

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TESIS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA

SAADI JOEL JIMENEZ ROMERO

PROMOCIÓN 2003-II

LIMA – PERÚ

2005

**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE
PÉRDIDAS TÉCNICAS EN UNA RED DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Debo Expresar mi Gratitud:

- A mis seres queridos, familiares, amigos y todas las personas que incentivaron iniciar este trabajo.
- A la empresa de distribución de energía EDELNOR S.A.A por las facilidades de información brindadas y al personal de la Sección Calidad de Producto y Análisis por el apoyo y todos los conocimientos adquiridos.

SUMARIO

El valor de las pérdidas técnicas es uno de los indicadores de gestión técnico-administrativo de una empresa eléctrica, por lo cual es necesario estimar su valor para conocer y evaluar la eficiencia de las redes de distribución y los equipos asociados a ellas, en los diferentes niveles de tensión que conforma el sistema de distribución.

Teniendo el valor de las pérdidas técnicas podemos obtener el valor de las pérdidas no técnicas, que resulta por diferencia entre las pérdidas totales y pérdidas técnicas. Las pérdidas no técnicas tiene una mayor relevancia al momento de proceder a tomar medidas con miras a su reducción, por tener un beneficio a corto plazo; por ello, es necesario conocer su valor con la mayor precisión posible, ya que nos brindará la información de cuanto se tiene que invertir para reducir este porcentaje y que la empresa tenga un mayor margen de ganancia. El trabajo de tesis presenta una nueva metodología para estimar las pérdidas técnicas de energía, que aprovecha los avances de las herramientas computacionales para modelar redes eléctricas, redes que por su complejidad en su topología y abundancia de información en muchos casos no facilitaba su análisis. Sin estas herramientas resultaría imposible realizar cálculos con los detalles requeridos con el objetivo de estimar las pérdidas con alta precisión.

INDICE

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN	2
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivo	8
1.3 Fundamento Teórico	9
1.3.1 Conceptos Previos	9
1.3.2 Clasificación de Pérdidas Técnicas	10
a) Fenómeno Físico que la Origina	10
b) Por su Origen en la Red	12
1.3.3 Clasificación de Pérdidas No Técnicas	13
a) Pérdidas No Técnicas por Robo o Huerto	13
b) Pérdidas No Técnicas por Fraude	13
c) Pérdidas No Técnicas por Administración	14
d) Pérdidas No Técnicas por Fugas a Tierra	14
1.3.4 Modelo del Sistema Eléctrico de Distribución	14
a) Modelo de Conductores	14
b) Modelo de Transformadores	21
c) Modelo de Medidores	25
1.4 Metodología de Estimación de Pérdidas Técnicas	26
1.4.1 División del Sistema Por Niveles de Tensión	26

1.4.2 División de la Demanda en Diagrama de Bloques	27
1.4.3 Periodo de Estudio	39
1.4.4 Flujo de Carga	40
CAPÍTULO II	
PÉRDIDAS EN ALTA TENSIÓN	42
2.1 Hipótesis de Generación	42
2.2 Hipótesis de Demanda	42
2.3 Desarrollo de la Metodología	43
2.3.1 Modelado de la Red de Alta Tensión	43
2.3.2 Metodología de Separación en Subsistemas de Alta Tensión	44
2.3.3 Metodología de Separación por Bloques	46
2.3.4 Flujo de Carga en la Red AT	48
2.4 Pérdidas de Energía por Subsistema	48
2.5 Pérdidas de Energía en la Red AT	49
2.5.1 Pérdidas en Equipos del Sistema de AT	49
CAPÍTULO III	
PÉRDIDAS EN MEDIA TENSIÓN	51
3.1 Pérdidas en la red MT	51
3.1.1 Desarrollo de la Metodología.	51
a) Modelado de la Red de Media Tensión	51
b) Metodología de Separación por Alimentadores de MT	52
c) Metodología de Separación por Bloques	52
d) Flujo de Carga en la Red de MT	60
3.1.2 Cálculo de Pérdidas	62

3.1.3 Pérdidas de Potencia por Alimentador y Bloque Horario	62
3.1.4 Pérdidas de Energía por Alimentador.	62
3.1.5 Resultados de Pérdidas de Energía MT por SET.	64
3.2 Pérdidas en SED MT/BT	66
3.2.1 Parámetros de Transformadores Empleados.	66
3.2.2 Pérdidas de Energía.	68
3.2.3 Resultados de las Pérdidas de Energía MT/BT por SET	69
CAPÍTULO IV	
PÉRDIDAS EN BAJA TENSIÓN	71
4.1 Pérdidas en la red BT	71
4.1.1 Modelo de la red BT	71
a) Evolución del Modelo Topológico de la Red BT	72
4.1.2 Ajuste de Longitud de Red	75
4.1.3 Metodología de Cálculo	76
4.1.4 Diagramas de Carga	78
a)Factores de Carga Típicos de un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica	80
4.1.5 Determinación de los Bloques de Carga	83
4.1.6 Tensiones en BT	87
4.1.7 Integración de las Pérdidas de Potencia	88
4.2 Selección de las redes BT a Modelar	90
4.2.1 Introducción:	90
4.2.2 Selección de la Muestra.	91
4.2.3 Procedimiento de Estratificación.	91

a) Variable de Estratificación	92
b) Número de Estratos	94
c) Límite de los Estratos: Método Dalenious-Hodges	94
4.2.4 Tamaño de la Muestra por Estrato.	95
4.2.5 Estratos	96
4.2.6 Tamaño de la Muestra.	97
4.2.7 Modelado de la Red de BT.	98
4.2.8 Evaluación de Pérdidas de Energía para Cada Muestra.	99
4.2.9 Resultados de Pérdidas por Estrato	99
4.2.10 Pérdidas Mixtas	102
a)Efecto de Máximetros en las Pérdidas BT	102
b) Efecto de Desbalance de Fases	103
c) Efecto de los Armónicos	104
4.2.11 Extrapolación de los Resultados	105
4.3 Pérdidas en Acometidas y Medidores	108
4.3.1 Determinación de Pérdidas en Acometidas.	108
4.3.2 Determinación de Pérdidas en Medidores.	110
4.3.3 Pérdidas de Energía en Acometidas y Medidores.	110
a) Pérdidas de Energía en Acometidas	111
b) Pérdidas de Energía en Medidores	112
CAPÍTULO V	
CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN UNA EMPRESA DE	
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	113

CAPÍTULO VI**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA. 117**

6.1 Pérdidas No Técnicas 119

6.2 Pérdidas Técnicas 122

6.3 Pérdidas de Energía y Tarifas Eléctricas 128

CAPÍTULO VII**PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL CONTEXTO INTERNACIONAL. 132**

7.1 Introducción. 132

7.2 Situación Actual de Pérdidas de Energía en el Sistema
Eléctrico Peruano 133

7.2.1 Producción y Demanda de Energía Eléctrica 133

7.2.2 Composición del Consumo 134

7.2.3 Evolución de los Índices de Pérdidas 135

7.3 Situación Actual del índice de Pérdidas de Energía en los Principales
países Sudamericanos. 137

7.3.1 Análisis del Índice de Pérdidas 141

7.4 Tendencias en la Mejora del Índice de Pérdidas de Energía en
Empresas de Distribución de Energía Eléctrica. 145**CONCLUSIONES 148****ANEXOS 151****BIBLIOGRAFÍA 191**

PRÓLOGO

La importancia del cálculo de las pérdidas técnicas radica en que a partir de este valor se puede conocer las pérdidas no técnicas. Las pérdidas no técnicas es el resultado de la diferencia de las pérdidas totales y las pérdidas técnicas, y que viene a ser la energía no facturada (conexiones clandestinas, robo, mala administración, fugas a tierra, etc.); por otro lado, las pérdidas técnicas son inherentes a la red, dependen de las características eléctricas del conductor y equipos (transformadores, SVC, medidores, etc.) por donde se transporta la electricidad.

Para estimar las pérdidas técnicas de energía las empresas de distribución realizan estudios y así obtener este indicador utilizando diversas metodologías basados en el empleo de modelos simplificados y factores de corrección que tienen la finalidad de aproximar estos modelos a la realidad. En el presente trabajo de tesis se presenta una nueva metodología que aprovecha el desarrollo de programas de PC para realizar flujo de carga, modelar redes eléctricas sin simplificaciones; así como la implementación de algoritmos para procesar la información de consumo de energía de todo el sistema de distribución. Se espera que el presente trabajo sirva de guía o sea el inicio para realizar futuros estudios con la finalidad de mejorar la precisión en la estimación de las pérdidas técnicas de energía.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Con el objetivo de brindar el servicio de energía eléctrica, las empresas de distribución cuentan con un medio físico para transportar el fluido eléctrico. A través del recorrido que realiza la electricidad, este sufre efectos de dispersión de energía en conductores y equipos que conforman el sistema de distribución, esta disipación de energía se manifiesta en forma de calor, motivo por el cual la energía que ingresa al sistema resulta mayor que la energía en los puntos de entrega a los clientes finales, puntos en los cuales se mide y se factura por la energía que consumen. La diferencia de energía que entra al sistema y la que se factura a los clientes finales se conoce como pérdidas totales, el cual tiene dos componentes: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

“La energía no se crea ni se destruye solo se transforma”

Partiendo del principio de conservación de la energía, en el esquema presentado en el gráfico Nro 1.1, podemos llegar a tener el balance de energía, en el cual la energía que ingresa E_i es igual a suma de la energía que se pierde en la trayectoria para llegar al usuario final, y la energía que consumen los clientes, y se expresa por la siguiente ecuación:

$$E_i = E_{P_{tec}} + E_f \quad (1.1)$$

donde:

E_i : Energía de ingreso al sistema de distribución.

$E_{P_{tec}}$: Energía que se pierde en la trayectoria.

E_f : Energía facturada a clientes finales.

De la ecuación podemos llegar a determinar las pérdidas de energía que se produce en todo el recorrido que sigue la corriente eléctrica.

$$E_{P_{tec}} = E_i - E_f \quad (1.2)$$

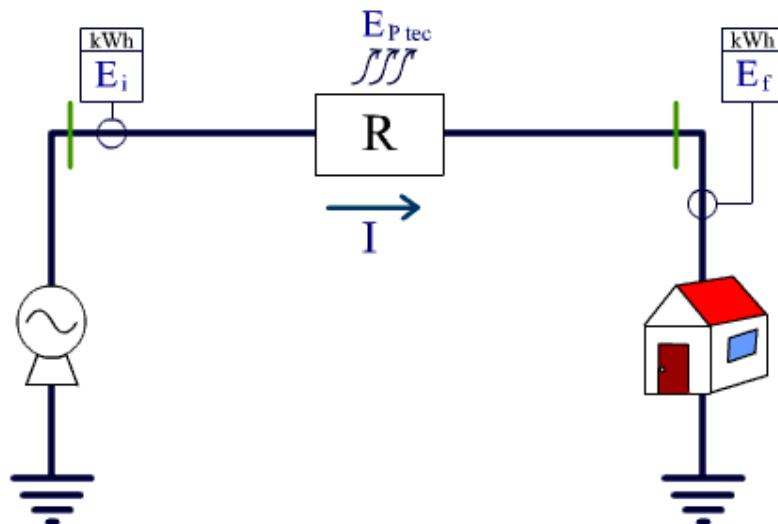


Gráfico Nro.1.1: Balance de Energía

La diferencia de la energía que ingresa y la energía que se factura es igual a las pérdidas técnicas que se producen en el recorrido que realiza la energía eléctrica, esta hipótesis será verdadera, siempre y cuando se logre facturar toda la energía destinada al usuario final y se cuente con todos los medios posibles para eliminar las pérdidas que son ajenas a las que se

producen en la red eléctrica, tales como la falta de calibración de medidores, error en toma de lecturas, conexiones clandestinas, etc., a todo este conjunto de posibles causas que llevan a no poder balancear correctamente la energía de nuestro sistema, se conoce con el nombre de pérdidas no técnicas o pérdidas comerciales.

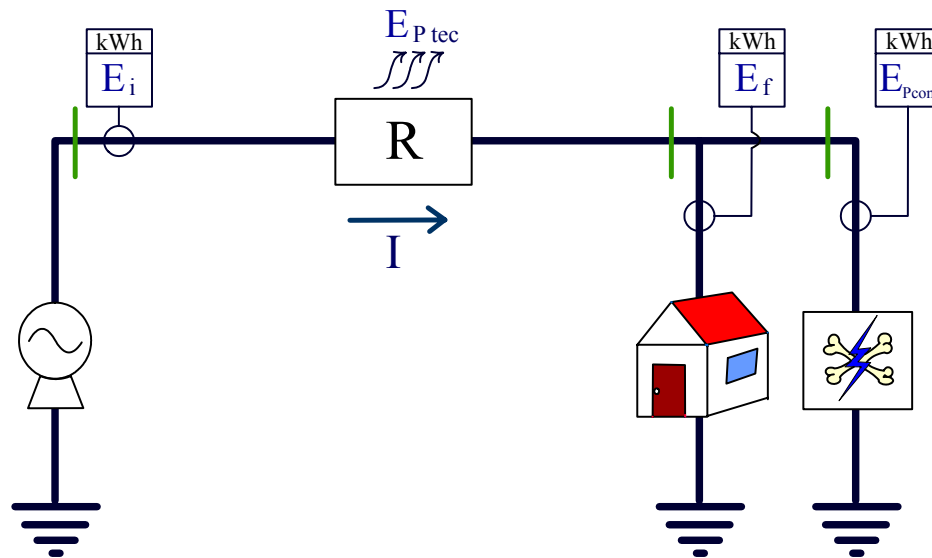


Gráfico Nro.1.2: Balance de Energía

Como se puede apreciar en el esquema que se muestra en el gráfico Nro 1.2; en general, en el lado de los usuarios finales existe una componente de la energía que no es facturada, que la empresa distribuidora no la registra, que viene a ser las pérdidas comerciales (E_{Pcom}), realizando el balance de energía, tenemos:

$$E_i = E_{Ptec} + E_f + E_{Pcom} \quad (1.3)$$

De estas ecuaciones podemos obtener las pérdidas totales ($E_{Ptotales}$), que viene a ser la diferencia de la energía ingresada (E_i) y la energía

facturada (E_f). Las pérdidas totales tiene dos componentes, las pérdidas técnicas E_{Ptec} y las pérdidas comerciales (E_{Pcom}).

$$E_{Ptotales} = E_{Ptec} + E_{Pcom} = E_i - E_f \quad (1.4)$$

Ahora, si bien el valor de las pérdidas técnicas tiene un valor relativamente constante en el tiempo; por lo cual, depende principalmente de la variación de la topología de red eléctrica e incrementos de demanda, no siendo muy conveniente desde el punto de vista económico priorizar su reducción, caso contrario pasa con las pérdidas comerciales que tiene una importancia prioritaria, ya que esta energía en si no es una energía que se esta perdiendo en forma física, en gran parte está llegando a un usuario final (hurto, fraude, etc.), pero que la empresa deja de percibir parte o el total de la retribución por este concepto.

Para poder realizar una gestión técnico-administrativa que nos permita reducir las pérdidas técnicas o pérdidas comerciales, la importancia radica en determinar sus valores con la mayor exactitud posible, y actualmente mediante estudios, se estima el valor de las pérdidas técnicas para luego por diferencia con las pérdidas totales obtener el valor de las pérdidas comerciales.

Tanto las pérdidas técnicas, las pérdidas comerciales y las pérdidas totales tienen un error que se propaga en función a las variables que intervienen en su cálculo; por lo tanto, al referirnos al valor de las pérdidas, estamos hablando del valor más probable que puede ocurrir, de una función de distribución de probabilidad de pérdidas, donde la dispersión de este

valor tiende a aumentar cuando se tenga un mayor grado de incertidumbre de las variables que intervienen en su cálculo.

Ahora, si hablamos del valor de las pérdidas comerciales, que es la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas, estamos refiriéndonos a una función de distribución de probabilidad, como podemos apreciar en el siguiente gráfico.

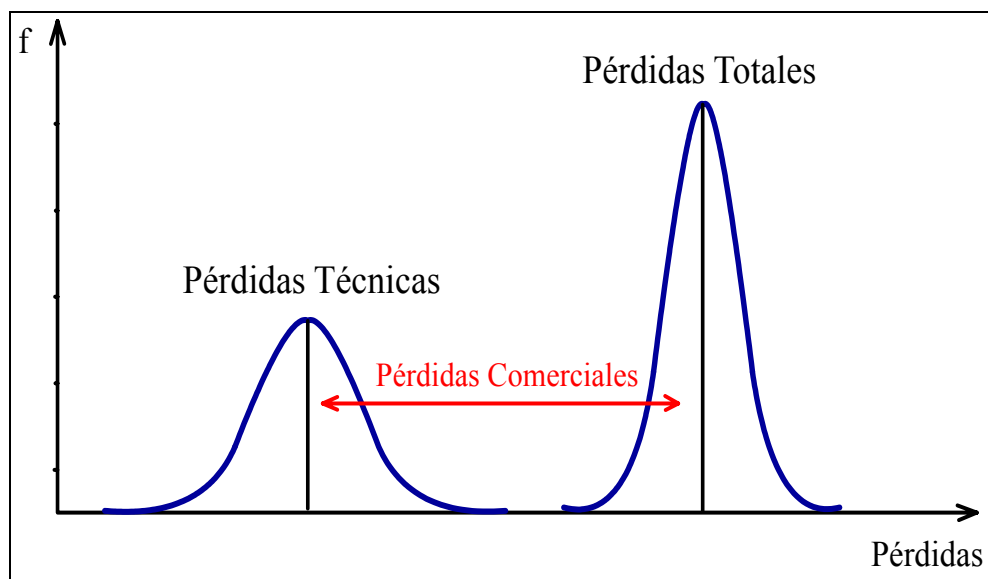


Gráfico Nro. 1.3: Distribución de Probabilidad de Pérdidas de Energía

El gráfico Nro.1.3, podemos interpretarlo de la siguiente manera, cuando el valor más probable de pérdidas totales es superior al valor de las pérdidas técnicas, la probabilidad de existencia de pérdidas comerciales es grande, la ocurrencia de esta condición llevaría tomar acciones inmediatas para reducir las pérdidas comerciales; ahora, cuando las pérdidas totales son próximas al nivel de las pérdidas técnicas, se puede llegar a presentar una zona de incertidumbre ,tal como se muestra en el gráfico Nro 1.4.

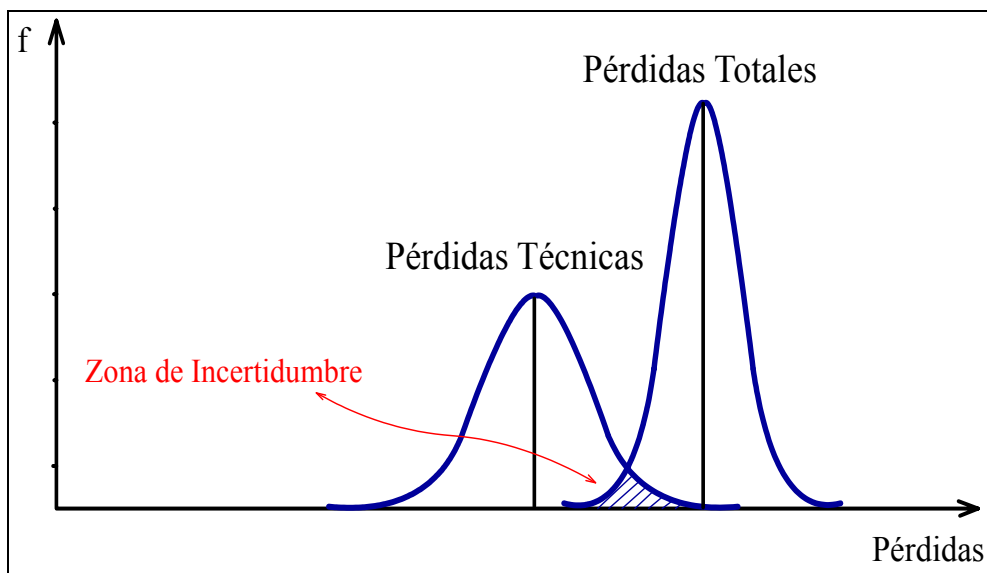


Gráfico Nro.1.4: Distribución de Probabilidad de Pérdidas de Energía

La falta de precisión en el cálculo de las pérdidas técnicas así como en el cálculo de las pérdidas totales, lleva a tener esta zona de incertidumbre, donde se presenta la posibilidad de que parte de las pérdidas comerciales pasen a ser pérdidas técnicas o en sentido contrario que parte de las pérdidas técnicas pasen a ser pérdidas comerciales.

Esta falta de precisión en el cálculo de las pérdidas podría llevar a tomar decisiones equivocadas, como tratar de ubicar zonas de hurto de energía inexistente o no considerar zonas de hurto cuando realmente existe, así como perder la oportunidad de realizar diseños de redes óptimas.

Sobre la base del planteamiento anterior, toma una alta importancia, para poder realizar una gestión adecuada con miras a la reducción de pérdidas comerciales de energía, el introducir mayor precisión o evitar estimaciones gruesas en el cálculo de las pérdidas técnicas, para minimizar

el margen de error en su estimación, y así evitar la zona de incertidumbre, como se muestra en grafico. Nro. 1.5.

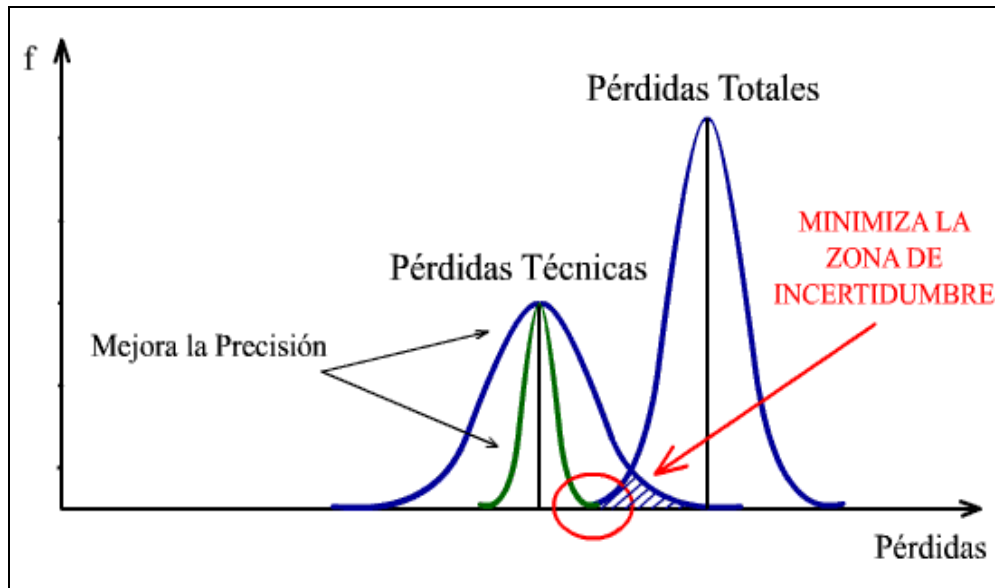


Gráfico Nro.1.5: Distribución de Probabilidad de Pérdidas de Energía

En función a los planteamientos y criterios expuestos se desarrollara la metodología que nos permitirá la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica.

1.2 Objetivo

La finalidad de la presente tesis es presentar nuevas metodologías, para mejorar la precisión en la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución, en base al flujo de carga en los tres niveles de tensión que presenta una distribuidora de energía eléctrica(Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión).

1.3 Fundamento Teórico.

1.3.1 Conceptos Previos

- **Pérdidas de Potencia.** Son aquellas pérdidas que se producen en todos los elementos de la red de distribución de energía eléctrica en forma simultánea.
- **Pérdidas de Energía.** Son aquellas que se obtienen del resultado de integrar las pérdidas de potencia en un periodo determinado.
- **Pérdidas Totales de Energía.** Se estima globalmente a partir de los balances de energía efectuados en el sistema de distribución de energía eléctrica. La exactitud del balance de energía y por consiguiente del valor global de las pérdidas de energía, esta determinada por la precisión de las medidas, simultaneidad y la periodicidad de las lecturas.
- **Pérdidas Técnicas de Energía.** Las pérdidas técnicas son aquellas pérdidas inherentes a la red ya que dependen de las características mecánicas y eléctricas de los conductores por donde se transporta la electricidad así como aquellas que se presenta en los equipos de transformación y medición, pérdidas que vienen a constituir la energía que se disipa al medio ambiente y no puede ser aprovechada de ninguna manera.
- **Pérdidas no Técnicas de Energía.** Conocidas también como pérdidas comerciales, este valor resulta de la diferencia de las pérdidas totales de sistema de distribución y las pérdidas técnicas estimadas, este tipo de pérdidas esta asociado a causas ajenas a la red eléctrica.

1.3.2 Clasificación de Pérdidas Técnicas

a) **Fenómeno Físico que la Origina.** Según el fenómeno físico que la origina las pérdidas técnicas de energía, se pueden agrupar en las siguientes:

- **Pérdidas por Efecto Joule.** Son las pérdidas que se presentan en los conductores, debido al paso de la corriente eléctrica, siendo su magnitud proporcional al cuadrado de la misma y variando este valor según la longitud y sección de conductor, estas pérdidas se manifiestan en forma de calor, que por convección son liberadas al exterior.

El calentamiento en los conductores fue uno de los primeros fenómenos eléctricos conocidos; J.P. JOULE (1819-1885), estudió la medida de la temperatura en motores eléctricos, lo que permitió hacia 1840 encontrar la ley que rige la producción de calor debido al paso de una corriente eléctrica a través de un conductor, la ley de Joule como también se conoce, establece que la cantidad de calor (energía), es directamente proporcional a la resistencia (R) del conductor y al cuadrado de la intensidad de corriente (I) que lo atraviesa.

$$P_{er} = R \cdot I^2 \quad (1.5)$$

Este fenómeno puede ser explicado a partir del mecanismo de conducción de los electrones por un medio, la energía disipada en los choques internos aumenta la agitación térmica del material, lo que da lugar a un incremento de temperatura y a la consiguiente producción de calor.

- **Pérdidas por Corrientes Parásitas (Corrientes de Foucault).** La variación del flujo magnético en el interior de las chapas que forman el núcleo del transformador produce una fuerza electromotriz que provoca una corriente en el interior de las chapas; Esta circulación de corriente provoca pérdidas, que a la vez se traduce en calor dentro del transformador. Estas pérdidas tienen una variación pequeña frente a variaciones de tensión y corriente, dependen de la tensión nominal y del material del cual está constituido el núcleo del transformador.
- **Pérdidas por Histéresis Magnética.** Los materiales ferromagnéticos presentan una estructura molecular que se puede considerar como pequeños imanes, cuando el material es sometido a un campo magnético variable, estos imanes tienden a alinearse con el campo magnético, este proceso de alineamiento provoca pérdidas que se traducen en calor.
- **Pérdidas por Efecto Corona.** Se conoce por efecto corona a los fenómenos producidos por la ionización del aire que rodea a un conductor cargado, esto se produce por el resultado de la acumulación de cargas en las regiones puntiagudas del conductor y la creación de campos eléctricos muy intensos que tienen la capacidad de producir la ruptura dieléctrica del aire en las inmediaciones. El conductor, cuando está sometido a un fuerte efecto corona, presenta una luminosidad y una crepitación constante, fenómenos que se traducen en pérdidas, que es función del nivel de tensión, del

diámetro de los conductores, de la distancia entre ellos y de las condiciones climáticas.

b) Por su origen en la Red. Según el equipo y proceso del sistema donde se origina, corresponde las siguientes:

- **Pérdidas en Líneas de Transmisión.** Las pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión están asociadas con el campo eléctrico que viaja por la superficie del conductor y dependen principalmente de los voltajes en los extremos y de los parámetros eléctricos de la línea de transmisión. En cuanto a los parámetros eléctricos, las líneas de transmisión se modelan suficientemente detalladas con tres parámetros que son: resistencia, reactancia y susceptancia. Similarmente, en cuanto a las pérdidas, estas no son otra cosa que la magnitud de la corriente elevada al cuadrado, multiplicado por la resistencia total de la línea.
- **Pérdidas en Transformadores.** Son las pérdidas que se presentan en los equipos de transformación de tensión, se logran distinguir dos componentes:

Pérdidas en el cobre: Estas pérdidas son causadas por efecto Joule debido al paso de la corriente por los arrollamientos del transformador, estas pérdidas dependen directamente del nivel de carga del transformador.

Pérdidas en el fierro: Estas pérdidas son debidas a corrientes parásitas (corrientes de Foucault) y a la Histéresis Magnética.
- **Pérdidas en Medidores.** Son las pérdidas que se presentas en los

medidores electromecánicos de los usuarios finales que no son contabilizados por estos, estas pérdidas se presentan en forma de calor.

Adicional a esto se encuentran factores que incrementan el valor de las pérdidas como son: armónicos, desbalance entre fases de los conductores, puntos de empalme de conexión, entre otros. Factores que afectaran el resultado final de las pérdidas de energía según el nivel de tensión.

1.3.3 Clasificación de Pérdidas No Técnicas

Desde un punto de vista esto no constituye una pérdida real para la economía, dado que la energía que no se factura es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra en el ámbito general. Para la empresa distribuidora de energía eléctrica, representa una pérdida económica y financiera ya que solo recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que esta suministrando.

Estas pérdidas pueden tener varias fuentes de origen, y podemos agruparlas de la siguiente manera:

a) Pérdidas No técnicas por Robo o Hurto.

Corresponde a la energía que es ilegalmente utilizada, pudiendo ser por conexiones clandestinas y / o instalaciones provisionales no registradas.

b) Pérdidas No técnicas por Fraude

Corresponde a aquellos casos en los cuales pese a tener una conexión formal, los usuarios manipulan los medidores con el fin de lograr que los consumos registrados sean menores a los reales.

c) Pérdidas No Técnicas por Administración

Estas pérdidas corresponden a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa, pudiendo ser:

- Errores por defecto en la medición de los consumos.
- Errores en proceso de la toma de lectura de la medición.
- Inadecuada información que produce errores y demoras en la facturación.

d) Pérdidas No Técnicas por Fugas a Tierra

Son las pérdidas producidas por las fugas de corriente a tierra, debido al deterioro del aislamiento de cables subterráneos.

1.3.4 Modelo del Sistema Eléctrico de Distribución

a) Modelo de Conductores

El modelo tradicional “pi” empleado por distintos programas de flujo de carga, tal como se muestra en el gráfico Nro1.6.

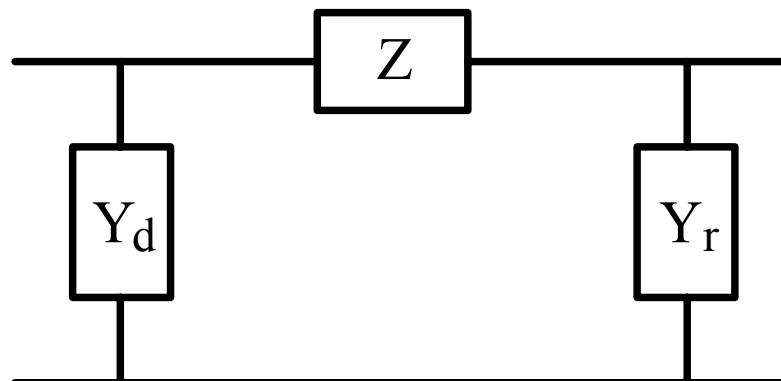


Gráfico Nro 1.6: Modelo “PI” Equivalente

Donde:

$Z = R + jX$: Impedancia (serie) (ohm)

$R = r \times Long$: Resistencia (serie) (ohm)

$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot l \cdot Long$: Reactancia (serie)(ohm)

r : Resistencia del conductor (ohm/km/fase)

l : Inductancia del conductor (henrios/km/fase)

$Long$: Longitud de conductor

f : Frecuencia del sistema

$Yd=Gd+j Bd$: Admitancia (derivación) (S)

$Yr=Gr+j Br$: Admitancia (derivación) (S)

$Gd=Gr=(g/2) \times Long$: Conductancia (derivación) (S)

$Bd=Br=2 \cdot \pi \cdot f \cdot c \cdot Long$: Susceptancia (derivación)(S)

g : Conductancia del conductor (S/km/fase)

c : Capacidad del Conductor (F/km/fase)

Los elementos del modelo donde se presentan pérdidas de energía son las resistencias serie (R) y las conductancias shunt (Gd y Gr).

El valor de la resistencia depende de las características físicas del conductor y su geometría.

El valor de la conductancia del aislamiento depende de las características del medio ambiente (presión atmosférica, humedad, altura sobre el nivel del mar, etc). Las pérdidas asociadas por esta causa son muy pequeñas comparadas con las pérdidas en la resistencia (R).

Cálculo de la resistencia.-El calculo de la resistencia se efectúa con la siguiente formula:

$$r = \frac{\rho \cdot 1000}{S} \zeta / km / fase \quad (1.6)$$

donde:

ρ : Resistividad del conductor en $\Omega \cdot \text{cm}^2 / \text{cm}$

S: Sección transversal del conductor en mm^2

El valor real de la resistencia, se obtiene luego de llevarla mediante una referencia a la temperatura de operación con la siguiente relación:

$$R_t = R_0(1 + \alpha \cdot T) \quad (1.7)$$

donde

R_0 : Resistencia de referencia

T: Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)

α : Coeficiente de temperatura

0.0039 para el cobre

0.0040 para el aluminio

Generalmente los valores de resistencia son proporcionados por los fabricantes o se encuentren en tablas hechas para tal fin, normalmente referidas a 20°C .

Cálculo de la inductancia (l).-La inductancia de un conductor perteneciente a una línea trifásica tienen por valor:

$$l = (4.605 \cdot \log(DMG / r_{ep}) + 0.5) \times 10^{-4} \text{ henrios / km / fase} \quad (1.8)$$

donde

DMG: Distancia media geométrica entre fases.

r_{eq} : Radio equivalente.

Cálculo de la Capacidad (c).-La capacidad de un conductor perteneciente a una línea trifásica tiene por valor:

$$c = \frac{24.2}{\text{Long}(DMG/r_{eq})} \times 10^{-9} F / km / fase \quad (1.9)$$

donde

DMG: Distancia media geométrica entre fases.

r_{eq} : Radio equivalente.

Cálculo de la Conductancia (g).-La conductancia de un conductor perteneciente a una línea trifásica, se define como la inversa de la resistencia de aislamiento.

$$g = g_a + g_c : S / km / fase \quad (1.10)$$

Donde

g_a : Conductancia del aislamiento.

g_c : Conductancia debido al efecto corona

Conductancia de aislamiento (g_a).

De modo similar al aislamiento de los cables subterráneos que no son perfectos y que origina una fuga de corriente por unidad de longitud. En las líneas aéreas, las corrientes de pérdidas están principalmente localizadas en los aisladores y da lugar a las pérdidas por conductancia del aislamiento, que serían nulas si el aislamiento fuese total.

Estas corrientes están en fase con las tensiones que las motivan, originando pérdidas de potencia activa.

En las líneas aéreas, la conductancia de aislamiento constituye un parámetro difícil de estimar, por su propia naturaleza, que depende en gran medida, de la contaminación del medio ambiente en los aisladores, el grado de humedad y la presión atmosférica; así como, el tipo de aislador que se

tenga instalado, el número de aisladores por cadena y número de apoyos por kilómetro. En una línea bien aislada y con tiempo seco, es prácticamente nula. Es usual despreciar las corrientes de pérdidas por conductancia del aislamiento por su escasa importancia a los efectos de caídas de tensión; sin embargo, este valor puede ser constante por tener una presencia muy pequeña en el total de las pérdidas que se producen y para mantener la rigurosidad en el cálculo.

Conductancia debido al efecto corona (g_c).-Para estimar las pérdidas por efecto corona, el cálculo está sobre la base de estudios teóricos como prácticos que involucran todas las variables que tienen que ver con este efecto, como son: la geometría de los conductores, la tensión de servicio, condiciones meteorológicas, etc.

Si los conductores de una línea eléctrica alcanzan un potencial lo suficientemente alto para sobrepasar la rigidez dieléctrica del aire, se producen pérdidas de energía debido a la corriente que se forma a través del medio; es decir, que todo sucede como si el aire actuara como un conductor, dando lugar a una corriente de fuga.

En los conductores aéreos, el efecto es visible en condiciones de oscuridad, apreciándose un halo luminoso de un color azul.

La tensión para la cual comienzan las pérdidas a través del aire, se llama tensión crítica disruptiva, para estas condiciones el fenómeno no es aún visible. El fenómeno se hace luminoso cuando alcanza la tensión crítica visual.

El valor de la tensión crítica disruptiva depende de diversos factores como el diámetro del conductor, la separación de los conductores, el estado higrométrico del aire, la humedad relativa. La formula general o formula de Peek, para calcular esta tensión, se fundamenta en que el aire a una presión de una atmósfera y una temperatura de 25 °C tiene una tensión VC=28.8 kV/km

$$VC = 36.55 \cdot m_c \cdot m_t \cdot f_c \cdot r \cdot \ln\left(\frac{d}{r}\right) \dots kV \quad (1.11)$$

donde:

VC : Tensión crítica disruptiva línea-línea (kV).

r : Radio del Conductor (cm).

d : Separación entre conductores (cm).

m_c : Factor de corrección debido a la rugosidad del conductor.

1.00 para hilos lisos y pulidos.

0.95 para hilos oxidados o ligeramente rugosos.

0.85 para cables.

m_t : Factor de corrección debido al estado higrométrico del aire.

1.00 para tiempo seco.

0.8 para tiempo húmedo.

f_c : Factor de corrección debido a la densidad del aire.

$$f_c = \frac{3.921 \cdot h}{273 + t_m} \quad (1.12)$$

siendo:

h : Presión barométrica en cm de Hg.

t_m : Temperatura media en °C.

La presión barométrica en función de la altitud de paso de la línea, viene definida por la siguiente igualdad:

$$\ln(h) = \ln(76) - 2.302 \cdot \frac{\text{Altitud}(m)}{18.336} \quad (1.13)$$

Las pérdidas en una línea se originan si la tensión de servicio es superior a la tensión crítica y pueden calcularse mediante la fórmula de Peek:

$$P_c = \frac{241}{f_c} (f + 25) \cdot \sqrt{r/d} \cdot \left(\frac{V_{op}}{\sqrt{3}} - \frac{V_c}{\sqrt{3}} \right)^2 \times 10^{-5} \dots kW / km / fase \quad (1.14)$$

P_c : Pérdidas de potencia por efecto corona (kW/km/fase).

f_c : Factor de corrección debido a la densidad del aire.

f : Frecuencia de la red (Hz).

d : Separación entre conductores (cm).

V_{op} : Tensión de operación línea-línea (kV).

V_c : Tensión crítica disruptiva línea-línea (kV).

Esta fórmula es aplicable para una tensión de servicio superior a la tensión crítica ($V_{\max} - V_c > 0$), en caso contrario no habría pérdidas y la fórmula nos daría valores incoherentes.

A partir del resultado anterior obtenemos el valor de la conductancia debido al efecto corona, como se muestra a continuación.

$$g_c = \frac{3P_c}{V_{op}^2} \times 10^{-3} \dots S / km / fase \quad (1.15)$$

donde:

P_c : Pérdidas de potencia por efecto corona (kW/km/fase).

V_{op} : Tensión de operación línea-línea (kV).

b) Modelo de Transformadores

Para cálculo de pérdidas en transformadores se puede trabajar con dos modelos distintos, el primero basado en información de los protocolos de pruebas (corto circuito y de circuito en vacío) y el segundo modelo diseñado con fines de realizar flujo de carga.

- **Modelo de Transformadores Usando Protocolos de Pruebas**

El cálculo de pérdidas usando protocolos de prueba sugiere el retomar los conceptos básicos y la filosofía de pruebas de los transformadores para poder determinar sus características eléctricas; así, las pérdidas activas de los transformadores tienen dos componentes, la primera está relacionada con las pérdidas debidas a la corriente de magnetización del núcleo y se conocen como pérdidas de vacío o pérdidas en el hierro (P_{fe}), las cuales se obtienen inyectando tensión nominal por el devanado secundario, midiendo la corriente que circula, mientras que el devanado primario se encuentra abierto. Estas pérdidas dependen principalmente del voltaje y la frecuencia, pero para consideraciones típicas se pueden asumir como constantes.

La segunda componente de las pérdidas de potencia activa de los transformadores está relacionada con la resistencia de los devanados al

paso de la corriente de carga, estas son pérdidas variables y lo hacen en forma proporcional al cuadrado de la corriente. El valor de las pérdidas en el cobre (P_{cu}) se obtiene cuando circula corriente nominal por los devanados, de ahí que la prueba de corto circuito busca inyectar tensión variable por el primario hasta que circule corriente nominal por el devanado secundario (que está en cortocircuito).

De esta forma, las pérdidas de potencia activa para cualquier transformador del que se disponga de protocolos y se conozca su carga en el período estudio, se puede deducir de la siguiente ecuación:

$$P_{Trafo} = P_{fe} + P_{cu} \cdot \left(\frac{I_{carga}}{I_n} \right)^2 \quad (1.16)$$

donde:

P_{Trafo} : Pérdidas en el Transformador.

I_{carga} : Corriente que circula en el transformador.

I_n : Corriente nominal del transformador.

- **Modelo de Flujo de Carga**

A través de este método se maneja de manera integral todos los transformadores de la red en la cual se desea evaluar las pérdidas, cada transformador se modela a través de su impedancia, sus pérdidas de cortocircuito y su posición del TAB, que en conjunto permiten construir el modelo en “ π ” del transformador. Algunos programas de Flujo de carga para redes eléctricas cuentan también con la posibilidad de incluir las pérdidas del hierro en los modelos de flujo de carga.

A partir de las pruebas de cortocircuito, el modelo en pi del transformador en por unidad con respecto a una potencia base y tensiones base del sistema, se llega a la siguiente representación que muestra en el Grafico Nro.1.7.

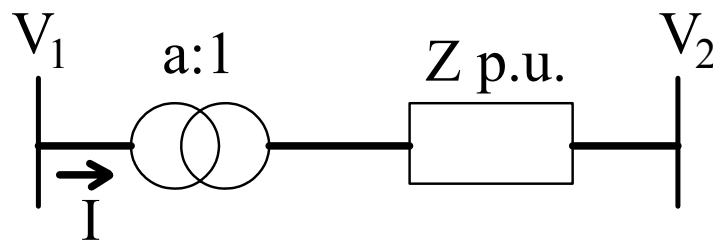


Gráfico Nro.1.7: Modelo Equivalente de Transformador

donde:

V_1 : Tensión del lado primario del transformador

V_2 : Tensión del lado secundario del transformador

a : Relación de transformación que dependerá de la posición del tab.

Z p.u.: Impedancia equivalente en valores por unidad (p.u)

Con base en esta información, quedan totalmente determinados los parámetros del transformador para ser modelados en cualquier programa de flujo de carga. Una vez que se conocen los voltajes entre los extremos de los transformadores, las pérdidas del transformador se calculan de manera similar a como se hace para una línea de transmisión; así, a partir de los parámetros del transformador se elabora un modelo conocido como *pi-equivalente* el cual se muestra en el gráfico Nro.1.8.

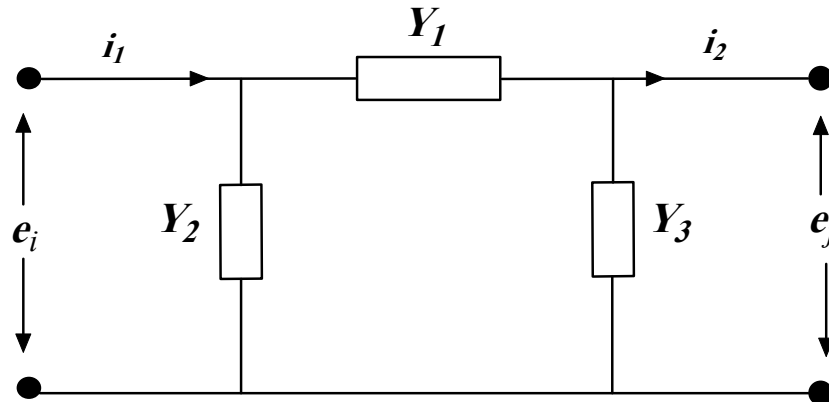


Gráfico Nro 1.8: Modelo Equivalente de Conductor

Este modelo queda en términos de la admitancia serie equivalente del transformador ($y=1/z$) y del valor de la derivación (t):

$$Y_1 = \frac{y}{t} \quad (1.17)$$

$$Y_2 = y \left(\frac{1-t}{t^2} \right) \quad (1.18)$$

$$Y_3 = y \left(\frac{t-1}{t} \right) \quad (1.19)$$

Las pérdidas de energía viene a ser la parte real de la siguiente ecuación:

$$P_{\text{Trafo}} = \text{Re}[S_{ij} + S_{ji}] \quad (1.20)$$

donde:

$$S_{ji} = e_j \times i_2^* \quad (1.21)$$

$$i_1 = e_i \times Y_2 + (e_i - e_j) \times Y \quad (1.22)$$

$$i_2 = e_j \times Y_3 + (e_j - e_i) \times Y \quad (1.23)$$

S_{ij} : Potencia aparente de i hacia j

S_{ji} : Potencia aparente de j hacia i

- e_i : Vector de voltaje en i
- e_j : Vector de voltaje en j
- i_{ij} : Corriente de i hacia j
- i_{ji} : Corriente de j hacia i

c) Modelo de Medidores

Los medidores de energía de baja tensión son dispositivos electromecánicos que relacionan la tensión y la corriente de la carga que se quiere medir su energía, mediante un sistema de disco que gira en función de energía que se esta consumiendo. El medidor está constituido principalmente de dos bobinas en las cuales se producen las pérdidas, la bobina amperimétrica y la bobina voltimétrica. Las pérdidas totales en el medidor se calculan con la siguiente relación:

$$PerMed = \left(\left(\frac{I}{In} \right)^2 \cdot Per_{BA} + Per_{BV} \right) \dots (kW) \quad (1.24)$$

Donde:

$PerMed$: Pérdidas en el Medidor de Energía (kW).

Per_{BA} : Pérdidas en la Bobina Amperimetrica (kW).

Per_{BV} : Pérdidas en la Bobina Voltimetrica (kW).

Los valores de las Per_{BA} y Per_{BV} son datos de placa de fabricante.

1.4 Metodología de Estimación de Pérdidas Técnicas

1.4.1 División del Sistema de Distribución por Niveles de Tensión

Para realizar la estimación de pérdidas técnicas de energía, es conveniente realizar el proceso mediante la separación del sistema por niveles de tensión, esto con el objetivo de tener una mejor representación de las redes en los programas de flujo de carga, y así evitar posibles error de convergencia por tener redes muy radiales; asimismo, tener una mejor administración de la información. La separación se realizó en tres sistemas.

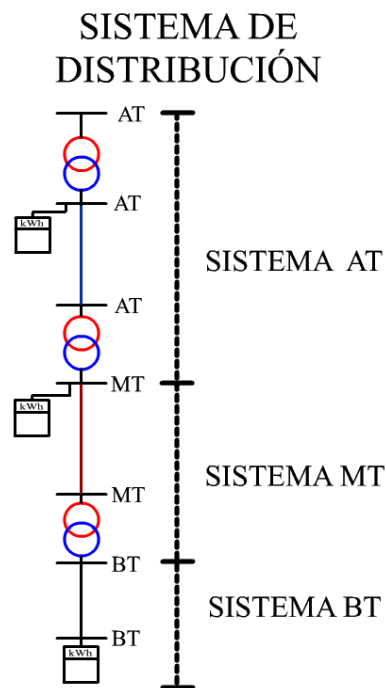


Gráfico Nro. 1.9: División Por Niveles de Tensión

- Sistema de Alta Tensión (AT)

Este sistema comprende desde los puntos de compra de la empresa de distribución, pudiendo ser en 220kV, 138kV, 60kV, u otro nivel de tensión, asimismo comprende los transformadores AT/AT y AT/MT, así

como otros equipos que pueden existir, tales como: banco de condensadores, reactores, compensador estático de potencia reactiva (SVC), etc.

- Sistema de Media Tensión (MT)

Comprende desde la salida de los transformadores de AT/MT, vale decir la salida de cada uno de los alimentadores, así como los transformadores de MT/BT, y los respectivos equipos que conforman esta parte del sistema.

- Sistema de Baja Tensión (BT)

Comprende las redes desde la salida de los transformadores (MT/BT), hasta llegar a los usuarios finales, incluyendo los medidores y acometidas que llegan a cada uno de los clientes.

1.4.2 División de la Demanda en Diagrama de Bloques

Para poder evaluar las pérdidas de energía en los distintos niveles de tensión, como punto de partida se procedió a definir un diagrama típico de consumo de las redes de AT, MT y BT, teniendo como dato inicial el diagrama de carga de la demanda, tanto en las barras donde la distribuidora compra la energía, pasando luego a la demanda de los alimentadores de Media Tensión, y por último a la demanda de las subestaciones de distribución de Baja Tensión. Para poder realizar la estimación de una manera óptima se evaluó si era conveniente realizar la presente tesis utilizando el diagrama de carga o el diagrama de duración.

El diagrama de carga, tal como se muestra en el gráfico Nro. 1.10, nos representa hora tras hora el consumo progresivo de los clientes de la

red de distribución y tiene un comportamiento casi periódico a través de los días, presentando variaciones los días sábado y domingos (reducción de la demanda) y a través de las semanas, meses y años, estos dificulta poder tener una representación única de la demanda y por lo tanto inconvenientes para trabajar directamente con el este diagrama y motivando la utilización del diagrama de duración y su posterior segmentación en bloques.

Para poder determinar las pérdidas técnicas de energía de un sistema de distribución, un punto importante, es la representación de la demanda de la red (AT, MT y BT). Se vio por conveniente tratar la demanda en bloques de consumo, estos bloques hallados a partir de un diagrama de duración.

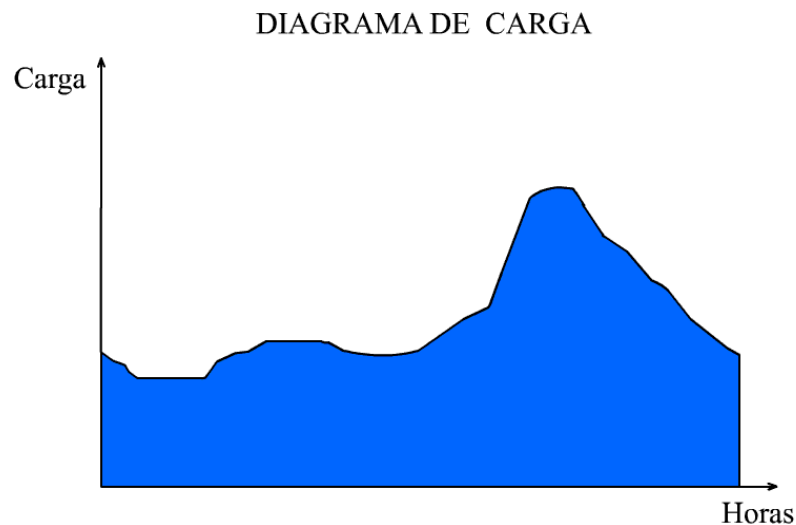


Gráfico Nro. 1.10: Diagrama de Carga de Distribuidora

El diagrama de duración, tal como se muestra en el gráfico Nro. 1.11 se obtiene del diagrama de carga, realizando una transformación simple que consiste en ordenar los valores en forma decreciente en función del tiempo, este diagrama conocido también como la curva monótona.

