
REALIZADO POR: H. CARRILLO GRUPO: 6

FECHA: 07-04-95

TRAMO	LONGITUD (MTS.)	CONDUCTOR		LUMINARIA		ACOMETIDAS			
		CONFG. (CALIBRE)	TIPO	TIPO	1ª	2ª	3ª		
TRAFO							10		
0-1	45	3X1/0+2	AL				13		
1-2	45	3X1/0+2	AL				4		
2-3	40	3X1/0+2	AL				9		
3-4	45	3X1/0+2	AL				7		
4-5	45	3X1/0+2	AL				1		
1-6	60	1X2+2	AL				3		
0-7	45	3X1/0+2	AL				13		
7-8	35	1X2+2	AL						
7-9	45	3X1/0+2	AL						
9-10	40	3X4+4	AL				3		
9-11	20	3X1/0+2	AL				4		
11-12	45	3X1/0+2	AL				5		
12-13	45	3X1/0+2	AL				2		
13-14	45	3X1/0+2	AL				7		
12-15	40	1X4+4	AL				2		
9-16	45	3X1/0+2	AL				1		
16-17	50	2X2+2	AL				4		
17-18	60	2X2+2	AL				5		

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION
ACTUALIZACION DE REDES DE BAJA TENSION

DIAGRAMA:



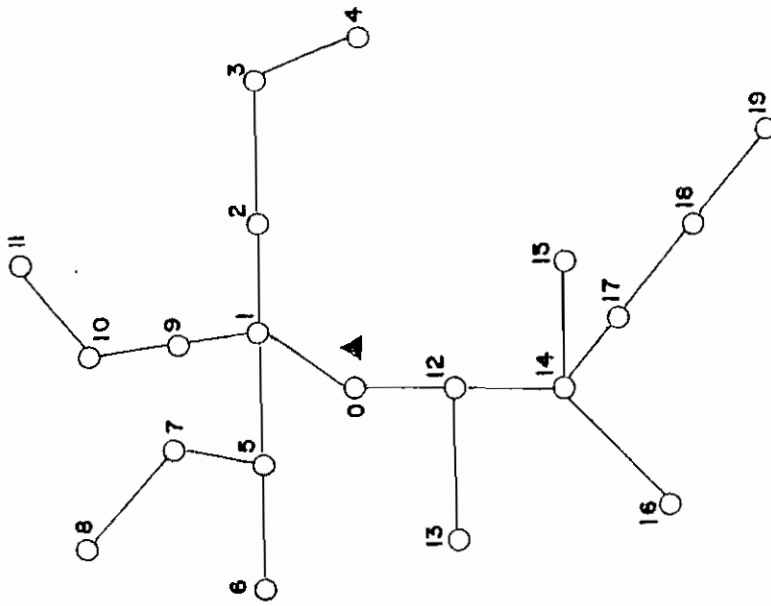
TRAFO No: 1415
 UBICACION: BARRIO EL PROGRESO HUACHI
 REALIZADO POR: H. CARRILLO GRUPO: 6
 FECHA: 08-03-95

TRAMO	LONGITUD (MTRS.)	CONDUCTOR		LUMINARIA		ACOMETIDAS		
		CONFIG. (CALIBRE)	TIPO	TIPO	1º	2º	3º	
TRAFO								
0-1	50	2X1/0+2	AL				2	
1-2	50	2X1/0+2	AL				2	
2-3	50	2X1/0+2	AL				3	
2-4	200	2X1/0+2	AL				1	
0-5	50	2X1/0+2	AL				3	
5-6	50	2X1/0+2	AL				3	
6-7	50	2X1/0+2	AL				2	
7-8	100	2X1/0+2	AL					
8-9	100	2X1/0+2	AL				1	
9-10	40	2X2+4	AL				4	
6-11	50	2X1/0+2	AL				2	
11-12	35	2X4+4	AL				2	
11-13	40	2X1/0+2	AL				0	
13-14	60	2X1/0+2	AL				1	
14-15	50	2X1/0+2	AL				1	

OBSERVACIONES:

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION
ACTUALIZACION DE REDES DE BAJA TENSION

DIAGRAMA:



TRAFO No: 704

UBICACION: PATALO ALTO JUAN B. VELA

REALIZADO POR: N. ANDRADE GRUPO: 2

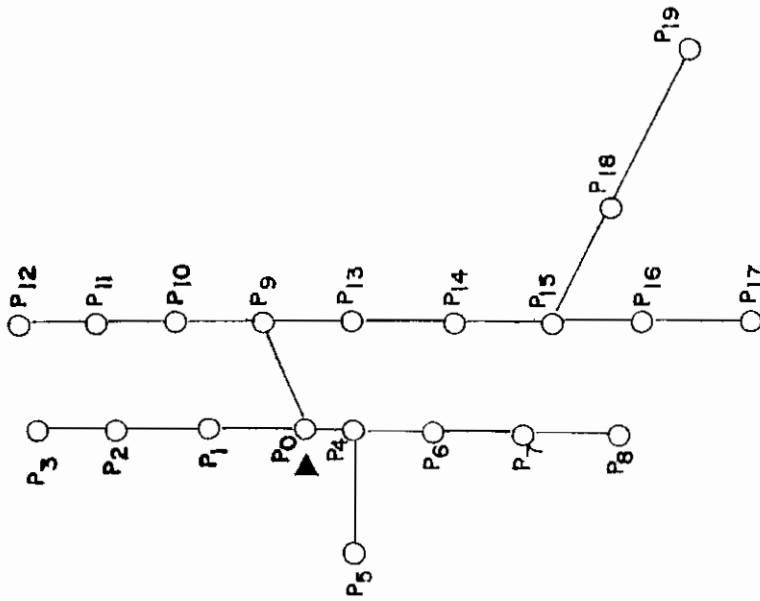
FECHA: 09-05-95

TRAMO	LONGITUD (MTS.)	CONDUCTOR		LUMINARIA		ACOMETIDAS		
		CONFIG. (CALIBRE)	TIPO	TIPO	1º	2º	3º	
TRAFO							8	
0-1	60	2X6	AL				2	
1-2	40	2X6	AL				2	
2-3	40	2X6	AL				3	
3-4	70	2X6	AL				3	
1-5	60	2X6	AL				1	
5-6	40	2X6	AL				2	
5-7	50	2X6	AL				2	
7-8	50	2X6	AL				3	
1-9	60	2X6	AL				1	
9-10	30	2X6	AL				2	
10-11	40	2X6	AL				7	
0-12	40	2X6	AL				2	
12-13	100	2X6	AL				3	
12-14	100	2X6	AL				3	
14-15	30	2X6	AL				2	
14-16	60	2X6	AL				1	
14-17	30	2X6	AL				1	
17-18	30	2X6	AL				1	
18-19	30	2X6	AL				1	

OBSERVACIONES:

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION
ACTUALIZACION DE REDES DE BAJA TENSION

DIAGRAMA:



TRAFO No: 270

UBICACION: AV. LOS CHASQUIS Y JOSE MIRIS
 REALIZADO POR: H. CARRILLO GRUPO: 6

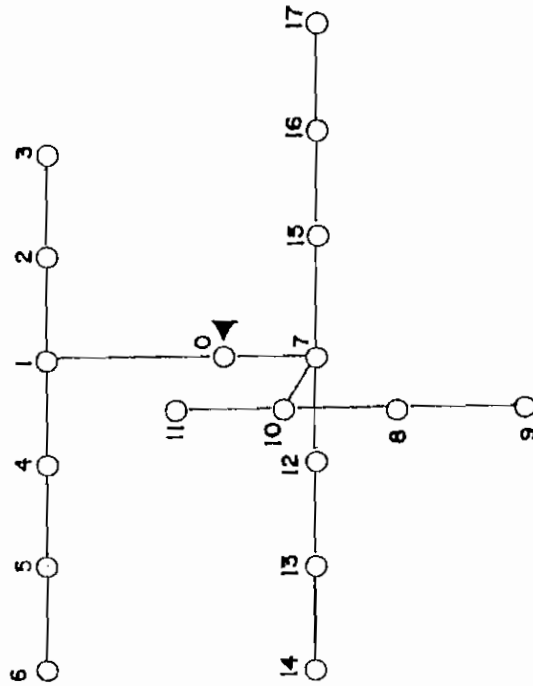
FECHA: 19-03-95

TRAMO	LONGITUD (Mts.)	CONDUCTOR		LUMINARIA			ACOMETIDAS		
		CONFIG. (CALIBRE)	TIPO	TIPO	1ª	2ª	3ª		
TRAFO							1ª	2ª	3ª
0-1	45	3X1/0+2	AL	NA400			3		
1-2	45	3X1/0+2	AL	NA400			2		
2-3	45	3X1/0+2	AL	NA400			6		
0-4	45	3X1/0+2	AL	NA400			6		
4-5	40	2X4	AL	NA400			9		
4-6	45			NA400			1		
6-7	45	3X1/0+2	AL	NA400			4		
7-8	60	3X1/0+2	AL	NA400			4		
0-9	15	3X1/0+2	AL	NA400			3		
9-10	45	3X1/0+2	AL	NA400			5		
10-11	45	3X1/0+2	AL	NA400			6		
11-12	45	3X1/0+2	AL	NA400			6		
9-13	40	3X1/0+2	AL	NA400			4		
13-14	45	3X1/0+2	AL	NA400			2		
14-15	45	3X1/0+2	AL	NA400			3		
15-16	45	3X1/0+2	AL	NA400			4		
16-17	45	3X1/0+2	AL	NA400			5		
15-18	40	2X4+4	AL	NA400			0		
18-19	46	2X4+4	AL	NA400			1		

OBSERVACIONES:

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
 DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION
 ACTUALIZACION DE REDES DE BAJA TENSION

DIAGRAMA:



TRAFO No: 9

UBICACION: CHILE Y ARGENTINA

REALIZADO POR: H. CARRILLO GRUPO: 6

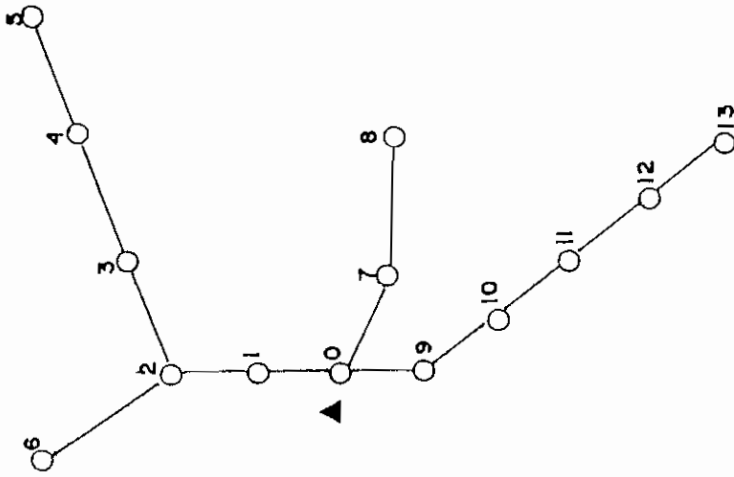
FECHA: 27-03-95

TRAMO	LONG. (MTS.)	CONDUCTOR		LUMINARIA	ACOMETIDAS				
		CONFIG. (CALIBRE)	TIPO		TIPO	1ø	2ø	3ø	
TRAFO							1		
0-1	45	3x1/0 + 2	AL	NA150			0		
1-2	45	3x1/0 + 2	AL	NA150			6		
2-3	45	3x1/0 + 2	AL	NA150			7		
1-4	35	3x1/0 + 2	AL	NA150			3		
4-5	45	3x1/0 + 2	AL	NA150			7		
5-6	45	3x1/0 + 2	AL	NA150			3		
0-7	45	3x1/0 + 2	AL	NA150			2		
7-8	35	3x1/0 + 2	AL	NA150			2		
8-9	45	3x1/0 + 2	AL	NA150			1		
7-10	20	3x1/0 + 2	AL				3		
10-11	45	3x1/0 + 2	AL				5		
7-12	25	3x1/0 + 2	AL	NA150			6		
12-13	45	3x1/0 + 2	AL	NA150			7		
13-14	45	3x1/0 + 2	AL	NA150			3		
7-15	20	3x1/0 + 2	AL	NA150			8		
15-16	40	3x1/0 + 2	AL	NA150			7		
16-17	40	3x1/0 + 2	AL	NA150			3		

OBSERVACIONES:

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION
ACTUALIZACION DE REDES DE BAJA TENSION

DIAGRAMA:



TRAFO No: 781

UBICACION: EL SOCAVON - TAMBILLO

REALIZADO POR: N. ANDRADE GRUPO: 2

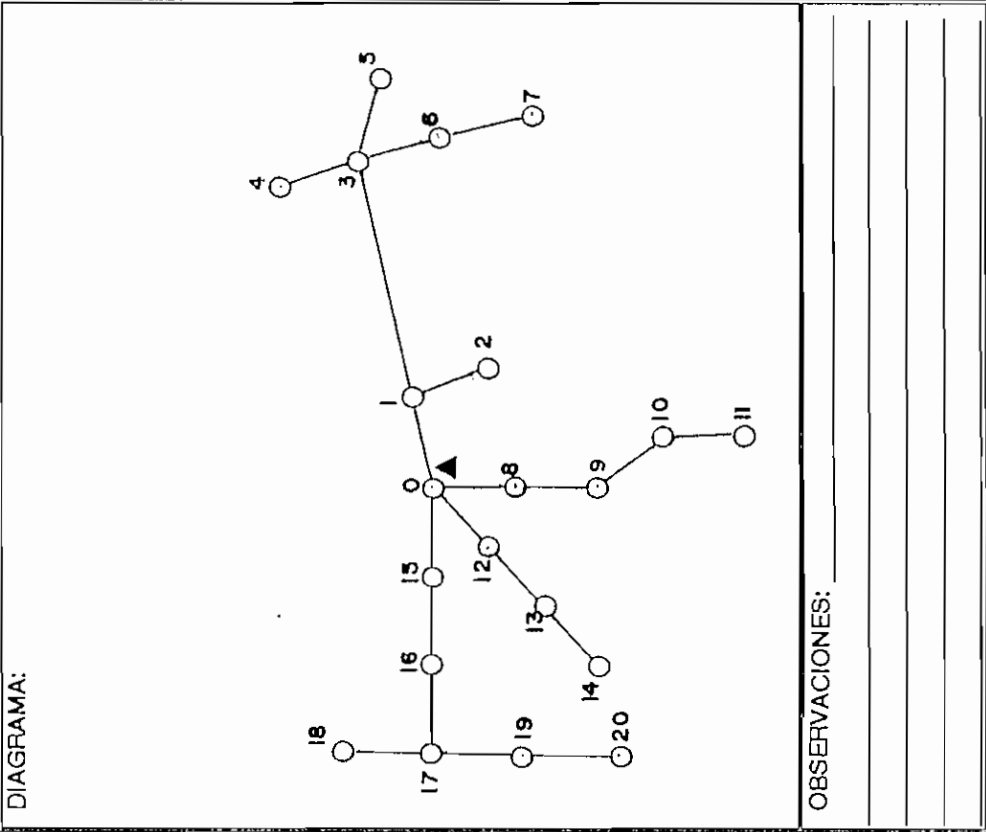
FECHA: 04-05-95

TRAMO	LONGITUD (MTS.)	CONDUCTOR		LUMINARIA		ACOMETIDAS		
		CONFG. (CALIBRE)	TIPO	TIPO	TIPO	1ª	2ª	3ª
TRAFO								
0-1	40	3X1/0+2	AL	NA250		1		
1-2	40	3X1/0+2	AL	NA250		3		
2-3	40	3X2+4	AL	HG125		3		
3-4	40	3X2+4	AL	HG125			1	
4-5	40	3X2+4	AL					1
2-6	60	2X6+6	AL			3		
0-7	40	3X1/0+2	AL			1		2
7-8	40	3X1/0+2	AL					
0-9	45	3X1/0+2	AL				5	
9-10	40	3X1/0+2	AL				4	
10-11	40	3X1/0+2	AL				3	
11-12	40	3X1/0+2	AL				5	
12-13	40	3X1/0+2	AL				1	

OBSERVACIONES:

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION
ACTUALIZACION DE REDES DE BAJA TENSION

TRAMO	LONGITUD (MTS.)	CONDUCTOR		LUMINARIA		ACOMETIDAS		
		CONFIG. (CALIBRE)	TIPO	TIPO	1º	2º	3º	
TRAF0								2
0-1	60	2X4+4	AL					1
1-2	60	2X6	AL					2
1-3	60	2X4+4	AL					1
3-4	50	2X6	AL					2
3-5	60	2X6	AL					1
3-6	60	2X6	AL					1
6-7	70	2X6	AL					1
0-8	70	2X4	AL					1
8-9	30	2X4	AL					2
9-10	50	2X4	AL					1
10-11	60	2X4	AL					4
0-12	30	2X4	AL					0
12-13	60	2X4	AL					1
13-14	60	2X4	AL					1
0-15	60	2X6+6	AL					5
15-16	60	2X6+6	AL					2
16-17	45	2X6+6	AL					4
17-18	50	2X6+6	AL					1
17-19	50	2X4+4	AL					6
19-20	70	2X4+4	AL					2