DIAGRAMA DE DURACIÓN

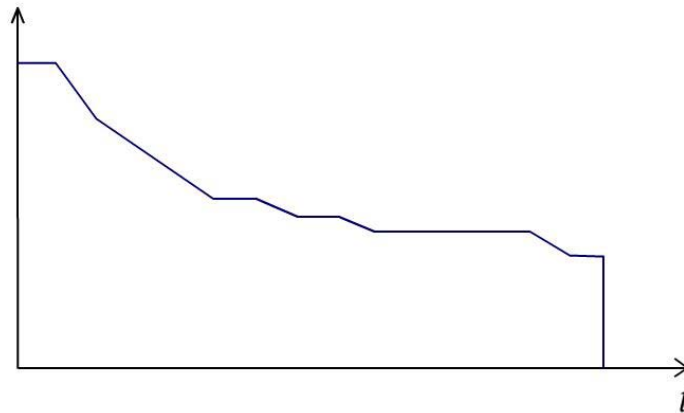


Gráfico Nro. 1.11: Transformación a Diagrama de Duración

Al analizar el diagrama de duración y dependiendo de nuestro caso de estudio, lo dividiremos en un número determinado de bloques de consumo, como se muestra en el gráfico Nro.1.12.

DIAGRAMA DE BLOQUES

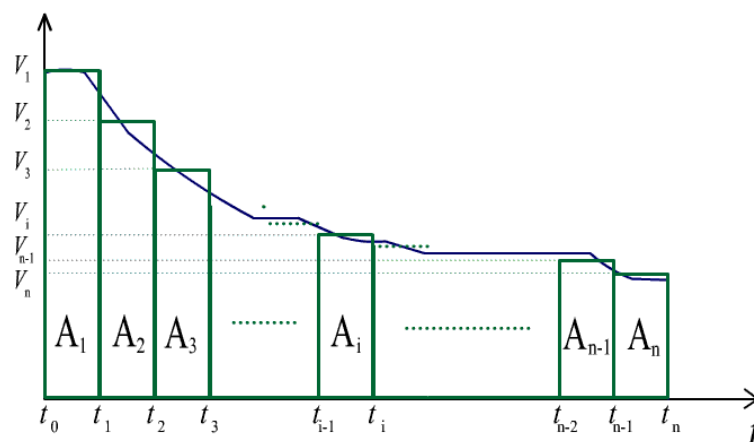


Gráfico Nro. 1.12: División a Diagrama de Bloques

Condición fundamental para realizar la transformación del diagrama de duración a diagrama de bloques, que el área total sobre la curva de duración sea igual a sumatoria de áreas bajo cada uno de los bloques a considerar.

Cumpléndose las siguientes relaciones:

$$\int_{t_0}^{t_n} F(t) \cdot dt = \sum_{i=1}^n A_i \quad (1.25)$$

Donde:

A_i : Área bajo el bloque "i".

$F(t)$: Función que define el diagrama de duración.

t_0 : Valor inicial del periodo de estudio.

t_n : Valor final del periodo de estudio.

n : Numero de bloques

El área del "i" esimo bloque lo podemos hallar de la siguiente manera:

$$A_i = V_i \cdot (t_i - t_{i-1}) \quad (1.26)$$

Donde:

V_i : Valor del eje de ordenadas del bloque "i".

t_{i-1} : Valor inicial del eje de abscisas de bloque "i".

t_i : Valor Final del eje de abscisas de bloque "i".

Ahora el área bajo la curva de duración comprendida entre t_i y t_{i-1}

es:

$$Ac_i = \int_{t_{i-1}}^{t_i} F(t) \cdot dt \quad (1.27)$$

Por la tanto de estas relaciones podemos llegar a que el valor V_i viene a ser el promedio de los valores de la curva de duración comprendido entre t_i y t_{i-1} .

$$A_i = \int_{t_{i-1}}^{t_i} F(t) \cdot dt = V_i \cdot (t_i - t_{i-1}) \quad (1.28)$$

$$V_i = \frac{\int_{t_{i-1}}^{t_i} F(t) \cdot dt}{(t_i - t_{i-1})} \quad (\text{Valor Promedio}) \quad (1.29)$$

Este resultado nos ayudara a tener un mejor manejo de la información al momento de hacer la segmentación de la demanda.

El diagrama de bloques nos permite simplificar la curva de duración en una cantidad discreta de valores, si bien los diagramas consumo tienen valores discretos de mediciones que van de 10 ó 15 minutos cada intervalo, podemos remplazar este diagrama por uno mas simplificado y representativo lo cual nos ahorrará tiempo y esfuerzo al momento de realizar el proceso para el cálculo de las pérdidas.

Al realizar esta división de la demanda en bloques y correr flujos de carga, hace que se propague un error, entre considerar una cantidad determinada de bloques (" n ") y tomar el total de puntos que tiene la curva de duración.

Una manera de ver que tan buena es la aproximación en tomar " n " bloques horarios a la curva original, es mediante el coeficiente de correlación " r ". Cuando la relación es perfecta el coeficiente vale 1 cuando el coeficiente tienen un valor próximo a cero, no existe relación entre las variables analizadas. Este coeficiente se calcula de la siguiente manera:

$$r^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n e_i^2}{\sum_{i=1}^n y_i^2} \quad (1.30)$$

donde:

$$e_i = y_i - \bar{y} \quad (1.31)$$

y_i : valores del diagrama de duración punto a punto

\bar{y} : valores del diagrama de bloques punto a punto

Se realizaron ensayos para determinar el coeficiente de correlación, variando el numero divisiones iniciando en tomar un bloque, dos bloques y así sucesivamente, hasta obtener los siguientes resultados que se muestran en la gráfico Nro.1.13.

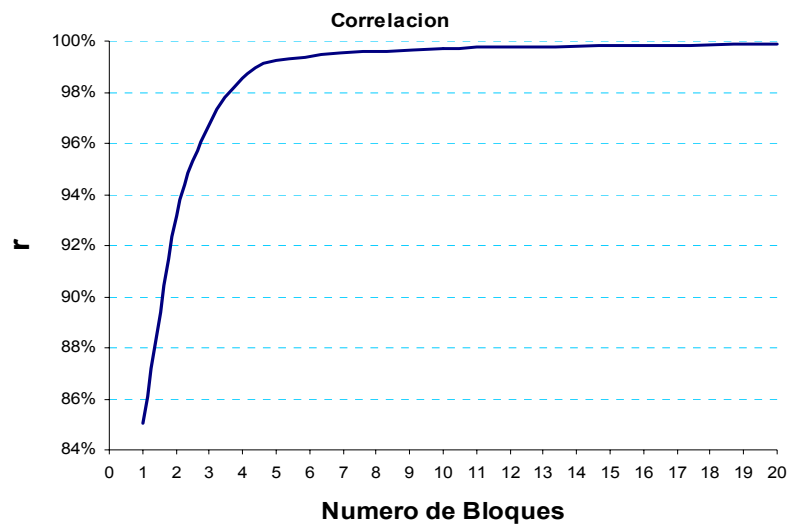


Gráfico Nro. 1.13: Correlación Vs Número de Bloques

En el gráfico presentado; se puede afirmar, que a partir de una segmentación de 6 bloques a más, existe la tendencia a minimizar el error.

La determinación del número de bloques dependerá, única y exclusivamente del esfuerzo que se tenga que realizar al momento de evaluar las pérdidas mediante flujo de carga, prefiriendo una cantidad menor de bloques al óptimo cuando se tenga que analizar circuitos complejos como es el caso de las redes de MT y BT.

- *Numero de bloques en el Sistema de Alta Tensión.* Para realizar la estimación de pérdidas en la red de Alta tensión del sistema distribución, se vio por conveniente realizarlo con 12 bloques horarios, considerando la facilidad en correr flujos de carga, debido al tamaño de las redes y la cantidad de datos a actualizar; asimismo, la decisión de considerar 12 bloques nos evitara el error cometido al tomar una cantidad menor de bloques (condición óptima)
- *Numero de bloques en el Sistema de Media Tensión y Baja Tensión.* La metodología seguida para la estimación de pérdidas técnicas en las redes de MT y BT, se inicia realizando la división por bloques. Se considero la demanda en los alimentadores y en las SED en tres bloques horarios, hallados a partir de una diagrama de duración, para luego correr flujos de carga y como resultado obtener las pérdidas de potencia en cada bloque para luego integrar estas pérdidas de potencia y hallar las pérdidas de energía en el periodo de estudio.

La división por bloques tiene los siguientes aspectos importantes: el ahorro de esfuerzos a tomar una cantidad menor bloques horarios que nos definen una demanda promedio representativa en cada uno de estos

bloques y distinguir zonas claras de consumo, en el caso de hacer tres divisiones alto, medio y bajo.

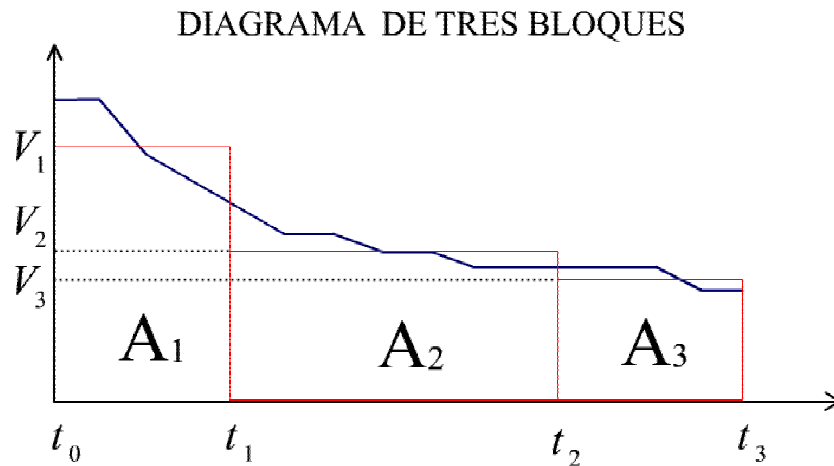


Gráfico Nro.1.14:Diagrama de Tres Bloques

Existen relaciones que se deben de cumplir en la segmentación en 3 bloques de la demanda de un alimentador o subestación de distribución de baja tensión, siendo condición exclusiva que el área del bloque de consumo “i”, debe ser igual al área bajo la curva que define al diagrama de duración, según la siguiente ecuación:

$$A_i = \int_{t_{i-1}}^{t_i} F(t) \cdot dt = V_i \cdot (t_i - t_{i-1}) \quad i = 1,2,3 \quad (1.32)$$

$$V_i = \frac{\int_{t_{i-1}}^{t_i} F(t) \cdot dt}{(t_i - t_{i-1})} \quad (\text{Valor Promedio}) \quad (1.33)$$

Donde:

A_i : Área bajo el bloque “i”.

V_i : Valor Promedio del bloque “i”.

$F(t)$: Función que define el diagrama de duración.

t_{i-1} : Valor inicial del eje de abscisas de bloque “i”.

t_i : Valor Final del eje de abscisas de bloque “i”.

Se cumple asimismo:

$$A_1 + A_2 + A_3 = A = AREA_TOTAL \quad (1.34)$$

$$A_1 + A_2 + A_3 = \int_{t_0}^{t_1} F(t) \cdot dt + \int_{t_1}^{t_2} F(t) \cdot dt + \int_{t_2}^{t_3} F(t) \cdot dt = \int_{t_0}^{t_3} F(t) \cdot dt \quad (1.35)$$

$$\int_{t_0}^{t_3} F(t) \cdot dt = A = AREA_TOTAL \quad (1.36)$$

Con esto se demuestra que el área total bajo el diagrama de duración $F(t)$ es igual al área total bajo los tres bloques, y que es la condición necesaria para poder realizar dicha transformación.

Como se venía planteando, al realizar una división de bloques menor al óptimo (6 bloques), trae como consecuencia la propagación de error, para poder corregir ello se realizó una división tres bloques donde el porcentaje de duración de cada bloque es distinto del otro y de esta manera reduciendo el error cometido; asimismo, para poder hallar un factor de corrección, se realizó ensayos simulando un sistema equivalente de resistencia unitaria y realizando la segmentación de bloques del diagrama total de consumo de los clientes de MT y el diagrama total de consumo de los clientes BT y efectuando flujo de carga con los valores promedio de la demanda, realizando este proceso para cada bloque.

A partir del diagrama de carga correspondiente al sistema de distribución, que se muestra en el gráfico Nro.1.15, y teniendo el diagrama de carga del total de clientes en Media Tensión, que se muestra en el gráfico

Nro.1.16, por diferencia podemos hallar el diagrama de carga de los clientes en Baja Tensión, el cual se muestra en el gráfico Nro.1.17.

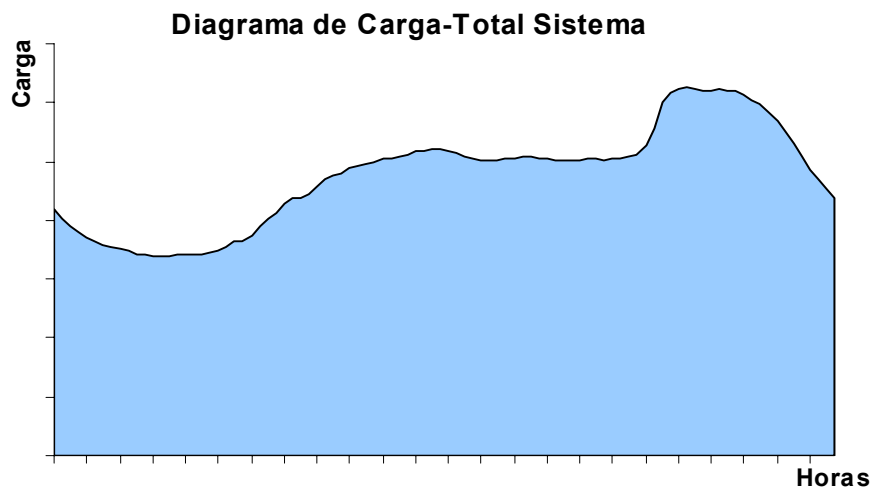


Gráfico Nro. 1.15: Diagrama de Carga del Sistema de Distribución

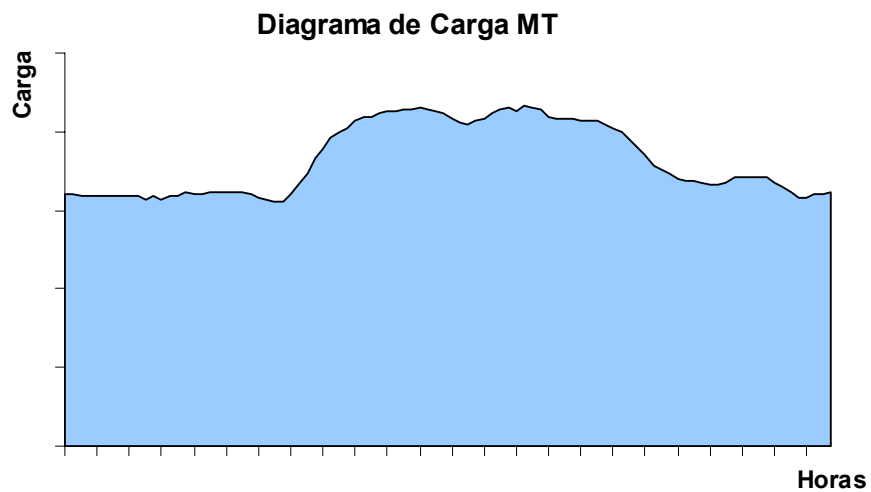


Gráfico Nro 1.16: Diagrama de Carga de Consumo en Media Tensión

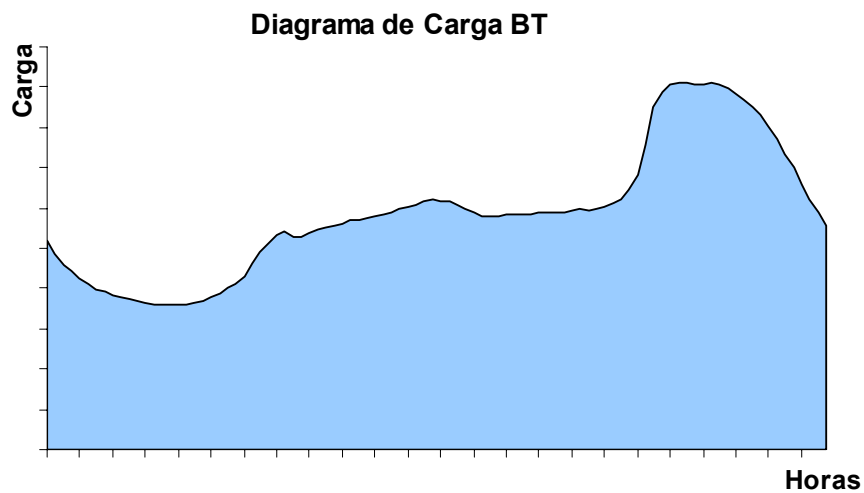


Gráfico Nro. 1.17: Diagrama de Carga de Consumo en Baja Tensión

Para proceder a calcular el factor de corrección en función a la cantidad de bloques de igual longitud, se efectuó una simulación, considerando que circula la demanda de MT y BT (cada una por separado) por la red representada por una resistencia equivalente unitaria, con esta hipótesis, las pérdidas serán directamente proporcionales al cuadrado de la demanda.

$$Pérdidas \propto (\text{demanda})^2$$

Este proceso se efectuó variando el número de bloques en cada ensayo, para luego proceder a hallar los valores de pérdidas totales, como se muestra en diagrama de flujo del gráfico Nro.1.18.

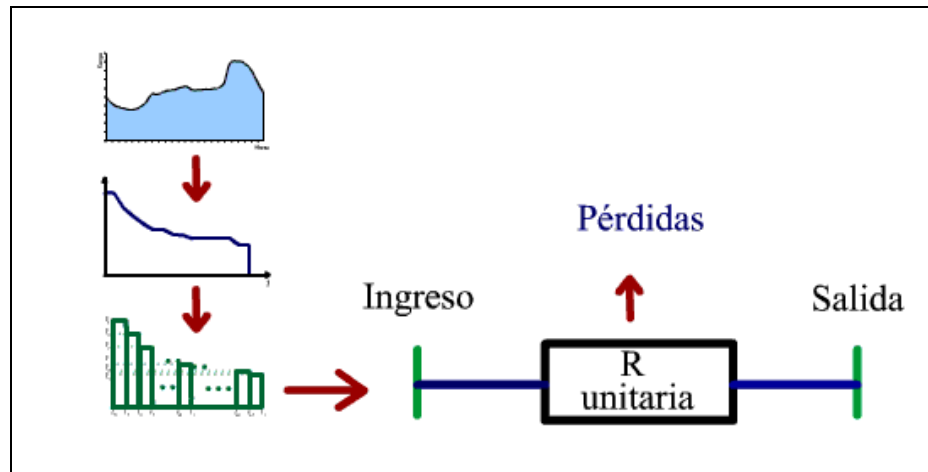


Gráfico Nro. 1.18: Diagrama de Flujo de Estimación de Factor

Los resultados del proceso efectuado se muestran en el gráfico

Nro.1.19

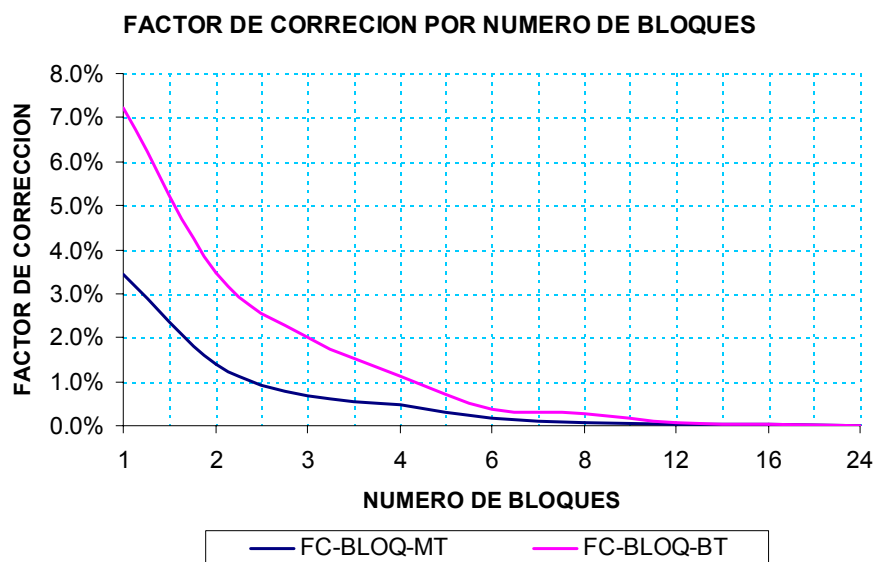


Gráfico Nro.1.19: Factores de Corrección para diferentes Bloques

El factor de corrección se aplicará al valor de las pérdidas de energía estimado, según corresponda a la cantidad de bloques escogido para su análisis.

1.4.3 Periodo de Estudio

Para la estimación de pérdidas técnicas de energía, se debe de establecer un periodo de estudio (un mes, un semestre, etc.), con la finalidad de tener un escenario representativo para realizar posteriormente una expansión a todo el año; en él cual, se quiere estimar las pérdidas, este criterio de selección sobre la base del crecimiento de la demanda total del sistema de distribución, la variación de la topología de la red y el sistema de facturación y periodo de cobro a los clientes finales (mensualmente); por tanto, es conveniente escoger un mes que represente de manera global todo el año, (dependiendo de la empresa de distribución será elegido un mes en particular), teniendo en cuenta que en varios sistemas de distribución el periodo conveniente para realizar la estimación de las pérdidas de energía es el mes de noviembre, por la razón que el crecimiento de la demanda alcanza los niveles representativos del año en curso y la topología de la red en su plan de obras tiene aproximadamente el cien por cien del avance de las reformas y nuevas instalaciones.

En los sistemas de AT, las distribuidoras tienen mediciones cada 15 minutos en los puntos de compra de energía (barra de compra de energía) y en los centros de transformación AT/MT (SET), lo que implica un monitoreo constante y una completa información de ingreso y salida de energía del sistema de Alta Tensión de la distribuidora en el periodo de estudio, facilitando el balance de energía.

Para el caso de la red Media Tensión, existen clientes importantes que su consumo tiene un monitoreo constante (mediciones cada 15

minutos), mientras que la demanda de las subestaciones de distribución (SED), que alimentan a los clientes de baja tensión, en algunos casos cuentan con medidores que totalizan el consumo de energía, cuyo calendario de contabilización necesariamente no coincide con el periodo de estudio, en estos casos, para evitar estimaciones gruesas y tener un balance adecuado de la energía, se realizará el proceso de llevar la energía a un equivalente al periodo de estudio (30 días).

En el sistema de Baja Tensión existen clientes importantes (maxímetros), que en forma similar a los clientes en MT, se les sigue un monitoreo constante de su consumo (cada 15 minutos), el resto de los clientes, su consumo es controlado en periodos distintos, que no necesariamente es el numero de días del mes para la cual se efectúa la facturación, en este caso, se deberá realizar un ajuste de modo que se estime la energía consumida en 30 días (periodo de estudio de pérdidas)

1.4.4 Flujo de Carga.

Es una herramienta muy usada en el análisis de sistemas eléctricos, para el empleo se debe disponer de la siguiente información:

Diagrama unifilar del sistema a analizar

Parámetros eléctricos de conductores, transformadores y equipos que conforman el sistema eléctrico.

Valores de demanda.

Los resultados del proceso iterativo del flujo de carga nos dará a conocer valores de corriente, tensión y la componente de pérdidas del sistema

eléctrico, la validez de los resultados dependerá íntegramente de la calidad de información que se ingrese.

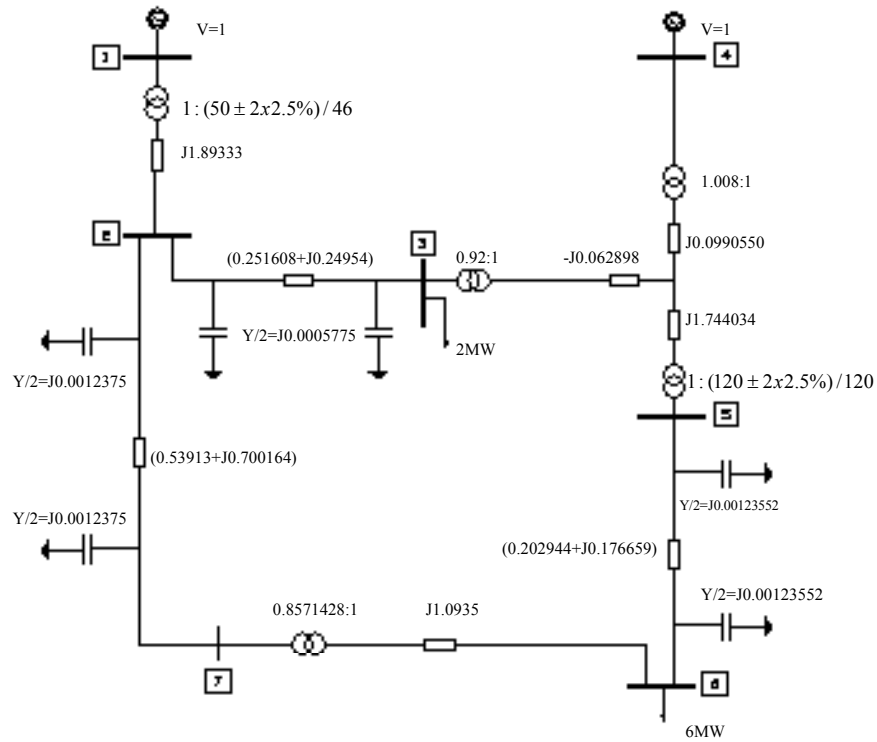


Gráfico Nro.1.20 Circuito p.u. equivalente para realizar flujo de carga

CAPÍTULO II

PÉRDIDAS EN ALTA TENSIÓN

Para el cálculo de las pérdidas en el sistema de alta tensión de un sistema de distribución, se desarrollo la metodología planteada, que se describe en presente capítulo.

2.1 Hipótesis de Generación.

Las empresas de distribución caracterizadas por encontrarse en la ultima fase del esquema horizontal, establecido con la reforma del sector eléctrico del año 1992 (Generación, Transmisión, Distribución), por lo tanto la generación propiamente dicha, vienen a ser puntos de entrega de energía, donde una empresa de distribución compra a uno o más generadores (Barra de compra de energía).

Una empresa de distribución puede tener uno a mas puntos de compra de energía, esto dependerá mucho de zona de concesión que tenga la empresa, así como las necesidades de carga.

2.2 Hipótesis de Demanda

La energía eléctrica como insumo principal de los sistemas de eléctricos de distribución, viene a ser elemento fundamental para la estimación de las pérdidas técnicas de energía.

La demanda refleja el estado de carga de la red en magnitud y su correspondiente distribución a lo largo del sistema.

Para realizar simulaciones se debe tener en cuenta la componente activa y la componente reactiva; asimismo, se debe considerar las componentes y magnitudes del consumo, en cada barra de los puntos de entrega a los clientes finales.

2.3 Desarrollo de la Metodología

La metodología planteada sobre la base de el flujo de carga, requiere de la siguiente información.

- Parámetros de Líneas de transmisión.
- Parámetros de transformadores.
- Demanda en los puntos de compra de energía de la empresa de distribución.
- Consumo de los clientes de Alta Tensión (sí es que hubiese)

Dependiendo de la información que se tenga, la estimación de las pérdidas se realizara con mayor precisión.

2.3.1 Modelado de la Red de Alta Tensión

El modelo de las redes de alta tensión (líneas de transmisión, transformadores, cargas y equipos) es el mismo especificado en el capítulo 1 de la presente tesis, estos modelos son implementados en programas de flujo de carga que facilitan el análisis reduciendo tiempo y esfuerzo. Para la presente tesis, se procedió a levantar la topología de las redes de un sistema de distribución teniendo en cuenta criterios que nos ayudaran a administrar con mayor criterio la información del sistema de Alta tensión.

2.3.2 Metodología de Separación en Subsistemas de Alta Tensión

Con el objetivo planteado de tener un mejor manejo de la información, se procedió a modelar la topología de las redes de AT (diagrama unifilar) de un sistema de Distribución, uno de los criterios de separar por sistemas es la convergencia del flujo de carga, generalmente cuando un sistema a modelar tiende a ser muy radial (sistemas de distribución) en muchos de los casos no llega a converger el proceso iterativo que realiza el programa.

Para la presente tesis, en nuestro sistema de distribución escogido, se procedió a dividir el sistema de AT en 4 subsistemas:

- Subsistema de Alta Tensión 1 (SSAT1)

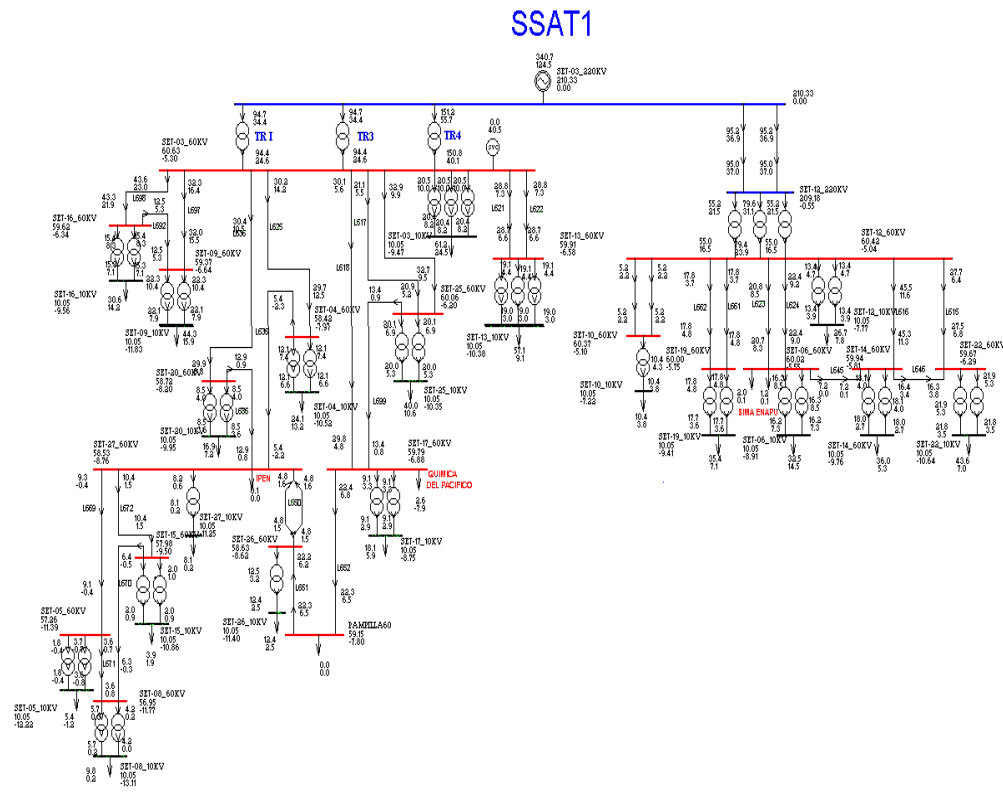


Gráfico Nro. 2.1:Esquema de Sistema SSAT1

- Subsistema de Alta Tensión 2 (SSAT2)

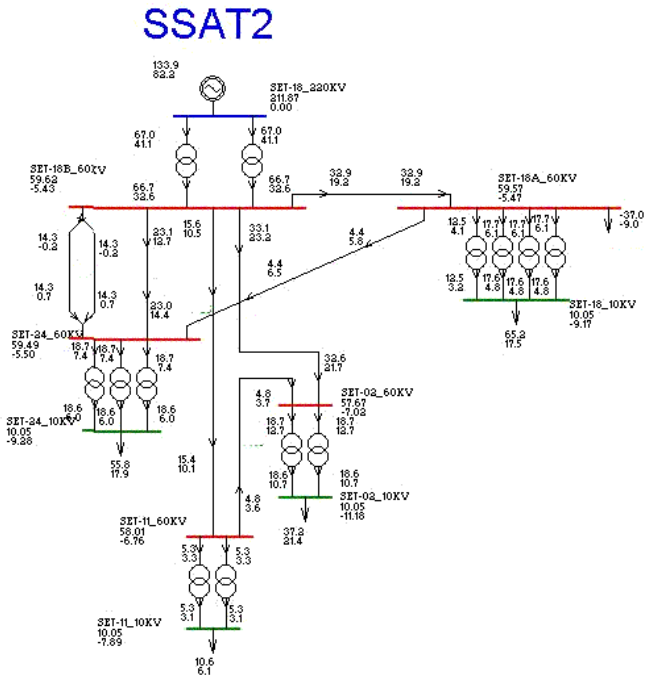


Gráfico Nro. 2.2: Esquema de Sistema SSAT2

- Subsistema de Alta Tensión 3 (SSAT3)

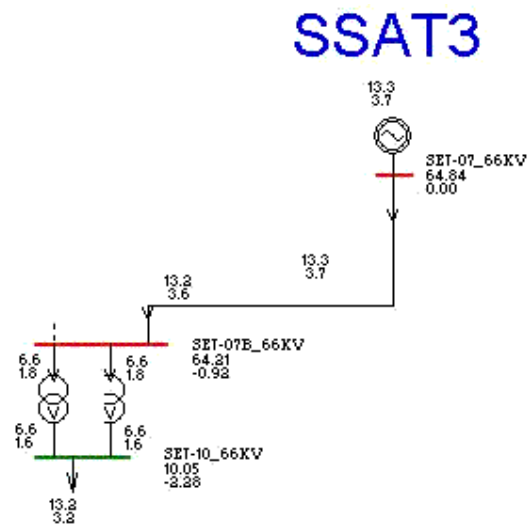


Gráfico Nro. 2.3: Esquema de Sistema SSAT3

- Subsistema de Alta Tensión 4 (SSAT4)

SSAT4

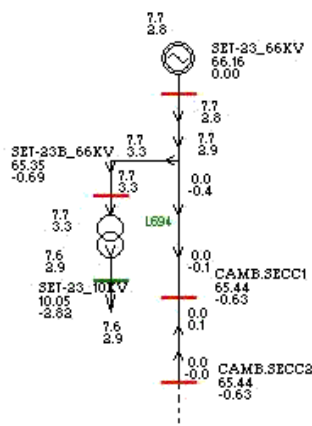


Gráfico Nro. 2.4: Esquema de Sistema SSAT4

Para definir que parte de toda la red de AT pertenecerá a uno u otro subsistema, tendremos como criterio la ubicación geográfica de las cargas y que cada una es alimentada de una barra distinta, y se encuentran muy distantes una de la otra.

2.3.3 Metodología de Separación por Bloques.

Con la información necesaria tanto de la demanda en los puntos de compra, así como el consumo de los centros dentro de transformación AT/MT, a partir del diagrama de carga del mes típico en evaluación (Ver Gráfico Nro. 2.5) para cada sistema se establece su diagrama de duración, el cual se obtiene ordenando los valores de mayor a menor y distribuyéndolos en el periodo de evaluación tal como se muestra en el Gráfico Nro. 2.6. Se establecieron 12 bloques de carga y en cada bloque, se evaluó sus pérdidas de potencia para el valor promedio de potencia del bloque, que se muestra en el gráfico Nro. 2.7.

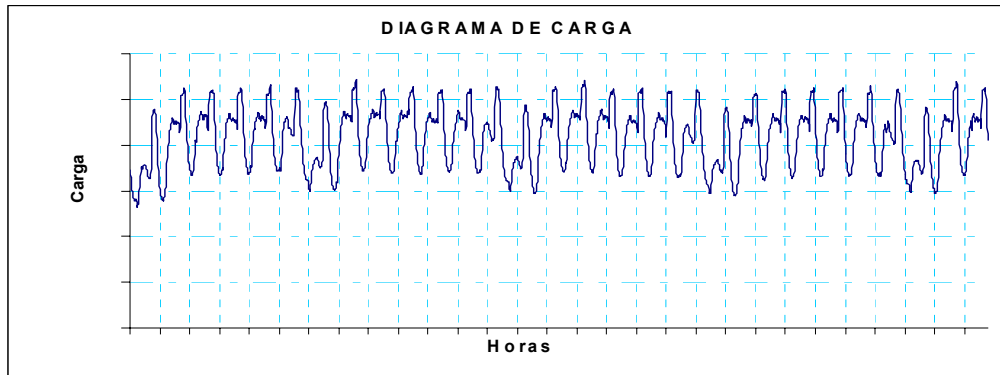


Gráfico Nro. 2.5: Diagrama de Carga Mensual

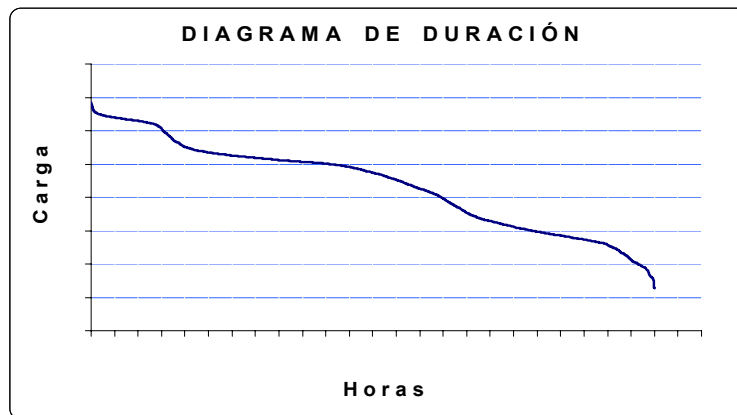


Gráfico Nro. 2.6: Diagrama de Duración Mensual

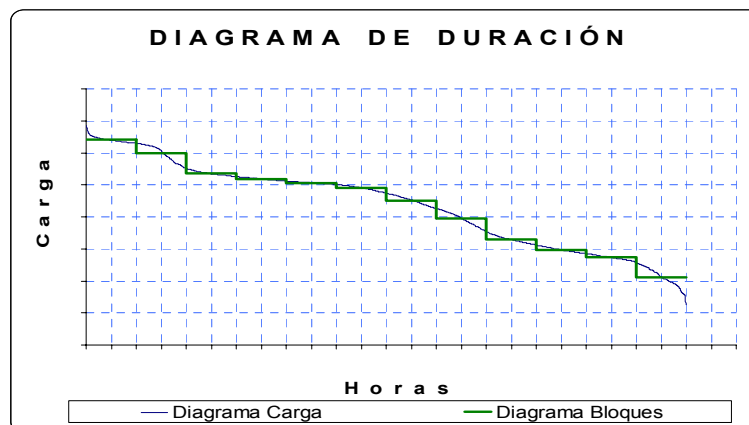


Gráfico Nro. 2.7: Diagrama de Duración en bloques de horarios

El valor de potencia en barras 10 kV de las SET's que se consideró en cada bloque toma como referencia la misma hora y fecha del valor de potencia que se asignó en cada uno de los bloques del sistema evaluado. Finalmente mediante programa de flujo de carga se determina las pérdidas de potencia de cada bloque.

2.3.4 Flujo de Carga en la red de AT

El flujo de carga nos permitirá conocer variables a lo largo de toda la red de alta tensión (tensiones, corrientes, potencias), y principalmente la componente de pérdidas de potencia, para este proceso se empleó el programa de flujo de carga WINFLU.

2.4 Pérdidas de Energía por Subsistema

Las pérdidas de energía lo hallamos integrando las pérdidas de potencia, considerando que nuestro periodo de estudio es 30 días o 720 horas de acuerdo a la siguiente formula:

$$E(\text{Energía}) = \sum_{i=1}^{12} \frac{P_i}{12} \cdot 720h \quad (2.1)$$

$$Per(\text{Energía}) = \sum_{i=1}^{12} \frac{Per_i}{12} \cdot 720h \quad (2.2)$$

Donde:

P_i : Potencia de ingreso en cada bloque

Per_i : Pérdidas de Potencia en cada bloque

Evaluando obtenemos los siguientes resultados:

Tabla Nro. 2.1: Porcentaje de Pérdidas por subsistema de Alta Tensión.

Sistema	Ingreso(MWh)	MWh Pérdidas	% Pérdidas Energía
SSAT-01	287 642	3 939	1.37%
SSAT-02	76 484	655	0.86%
SSAT-03	76 99	80	1.04%
SSAT-04	5 376	77	1.44%

2.5 Pérdidas de energía de la Red AT

El cálculo de las pérdidas de energía en la red de AT es la suma simple de las pérdidas de energía en cada sistema.

Tabla Nro.2.2 : Porcentaje de Pérdidas (Sistema de Alta Tensión)

Sistema	Ingreso(MWh)	Pérdidas(MWh)	% Pérdidas Energía
Total	377 201	4 941	1.31%

2.5.1 Pérdidas en Equipos del Sistema de AT

- Pérdidas en SVC.** El equipo SVC -Static Var Compensator -, sirve para compensar en forma automática la energía reactiva, y regular la tensión en la barra de la SET donde se encuentra instalado, se refleja en la variación de tensión por el efecto de la compensación, que puede ser inyectando energía reactiva a la red, aumentando los niveles de tensión en las barras en horas de máxima demanda o consumiendo energía reactiva de la red disminuyendo los niveles de tensión en las barras en horas de mínima demanda. El SVC un equipo que cuenta con reactores que tienen núcleos de hierro, los cuales presentan pérdidas así como las espiras de las bobinas.

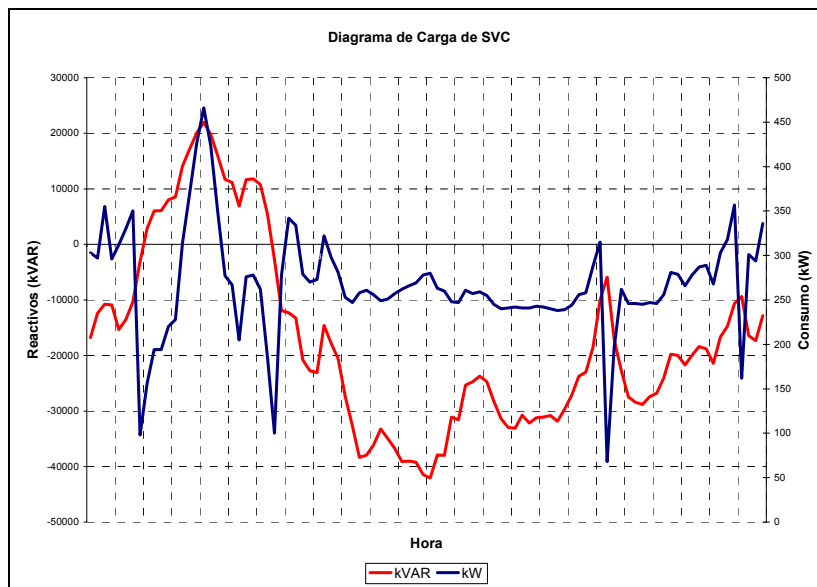


Gráfico Nro. 2.8 Diagrama de Carga de SVC

Considerando la energía consumida por el SVC, para el mes de noviembre fue de 179 MWh, se obtiene un total de pérdidas de 5154 MWh; con lo cual, el porcentaje de pérdidas en AT es de 1.36%

CAPÍTULO 3

PÉRDIDAS EN MEDIA TENSIÓN

A continuación se definen los criterios y la metodología utilizada para determinar las pérdidas en la red de MT y transformación MT/BT.

3.1 Pérdidas en la red MT

3.1.1 Desarrollo de la Metodología

En forma similar a la metodología desarrollada en AT, la metodología planteada, sobre la base de el flujo de carga, requiere de la siguiente información.

- Parámetros de Líneas de transmisión.
- Demanda en los puntos salida de energía de las subestaciones de transformación (SET).
- Consumo de los clientes de Media tensión y Subestaciones de distribución (SED).
- Topología de la Red de MT.

Dependiendo de la información que se tenga, la estimación de las pérdidas se realizara con mayor precisión.

a) Modelado de la red de Media Tensión

El modelo de las redes de media tensión, es el mismo especificado en el capítulo 1 de la presente tesis, este modelo que fue implementado en el

programa de flujo de carga CYMDIST, que nos facilitó el análisis. Para la presente tesis, se procedió a levantar la topología de las redes de un sistema de distribución de MT, considerando la ubicación de clientes MT así como las subestaciones de distribución (SED).

La Topología de red modelada es el total de la red MT de sistema de distribución, no cuenta con simplificaciones, dando esto mayor precisión en la estimación de pérdidas.

b) Metodología de Separación por Alimentadores de MT

Para la estimación de pérdidas en la red de media tensión y con la finalidad de tener un mejor manejo de información de la red de MT es conveniente trabajar separando por alimentadores que recorren una determinada zona geográfica, contando con un total de 278 alimentadores y para cada uno de ellos se efectuará la estimación de sus pérdidas técnicas.

c) Metodología de Separación por Bloques

La estimación de las pérdidas de energía se realizó a partir de establecer los siguientes bloques de carga para cada alimentador:

- Bloque punta
- Bloque medio
- Bloque bajo

Para la presente tesis se realizó la división de los bloques en función a un criterio de representatividad de zonas claramente definidas por el consumo (Alto, Medio, Bajo), y teniendo una división de bloques con diferentes periodos de duraciones, siendo aproximadamente 25% para el bloque Alto, 44% para el bloque Medio y 31% para el bloque Bajo, debido a

sus características esta división optimiza en cierta manera a tomar tres bloques iguales y teniendo la característica principal de tener un diagrama de bloques donde nos representa las tres zonas claras de consumo.

Para poder tener el valor exacto de las pérdidas de energía se aplicara el factor de corrección correspondiente al numero de bloques, para el caso realizado se tendrá un factor de 0.3 % que incrementara las pérdidas, cabe resaltar que este valor es cercano al óptimo que vendría a ser el tomar 6 bloques a más, superando los características de tomar tres bloques iguales.

Como se planteo líneas arriba, la división por bloques con los criterios expuestos nos da un mayor ahorro al momento a tomar 6 o más bloques y obtener un resultado cercano al óptimo.

La separación de bloques, teniendo en cuenta la división óptima y de mayor representatividad que se realizó en cada alimentador se detalla a continuación

Del análisis de los diagramas de duración del total de alimentadores se determinaron tres familias típicas (Gráficos Nro. 3.1, 3.2 y 3.3), este criterio de selección en función a la tendencia decreciente de cada una ellas.

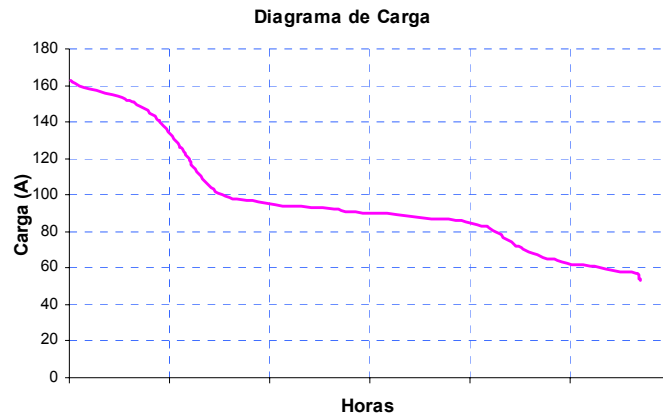


Gráfico Nro. 3.1: Diagrama de Duración (Familia Tipo A)

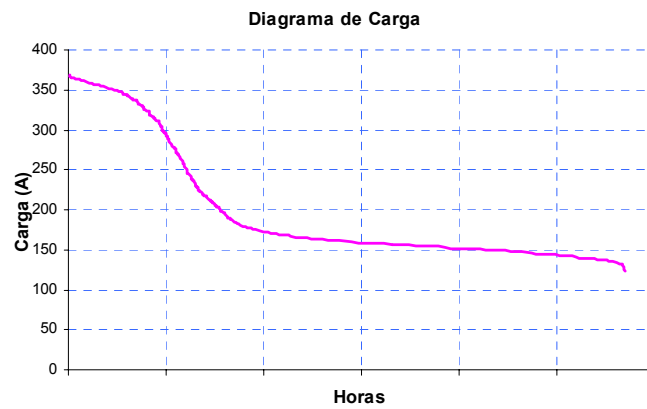


Gráfico Nro. 3.2: Diagrama de Duración (Familia Tipo B)

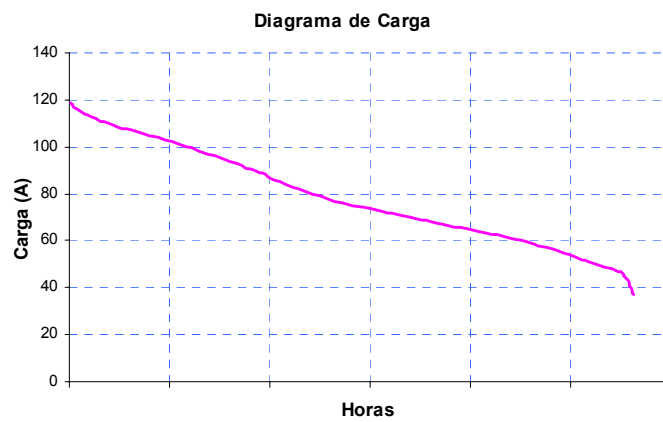


Gráfico Nro. 3.3: Diagrama de Duración (Familia Tipo C)

Para poder analizar la tendencia de estas curvas se consideró su primera derivada (variación de la carga en el tiempo), tal como se muestra en los Gráficos 3.4, 3.5 y 3.6. (Curva de color azul)

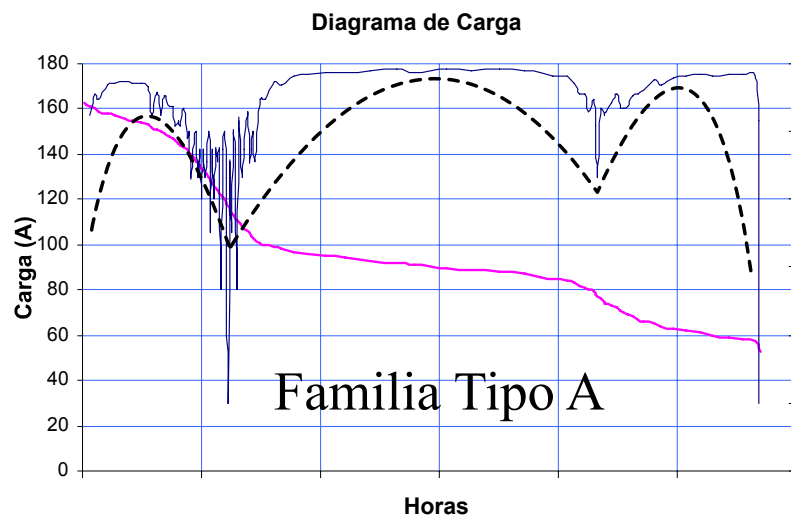


Gráfico Nro. 3.4 :Tendencia de la Pendiente (Primera Derivada)

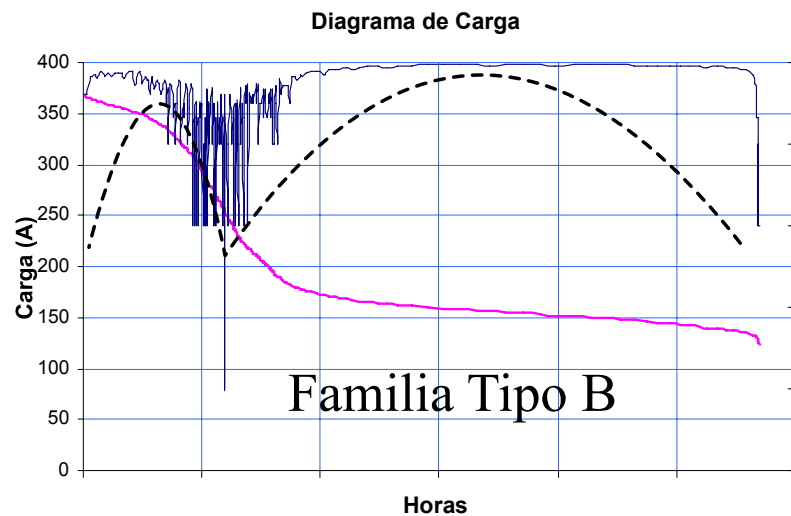


Gráfico Nro. 3.5: Tendencia de la Pendiente (Primera Derivada)

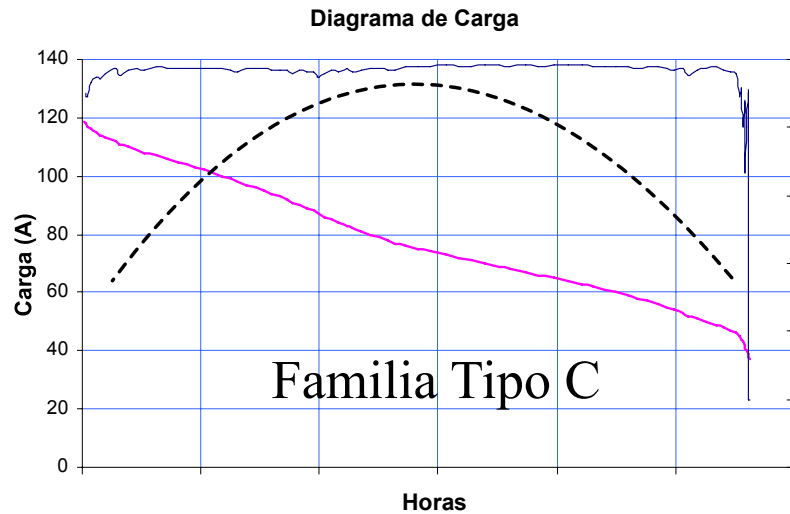


Gráfico Nro. 3.6: Tendencia de la Pendiente (Primera Derivada)

Como se puede apreciar en los gráficos Nro. 3.4, 3.5 y 3.6, la tendencia que tiene la primera derivada en cada familia de curvas (líneas punteadas), los picos pronunciados nos indica el cambio de dirección que sufre la curva (punto de inflexión de la curva o cambio de concavidad). Este cambio nos permite apreciar claramente los bloques que estamos buscando de una forma analítica y poder aplicar en general al resto de diagramas de cada alimentador.