ANEXO No: 14.4

ALUMBRADO PUBLICO

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO

UBICACION		INST.	RET.	REUB.	TIPO	CANT.	GRUPO	OBSERVACIONES
CANTON	PARROQUIA	DIRECCION O SECTOR						
PILLARO	SAN MIGUELITO	Y			NA150	8	DOM	
PILLARO	E.M. TERAN	Y			HG125	6	DOM	
PELLEO		Y			HG175	1	DOM	REPOSICION BURTO
AMBATO		Y			HG125	2	DOM	
AMBATO	LA PENINSULA	Y			HG125	1	DOM	
AMBATO	IZAMBA	Y			HG125	4	DOM	
AMBATO	TOTORAS	Y			HG175	4	DOM	
AMBATO	ZAMBA	Y			HG175	4	DOM	
AMBATO	LA PENINSULA	Y			NA150	4	DOM	
PELLEO	GARCIA MORENO	Y			HG125	10	DOM	
PELLEO	GARCIA MORENO	Y			HG125	2	DOM	
PELLEO	GARCIA MORENO	Y			HG125	4	DOM	
AMBATO	QUESAPINCHA	Y			HG125	4	DOM	
BAÑOS	ULTRA	Y			HG125	14	DOM	
BAÑOS	RO NEGRO	Y			HG125	9	DISCON	
BAÑOS	RO NEGRO	Y			HG175	4	DISCON	
AMBATO	IZAMBA	Y			HG125	8	DISCON	
BAÑOS	RO VERDE	Y			NA150	5	DISCON	
AMBATO	STA ROSA	Y			HG175	4	DISCON	
PILLARO	SAN J. POALO	Y			HG125	2	DOM	
AMBATO	TOTORAS	Y			HG175	22	DOM	
AMBATO	STA ROSA	Y			HG125	1	DOM	
AMBATO		Y			HG125	14	DOM	
BAÑOS		Y			NA400	18	DISCON	
AMBATO	MONTALVO	Y			HG125	4	DISCON	
BAÑOS	ILICUA	Y			HG175	1	PART.	DONACION USUARIOS
		Y			HG175	4	DISCON	

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA: ENE-FEB-94

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.									
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION									
ACTUALIZACION DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO									
UBICACION		DIRECCION O SECTOR		INST.	RET. REUB.	TIPO	CANT.	GRUPO	OBSERVACIONES
CANTON	PARROQUIA								
PELLEO	BOLIVAR	QUITUCUCHO		X		HG125	10	DOM	
AMBATO	PICAHUA	LA FLORESTA		X		HG125	2	DOM	
AMBATO		ISABELA ENTRE AMAZONAS Y LINEA FERREA		X		HG175	3	DOM	
AMBATO	QUISAPINCHA	TURULOMA		X		HG125	1	DOM	
BAÑOS		LOS SAUCES		X		HG125	4	DISCON	
BAÑOS	ROD NEGRO	PUENTE PASTAZA		X		HG125	2	DISCON	
BAÑOS	ROD NEGRO	CENTRO		X		HG125	2	DISCON	
BAÑOS		ILLICHI BAJO		X		HG125	1	DISCON	
BAÑOS		LOS PINOS CANCHA-SAN VICENTE		X		HG175	4	DISCON	
BAÑOS	ROD NEGRO	SANTA INES LA VICTORIA		X		HG125	3	DISCON	
BAÑOS		GONZALO DIAZ Y VIENTE ROCAFUERTE		X		HG125	1	DISCON	
BAÑOS		PITIC		X		HG175	8	DISCON	
BAÑOS		SAN VICENTE ZOLOGEO		X		HG125	8	DISCON	
BAÑOS		SAN VICENTE - CANCHAS		X		HG175	4	DISCON	
BAÑOS		RONTUN - CANCHAS		X		HG125	4	DISCON	
AMBATO		E.P. BAZAN ENTRE CERVANTES Y MERCURIAL		X		HG175	2	DOM	
PILLARO		CALLATE LA Y		X		HG250	2	DOM	DONADAS POR USUARIOS
BAÑOS		JUVE CHRO		X		HG175	10	DISCON	
PILLARO		CHACATA MONTUIGUZA		X		HG125	13	DOM	CONTRATO PARTICULAR
AMBATO		E. PAREDES		X	X	HG175	1	DOM	REUBICADA DE AV. SHYRS
AMBATO		SECTOR LA VICTORIA		X		HG125	3	DOM	
AMBATO		PASAJE EDMUNDO MARTINEZ II		X		HG125	3	DOM	
AMBATO	A.N. MARTINEZ	EL MIRADOR LOS PINOS		X		HG125	15	DOM	
AMBATO	ATAHUALPA	TOLOMA EL PARAISO		X		HG125	8	DOM	
CEVALLOS		SECTOR EL HELEN		X		HG125	15	DISCON	
CEVALLOS		SECTOR SANTO DOMINGO		X		HG125	7	DISCON	
AMBATO	HUACHI GRANDE	SECTOR EL ARBOLITO		X		HG125	4	DOM	

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA: MAR-JUNIO-94

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.										
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION										
ACTUALIZACION DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO										
UBICACION		DIRECCION O SECTOR		INST.	RET.	REUB.	TIPO	CANT.	GRUPO	OBSERVACIONES
CANTON	PARROQUIA									
BAÑOS	UIEA	SANTA ANA		X			HG175	4	DISCON	
AMBATO		HUACHI LA MAGDALENA		X			HG175	1	DOM	
QUERO		YANAYACU - CANCELA		X			NA150	4	DISCON	
QUERO		POR EL ESTADIO		X			HG125	6	DISCON	
QUERO		ENTRADA		X			HG125	3	DISCON	
QUERO		EL SANTUARIO		X			HG125	3	DISCON	
QUERO		LA UNION PUEBLO VIEJO		X			HG125	2	DISCON	
QUERO		HUALCANGA LA DOLORESA		X			HG125	5	DISCON	
QUERO		SAN ANTONIO HIPOLONGUITO		X			HG125	2	DISCON	
QUERO		HUALCANGA CHICO ZONA 1		X			HG125	3	DISCON	
QUERO		ENTRADA A YANAYACU		X			HG125	3	DISCON	
QUERO		YANAYACU LA DOLORESA		X			HG125	4	DISCON	
QUERO		YAYULHUI ALTO		X			HG125	4	DISCON	
PELLEO	EL ROSARIO			X			HG125	4	DISCON	
BAÑOS	UIEA	SECTOR CANCHAS		X			NA150	4	DISCON	
BAÑOS		SAN FRANCISCO ILLUCHI		X			HG125	5	DISCON	
AMBATO		BARRO JUAN LEON MERA		X			HG175	86	DISCON	
BAÑOS	UIEA	SECTOR UIEA		X			HG175	5	DISCON	
BAÑOS	UIEA	ENTRADA A RUNTUN		X			HG125	5	DISCON	
BAÑOS		LA FUNDICION		X			HG125	5	DISCON	
AMBATO	QUISAPINCHA	EL CALVARO		X			HG175	9	DOM	
PATATE	LOS ANDES			X			HG175	2	DISCON	
AMBATO		MARCOS MONTALVO ATRAS DE VARMA		X			HG175	1	DOM	DONADA POR USUARIO
AMBATO		MARCOS MONTALVO PASAJE SIN NOMBRE		X			HG175	1	DOM	
AMBATO	STA ROSA	MINARICA		X			HG125	10	DISCON	
PELLEO		QUINCHIVANA CALLE VARGAS		X			HG125	6	DOM	
AMBATO		JAV. LOS ARTS Y LUCIANO GUERRERO		X			HG175	1	DOM	DONACION USUARIOS

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA: JUL-OCT-94

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO

UBICACION		DIRECCION O SECTOR	INST.	RET.	REUB.	TIPO	CANT.	GRUPO	OBSERVACIONES
CANTON	PARROQUIA								
AMBATO	ZAMBA	PARQUE INDUSTRIAL	X			NA150	9	DISCON	
MOCHA		COCHALATA	X			HG125	6	DISCON	
MOCHA		LA ALEGRIA	X			HG125	3	DISCON	
MOCHA		EL ESTADIO	X			HG125	1	DISCON	
MOCHA		EL PORVENTER	X			HG125	4	DISCON	
ITSALEO		LA AMISTAD	X			HG125	2	DISCON	
ITSALEO		CALLE DEL COLEGIO	X			HG125	6	DISCON	
MOCHA		CAPULEPAMBA	X			HG125	1	DISCON	
AMBATO	STA ROSA	YACULOMA	X			HG125	7	DISCON	
AMBATO	STA ROSA	SAN PABLO	X			HG125	12	DISCON	
AMBATO		MANUEL MATEUS ENTRE L VITERI Y P. ARENAS	X			NA70	18	DOM	
AMBATO		PARQUE LOS HEROES	X			NA250	3	DOM	
AMBATO		PARQUE LOS HEROES	X			NA70	3	DOM	
AMBATO	ZAMBA	YACUPAMBA	X			NA250	5	DOM	
AMBATO	ZAMBA	YACUPAMBA	X			HG175	4	DOM	
AMBATO		IMBAURA ENTRE SEYMOUR E ISABELA	X			NA70	18	DOM	
AMBATO		CALLE CORAZON	X			NA70	6	DOM	
ITSALEO		SAN FRANCISCO	X			HG125	8	DISCON	
ITSALEO		SAN ANTONIO	X			HG125	2	DISCON	
ITSALEO		SAN VICENTE	X			HG125	3	DISCON	
AMBATO	STA ROSA	LAS LAJAS	X			HG125	9	DISCON	
AMBATO	STA ROSA	CUATRO ESQUINAS	X			HG125	4	DISCON	
PATATE		RO BLANCO	X			HG125	4	DISCON	
PATATE	SUCRE	TONTAPI	X			HG125	5	DISCON	
PATATE		ELOY ALFARO	X			HG125	5	DISCON	
PATATE		LA ESPERANZA	X			HG125	5	DISCON	
PATATE		PATATE VIEJO	X			HG125	4	DISCON	

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA: OCT-94

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO -SECCION DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO

UBICACION		DIRECCION O SECTOR	INST.	RET.	REUB.	TIPO	CANT.	GRUPO	OBSERVACIONES
CANTON	PARROQUIA								
PATATE		YAMATE	X			HG125	5	DISCON	
PATATE		SAN JORGE	X			HG125	7	DISCON	
AMBATO	PRNLO	ANDRILATA LA Y	X			NA70	7	DOM	
AMBATO	LA PENINSULA	LOS TRES JUANES PASAJE MIA	X			HG125	5	DOM	
AMBATO		ESMERALDAS Y MANABI	X			HC250	1	DOM	
AMBATO		AV. C. SUAREZ Y PEDRO CARBO	X			NA150	1	DOM	
PATATE		LA LIBERTAD	X			HG125	1	DISCON	
PATATE		LENTILLO	X			HG175	4	DISCON	
PATATE		EL TEMPLETE	X			HG175	4	DISCON	
AMBATO		CDLA PRESIDENCIAL CANCHAS	X			NA400	4	DISCON	
BAÑOS		LA FUNDICION	X			HG125	8	DISCON	
BAÑOS		JUIVE GRANDE	X			HG125	5	DISCON	
BAÑOS		SAN MARTIN	X			HG125	8	DISCON	
BAÑOS		NUEVO BAÑOS	X			HG125	20	DISCON	
BAÑOS		NUEVO BAÑOS	X			NA250	1	DISCON	
BAÑOS	RO VERDE	EL GUADUAL	X			HG125	3	DISCON	
BAÑOS	RO VERDE	LA MERCED	X			HG125	3	DISCON	
TSALEO		CAPULISPAMBA	X			HG125	5	DISCON	
MOCHA		EL ROSAL	X			HG125	8	DISCON	
TSALEO		CAPULISPAMBA	X			HG125	5	DISCON	
MOCHA		EL ROSAL	X			HG125	8	DISCON	
TSALEO		ALOBAMBA	X			HG125	3	DISCON	
TSALEO		SANTA MARIANITA	X			HG125	2	DISCON	
TSALEO		EL CALVARO	X			HG125	2	DISCON	
TSALEO		LA VICTORIA	X			HG125	2	DISCON	
MOCHA		ESTADIO CENTRAL	X			HG125	2	DISCON	
PELLEO		GARCIA MORENO	X			HG125	2	DISCON	

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA: OCT-NOV-84

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO

UBICACION		DIRECCION O SECTOR	INST.	RET.	REUB.	TIPO	CANT.	GRUPO	OBSERVACIONES
CANTON	PARROQUIA								
QUERO		CENTRO	X			HG125	5	DISCON	
QUERO		SAN JOSE HUALCANGA	X			HG125	3	DISCON	
QUERO		YAYULIHUI	X			HG125	1	DISCON	
QUERO		JUNTA DE AGUA	X			HG125	1	DISCON	
AMBATO	FIOCA	CDIA SAN ALFONSO CANCHAS	X			NA150	4	DOM	
AMBATO		SHYRS Y ATAHUALPA	X			NA250	2	DOM	
AMBATO	QUSAPINCHA	EL PANDELELO	X			HG125	8	DOM	
AMBATO	HUACHI GRANDE	EL HELEN	X			FL120	4	DOM	
AMBATO	HUACHI GRANDE	EL HELEN	X			HG125	9	DOM	
AMBATO	FIOCA	LAS PERRAS Y MEMBRILLOS	X			NA150	4	DOM	
AMBATO	FIOCA	EL SUEÑO	X			HG175	1	DOM	
AMBATO	PCAHUA	TERREMOTO KM4 VIA A BAÑOS	X			NA250	2	DOM	
AMBATO		LIMAS Y FRUTILLAS	X			HG175	1	DOM	
AMBATO		CDIA MEXICO	X			NA250	1	DOM	
TSALEO		ENTRADA A TSALEO	X			NA150	28	DISCON	
AMBATO		BARRO JUAN LEON MERA	X			HG175	2	DISCON	
PILARO		PLAZA 24 DE MAYO	X			NA150	6	DISCON	
TSALEO		ALOBAMBA	X			HG125	2	DISCON	
TSALEO		ALOBAMBA	X			NA150	2	DISCON	
PELLEO		PELLEO GRANDE	X			HG125	14	DISCON	
PELLEO		PELLEO GRANDE	X			HG125	15	DISCON	
PELLEO		PELLEO GRANDE	X			HG125	2	DISCON	
PELLEO		BENTEZ	X			HG125	3	DISCON	
PELLEO		BENTEZ BOMBAS DE AGUA	X			NA250	4	DISCON	
TSALEO		EL PORVENIR	X			HG125	2	DISCON	

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA: NOV-DIC-94

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO

UBICACION		DIRECCION O SECTOR	INST.	RET.	REUB.	TIPO	CANT.	GRUPO	OBSERVACIONES
CANTON	PARROQUIA								
PILLARO	SAN MQUEJITO	YACUPAMBA	X			HG125	1		DONADO INST. AEROP. PILLARO
AMBAATO		AV LOS INCAS	X			NA150	6	DASCON	
AMBAATO	IZAMBA	BARRIO DE LOS MILAGROS	X			HG125	15	DOM	
AMBAATO		AV LOS CEASQUIS E/ CEASQUIS Y TUNGURABUA	X			NA150	6	DASCON	
AMBAATO		GALAPAGOS Y PACHA	X			NA250	4	DOM	
AMBAATO	AGUSTO MARTINEZ	SAN JOSE AGUSTO N MARTINEZ	X			HG125	1	DOM	
AMBAATO		ENTRADA A POCJUEVA	X			NA400	6	DASCON	
AMBAATO		ENTRADA A POCJUEVA	X			NA250	27	DASCON	
AMBAATO		CONJUNTO HABITACIONAL MIRALOMA	X			HG125	31		PARCOCULAR ING. PONCE
AMBAATO		CIE LOS MIRAVESES JUNTO PUENTE MARTINEZ	X			ORBE125	11		DONADA POR EL USUARIO
AMBAATO		CIE LOS MIRAVESES JUNTO PUENTE MARTINEZ	X			HG175	1		DONADA POR EL USUARIO
AMBAATO		ESCALINATA CIE CARCHI Y 13 DE ABRIL	X			N70	1		DONADA POR EL USUARIO
AMBAATO		ESTADO VIEJO Y LINEA FERREA	X			HG175	1		DONADA POR EL USUARIO
CEVALLOS		TAMBO (DESDE EST. FERREA A LA UNIVERSIDAD)	X			NA150	22	DASCON	
CEVALLOS		TINCES	X			NA150	4	DASCON	
CEVALLOS		LA UNION	X			NA150	4	DASCON	
PILLARO	SAN ANDRES	LA UNION	X			HG125	6	DASCON	
PILLARO	SAN ANDRES	VIA AL CEMENTERO	X			HG125	8	DASCON	
PILLARO	URBANO	AV CIRCUNVALACION	X			HG125	12	DASCON	
PILLARO	SAN ANDRES	HEAPANTE CHICO	X			HG125	3	DASCON	
PILLARO	SAN ANDRES	HEAPANTE GRANDE	X			HG125	4	DASCON	
PILLARO		CALLATE CANCHA	X			NA1250	4	DASCON	
PILLARO	S.I. POMAJO	ANDAHUALO BAO	X			HG125	2	DASCON	
PILLARO	SAN ANDRES	EL TRUINPO	X			HG125	2	DASCON	
PILLARO		CRUZPAMBA CANCHA	X			NA150	4	DASCON	
PILLARO	URBANO	CIUDAD NUEVA	X			HG125	6	DASCON	
PILLARO	S. MQUEJITO	QUIMBULO NIÑA MARIA	X			HG125	1	DASCON	