Para la primera familia, con base al criterio establecido procedemos a hallar los bloques horarios y se obtiene los resultados que se muestran en el Gráfico Nro. 3.7

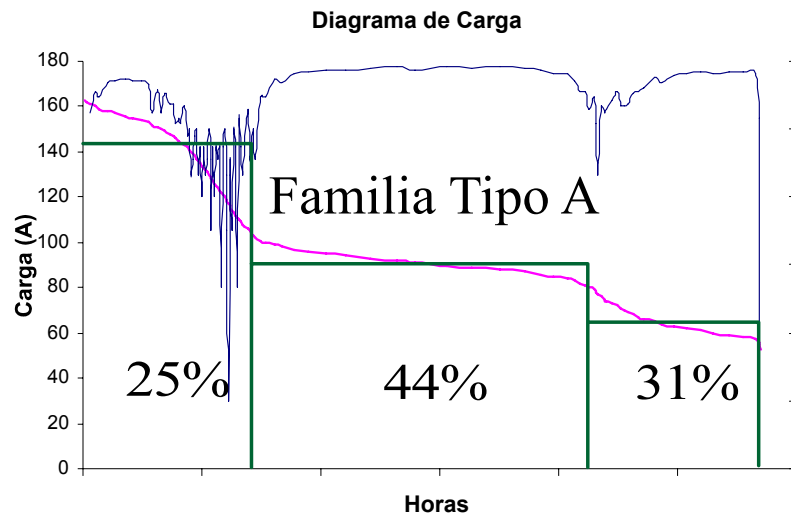


Gráfico Nro 3.7: Diagrama de Bloques para Familia Tipo A

Del análisis efectuado para la familia tipo A, se obtuvo en forma aproximada, que el bloque de Punta tiene un 25% de duración con respecto al periodo total, el bloque Medio un 44% y el bloque Bajo un 31%. Asimismo, determinamos el valor promedio para cada uno de estos bloques. De manera similar para las otras familias que se muestran en los Gráficos Nro. 3.8 y 3.9.

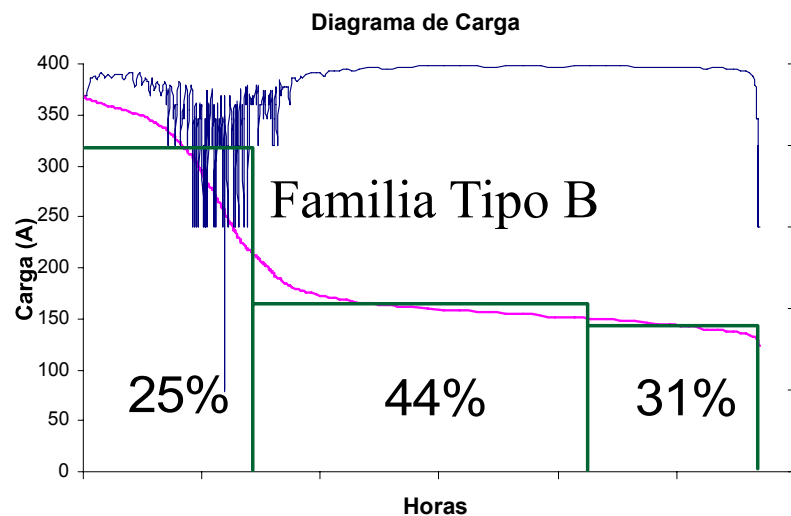


Gráfico Nro. 3.8: Diagrama de Bloques para Familia Tipo B

En la familia tipo B, no se puede establecer con claridad un criterio para diferenciar entre el bloque medio y bajo, así que se asume los rangos de duración considerados para la familia tipo A, es decir, bloque Medio y Bajo con una duración de 44% y 31% respectivamente.

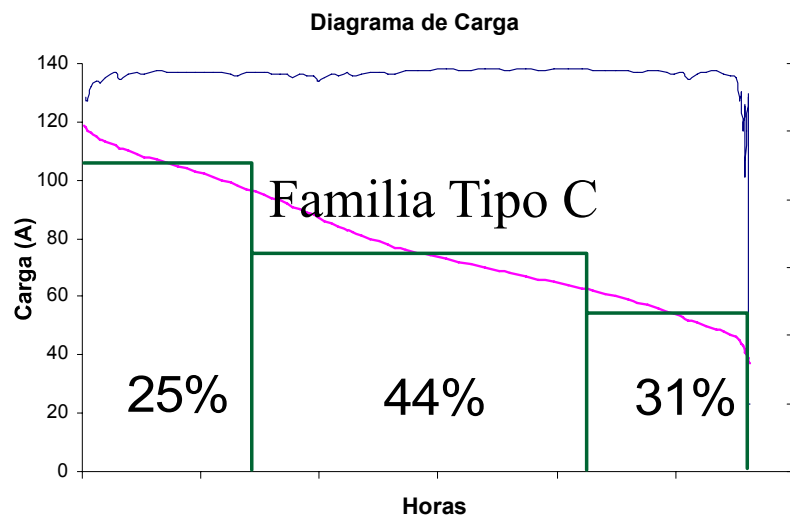


Gráfico Nro. 3.9: Diagrama de Bloques para Familia Tipo C

Para la familia tipo C, al no encontrarse una referencia para dividir los bloques horarios se considera como referentes la división establecida para las familias A y B, es decir, bloque Punta 25%, bloque Medio 44% y bloque Bajo 31%.

En el gráfico siguiente se muestra el porcentaje de horas por bloque horario para el total de alimentadores, indicando el porcentaje de horas promedio que se halló por cada bloque.

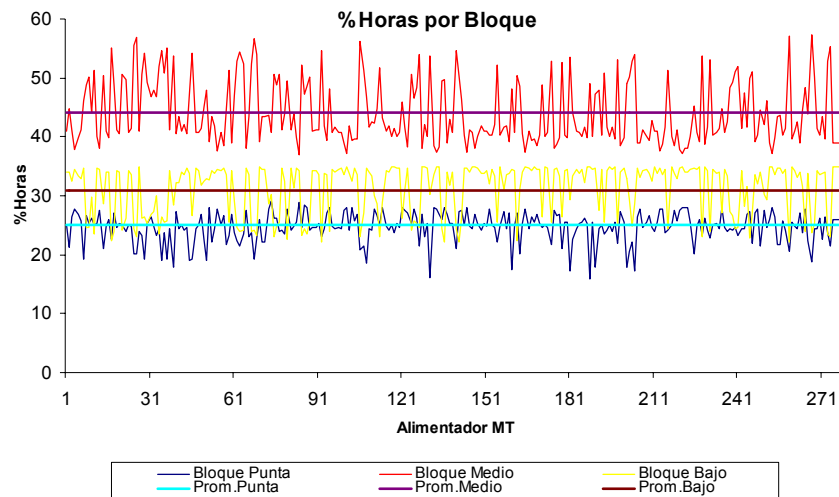


Gráfico Nro. 3.10: Resultado de Aplicación a Total de Alimentadores

Por último, se establece el valor medio (corriente) para cada uno de estos bloques. Los resultados del proceso descrito se muestran en el Anexo A1. El diagrama de flujo representa el proceso que realizo para efectuar la división de bloques en el total de alimentadores de MT.

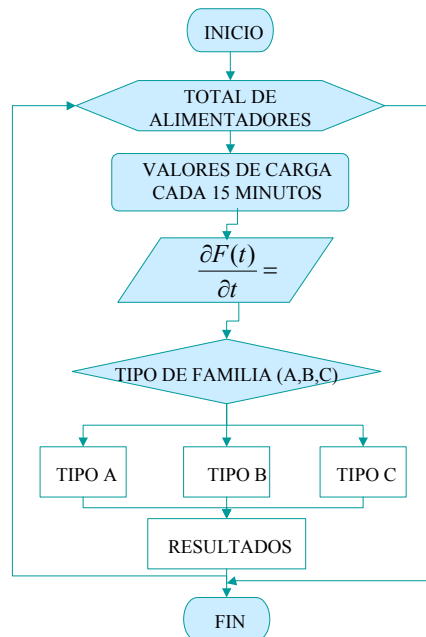


Gráfico Nro. 3.11: Diagrama de Flujo de Selección de Familias

La demanda de los clientes MT que se toma en cuenta coincide con la hora y fecha del valor medio de cada bloque que se determinó en el proceso anterior. Finalmente mediante flujo de carga se determina las pérdidas de potencia de cada bloque.

d) Flujo de Carga en la Red de MT

El flujo de carga nos permitirá conocer variables a lo largo de toda la red de media tensión (tensiones, corrientes, potencias), y principalmente la componente de pérdidas de potencia, para este proceso se empleo el programa de flujo de carga CYMDIST.

La particularidad de este programa es que nos permitirá hacer un prorrateo de las cargas en función al consumo de energía mensual(30días).

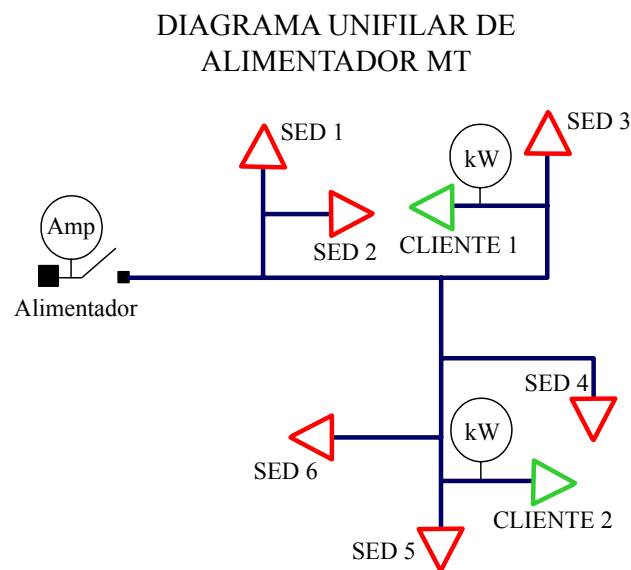


Gráfico Nro. 3.12: Esquema de Alimentador de Media Tensión

En el gráfico Nro. 3.12 se aprecia el diagrama unifilar de un alimentador, el proceso de prorratear la demanda del alimentador (Amp) en la totalidad de las cargas se describe a continuación.

Los clientes MT (cliente 1 y cliente 2), por la tarifa y el consumo con las que cuentan, tienen un monitoreo constante de demanda (cada 15 minutos); por lo tanto, sus mediciones son coincidentes con las del alimentador, es así que al momento de realizar los cálculos la demanda que tiene el alimentador y el consumo que tienen los clientes son coincidentes en fecha y hora. El resto de la demanda, vale decir, la diferencia entre la demanda de alimentador y el consumo de los clientes, será distribuida en el total de las subestaciones de distribución en proporción a la energía total registrada (kWh) en el periodo de estudio, para luego poder realizar el flujo de carga.

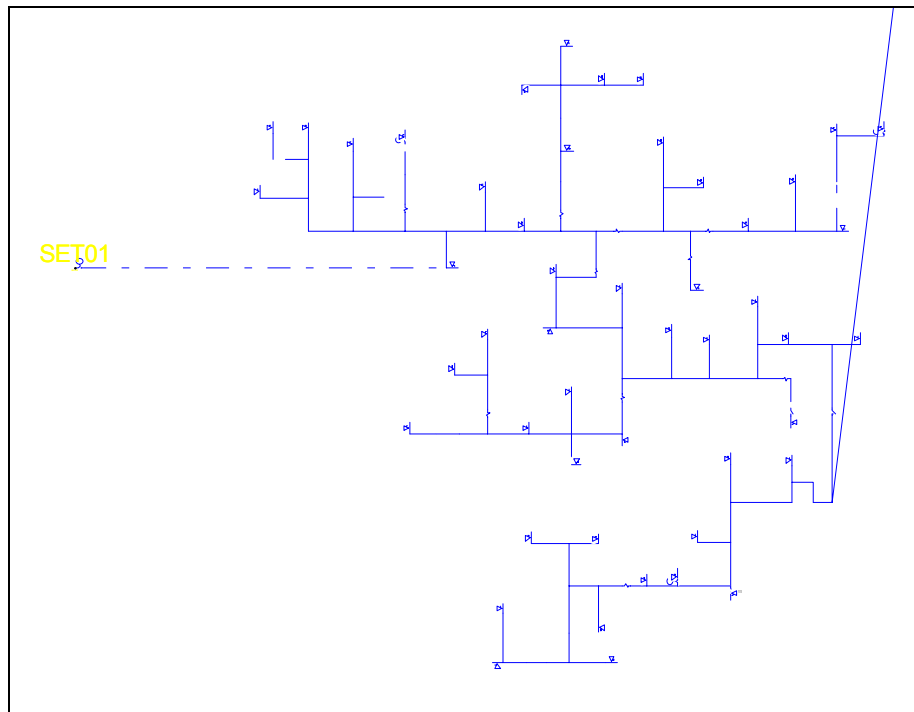


Gráfico Nro 1.13 Diagrama Unifilar de Alimentador MT

3.1.2 Cálculo de Pérdidas

Teniendo los datos de carga del alimentador y clientes MT se procede a ingresar la información en el programa de flujo de carga CYMDIST. El programa de flujo de carga reparte la carga del alimentador en cada Subestación de BT en función de su consumo de energía mensual (kWh), solo se mantiene constante la carga de los clientes MT. Para el cálculo de las pérdidas, se procedió a efectuar la corrida de flujo de carga para los tres bloques.

3.1.3 Pérdidas de Potencia por Alimentador y Bloque Horario.

El programa flujo de carga nos entrega como resultado la potencia total que ingresa a cada alimentador y sus correspondientes pérdidas en kW. En el Anexo A2 se muestran las pérdidas de potencia en cada bloque horario, el porcentaje de horas que corresponde a cada bloque y el porcentaje de pérdidas de cada alimentador.

3.1.4 Pérdidas de Energía por Alimentador.

Las pérdidas de energía lo hallamos integrando las pérdidas de potencia, considerando que nuestro periodo de estudio es 30 días o 720 horas, de acuerdo a la siguiente formula:

$$Per = P_{Punta} \cdot Hrs_{Punta} + P_{Medio} \cdot Hrs_{Medio} + P_{Bajo} \cdot Hrs_{Bajo} \dots (kWh) \quad (3.1)$$

Donde:

Per : Pérdidas de Energía (kWh)

P_{punta} : Pérdidas de Potencia de Bloque Punta (kW)

Hrs_{Punta} : Numero de Horas que corresponden al bloque Punta (horas)

P_{Medio} : Pérdidas de Potencia de Bloque Medio (kW)

Hrs_{Medio} : Numero de Horas que corresponden al bloque Medio (horas)

P_{bajo} : Pérdidas de Potencia de Bloque Bajo (kW)

Hrs_{bajo} : Numero de Horas que corresponden al bloque Bajo (horas)

Los resultados se muestran en el Anexo A3.

Las pérdidas de energía en MT se establecieron a partir de la representación en tres bloques de carga (bloques punta, medio y bajo) de la demanda, sin embargo, se debe considerar un factor de corrección con respecto a la utilización de una mayor cantidad de bloques. En el gráfico 3.14 se muestra los distintos factores de corrección en función de la cantidad de bloques a utilizarse en la estimación de pérdidas de energía, el cual está en función el diagrama de carga MT total de la empresa de distribución en la salida de las SET's AT/MT.

Esta curva de corrección se determinó a partir de simulaciones de flujo de potencia a un diagrama de carga cuando se utiliza distintos bloques (desde 1 a 24 bloques) para determinar las pérdidas de energía. En el gráfico 3.14 el factor de corrección 3.5% para un bloque representa el incremento de pérdidas a considerar por no haber utilizado 24 bloques para la determinación de las pérdidas de energía.

En el presente estudio el valor de corrección considerado para tres bloques es de 0.7%.

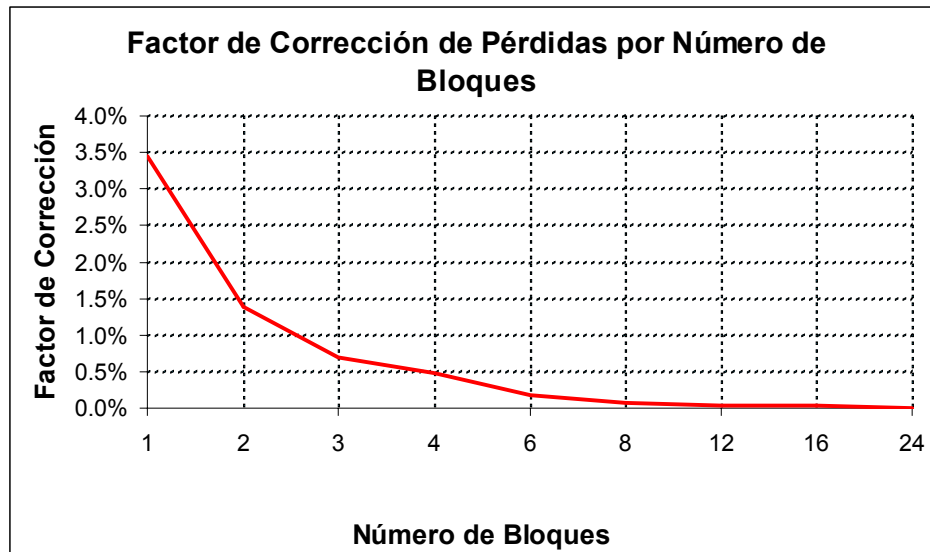


Gráfico Nro. 3.14: Factor de Corrección de Modelo

3.1.5 Resultados de Pérdidas de Energía la Red de MT por SET.

Las pérdidas de energía en cada SET es la suma de las pérdidas que se obtiene en cada alimentador. A continuación, se presenta el porcentaje de pérdidas de energía que se obtiene en cada SET y en toda la red MT, Obteniendo como resultado final un porcentaje de 1.8% de pérdidas de energía con respecto a la energía de ingreso a la red de MT.

El sistema de distribución a evaluar sus pérdidas esta constituido por 27 subestaciones de transformación (SET).

Tabla Nro. 3.1: Pérdidas Por SET (Media Tensión)

SET's	% Pérdidas
SET-01	0.50%
SET-02	2.15%
SET-03	1.23%
SET-04	2.60%
SET-05	1.23%
SET-06	0.88%
SET-07	2.28%
SET-08	2.86%
SET-09	1.53%
SET-10	0.50%
SET-11	1.57%
SET-12	0.73%
SET-13	0.61%
SET-14	0.83%
SET-15	0.65%
SET-16	1.00%
SET-17	1.22%
SET-18	1.72%
SET-19	0.97%
SET-20	1.61%
SET-21	0.50%
SET-22	0.65%
SET-23	0.50%
SET-24	0.72%
SET-25	1.35%
SET-26	0.99%
SET-27	1.16%
Total	1.28%

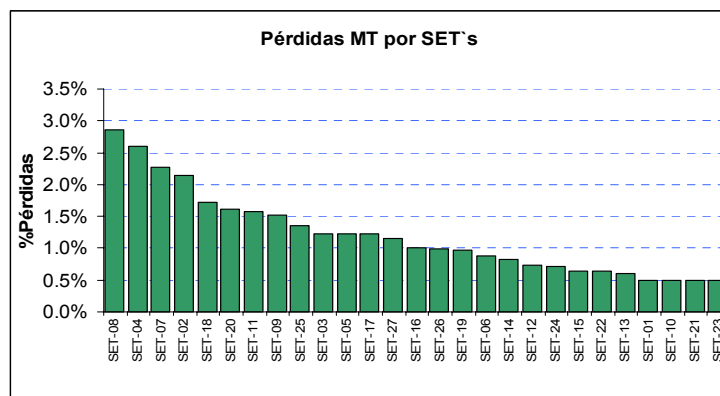


Gráfico Nro.3.15: Pérdidas Por SET

El mayor porcentaje de pérdidas se encuentra en la SET08, con un valor de 2.8% y el menor valor fue de 0.5% para SET23, estos valores están en referencia a la energía que entrega cada SET al red MT.

3.2 Pérdidas en SED MT/BT

El cálculo de las pérdidas en las SED MT/BT se realizó sobre el total de Subestaciones. Para la asignación de la carga en cada SED se utilizó la repartición de cargas que el programa de flujo de carga realizó en la evaluación de pérdidas en la red MT para los tres bloques de carga (alto, medio, bajo).

3.2.1 Parámetros de Transformadores Empleados.

Para la asignación de las pérdidas en el Fe y Cu en función de la potencia de los transformadores se elaboraron las siguientes fórmulas lineales que relacionan las pérdidas y la potencia nominal del transformador

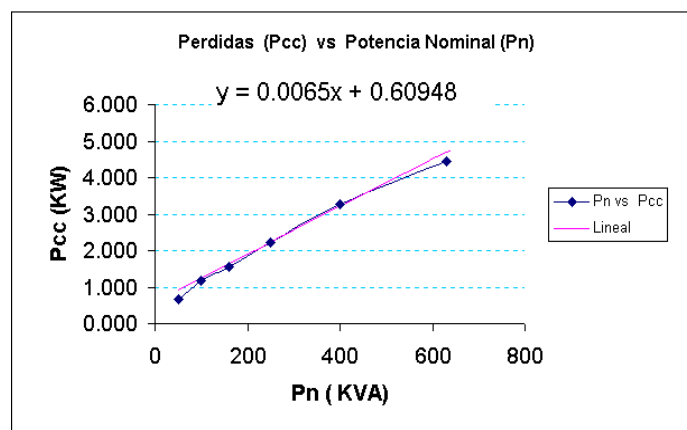


Gráfico Nro. 3.16: Ajuste lineal de Pérdidas en Cobre

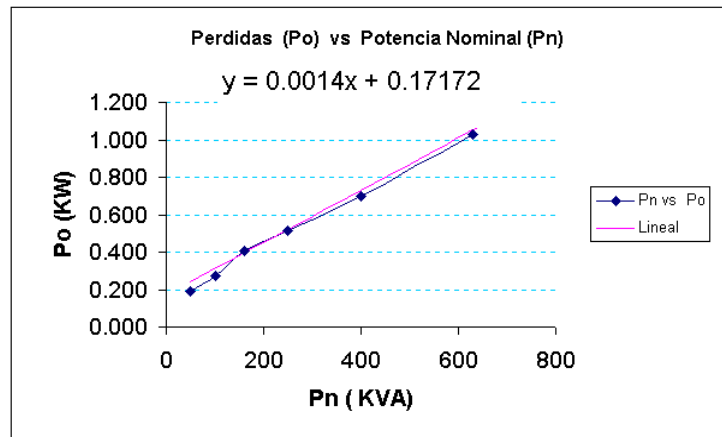


Gráfico Nro.3.17: Ajuste Lineal de Pérdidas en Vacío

Adicionalmente, a las pérdidas en los transformadores se agregaron las pérdidas que se producen en el cable de comunicación.

La sección del cable de comunicación para cada transformador toma en cuenta los valores normalizados para los distintos niveles de potencia del transformador, partiendo con 70 mm^2 como sección mínima.

La longitud del cable de comunicación para cada transformador toma en consideración los valores normalizados en función del tipo de subestación, tal como se muestra en la tabla Nro. 3.2.

Tabla Nro. 3.2: Corrección de Longitud Por tipo de Subestación

Tipo de Subestación	(m)
Convencional	8.5
Compacta Subterránea	10
Aéreas	10.5

3.2.2 Pérdidas de Energía.

Utilizando las corrientes que ingresan a las SED's MT/BT determinadas en los flujos de carga en MT para los bloques alto, medio y bajo, se procedió a calcular las pérdidas de energía, las cuales se evaluaron mediante la siguiente fórmula:

$$P_E = P_{Fe} \cdot 720h + (P_{cu} / I_n^2 + n \cdot r \cdot Vp / Vs)(Heq)720h.(kWh) \quad (3.2)$$

$$Heq = (I_a^2 \cdot \%Hr_a + I_m^2 \cdot \%Hr_m + I_b^2 \cdot \%Hr_b) \quad (3.3)$$

donde:

P_{Fe} : Pérdidas en vacío del transformador de la Subestación

P_{Cu} : Pérdidas en corto circuito del transformador de la Subestación

I_n : Corriente nominal de la Subestación.

I_a : Corriente en la Subestación para el flujo de carga correspondiente al bloque alto (a)

I_m : Corriente en la Subestación para el flujo de carga correspondiente al bloque medio (m)

I_b : Corriente en la Subestación para el flujo de carga correspondiente al bloque Bajo (b)

$\%Hr_a$: Porcentaje de horas de duración en el bloque alto

$\%Hr_m$: Porcentaje de horas de duración en el bloque medio

$\%Hr_b$: Porcentaje de horas de duración en el bloque bajo

r : Resistencia del cable de comunicación (ohm)

n : Número de fases del transformador (trifásico=3, monofásico=2)

V_p/V_s :Relación de transformación MT/BT

Finalmente, las pérdidas en MT/BT fueron afectadas por el factor de corrección por tres bloques en MT el cual tiene un valor de 0.7%.

3.2.3 Resultados de las Pérdidas de Energía MT/BT por SET.

Las pérdidas de energía que se determinaron en cada SET son las siguientes:

Tabla Nro. 3.3: Pérdidas de Energía MT/BT por SET

SET	% Pérdidas
SET-01	1.34%
SET-02	2.03%
SET-03	1.42%
SET-04	1.78%
SET-05	2.10%
SET-06	1.90%
SET-07	1.58%
SET-08	2.65%
SET-09	3.22%
SET-10	1.40%
SET-11	2.48%
SET-12	1.10%
SET-13	2.65%
SET-14	1.36%
SET-15	2.65%
SET-16	1.13%
SET-17	1.46%
SET-18	2.96%
SET-19	1.82%
SET-20	1.77%
SET-21	2.27%
SET-22	1.11%
SET-23	3.08%
SET-24	2.64%
SET-25	1.62%
SET-26	2.81%
SET-27	1.28%
TOTAL	1.65%

Obteniendo como resultado final un porcentaje de 1.65% de pérdidas de energía con respecto a la energía de ingreso a los equipos de transformación MT/BT.

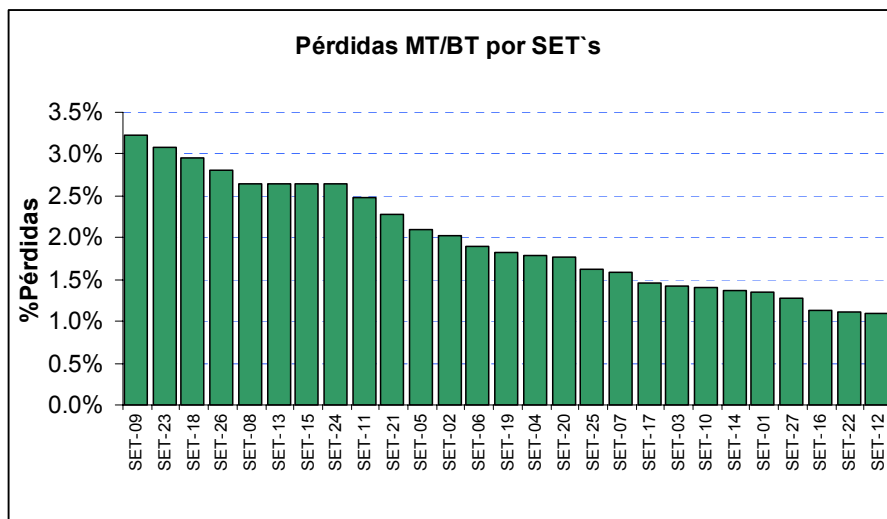


Gráfico Nro. 3.18: Pérdidas de Energía MT/BT por SET

CAPÍTULO IV

PÉRDIDAS EN BAJA TENSIÓN

A continuación se definen los criterios y la metodología utilizada para determinar las pérdidas en la red de BT, acometidas y medidores.

4.1 Pérdidas en la Red BT

Para el cálculo de las pérdidas de energía en la red se procedió a modelar la red BT de la muestra seleccionada y posteriormente utilizando el programa de flujo de carga CYMDIST se evaluaron las pérdidas de potencia para cada uno de los tres bloques considerados, finalmente, integrando estos bloques se evalúa las pérdidas técnicas de energía de la red BT.

4.1.1 Modelo de la red BT

La red de baja tensión de la muestra seleccionada se modeló en función a la base de datos cartográfica del sistema georeferencial que las empresas de distribución tienen de sus redes, el proceso se realizó mediante algoritmos que implementados y ejecutados tienen la función de generar archivos planos que son compatibles con el programa de flujo de carga CYMDIST, los algoritmos desarrollados procesan la siguiente información:

- Secciones de conductores
- Longitudes de red
- Nodos
- Ubicación de clientes en la red

- Ubicación de la subestación y sus llaves.
- Carga de los clientes asociados a la red BT

a) Evolución del Modelo Topológico de la Red BT.

Parte fundamental de la estimación de las pérdidas de energía en la red de BT es el modelo topológico a utilizar para su cálculo. A medida que se tiene la facilidad de contar con herramientas computacionales (Software), y esto a la par con el incremento de la capacidad de procesamiento de las computadoras se ha logrado grandes mejoras en el modelo topológico de las redes, mejorando así la precisión del cálculo de las pérdidas.

Uno de los modelos iniciales y más simples a utilizar es el que se muestra en el gráfico Nro.4.1.

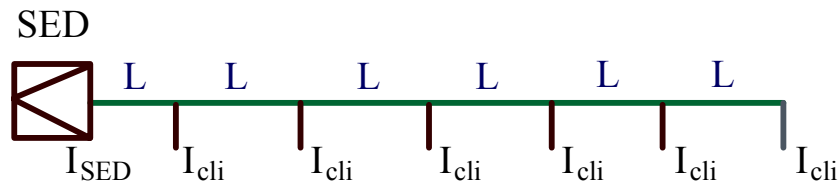


Gráfico Nro 4.1: Esquema de llave de alimentación de red BT

Este modelo topológico tiene las siguientes características:

- Netamente radial con una sola troncal principal por llave, un conductor de sección promedio con el que cuenta la red de la subestación de distribución.
- La cantidad de clientes por llaves son las mismas.
- Los clientes se encuentran equidistantes a una longitud L .
- Consumen una corriente promedio I_{cli} , cuya suma total afectado de un factor de simultaneidad nos da la corriente total promedio por llave.

- La suma de las corrientes de las llaves I_{Llave} , afectada de un factor de simultaneidad, nos dará la corriente total de la SED.

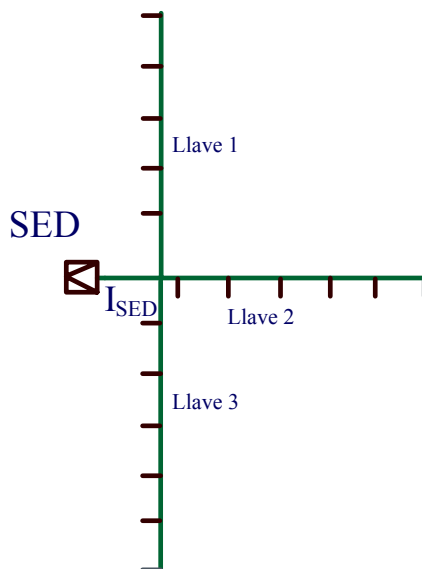


Gráfico Nro. 4.2: Esquema de Subestación de BT

Dependiendo de los recursos computacionales y la cantidad de información que se tenga de la topología de la red se optara por tener un modelo que más se aproxime a la realidad y así tener el detalle en el cálculo de las pérdidas de energía.

El siguiente modelo, es más elaborado y distribuye los conductores según la sección con la que cuenta la red de BT, en este caso los conductores de mayor sección conformarían las troncales principales, secciones menores conformarían trocales secundarias y derivaciones, este modelo se caracteriza por tener cargas distribuidas a lo largo de una trocal secundaria y en las derivaciones secundarias a las cuales también se conectan cargas. Este modelo no refleja la distribución que en realidad tiene una red de BT, aproximándose al modelo real de una red de distribución.

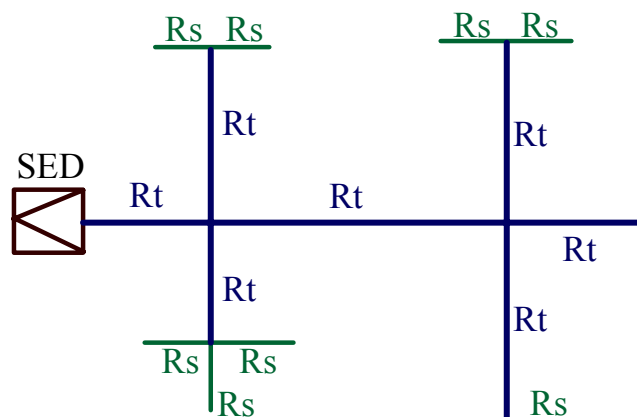


Gráfico Nro. 4.3: Esquema de Subestación BT

El detalle consiste en modelar la red de BT tal como es topológicamente, teniendo en cuenta que una red real presenta muchas variantes que son externas a su topología como pueden ser el desbalance de las fases, efecto de armónicos; etc., asimismo, aquellas subestación que atienden a clientes que se alimentan de llaves exclusivas, lo que se conoce con el nombre de clientes maxímetros, esto hará que se tenga que multiplicar por factores de corrección según la cantidad de clientes que son alimentados por llaves exclusivas.

La construcción del modelo de una red de baja tensión en programas de flujo de carga tiene el inconveniente en la abundancia de información que se necesita para poder implementar una sola red de BT, por ser un sistema con una cantidad considerable de nodos, definiendo como nodos, los puntos de empalme, puntos de cambio de sección y puntos donde se conectan las acometidas de los clientes y realizando evaluaciones, una subestación de distribución en promedio puede llegar a tener 2000 nodos, para tener una idea de lo que esto significa, podemos realizar la siguiente comparación: una

sola subestación como modelo tiene mayor cantidad de nodos que el modelo de sistema interconectado nacional(SINAC), por ello que en los estudios que se realizan con el objetivo de estimar las pérdidas de energía, generalmente se opta por tomar modelos aproximados como los que se plantearon líneas arriba, asimismo, para tener una visión de lo que debe realizar el programa de flujo carga y efectuar el proceso respectivo, este programa trabajaría con una infamación muy grande por cada subestación de distribución que se modele, vale decir matrices 2000x2000, y los respectivos procesos. Gracias al avance de las herramientas computacionales esto es posible logrando realizar estos procesos en tan solo algunos minutos con la ayuda de un procesador de última generación.

El proceso seguido para realizar el modelo de las redes de BT se detalla a continuación:

- Base de datos de los clientes que conforman las redes respectivas.
- Base de dato de los conductores que conforman las redes.
- Metrado de cada uno de los conductores que conforman las redes BT
- Ubicación de los clientes en un sistema cartográfico teniendo sus coordenadas georeferenciales.

4.1.2 Ajuste de Longitud de Red

La información de la red de baja tensión utilizada para desarrollar el modelo topológico, fue obtenida de un sistema cartográfico en el que no necesariamente se refleja la red real, por lo cual, se toma en consideración factores de expansión para el metrado de la red. Los factores que se consideran para el ajuste del metrado toman en cuenta factores de

expansión preliminares que vienen siendo determinados por las empresas de distribución para la evaluación de su Valor Agregado de Distribución (VAD) y se destalla a continuación:

- *Redes Subterráneas*

Por salidas de SED's MT/BT y recorrido urbano: 0.5%

- *Redes Aéreas*

Por tensiones normales 2.19% para conductores de cobre concéntrico

Por tensiones normales 1.50% para conductores autoportados

4.1.3 Metodología de Cálculo

El procedimiento que utiliza el programa de flujo de carga es determinar la participación de cada cliente en la demanda de la SED mediante un proceso iterativo en el que se ajusta la demanda de cada cliente con la demanda inyectada en la SED en proporción a la energía que consume cada cliente.

DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN BT

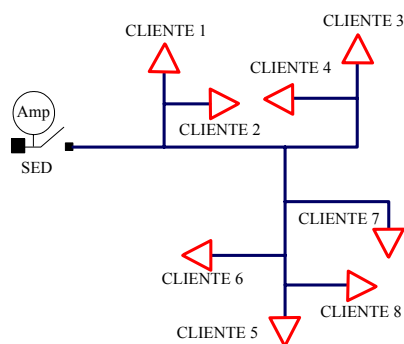


Gráfico Nro. 4.4. Esquema de Red BT

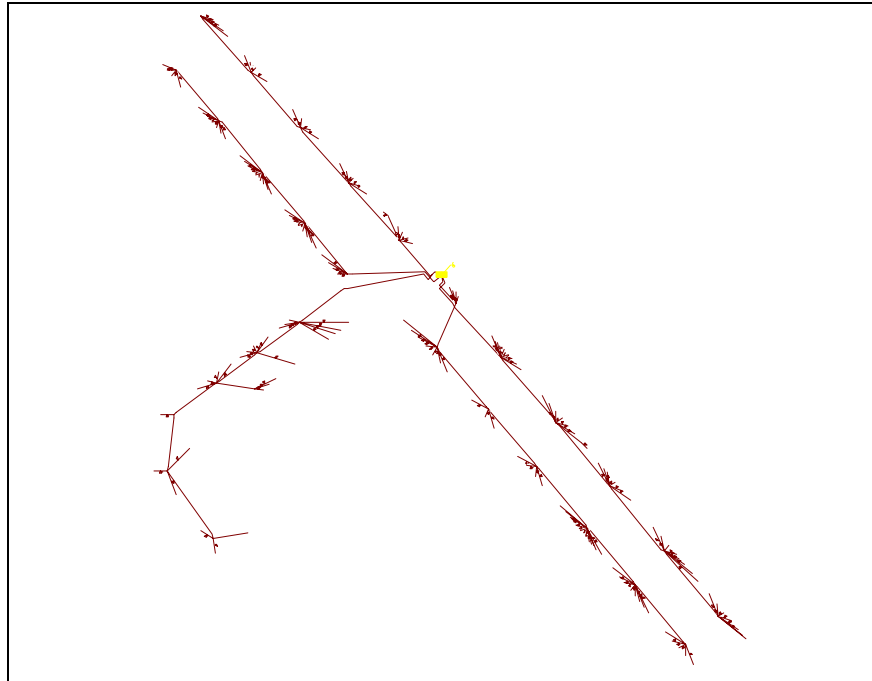


Gráfico Nro. 4.5. Diagrama Unifilar de Red de Baja Tensión



Gráfico Nro. 4.6. Diagrama Unifilar de Red de Baja Tensión

4.1.4 Diagramas de Carga

Para la determinación de las pérdidas de energía, se utilizaron diagramas de carga, las cuales se establecieron a partir de:

- Mediciones del diagrama de carga de la SED.
- Medición de factor de utilización de la SED y asignación de diagrama de carga a la SED en función del tipo de consumo de los clientes que atiende.
- Energía de Clientes de la SED y asignación de diagrama de carga a la SED en función del tipo de consumo de los clientes que atiende.

El diagrama de carga nos muestra como varía el consumo de energía a través del tiempo, en el gráfico Nro. 4.7 se presenta el diagrama de carga para los días de semana de un subestación que atiende a clientes Residenciales.

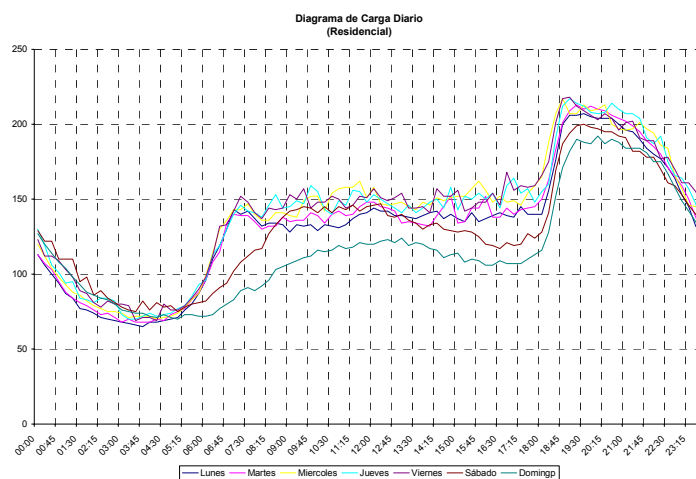


Gráfico Nro 4.7: Diagramas de Carga por días de Semana

En el gráfico Nro. 4.8 se presenta el diagrama de carga para los días de semana de un subestación que atiende a clientes comerciales, existiendo

una clara diferencia en la ocurrencia de la máxima demanda con respecto al diagrama de clientes residenciales.

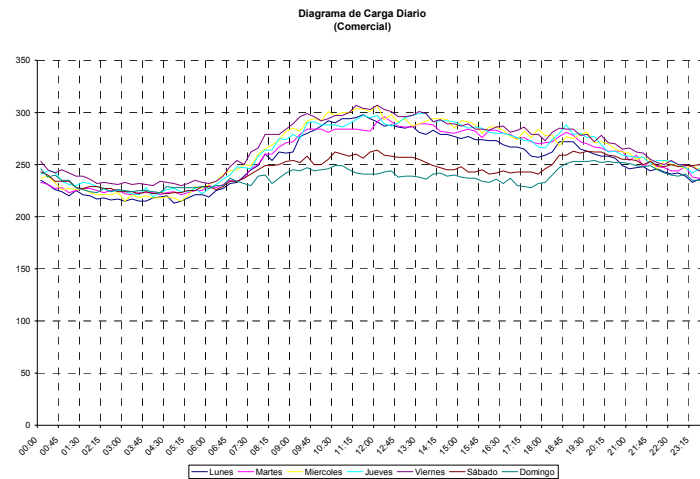


Gráfico Nro. 4.8: Diagramas de Carga por días de Semana

En los gráficos Nro. 4.9 y 4.10 se presenta diagramas de carga del sector residencial y comercial respectivamente, donde se aprecia la variación de la carga en días y semanas.

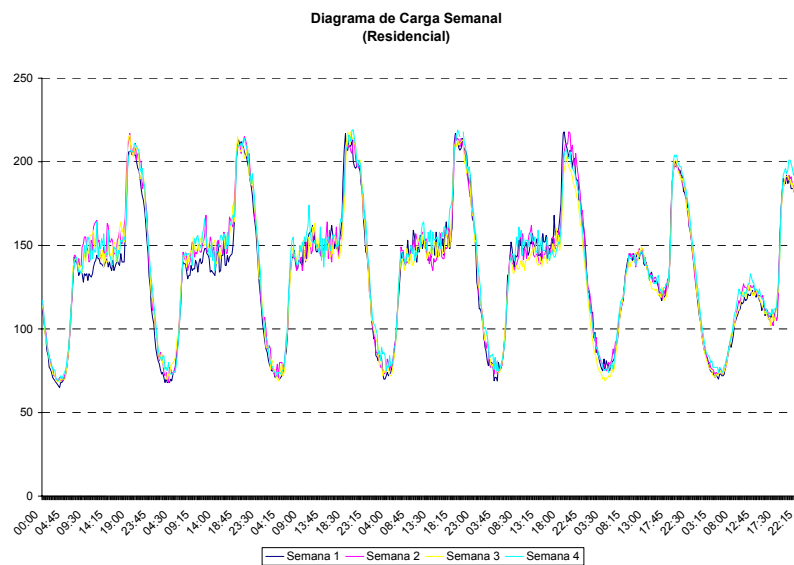


Gráfico Nro. 4.9: Diagrama de Carga Semanal

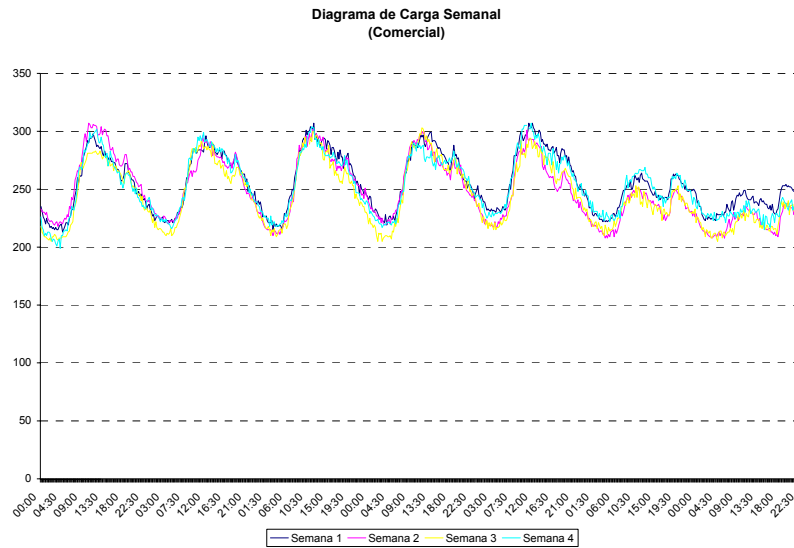


Gráfico Nro. 4.10: Diagrama de Carga Semanal

a) Factores de Carga Típicos de un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica

El factor de carga se define como la razón entre la potencia promedio y la máxima potencia alcanzada.

$$f.c. = \frac{P_m}{P_{max}} = \frac{E}{P_{max} \cdot T} \quad (4.1)$$

donde:

$f.c.$: Factor de Carga

P_m : Potencia promedio

P_{max} : Potencia máxima

E : Energía

T : Periodo de duración del diagrama de carga

Este factor esta tipificado según el comportamiento del consumo de los clientes, y cada uno de ellos caracterizando de por un diagrama de carga típico.

Tabla Nro.4.1: Factores de Carga según Sector Típico

SECTOR TIPICO	FC
INDUSTRIAL	0.67
COMERCIAL	0.62
USO GENERAL	0.79
RESIDENCIAL ALTO	0.67
RESIDENCIAL MEDIO	0.65
RESIDENCIAL BAJO	0.53
RESIDENCIAL MUY BAJO	0.49

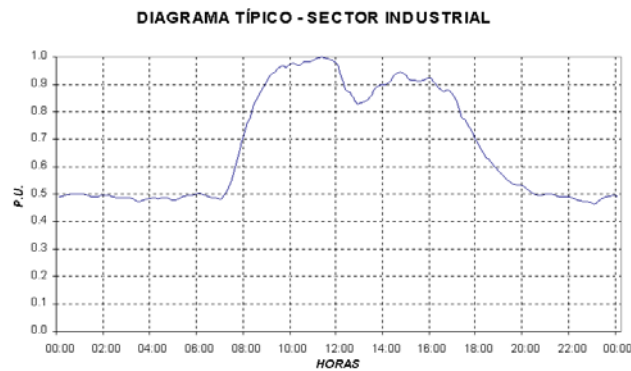


Gráfico Nro.4.11:Diagrama de Carga Industrial



Gráfico Nro. 4.12: Diagrama de Carga Comercial

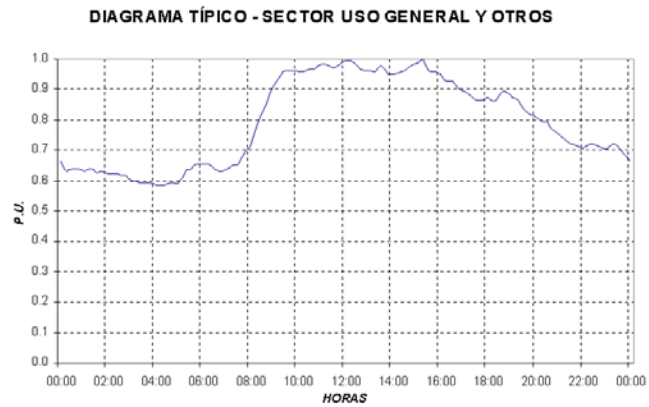


Gráfico Nro. 4.13: Diagrama de Carga Uso General

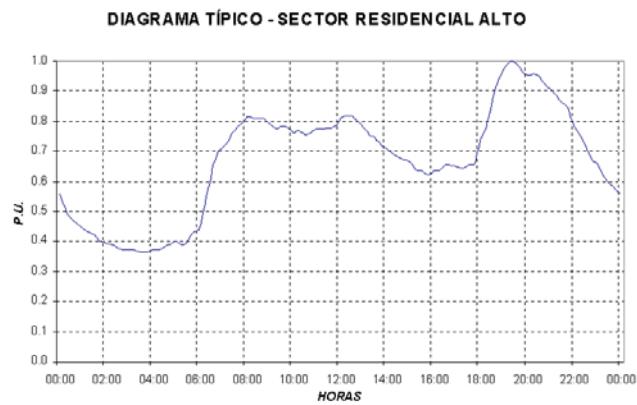


Gráfico Nro. 4.14: Diagrama de Carga Residencial Alto

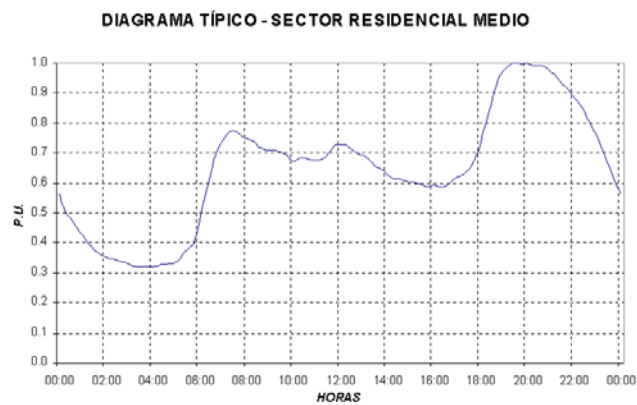


Gráfico Nro. 4.15: Diagrama de Carga Residencial Medio

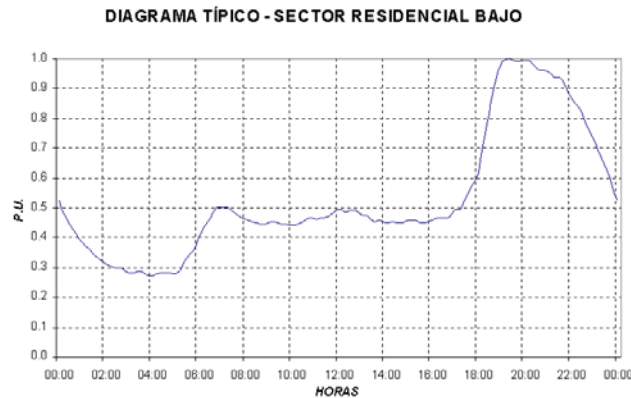


Gráfico Nro. 4.16: Diagrama de Carga Residencial Bajo

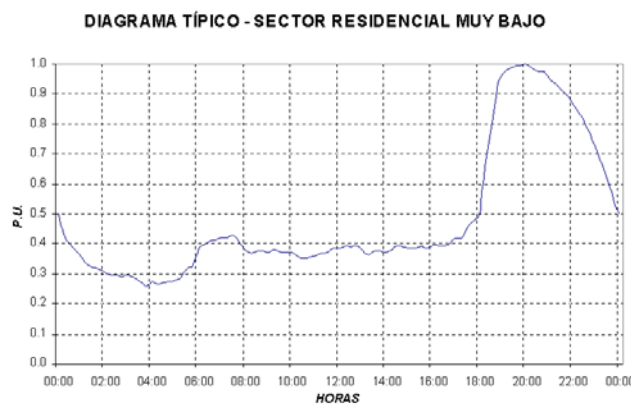


Gráfico Nro 4.17: Diagrama de Carga Residencial Muy Bajo

4.1.5 Determinación de los Bloques de Carga

Establecido los diagramas de carga, se procede a hallar los diagrama de duración para luego realizar la segmentación en tres bloques y determinar el valor promedio de potencia en cada bloque (alto, medio, bajo), para luego estos valores ser introducidos en el programa de flujo de carga CYMDIST.