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA: ENE-ABR-95

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO

CANTON		UBICACION		INST.	RET.	REUB.	TIPO	CANT.	GRUPO	OBSERVACIONES
PARROQUIA	DIRECCION O SECTOR									
PELLARO	S.T. POMAIO	CENTRO		X			HGI 25	4	DISCON	
PELLARO	SAN ANTONIO	SAN PEDRO DE CEZANAN		X			HGI 25	4	DISCON	
AMBATO	ZAMBA	INTERCAMBIADOR NORTE		X			NAI 00	20	DISCON	
AMBATO		INTERCAMBIADOR AMAZONAS		X			NAI 50	25	DISCON	
AMBATO		PASAJE LOS NOGALES		X			NAI 70	4	DOM	
AMBATO		CALLE COLTA		X			NAI 70	8	DOM	TIPO PERLUX
AMBATO	HUMACHE GRANDE	BARRIO EL PARAJE		X			HGI 75	7	DOM	
AMBATO	TUTORIAS	BARRIO EL RECORDO		X			HGI 25	9	DOM	
AMBATO		BOLIVAR ENTRE MARTINEZ Y LAJAMA		X			RF 500	3	DOM	INSTALACION PARTICULAR
PELLEDO	HUAMBALD	SETOVIA		X			NAI 70	12	DOM	
CEVALLOS		AGUA SANTA		X			HGI 75	4	DISCON	
CEVALLOS		ENTRADA A SANTA ROSA		X			HGI 25	3	DISCON	
CEVALLOS		AGUA SANTA		X			NAI 70	2	DISCON	
QUERO		YAVULERUI ALTO		X			HGI 75	2	DISCON	
QUERO		YAVULERUI ALTO		X			HGI 25	1	DISCON	
QUERO		YAVULERUI CENTRO		X			HGI 75	4	DISCON	
AMBATO	ZAMBA	INTERCAMBIADOR NORTE		X			NAI 50	3	DISCON	
AMBATO	PICAHUELA	HUMACHE LA JOYA		X			HGI 75	1	DOM	DONADA POR USUARIO
AMBATO	LA VELA	CHIBOLEO COBOLOMA		X			HGI 25	8	DISCON	
AMBATO	LA VELA	SAN FRANCISCO		X			HGI 25	12	DISCON	
AMBATO	LA VELA	LA MERCED		X			HGI 25	2	DISCON	
AMBATO	LA VELA	SAN JUAN		X			HGI 25	5	DISCON	
AMBATO	LA VELA	SUBCENTRO Y LA ESCUELA		X			HGI 25	5	DISCON	
AMBATO	LA VELA	TOTOROLOMA		X			HGI 25	7	DISCON	
AMBATO	LA VELA	PANPA BALIZAR		X			HGI 25	2	DISCON	
CEVALLOS		SANTA ROSA VIA A LA FLORIDA		X			HGI 25	2	DISCON	
QUERO		LUMPE GRANDE		X			HGI 75	4	DISCON	