El algoritmo que se utilizó para realizar la segmentación de la demanda de los alimentadores de MT, fue empleado para la segmentación de los diagramas de duración de los sectores típicos de BT obteniendo los siguientes resultados, que se muestran en los siguientes gráficos:

- Sector Residencial Muy Bajo

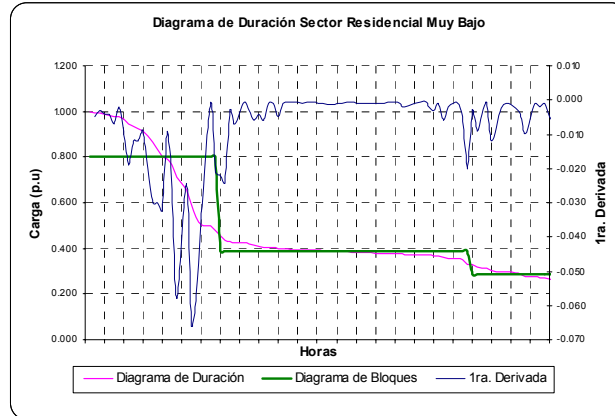


Gráfico Nro.4.18: Diagrama de Bloques Residencial Muy Bajo

- Sector Residencial Bajo

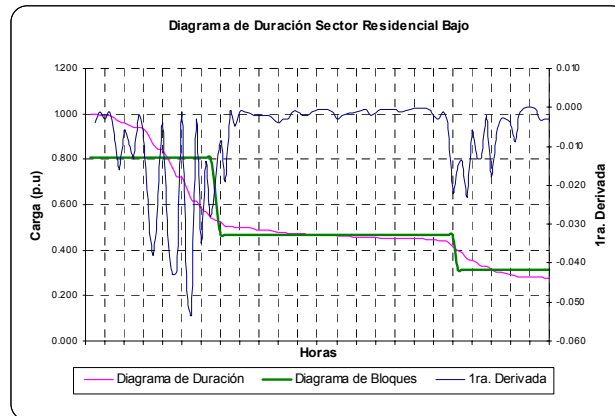


Gráfico Nro.4.19: Diagrama de Bloques Residencial Bajo

- Sector Residencial Medio

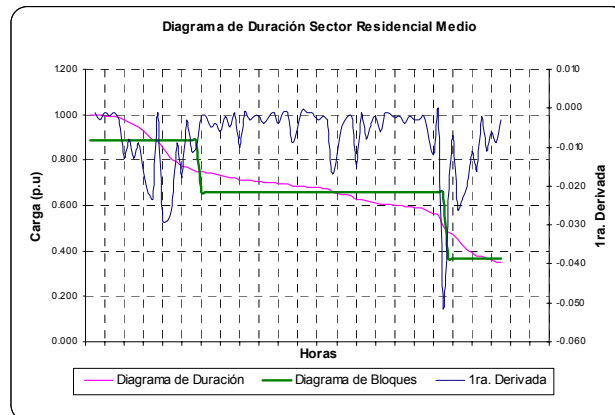


Gráfico Nro. 4.20: Diagrama de Bloques Residencial Medio

- Residencial Alto

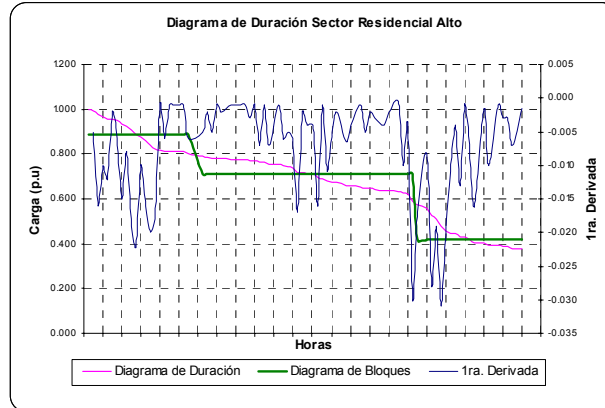


Gráfico Nro.4.21: Diagrama de Bloques Residencial Alto

- Sector Comercial

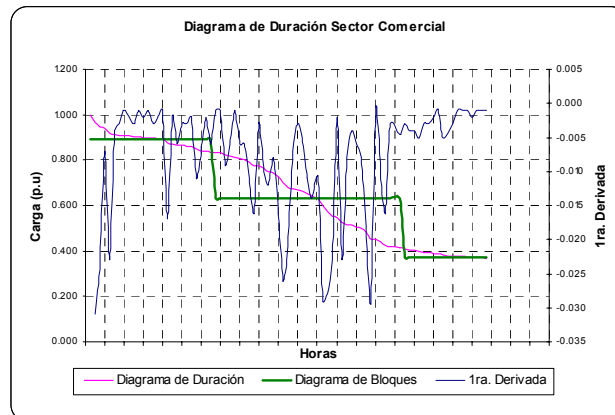


Gráfico Nro. 4.22: Diagrama de Bloques Comercial

- Sector Industrial

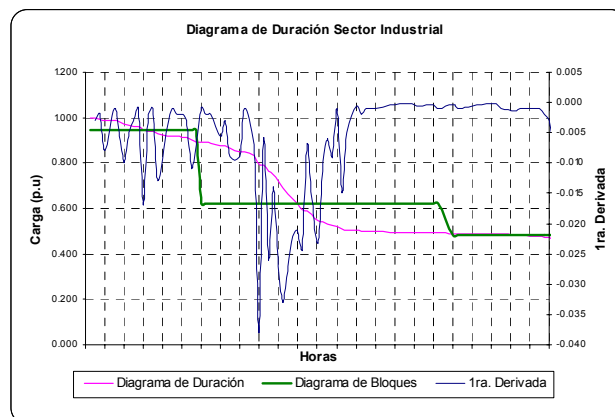


Gráfico Nro.4.23: Diagrama de Bloques Industrial

- Sector de Uso General

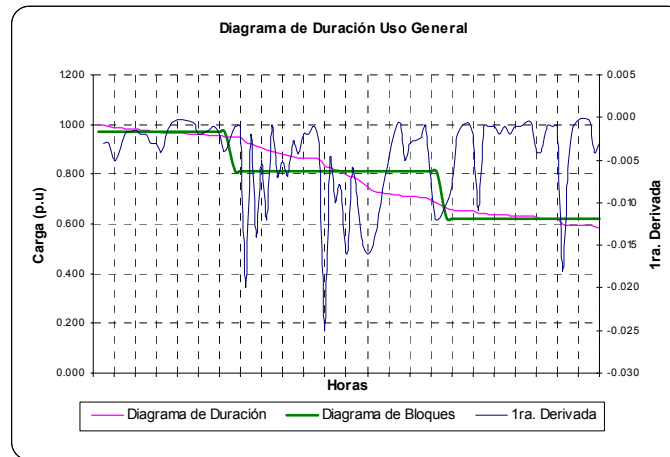


Gráfico Nro. 4.24: Diagrama de Bloques Uso General

La tabla Nro 4.2, muestra el los valores promedio por bloques por unidad (Factor Bloque) y el porcentaje de horas respectivas, estos valores fueron calculados con la finalidad de poder representar consumos en cada bloque horario de las subestaciones de distribución y poder realizar flujo de carga para obtener las pérdidas de energía.

Tabla Nro. 4.2: Factores de Bloques según Sector Típico

BAJA TENSION	SECTOR	RMB	RB	RM	RA	C	I	U
Punta	SECTOR	RMB	RB	RM	RA	C	I	U
	FACTOR BLOQUE	0.80	0.81	0.89	0.89	0.89	0.94	0.97
	%Horas Mensuales	27.8	26.8	23.7	22.7	26.8	23.7	25.8
	SECTOR	RMB	RB	RM	RA	C	I	U
Media	SECTOR	RMB	RB	RM	RA	C	I	U
	FACTOR BLOQUE	0.39	0.47	0.66	0.71	0.63	0.62	0.81
	%Horas Mensuales	53.6	51.5	52.6	48.5	40.2	51.5	41.2
	SECTOR	RMB	RB	RM	RA	C	I	U
Base	SECTOR	RMB	RB	RM	RA	C	I	U
	FACTOR BLOQUE	0.29	0.31	0.37	0.42	0.37	0.48	0.62
	%Horas Mensuales	18.6	21.6	23.7	28.9	33.0	24.7	33.0

4.1.6 Tensiones en BT

Para la evaluación de las pérdidas en BT con el programa de flujo de carga se tomó en consideración un diagrama de tensión de salida de la Subestación representativa para el sistema de distribución. El diagrama de tensión representativo toma en cuenta los registros de 150 mediciones de tensión en BT, el cual se muestra en gráfico Nro. 4.25

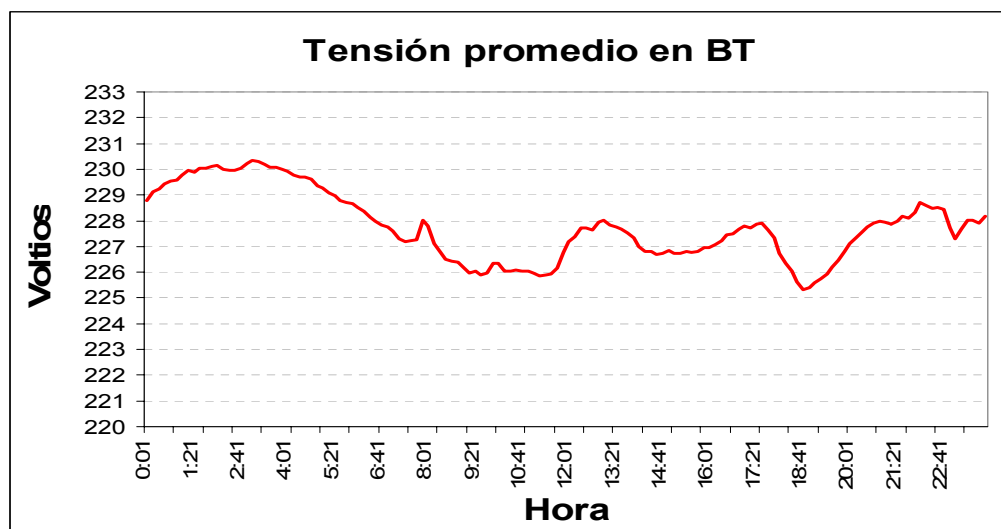


Gráfico Nro.4.25: Diagrama de Tensión Promedio del Sistema BT

En el gráfico Nro. 4.26 se representa el diagrama de tensión de salida promedio versus el diagrama de carga de una subestación, la cual nos permitirá asignar una tensión de referencia para cada bloque de carga en BT (alto, medio y bajo).

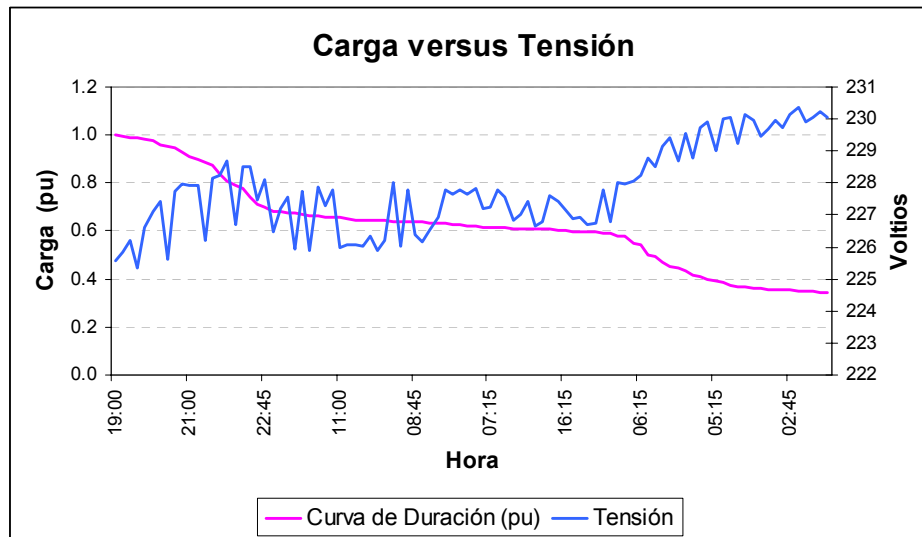


Gráfico Nro. 4.26: Diagrama de Tensión y Diagrama de Duración

El valor promedio de tensión en la salida de la subestación estimado con este procedimiento para cada uno de los bloques fue el siguiente:

Bloque alto : 227 voltios

Bloque medio : 227 voltios

Bloque bajo : 229 voltios

4.1.7 Integración de las Pérdidas de Potencia

Luego de que se asignó el valor de potencia de entrada de cada bloque, el programa de flujo de carga procedió a repartir esta potencia en cada cliente en proporción a la energía que consume, finalmente el programa calculó las pérdidas de potencia de cada bloque.

Las pérdidas de energía totales en la red BT de servicio particular modelada se obtiene integrando las pérdidas de potencia obtenidas para cada bloque, en función de la duración en horas de los mismos. La expresión de cálculo es la siguiente:

Integración de la energía ingresada a cada SED

$$Enr = Pot_{Punta} \cdot Hrs_{Punta} + Ppot_{Medio} \cdot Hrs_{Medio} + Ppot_{Bajo} \cdot Hrs_{Bajo} \dots (kWh) \quad (4.2)$$

Donde:

Enr : Energía (kWh)

$Ppot_{punta}$: Potencia de Bloque Punta (kW)

Hrs_{Punta} : Numero de Horas que corresponden al bloque Punta (horas)

$Ppot_{Medio}$: Potencia de Bloque Medio (kW)

Hrs_{Medio} : Numero de Horas que corresponden al bloque Medio (horas)

$Ppot_{bajo}$: Potencia de Bloque Bajo (kW)

Hrs_{bajo} : Numero de Horas que corresponden al bloque Bajo (horas)

Integración de las pérdidas de energía en cada SED

$$Per = P_{Punta} \cdot Hrs_{Punta} + P_{Medio} \cdot Hrs_{Medio} + P_{Bajo} \cdot Hrs_{Bajo} \dots (kWh) \quad (4.3)$$

Donde:

Per : Pérdidas de Energía (kWh)

P_{punta} : Pérdidas de Potencia de Bloque Punta (kW)

Hrs_{Punta} : Numero de Horas que corresponden al bloque Punta (horas)

P_{Medio} : Pérdidas de Potencia de Bloque Medio (kW)

Hrs_{Medio} : Numero de Horas que corresponden al bloque Medio (horas)

P_{bajo} : Pérdidas de Potencia de Bloque Bajo (kW)

Hrs_{bajo} : Numero de Horas que corresponden al bloque Bajo (horas)

4.2. Selección de las Redes BT a Modelar

4.2.1 Introducción:

Considerando la complejidad en modelar toda la red BT debido al gran número de Subestaciones de Distribución y cada una de ellas asociada a una red en particular, la evaluación de las pérdidas se realizó mediante la selección de una muestra estratificada de Subestaciones representativas de toda la red BT. Los resultados obtenidos de esta muestra fueron extrapolados estadísticamente al total de la población. A continuación se describe el procedimiento seguido en la selección de la muestra.

4.2.2 Selección de la Muestra

El total de Subestaciones que conforman la red de baja tensión es nuestra población de estudio, estas fueron agrupadas en subconjuntos o estratos. En cada estrato se agrupaba las SED's en función de características homogéneas que más adelante se detalla.

Sobre estos estratos se procedió a la selección de la muestra utilizando un proceso de selección aleatorio basado en la teoría del muestreo estratificado.

La palabra estratificación proviene de la palabra latina que significa "formar capas", dividimos la población en N subpoblaciones llamadas **estratos**. Los estratos no se traslapan y conforman la población completa, de modo que cada unidad de muestreo pertenece exactamente a un estrato. Extraemos una muestra independiente de cada estrato y posteriormente reunimos la información para obtener los parámetros globales de la población.

Se utiliza el muestreo estratificado por las siguientes razones:

- Se quiere proteger contra la posibilidad de extraer una muestra no adecuada.
- El obtener datos de mayor precisión sobre los subconjuntos o estratos.
- Una muestra estratificada se puede administrar de manera más conveniente y con una mayor eficiencia a menor costo.
- La estratificación permite reducir la varianza, pues es frecuente que esta última en cada estrato sea menor que la varianza en toda la población.
- La división de la población se realizará basándose en una variable de estratificación que es definida de acuerdo a características propias de nuestra población.

La estratificación es la división de una población en grupos o subpoblaciones, llamados estratos, mutuamente excluyentes y que no se superponen unos a otros. La estratificación permite incrementar la precisión de los estimados de la muestra y/o reducir el tamaño total de la muestra si los estratos resultantes son más homogéneos que la población total.

4.2.3 Procedimiento de Estratificación

El proceso de estratificación incluye la determinación de:

- La variable con la cual se dividirá la población
- El número de estratos necesarios,
- Límite de los estratos.

a) Variable de Estratificación

La división de la población se realizará basándose en la variable estratificación que para este análisis ha sido definida como el momento cuadrático unitario $\left[\frac{KW^2 \cdot m}{KW} \right]$ de cada SED.

El momento cuadrático unitario para un determinado punto de carga se determina mediante el producto del cuadrado de la demanda del punto de carga por la distancia de dicho punto (ubicación del cliente) a la SED, dividido por la demanda de potencia en la SED.

De esta manera el uso del momento cuadrático unitario permite cuantificar para cada red de baja tensión, la relación existente entre sus demandas respecto de su ubicación dentro de la misma, en la forma en que estas variables influyen en las pérdidas, dado que las pérdidas son proporcionales al producto del cuadrado de la corriente por la distancia. La división por la demanda de potencia en la SED se realizará con el fin de quitar el efecto que tiene en el cálculo las diferencias en los módulos de la potencia distribuida que hay entre las distintas SED's.

Considerando el caso de las redes de BT correspondientes a cada SED, el momento cuadrático unitario de una SED esta dado por la suma de los momentos cuadráticos unitarios para cada uno de los clientes de BT que están abastecidos por la SED. El momento cuadrático unitario de un cliente de BT está dado por el producto del cuadrado de su demanda de potencia por la distancia a la Subestación de distribución dividido por la demanda máxima de la SED, esto es:

$$M = \frac{1}{kW_{SED}} \sum_{i=1}^n (kW_i^2 \cdot Long_i) \quad (4.4)$$

donde:

M : Momento cuadrático unitario de una determinada SED

kW_i : Demanda del cliente i

$Long_i$: Longitud entre el punto de carga i y la ubicación de la SED

kW_{SED} : Demanda Máxima de la SED.

n : Número total de clientes en la SED.

Para la determinación de la potencia de cada cliente se empleó el consumo de energía de los mismos registrados durante el mes de noviembre de 2004 y el factor de carga típico asignado a cada cliente.

La determinación de la distancia entre cada cliente y su SED es realizada a partir de las coordenadas (X,Y) del cliente y de la SED, según el siguiente esquema:

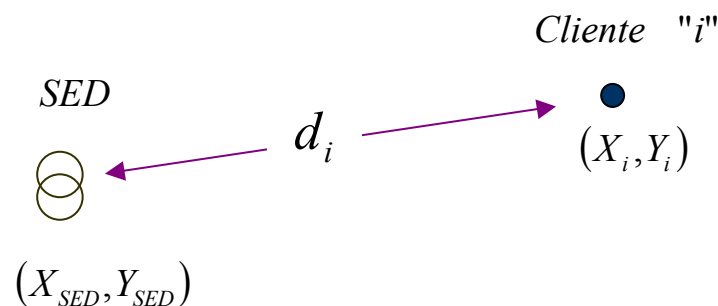


Gráfico Nro.4.27: Distancia de SED a Clientes

La distancia a la SED de cada cliente se expresa de la siguiente manera:

$$d_i = \sqrt{((X_i - X_{SED})^2 + (Y_i - Y_{SED})^2)} \quad (4.5)$$

b) Número de Estratos

Para la selección del número de estratos, en presente Tesis se realizó un análisis de la cantidad de muestras que se obtendrían de la población en función a la cantidad de estratos seleccionados, lo cual se representa en el Gráfico 4.28.

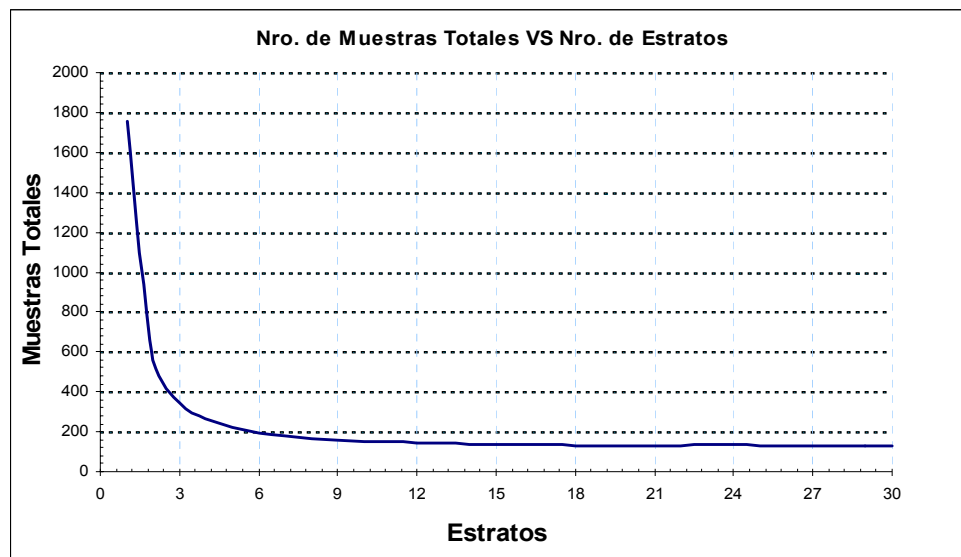


Gráfico Nro 4.28: Número Óptimo de Estratos

Se seleccionó seis estratos como el adecuado para la realización del presente análisis, considerando que al seleccionar una cantidad mayor de estratos el tamaño de la muestra de la población tiende a ser constante. Asimismo, la selección de una menor cantidad de estratos implicaba el manejo de una mayor cantidad de muestras, también podría implicar que la varianza de la muestra de cada estrato aumentara.

c) Límite de los estratos: Método Dalenious-Hodges

Para la determinación de los límites de los estratos se ha empleado el método de Dalenious-Hodges.

En este procedimiento la población es dividida en pequeños sub intervalos, que son distintos a los estratos, esta división está basada en la variable de estratificación. Cada sub intervalo tiene una frecuencia f (número de muestras dentro del sub intervalo) y una longitud del sub intervalo u (diferencia entre el valor superior e inferior de la variable de estratificación para el sub intervalo). Se calcula el valor \sqrt{uf} y se suma sobre todos los sub intervalos y este valor acumulado de $\sum \sqrt{uf}$ se divide por el número deseado de estratos (ne) obteniendo como resultado la longitud optima de cada estrato (considerados en \sqrt{uf}):

$$Le = \frac{(\sum \sqrt{uf})}{ne} \quad (4.6)$$

Los límites de los estratos corresponden aquellos valores de la variable de estratificación para los cuales se obtiene que $\sum \sqrt{uf}$ es igual a un múltiplo de Le .

En el Anexo F se adjunta mayor detalle del método Dalenius-Hodges.

4.2.4 Tamaño de la Muestra por Estrato

Sobre el total de Subestaciones de Distribución que componen cada estrato se ha empleado procesos estadísticos para determinar el tamaño de muestra de cada estrato, utilizando las siguientes relaciones:

$$n_0 = \frac{Z^2 \cdot S^2}{e^2} \quad (4.7)$$

$$e = d \cdot u \quad (4.8)$$

Donde:

n_0 : número de muestras por estrato

Z: variable independiente de distribución acumulativa normal F(z)

S: Desviación estándar

d : Error relativo máximo (Coeficiente de variación)

u : Promedio del variable de estratificación del estrato de estudio.

$$F(Z) = \int_{-\infty}^Z \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} dz \quad (4.9)$$

En nuestro análisis se utilizó un nivel de confianza de 90% que equivale a un $Z=1.6449$.

Para el caso de estratos donde la subpoblación es relativamente pequeña se empleó la Norma "Military Estándar" MIL-STD 414. Esta norma es empleada para la aceptación o rechazo de un determinado lote, basado en el resultado estadístico de una variable de inspección calculada sobre la muestra del lote. La norma se emplea como un medio para determinar el tamaño de la muestra a partir de número de Subestación que conforman el estrato.

Una vez determinado el tamaño de la muestra para cada estrato, se seleccionaron las Subestaciones a modelarse siguiendo un sorteo aleatorio con base al código de la Subestación.

4.2.5 Estratos

En el siguiente cuadro se presenta los estratos resultantes para las redes de BT asociados a su SED.

Tabla Nro.4.4: Límite de Estratos

Estrato	Límite inferior (momento cuadrático unitario)	Límite Superior (momento cuadrático unitario)	Cantidad (SED's)
1	4611	16086	33
2	1813	4611	121
3	742	1813	315
4	272	742	703
5	74	272	1754
6	0	74	4382

4.2.6 Tamaño de la Muestra

Del total de las SED's a estudiar, siguiendo el procedimiento descrito anteriormente se tienen los siguientes resultados, con un nivel de confianza de 90% y un error relativo de 10%:

Tabla Nro.4.5: Tamaño de la Muestra

Estrato	Limite Inferior	Limite Superior	Cantidad (SED's)	Tamaño de Muestra
1	4611	16086	33	5
2	1813	4611	121	19
3	742	1813	315	18
4	272	742	703	24
5	74	272	1754	40
6	0	74	4382	103

Se obtuvo un total de 209 Subestaciones de distribución a modelar. En el caso del estrato 1, debido a que la población es pequeña se utilizó la Norma "Military Estándar" MIL-STD 414 para la selección del tamaño de la muestra.

Una vez determinado el tamaño de la muestra para cada estrato, se seleccionaron las SED's cuya red BT será modelada siguiendo un sorteo aleatorio. Las SED's seleccionadas se presentan en el **ANEXO B1**

4.2.7 Modelado de la Red de BT

Determinada la muestra de SED's en las cuales se analizarán sus redes de baja tensión, se procedió a realizar el modelado de las mismas empleando el programa CYMDIST.

El programa CYMDIST permite representar las redes en forma cartográfica mediante el ingreso de la información en base de datos. Los parámetros que se ingresaron fueron los siguientes:

Datos de las redes de baja tensión, mediante el ingreso de coordenadas geográficas de los nodos de inicio y fin de cada tramo de red, asimismo, la sección y longitud de cada tramo.

Ubicación de los clientes en BT asociados a cada tramo de la red y ubicación de la SED mediante sus coordenadas geográficas.

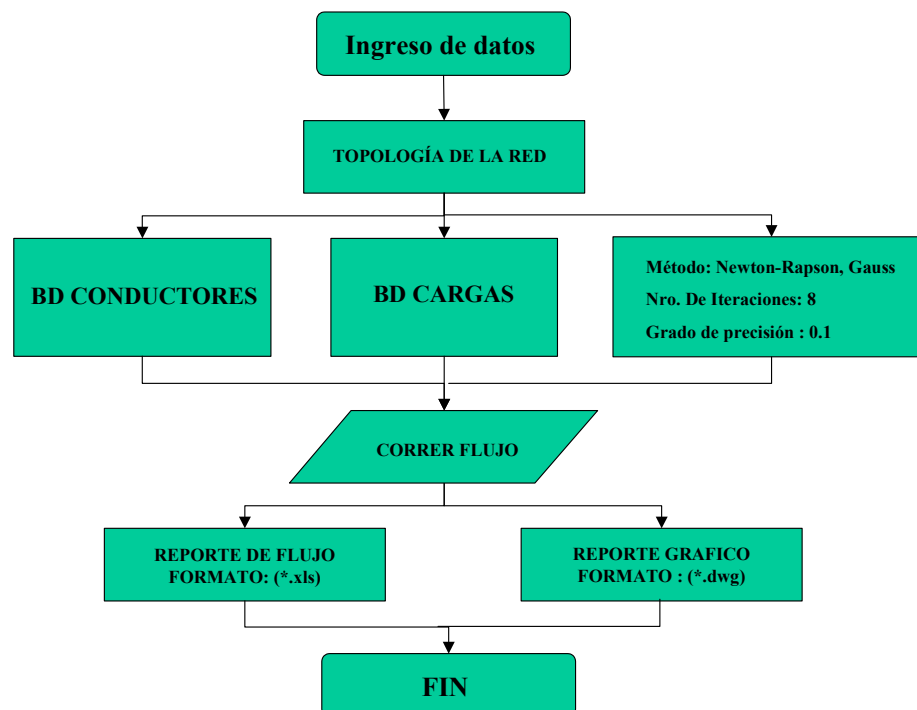


Gráfico Nro.4.29 Diagrama de Flujo de Software Cymdist

4.2.8 Evaluación de Pérdidas de Energía Para Cada Muestra

Concluido el modelado de las redes se procedió a evaluar las pérdidas de energía en la red BT de cada Subestación de Distribución seleccionada.

Para la evaluación de las pérdidas de energía en cada SED, primero se determinaron las pérdidas de potencia para cada uno de los bloques establecidos (alto, medio y bajo), estos resultados se muestran en el **ANEXO B2**.

Para el cálculo del porcentaje de pérdidas de energía de cada SED de la muestra seleccionada, se determinó la energía de ingreso de cada SED y sus pérdidas asociadas, mediante la integración de los bloques establecidos.

Los resultados de pérdidas de energía en cada SED de la muestra se aprecian en el **ANEXO B3**

4.2.9 Resultados de Pérdidas por Estrato

En cada uno de los estratos definidos se totalizaron tanto la energía ingresada como las pérdidas de energía de las Subestaciones evaluadas, para luego determinar el porcentaje de pérdidas de cada estrato.

Se determinaron las pérdidas sobre el total de las redes de BT, extrapolando los resultados de cada estrato obtenidos en la muestra. Este proceso consiste en multiplicar el total de energía distribuida por la SED a sus clientes (no se considera AP) por el porcentaje de pérdidas de energía determinado para el estrato al que pertenece la SED.

Una vez realizado esta expansión a todas las redes de BT de todos los estratos, se totalizaron los valores de pérdidas de energía

correspondientes a todo la red de BT para así determinar los porcentajes totales de pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía resultantes para las redes BT de cada una de las SED's modeladas se acumularon en cada uno de los estratos definidos, el resultado del porcentaje de pérdidas de energía por cada estrato es el siguiente:

Tabla Nro. 4.6: Porcentaje de Pérdida por Estrato

Estrato	%Pérdidas
1	4.1%
2	3.0%
3	3.3%
4	4.2%
5	4.2%
6	2.9%

Las pérdidas de energía en BT se estimaron a partir de la segmentación en tres bloques de la carga (bloques punta, medio y bajo), sin embargo, se debe considerar un factor de corrección con respecto a la utilización de una mayor cantidad de bloques. En gráfico 4.30 se muestra los distintos factores de corrección en función de la cantidad de bloques a utilizarse en la estimación de pérdidas, el cual está en función el diagrama de carga BT total de la empresa de distribución. En la presente tesis el valor de corrección considerado para tres bloques es de 2%.

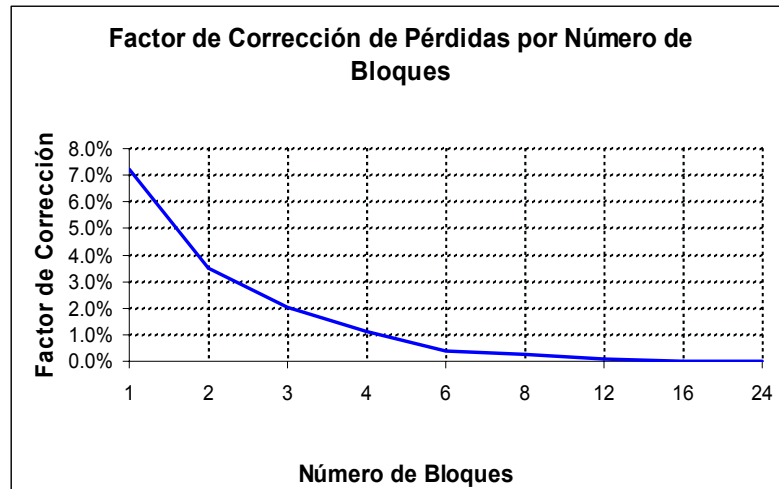


Gráfico Nro 4.30: Corrección del Modelo

Los estratos que tienen mayor preponderancia al momento de extrapolar y evaluar las pérdidas en las redes de BT son los estratos 5 y 6 como podemos apreciar en el gráfico Nro.4.31.

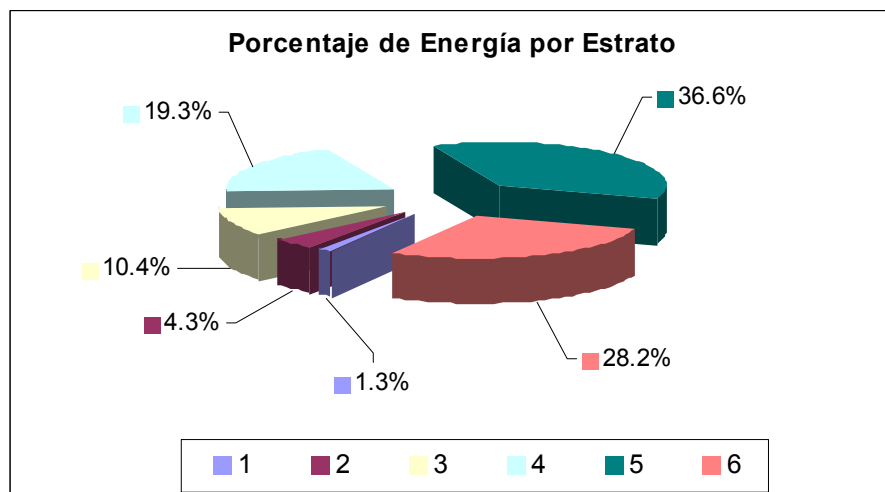


Gráfico Nro.4.31: Porcentaje de Energía Por Estrato

En forma similar el estrato que acumula la mayor cantidad de pérdidas de energía es el 5, con el 41%, teniendo una participación muy importante, que viene a determinar la variación del global de las pérdidas en la red.

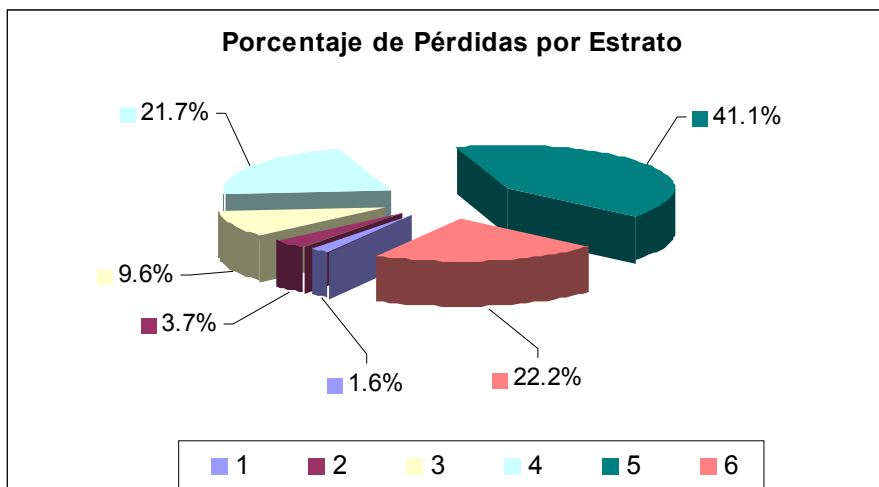


Gráfico Nro.4.32: Porcentaje de Energía Por Estrato

4.2.10 Pérdidas Mixtas

a) Efecto de Máxímetros en las Pérdidas BT

La distribución de la carga para la evaluación de las pérdidas se realizó mediante la repartición de la carga en función de los consumos mensuales (en kWh) de los clientes en BT, sin embargo, los clientes con un consumo importante (máxímetros) tendrían un efecto en la determinación de las pérdidas de potencia. En el presente estudio se considera un factor de incremento de las pérdidas en función de la participación de los máxímetros BT en un alimentador respecto al consumo total en baja tensión de todo el alimentador, tal como se muestra en el gráfico Nro. 4.28 En el Anexo C1 se muestra la evaluación que realizada para la determinación de este factor. En general la contribución de estas pérdidas es de 2.5% para la red de baja tensión.

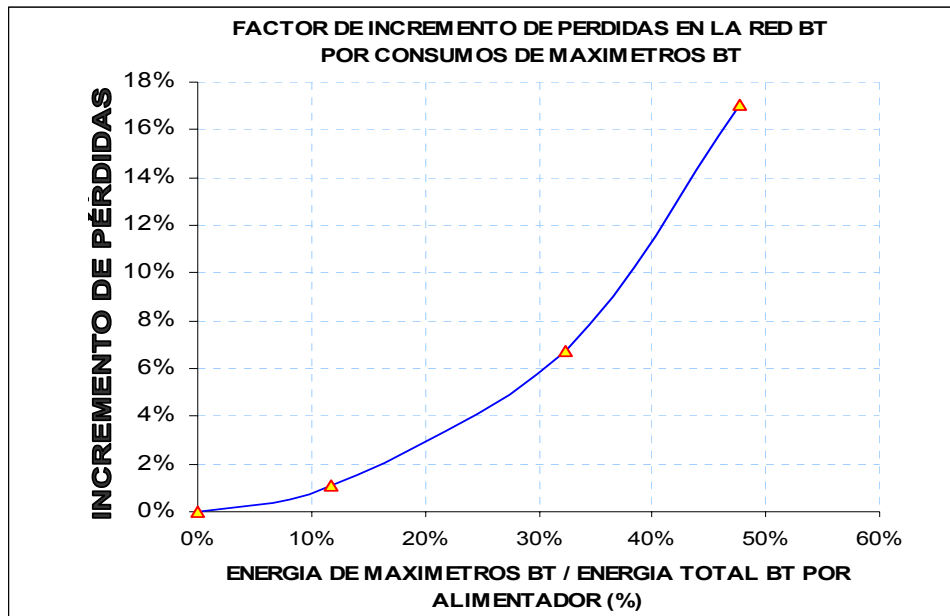


Gráfico Nro. 4.33: Factor de Corrección por efecto de Máxímetros

b) Efecto de Desbalance de Fases

De las mediciones efectuadas se determinó un incremento de las pérdidas por desbalance de fases en BT de 4%. El procedimiento utilizado se muestra en el Anexo C1.

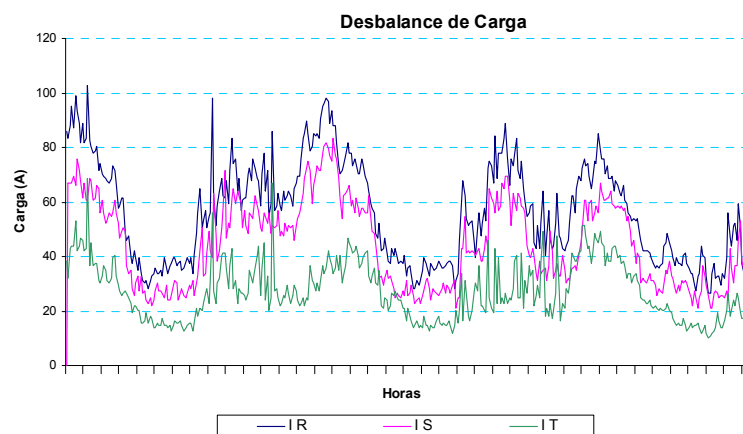


Gráfico Nro.4.34 Desbalance de Carga de fases de un llave BT

c) Efecto de los Armónicos

Los principales efectos de los armónicos en la red pueden resumirse diciendo que estos aumentan innecesariamente la potencia que hay que transportar (potencia fluctuante) y por consiguiente empeora el factor de potencia, los armónicos son los responsables que los cables y los transformadores de las redes de distribución resulten insuficientes para transportar una determinada potencia útil y que produzcan en ellos pérdidas innecesarias, que se traducen además en calentamiento de los cables, transformadores, interruptores y otros medios. El factor de corrección por Armónicos su procedimiento de cálculo se muestra en el anexo C3, El gráfico Nro. 4.35 nos muestra la distorsión que sufre la onda sinusoidal por efecto de los armónicos.

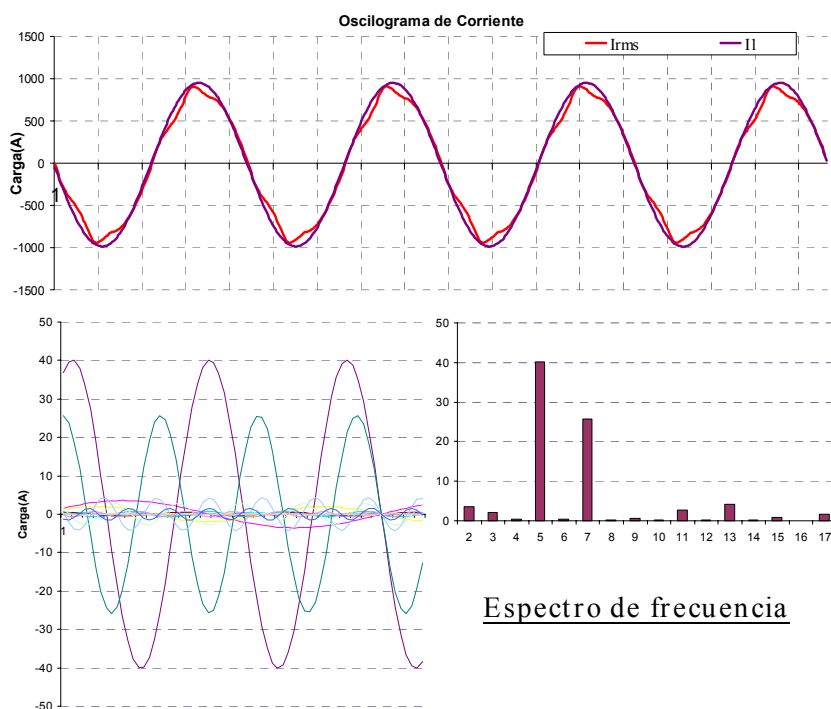


Gráfico Nro.4.35. Espectro de Frecuencia de La Corriente

Por otra parte, existen una serie de componentes en el sistema que proporcionan valores de pérdidas relativamente pequeños y en muchos casos la validación de las pérdidas es bastante compleja, tal es el caso de efecto de empalmes en las redes y acometidas, etc. En la presente tesis se considera una contribución de 3.5% por estas pérdidas adicionales. Finalmente, se obtiene una contribución por pérdidas mixtas de:

Contribución de máxímetros	:	2.5%
Desbalance de fases	:	4.0%
Otros adicionales	:	3.5%
Total	:	10.0%

Este valor total de pérdidas mixtas obtenido está de acuerdo a la sugerida por la CCON (Comité Coordinador de Operaciones Norte-Nordeste, Brasil) de considerar un valor de estas pérdidas igual a 10% del valor de las pérdidas técnicas.

4.2.11 Extrapolación de los Resultados

Estos resultados fueron extrapolados al resto de las redes de BT, de esta manera se determinaron las pérdidas de energía correspondientes a toda la red de BT, según la metodología descrita. Los resultados que se obtuvieron por SET se presentan a continuación:

Tabla Nro. 4.6:Pérdidas de Energía Por SET

SET	%Pérdidas
SET-01	4.15%
SET-02	4.45%
SET-03	4.74%
SET-04	4.18%
SET-05	4.42%
SET-06	4.50%
SET-07	4.11%
SET-08	4.05%
SET-09	4.47%
SET-10	4.75%
SET-11	3.85%
SET-12	4.87%
SET-13	4.92%
SET-14	5.12%
SET-15	4.21%
SET-16	4.57%
SET-17	4.57%
SET-18	4.85%
SET-19	5.00%
SET-20	4.52%
SET-21	3.63%
SET-22	5.07%
SET-23	4.04%
SET-24	4.80%
SET-25	4.66%
SET-26	4.05%
SET-27	4.08%
TOTAL	4.67%

Asimismo, en el gráfico siguiente se muestra el plano cartográfico del área de concesión de la empresa de distribución, la cual se observa las de pérdidas en BT por zonas el cual es representado por diversos colores:

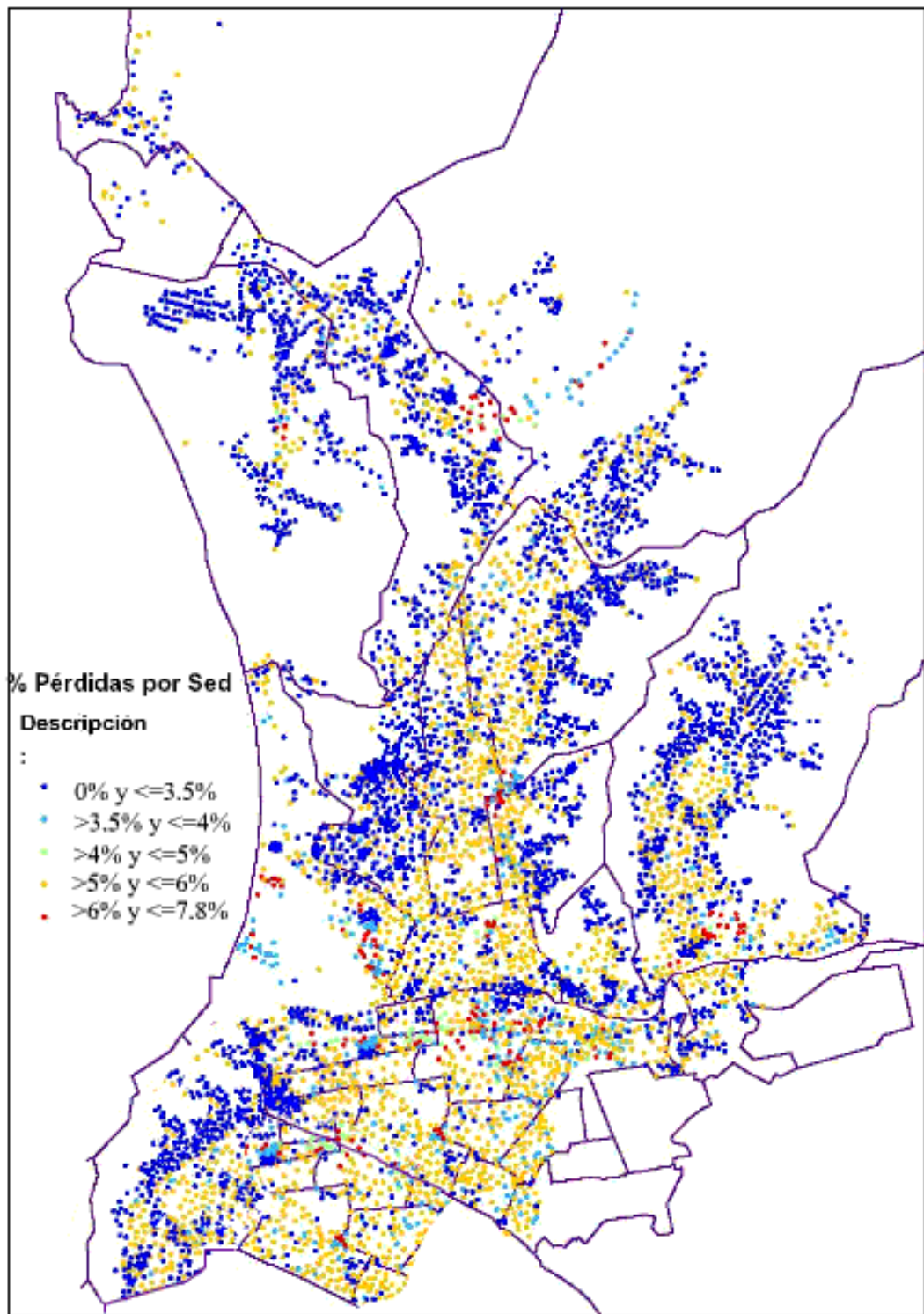


Gráfico Nro. 4.36-Área de Concesión de Distribuidora

El gráfico Nro. 4.36, nos muestra las zonas que tienen mayores incidencias de pérdidas técnicas en la red de BT, y afirmar que los porcentajes más altos se encuentran en el corazón de los centros urbanos (zonas comerciales), y que el menor porcentaje de pérdidas se ubica en la parte periférica de la zona de concesión.

4.3. Pérdidas en Acometidas y Medidores

El cálculo de las pérdidas en acometidas y medidores se efectuó tomando en cuenta la información del consumo de energía y tipo de conexión (monofásico ó trifásico) de todos los clientes de baja tensión. En el caso de las pérdidas en las acometidas se consideró la base de datos de acometidas de la red BT (sección y longitud del conductor que alimenta al cliente).

4.3.1 Determinación de Pérdidas en Acometidas.

Para el cálculo de las pérdidas se elaboró una base de datos donde se relaciona al cliente con su corriente, tipo de conductor de la acometida, la resistencia de conductor y la longitud, así como el tipo de conexión (trifásico o monofásico).

El cálculo de las pérdidas en acometidas se tomó en cuenta la información de consumo de energía de cada cliente; asimismo, se le asignó un diagrama de carga unitario a cada uno en función a una clasificación previamente establecida para cada cliente. Finalmente, con los datos utilizados se estimó la corriente que ingresa a la acometida de cada cliente.

Las pérdidas de energía en acometidas monofásicas:

$$PEAcom_{monofasica} = PPAcom_{monofasica} \cdot FCP \cdot 720 \quad (4.10)$$

$$PPAcom_{monofasica} = I^2 \cdot R \cdot (2 \cdot l) \quad (4.11)$$

La corriente que circula por la acometida es: $I = \frac{P}{V \cdot \cos \varphi}$

Longitud de la acometida: l (m)

Resistencia unitaria del conductor de la acometida: R (ohm/m)

Relación de Buller-Woodrow: FCP

Las pérdidas de energía en acometidas trifásicas:

$$PEAcom_{trifasica} = PPAcom_{trifasica} \cdot FCP \cdot 720 \quad (4.12)$$

$$PPAcom_{trifasica} = I^2 \cdot R \cdot (3 \cdot l) \quad (4.13)$$

La corriente que circula por la acometida es: $I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi}$

Longitud de la acometida: l

Resistencia del conductor de la acometida: R

Relación de Buller-Woodrow: FCP

Para la determinación de las pérdidas de energía en las acometidas se determinó el factor de carga de las pérdidas (FCP) utilizando el factor se obtiene de la relación de Buller y Woodrow:

$$FCP = X \cdot Fc + (1 - X) \cdot Fc^2 \quad (4.14)$$

Donde Fc es el factor de carga del cliente, X es una constante que toma valores entre 0 y 1, y que para sistemas de distribución adopta un valor típico de 0.3.

4.3.2 Determinación de Pérdidas en Medidores.

El cálculo de las pérdidas de energía en los medidores se estimó tomando en cuenta las pérdidas en las bobinas voltimétricas y amperimétricas de cada medidor, para lo cual se tomó valores representativos de pérdidas de estas bobinas para medidores monofásicos y trifásicos, la corriente que ingresa a cada medidor es la misma que se calculó para la estimación de las pérdidas en las acometidas.

Pérdidas de energía en medidores monofásicos:

$$PE_{Med_{monofasico}} = \left(\left(\frac{I}{I_n} \right)^2 \cdot 1.3W \cdot FCP + 1.3W \right) \cdot 720..(kWh) \quad (4.15)$$

donde:

Corriente nominal en el medidor $I_n = 10A$

Corriente que circula por el medidor $I = \frac{P}{V \cdot \cos \varphi}$

Pérdidas de energía en medidores trifásicos:

$$PE_{Med_{trifasico}} = \left(\left(\frac{I}{I_n} \right)^2 \cdot 0.52W \cdot FCP + 1.1W \right) \cdot 720..(kWh) \quad (4.16)$$

donde:

Corriente nominal en el medidor $I_n = 15A$

Corriente que circula por el medidor $I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi}$

4.3.3 Pérdidas de Energía en Acometidas y Medidores.

El cálculo de las pérdidas en las acometidas y medidores se realizó sobre el total de clientes de BT. Los factores de carga utilizados para

efectuar la asignación de la potencia consumida por cada cliente de baja tensión se muestran en la siguiente tabla:

Tabla Nro.4.6: Factores de Carga

COD.	Descripción	FC	FCP-relación Buller y Woodrow	FCP
C	Comercial	0.62	0.46	0.43
I	Industrial	0.67	0.52	0.49
U	Uso General	0.79	0.67	0.65
RA	Residencial alto	0.67	0.52	0.48
RB	Residencial medio	0.65	0.49	0.46
RM	Residencial bajo	0.53	0.36	0.33
RMB	Residencial muy bajo	0.49	0.32	0.29

Asimismo, en la tabla anterior se muestra los factores de carga de pérdidas que se obtienen utilizando la relación de Buller y Woodrow (FCP-relación Buller y Woodrow) y el factor de carga de pérdidas que se obtiene del diagrama de carga unitario en cada sector típico (FCP), del cual podemos decir que la variación es mínima.

En el presente estudio para la evaluación de las pérdidas en medidores y acometidas se considerará los factores carga de pérdidas que se obtienen del diagrama de carga unitario (FCP).

a) Pérdidas de Energía en Acometidas

Según el proceso de cálculo planteado se obtuvo los siguientes resultados, los cuales se expresan como porcentaje entre las pérdidas en las acometidas y la energía que consumen los clientes de BT.

Tabla Nro.4.7: Pérdidas de Energía en Acometidas

	Energía de clientes (MWh)	Pérdidas (MWh)	% Pérdidas
Total	174,314	186.16	0.11%

b) Pérdidas de Energía en Medidores

Se consideraron las siguientes pérdidas en las bobinas voltimétricas y amperimétricas de cada medidor teniendo en cuenta las características típicas de los equipos:

Tabla Nro.4.8: Parámetros de Medidores de Energía

Pérdidas en Medidores	Tipo de medidor	
	MONOFASICO(*)	TRIFÁSICO (**)
Pérdida en bobina voltimétrica	1.3 W	1.1W
Pérdida en bobina amperimétrica	1.3W	0.52W

(*) Medidor Monofásico SKAITEKS, modelo CO-U449M1

(**) Medidor Trifásico ABB, modelo D4S5H

Según el proceso de cálculo planteado se obtuvo los siguientes resultados, los cuales se expresan como porcentaje entre las pérdidas en los medidores y la energía que consumen los clientes de BT.

Tabla Nro. 4.8: Pérdidas de Energía en Medidores

	N° de Clientes	Energía de clientes (MWh)	Pérdidas (MWh)	% Pérdidas
Total	868,407	174,314	889.3	0.51%

CAPÍTULO V

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La estimación de las pérdidas técnicas de energía en las empresas de distribución viene a ser un indicador técnico-administrativo de gran relevancia para las futuras gestiones a tomar con miras a reducir el valor de las pérdidas comerciales (diferencia entre las perdidas totales y las perdidas técnicas). Los resultados obtenidos de las pérdidas técnicas de la empresa analizada, tuvo el valor de 6.4%, frente a un 10.1% de pérdidas totales, y teniendo estos dos valores obtenemos el valor de las pérdidas comerciales que nos dio un valor igual a 3.7%, los cálculos se efectuaron para el año 2004, realizando el respectivo balance de energía del sistema de distribución, que comprende la parte de Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión.

El resultado de este balance lo podemos apreciar en el gráfico Nro. 5.1, donde se especifica la energía que ingresa al sistema, tanto en Alta Tensión en las barras de 220kV, Barras de 60kv, la energía de salida de peaje, que viene ser la energía suministrada a clientes que estando en la zona de concesión de la distribuidora, pero pertenecen como clientes de comercialización a otra empresa; se agregan también, las transferencias de energía hacia otras distribuidoras, en un mismo periodo de tiempo, el

esquema de igual manera muestra los consumos de los clientes de la empresa en distintos niveles de tensión, que vienen a ser tanto clientes regulados y los clientes no regulados o conocidos también como clientes libres, se incluye el consumo de alumbrado publico y consumos propios. El porcentaje de pérdidas que se muestra esta referido al total de la energía que ingresa al sistema según la siguiente relación:

$$Pérdidas\% = \frac{Pérdidas(AT, MT, BT)}{Energía_Ingreso} \quad (5.1)$$

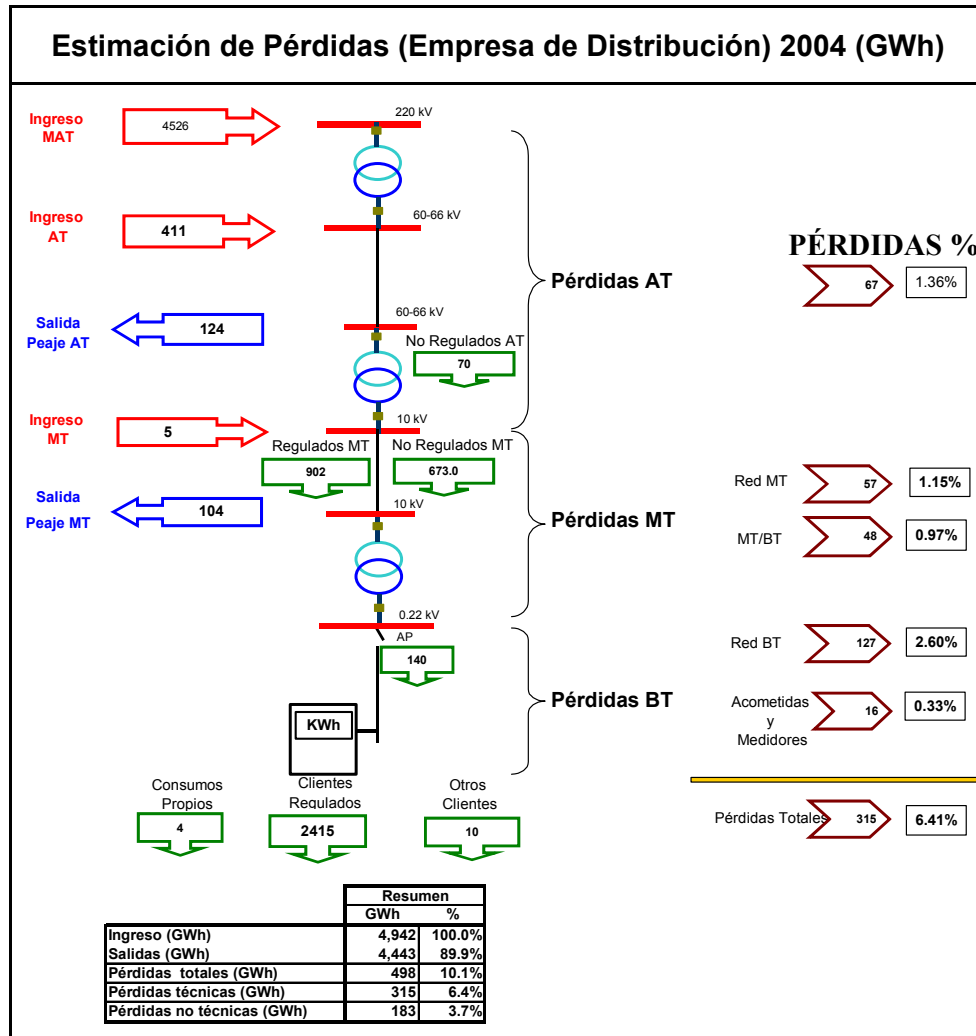


Gráfico Nro. 5.1: Balance de Energía

Asimismo, se determinó una resistencia equivalente de toda la red de distribución para evaluar su comportamiento mensual en el periodo de un año, tal como se muestra en el gráfico Nro. 5.2.

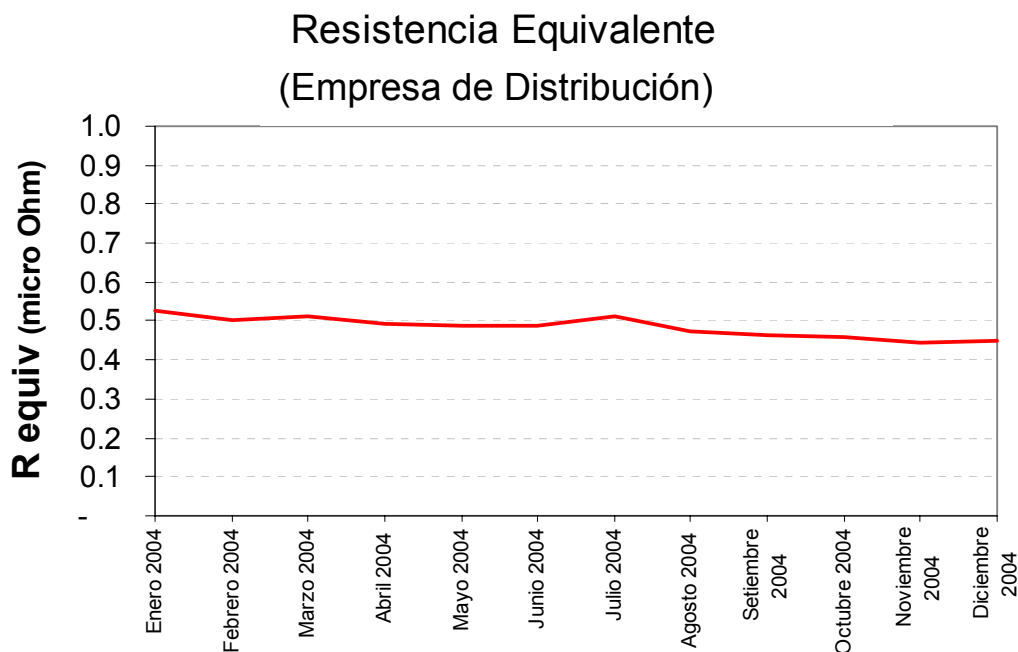


Gráfico Nro 5.2: Evolución de la Resistencia Equivalente

De acuerdo a lo observado en el gráfico Nro. 5.2, no se presenta una variabilidad apreciable para el periodo de un año, por lo cual se puede considerar que solo se necesitaría evaluar las pérdidas técnicas una vez al año, salvo el caso que ocurriera reformas en la red eléctrica en la cual se requiera realizar una nueva estimación de las pérdidas técnicas.

Con la estimación de las pérdidas técnicas de energía y la obtención de las pérdidas comerciales, se logra el objetivo planteado en la presente tesis.

El gráfico se Nro. 5.3 se muestra la evolución en la estimación de las pérdidas técnicas de energía y el método utilizado para su cálculo, los valores estimados en el presente trabajo de tesis guardan relación con los valores que se obtuvieron con los diferentes métodos señalados, siendo la tendencia a realizar esta estimación en los tres niveles de tensión vía flujo de carga.

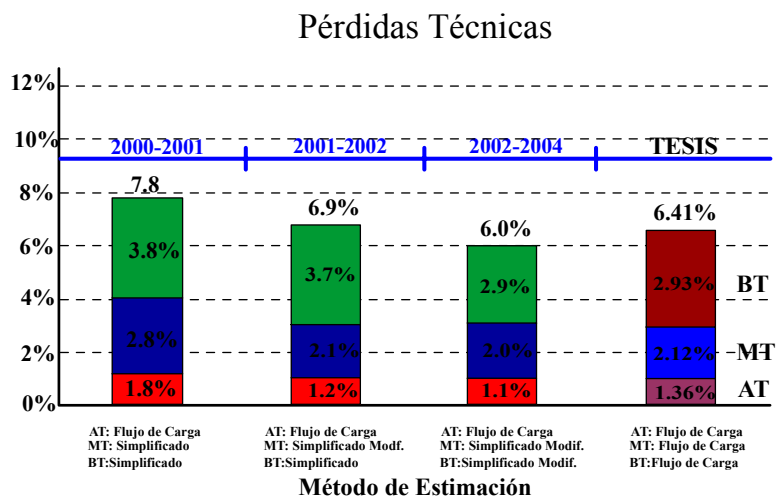


Gráfico Nro.5.3: Evolución de la Estimación de Pérdidas

El método simplificado hace referencia a la metodología planteada por el grupo ENDESA de España [2], y el método simplificado Modif. hace referencia a este modelo con modificaciones con la finalidad de adaptar al sistema en estudio.

CAPÍTULO VI

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

Una vez alcanzado el objetivo de estimar las pérdidas técnicas y consecuentemente el valor de las pérdidas comercial, la siguiente medida a adoptar es un programa de reducción y control de pérdidas. Haciendo un cálculo para la empresa analizada **1%** de pérdidas de energía significa un monto de **4 Millones de dólares** anuales, cifra significativa, que justificaría previo análisis económico si la inversión que se realice es viable.

En la evaluación económica se calcula los precios de cuenta por precios de eficiencia del valor económico neto del proyecto, sin tener en cuenta como se distribuyen los beneficios y costos, con el objetivo de procurar la máxima eficiencia en la asignación de recursos del sector.

Para la evaluación del proyecto a ejecutar con miras a la reducción de pérdidas, se consideran los escenarios básicos: uno que excluye al proyecto y otro que lo incluye. Estos escenarios son llamados escenarios SIN y CON el proyecto respectivamente.

En el escenario con el proyecto, se obtienen los requerimientos de inversión, oferta de bienes o servicios generados por el nuevo proyecto y los ahorros en costos obtenidos al entrar en operación. El escenario SIN el proyecto permite analizar las situaciones de oferta y demanda, costos y beneficios si no se realizara el proyecto.

El análisis económico busca establecer la rentabilidad económica, la prioridad y el impacto en los proyectos que se desarrollen. Los indicadores de dichos conceptos deben ser calculados y analizados para poder decidir si el proyecto es favorable o no, se presentan a continuación los indicadores a considerar:

- Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto
- Valor presente Neto (VPN) del proyecto a una tasa de descuento de 12%
- Relación beneficio / costo, donde el costo se define como el valor presente de los beneficios menos costos de operación y mantenimiento.
- La relación beneficio / costo, bajo el supuesto que los beneficios incluyen solamente el beneficio por la reducción de las pérdidas y el beneficio por la reducción e los costos de operación y mantenimiento
- Oportunidad del proyecto que es la relación entre el valor actual del beneficio hasta el primer año de plena operación (un año después del ultimo año de inversión) y el valor actual de los costos de inversión.

Beneficios a ser considerados en la evaluación económica:

- Reducción de pérdidas no técnicas
- Reducción de pérdidas técnicas
- Ahorro en costos de operación y mantenimiento
- Mejora en la regulación de voltaje
- Reducción del nivel de fallas.
- Mejora de la Calidad de Producto Técnico.

6.1 Pérdidas No Técnicas

Los proyectos con miras a la reducción de pérdidas no técnicas, es la alternativa inicial a tomar; estos proyectos tienen como finalidad la reducción del fraude y/o hurto de energía, el consumo no registrado mediante la normalización de usuarios en penalidad, sustitución e instalación de equipos de medición, la implementación de nuevos sistemas de lectura, facturación, cobranza y control.

El principal beneficio a percibir del proyecto a ejecutar, es el ahorro de recursos de generación que antes no se percibía beneficio alguno, y que eventualmente se podría dejar de producir, pero se debe tener en cuenta que parte de la energía no facturada seguirá generándose, el beneficio viene a ser, que realizando el proyecto ya se llega a percibir si no es toda, parte de la energía no facturada.

Los beneficios de proyectos de reducción de las pérdidas no técnicas, son conocidos también como de recuperación de ingresos por su efecto positivo en las finanzas de la empresa, significan ahorro de recursos y mejora en la confiabilidad de suministro, los beneficios serán resultado de los siguientes efectos:

- Reducción y normalización de consumos ilícitos y aumento en el consumo facturado.
- Mayor eficiencia en la lectura, facturación y cobranza.

Los proyectos con miras a la reducción de pérdidas no técnicas, son acciones que se realizaran hasta que este valor llegue a un nivel óptimo.

El nivel aceptable de pérdidas es un indicador que tendrá variaciones según el país y la zona de concesión de la distribuidora. Este nivel se encuentra cuando el costo de reducir las pérdidas en un kWh es mayor que el costo marginal a largo plazo de suministrarlo.

El gráfico Nro. 6.1 muestra la relación existente entre la inversión y la recuperación de las pérdidas; es notorio, que teniendo un nivel elevado de pérdidas no técnicas con una inversión inicial se logrará una reducción favorable en el corto plazo, pero sería ilógico pensar que invirtiendo el mismo monto inicial se podría recuperar una magnitud similar; de este modo, cada vez se necesitara mayores esfuerzos para reducir una proporción pequeña en las pérdidas hasta el punto donde resulte económicamente no viable la inversión, de ese punto en adelante se aplicaría una política de control para mantener el nivel óptimo y en lo posible reducirlas.

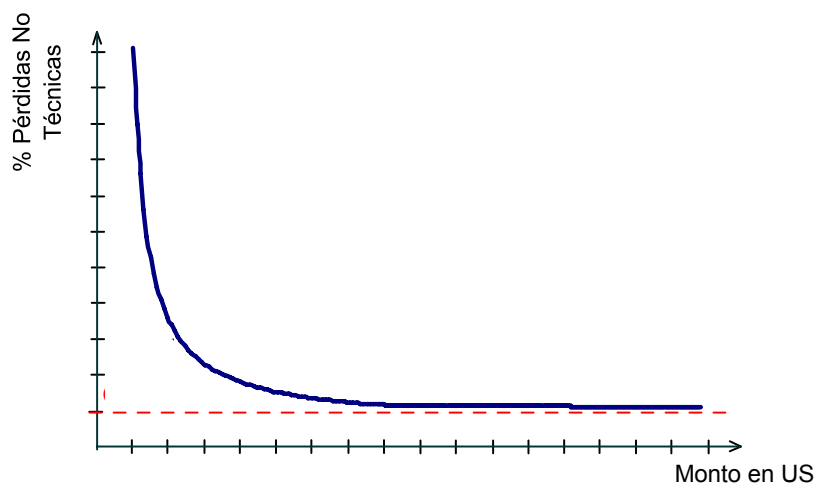


Gráfico Nro. 6.1: Tendencia de la Reducción de Pérdidas

- El nivel de pérdidas no técnicas óptimo, que en realidad debería tener un valor cercano a cero, por ser pérdidas que no dependen de

aspectos físicos, para poder tener un criterio de saber hasta donde podemos llegar en tema de reducción de este indicador, analicemos las componentes del total de pérdidas no técnicas de una empresa distribuidora, el gráfico Nro 6.2 muestra una clasificación importante realizada por una empresa distribuidora donde se establecen porcentajes según la causa de problema.

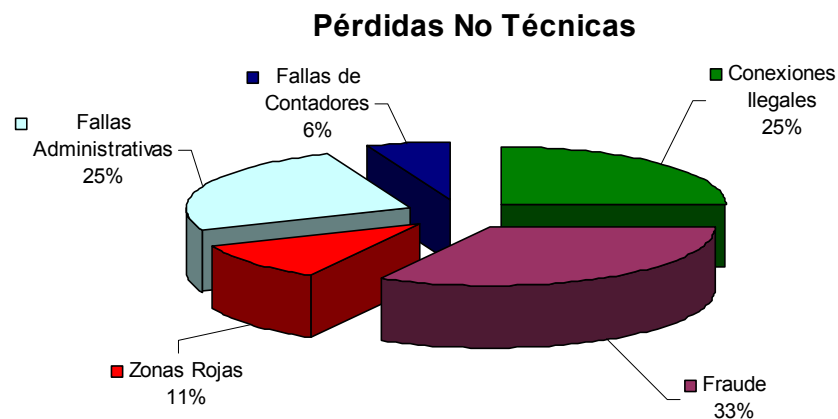


Gráfico Nro 6.2: Proporción de Pérdidas No Técnicas

De todos los aspectos presentados, es posible reducir y en gran medida todos ellos, algo particular y vale la pena mencionarlo es el problema de las zonas rojas, puntos de la concesión que son prácticamente inaccesibles, factor que influye en obtención de mejores resultados.

Otro aspecto importante no considerado en esta clasificación, son las pérdidas por corrientes de fuga en las redes secundarias de distribución, estas pérdidas que en muchos casos son muy difíciles de detectar, pero que contribuye al global de las pérdidas comerciales que por definición es la energía no facturada.

Si bien los proyectos de reducción de pérdidas no técnicas, no son más que acciones correctivas por falta de labores de prevención en el pasado; es importante tener políticas a futuro para controlar este nivel y no permitir que los valores desborden hasta llegar a una situación de ineficiencia.

6.2 Pérdidas Técnicas

Las medidas tomadas para la corrección de las pérdidas no técnicas son proyectos de un beneficio a corto plazo, ahora los proyectos de reducción de pérdidas técnicas son de largo plazo en lo referido al beneficio económico, estos proyectos tienen el objetivo principal ya sea en reducir la carga o aumentar la capacidad de conductores y transformadores. La evaluación económica va a consistir en encontrar el nivel óptimo correspondiente al punto en que el beneficio por reducción de las pérdidas es equivalente al aumento del costo de ampliar la capacidad del proyecto.

Los principales beneficios de la reducción de pérdidas son:

- Al mejorar y ampliar la capacidad de los equipos se mejora su confiabilidad y brinda una mejor calidad del servicio.
- La disminución de las pérdidas posibilita la instalación de nuevos usuarios a la red.
- Reduce gastos de mantenimiento en la renovación de instalaciones viejas.
- La disminución de costos traduce a largo plazo en tarifas más bajas lo que incentivaría al aumento de la demanda.

El objetivo de un proyecto de reducción de pérdidas técnicas, debe ser el maximizar el valor presente neto de los beneficios menos los costos actualizados durante la vida económica del proyecto, el valor presente neto esta compuesto del beneficio por la reducción de las pérdidas, el beneficio por aumento de confiabilidad, ahorro de costos de operación y mantenimiento y el monto de la inversión del proyecto.

Los proyectos a realizar con el objetivo de reducir las pérdidas deben estar apuntando a resolver los siguientes problemas, los cuales se muestran en el gráfico Nro.6.3.

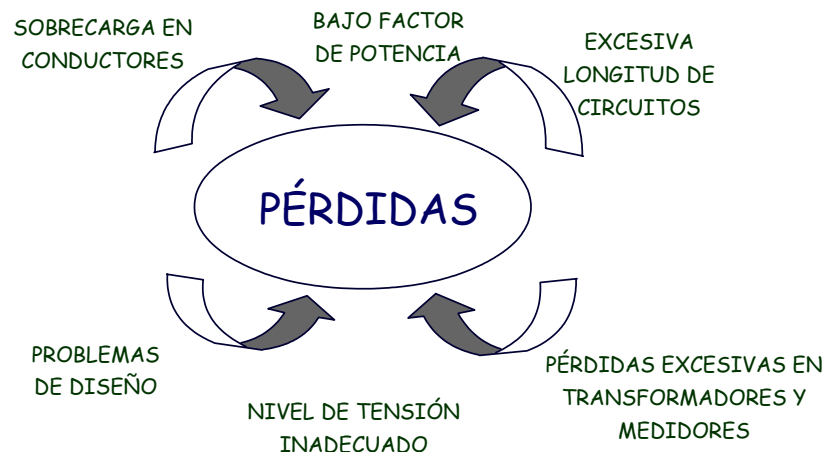


Gráfico Nro 6.3: Problemas que Involucran Pérdidas

El factor de potencia es síntoma que el sistema esta consumiendo un exceso de reactivos, para ello y con la finalidad de reducir pérdidas se deben implementar proyectos de compensación reactiva, la cantidad kVAR a instalar no debe exceder el óptimo deseado; es así, que después de este punto si se sigue incrementado la compensación lo que se lograra será aumentar las pérdidas, la instalación de bancos de condensadores será rentable hasta superar este límite, todo esto desde el punto de vista de

minimizar las pérdidas, este proceso se muestra en el gráfico Nro. 6.4, donde se evalúa la puesta en servicio de bancos de condensadores teniendo un nivel óptimo en la reducción de pérdidas y por consiguiente la mejora del factor de potencia.

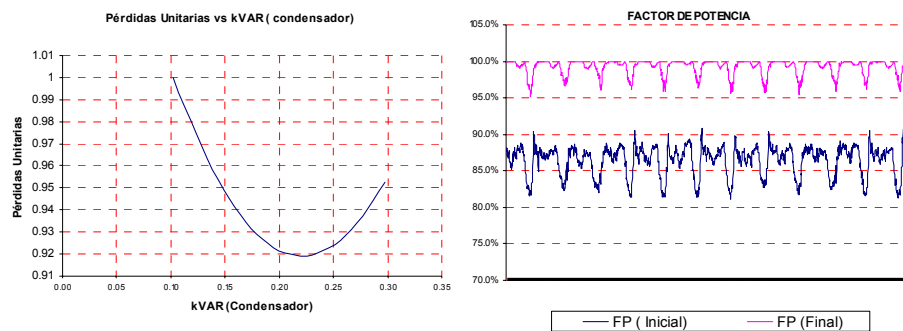


Gráfico Nro. 6.4: Condensador Óptimo

El cambio de capacidad de transformadores de distribución, es una alternativa que ayuda reducir pérdidas en la situación que si operan con cargas muy bajas (por las pérdidas en vacío) pueden hasta duplicar su porcentaje de pérdidas y en forma similar si operan con cargas muy altas (Pérdidas en vacío y bajo carga), el gráfico Nro. 6.5 muestra el porcentaje de pérdidas de un transformador contra el porcentaje de su carga nominal, encontrándose el óptimo funcionamiento es de 50% y 70% de su capacidad nominal.

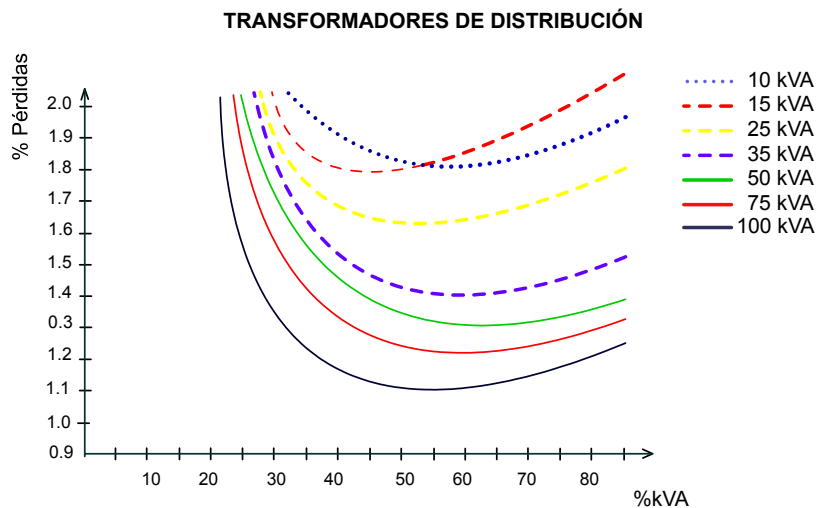


Gráfico Nro.6.5: Pérdidas en Transformadores de Distribución

El cambio de transformadores es rentable únicamente cuando la demanda de este equipo es muy baja o existe sobrecarga, en este último caso la rentabilidad mejora por el valor de atenuar el deterioro del equipo; por otra parte, la rentabilidad se obtiene cuando los transformadores rotan de ubicación con el objetivo de mejorar su factor de utilización.

El cambio de sección del conductor por otro mayor con la finalidad de disminuir la resistencia. El cambio de conductor tiene como contrapartida el costo de inversión inicial C_{AI} , el cual llevado a anualidades debe ser menor al ahorro de pérdidas, para que su ejecución resulte económica, el costo total estará dado por la siguiente expresión:

$$C_T = C_{AP} + C_{AI} \quad (6.1)$$

Donde:

C_{AP} : Costo Anual de Pérdidas.

La selección del costo de un conductor se hace en función al costo total (C_T) del mismo, ya que se debe tomar en cuenta no solo el costo inicial del material sino también el costo de las pérdidas que se presentan a lo largo de su vida útil.

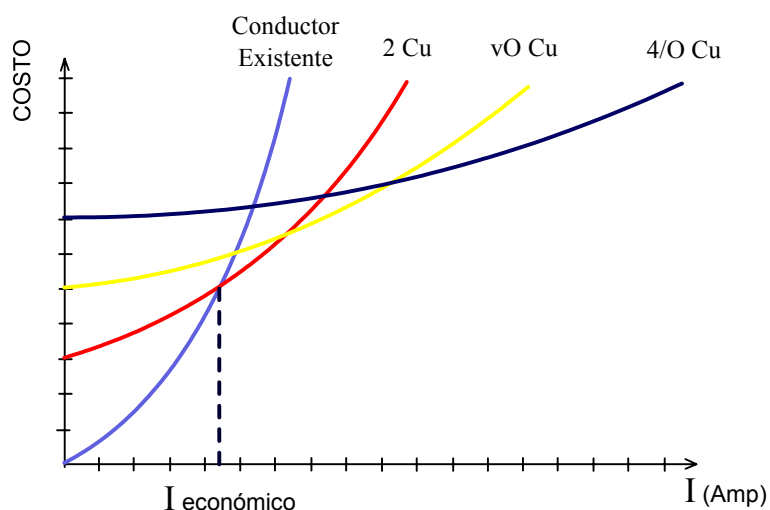


Gráfico Nro.6.6: Costo de Conductores

En el gráfico Nro. 6.6 se puede observar como se comporta el parámetro (C_T) para distintos tipos de conductores según la carga a alimentar. La selección óptima será de aquel conductor que posee menor costo total para la misma corriente de carga, puede observarse que para valores inferiores a $I_{Economico}$ no es rentable efectuar este cambio.

El cambio de nivel de tensión será un proyecto que disminuye las pérdidas en función a que la corriente que circula por los conductores será menor y teniendo en cuenta que las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente. La alternativa de elevar el nivel de tensión se efectuará después de la evaluación y comparación de costos totales y el tiempo de

operación de cada una de estas alternativas, en el gráfico Nro 6.7, muestra la relación de costos (**K**) entre dos alternativas (34.5kV y 13.8 kV) donde tener una red de 34.5kV es económicamente buena, si esta va a operar como mínimo 15 años, caso contrario se desecha el proyecto.

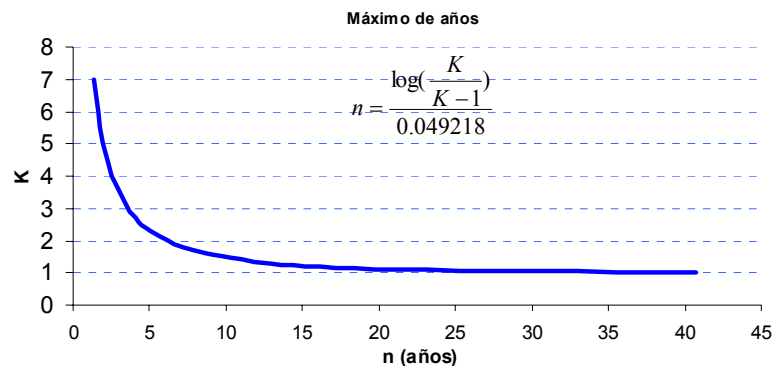


Gráfico Nro. 6.7: Relación por el Cambio de Nivel de Tensión

Los cálculos de relación de costos en general son muy sensibles a variables como el costo de reposición de los activos a reemplazar y a la vida útil que tenga, debido al grado de incertidumbre muchas veces no se considera conveniente adoptar esta alternativa.

Todo lo planteado lleva a tener en cuenta, hasta que punto es económicamente conveniente reducir el nivel de las pérdidas técnicas en el sistema de distribución.

Considerando que el costo neto del suministro es igual al costo del sistema de distribución más el valor de las pérdidas.

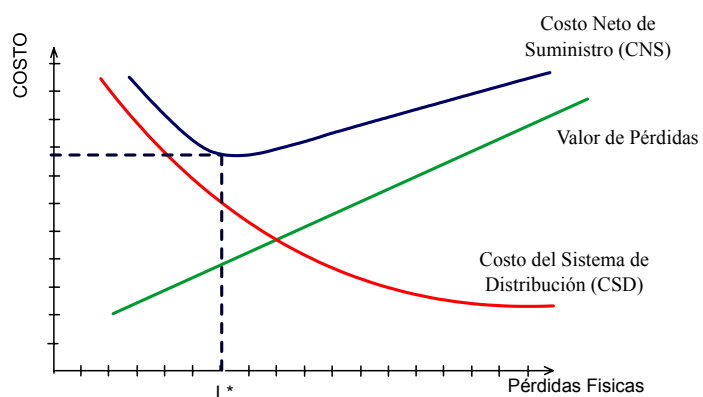


Gráfico Nro 6.8: Costo de Pérdidas

En el Gráfico Nro.6.8, el costo del sistema de distribución crece al disminuir el valor de las pérdidas teniendo la necesidad de efectuar mayores inversiones para lograr la reducción mientras que el valor de las pérdidas es directamente proporcional al nivel de las mismas y por lo tanto se incrementan al crecer estas y el punto óptimo ocurre cuando el CNS es mínimo.

6.3 Pérdidas de Energía y Tarifas Eléctricas

Las tarifas de electricidad a clientes finales reconocen los costos de Generación, Transmisión y Distribución, las mismas que son reguladas por el OSINERG-GART, el gráfico Nro.6.9 muestra la formación del precio de la electricidad.

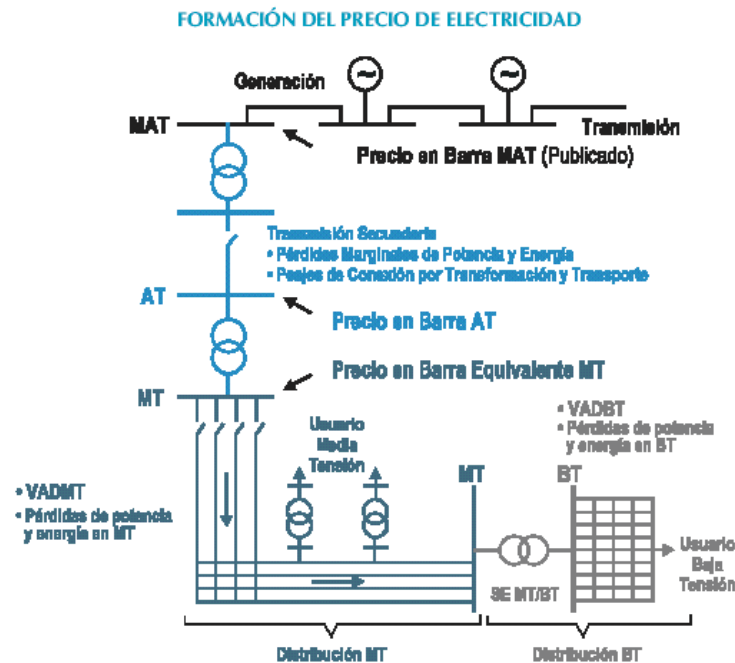
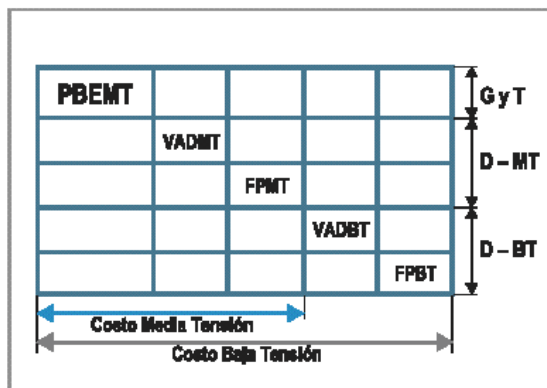


Gráfico Nro.6.9: Formación del Precio de la Electricidad

Para el caso de las distribuidoras el Valor agregado de distribución (VAD) representa el costo total en que incurre para poner a disposición del cliente la potencia y energía desde una barra equivalente de Media Tensión hasta el punto de empalme de la acometida.

Las pérdidas de energía entran a tallar de modo que para llegar desde la barra de Media Tensión hasta la acometida del cliente final, los costos se expanden con la adición de las pérdidas de energía y su respectivo VAD, tanto en MT y BT, como se muestra en el gráfico Nro.6.10.



- PBEMT** : Precios en barra equivalente de media tensión
VADMT : Valor agregado de distribución MT
FPMT : Factor de expansión de pérdidas MT
VADBT : Valor agregado de distribución BT
FPBT : Factor de expansión de pérdidas BT

Gráfico Nro 6.10: Factores de Expansión

Según resolución de la comisión de tarifas eléctricas Nro. 2120-91 os/cd del 15.10.01 los factores de expansión de pérdidas (MT y BT) para el proceso de regulación tarifaria 2001 – 2005 , factores que se emplearan para calcular las pérdidas reconocidas en la actividad de distribución de energía eléctrica, los que se muestran en la Tabla Nro. 6.1.

Tabla Nro. 6.1: Factores de Pérdidas

	PARA-METRO	DESCRIPCION	FACTOR EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS			
			Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
ENERGÍA	PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión. Del 01.11.01 al 31.10.02	1,0196	1,022	1,0255	1,0255
		Del 01.11.02 al 31.10.03	1,0185	1,0211	1,0245	1,0245
		Del 01.11.03 al 31.10.04	1,0175	1,0201	1,0234	1,0234
		Del 01.11.04 al 31.10.05	1,0165	1,019	1,0224	1,0224
	PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión. Del 01.11.01 al 31.10.02	1,1282	1,1282	1,1458	1,1458
		Del 01.11.02 al 31.10.03	1,1215	1,1215	1,1388	1,1388
		Del 01.11.03 al 31.10.04	1,1148	1,1148	1,1320	1,1320
		Del 01.11.04 al 31.10.05	1,1083	1,1083	1,1253	1,1253

Se realizó el cálculo de las pérdidas reconocidas para la empresa de distribución analizada en la presente tesis, obteniendo los siguientes resultados que se muestran en el gráfico Nro. 6.11

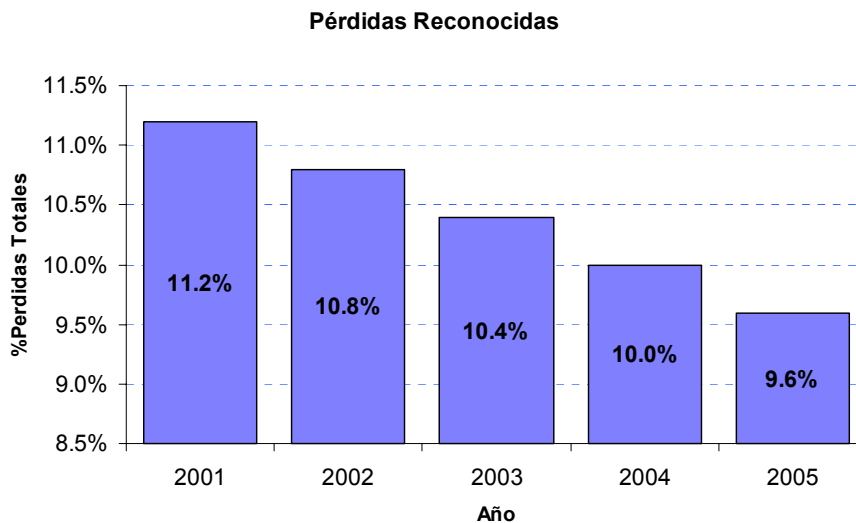


Gráfico Nro 6.11: Evolución de Pérdidas Reconocidas

De los resultados obtenidos, las pérdidas reconocidas para el año analizado (2004) resultó 10% comparado con el valor de las pérdidas totales de la empresa de distribución 10.1%, existe una diferencia negativa de 0.1%, este saldo negativo implicará una disminución en sus ingresos totales, y que para el año 2005 deberá reducir sus pérdidas a un valor inferior a 9.6% si es que no quiere que esta diferencia sea mayor.

Todos los aspectos mencionados para realizar una evaluación económica con miras a ejecutar proyectos de reducción pérdidas tienen un incentivo adicional que es un incremento en su rentabilidad, en el caso que sus pérdidas totales sean inferiores a las reconocidas, y a la vez esto constituye una presión financiera cuando sus pérdidas son superiores a las reconocidas.

CAPÍTULO VII

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL CONTEXTO INTERNACIONAL

7.1 Introducción

Uno de los indicadores de gestión comercial, viene a ser el índice de pérdidas de energía (porcentaje de pérdidas de energía), este indicador nos refleja la energía que se disipa en el proceso de entregar el servicio a un usuario final, incluye las pérdidas técnicas como las pérdidas no técnicas; el porcentaje de pérdidas, por ser un valor que no puede llegar a ser nulo, es reconocido en la fijación de las tarifas, pero con la consideración que lo que se reconozca serán aquellas pérdidas a un nivel óptimo de operación (empresa ideal). A lo largo de los últimos años, el ente regulador (OSINERG), por intermedio de la gerencia adjunta de regulación tarifario (GART), es el encargado de publicar el valor de las pérdidas a reconocer, este valor que paulatinamente decrece a través de los años hasta llegar a su nivel óptimo; esto implica, a medida que transcurren los años y si la empresa no realiza los correctivos para reducir su nivel de pérdidas llegara un instante en que las pérdidas reconocidas serán menores que las pérdidas reales de la empresa, esto equivale a decir que la diferencia de estas pérdidas las estará asumiendo directamente la empresa.

Tanto en nuestro país como en el resto de países, existen empresas cuyas pérdidas superan el nivel óptimo, causados por distintos motivos y con

particularidades en cada una de ellas, y que vienen realizando gestiones necesarias para su reducción.

7.2 Situación actual de Pérdidas de Energía en el Sistema Eléctrico Peruano.

7.2.1 Producción y Demanda de Energía Eléctrica

En el último año (2004), nuestro país se ha generado 22 565.2 GWh; El 75%(17 067.9 GWh) fue generación Hidráulica y el 24% (5 497.3 GWh) fue generación térmica.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DEPARTAMENTO

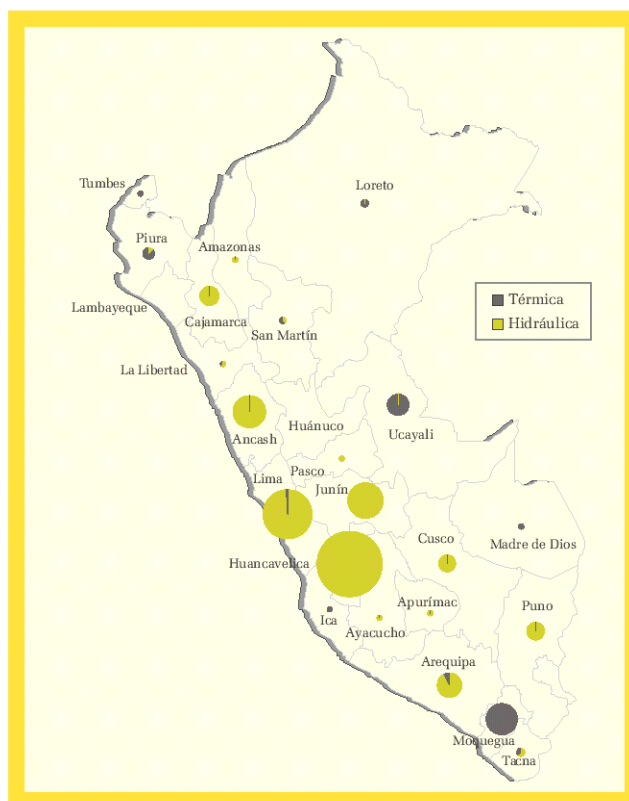


Gráfico Nro. 7.1: Producción de Energía Eléctrica Por Departamento.

Asimismo, se ha vendido a los usuarios finales 19 652.6 GWh; el 52.7% (10 356.2 GWh) fue vendido en el mercado regulado y el 47.3% (9 296.3 GWh) en el mercado libre.

VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DEPARTAMENTO

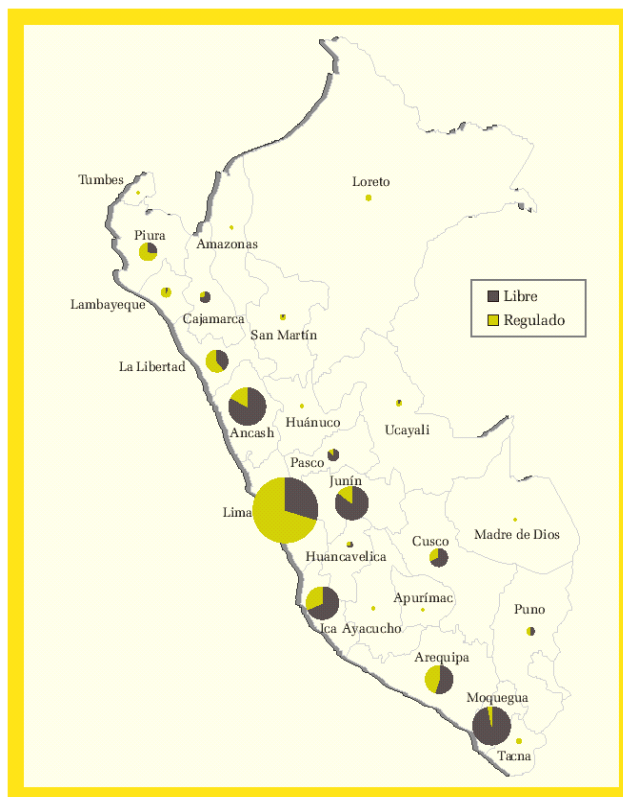


Gráfico Nro. 7.2 Venta de Energía Eléctrica Por Departamento.

El resultado de la gestión comercial concluido el año 2004, respecto a lo registrado en periodos similares en los años 2003 y 2002; muestra incrementos en la producción de energía (5.9% y 10.9%) y ventas de energía (6.4% y 11.8%).

7.2.2 Composición del Consumo

La demanda de la energía en el Sistema Eléctrico Peruano, se entiende como la energía que se suministra a los clientes finales más las pérdidas que se produzcan en el proceso de suministro más los consumos propios. Los usuarios son reagrupados de acuerdo a una clasificación

acordada entre todas las empresas eléctricas, teniendo la siguiente clasificación:

Tabla Nro. 7.1: Clasificación Por Tipo de Consumo

Tipo de Uso	Participación %
Alumbrado Público	3.10%
Comercial	17.30%
Industrial	55.90%
Residencial	23.70%

7.2.3 Evolución de los Índices de Pérdidas

Para el año 2004 las pérdidas de energía, expresada en porcentaje, en las distintas empresas de distribución de sistema nacional, se muestra en la tabla Nro. 7.2, siendo promedio ponderado nacional de 8.8%.

Tabla Nro 7.2: Índice de Pérdidas de Empresas Distribuidoras

Distribuidora	Pérdidas %
Emsemsa	21.7%
Electro Tocache	17.2%
Sersa	16.7%
Electro Puno	14.8%
Emseusa	14.7%
Electro Oriente	13.4%
Electro Pangoa	13.2%
Seal	13.0%
Electro Sur Medio	12.7%
Electro Sur Este	10.1%
Chavimochic	10.0%
Electronoreste	9.9%
Electronorte	9.8%
Electrocentro	9.6%
Hidrandina	9.4%
Electrosur	9.1%
Electro Ucayali	9.1%
Edelnor	8.6%
Edecañete	8.3%
Luz del Sur	6.9%
Coelvisa	1.6%
Total	8.8%

La evolución de este indicador desde el año 1993 al 2003 se muestra en el gráfico Nro. 7.3, donde se detalla el porcentaje de pérdidas por empresa de distribución y su respectiva evolución a través de los años.