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA: ABR-AGO-95

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO

UBICACION		DIRECCION O SECTOR	INST.	RET.	REUB.	TIPO	CANT.	GRUPO	OBSERVACIONES
CANTON	PARROQUIA								
QUERO		ILUMPE GRANDE			X	BEH 25	1	DESCON	
QUERO		ILUMPE CHICO	X			BEH 75	4	DESCON	
QUERO		PURUCUSA	X			BEH 25	2	DESCON	
QUERO		ZONA LIBRE	X			BEH 75	4	DESCON	
AMBATO		AV. LOS GUAYUMBOS Y CAPOLLES	X			ORBEH 25	5		UBR. HERMANOS NEUMESTER
QUERO		BUAICANGA SAN LUIS	X			BEH 75	4	DESCON	
QUERO		BUAICANGA SAN LUIS		X		BEH 25	4	DESCON	
QUERO		LA CAJERA	X			BEH 25	6	DESCON	
QUERO		LA CAJERA	X			BEH 75	4	DESCON	
AMBATO		CONJUNTO HABITACIONAL LAS PALMAS	X			ORBEH 25	6		ENE ENRIQUEZ
AMBATO		CONJUNTO HABITACIONAL LAS PALMAS	X			NAL 60	1		ENE ENRIQUEZ
AMBATO		INTERCAMBIADOR AMAZONAS	X			NAL 60	4	DESCON	
PATATE		CENTRO	X			BEH 25	3	DESCON	
PATATE		EL PROGRESO	X			BEH 35	4	DESCON	
PATATE		LA ESPERANZA	X			BEH 25	1	DESCON	
PATATE		CAJIE SUCRE	X			BEH 25	8	DESCON	
PATATE		CAJIE HILARIO TORRES	X			BEH 25	4	DESCON	
PATATE		MUNDOC, EL GALPON, EL ROSARIO	X			BEH 25	10	DESCON	
PATATE		HILARIO TORRES ENTRE G. MORGEO Y SUCRE	X			BEH 25	3	DESCON	
PATATE		EL TRUNFO	X			BEH 25	6	DESCON	
AMBATO		PASAJE ANDINO LETAMENDA	X			NAL 70	5	DOM	
AMBATO		PASAJE S/N AV. ARAUJOCES	X			NAL 70	3	DOM	
AMBATO		CAJIE FERNANDO SEVILLA LA FLORESTA	X			NAL 70	11	DOM	
AMBATO		PASAJE ENRIQUE BORJA AV. LOS CHASQUES	X			NAL 70	2	DOM	
AMBATO		PARQUE LOS HERODES	X			NAL 60	10	DESCON	
AMBATO	J.B. VELA	CEBULEO SAN FRANCISCO	X			BEH 25	1	DESCON	
AMBATO	J. B. VELA	CEBULEO EL CALVARIO	X			BEH 25	2	DESCON	

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA: JUL-SEP-95

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - SECCION DISTRIBUCION

ACTUALIZACION DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO

UBICACION		DIRECCION O SECTOR	INST.	RET.	REUB.	TIPO	CANT.	GRUPO	OBSERVACIONES
CANTON	PARROQUIA								
AMBATO	PILAHUEN	SAN PEDRO CENTRO	X			HCL25	5	DESCON	
AMBATO	PILAHUEN	SAN PEDRO DECHALEPE	X			HCL25	2	DESCON	
QUIBO		CALLE ELOY ALFARO	X			HCL25	16	DESCON	
AMBATO	MONTALVO	CENTRO	X			HCL25	17	DESCON	
AMBATO	PASA	EL TERMINAL LA ESCUELA	X			HCL25	2	DOM	
AMBATO		YARCIS TORRES Y ALBORNOZ	X			HCL25	1	DOM	
AMBATO		CASCUE ALVAREZ Y MANUEL ALCEDO	X			NU70	1	DOM	
PELLEO	BENITEZ	CENTRO	X			NU70	5	DESCON	
PELLEO		CASCALLA LA LIBERTAD	X			NU70	17	DESCON	
PELLEO	BENITEZ	CEMENTERO	X			NU70	1	DESCON	
PELLEO		LOS LAURELES	X			NU70	6	DESCON	
MOCHA		BARRO SAN MARTIN	X			NU70	2	DESCON	
AMBATO		PARKUE 12 DE NOVIEMBRE	X			NA150	50	DESCON	
AMBATO		PARKUE 12 DE NOVIEMBRE	X			ET400	9	DESCON	
AMBATO		CANCERAS MUNICIPALES	X			NA250	12	DESCON	
AMBATO	ATARUJIPA	EL MIRADOR	X			HCL25	5	DESCON	
AMBATO	LA PENINSULA	LOS 3 JUANES	X			HCL25	7	DESCON	
AMBATO	PICAHUHA	TANGACHE	X			HCL25	1	DESCON	
AMBATO	PICAHUHA	STA CRUZ	X			HCL25	18	DESCON	
AMBATO		PASAJE FLOREANA ENTRE CASTILLO Y MONTALVO	X			NU70	4	DESCON	
AMBATO		LOS NEGALLES ENTRE IBARRA Y TOCTES	X			NU70	4	DOM	
AMBATO		LOS 3 JUANES P.P. CETALLOS	X			HCL25	1	DESCON	
AMBATO		COLA DEL MAESTRO	X			HCL25	1	DESCON	
AMBATO	MONTALVO	PALMERIA - EL CARMEN	X			HCL25	1	DESCON	
TSALDO		CENCO	X			NA150	4	DESCON	
TSALDO		BARRO LUZ DE AMERICA	X			NA150	3	DESCON	
TSALDO		SANTA LUZIA	X			NA150	9	DESCON	

REALIZADO POR: _____

REVISADO POR: _____

FECHA: SEPT-NOV-96

BIBLIOGRAFIA.-

- 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, F.I.E, Setiembre 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, Sr. 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", Mexico 1990.
- 12.- Empresa Eléctrica Ambato, "Instalación de banco de capacitores de 600 KVAR en la subestación Samanga", Ambato 1996.
- 13.- Sr. Manuel Otorongo, Sr. 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".

- 18.- Empresa Eléctrica Ambato, "Normas para sistemas de distribución", Ambato 1989.
- 19.- Ing. Victor Orejuela, "Folletos de Distribución I y II", E.P.N, F.I.E, Quito 1984.
- 20.- Luis Gutierrez, "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.
- 22.- B.P Demidowtsch, "Análisis de Métodos numéricos", Madrid 1980.
- 23.- Empresas consesionarias 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.
- 25.- SIEMENS, "Corrección del factor de potencia", Editorial Marcombo S.A, Barcelona - España.
- 26.- Empresa Eléctrica Ambato - INELIN, "Estudio de la proyección de la Demanda", Julio 1987.
- 27.- Ing. Victor Orejuela, "Optimización del diseño eléctrico en las redes de distribución de media tensión", XI Seminario de Distribución de Energía Eléctrica, Guayaquil - Abril 1993.

- 28.- ABB, "Corrección del factor de potencia con capacitores".
- 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.