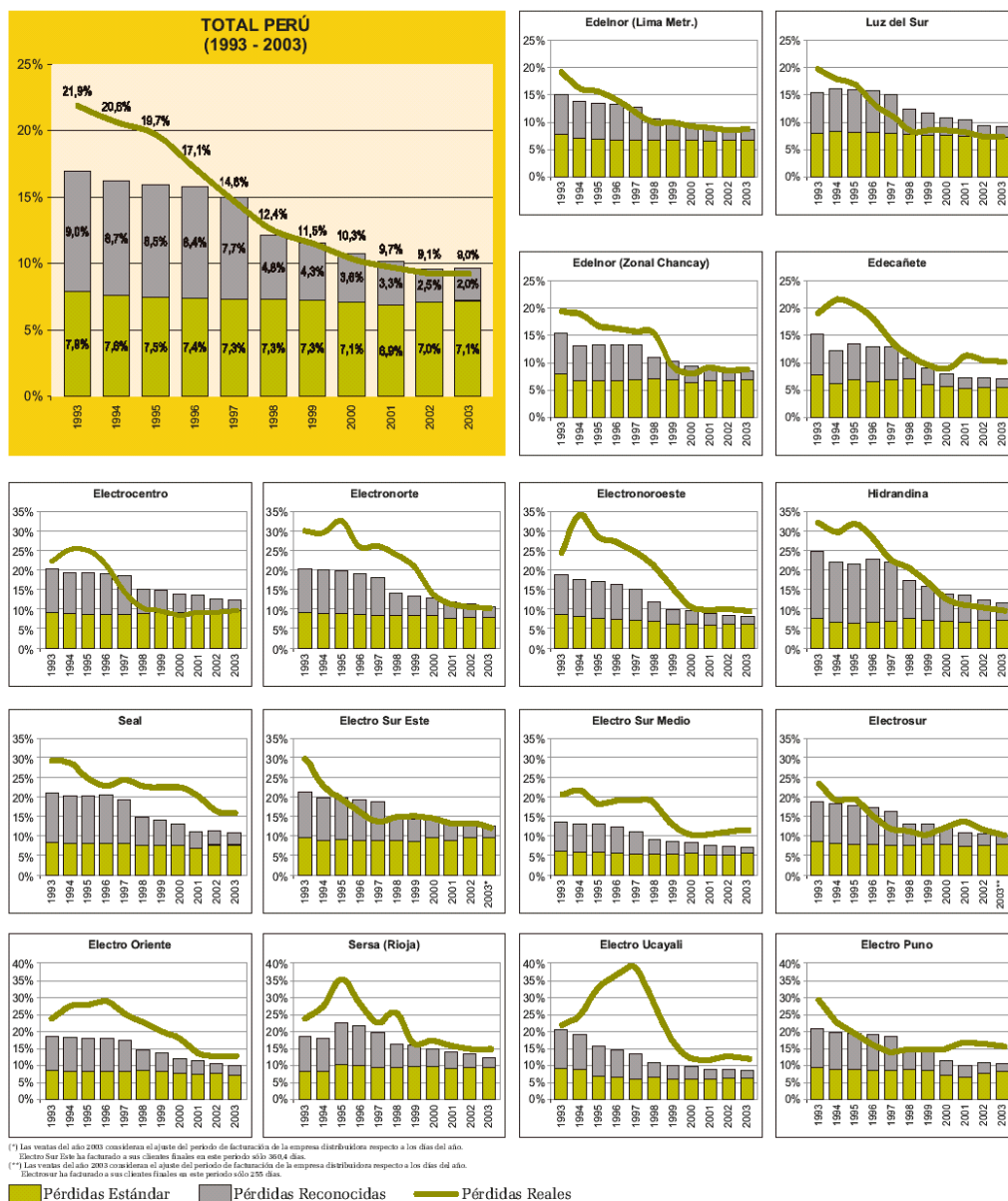


Gráfico Nro 7.3: Evolución de Índice de Pérdidas

Asimismo, en el gráfico se muestra la evolución de las pérdidas estándar y el de las pérdidas reconocidas. Una las características

fundamentales de nuestro sistema, es que el nivel de las pérdidas tiene una tendencia decreciente y en los últimos 3 años una tendencia ya casi constante, y en algunos casos un ligero incremento.

A lo largo de los diez años, se ha notado una clara reducción del nivel de pérdidas, esto gracias a que las empresas lograron identificar las causas de las pérdidas, ya sea a través de estudios o estimaciones directas.

7.3 Situación actual del Índice de Pérdidas de Energía en los Principales Países Sudamericanos.

Las empresas de distribución encargadas de la etapa final del sistema eléctrico, en todo Sudamérica existen múltiples empresas dedicadas a este rubro, y dependiendo, no solo de factores propios de la red eléctrica, sino de factores de coyuntura social, muchas empresas tienen un nivel de pérdidas que superar todos los niveles óptimos.

El porcentaje de pérdidas esta determinado en función a la siguientes relación matemática:

$$Pérdida.Total\% = \frac{E_i - E_f}{E_i} \times 100 \quad (7.1)$$

donde:

E_i : Energía total ingresada al sistema de Distribución.

E_f : Energía factura a los clientes finales.

Bajo esta premisa en las siguientes tablas se presentan lo niveles de pérdidas para distintas empresas de distribución.

Tabla Nro.7.3:Índice de Pérdidas-Argentina

EMPRESA	% Pérdidas	Año	Fuente de información
ARGENTINA			
EDENOR	12.3%	2002	ADEERA – Asoc. de Distrib. de Energía Eléctrica de la Rep. Argentina
EDESUR	11.6%		
APELP	4.6%		
EDESE	16.7%		
SECHEEP	21.9%		
EDESAL	10.9%		
EDESA	10.8%		
ESJ S.A	14.7%		
EDEA SA	12.9%		
EPEN	9.1%		
EDEERSA	9.8%		
EdERSA	11.2%		
EJESA	9.7%		
EDEMSA	13.6%		
EDECAT	29.2%		
EDET SA	12.8%		
EMSA	23.3%		
DPEC	41.4%		
EDELAP	12.4%		
EDES	15.6%		
EDEN	12.5%		
EPESF	25.8%		
EDEFOR	31.2%		
EDESTESA	7.3%		
Co.Salto	6.3%		
(Co. Colon)	8.0%		
Co.Pergam	13.9%		
(Co. Zarate)	14.9%		
(CO. Lujan)	11.6%		
Co.M.Moren	15.6%		
Co.Azul	6.0%		
Co.San Pedro	7.6%		
Co.Chacabuc.	12.6%		
Co.Olavarria	10.3%		
Co.Tandil	9.7%		

Tabla Nro. 7.4: Índice de Pérdidas- Paraguay

EMPRESA	% Pérdidas	Año	Fuente de información
PARAGUAY			
ANDE	26.10%	2002	Empresa

Tabla Nro. 7.5: Índice de Pérdidas-Chile

EMPRESA	% Pérdidas	Año	Fuente de información
CHILE			
CONAFE	6.20%	2002	Empresa
EMELECTRIC	11.54%	2002	Empresa
C.Eléct del Río Maipo	6.20%	2002	Empresa
EDELMAG	4.70%	2002	CIER-06

Tabla Nro.7.6:Índice de Pérdidas-Brasil

EMPRESA	% Pérdidas	Año	Fuente de información
BRASIL			
BOA VISTA E.	20.06%	2002	Empresa
BANDEIRANTE E.	7.50%	2002	Empresa
CEB	10.10%	2002	Empresa
COPEL	5.70%	2002	CIER-06
COSERN	13.94%	2002	Empresa
RGE	10.04%	2002	CIER-06

Tabla Nro. 7.7:Índice de Pérdidas-Ecuador

EMPRESA	% Pérdidas	Año	Fuente de información
ECUADOR			
E.E. AMBATO	14.75%	2002	CONELEC
E.E. AZOGUES	7.02%		
E.E. BOLIVAR	23.60%		
CENTROSUR	9.74%		
E.E. COTOPAXI	16.62%		
E.E. EL ORO	25.74%		
EMELEC	26.14%		
E.E. ESMERALDAS	26.45%		
GALAPAGOS	11.09%		
E.E. G-LOS RIOS	40.17%		
E.E. LOS RIOS	27.05%		
E.E. MANABI	29.53%		
E.E. MILAGRO	41.46%		
E.E. NORTE	17.34%		
E.E.QUITO	15.16%		
E.E. RIOBAMBA	17.38%		
E.E. Sta. ELENA	26.30%		
E.E. Sto. DOMINGO	19.22%		
E.E. SUCUMBIOS	35.82%		
E.E. SUR	15.22%		

Tabla Nro. 7.8: Índice de Pérdidas-Colombia

EMPRESA	% Pérdidas	Año	Fuente de información
COLOMBIA			
Caquetá	31.30%	2002	CREG
Cedelca	28.60%		
Cedenar	38.00%		
Cens	33.70%		
Chec	23.90%		
Chocó	50.10%		
Electrocosta	30.30%		
Cundinamarca	28.20%		
Eade	19.70%		
Ebsa	17.50%		
Edeq	15.40%		
Pereira	21.90%		
Codensa	10.40%		
Electricaribe	33.80%		
Electrolima	25.10%		
Emcali	18.20%		
Meta	35.80%		
Enelar	27.70%		
EPM	11.20%		
EPSA	12.70%		
Santander	25.30%		
Huila	33.80%		
Popayán	12.30%		
Tulúa	8.40%		

Tabla Nro. 7.9: Índice de Pérdidas-Venezuela

EMPRESA	% Pérdidas	Año	Fuente de información
VENEZUELA			
ELECAR (incluye Calev, Elegua y Caley)	15.48%	2002	VECIER – COMITÉ VENEZOLANO DE LA CIER
ELEVAL	18.96%		
ELEBOL	36.99%		
CALIFE	31.98%		
SENECA	26.58%		
ENELVEN	21.71%		
ENELCO	36.08%		
ENELBAR	15.81%		
CADAFE (incluye Cadela, Eleoccidente, Elecentro, Eleoriente y Semda)	42.56%		

Tabla Nro.7.10:Índice de Pérdidas Uruguay

EMPRESA	% Pérdidas	Año	Fuente de información
URUGUAY			
UTE	16.63%	2002	Empresa

7.3.1 Análisis del Índice de Pérdidas

Para el análisis de las tablas de índice de pérdidas, partiremos del valor óptimo al cual cada índice debe converger en un determinado tiempo. Si bien en países desarrollados, caso puntual de USA y UK se les reconoce únicamente las pérdidas técnicas (6% y 7% respectivamente), no podemos hacer un comparativo con estos tipos de sistemas, pero si podemos decir que en algún momento los sistemas de Sudamérica deben apuntar hacia estos niveles, donde las pérdidas no técnicas, ya no se incluyan en los términos para el cálculo de pérdidas reconocidas.

En nuestro análisis dividiremos a las empresas según el porcentaje de pérdidas que presentan, una primera consideración a tener, al momento de tratar de comparar indicadores de distintas realidades, y según cada escenario, el nivel óptimo tendrá un valor distinto, esto dependiendo si la distribuidora atiende a zonas rurales, urbanas de baja densidad o alta densidad, factores que afectaran el nivel óptimo, por otro lado si se quiere buscar eficiencia, existirán valores a los cuales las empresas tienen que tener una tendencia en función a los progresos realizados por otras distribuidoras a lo largo de ultima década en tema de pérdidas, sobre la base de lo planteado se presenta el gráfico Nro.7.4.

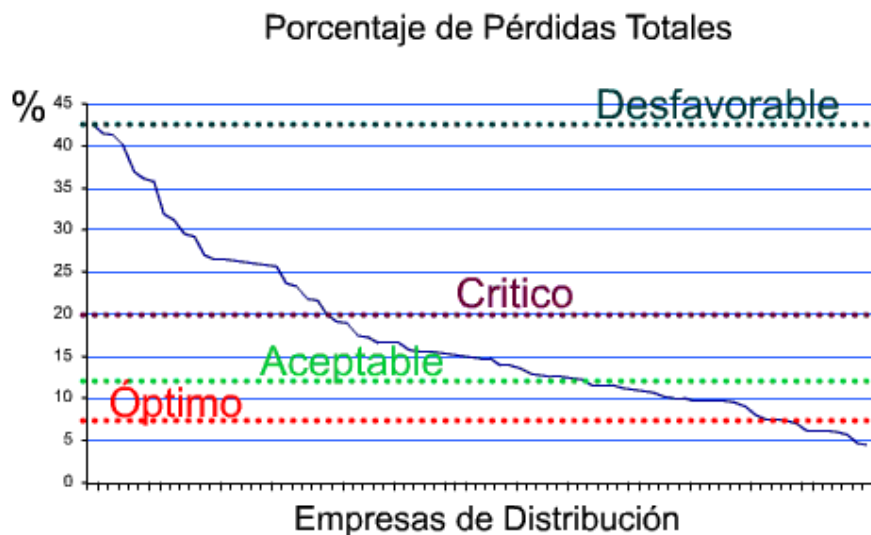


Gráfico Nro 7.4: Clasificación de Índices de Pérdidas

Según nivel de pérdidas podremos dar el calificativo:

- *Óptimo*: Empresas cuyas pérdidas totales son inferiores a 7%
- *Aceptable*: Empresas cuyas pérdidas totales son inferiores a 11%
- *Crítico*: *Empresas cuyas pérdidas totales son inferiores a 20%*
- *Desfavorable*: Empresas cuyas pérdidas totales son superiores a 20%

La clasificación tiene el fundamento en la existencia de empresas, como el caso de ELECTRONOROESTE (PERU), que teniendo un nivel de pérdidas del 35% (Desfavorable) en el 1994 y que la fecha tiene un valor de 9.9%(Aceptable), lo cual nos indica que bajo acciones decididas se pueden llegar a valores aceptables en el nivel de pérdidas.

Asimismo, resulta de importancia señalar que existen empresas cuyos niveles óptimos no sean los que señalamos en la presente tesis, pero que esto difícilmente supere el 11%. Teniendo en cuenta factores sociales, en nuestro medio las pérdidas no técnicas se convierten en un mal casi

endémico, dificultando su reducción; por lo tanto, estos valores estarán en el orden que señalamos.

Por otro lado, creer que una empresa que supere el 20% de pérdidas se encuentre en el óptimo sería casi una fantasía, debido a que físicamente esto es imposible por más alejados que se encuentren las cargas o se tenga una mala planificación en la expansión de sus redes; así, estos valores elevados se convierte en un indicador importante y casi a ciegas se debería atacar y resolver problemas de hurto de energía.

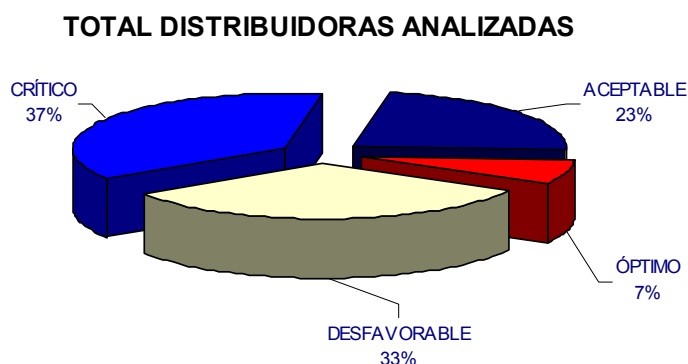


Gráfico Nro.7.5: Resultados de Análisis de Índice de Pérdidas

El gráfico Nro. 7.5, nos muestra, del total de distribuidoras analizadas (122), un 7% se encuentran en un nivel óptimo, 23% en un nivel aceptable, 37% en un nivel Crítico y finalmente un 33% en un nivel desfavorable, de estos resultados y en el ámbito general nos encontramos con niveles de pérdidas de críticas a desfavorables, síntoma de preocupación y sin temor a equivocarnos, asegurar que en nuestra región existe una ineficiencia en lo que refiere a la entrega del servicio de energía eléctrica a los clientes finales.

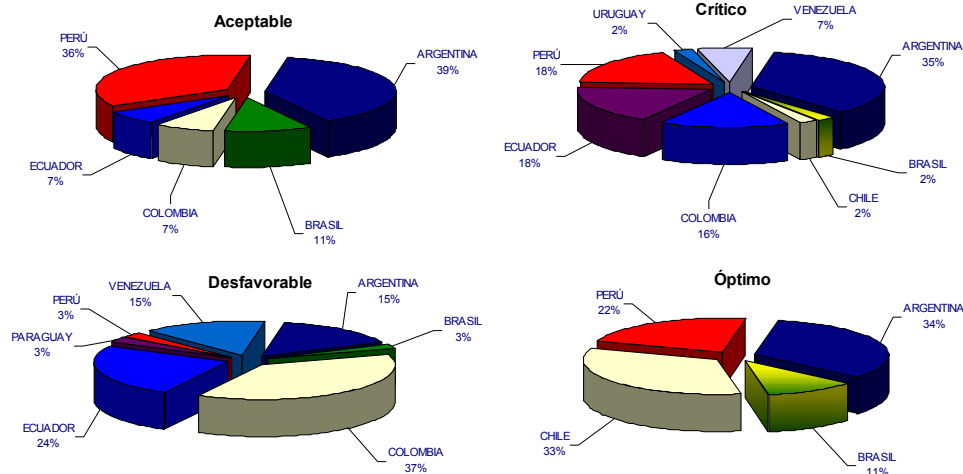


Gráfico Nro. 7.6: Resultados a nivel de Sudamérica

En el gráfico Nro.7.6 se muestra los países analizados según al nivel de pérdidas asignado. Nuestro país se encuentra en un nivel de aceptable , lo cual indica que estamos en un nivel bueno comparado con el resto de países. Ahora, podemos mencionar que Brasil y Chile que son los países con mejores indicadores, mientras que en el otro lado de la moneda se encuentran países como Colombia, Ecuador y Venezuela, teniendo a Argentina como un país que se encuentra en un nivel crítico.

Resaltando aquellos países que cuentan con niveles de pérdidas preponderantemente de Críticos a Desfavorables, siendo países que en términos generales atraviesan por problemas sociales y acompañado de esto, la impunidad frente al delito de hurto de electricidad.

Pero más allá de responsabilizar el alto nivel de pérdidas, a un problema social, podemos mencionar algunos aspectos que dificultan la reducción de estos niveles.

- Las empresas no tienen los recursos financieros suficientes para implementar proyectos y programas de reducción de pérdidas.
- Las empresas han dado mayor prioridad a los programas de inversión dejando a un lado las medidas para reducir las pérdidas por lo que estas obras reflejarían un beneficio menos notorio en las gestiones operativas del corto plazo.
- Existe un incremento de las pérdidas, y por este motivo las acciones realizadas por las empresas apenas contrarresta este el efecto de la tendencia al crecimiento en las pérdidas.

7.4 Tendencias en la Mejora del Índice de Pérdidas de Energía en Empresas de Distribución de Energía Eléctrica.

Las empresas actualmente aplican numerosas técnicas y filosofías para la reducción de sus pérdidas, criterios basados en función a recomendaciones de instituciones especializadas en el tema y a la experiencia de empresas que lograron una reducción de sus pérdidas paulatinamente a través de los años y aplicando una política de control a fin que estas no se incrementen.

La presente tesis por no tener como objetivo el planteamiento de un programa integral de reducción y control de pérdidas, sólo mencionaremos las principales medidas que se toman en las empresas para el proceso de reducción y control de pérdidas.

Estimación de Pérdidas Técnicas: La primera medida que realiza la empresa de distribución es la estimación de sus pérdidas con mayor precisión, y así lograr obtener el valor de sus pérdidas No Técnicas.

Realizar un estudio de factibilidad: Esta medida consta de un análisis técnico-económico de las diferentes alternativas propuestas para reducir las pérdidas identificadas. Las alternativas se proponen de mayor a menor costo de inversión, tomando en consideración lo siguiente:

- Instalación de banco de condensadores
- Reubicación y/o cambio de transformadores de distribución con criterio de carga óptima.
- Instalación de transformadores de distribución para acortar y dividir circuitos secundarios.
- Reconfiguración de redes primarias para buscar un nivel de la carga que sea óptima de circuitos y minimizar las pérdidas.
- Revisión del equipo de transformación para determinar la conveniencia de remplazarlo con equipos de menor impedancia.
- Cambio de conductores en circuitos primarios y secundarios seleccionados con el criterio de conductor económico.
- Elevación del nivel de voltaje de distribución, sin cambio de conductores.
- Redistribución de carga entre subestaciones y/o construcción de nuevas subestaciones cerca de los centros de carga.

Una forma sistemática aplicada a favor de la reducción de pérdidas de energía eléctrica, las empresas programan y realizan medidas antihurto de aplicación general a toda la población, siendo las principales:

- *Publicidad:* En radio y televisión y prensa escrita se implementan campañas cuyo objetivo es, entre otros, difundir el concepto de que el hurto es un delito y sancionado con penas de cárcel, y que la manipulación ilícita de las instalaciones es peligrosa.
- *Inspecciones:* Mediante personal especializado, permanentemente se realizan inspecciones masivas con el propósito de detectar infractores.
- *Revisión de equipos de Medida:* Sobre la base de la información proporcionada por los lectores de medidores, se revisa el estado de los equipos de medida y se sellan nuevamente.
- *Cálculo y cobro de Consumos no registrados:* A los infractores sorprendidos se le calcula y cobra los consumos no registrados.
- *Facilidades de Pago:* Se otorgan facilidades de pago para regularizar las deudas por consumo.
- *Comunicaciones escritas:* junto con el reparto mensual de recibos de consumo se acompañan anotaciones difundiendo el uso racional del suministro.

Profundizar y ejecutar cada uno de estos puntos lleva directamente a un programa estricto con el objetivo de reducir el nivel de pérdidas. Criterios que se aplicaron y se siguen aplicando con buenos resultados.

CONCLUSIONES

Concluido el presente trabajo de tesis, alcanzando el objetivo planteado, resulta de importancia señalar las siguientes conclusiones:

1. Una vez determinado el valor de las pérdidas técnicas se procedió a calcular el valor de las pérdidas no técnicas por diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas. El valor de las pérdidas no técnicas, constituye un indicador importante en la toma de decisiones con el objetivo de reducir este indicador y realizar acciones previo estudio técnico-económico y proceder a ejecutar proyectos o continuar con los que están en plena ejecución.
2. La metodología seguida asegura un alto grado de certeza al momento de estimar las pérdidas técnicas de una red de distribución de energía eléctrica. La separación del sistema por niveles de tensión nos permitió un mejor manejo de la información y obtener las pérdidas disgregadas por cada nivel, donde el mayor porcentaje de pérdidas se localiza en el nivel de BT y el menor porcentaje en el nivel de AT.
3. El tratamiento de la demanda en bloques de carga, permitió reflejar el estado de carga en los diferentes bloques de consumo (Alto, medio y bajo) para las redes de MT y BT y realizando la respectiva corrección por tomar una cantidad de bloques menor al óptimo, mientras que para la red de AT se logro realizar una segmentación con una

cantidad mayor de bloques (12), y obtener una mejor precisión en el cálculo; asimismo, la segmentación nos permitió el ahorro en esfuerzos al momento de realizar flujo de carga en los diferentes bloques hallados para los tres niveles de tensión.

4. La estimación sobre la base del flujo de carga permitió un mejor manejo de la información y el detalle en el cálculo de la componente de pérdidas y con la ayuda de los programas de PC especializados en realizar flujo de carga, se logró los modelos topológicos de la red eléctrica sin realizar simplificaciones, y de esta manera logrando un avance en lo que se refiere a modelar redes de distribución, los modelos obtenidos ayudarán a desarrollar futuros análisis de contingencia, coordinación de protección, calidad de energía, etc. Para poder aprovechar los avances en el diseño de programas de flujo de carga, en el presente trabajo de tesis se utilizaron dos programas que formaron parte fundamental en la realización de la estimación de las pérdidas: WINFLU [6] (Perú) y CYMDIST [5] (CANADA), que ofrecen características adicionales para poder manejar redes de distribución con mayor facilidad.
5. Analizando el sistema real de distribución encontraremos variables que modifican el estado de carga del sistema en todo momento (desbalance de fases, armónicos, máxímetros, etc.) muchos de estos disturbios fueron corregidos con factores que multiplican al resultado final del cálculo de pérdidas, y así incluir dichos efectos en el resultado final.

6. Los resultados obtenidos con la metodología planteada guardan relación con los valores hallados en los estudios realizados por la empresa de distribución analizada.
7. La validez de los criterios y los distintos factores hallados en el presente trabajo de tesis, según la conveniencia y previo análisis pueden ser utilizados en futuros trabajos de estimación de las pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica

ANEXOS

ANEXO A1

Valores Promedio de Bloques Horarios con Fecha y Hora De Ocurrencia

Alimentador	PUNTA			MEDIO			BAJO		
	Día	Hora	Corriente (A)	Día	Hora	Corriente (A)	Día	Hora	Corriente (A)
SET-02A1	02/11/2004	10:45 p.m.	101	01/11/2004	2:15 p.m.	61	02/11/2004	11:15 a.m.	50
SET-02A2	04/11/2004	10:00 p.m.	265	02/11/2004	9:30 a.m.	184	01/11/2004	4:30 p.m.	125
SET-02A3	02/11/2004	10:30 p.m.	227	03/11/2004	12:15 a.m.	136	01/11/2004	2:15 a.m.	114
SET-02A4	03/11/2004	9:00 p.m.	203	05/11/2004	7:30 a.m.	163	02/11/2004	1:00 a.m.	114
SET-02A5	06/11/2004	8:30 p.m.	259	02/11/2004	5:00 p.m.	215	01/11/2004	12:45 p.m.	175
SET-02A6	02/11/2004	6:45 p.m.	222	03/11/2004	10:15 a.m.	189	01/11/2004	3:00 a.m.	162
SET-02A7	03/11/2004	9:30 p.m.	179	03/11/2004	11:15 p.m.	132	01/11/2004	1:00 a.m.	82
SET-02A8	25/11/2004	12:15 a.m.	199	01/11/2004	12:45 a.m.	113	01/11/2004	3:00 a.m.	85
SET-02A9	20/11/2004	10:30 p.m.	211	02/11/2004	3:00 p.m.	125	02/11/2004	1:45 a.m.	89
SET-02A10	02/11/2004	6:30 p.m.	246	01/11/2004	12:45 p.m.	159	01/11/2004	2:45 a.m.	95
SET-03A1	03/11/2004	10:30 p.m.	96	01/11/2004	9:45 a.m.	57	01/11/2004	3:00 a.m.	40
SET-03A2	03/11/2004	6:00 p.m.	168	02/11/2004	10:30 p.m.	119	02/11/2004	6:00 a.m.	45
SET-03A3	03/11/2004	2:00 p.m.	176	04/11/2004	12:15 a.m.	121	06/11/2004	10:15 p.m.	71
SET-03A4	04/11/2004	9:45 p.m.	211	02/11/2004	10:30 a.m.	130	01/11/2004	2:30 a.m.	89
SET-03A5	02/11/2004	6:45 p.m.	185	01/11/2004	8:15 a.m.	157	01/11/2004	12:45 a.m.	117
SET-03A6	03/11/2004	12:00 p.m.	112	03/11/2004	1:30 p.m.	110	01/11/2004	1:00 p.m.	61
SET-03A7	02/11/2004	6:45 p.m.	229	01/11/2004	12:15 a.m.	132	01/11/2004	2:15 a.m.	97
SET-03A8	03/11/2004	4:15 p.m.	452	04/11/2004	11:00 p.m.	383	01/11/2004	3:15 p.m.	303
SET-03A9	02/11/2004	1:30 p.m.	112	04/11/2004	3:30 a.m.	84	01/11/2004	4:30 a.m.	51
SET-03A10	05/11/2004	9:30 a.m.	164	02/11/2004	9:45 p.m.	124	07/11/2004	4:15 a.m.	61
SET-03A11	06/11/2004	6:30 p.m.	146	01/11/2004	12:15 a.m.	95	02/11/2004	1:45 a.m.	68
SET-03A12	01/11/2004	9:30 p.m.	141	02/11/2004	6:30 a.m.	90	01/11/2004	2:30 a.m.	58
SET-03A13	03/11/2004	9:15 p.m.	180	01/11/2004	5:00 p.m.	127	01/11/2004	8:15 a.m.	54
SET-03A14	02/11/2004	7:00 p.m.	184	03/11/2004	5:45 a.m.	149	13/11/2004	7:15 a.m.	102
SET-03A15	05/11/2004	6:30 p.m.	201	02/11/2004	10:15 a.m.	135	05/11/2004	5:45 a.m.	70
SET-03A16	06/11/2004	8:30 p.m.	239	01/11/2004	12:30 p.m.	169	03/11/2004	2:15 a.m.	97
SET-03A17	02/11/2004	9:45 p.m.	309	13/11/2004	10:30 p.m.	261	04/11/2004	2:00 a.m.	168
SET-03A18	07/11/2004	7:00 p.m.	219	02/11/2004	7:00 a.m.	144	07/11/2004	3:15 a.m.	96
SET-03A19	01/11/2004	8:00 p.m.	133	02/11/2004	10:15 a.m.	79	01/11/2004	2:15 a.m.	54
SET-04A1	16/11/2004	10:30 p.m.	170	01/11/2004	9:30 a.m.	98	01/11/2004	4:00 a.m.	72
SET-04A2	06/11/2004	10:00 p.m.	244	01/11/2004	12:30 p.m.	147	05/11/2004	1:30 a.m.	111
SET-04A3	03/11/2004	10:30 p.m.	267	01/11/2004	2:45 p.m.	165	01/11/2004	4:00 a.m.	127
SET-04A4	01/11/2004	6:45 p.m.	164	01/11/2004	9:45 a.m.	87	02/11/2004	5:00 a.m.	72
SET-04A5	15/11/2004	7:30 p.m.	154	01/11/2004	9:15 a.m.	100	10/11/2004	11:45 a.m.	64
SET-04A6	01/11/2004	7:45 p.m.	161	03/11/2004	1:30 p.m.	101	01/11/2004	2:30 a.m.	65
SET-04A7	20/11/2004	6:45 p.m.	259	01/11/2004	1:15 p.m.	145	01/11/2004	2:30 a.m.	114
SET-06A1	04/11/2004	9:45 p.m.	164	01/11/2004	6:15 p.m.	107	03/11/2004	3:30 a.m.	74
SET-06A2	02/11/2004	3:00 p.m.	113	01/11/2004	9:30 p.m.	86	01/11/2004	2:15 a.m.	50
SET-06A3	07/11/2004	7:15 p.m.	204	02/11/2004	2:45 p.m.	145	08/11/2004	5:45 a.m.	87
SET-06A4	02/11/2004	4:45 p.m.	108	04/11/2004	4:30 a.m.	80	02/11/2004	12:00 a.m.	29
SET-06A5	01/11/2004	11:15 a.m.	219	02/11/2004	11:30 a.m.	176	01/11/2004	6:00 p.m.	117
SET-06A6	02/11/2004	10:15 a.m.	86	01/11/2004	7:30 p.m.	64	03/11/2004	3:00 a.m.	46
SET-06A7	02/11/2004	12:15 p.m.	146	06/11/2004	6:45 a.m.	110	02/11/2004	8:45 a.m.	61
SET-06A8	02/11/2004	3:00 p.m.	156	03/11/2004	10:45 p.m.	108	01/11/2004	4:00 p.m.	56
SET-06A9	02/11/2004	6:45 p.m.	85	01/11/2004	10:00 a.m.	57	03/11/2004	2:15 a.m.	35
SET-06A10	13/11/2004	7:15 p.m.	195	04/11/2004	9:00 a.m.	137	01/11/2004	2:30 a.m.	82
SET-06A11	03/11/2004	10:45 a.m.	226	04/11/2004	1:00 a.m.	206	02/11/2004	1:15 p.m.	91
SET-06A12	03/11/2004	9:30 p.m.	74	02/11/2004	1:00 a.m.	55	02/11/2004	1:45 a.m.	34
SET-06A13	03/11/2004	9:15 p.m.	147	01/11/2004	1:00 p.m.	112	01/11/2004	7:30 a.m.	67
SET-06A14	01/11/2004	10:15 p.m.	160	01/11/2004	12:30 a.m.	105	01/11/2004	2:30 a.m.	76
SET-06A15	25/11/2004	12:15 a.m.	94	03/11/2004	12:30 p.m.	67	01/11/2004	1:15 p.m.	49
SET-09A1	03/11/2004	11:45 a.m.	235	02/11/2004	10:30 p.m.	195	04/11/2004	3:45 a.m.	127

Alimentador	PUNTA			MEDIO			BAJO		
	Día	Hora	Corriente (A)	Día	Hora	Corriente (A)	Día	Hora	Corriente (A)
SET-09A2	02/11/2004	8:45 p.m.	149	02/11/2004	12:15 p.m.	117	01/11/2004	12:30 a.m.	72
SET-09A3	03/11/2004	4:15 p.m.	117	03/11/2004	12:00 a.m.	88	01/11/2004	2:30 p.m.	62
SET-09A4	02/11/2004	9:45 a.m.	184	02/11/2004	8:00 p.m.	138	01/11/2004	2:15 a.m.	93
SET-09A5	02/11/2004	3:45 p.m.	53	02/11/2004	7:15 p.m.	40	07/11/2004	1:30 a.m.	18
SET-09A6	01/11/2004	9:45 p.m.	155	01/11/2004	12:30 a.m.	133	01/11/2004	3:45 a.m.	120
SET-09A7	04/11/2004	10:45 p.m.	44	01/11/2004	9:30 a.m.	25	01/11/2004	6:00 a.m.	15
SET-09A8	01/11/2004	10:15 p.m.	171	01/11/2004	12:30 a.m.	91	01/11/2004	2:30 a.m.	66
SET-09A9	02/11/2004	6:30 p.m.	149	02/11/2004	1:30 p.m.	120	05/11/2004	4:00 a.m.	83
SET-09A10	01/11/2004	6:45 p.m.	182	01/11/2004	11:00 a.m.	104	01/11/2004	5:30 a.m.	72
SET-09A11	05/11/2004	10:30 p.m.	159	01/11/2004	9:15 a.m.	97	05/11/2004	4:00 a.m.	68
SET-09A12	03/11/2004	9:30 p.m.	211	03/11/2004	12:15 p.m.	116	01/11/2004	5:30 a.m.	77
SET-09A13	05/11/2004	10:00 p.m.	230	02/11/2004	1:30 p.m.	140	02/11/2004	1:45 a.m.	85
SET-09A14	07/11/2004	7:30 p.m.	240	02/11/2004	2:00 p.m.	189	01/11/2004	3:15 p.m.	134
SET-09A15	04/11/2004	10:00 p.m.	245	02/11/2004	5:30 p.m.	161	01/11/2004	1:00 a.m.	126
SET-09A16	05/11/2004	6:30 p.m.	221	02/11/2004	2:45 p.m.	136	04/11/2004	5:30 a.m.	86
SET-10A1	03/11/2004	4:15 p.m.	164	03/11/2004	10:30 p.m.	60	01/11/2004	7:15 a.m.	34
SET-10A2	03/11/2004	10:15 a.m.	179	02/11/2004	8:30 a.m.	140	28/11/2004	11:30 p.m.	77
SET-10A3	05/11/2004	2:45 p.m.	235	03/11/2004	12:30 p.m.	180	04/11/2004	9:00 p.m.	91
SET-10A4	25/11/2004	12:30 a.m.	164	02/11/2004	8:30 a.m.	122	29/11/2004	8:45 a.m.	82
SET-10A5	02/11/2004	2:45 p.m.	171	04/11/2004	11:30 p.m.	144	01/11/2004	6:15 p.m.	111
SET-10A6	02/11/2004	11:45 a.m.	96	02/11/2004	10:00 a.m.	83	29/11/2004	8:00 a.m.	49
SET-11A1	01/11/2004	9:30 p.m.	17	01/11/2004	12:30 a.m.	12	01/11/2004	2:15 a.m.	10
SET-11A2	01/11/2004	10:15 p.m.	124	01/11/2004	1:15 a.m.	64	01/11/2004	3:00 a.m.	55
SET-11A3	17/11/2004	10:45 p.m.	185	02/11/2004	5:30 p.m.	97	01/11/2004	3:45 a.m.	84
SET-11A4	16/11/2004	10:30 p.m.	214	01/11/2004	11:00 a.m.	127	02/11/2004	3:00 a.m.	96
SET-12A1	02/11/2004	2:00 p.m.	159	03/11/2004	10:15 p.m.	135	01/11/2004	10:45 a.m.	104
SET-12A2	03/11/2004	10:30 p.m.	101	01/11/2004	2:15 p.m.	76	01/11/2004	1:15 a.m.	51
SET-12A3	02/11/2004	8:15 a.m.	72	02/11/2004	11:30 p.m.	38	02/11/2004	6:30 a.m.	13
SET-12A4	01/11/2004	11:15 a.m.	202	05/11/2004	8:30 a.m.	156	04/11/2004	2:15 a.m.	92
SET-12A5	01/11/2004	6:45 p.m.	99	01/11/2004	10:00 a.m.	63	02/11/2004	1:00 a.m.	46
SET-12A6	04/11/2004	1:00 a.m.	256	04/11/2004	5:45 a.m.	232	29/11/2004	1:30 p.m.	129
SET-12A7	02/11/2004	11:15 a.m.	114	02/11/2004	8:15 a.m.	106	01/11/2004	2:30 a.m.	91
SET-12A8	03/11/2004	11:00 p.m.	109	01/11/2004	12:15 a.m.	83	01/11/2004	3:45 a.m.	66
SET-12A9	01/11/2004	6:30 p.m.	29	02/11/2004	6:30 a.m.	19	01/11/2004	2:00 a.m.	12
SET-12A10	03/11/2004	6:45 p.m.	227	02/11/2004	8:30 p.m.	175	07/11/2004	12:15 p.m.	114
SET-12A11	03/11/2004	10:15 p.m.	113	01/11/2004	9:30 a.m.	73	01/11/2004	2:00 a.m.	49
SET-12A12	04/11/2004	6:00 p.m.	112	04/11/2004	9:15 a.m.	83	01/11/2004	10:45 a.m.	54
SET-12A13	03/11/2004	2:00 a.m.	249	02/11/2004	11:15 a.m.	217	01/11/2004	4:30 a.m.	150
SET-12A14	02/11/2004	4:30 p.m.	39	02/11/2004	12:00 p.m.	25	01/11/2004	8:15 a.m.	9
SET-12A15	01/11/2004	6:45 p.m.	64	01/11/2004	9:45 a.m.	41	01/11/2004	2:30 a.m.	25
SET-12A16	02/11/2004	10:15 a.m.	125	03/11/2004	12:00 a.m.	104	01/11/2004	3:00 a.m.	84
SET-12A17	02/11/2004	11:30 a.m.	55	04/11/2004	4:00 a.m.	36	01/11/2004	2:00 a.m.	20
SET-13A1	02/11/2004	9:30 a.m.	131	01/11/2004	6:15 p.m.	91	01/11/2004	8:15 a.m.	64
SET-13A2	04/11/2004	10:45 a.m.	186	11/11/2004	11:00 p.m.	148	01/11/2004	2:00 a.m.	79
SET-13A3	02/11/2004	3:15 p.m.	158	02/11/2004	10:45 p.m.	122	14/11/2004	6:45 a.m.	66
SET-13A4	03/11/2004	11:45 a.m.	124	05/11/2004	1:30 p.m.	97	07/11/2004	12:45 a.m.	58
SET-13A5	02/11/2004	4:45 p.m.	159	02/11/2004	8:30 a.m.	126	05/11/2004	3:15 a.m.	74
SET-13A6	03/11/2004	10:45 a.m.	215	02/11/2004	8:30 p.m.	191	01/11/2004	6:30 p.m.	157
SET-13A7	04/11/2004	4:15 p.m.	236	03/11/2004	5:00 a.m.	198	07/11/2004	6:45 a.m.	129
SET-13A8	03/11/2004	8:45 a.m.	54	02/11/2004	9:00 p.m.	40	01/11/2004	11:00 p.m.	25
SET-13A9	11/11/2004	8:45 a.m.	229	04/11/2004	7:30 a.m.	163	01/11/2004	10:00 p.m.	89
SET-13A10	03/11/2004	10:30 a.m.	123	04/11/2004	7:30 a.m.	98	01/11/2004	9:15 a.m.	58
SET-13A11	09/11/2004	10:15 p.m.	192	04/11/2004	12:15 p.m.	154	03/11/2004	5:15 a.m.	110
SET-13A12	04/11/2004	9:45 p.m.	43	01/11/2004	11:30 a.m.	33	01/11/2004	5:30 a.m.	19
SET-13A13	02/11/2004	9:00 p.m.	127	03/11/2004	12:00 a.m.	94	02/11/2004	1:45 a.m.	59
SET-13A14	01/11/2004	9:45 p.m.	109	01/11/2004	1:15 p.m.	75	01/11/2004	4:00 a.m.	43
SET-13A15	02/11/2004	11:15 a.m.	181	04/11/2004	7:45 a.m.	159	14/11/2004	2:00 p.m.	106
SET-13A16	03/11/2004	10:30 a.m.	68	02/11/2004	11:30 a.m.	57	01/11/2004	2:15 a.m.	48
SET-13A17	02/11/2004	12:00 p.m.	86	02/11/2004	8:15 a.m.	51	01/11/2004	1:15 a.m.	37
SET-13A18	03/11/2004	10:00 a.m.	220	04/11/2004	7:45 p.m.	150	01/11/2004	5:45 a.m.	120
SET-13A19	01/11/2004	10:15 p.m.	108	01/11/2004	10:45 a.m.	65	01/11/2004	2:45 a.m.	42
SET-13A20	03/11/2004	5:45 a.m.	282	03/11/2004	5:00 p.m.	258	01/11/2004	7:30 a.m.	225
SET-13A21	03/11/2004	5:15 p.m.	89	02/11/2004	10:15 p.m.	58	01/11/2004	12:45 a.m.	28
SET-13A22	02/11/2004	10:00 a.m.	151	02/11/2004	11:45 a.m.	135	01/11/2004	3:45 a.m.	116
SET-13A23	02/11/2004	2:45 p.m.	101	01/11/2004	12:45 p.m.	72	01/11/2004	12:30 a.m.	41
SET-13A24	01/11/2004	10:00 p.m.	160	01/11/2004	10:45 a.m.	102	04/11/2004	6:00 a.m.	72
SET-13A25	08/11/2004	1:00 p.m.	121	03/11/2004	9:00 p.m.	107	02/11/2004	6:45 p.m.	62
SET-14A1	02/11/2004	7:00 p.m.	158	02/11/2004	11:45 p.m.	136	06/11/2004	3:00 a.m.	109
SET-14A2	02/11/2004	4:45 p.m.	170	06/11/2004	1:00 a.m.	117	10/11/2004	1:15 a.m.	73
SET-14A3	02/11/2004	2:45 p.m.	277	01/11/2004	9:15 a.m.	234	02/11/2004	3:30 a.m.	207
SET-14A4	01/11/2004	11:15 a.m.	187	05/11/2004	11:00 a.m.	126	01/11/2004	6:00 a.m.	33
SET-14A5	04/11/2004	9:45 p.m.	193	03/11/2004	10:00 a.m.	147	03/11/2004	5:30 a.m.	80

Alimentador	PUNTA			MEDIO			BAJO		
	Día	Hora	Corriente (A)	Día	Hora	Corriente (A)	Día	Hora	Corriente (A)
SET-14A6	04/11/2004	6:30 p.m.	154	02/11/2004	9:30 a.m.	115	02/11/2004	5:00 a.m.	72
SET-14A7	05/11/2004	6:15 p.m.	102	03/11/2004	9:15 a.m.	69	02/11/2004	6:00 a.m.	38
SET-14A8	01/11/2004	9:45 p.m.	167	02/11/2004	8:45 a.m.	120	03/11/2004	1:30 a.m.	75
SET-14A9	16/11/2004	6:30 p.m.	128	01/11/2004	11:00 p.m.	90	01/11/2004	12:45 a.m.	60
SET-14A10	13/11/2004	6:30 p.m.	172	02/11/2004	10:45 p.m.	125	06/11/2004	1:15 a.m.	75
SET-14A11	18/11/2004	2:30 p.m.	111	22/11/2004	8:15 a.m.	92	18/11/2004	2:15 a.m.	44
SET-14A12	10/11/2004	9:30 p.m.	122	03/11/2004	10:45 p.m.	78	05/11/2004	2:15 a.m.	39
SET-15A1	05/11/2004	1:45 p.m.	14	03/11/2004	3:30 p.m.	10	01/11/2004	1:00 a.m.	8
SET-15A2	06/11/2004	12:00 p.m.	25	04/11/2004	2:45 a.m.	20	01/11/2004	6:30 a.m.	17
SET-15A3	01/11/2004	10:00 p.m.	45	02/11/2004	8:30 a.m.	28	05/11/2004	4:15 a.m.	25
SET-15A4	19/11/2004	10:15 p.m.	25	01/11/2004	3:00 p.m.	14	01/11/2004	7:45 a.m.	12
SET-15A5	29/11/2004	8:45 p.m.	47	01/11/2004	5:30 a.m.	31	06/11/2004	1:15 p.m.	24
SET-16A1	09/11/2004	9:45 p.m.	264	14/11/2004	9:45 p.m.	214	21/11/2004	1:45 a.m.	135
SET-16A2	05/11/2004	2:45 p.m.	276	02/11/2004	5:00 p.m.	258	01/11/2004	2:45 a.m.	244
SET-16A3	03/11/2004	9:00 p.m.	323	02/11/2004	4:45 p.m.	292	01/11/2004	9:30 a.m.	256
SET-16A4	12/11/2004	6:45 p.m.	258	01/11/2004	12:15 a.m.	148	04/11/2004	2:00 a.m.	109
SET-16A5	02/11/2004	6:45 p.m.	192	01/11/2004	9:45 a.m.	106	01/11/2004	5:30 a.m.	88
SET-16A6	02/11/2004	9:45 a.m.	197	03/11/2004	1:45 a.m.	152	07/11/2004	3:45 p.m.	96
SET-16A7	02/11/2004	6:30 p.m.	137	03/11/2004	3:45 p.m.	105	01/11/2004	4:45 a.m.	68
SET-17A1	04/11/2004	8:00 a.m.	211	11/11/2004	3:45 p.m.	116	10/11/2004	6:30 a.m.	31
SET-17A2	03/11/2004	7:30 p.m.	205	02/11/2004	3:45 p.m.	162	01/11/2004	6:30 p.m.	115
SET-17A3	08/11/2004	9:15 a.m.	237	04/11/2004	9:00 a.m.	196	02/11/2004	1:30 p.m.	128
SET-17A4	01/11/2004	4:00 p.m.	221	01/11/2004	11:30 a.m.	185	18/11/2004	2:00 p.m.	81
SET-17A5	02/11/2004	10:15 a.m.	206	06/11/2004	2:00 p.m.	171	18/11/2004	2:45 a.m.	39
SET-17A6	01/11/2004	6:45 p.m.	110	02/11/2004	11:45 a.m.	69	01/11/2004	2:30 a.m.	56
SET-17A7	09/11/2004	10:30 p.m.	133	02/11/2004	1:15 p.m.	108	01/11/2004	2:15 a.m.	82
SET-18A1	03/11/2004	2:15 p.m.	230	02/11/2004	8:45 p.m.	196	01/11/2004	10:45 a.m.	138
SET-18A2	03/11/2004	10:30 a.m.	162	04/11/2004	11:45 p.m.	101	01/11/2004	12:30 a.m.	77
SET-18A3	04/11/2004	10:30 a.m.	191	06/11/2004	10:15 p.m.	155	03/11/2004	3:15 a.m.	97
SET-18A4	02/11/2004	10:30 p.m.	199	02/11/2004	3:45 p.m.	125	06/11/2004	6:30 a.m.	95
SET-18A5	01/11/2004	8:00 p.m.	155	03/11/2004	9:15 a.m.	113	01/11/2004	7:30 a.m.	69
SET-18A6	02/11/2004	10:15 a.m.	84	02/11/2004	8:30 p.m.	61	01/11/2004	7:45 a.m.	32
SET-18A7	09/11/2004	9:45 a.m.	297	02/11/2004	4:45 p.m.	268	02/11/2004	7:45 a.m.	222
SET-18A8	03/11/2004	11:45 a.m.	92	02/11/2004	10:00 p.m.	69	01/11/2004	1:00 a.m.	46
SET-18A9	02/11/2004	8:45 p.m.	51	02/11/2004	10:00 a.m.	40	02/11/2004	1:15 a.m.	22
SET-18A10	04/11/2004	9:45 p.m.	241	02/11/2004	11:45 p.m.	180	04/11/2004	4:15 a.m.	123
SET-18A11	02/11/2004	7:00 p.m.	143	02/11/2004	2:00 p.m.	120	13/11/2004	9:15 p.m.	65
SET-18A12	03/11/2004	9:00 p.m.	234	05/11/2004	11:45 p.m.	178	03/11/2004	3:30 a.m.	117
SET-18A13	06/11/2004	6:45 p.m.	198	02/11/2004	9:30 a.m.	147	01/11/2004	11:45 a.m.	106
SET-18A14	07/11/2004	7:00 p.m.	197	01/11/2004	12:30 p.m.	175	02/11/2004	6:00 a.m.	137
SET-18A15	02/11/2004	8:15 a.m.	145	01/11/2004	9:15 p.m.	134	19/11/2004	8:00 p.m.	79
SET-18A16	06/11/2004	7:00 p.m.	332	10/11/2004	9:30 p.m.	215	10/11/2004	2:00 a.m.	85
SET-18A17	06/11/2004	6:30 p.m.	156	03/11/2004	12:00 p.m.	95	05/11/2004	1:30 a.m.	70
SET-18A18	02/11/2004	7:00 p.m.	143	05/11/2004	9:30 a.m.	90	01/11/2004	1:15 a.m.	34
SET-18A19	05/11/2004	6:15 p.m.	216	03/11/2004	8:15 a.m.	168	04/11/2004	5:30 a.m.	99
SET-18A20	02/11/2004	3:00 p.m.	298	02/11/2004	1:45 p.m.	272	14/11/2004	3:30 a.m.	221
SET-18A21	01/11/2004	9:45 p.m.	179	02/11/2004	11:15 a.m.	117	01/11/2004	2:15 a.m.	71
SET-18A22	02/11/2004	10:30 a.m.	188	02/11/2004	10:45 p.m.	156	01/11/2004	8:00 a.m.	108
SET-19A1	03/11/2004	1:30 p.m.	227	04/11/2004	7:00 a.m.	204	07/11/2004	9:00 a.m.	161
SET-19A2	01/11/2004	8:30 p.m.	89	01/11/2004	9:45 a.m.	64	01/11/2004	2:00 a.m.	39
SET-19A3	03/11/2004	12:00 a.m.	201	02/11/2004	10:45 p.m.	187	07/11/2004	7:45 a.m.	122
SET-19A4	02/11/2004	6:45 p.m.	152	04/11/2004	7:15 a.m.	129	02/11/2004	1:15 a.m.	69
SET-19A5	12/11/2004	10:15 p.m.	190	02/11/2004	6:15 p.m.	141	01/11/2004	12:30 a.m.	86
SET-19A6	01/11/2004	8:15 p.m.	152	01/11/2004	11:00 a.m.	111	01/11/2004	5:30 a.m.	60
SET-19A7	05/11/2004	8:45 p.m.	180	02/11/2004	8:30 a.m.	141	03/11/2004	1:30 a.m.	89
SET-19A8	04/11/2004	11:00 a.m.	208	05/11/2004	10:00 p.m.	170	03/11/2004	5:15 a.m.	104
SET-19A9	15/11/2004	10:00 p.m.	284	03/11/2004	9:00 p.m.	233	02/11/2004	11:15 a.m.	167
SET-19A10	03/11/2004	10:15 p.m.	149	01/11/2004	2:45 p.m.	106	02/11/2004	1:00 a.m.	70
SET-19A11	02/11/2004	2:00 p.m.	163	02/11/2004	8:45 p.m.	123	03/11/2004	5:00 a.m.	80
SET-19A12	03/11/2004	6:00 p.m.	146	03/11/2004	3:45 a.m.	123	21/11/2004	4:15 p.m.	79
SET-20A1	03/11/2004	11:15 p.m.	174	01/11/2004	2:15 p.m.	144	07/11/2004	10:45 a.m.	111
SET-20A2	01/11/2004	10:00 p.m.	194	02/11/2004	7:45 a.m.	143	01/11/2004	5:30 a.m.	102
SET-20A3	01/11/2004	10:45 a.m.	156	01/11/2004	4:00 p.m.	134	01/11/2004	4:15 a.m.	106
SET-20A4	01/11/2004	8:30 p.m.	109	01/11/2004	5:00 p.m.	79	02/11/2004	2:45 a.m.	46
SET-20A5	01/11/2004	6:30 a.m.	188	01/11/2004	9:15 a.m.	166	09/11/2004	8:45 p.m.	125
SET-22A1	11/11/2004	9:00 p.m.	210	01/11/2004	6:15 p.m.	148	01/11/2004	2:00 a.m.	73
SET-22A2	08/11/2004	9:30 p.m.	165	02/11/2004	8:45 a.m.	127	02/11/2004	1:15 a.m.	72
SET-22A3	03/11/2004	9:15 p.m.	188	03/11/2004	10:45 p.m.	156	05/11/2004	1:15 a.m.	102
SET-22A4	05/11/2004	9:30 p.m.	178	01/11/2004	11:15 a.m.	128	01/11/2004	2:00 a.m.	69
SET-22A5	02/11/2004	9:45 p.m.	111	02/11/2004	2:00 p.m.	88	14/11/2004	7:45 a.m.	57
SET-22A6	04/11/2004	9:15 p.m.	176	01/11/2004	6:30 p.m.	148	06/11/2004	1:15 a.m.	102
SET-22A7	02/11/2004	1:15 p.m.	131	03/11/2004	7:30 a.m.	101	03/11/2004	1:15 a.m.	57

Alimentador	PUNTA			MEDIO			BAJO		
	Día	Hora	Corriente (A)	Día	Hora	Corriente (A)	Día	Hora	Corriente (A)
SET-22A8	05/11/2004	12:00 p.m.	164	03/11/2004	1:45 p.m.	138	01/11/2004	12:45 a.m.	85
SET-22A9	01/11/2004	7:30 p.m.	136	01/11/2004	11:30 a.m.	102	01/11/2004	6:30 a.m.	61
SET-22A10	02/11/2004	10:30 p.m.	183	01/11/2004	9:30 a.m.	138	03/11/2004	5:45 a.m.	92
SET-22A11	08/11/2004	1:00 p.m.	205	10/11/2004	1:45 p.m.	153	03/11/2004	1:15 a.m.	85
SET-22A12	02/11/2004	9:45 p.m.	117	01/11/2004	11:15 a.m.	92	01/11/2004	1:15 a.m.	55
SET-22A13	01/11/2004	8:30 p.m.	159	01/11/2004	1:15 p.m.	123	02/11/2004	1:45 a.m.	72
SET-22A14	01/11/2004	9:15 p.m.	138	03/11/2004	11:15 p.m.	96	01/11/2004	5:30 a.m.	65
SET-22A15	03/11/2004	9:15 p.m.	109	03/11/2004	1:45 p.m.	81	01/11/2004	2:00 a.m.	47
SET-24A1	03/11/2004	11:45 a.m.	89	02/11/2004	9:45 p.m.	59	01/11/2004	7:15 a.m.	28
SET-24A2	03/11/2004	12:15 p.m.	241	05/11/2004	9:45 p.m.	123	01/11/2004	2:00 a.m.	41
SET-24A3	04/11/2004	9:15 p.m.	121	04/11/2004	9:30 a.m.	84	01/11/2004	7:45 a.m.	37
SET-24A4	02/11/2004	8:15 p.m.	78	08/11/2004	9:15 a.m.	52	01/11/2004	2:00 a.m.	21
SET-24A5	02/11/2004	10:00 p.m.	66	06/11/2004	11:30 a.m.	52	01/11/2004	2:15 a.m.	25
SET-24A6	02/11/2004	10:00 p.m.	63	01/11/2004	12:45 a.m.	43	01/11/2004	6:00 a.m.	34
SET-24A7	02/11/2004	8:45 p.m.	211	02/11/2004	10:15 p.m.	141	02/11/2004	12:45 a.m.	59
SET-24A8	01/11/2004	7:45 p.m.	64	02/11/2004	8:30 a.m.	51	01/11/2004	2:00 a.m.	32
SET-24A9	02/11/2004	3:00 p.m.	138	12/11/2004	9:30 p.m.	65	01/11/2004	8:15 a.m.	23
SET-24A10	03/11/2004	12:00 p.m.	164	03/11/2004	8:15 a.m.	86	01/11/2004	12:45 a.m.	33
SET-24A11	02/11/2004	6:30 p.m.	94	01/11/2004	11:00 p.m.	68	01/11/2004	8:15 a.m.	36
SET-24A12	07/11/2004	9:30 p.m.	152	01/11/2004	1:30 p.m.	102	01/11/2004	2:30 a.m.	65
SET-24A13	03/11/2004	6:00 p.m.	292	13/11/2004	10:00 p.m.	228	01/11/2004	7:30 a.m.	119
SET-24A14	02/11/2004	1:00 p.m.	116	13/11/2004	10:45 a.m.	70	01/11/2004	3:00 a.m.	21
SET-24A15	03/11/2004	9:00 p.m.	69	01/11/2004	7:45 p.m.	49	01/11/2004	2:15 a.m.	25
SET-24A16	02/11/2004	7:00 p.m.	189	01/11/2004	4:30 p.m.	120	02/11/2004	6:15 a.m.	43
SET-24A17	02/11/2004	7:15 p.m.	173	03/11/2004	9:30 p.m.	97	01/11/2004	1:00 a.m.	40
SET-24A18	02/11/2004	12:15 p.m.	164	12/11/2004	10:00 p.m.	91	02/11/2004	12:00 a.m.	45
SET-24A19	02/11/2004	2:45 p.m.	197	04/11/2004	8:00 a.m.	75	01/11/2004	7:30 a.m.	12
SET-24A20	04/11/2004	6:30 p.m.	160	02/11/2004	4:30 p.m.	125	01/11/2004	8:00 a.m.	77
SET-24A21	05/11/2004	9:45 p.m.	284	02/11/2004	11:30 p.m.	202	07/11/2004	7:45 a.m.	128
SET-24A22	02/11/2004	9:00 p.m.	107	02/11/2004	10:00 a.m.	86	02/11/2004	1:15 a.m.	52
SET-24A23	03/11/2004	6:45 p.m.	94	01/11/2004	9:15 a.m.	66	02/11/2004	1:15 a.m.	49
SET-24A24	09/11/2004	10:30 p.m.	224	02/11/2004	8:00 a.m.	128	01/11/2004	7:15 a.m.	96
SET-25A1	01/11/2004	6:45 p.m.	170	01/11/2004	12:30 p.m.	113	02/11/2004	1:30 a.m.	80
SET-25A2	03/11/2004	10:30 a.m.	156	06/11/2004	10:00 p.m.	130	01/11/2004	8:15 a.m.	81
SET-25A3	01/11/2004	10:15 p.m.	187	01/11/2004	4:45 p.m.	116	01/11/2004	2:45 a.m.	71
SET-25A4	05/11/2004	4:30 a.m.	167	03/11/2004	3:45 p.m.	139	01/11/2004	7:15 a.m.	93
SET-25A5	04/11/2004	6:30 p.m.	166	04/11/2004	12:30 p.m.	145	01/11/2004	10:00 p.m.	109
SET-25A6	05/11/2004	11:45 a.m.	193	03/11/2004	10:45 a.m.	168	03/11/2004	12:45 p.m.	122
SET-25A7	02/11/2004	1:15 p.m.	138	03/11/2004	7:00 p.m.	102	07/11/2004	6:00 a.m.	72
SET-25A8	03/11/2004	10:15 p.m.	274	06/11/2004	12:30 p.m.	241	28/11/2004	9:30 a.m.	189
SET-25A9	03/11/2004	12:30 p.m.	127	02/11/2004	9:45 a.m.	108	07/11/2004	7:15 a.m.	86
SET-25A10	03/11/2004	10:30 p.m.	172	01/11/2004	9:45 a.m.	103	28/11/2004	8:30 a.m.	68
SET-25A11	01/11/2004	10:00 p.m.	210	01/11/2004	10:00 a.m.	129	03/11/2004	1:45 a.m.	80
SET-25A12	01/11/2004	10:15 p.m.	170	01/11/2004	10:45 a.m.	103	01/11/2004	2:45 a.m.	74
SET-25A13	26/11/2004	9:00 p.m.	295	02/11/2004	10:15 a.m.	201	01/11/2004	2:00 a.m.	137
SET-26A1	02/11/2004	5:15 p.m.	60	02/11/2004	7:15 p.m.	36	01/11/2004	3:00 p.m.	23
SET-26A2	02/11/2004	10:00 p.m.	76	01/11/2004	2:15 a.m.	40	22/11/2004	1:30 p.m.	30
SET-26A3	09/11/2004	10:30 p.m.	123	01/11/2004	11:00 a.m.	70	01/11/2004	7:45 a.m.	58
SET-26A4	01/11/2004	10:00 p.m.	56	01/11/2004	1:15 a.m.	35	01/11/2004	3:45 a.m.	27
SET-26A5	01/11/2004	10:00 p.m.	199	01/11/2004	11:30 a.m.	117	01/11/2004	8:15 a.m.	95
SET-26A6	01/11/2004	9:45 p.m.	144	04/11/2004	1:45 a.m.	93	04/11/2004	6:15 a.m.	72
SET-27A1	06/11/2004	11:45 a.m.	144	01/11/2004	6:30 a.m.	70	11/11/2004	6:15 a.m.	40
SET-27A2	04/11/2004	6:30 p.m.	108	01/11/2004	11:45 a.m.	84	01/11/2004	2:45 a.m.	63
SET-27A3	09/11/2004	6:30 p.m.	125	01/11/2004	4:00 a.m.	66	01/11/2004	9:15 a.m.	57
SET-27A4	04/11/2004	10:00 p.m.	135	02/11/2004	10:15 a.m.	72	01/11/2004	2:30 p.m.	63
SET-23A1	07/11/2004	10:00 a.m.	135	06/11/2004	8:30 a.m.	96	27/11/2004	3:45 a.m.	22
SET-23A2	12/11/2004	10:30 p.m.	75	08/11/2004	12:30 p.m.	47	10/11/2004	8:15 a.m.	39
SET-23A3	03/11/2004	6:45 p.m.	22	01/11/2004	1:00 a.m.	13	01/11/2004	3:00 a.m.	10
SET-23A4	02/11/2004	8:45 p.m.	23	03/11/2004	12:30 p.m.	15	01/11/2004	3:00 a.m.	12
SET-05A1	02/11/2004	12:45 a.m.	75	02/11/2004	11:45 a.m.	61	01/11/2004	1:30 p.m.	37
SET-05A2	06/11/2004	4:45 a.m.	279	13/11/2004	5:00 a.m.	182	17/11/2004	7:15 p.m.	13
SET-05A3	01/11/2004	6:45 p.m.	71	02/11/2004	2:30 a.m.	49	01/11/2004	1:00 a.m.	40
SET-05A4	01/11/2004	5:45 p.m.	198	01/11/2004	12:15 a.m.	152	18/11/2004	8:45 a.m.	37
SET-05A5	02/11/2004	7:00 p.m.	119	02/11/2004	5:15 a.m.	100	01/11/2004	12:30 a.m.	78
SET-07A1	01/11/2004	9:30 p.m.	210	01/11/2004	8:00 a.m.	154	11/11/2004	4:45 p.m.	37
SET-07A2	01/11/2004	8:15 a.m.	209	14/11/2004	12:45 p.m.	144	21/11/2004	12:45 a.m.	55
SET-07A3	10/11/2004	10:15 p.m.	116	01/11/2004	9:45 a.m.	71	01/11/2004	3:00 a.m.	62
SET-07A4	01/11/2004	11:00 p.m.	187	01/11/2004	3:45 a.m.	131	10/11/2004	11:00 a.m.	86
SET-07A5	02/11/2004	9:45 p.m.	100	01/11/2004	12:45 p.m.	65	02/11/2004	6:45 a.m.	40
SET-07A6	04/11/2004	9:45 p.m.	138	02/11/2004	1:15 p.m.	85	01/11/2004	4:00 a.m.	61
SET-07A7	01/11/2004	8:30 p.m.	125	02/11/2004	10:15 a.m.	92	01/11/2004	4:00 a.m.	74
SET-08A1	02/11/2004	3:00 p.m.	97	02/11/2004	9:45 p.m.	83	01/11/2004	1:15 a.m.	62

Alimentador	PUNTA			MEDIO			BAJO		
	Día	Hora	Corriente (A)	Día	Hora	Corriente (A)	Día	Hora	Corriente (A)
SET-08A2	02/11/2004	10:00 a.m.	40	02/11/2004	7:00 p.m.	30	01/11/2004	12:30 a.m.	19
SET-08A3	01/11/2004	6:30 p.m.	23	01/11/2004	7:30 a.m.	14	01/11/2004	2:00 a.m.	11
SET-08A4	01/11/2004	7:45 p.m.	177	01/11/2004	11:00 a.m.	157	21/11/2004	6:45 a.m.	128
SET-08A5	11/11/2004	10:00 p.m.	78	01/11/2004	12:30 a.m.	48	01/11/2004	6:15 a.m.	35
SET-08A6	02/11/2004	6:30 p.m.	139	01/11/2004	12:45 p.m.	91	01/11/2004	2:15 a.m.	62
SET-01A1	12/11/2004	10:00 p.m.	38	18/11/2004	4:15 p.m.	27	03/11/2004	5:30 a.m.	20
SET-01A2	12/11/2004	10:00 p.m.	70	18/11/2004	4:15 p.m.	50	03/11/2004	5:30 a.m.	37
SET-01A3	12/11/2004	10:00 p.m.	82	18/11/2004	4:15 p.m.	58	03/11/2004	5:30 a.m.	43
SET-01A4	12/11/2004	10:00 p.m.	71	18/11/2004	4:15 p.m.	51	03/11/2004	5:30 a.m.	38

ANEXO A2

Resultados de Flujo de Carga Para Cada uno de los Bloques de Carga

MT (Alto, Medio, Bajo)

Alimentador	PUNTA				MEDIO				BAJO			
	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas
SET-02A1	1562	29	1.84%	25.0	932	11	1.14%	40.9	767	7	0.9%	34.0
SET-02A2	3829	266	6.94%	21.2	2729	126	4.61%	44.8	1860	58	3.1%	34.0
SET-02A3	3376	95	2.82%	26.4	2010	35	1.72%	41.2	1705	24	1.4%	32.4
SET-02A4	3105	41	1.33%	27.7	2450	27	1.08%	37.8	1726	13	0.7%	34.5
SET-02A5	4075	90	2.20%	26.8	3319	61	1.85%	39.8	2714	38	1.4%	33.3
SET-02A6	3626	82	2.27%	25.8	3084	61	1.98%	41.2	2659	47	1.8%	33.0
SET-02A7	2707	48	1.79%	19.3	2066	27	1.30%	46.1	1296	11	0.8%	34.6
SET-02A8	2974	80	2.70%	26.6	1664	26	1.54%	48.7	1268	15	1.2%	24.7
SET-02A9	3118	68	2.19%	25.3	1909	24	1.25%	50.1	1375	12	0.9%	24.5
SET-02A10	3666	131	3.58%	26.2	2424	48	1.97%	44.0	1468	18	1.3%	29.8
SET-03A1	1475	20	1.34%	25.1	973	7	0.72%	51.4	671	3	0.5%	23.6
SET-03A2	2921	9	0.30%	25.3	2029	5	0.22%	40.0	767	1	0.1%	34.6
SET-03A3	2757	42	1.51%	27.5	1931	19	1.01%	38.1	1124	7	0.6%	34.4
SET-03A4	3258	65	2.00%	21.0	2122	25	1.16%	50.3	1435	11	0.8%	28.7
SET-03A5	3175	16	0.51%	24.9	2687	12	0.44%	41.0	1978	7	0.3%	34.1
SET-03A6	2101	15	0.69%	26.1	1725	8	0.47%	39.9	944	3	0.3%	34.1
SET-03A7	3485	98	2.82%	22.7	2208	32	1.46%	55.0	1621	18	1.1%	22.3
SET-03A8	7281	168	2.30%	27.2	6483	93	1.43%	48.8	5114	47	0.9%	24.0
SET-03A9	1607	17	1.03%	24.6	1192	6	0.53%	41.1	726	2	0.3%	34.2
SET-03A10	2403	8	0.31%	25.3	1945	3	0.16%	40.6	946	1	0.1%	34.1
SET-03A11	2222	29	1.31%	25.1	1642	12	0.72%	50.7	1171	6	0.5%	24.3
SET-03A12	2112	54	2.55%	24.0	1512	22	1.45%	49.8	979	9	1.0%	26.2
SET-03A13	2727	34	1.24%	25.0	2122	13	0.59%	40.7	888	3	0.3%	34.3
SET-03A14	2737	66	2.42%	25.0	2523	29	1.13%	41.5	1718	18	1.0%	33.6
SET-03A15	3050	77	2.53%	20.1	2164	33	1.52%	55.6	1116	9	0.8%	24.3
SET-03A16	3800	67	1.76%	20.2	2817	34	1.20%	56.8	1615	11	0.7%	23.0
SET-03A17	5069	135	2.67%	24.0	4412	84	1.89%	41.0	2834	30	1.1%	35.0
SET-03A18	3255	66	2.04%	23.2	2405	27	1.11%	50.6	1595	12	0.7%	26.2
SET-03A19	2056	26	1.25%	19.3	1262	9	0.73%	54.2	859	4	0.5%	26.5
SET-04A1	2559	96	3.74%	25.4	1476	32	2.19%	49.3	1090	18	1.6%	25.3
SET-04A2	3727	135	3.63%	26.5	2234	49	2.20%	46.8	1687	28	1.6%	26.8
SET-04A3	3952	61	1.54%	24.9	2472	23	0.95%	47.8	1915	14	0.7%	27.3
SET-04A4	2478	96	3.87%	23.4	1289	27	2.11%	46.7	1076	19	1.8%	29.9
SET-04A5	2625	78	2.99%	24.5	1610	35	2.14%	52.0	1040	20	1.9%	23.5
SET-04A6	2454	57	2.34%	19.1	1540	22	1.40%	54.6	987	10	1.0%	26.3
SET-04A7	3708	249	6.72%	23.8	2163	86	3.97%	50.7	1704	53	3.1%	25.5
SET-06A1	2571	53	2.05%	19.2	1625	22	1.38%	55.1	1128	10	0.9%	25.7
SET-06A2	1715	16	0.91%	24.4	1217	9	0.71%	41.3	707	3	0.4%	34.3
SET-06A3	3277	52	1.58%	17.9	2377	22	0.94%	53.7	1417	9	0.6%	28.4
SET-06A4	1710	3	0.17%	27.4	1280	4	0.28%	40.4	463	0	0.0%	32.2
SET-06A5	3524	66	1.86%	24.3	2838	35	1.23%	43.5	1889	17	0.9%	32.2

Alimentador	PUNTA				MEDIO				BAJO			
	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas
SET-06A6	1393	20	1.43%	25.0	1014	11	1.07%	40.9	729	5	0.8%	34.1
SET-06A7	2447	20	0.81%	24.2	1840	15	0.84%	42.2	1015	4	0.3%	33.6
SET-06A8	2641	45	1.70%	24.7	1711	21	1.20%	40.5	885	5	0.6%	34.8
SET-06A9	1381	13	0.95%	19.0	935	6	0.64%	47.2	571	2	0.4%	33.8
SET-06A10	3062	46	1.50%	19.3	2139	23	1.07%	54.2	1264	8	0.6%	26.6
SET-06A11	3852	14	0.36%	24.5	3454	22	0.64%	40.8	1531	2	0.1%	34.7
SET-06A12	1130	4	0.36%	25.0	868	2	0.26%	40.9	536	1	0.2%	34.2
SET-06A13	2340	18	0.78%	26.9	1705	11	0.62%	41.3	1017	4	0.4%	31.7
SET-06A14	2455	22	0.91%	22.6	1641	10	0.59%	45.0	1193	5	0.4%	32.4
SET-06A15	1350	13	0.94%	19.1	1065	6	0.53%	48.0	772	3	0.4%	32.9
SET-09A1	3815	69	1.80%	28.0	3135	47	1.51%	39.3	2032	22	1.1%	32.7
SET-09A2	2409	32	1.33%	22.1	1864	20	1.08%	43.5	1150	7	0.6%	34.3
SET-09A3	1895	16	0.82%	24.5	1422	10	0.72%	41.8	987	4	0.4%	33.7
SET-09A4	2979	17	0.57%	27.8	2226	6	0.28%	37.6	1486	2	0.1%	34.6
SET-09A5	874	3	0.31%	25.0	643	1	0.23%	40.8	300	0	0.1%	34.2
SET-09A6	2525	27	1.09%	26.7	2147	18	0.86%	38.5	1906	14	0.7%	34.8
SET-09A7	702	8	1.14%	21.6	404	3	0.68%	44.8	241	1	0.4%	33.6
SET-09A8	2757	32	1.18%	23.4	1455	9	0.65%	51.2	1043	5	0.5%	25.4
SET-09A9	2417	47	1.95%	26.8	1927	27	1.41%	38.9	1332	12	0.9%	34.3
SET-09A10	2924	68	2.32%	23.8	1666	22	1.35%	47.1	1140	11	0.9%	29.1
SET-09A11	2563	49	1.91%	22.5	1553	18	1.18%	52.9	1076	9	0.8%	24.6
SET-09A12	3399	105	3.10%	21.5	1845	32	1.71%	54.5	1221	14	1.1%	24.0
SET-09A13	3707	81	2.18%	23.4	2232	30	1.34%	52.4	1348	11	0.8%	24.2
SET-09A14	3890	163	4.19%	27.4	3035	96	3.15%	38.0	2139	48	2.2%	34.6
SET-09A15	3977	103	2.58%	23.1	2591	47	1.82%	43.4	2017	28	1.4%	33.5
SET-09A16	3563	87	2.44%	23.7	2172	33	1.50%	52.4	1367	13	1.0%	23.9
SET-10A1	2709	27	1.01%	19.2	997	4	0.42%	56.5	558	2	0.3%	24.2
SET-10A2	2987	19	0.63%	22.8	2329	12	0.49%	53.9	1267	3	0.3%	23.3
SET-10A3	3879	8	0.20%	25.9	2971	5	0.15%	39.1	1501	1	0.1%	35.0
SET-10A4	2489	42	1.69%	22.3	1853	16	0.84%	43.4	1241	10	0.8%	34.4
SET-10A5	2924	20	0.70%	22.3	2480	14	0.57%	43.4	1872	8	0.4%	34.4
SET-10A6	1675	2	0.14%	27.7	1433	2	0.12%	43.6	849	1	0.1%	28.7
SET-11A1	243	0	0.05%	29.0	173	0	0.04%	40.8	147	0	0.0%	30.2
SET-11A2	2157	24	1.11%	26.3	1101	8	0.68%	50.7	946	6	0.6%	23.0
SET-11A3	2701	76	2.81%	26.2	1403	24	1.72%	48.9	1221	19	1.6%	24.9
SET-11A4	3635	84	2.32%	23.9	2138	30	1.39%	50.6	1623	17	1.0%	25.6
SET-12A1	2721	9	0.32%	24.2	2176	4	0.19%	41.1	1684	3	0.2%	34.7
SET-12A2	1591	16	0.99%	23.6	1191	9	0.76%	43.9	792	4	0.5%	32.5
SET-12A3	1193	3	0.26%	27.8	599	1	0.17%	49.5	222	0	0.1%	22.7
SET-12A4	3478	27	0.77%	24.2	2627	17	0.63%	41.1	1550	5	0.3%	34.7
SET-12A5	1552	21	1.37%	24.8	979	9	0.89%	43.8	706	5	0.6%	31.4
SET-12A6	4429	16	0.35%	25.5	3523	11	0.32%	39.9	3523	11	0.3%	34.7
SET-12A7	1947	10	0.54%	28.8	1777	9	0.50%	36.8	1534	7	0.4%	34.3
SET-12A8	1886	8	0.41%	24.5	1383	4	0.30%	52.2	1108	2	0.2%	23.2
SET-12A9	456	1	0.15%	28.5	302	0	0.10%	47.2	191	0	0.1%	24.3
SET-12A10	3759	113	3.01%	28.0	2768	66	2.39%	48.5	1807	29	1.6%	23.6
SET-12A11	1726	28	1.62%	24.2	1107	12	1.08%	50.2	735	5	0.7%	25.7
SET-12A12	1817	5	0.27%	24.7	4834	37	0.76%	40.9	4834	36	0.8%	34.3
SET-12A13	4065	22	0.54%	24.6	3530	17	0.47%	41.1	2461	8	0.3%	34.3
SET-12A14	634	0	0.03%	25.3	419	0	0.02%	41.2	419	0	0.0%	33.5
SET-12A15	1009	5	0.48%	23.0	634	2	0.31%	54.7	390	1	0.2%	22.2
SET-12A16	2064	24	1.15%	24.5	1635	16	1.00%	41.8	1329	11	0.8%	33.8
SET-12A17	828	2	0.25%	27.2	517	1	0.17%	39.3	288	0	0.1%	33.5
SET-13A1	2067	5	0.25%	27.9	1424	2	0.13%	48.0	1007	1	0.1%	24.0
SET-13A2	2888	57	1.98%	24.8	2305	35	1.50%	40.8	1245	10	0.8%	34.4
SET-13A3	2247	8	0.33%	24.3	1733	4	0.24%	41.6	942	1	0.1%	34.1
SET-13A4	1993	18	0.90%	24.7	1560	11	0.68%	40.8	946	4	0.4%	34.4
SET-13A5	2519	31	1.23%	24.5	1998	19	0.93%	40.8	1193	4	0.3%	34.7

Alimentador	PUNTA				MEDIO				BAJO			
	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas
SET-13A6	3652	18	0.50%	27.4	3220	11	0.35%	39.1	2656	6	0.2%	33.5
SET-13A7	4059	35	0.86%	27.9	3393	25	0.75%	37.2	2236	12	0.5%	34.9
SET-13A8	842	0	0.03%	24.2	616	0	0.02%	41.9	393	0	0.0%	33.9
SET-13A9	3687	19	0.52%	28.0	2634	8	0.29%	39.5	1441	3	0.2%	32.5
SET-13A10	1858	12	0.65%	25.7	1489	8	0.51%	39.7	890	3	0.3%	34.6
SET-13A11	2986	33	1.09%	26.9	2617	22	0.84%	39.7	1892	8	0.4%	33.5
SET-13A12	683	1	0.18%	20.9	487	1	0.15%	56.1	290	0	0.1%	23.0
SET-13A13	1960	26	1.31%	21.5	1514	14	0.93%	51.4	961	6	0.6%	27.1
SET-13A14	1643	30	1.81%	18.6	1105	14	1.28%	46.7	628	5	0.7%	34.7
SET-13A15	2954	20	0.67%	24.3	2647	14	0.54%	41.6	1766	7	0.4%	34.1
SET-13A16	970	3	0.30%	24.2	905	2	0.22%	42.5	769	1	0.2%	33.3
SET-13A17	1455	4	0.24%	27.7	847	1	0.17%	42.2	613	1	0.1%	30.1
SET-13A18	3782	28	0.75%	26.7	2548	9	0.34%	44.7	2054	4	0.2%	28.6
SET-13A19	1669	32	1.94%	25.1	1061	12	1.10%	51.8	688	5	0.7%	23.1
SET-13A20	4663	20	0.43%	28.0	4300	17	0.39%	43.2	3782	13	0.3%	28.9
SET-13A21	1397	12	0.85%	24.9	927	5	0.54%	40.9	450	1	0.3%	34.2
SET-13A22	2601	19	0.71%	24.3	2300	15	0.64%	41.8	1987	11	0.5%	33.9
SET-13A23	1501	15	1.00%	25.1	1048	8	0.72%	40.1	597	3	0.4%	34.8
SET-13A24	2532	22	0.87%	23.7	1607	9	0.56%	41.3	1130	4	0.4%	35.0
SET-13A25	2041	9	0.45%	25.3	1825	7	0.40%	40.0	1060	2	0.2%	34.7
SET-14A1	2587	28	1.08%	24.5	2198	22	0.98%	40.8	1774	13	0.8%	34.7
SET-14A2	2788	23	0.81%	27.9	1955	11	0.54%	45.9	1220	4	0.3%	26.1
SET-14A3	4608	33	0.73%	27.5	3955	24	0.61%	41.6	3483	18	0.5%	30.9
SET-14A4	2966	40	1.36%	27.2	2086	19	0.92%	38.2	536	1	0.2%	34.6
SET-14A5	3146	55	1.74%	25.3	2391	31	1.30%	50.5	1309	9	0.7%	24.2
SET-14A6	2597	43	1.67%	27.7	1937	24	1.24%	46.6	1219	9	0.8%	25.8
SET-14A7	1672	6	0.35%	26.2	1152	3	0.26%	48.4	631	1	0.1%	25.4
SET-14A8	2844	46	1.62%	21.4	2025	23	1.12%	53.9	1261	9	0.7%	24.7
SET-14A9	2163	23	1.05%	26.9	1546	11	0.73%	38.2	1039	5	0.5%	34.9
SET-14A10	2846	28	0.99%	23.1	2108	15	0.73%	42.0	1267	5	0.4%	34.9
SET-14A11	1737	7	0.40%	25.2	1594	5	0.29%	40.1	761	1	0.1%	34.7
SET-14A12	2090	4	0.20%	16.1	1294	2	0.16%	53.7	636	1	0.1%	30.2
SET-15A1	240	1	0.28%	28.0	173	0	0.24%	38.5	133	0	0.2%	33.5
SET-15A2	376	1	0.28%	27.8	299	1	0.22%	37.4	255	0	0.2%	34.9
SET-15A3	679	2	0.31%	26.8	427	1	0.21%	38.3	380	1	0.2%	35.0
SET-15A4	371	1	0.21%	26.1	212	0	0.13%	49.5	180	0	0.1%	24.4
SET-15A5	700	15	2.07%	28.0	468	7	1.47%	49.7	367	4	1.2%	22.3
SET-16A1	3862	43	1.12%	26.8	3115	29	0.94%	39.0	1966	11	0.6%	34.1
SET-16A2	4836	28	0.57%	25.3	4511	25	0.55%	43.0	4256	22	0.5%	31.7
SET-16A3	5297	60	1.14%	25.3	4764	48	1.00%	40.8	4145	34	0.8%	33.9
SET-16A4	3738	135	3.61%	21.0	2130	44	2.08%	54.6	1566	24	1.5%	24.4
SET-16A5	2848	52	1.83%	27.3	1559	16	1.01%	50.5	1286	11	0.8%	22.3
SET-16A6	3188	19	0.60%	27.5	2458	12	0.47%	46.2	1551	4	0.3%	26.3
SET-16A7	2210	18	0.82%	25.1	1680	16	0.94%	40.3	1094	2	0.2%	34.6
SET-17A1	4281	13	0.30%	27.9	4296	13	0.30%	37.3	4333	13	0.3%	34.8
SET-17A2	3407	126	3.69%	24.9	2699	54	2.01%	41.2	1911	38	2.0%	34.0
SET-17A3	3944	58	1.47%	24.4	3295	21	0.64%	40.7	2158	9	0.4%	34.8
SET-17A4	1836	22	1.18%	26.9	1154	8	0.72%	38.1	933	6	0.6%	35.0
SET-17A5	2280	50	2.18%	25.2	2270	51	2.23%	40.0	2293	50	2.2%	34.8
SET-17A6	2049	24	1.17%	24.2	1657	15	0.93%	41.9	1264	9	0.7%	33.9
SET-17A7	3490	67	1.93%	25.3	1923	18	0.95%	40.9	533	1	0.2%	33.7
SET-18A1	3698	55	1.49%	24.9	3162	41	1.28%	40.9	2226	20	0.9%	34.2
SET-18A2	2598	49	1.87%	27.7	1623	19	1.17%	40.2	1228	11	0.9%	32.1
SET-18A3	3075	91	2.97%	25.1	2501	62	2.48%	40.4	1565	27	1.7%	34.5
SET-18A4	3178	41	1.29%	24.6	2004	17	0.82%	42.0	1516	9	0.6%	33.4
SET-18A5	2490	55	2.19%	22.1	1810	29	1.62%	52.3	1109	11	1.0%	25.6
SET-18A6	1347	7	0.55%	24.8	975	4	0.41%	40.4	514	1	0.2%	34.9
SET-18A7	4786	133	2.77%	27.3	4303	106	2.46%	41.6	3582	72	2.0%	31.1

Alimentador	PUNTA				MEDIO				BAJO			
	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas
SET-18A8	1490	19	1.28%	24.5	1118	11	0.97%	41.9	739	5	0.6%	33.6
SET-18A9	813	3	0.39%	27.1	645	2	0.31%	39.2	357	1	0.2%	33.7
SET-18A10	3873	101	2.60%	17.5	2891	58	1.99%	48.1	1986	29	1.5%	34.4
SET-18A11	2306	32	1.37%	24.9	1943	22	1.13%	40.8	1048	6	0.6%	34.3
SET-18A12	3753	55	1.45%	27.2	2854	32	1.13%	50.3	1883	15	0.8%	22.5
SET-18A13	3161	69	2.17%	20.1	2360	22	0.94%	48.6	1700	19	1.1%	31.2
SET-18A14	3155	25	0.81%	25.4	2819	20	0.69%	40.5	2202	12	0.5%	34.1
SET-18A15	2326	22	0.96%	27.7	2163	19	0.89%	37.5	1267	7	0.5%	34.8
SET-18A16	5296	62	1.17%	24.4	3435	26	0.74%	40.9	1362	4	0.3%	34.8
SET-18A17	2493	37	1.49%	26.3	1511	14	0.90%	39.5	1119	7	0.7%	34.2
SET-18A18	2289	19	0.83%	25.6	1451	8	0.52%	39.6	543	1	0.2%	34.8
SET-18A19	3464	65	1.88%	26.8	2717	38	1.39%	38.6	1598	14	0.9%	34.6
SET-18A20	4795	299	6.23%	25.3	4372	209	4.78%	40.2	3573	79	2.2%	34.5
SET-18A21	2853	83	2.91%	24.7	1869	36	1.91%	48.8	1137	13	1.2%	26.5
SET-18A22	3019	98	3.23%	25.0	2529	72	2.86%	40.0	1744	32	1.8%	35.0
SET-19A1	3878	30	0.77%	24.7	3436	24	0.70%	40.7	2714	19	0.7%	34.7
SET-19A2	1479	7	0.48%	21.6	1062	4	0.35%	52.8	647	1	0.2%	25.6
SET-19A3	3233	15	0.47%	27.4	2923	13	0.43%	38.1	1981	6	0.3%	34.4
SET-19A4	2569	15	0.60%	26.7	2119	11	0.53%	38.7	1120	3	0.3%	34.6
SET-19A5	3155	30	0.94%	26.8	2345	18	0.75%	39.8	1440	6	0.4%	33.4
SET-19A6	2546	35	1.38%	21.0	1852	19	1.00%	52.5	1018	6	0.5%	26.5
SET-19A7	2842	40	1.39%	25.5	2290	26	1.15%	40.3	1443	9	0.7%	34.2
SET-19A8	3440	94	2.72%	25.5	2684	61	2.28%	39.9	1657	23	1.4%	34.6
SET-19A9	4833	97	2.02%	17.3	3927	65	1.67%	53.4	2826	35	1.3%	29.2
SET-19A10	2516	33	1.30%	22.5	1795	17	0.93%	44.2	1184	7	0.6%	33.3
SET-19A11	2652	18	0.69%	24.4	2052	10	0.51%	41.0	1351	4	0.3%	34.5
SET-19A12	2435	12	0.51%	25.3	2026	9	0.43%	40.8	1311	3	0.3%	33.9
SET-20A1	2710	107	3.95%	25.5	2256	75	3.33%	40.1	1720	40	2.3%	34.4
SET-20A2	3024	67	2.23%	26.1	2238	35	1.57%	41.8	1589	16	1.0%	32.2
SET-20A3	2423	23	0.94%	25.3	2093	17	0.81%	39.9	1665	11	0.7%	34.8
SET-20A4	1693	14	0.83%	16.0	1231	7	0.60%	49.1	723	4	0.5%	34.9
SET-20A5	2922	47	1.62%	25.5	2593	28	1.07%	40.1	1959	19	1.0%	34.4
SET-22A1	3171	39	1.23%	17.9	2221	17	0.78%	47.3	1090	4	0.4%	34.8
SET-22A2	2602	20	0.79%	24.5	1984	12	0.59%	48.0	1124	4	0.3%	27.5
SET-22A3	3033	28	0.92%	25.1	2497	19	0.76%	40.4	1637	8	0.5%	34.5
SET-22A4	2989	27	0.90%	23.6	2128	14	0.65%	50.9	1148	4	0.4%	25.5
SET-22A5	1768	10	0.55%	24.2	1396	6	0.45%	41.6	901	3	0.3%	34.2
SET-22A6	2838	37	1.30%	25.1	2378	26	1.08%	40.0	1639	13	0.8%	34.9
SET-22A7	2042	12	0.60%	24.0	1562	6	0.35%	41.6	881	2	0.2%	34.4
SET-22A8	2659	16	0.61%	25.5	2218	11	0.49%	39.7	1361	4	0.3%	34.8
SET-22A9	2184	15	0.70%	21.9	1631	9	0.53%	53.0	974	3	0.3%	25.1
SET-22A10	3025	33	1.10%	27.3	2261	19	0.82%	38.6	1527	8	0.5%	34.1
SET-22A11	3266	18	0.54%	25.5	2427	10	0.42%	39.9	1343	3	0.2%	34.6
SET-22A12	1895	4	0.22%	18.0	1498	3	0.18%	49.0	888	1	0.1%	33.0
SET-22A13	2558	29	1.12%	20.5	1954	19	0.95%	50.2	1144	7	0.6%	29.2
SET-22A14	2334	15	0.65%	22.3	1616	8	0.47%	52.8	1091	3	0.3%	24.9
SET-22A15	1777	18	1.00%	17.3	1308	9	0.71%	53.9	763	3	0.4%	28.7
SET-24A1	1276	13	1.05%	26.5	829	6	0.72%	38.9	392	1	0.4%	34.7
SET-24A2	3507	17	0.50%	27.8	1799	5	0.27%	39.0	599	1	0.1%	33.2
SET-24A3	1734	6	0.32%	24.6	1163	3	0.23%	41.2	516	1	0.1%	34.2
SET-24A4	1157	3	0.25%	25.5	792	1	0.16%	40.1	317	0	0.1%	34.4
SET-24A5	1013	1	0.12%	26.7	814	1	0.09%	39.5	391	0	0.0%	33.8
SET-24A6	1047	5	0.43%	24.7	708	2	0.31%	42.8	555	1	0.2%	32.5
SET-24A7	3236	24	0.76%	24.1	1986	11	0.56%	41.0	829	2	0.2%	34.9
SET-24A8	997	6	0.61%	25.4	779	4	0.46%	40.9	489	2	0.3%	33.7
SET-24A9	1990	10	0.48%	27.7	926	2	0.22%	37.6	321	0	0.1%	34.7
SET-24A10	2501	7	0.29%	27.8	1329	2	0.19%	38.7	510	0	0.1%	33.5
SET-24A11	1488	8	0.52%	23.7	1031	4	0.39%	41.7	545	1	0.2%	34.5

Alimentador	PUNTA				MEDIO				BAJO			
	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas
SET-24A12	2283	40	1.75%	24.2	1552	18	1.16%	51.3	987	7	0.7%	24.4
SET-24A13	4424	64	1.45%	25.2	3427	41	1.19%	40.0	1788	11	0.6%	34.9
SET-24A14	1752	5	0.27%	27.6	1101	2	0.16%	38.5	322	0	0.0%	33.9
SET-24A15	995	7	0.70%	25.8	786	3	0.44%	41.3	401	1	0.2%	32.9
SET-24A16	2951	11	0.37%	27.5	1824	5	0.30%	37.8	659	1	0.1%	34.7
SET-24A17	2493	24	0.95%	28.0	1548	7	0.46%	37.1	642	1	0.2%	34.9
SET-24A18	2502	7	0.30%	28.0	1387	2	0.16%	38.1	676	1	0.1%	33.9
SET-24A19	3043	16	0.52%	27.9	1172	2	0.19%	38.1	211	0	0.0%	34.0
SET-24A20	2480	39	1.56%	25.6	2121	23	1.08%	40.1	1297	9	0.7%	34.4
SET-24A21	4322	59	1.38%	20.2	3441	30	0.87%	45.2	2184	12	0.6%	34.6
SET-24A22	1578	19	1.23%	24.8	1253	13	1.01%	40.7	753	5	0.6%	34.5
SET-24A23	1443	7	0.49%	25.9	1142	3	0.30%	39.2	837	2	0.2%	34.9
SET-24A24	3279	103	3.14%	23.2	2097	34	1.61%	53.7	1568	19	1.2%	23.1
SET-25A1	2760	52	1.87%	26.3	1812	23	1.25%	38.7	1288	11	0.9%	35.0
SET-25A2	2544	32	1.24%	24.1	2111	24	1.12%	41.7	1319	9	0.7%	34.2
SET-25A3	3020	44	1.45%	22.9	1860	17	0.91%	53.2	1141	6	0.5%	23.9
SET-25A4	2746	56	2.03%	25.2	2246	38	1.71%	40.2	1510	17	1.2%	34.6
SET-25A5	2710	24	0.89%	25.3	2357	15	0.65%	40.8	1776	10	0.6%	33.9
SET-25A6	3157	33	1.05%	24.5	2719	25	0.92%	41.4	2019	14	0.7%	34.1
SET-25A7	2251	18	0.81%	27.9	1653	10	0.60%	44.9	1170	5	0.4%	27.2
SET-25A8	4479	127	2.83%	24.7	3909	88	2.25%	40.7	3090	50	1.6%	34.5
SET-25A9	2080	15	0.72%	24.1	1741	10	0.58%	42.5	1395	7	0.5%	33.5
SET-25A10	2775	36	1.31%	24.4	1650	13	0.81%	48.4	1092	6	0.5%	27.3
SET-25A11	3402	72	2.12%	24.1	2084	29	1.38%	49.3	1293	11	0.8%	26.6
SET-25A12	2757	21	0.75%	24.6	1650	8	0.46%	51.1	1190	4	0.3%	24.3
SET-25A13	4774	159	3.33%	23.2	3226	74	2.28%	52.0	2219	34	1.5%	24.7
SET-26A1	961	1	0.11%	24.4	568	0	0.08%	41.4	368	0	0.1%	34.2
SET-26A2	1222	23	1.88%	24.3	632	6	0.99%	47.4	482	4	0.8%	28.3
SET-26A3	1974	28	1.40%	26.9	1114	9	0.80%	41.7	913	6	0.7%	31.5
SET-26A4	903	4	0.45%	27.4	548	2	0.28%	49.9	433	1	0.2%	22.7
SET-26A5	3183	52	1.63%	22.0	1865	18	0.96%	51.0	1515	12	0.8%	27.0
SET-26A6	2329	42	1.79%	27.1	1491	12	0.82%	39.2	1154	8	0.7%	33.7
SET-27A1	2289	72	3.14%	27.8	1115	17	1.54%	40.2	639	5	0.8%	32.0
SET-27A2	1724	21	1.23%	21.4	1346	13	0.94%	44.5	1013	7	0.7%	34.1
SET-27A3	1978	18	0.90%	27.6	1050	5	0.48%	42.1	900	4	0.4%	30.3
SET-27A4	2128	25	1.17%	24.6	1140	7	0.63%	46.1	1006	6	0.6%	29.2
SET-23A1	1495	15	1.02%	27.9	1495	15	1.02%	37.1	337	1	0.2%	35.0
SET-23A2	726	5	0.72%	26.5	726	5	0.72%	39.9	596	4	0.6%	33.6
SET-23A3	205	0	0.08%	21.8	205	0	0.08%	43.5	160	0	0.1%	34.7
SET-23A4	235	1	0.28%	21.6	235	1	0.28%	43.8	182	0	0.2%	34.6
SET-05A1	1240	7	0.55%	25.8	1001	4	0.45%	40.4	603	2	0.3%	33.9
SET-05A2	4610	38	0.83%	24.1	3001	17	0.56%	41.4	207	0	0.0%	34.4
SET-05A3	1165	20	1.71%	20.6	811	9	1.14%	57.2	654	6	1.0%	22.3
SET-05A4	3123	71	2.29%	25.5	2393	42	1.75%	39.7	579	3	0.4%	34.9
SET-05A5	1973	42	2.11%	24.8	1687	30	1.79%	40.9	1288	17	1.3%	34.3
SET-07A1	3291	121	3.66%	24.3	2405	67	2.80%	42.6	578	4	0.7%	33.1
SET-07A2	3204	218	6.80%	27.1	2175	99	4.55%	38.9	826	14	1.7%	34.0
SET-07A3	1804	31	1.72%	23.7	1105	12	1.05%	44.7	965	9	0.9%	31.7
SET-07A4	2923	65	2.22%	27.7	2050	32	1.56%	48.4	1346	14	1.0%	23.9
SET-07A5	1545	11	0.69%	22.4	1004	5	0.45%	43.9	618	2	0.3%	33.8
SET-07A6	2141	27	1.28%	18.9	1319	10	0.79%	57.4	946	5	0.6%	23.7
SET-07A7	1949	40	2.08%	24.5	1436	22	1.55%	50.2	1149	14	1.2%	25.3
SET-08A1	1511	73	4.86%	24.3	1327	57	4.26%	41.4	966	26	2.7%	34.3
SET-08A2	625	10	1.56%	26.2	469	6	1.19%	40.2	297	2	0.8%	33.6
SET-08A3	359	3	0.91%	22.7	218	1	0.55%	43.4	172	1	0.4%	33.9
SET-08A4	3070	152	4.95%	26.3	2723	128	4.72%	39.7	2221	88	3.9%	34.0
SET-08A5	1211	15	1.26%	23.7	745	6	0.77%	52.8	543	3	0.6%	23.5
SET-08A6	2161	21	0.95%	21.6	1415	9	0.62%	55.3	964	4	0.4%	23.1

Alimentador	PUNTA				MEDIO				BAJO			
	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas	kW(total)	Pérdidas (kW)	%pérdidas	%horas
SET-01A1	577	0	0.08%	26.1	410	0	0.06%	39.0	304	0	0.0%	35.0
SET-01A2	1063	4	0.42%	26.1	759	2	0.30%	39.0	562	1	0.2%	35.0
SET-01A3	1267	6	0.47%	26.1	890	3	0.34%	39.0	656	2	0.3%	35.0
SET-01A4	1089	7	0.60%	26.1	775	3	0.43%	39.0	578	2	0.3%	35.0

ANEXO A3

Cálculo de Pérdidas de Energía para cada Alimentador de la Red de MT

Alimentador	Energía total (kWh)	Pérdidas (kWh)	%Pérdidas
SET-02A1	744115	10067	1.35%
SET-02A2	1920094	95382	4.97%
SET-02A3	1635089	33883	2.07%
SET-02A4	1714960	18588	1.08%
SET-02A5	2390358	44105	1.85%
SET-02A6	2189337	43914	2.01%
SET-02A7	1384649	18288	1.32%
SET-02A8	1378574	26963	1.96%
SET-02A9	1500379	23183	1.55%
SET-02A10	1774676	43873	2.47%
SET-03A1	719363	6540	0.91%
SET-03A2	1309270	3111	0.24%
SET-03A3	1353901	15336	1.13%
SET-03A4	1514614	20574	4.00%
SET-03A5	1796920	7796	5.00%
SET-03A6	1121089	5757	4.00%
SET-03A7	1704243	31648	1.86%
SET-03A8	4587081	73567	1.60%
SET-03A9	817189	5391	0.66%
SET-03A10	1204140	2408	0.20%
SET-03A11	1204442	10611	0.88%
SET-03A12	1061536	18439	1.74%
SET-03A13	1294418	10087	0.78%
SET-03A14	1660390	24724	1.49%
SET-03A15	1482222	25596	1.73%
SET-03A16	1943984	24923	1.28%
SET-03A17	2852586	54805	1.92%
SET-03A18	1720439	23037	1.34%
SET-03A19	916104	7779	0.85%
SET-04A1	1190338	32169	2.70%
SET-04A2	1787553	47634	2.66%
SET-04A3	1935351	21783	1.13%
SET-04A4	1082216	29405	2.72%
SET-04A5	1224646	29641	2.42%
SET-04A6	1129345	18227	1.61%
SET-04A7	1737742	83787	4.82%
SET-06A1	1192200	17852	1.50%
SET-06A2	837723	6034	0.72%
SET-06A3	1630616	17096	1.05%
SET-06A4	816557	1696	0.21%
SET-06A5	1943606	26346	1.36%
SET-06A6	728490	8122	1.11%
SET-06A7	1230737	8989	0.73%
SET-06A8	1190447	15316	1.29%
SET-06A9	645823	4359	0.67%

Alimentador	Energía total (kWh)	Pérdidas (kWh)	%Pérdidas
SET-06A10	1500788	16841	1.12%
SET-06A11	2077605	9481	0.46%
SET-06A12	573916	1567	0.27%
SET-06A13	1077459	6869	0.64%
SET-06A14	1209768	7987	0.66%
SET-06A15	736744	4480	0.61%
SET-09A1	2134216	32420	1.52%
SET-09A2	1252383	13172	1.05%
SET-09A3	987518	6740	0.68%
SET-09A4	1569453	5612	0.36%
SET-09A5	419871	1004	0.24%
SET-09A6	1558246	13877	0.89%
SET-09A7	293635	2338	0.80%
SET-09A8	1191231	9843	0.83%
SET-09A9	1335007	19753	1.48%
SET-09A10	1304708	21462	1.65%
SET-09A11	1197247	16495	1.38%
SET-09A12	1461057	31120	2.13%
SET-09A13	1702262	26844	1.58%
SET-09A14	1923749	63421	3.30%
SET-09A15	1957272	38506	1.97%
SET-09A16	1662490	29416	1.77%
SET-10A1	341581	2242	0.66%
SET-10A2	625017	3169	0.51%
SET-10A3	753735	1164	0.15%
SET-10A4	499522	5486	1.10%
SET-10A5	663482	3764	0.57%
SET-10A6	373068	436	0.12%
SET-11A1	133314	54	0.04%
SET-11A2	940089	8041	0.86%
SET-11A3	1205232	25850	2.14%
SET-11A4	1701574	28444	1.67%
SET-12A1	1538751	3465	0.23%
SET-12A2	832233	6495	0.78%
SET-12A3	481432	993	0.21%
SET-12A4	1770370	10867	0.61%
SET-12A5	745749	7563	1.01%
SET-12A6	2702721	8811	0.33%
SET-12A7	1237385	6064	0.49%
SET-12A8	1038876	3340	0.32%
SET-12A9	229584	260	0.11%
SET-12A10	2029234	50854	2.51%
SET-12A11	836340	10164	1.22%
SET-12A12	2943334	20624	0.70%
SET-12A13	2372468	10775	0.45%
SET-12A14	341047	76	0.02%
SET-12A15	412913	1447	0.35%
SET-12A16	1162212	11512	0.99%
SET-12A17	377894	740	0.20%
SET-13A1	1067313	1841	0.17%
SET-13A2	1501138	22827	1.52%
SET-13A3	1143712	2903	0.25%
SET-13A4	1047936	7338	0.70%
SET-13A5	1310776	11788	0.90%
SET-13A6	2267529	8284	0.37%
SET-13A7	2286211	16831	0.74%
SET-13A8	428507	95	0.02%
SET-13A9	1829590	6704	0.37%
SET-13A10	991129	5068	0.51%

Alimentador	Energía total (kWh)	Pérdidas (kWh)	%Pérdidas
SET-13A11	1780890	14514	0.81%
SET-13A12	337732	507	0.15%
SET-13A13	1051280	10279	0.98%
SET-13A14	748539	9848	1.32%
SET-13A15	1719388	9242	0.54%
SET-13A16	630095	1459	0.23%
SET-13A17	661416	1291	0.20%
SET-13A18	1969709	9079	0.46%
SET-13A19	811797	11011	1.36%
SET-13A20	3061486	11805	0.39%
SET-13A21	625408	3844	0.61%
SET-13A22	1632246	10333	0.63%
SET-13A23	723584	5536	0.77%
SET-13A24	1194790	7576	0.63%
SET-13A25	1162120	4393	0.38%
SET-14A1	1502506	14174	0.94%
SET-14A2	1356728	8321	0.61%
SET-14A3	2871648	17869	0.62%
SET-14A4	1251971	13114	1.05%
SET-14A5	1601246	21961	1.37%
SET-14A6	1354038	17915	1.32%
SET-14A7	797272	2206	0.28%
SET-14A8	1368079	16578	1.21%
SET-14A9	1059258	8414	0.79%
SET-14A10	1429252	10740	0.75%
SET-14A11	415799	1240	0.30%
SET-14A12	844366	1324	0.16%
SET-15A1	128265	326	0.25%
SET-15A2	219769	513	0.23%
SET-15A3	344266	827	0.24%
SET-15A4	176837	278	0.16%
SET-15A5	367562	6082	1.65%
SET-16A1	1520095	13927	0.92%
SET-16A2	3203682	17377	0.54%
SET-16A3	3376196	33374	0.99%
SET-16A4	1654550	41508	2.51%
SET-16A5	1295088	17170	1.33%
SET-16A6	1742517	8443	0.48%
SET-16A7	1127063	8182	0.73%
SET-17A1	3099472	9430	0.30%
SET-17A2	1877296	47986	2.56%
SET-17A3	2201428	18705	0.85%
SET-17A4	907342	7969	0.88%
SET-17A5	1641940	36086	2.20%
SET-17A6	1165598	11029	0.95%
SET-17A7	1333059	17883	1.34%
SET-18A1	2141997	26837	1.25%
SET-18A2	1271481	17774	1.40%
SET-18A3	1671513	41328	2.47%
SET-18A4	1533319	14485	0.94%
SET-18A5	1282014	21754	1.70%
SET-18A6	652771	2779	0.43%
SET-18A7	3031549	73962	2.44%
SET-18A8	778945	7764	1.00%
SET-18A9	427249	1347	0.32%
SET-18A10	1980744	39811	2.01%
SET-18A11	1242674	13674	1.10%
SET-18A12	2073827	24740	1.19%
SET-18A13	1667176	22114	1.33%

Alimentador	Energía total (kWh)	Pérdidas (kWh)	%Pérdidas
SET-18A14	1939725	13236	0.68%
SET-18A15	1365081	11333	0.83%
SET-18A16	2280905	19341	0.85%
SET-18A17	1177528	12733	1.08%
SET-18A18	971510	5904	0.61%
SET-18A19	1822034	26448	1.45%
SET-18A20	3026480	134567	4.45%
SET-18A21	1380957	29869	2.16%
SET-18A22	1711538	46457	2.71%
SET-19A1	2306097	16541	0.72%
SET-19A2	732200	2693	0.37%
SET-19A3	1932260	7883	0.41%
SET-19A4	1287368	6500	0.50%
SET-19A5	1605030	12166	0.76%
SET-19A6	1279139	13411	1.05%
SET-19A7	1541517	17226	1.12%
SET-19A8	1815627	40523	2.23%
SET-19A9	2708760	44764	1.65%
SET-19A10	1263135	12349	0.98%
SET-19A11	1408319	7213	0.51%
SET-19A12	1358903	5663	0.42%
SET-20A1	1552693	50433	3.25%
SET-20A2	1586415	26474	1.67%
SET-20A3	1459595	11709	0.80%
SET-20A4	811433	5169	0.64%
SET-20A5	1745581	21152	1.21%
SET-22A1	1438040	12002	0.83%
SET-22A2	1367507	8438	0.62%
SET-22A3	1680743	12577	0.75%
SET-22A4	1498720	10410	0.69%
SET-22A5	934903	4155	0.44%
SET-22A6	1609455	17258	1.07%
SET-22A7	995974	4037	0.41%
SET-22A8	1463100	7194	0.49%
SET-22A9	1126799	6167	0.55%
SET-22A10	1597662	13713	0.86%
SET-22A11	1630775	6910	0.42%
SET-22A12	984793	1689	0.17%
SET-22A13	1325308	12325	0.93%
SET-22A14	1168301	5831	0.50%
SET-22A15	875259	6451	0.74%
SET-24A1	565154	4486	0.79%
SET-24A2	1350009	4996	0.37%
SET-24A3	779184	1918	0.25%
SET-24A4	512119	935	0.18%
SET-24A5	521397	484	0.09%
SET-24A6	534373	1793	0.34%
SET-24A7	1355470	7988	0.59%
SET-24A8	530438	2559	0.48%
SET-24A9	717942	2476	0.34%
SET-24A10	980076	2196	0.22%
SET-24A11	699577	2824	0.40%
SET-24A12	1145421	14908	1.30%
SET-24A13	2236610	26271	1.17%
SET-24A14	732221	1450	0.20%
SET-24A15	513225	2523	0.49%
SET-24A16	1245964	3861	0.31%
SET-24A17	1076848	6927	0.64%
SET-24A18	1049326	2252	0.21%

Alimentador	Energía total (kWh)	Pérdidas (kWh)	%Pérdidas
SET-24A19	984380	3802	0.39%
SET-24A20	1389320	15855	1.14%
SET-24A21	2292272	21427	0.93%
SET-24A22	835622	8355	1.00%
SET-24A23	801633	2748	0.34%
SET-24A24	1618904	33378	2.06%
SET-25A1	1352073	18932	1.40%
SET-25A2	1380635	14588	1.06%
SET-25A3	1387305	14587	1.05%
SET-25A4	1524479	25595	1.68%
SET-25A5	1597069	11136	0.70%
SET-25A6	1863028	16647	0.89%
SET-25A7	1030115	6577	0.64%
SET-25A8	2712379	60633	2.24%
SET-25A9	1228869	7299	0.59%
SET-25A10	1275625	12180	0.95%
SET-25A11	1577658	24721	1.57%
SET-25A12	1303386	7170	0.55%
SET-25A13	2402350	60251	2.51%
SET-26A1	422884	368	0.09%
SET-26A2	527779	6904	1.31%
SET-26A3	923004	9396	1.02%
SET-26A4	439565	1475	0.34%
SET-26A5	1462881	16865	1.15%
SET-26A6	1139520	13454	1.18%
SET-27A1	928007	20538	2.21%
SET-27A2	932490	8931	0.96%
SET-27A3	907568	5877	0.65%
SET-27A4	954326	7864	0.82%
SET-23A1	784749	7361	0.94%
SET-23A2	491002	3328	0.68%
SET-23A3	136425	100	0.07%
SET-23A4	155826	403	0.26%
SET-05A1	668105	2970	0.44%
SET-05A2	1747297	11642	0.67%
SET-05A3	610995	7774	1.27%
SET-05A4	1401610	25713	1.83%
SET-05A5	32429	571	1.76%
SET-07A1	1450911	42702	2.94%
SET-07A2	1436411	73716	5.13%
SET-07A3	882628	11032	1.25%
SET-07A4	1529065	26440	4.00%
SET-07A5	715904	3575	5.00%
SET-07A6	998095	8954	4.00%
SET-07A7	1072010	17770	1.66%
SET-08A1	898702	36231	4.03%
SET-08A2	325404	4002	1.23%
SET-08A3	168709	1090	0.65%
SET-08A4	1903231	86969	4.57%
SET-08A5	581828	5315	0.91%
SET-08A6	1059880	7396	0.70%
SET-01A1	299730	188	0.06%
SET-01A2	546397	1770	0.32%
SET-01A3	643484	2367	0.37%
SET-01A4	559645	2609	0.47%

ANEXO B1

SED Seleccionadas para el Estudio de Pérdidas en la Red de BT

Nro	SET	SED	KVA	Estrato
1	SET-20	03855E	100	1
2	SET-25	00524E	400	1
3	SET-18	00288E	220	1
4	SET-13	03652E	400	1
5	SET-12	01551E	250	1
6	SET-24	00022E	1030	2
7	SET-07	06190E	250	2
8	SET-02	02570E	100	2
9	SET-03	00420E	640	2
10	SET-06	06003E	100	2
11	SET-09	00556E	400	2
12	SET-13	00468E	550	2
13	SET-09	00608E	400	2
14	SET-19	00172E	630	2
15	SET-13	00229E	640	2
16	SET-25	00447E	630	2
17	SET-13	00209E	1260	2
18	SET-24	00168E	400	2
19	SET-14	00580E	400	2
20	SET-18	00963E	160	2
21	SET-19	00075E	400	2
22	SET-13	00191E	275	2
23	SET-24	00040E	1400	2
24	SET-06	00388E	350	2
25	SET-22	04630E	400	3
26	SET-19	00158E	700	3
27	SET-12	04448E	250	3
28	SET-03	03175E	250	3
29	SET-24	00166E	640	3
30	SET-18	00026E	630	3
31	SET-02	05827E	250	3
32	SET-02	02563E	250	3
33	SET-12	00491E	400	3
34	SET-13	00031E	350	3
35	SET-09	00336E	890	3

Nro	SET	SED	KVA	Estrato
106	SET-22	00128E	630	5
107	SET-27	05347E	100	6
108	SET-26	03499E	100	6
109	SET-12	04501E	250	6
110	SET-25	04490E	160	6
111	SET-16	03545E	160	6
112	SET-25	04233E	250	6
113	SET-24	04634E	250	6
114	SET-16	03914E	100	6
115	SET-16	02799E	220	6
116	SET-07	07017E	100	6
117	SET-01	06643E	50	6
118	SET-12	04058E	160	6
119	SET-09	03663E	160	6
120	SET-16	03496E	100	6
121	SET-07	05824E	100	6
122	SET-04	04013E	50	6
123	SET-03	03689E	100	6
124	SET-04	04133E	50	6
125	SET-15	00535E	100	6
126	SET-03	04500E	400	6
127	SET-04	04116E	50	6
128	SET-07	06252E	100	6
129	SET-07	06277E	50	6
130	SET-26	00312E	400	6
131	SET-09	02120E	100	6
132	SET-23	06330E	100	6
133	SET-09	03533E	100	6
134	SET-08	06410E	50	6
135	SET-12	04056E	75	6
136	SET-18	04209E	200	6
137	SET-08	06503E	50	6
138	SET-06	04065E	100	6
139	SET-18	03067E	100	6
140	SET-03	03582E	100	6

Nro	SET	SED	KVA	Estrato
36	SET-19	00221E	640	3
37	SET-18	00371E	550	3
38	SET-24	00247E	800	3
39	SET-22	00072E	1100	3
40	SET-22	00115E	640	3
41	SET-22	00094E	1190	3
42	SET-14	00253E	550	3
43	SET-25	02898E	250	4
44	SET-07	06225E	160	4
45	SET-24	00163E	640	4
46	SET-20	06752E	250	4
47	SET-02	02265E	100	4
48	SET-03	00366E	630	4
49	SET-12	00400E	800	4
50	SET-19	00592E	320	4
51	SET-13	00159E	630	4
52	SET-01	03205E	250	4
53	SET-06	00091E	550	4
54	SET-03	03749E	315	4
55	SET-18	00357E	1260	4
56	SET-09	04253E	160	4
57	SET-03	00522E	350	4
58	SET-13	04260E	200	4
59	SET-13	00081E	440	4
60	SET-22	00171E	1040	4
61	SET-18	00356E	915	4
62	SET-22	00226E	1280	4
63	SET-12	00546E	350	4
64	SET-19	00508E	550	4
65	SET-13	00213E	630	4
66	SET-24	00258E	630	4
67	SET-16	00635E	220	5
68	SET-03	03873E	400	5
69	SET-25	03720E	160	5
70	SET-18	05582E	250	5
71	SET-03	03851E	100	5
72	SET-01	07084E	50	5
73	SET-18	04187E	250	5
74	SET-16	03916E	250	5
75	SET-24	00921E	250	5
76	SET-02	03944E	110	5
77	SET-24	00333E	630	5
78	SET-12	00239E	350	5
79	SET-22	02218E	160	5
80	SET-16	02897E	250	5
81	SET-26	00314E	400	5
82	SET-20	00951E	100	5

Nro	SET	SED	KVA	Estrato
141	SET-18	02085E	100	6
142	SET-02	00551E	160	6
143	SET-09	03566E	101	6
144	SET-18	03459E	100	6
145	SET-07	06249E	160	6
146	SET-04	03878E	75	6
147	SET-02	03762E	160	6
148	SET-18	02131E	250	6
149	SET-16	03504E	100	6
150	SET-09	03512E	100	6
151	SET-14	00566E	220	6
152	SET-05	06624E	100	6
153	SET-04	02604E	50	6
154	SET-09	03523E	101	6
155	SET-18	02086E	160	6
156	SET-02	04075E	100	6
157	SET-04	04130E	101	6
158	SET-02	04441E	160	6
159	SET-04	04019E	50	6
160	SET-02	02582E	50	6
161	SET-03	03683E	100	6
162	SET-13	06014E	100	6
163	SET-04	04126E	50	6
164	SET-16	00988E	250	6
165	SET-03	04071E	160	6
166	SET-04	04009E	100	6
167	SET-26	02023E	100	6
168	SET-16	03536E	100	6
169	SET-21	06348E	100	6
170	SET-24	06072E	160	6
171	SET-09	04252E	160	6
172	SET-03	04246E	100	6
173	SET-04	04030E	160	6
174	SET-18	03836E	160	6
175	SET-02	02156E	160	6
176	SET-04	04100E	75	6
177	SET-19	03660E	100	6
178	SET-02	01337E	50	6
179	SET-26	01986E	50	6
180	SET-12	00694E	100	6
181	SET-02	02192E	100	6
182	SET-08	05945E	160	6
183	SET-09	03524E	100	6
184	SET-18	01191E	160	6
185	SET-02	00644E	275	6
186	SET-09	01383E	160	6
187	SET-26	02516E	50	6

Nro	SET	SED	KVA	Estrato
83	SET-12	03951E	160	5
84	SET-12	00241E	400	5
85	SET-24	00101E	630	5
86	SET-16	01949E	250	5
87	SET-19	00162E	550	5
88	SET-12	02299E	160	5
89	SET-14	00560E	160	5
90	SET-03	04402E	160	5
91	SET-13	00303E	1040	5
92	SET-08	05867E	160	5
93	SET-13	00301E	630	5
94	SET-14	00254E	550	5
95	SET-02	02380E	160	5
96	SET-13	00399E	640	5
97	SET-19	00588E	400	5
98	SET-03	07290E	160	5
99	SET-02	04307E	250	5
100	SET-13	03647E	400	5
101	SET-05	06632E	100	5
102	SET-03	00384E	400	5
103	SET-22	00058E	1030	5
104	SET-18	00372E	400	5
105	SET-14	04286E	160	5

Nro	SET	SED	KVA	Estrato
188	SET-03	02313E	160	6
189	SET-02	01666E	50	6
190	SET-09	02360E	100	6
191	SET-09	03548E	100	6
192	SET-02	02141E	250	6
193	SET-09	01621E	250	6
194	SET-02	02182E	50	6
195	SET-08	06444E	80	6
196	SET-02	04073E	50	6
197	SET-09	01815E	100	6
198	SET-18	03607E	100	6
199	SET-02	02184E	100	6
200	SET-20	01064E	100	6
201	SET-03	01152E	100	6
202	SET-24	05927E	160	6
203	SET-09	03547E	100	6
204	SET-02	02171E	100	6
205	SET-04	04017E	50	6
206	SET-01	02920E	100	6
207	SET-09	03573E	100	6
208	SET-04	03316E	100	6
209	SET-09	03673E	100	6

ANEXO B2

**Resultados de flujo de Carga Para Cada uno de los Bloques de Carga
(Alto, Medio, Bajo) Muestra BT**

Nro	SET	SED	KVA	Estra	KW TOTAL (ALTO)	KW Pérd. (ALTO)	% Pérd. (ALTO)	% HORAS (ALTO)	KW TOTAL (MEDIO)	KW Pérd. (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (ALTO)	KW TOTAL (BAJO)	KW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)	% HORAS (ALTO)
1	SET-20	03855E	100	1	88.9	7.0	7.8%	26.8%	62.7	3.5	5.5%	40.2%	36.9	1.2	3.2%	33.0%
2	SET-25	00524E	400	1	101.4	6.5	6.4%	23.7%	66.5	2.8	4.2%	51.5%	51.8	1.6	3.2%	24.7%
3	SET-18	00288E	220	1	208.7	12.0	5.7%	23.7%	136.7	5.1	3.7%	51.5%	106.4	3.0	2.8%	24.7%
4	SET-13	03652E	400	1	154.0	9.0	5.8%	23.7%	100.9	3.8	3.8%	51.5%	78.5	2.3	2.9%	24.7%
5	SET-12	01551E	250	1	166.8	5.7	3.4%	23.7%	109.3	2.4	2.2%	51.5%	85.0	1.4	1.7%	24.7%
6	SET-24	00022E	1030	2	307.3	7.0	2.3%	23.7%	227.6	3.9	1.7%	52.6%	126.9	1.2	0.9%	23.7%
7	SET-07	06190E	250	2	105.3	10.9	10.4%	23.7%	69.0	4.5	6.6%	51.5%	53.7	2.7	5.0%	24.7%
8	SET-02	02570E	100	2	47.5	1.2	2.4%	22.7%	38.1	0.7	1.9%	48.5%	22.6	0.3	1.1%	28.9%
9	SET-03	00420E	640	2	163.6	6.4	3.9%	23.7%	123.4	3.5	2.8%	52.6%	68.8	2.1	3.1%	23.7%
10	SET-06	06003E	100	2	25.4	1.9	7.6%	25.8%	21.3	1.4	6.3%	41.2%	16.3	0.8	4.7%	33.0%
11	SET-09	00556E	400	2	170.8	8.0	4.7%	22.7%	136.7	5.0	3.7%	48.5%	81.3	1.7	2.1%	28.9%
12	SET-13	00468E	550	2	177.2	12.8	7.2%	23.7%	116.5	5.5	4.7%	51.5%	90.7	3.3	3.6%	24.7%
13	SET-09	00608E	400	2	90.3	6.7	7.4%	23.7%	59.1	2.7	4.6%	51.5%	46.0	1.6	3.4%	24.7%
14	SET-19	00172E	630	2	177.6	7.7	4.3%	23.7%	116.3	3.3	2.8%	51.5%	90.5	1.9	2.1%	24.7%
15	SET-13	00229E	640	2	298.2	11.0	3.7%	23.7%	220.8	6.0	2.7%	52.6%	123.0	1.8	1.5%	23.7%
16	SET-25	00447E	630	2	226.8	11.7	5.2%	23.7%	148.5	4.9	3.3%	51.5%	115.5	2.9	2.5%	24.7%
17	SET-13	00209E	1260	2	613.2	25.1	4.1%	23.7%	401.6	10.6	2.6%	51.5%	312.5	6.2	2.0%	24.7%
18	SET-24	00168E	400	2	235.7	9.1	3.9%	23.7%	174.5	5.0	2.9%	52.6%	97.3	1.5	1.6%	23.7%
19	SET-14	00580E	400	2	191.8	6.9	3.6%	26.8%	135.2	3.4	2.5%	40.2%	79.5	1.1	1.4%	33.0%
20	SET-18	00963E	160	2	141.3	5.5	3.9%	22.7%	113.1	3.5	3.1%	48.5%	67.2	1.2	1.8%	28.9%
21	SET-19	00075E	400	2	139.5	3.5	2.5%	26.8%	98.3	1.7	1.7%	40.2%	57.9	0.6	1.0%	33.0%
22	SET-13	00191E	275	2	194.2	4.3	2.2%	26.8%	136.9	2.1	1.5%	40.2%	80.6	0.7	0.9%	33.0%
23	SET-24	00040E	1400	2	401.3	8.5	2.1%	26.8%	282.9	4.2	1.5%	40.2%	166.5	1.4	0.9%	33.0%
24	SET-06	00388E	350	2	151.1	5.2	3.5%	23.7%	111.9	2.9	2.5%	52.6%	62.3	0.9	1.4%	23.7%
25	SET-22	04630E	400	3	125.7	3.0	2.4%	22.7%	100.6	1.9	1.9%	48.5%	59.8	0.7	1.1%	28.9%
26	SET-19	00158E	700	3	369.1	24.4	6.6%	23.7%	273.3	13.3	4.9%	52.6%	152.2	4.0	2.6%	23.7%
27	SET-12	04448E	250	3	133.2	7.5	5.6%	22.7%	113.4	5.4	4.8%	48.5%	66.8	1.8	2.8%	28.9%
28	SET-03	03175E	250	3	75.3	2.1	2.8%	22.7%	47.3	0.8	1.8%	48.5%	24.2	0.2	0.9%	28.9%
29	SET-24	00166E	640	3	204.3	6.4	3.1%	26.8%	115.7	2.0	1.8%	40.2%	54.1	0.4	0.8%	33.0%
30	SET-18	00026E	630	3	392.0	8.5	2.2%	23.7%	290.6	4.6	1.6%	52.6%	154.9	1.3	0.8%	23.7%
31	SET-02	05827E	250	3	122.6	2.6	2.1%	23.7%	80.3	1.1	1.4%	51.5%	62.5	0.7	1.1%	24.7%
32	SET-02	02563E	250	3	151.0	4.7	3.1%	26.8%	101.4	2.1	2.1%	40.2%	56.5	0.6	1.1%	33.0%
33	SET-12	00491E	400	3	277.2	19.2	6.9%	23.7%	205.3	10.5	5.1%	52.6%	114.3	3.2	2.8%	23.7%
34	SET-13	00031E	350	3	154.0	5.9	3.8%	23.7%	114.1	3.2	2.8%	52.6%	63.6	1.0	1.5%	23.7%
35	SET-09	00336E	890	3	446.3	23.2	5.2%	22.7%	357.3	14.7	4.1%	48.5%	212.4	5.0	2.4%	28.9%
36	SET-19	00221E	640	3	388.1	15.4	4.0%	22.7%	310.7	9.8	3.1%	48.5%	184.7	3.3	1.8%	28.9%
37	SET-18	00371E	550	3	373.2	16.5	4.4%	23.7%	276.3	8.9	3.2%	52.6%	153.9	2.6	1.7%	23.7%
38	SET-24	00247E	800	3	379.9	16.0	4.2%	26.8%	276.6	8.3	3.0%	40.2%	130.8	1.8	1.4%	33.0%
39	SET-22	00072E	1100	3	555.5	22.8	4.1%	23.7%	411.4	12.4	3.0%	52.6%	229.3	3.8	1.6%	23.7%
40	SET-22	00115E	640	3	381.7	14.3	3.7%	22.7%	305.6	9.1	3.0%	48.5%	181.7	3.1	1.7%	28.9%
41	SET-22	00094E	1190	3	592.6	24.2	4.1%	22.7%	474.5	15.4	3.2%	48.5%	282.0	5.3	1.9%	28.9%

Nro	SET	SED	KVA	Estra	KW TOTAL (ALTO)	KW Pérd. (ALTO)	% Pérd. (ALTO)	% HORAS (ALTO)	KW TOTAL (MEDIO)	KW Pérd. (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (ALTO)	KW TOTAL (BAJO)	KW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)	% HORAS (ALTO)
42	SET-14	00253E	550	3	332.9	13.6	4.1%	22.7%	266.5	8.7	3.3%	48.5%	158.4	3.0	1.9%	28.9%
43	SET-25	02898E	250	4	47.0	1.6	3.3%	26.8%	22.7	0.4	1.6%	40.2%	7.6	0.0	0.5%	33.0%
44	SET-07	06225E	160	4	44.4	1.1	2.6%	23.7%	32.9	0.6	1.9%	52.6%	18.3	0.2	1.0%	23.7%
45	SET-24	00163E	640	4	344.7	14.8	4.3%	23.7%	235.7	6.9	2.9%	52.6%	160.4	3.1	1.9%	23.7%
46	SET-20	06752E	250	4	171.6	9.1	5.3%	23.7%	123.9	4.7	3.8%	52.6%	56.0	0.9	1.7%	23.7%
47	SET-02	02265E	100	4	32.5	0.9	2.7%	23.7%	21.3	0.4	1.8%	51.5%	16.6	0.2	1.3%	24.7%
48	SET-03	00366E	630	4	308.4	18.9	6.1%	23.7%	228.4	10.2	4.4%	52.6%	127.2	3.0	2.4%	23.7%
49	SET-12	00400E	800	4	435.4	31.3	7.2%	23.7%	322.5	17.0	5.3%	52.6%	179.6	5.1	2.8%	23.7%
50	SET-19	00592E	320	4	193.1	10.8	5.6%	23.7%	143.0	5.9	4.1%	52.6%	79.6	1.8	2.2%	23.7%
51	SET-13	00159E	630	4	322.7	16.3	5.0%	23.7%	239.0	8.9	3.7%	52.6%	133.1	2.7	2.0%	23.7%
52	SET-01	03205E	250	4	74.2	1.0	1.4%	26.8%	52.3	0.5	1.0%	40.2%	30.8	0.2	0.6%	33.0%
53	SET-06	00091E	550	4	276.7	10.2	3.7%	22.7%	230.6	7.0	3.0%	48.5%	131.7	2.2	1.7%	28.9%
54	SET-03	03749E	315	4	218.0	12.8	5.9%	23.7%	161.4	6.9	4.3%	52.6%	89.9	2.1	2.3%	23.7%
55	SET-18	00357E	1260	4	430.9	21.9	5.1%	23.7%	319.1	11.9	3.7%	52.6%	177.7	3.6	2.0%	23.7%
56	SET-09	04253E	160	4	81.9	4.5	5.5%	23.7%	60.6	2.4	4.0%	52.6%	33.8	0.7	2.2%	23.7%
57	SET-03	00522E	350	4	216.4	11.3	5.2%	22.7%	173.2	7.2	4.2%	48.5%	102.9	2.5	2.4%	28.9%
58	SET-13	04260E	200	4	115.4	5.7	4.9%	23.7%	85.4	3.1	3.6%	52.6%	47.6	0.9	1.9%	23.7%
59	SET-13	00081E	440	4	146.2	5.2	3.5%	26.8%	103.0	2.6	2.5%	40.2%	60.6	0.9	1.4%	33.0%
60	SET-22	00171E	1040	4	456.5	22.3	4.9%	23.7%	338.0	12.1	3.6%	52.6%	188.3	3.7	1.9%	23.7%
61	SET-18	00356E	915	4	489.9	23.8	4.8%	23.7%	362.8	13.0	3.6%	52.6%	202.1	3.9	1.9%	23.7%
62	SET-22	00226E	1280	4	442.2	20.3	4.6%	22.7%	354.0	13.0	3.7%	48.5%	210.4	4.5	2.1%	28.9%
63	SET-12	00546E	350	4	257.6	16.7	6.5%	23.7%	190.8	9.1	4.8%	52.6%	106.3	2.8	2.6%	23.7%
64	SET-19	00508E	550	4	287.9	12.9	4.5%	23.7%	213.2	7.1	3.3%	52.6%	118.8	2.1	1.8%	23.7%
65	SET-13	00213E	630	4	285.7	12.7	4.4%	23.7%	211.5	6.8	3.2%	52.6%	117.9	2.1	1.7%	23.7%
66	SET-24	00258E	630	4	362.4	37.1	10.2%	23.7%	268.7	19.8	7.4%	52.6%	149.6	5.8	3.9%	23.7%
67	SET-16	00635E	220	5	131.1	14.8	11.3%	23.7%	99.6	8.3	8.3%	52.6%	55.5	2.4	4.4%	23.7%
68	SET-03	03873E	400	5	260.0	15.2	5.8%	23.7%	182.1	7.4	4.1%	52.6%	123.5	3.3	2.7%	23.7%
69	SET-25	03720E	160	5	92.8	1.9	2.1%	23.7%	58.9	0.8	1.3%	52.6%	44.4	0.4	1.0%	23.7%
70	SET-18	05582E	250	5	166.1	5.7	3.4%	22.7%	128.3	3.4	2.6%	48.5%	71.5	1.0	1.4%	28.9%
71	SET-03	03851E	100	5	183.9	8.3	4.5%	22.7%	119.6	3.5	2.9%	48.5%	76.0	1.4	1.8%	28.9%
72	SET-01	07084E	50	5	18.7	0.2	1.2%	26.8%	10.8	0.1	0.7%	51.5%	7.2	0.0	0.4%	21.6%
73	SET-18	04187E	250	5	97.6	8.3	8.5%	23.7%	72.3	4.5	6.2%	52.6%	40.3	1.3	3.3%	23.7%
74	SET-16	03916E	250	5	104.0	7.5	7.2%	23.7%	77.0	4.1	5.3%	52.6%	42.9	1.2	2.8%	23.7%
75	SET-24	00921E	250	5	128.2	4.6	3.6%	23.7%	93.6	2.4	2.6%	52.6%	50.2	0.7	1.4%	23.7%
76	SET-02	03944E	110	5	114.7	3.9	3.4%	23.7%	70.0	1.4	2.0%	52.6%	54.1	0.8	1.6%	23.7%
77	SET-24	00333E	630	5	316.4	19.8	6.3%	23.7%	234.3	10.8	4.6%	52.6%	130.5	3.3	2.5%	23.7%
78	SET-12	00239E	350	5	123.9	6.5	5.3%	23.7%	91.7	3.5	3.9%	52.6%	51.1	1.1	2.1%	23.7%
79	SET-22	02218E	160	5	67.8	4.7	6.9%	23.7%	50.2	2.4	4.8%	52.6%	27.9	0.7	2.5%	23.7%
80	SET-16	02897E	250	5	145.5	9.3	6.4%	23.7%	107.7	5.1	4.7%	52.6%	60.0	1.5	2.6%	23.7%
81	SET-26	00314E	400	5	172.8	12.4	7.2%	23.7%	128.0	6.6	5.2%	52.6%	71.2	2.0	2.8%	23.7%
82	SET-20	00951E	100	5	17.9	0.4	2.0%	23.7%	13.2	0.2	1.4%	52.6%	7.4	0.1	0.8%	23.7%
83	SET-12	03951E	160	5	90.6	6.4	7.1%	23.7%	67.1	3.5	5.2%	52.6%	37.4	1.1	2.8%	23.7%
84	SET-12	00241E	400	5	284.8	18.1	6.4%	23.7%	210.9	9.9	4.7%	52.6%	117.5	3.0	2.5%	23.7%
85	SET-24	00101E	630	5	303.1	7.5	2.5%	23.7%	212.1	3.7	1.7%	52.6%	107.9	0.9	0.9%	23.7%
86	SET-16	01949E	250	5	113.8	7.0	6.1%	22.7%	91.1	4.4	4.9%	48.5%	54.1	1.5	2.8%	28.9%
87	SET-19	00162E	550	5	283.2	15.2	5.4%	23.7%	209.7	8.3	3.9%	52.6%	116.8	2.5	2.1%	23.7%
88	SET-12	02299E	160	5	68.5	4.5	6.6%	23.7%	50.7	2.5	4.9%	52.6%	28.2	0.8	2.7%	23.7%
89	SET-14	00560E	160	5	109.6	7.1	6.5%	23.7%	81.2	3.9	4.8%	52.6%	45.2	1.2	2.6%	23.7%
90	SET-03	04402E	160	5	118.2	6.7	5.7%	23.7%	87.5	3.7	4.2%	52.6%	48.8	1.1	2.3%	23.7%
91	SET-13	00303E	1040	5	363.2	17.8	4.9%	23.7%	269.0	9.7	3.6%	52.6%	149.8	2.9	1.9%	23.7%
92	SET-08	05867E	160	5	24.9	0.4	1.5%	23.7%	18.5	0.2	1.1%	52.6%	10.3	0.1	0.6%	23.7%
93	SET-13	00301E	630	5	352.7	21.7	6.1%	23.7%	261.2	11.7	4.5%	52.6%	145.5	3.5	2.4%	23.7%
94	SET-14	00254E	550	5	387.4	22.5	5.8%	23.7%	286.9	12.3	4.3%	52.6%	159.8	3.7	2.3%	23.7%
95	SET-02	02380E	160	5	93.1	3.6	3.9%	23.7%	44.4	0.8	1.8%	52.6%	20.2	0.2	0.8%	23.7%
96	SET-13	00399E	640	5	419.0	24.4	5.8%	23.7%	310.3	13.2	4.3%	52.6%	172.8	4.0	2.3%	23.7%
97	SET-19	00588E	400	5	212.8	12.0	5.6%	23.7%	157.6	6.5	4.1%	52.6%	87.8	2.0	2.3%	23.7%
98	SET-03	07290E	160	5	97.5	4.8	5.0%	22.7%	78.1	3.1	3.9%	48.5%	46.4	1.1	2.3%	28.9%
99	SET-02	04307E	250	5	89.6	4.0	4.5%	23.7%	53.8	1.4	2.7%	52.6%	37.7	0.7	1.8%	23.7%

Nro	SET	SED	KVA	Estra	KW TOTAL (ALTO)	KW Pérd. (ALTO)	% Pérd. (ALTO)	% HORAS (ALTO)	KW TOTAL (MEDIO)	KW Pérd. (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (ALTO)	KW TOTAL (BAJO)	KW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)	% HORAS (ALTO)
100	SET-13	03647E	400	5	125.0	4.3	3.5%	22.7%	70.8	1.3	1.9%	48.5%	25.4	0.2	0.6%	28.9%
101	SET-05	06632E	100	5	19.3	0.4	2.0%	26.8%	11.2	0.1	1.2%	51.5%	7.4	0.1	0.7%	21.6%
102	SET-03	00384E	400	5	191.8	19.0	9.9%	23.7%	141.1	10.2	7.2%	52.6%	78.6	3.1	3.9%	23.7%
103	SET-22	00058E	1030	5	527.8	28.6	5.4%	23.7%	390.9	15.3	3.9%	52.6%	217.7	4.5	2.1%	23.7%
104	SET-18	00372E	400	5	255.6	13.4	5.2%	23.7%	189.3	7.3	3.9%	52.6%	105.4	2.2	2.1%	23.7%
105	SET-14	04286E	160	5	118.6	2.8	2.4%	22.7%	70.8	1.0	1.4%	48.5%	25.8	0.1	0.5%	28.9%
106	SET-22	00128E	630	5	389.8	12.8	3.3%	23.7%	288.7	7.0	2.4%	52.6%	160.9	2.1	1.3%	23.7%
107	SET-27	05347E	100	6	20.9	1.8	8.5%	26.8%	12.1	0.6	4.9%	51.5%	8.0	0.3	3.2%	21.6%
108	SET-26	03499E	100	6	80.0	2.8	3.4%	26.8%	51.4	1.1	2.2%	51.5%	39.1	0.6	1.6%	21.6%
109	SET-12	04501E	250	6	70.9	6.1	8.6%	22.7%	56.8	3.9	6.8%	48.5%	33.7	1.3	3.9%	28.9%
110	SET-25	04490E	160	6	66.8	2.7	4.1%	23.7%	39.4	0.9	2.4%	52.6%	28.6	0.5	1.7%	23.7%
111	SET-16	03545E	160	6	70.2	5.8	8.3%	23.7%	52.0	3.1	6.0%	52.6%	29.0	0.9	3.2%	23.7%
112	SET-25	04233E	250	6	127.6	7.7	6.0%	23.7%	89.5	3.7	4.2%	52.6%	66.5	2.0	3.0%	23.7%
113	SET-24	04634E	250	6	90.3	2.5	2.8%	23.7%	63.9	1.3	2.0%	52.6%	16.5	0.1	0.5%	23.7%
114	SET-16	03914E	100	6	37.3	1.1	3.0%	23.7%	24.9	0.5	2.0%	52.6%	16.4	0.2	1.3%	23.7%
115	SET-16	02799E	220	6	72.7	4.3	5.9%	23.7%	53.8	2.3	4.3%	52.6%	30.0	0.7	2.3%	23.7%
116	SET-07	07017E	100	6	31.7	0.5	1.7%	23.7%	23.5	0.3	1.2%	52.6%	13.1	0.1	0.7%	23.7%
117	SET-01	06643E	50	6	21.6	0.5	2.1%	26.8%	12.5	0.2	1.2%	51.5%	8.3	0.1	0.8%	21.6%
118	SET-12	04058E	160	6	42.3	2.2	5.3%	23.7%	31.3	1.2	3.9%	52.6%	17.4	0.4	2.1%	23.7%
119	SET-09	03663E	160	6	86.9	5.2	6.0%	23.7%	64.3	2.4	3.8%	52.6%	35.7	0.9	2.4%	23.7%
120	SET-16	03496E	100	6	65.1	4.1	6.3%	26.8%	37.6	1.3	3.5%	51.5%	25.0	0.6	2.3%	21.6%
121	SET-07	05824E	100	6	40.2	1.0	2.4%	26.8%	23.3	0.3	1.4%	51.5%	15.5	0.1	0.9%	21.6%
122	SET-04	04013E	50	6	33.8	0.9	2.6%	26.8%	18.3	0.3	1.4%	51.5%	13.2	0.1	1.0%	21.6%
123	SET-03	03689E	100	6	37.7	2.1	5.6%	23.7%	27.8	0.7	2.6%	52.6%	15.5	0.2	1.4%	23.7%
124	SET-04	04133E	50	6	42.9	1.2	2.9%	26.8%	26.3	0.5	1.7%	51.5%	17.0	0.2	1.1%	21.6%
125	SET-15	00535E	100	6	15.2	0.6	3.7%	26.8%	8.8	0.2	2.1%	51.5%	5.8	0.1	1.4%	21.6%
126	SET-03	04500E	400	6	135.0	6.3	4.7%	23.7%	100.0	3.4	3.4%	52.6%	55.7	1.0	1.9%	23.7%
127	SET-04	04116E	50	6	39.9	1.1	2.8%	23.7%	20.5	0.3	1.5%	52.6%	15.2	0.2	1.1%	23.7%
128	SET-07	06252E	100	6	32.0	0.6	1.8%	23.7%	23.7	0.3	1.3%	52.6%	13.2	0.1	0.7%	23.7%
129	SET-07	06277E	50	6	6.5	0.1	1.2%	23.7%	4.8	0.0	0.8%	52.6%	2.7	0.0	0.4%	23.7%
130	SET-26	00312E	400	6	144.6	6.2	4.3%	23.7%	107.1	3.4	3.1%	52.6%	59.6	1.0	1.7%	23.7%
131	SET-09	02120E	100	6	55.7	2.4	4.3%	23.7%	41.3	1.3	3.2%	52.6%	23.0	0.4	1.7%	23.7%
132	SET-23	06330E	100	6	16.2	0.3	1.9%	27.8%	7.8	0.1	0.9%	53.6%	5.8	0.0	0.7%	18.6%
133	SET-09	03533E	100	6	51.8	4.2	8.1%	23.7%	38.3	2.3	5.9%	52.6%	21.3	0.7	3.2%	23.7%
134	SET-08	06410E	50	6	28.5	0.5	1.6%	26.8%	16.5	0.2	0.9%	51.5%	11.0	0.1	0.6%	21.6%
135	SET-12	04056E	75	6	48.7	2.1	4.2%	23.7%	36.1	1.1	3.1%	52.6%	20.1	0.3	1.7%	23.7%
136	SET-18	04209E	200	6	64.6	3.1	4.8%	23.7%	47.8	1.7	3.6%	52.6%	26.6	0.5	1.9%	23.7%
137	SET-08	06503E	50	6	32.0	0.6	1.9%	26.8%	18.5	0.2	1.1%	51.5%	12.3	0.1	0.7%	21.6%
138	SET-06	04065E	100	6	46.8	2.1	4.4%	23.7%	34.7	1.1	3.3%	52.6%	19.3	0.3	1.8%	23.7%
139	SET-18	03067E	100	6	34.1	1.0	2.9%	26.8%	19.7	0.3	1.7%	51.5%	13.1	0.1	1.1%	21.6%
140	SET-03	03582E	100	6	33.7	1.5	4.4%	23.7%	24.9	0.8	3.2%	52.6%	13.9	0.2	1.7%	23.7%
141	SET-18	02085E	100	6	49.4	1.8	3.7%	23.7%	36.6	1.0	2.8%	52.6%	20.4	0.3	1.5%	23.7%
142	SET-02	00551E	160	6	87.6	3.9	4.4%	23.7%	64.8	2.1	3.3%	52.6%	36.1	0.6	1.8%	23.7%
143	SET-09	03566E	101	6	32.1	1.6	5.0%	23.7%	23.8	0.9	3.7%	52.6%	13.3	0.3	2.0%	23.7%
144	SET-18	03459E	100	6	29.6	0.8	2.8%	26.8%	17.1	0.3	1.6%	51.5%	11.4	0.1	1.1%	21.6%
145	SET-07	06249E	160	6	55.6	2.0	3.6%	26.8%	32.1	0.7	2.0%	51.5%	21.4	0.3	1.3%	21.6%
146	SET-04	03878E	75	6	41.3	1.6	3.9%	26.8%	23.9	0.5	2.2%	51.5%	15.9	0.2	1.4%	21.6%
147	SET-02	03762E	160	6	64.9	2.7	4.1%	23.7%	48.1	1.5	3.1%	52.6%	26.8	0.5	1.7%	23.7%
148	SET-18	02131E	250	6	76.8	3.1	4.0%	23.7%	56.9	1.7	2.9%	52.6%	31.7	0.5	1.6%	23.7%
149	SET-16	03504E	100	6	63.2	2.5	4.0%	23.7%	46.8	1.4	2.9%	52.6%	26.1	0.4	1.6%	23.7%
150	SET-09	03512E	100	6	30.4	1.0	3.4%	23.7%	22.5	0.6	2.5%	52.6%	12.6	0.2	1.4%	23.7%
151	SET-14	00566E	220	6	97.9	3.6	3.7%	23.7%	72.5	2.0	2.7%	52.6%	40.4	0.6	1.5%	23.7%
152	SET-05	06624E	100	6	26.8	0.5	1.7%	26.8%	15.5	0.2	1.0%	51.5%	10.3	0.1	0.7%	21.6%
153	SET-04	02604E	50	6	34.2	1.2	3.4%	26.8%	19.8	0.4	2.0%	51.5%	13.1	0.2	1.3%	21.6%
154	SET-09	03523E	101	6	31.0	0.6	2.1%	23.7%	23.0	0.4	1.5%	52.6%	12.8	0.1	0.9%	23.7%
155	SET-18	02086E	160	6	73.4	2.8	3.8%	23.7%	54.4	1.5	2.8%	52.6%	30.3	0.5	1.6%	23.7%
156	SET-02	04075E	100	6	41.7	1.6	3.8%	23.7%	30.9	0.9	2.8%	52.6%	17.2	0.3	1.5%	23.7%
157	SET-04	04130E	101	6	25.6	1.0	3.9%	23.7%	19.0	0.6	2.9%	52.6%	10.6	0.2	1.6%	23.7%

Nro	SET	SED	KVA	Estra	KW TOTAL (ALTO)	KW Pérd. (ALTO)	% Pérd. (ALTO)	% HORAS (ALTO)	KW TOTAL (MEDIO)	KW Pérd. (MEDIO)	% Pérd. (MEDIO)	% HORAS (ALTO)	KW TOTAL (BAJO)	KW Pérd. (BAJO)	% Pérd. (BAJO)	% HORAS (ALTO)
158	SET-02	04441E	160	6	76.6	3.1	4.0%	23.7%	56.7	1.7	2.9%	52.6%	31.6	0.5	1.6%	23.7%
159	SET-04	04019E	50	6	40.7	1.3	3.3%	23.7%	24.2	0.5	1.9%	52.6%	16.5	0.2	1.3%	23.7%
160	SET-02	02582E	50	6	34.8	1.9	5.5%	23.7%	25.8	1.0	4.0%	52.6%	14.3	0.3	2.2%	23.7%
161	SET-03	03683E	100	6	35.2	1.3	3.8%	23.7%	26.1	0.7	2.8%	52.6%	14.5	0.2	1.5%	23.7%
162	SET-13	06014E	100	6	75.4	2.2	2.9%	23.7%	55.9	1.2	2.2%	52.6%	31.1	0.4	1.2%	23.7%
163	SET-04	04126E	50	6	25.2	0.9	3.5%	23.7%	18.6	0.5	2.6%	52.6%	10.4	0.2	1.4%	23.7%
164	SET-16	00988E	250	6	104.0	10.6	10.1%	23.7%	77.1	5.7	7.4%	52.6%	42.9	1.7	4.0%	23.7%
165	SET-03	04071E	160	6	42.6	4.9	11.6%	23.7%	31.5	2.7	8.4%	52.6%	17.6	0.8	4.6%	23.7%
166	SET-04	04009E	100	6	33.4	1.1	3.3%	23.7%	24.8	0.6	2.5%	52.6%	13.8	0.2	1.3%	23.7%
167	SET-26	02023E	100	6	20.2	0.2	1.0%	27.8%	9.7	0.1	0.5%	53.6%	7.2	0.0	0.4%	18.6%
168	SET-16	03536E	100	6	50.9	1.6	3.2%	23.7%	37.7	0.9	2.3%	52.6%	21.0	0.3	1.3%	23.7%
169	SET-21	06348E	100	6	30.0	0.5	1.5%	26.8%	17.4	0.2	0.9%	51.5%	11.6	0.1	1.2%	21.6%
170	SET-24	06072E	160	6	103.7	3.3	3.2%	23.7%	76.8	1.8	2.4%	52.6%	42.8	0.6	1.4%	23.7%
171	SET-09	04252E	160	6	91.6	2.7	3.0%	23.7%	67.8	1.5	2.2%	52.6%	37.8	0.5	1.2%	23.7%
172	SET-03	04246E	100	6	69.8	2.3	3.4%	23.7%	51.7	1.3	2.5%	52.6%	28.8	0.4	1.4%	23.7%
173	SET-04	04030E	160	6	47.5	1.5	3.1%	23.7%	35.2	0.8	2.3%	52.6%	19.6	0.2	1.2%	23.7%
174	SET-18	03836E	160	6	77.7	2.1	2.8%	23.7%	57.5	1.2	2.0%	52.6%	32.1	0.4	1.1%	23.7%
175	SET-02	02156E	160	6	45.1	1.3	2.9%	26.8%	26.1	0.4	1.7%	51.5%	17.4	0.2	1.1%	21.6%
176	SET-04	04100E	75	6	31.2	1.0	3.1%	23.7%	23.1	0.5	2.3%	52.6%	12.9	0.2	1.2%	23.7%
177	SET-19	03660E	100	6	53.1	1.6	3.0%	23.7%	39.3	0.9	2.2%	52.6%	21.9	0.3	1.2%	23.7%
178	SET-02	01337E	50	6	30.1	0.8	2.8%	23.7%	22.3	0.5	2.1%	52.6%	12.4	0.1	1.1%	23.7%
179	SET-26	01986E	50	6	10.9	0.1	0.6%	26.8%	6.3	0.0	0.3%	51.5%	4.2	0.0	0.2%	21.6%
180	SET-12	00694E	100	6	33.3	3.3	9.8%	23.7%	24.7	1.8	7.2%	52.6%	13.7	0.5	3.9%	23.7%
181	SET-02	02192E	100	6	43.1	1.1	2.6%	26.8%	24.9	0.4	1.5%	51.5%	16.6	0.2	1.0%	21.6%
182	SET-08	05945E	160	6	40.7	0.5	1.3%	23.7%	30.2	0.3	0.9%	52.6%	16.8	0.1	0.5%	23.7%
183	SET-09	03524E	100	6	61.4	1.6	2.6%	23.7%	45.5	0.9	1.9%	52.6%	25.4	0.3	1.1%	23.7%
184	SET-18	01191E	160	6	105.7	2.9	2.8%	23.7%	78.3	1.6	2.1%	52.6%	43.6	0.5	1.1%	23.7%
185	SET-02	00644E	275	6	116.5	3.3	2.8%	23.7%	86.3	1.8	2.1%	52.6%	48.1	0.5	1.1%	23.7%
186	SET-09	01383E	160	6	53.5	1.4	2.5%	26.8%	30.9	0.5	1.5%	51.5%	20.6	0.2	1.0%	21.6%
187	SET-26	02516E	50	6	33.1	0.7	2.2%	26.8%	19.1	0.2	1.3%	51.5%	12.7	0.1	0.8%	21.6%
188	SET-03	02313E	160	6	89.3	2.5	2.8%	23.7%	66.2	1.4	2.0%	52.6%	36.9	0.4	1.1%	23.7%
189	SET-02	01666E	50	6	20.1	0.5	2.5%	27.8%	9.7	0.1	1.2%	53.6%	7.2	0.1	0.8%	18.6%
190	SET-09	02360E	100	6	51.1	1.7	3.3%	23.7%	37.9	0.9	2.5%	52.6%	21.1	0.3	1.3%	23.7%
191	SET-09	03548E	100	6	53.1	1.4	2.6%	23.7%	39.3	0.8	1.9%	52.6%	21.9	0.2	1.0%	23.7%
192	SET-02	02141E	250	6	45.9	0.9	2.0%	23.7%	34.0	0.5	1.5%	52.6%	19.0	0.2	0.8%	23.7%
193	SET-09	01621E	250	6	54.1	1.5	2.8%	26.8%	31.3	0.5	1.6%	51.5%	20.8	0.2	1.1%	21.6%
194	SET-02	02182E	50	6	39.2	0.9	2.2%	26.8%	22.6	0.3	1.3%	51.5%	15.1	0.1	0.9%	21.6%
195	SET-08	06444E	80	6	25.2	0.6	2.4%	26.8%	14.6	0.2	1.4%	51.5%	9.7	0.1	0.9%	21.6%
196	SET-02	04073E	50	6	23.8	0.5	2.1%	23.7%	17.6	0.3	1.5%	52.6%	9.8	0.1	0.8%	23.7%
197	SET-09	01815E	100	6	36.1	0.8	2.2%	26.8%	20.9	0.3	1.3%	51.5%	13.9	0.1	0.9%	21.6%
198	SET-18	03607E	100	6	30.1	0.8	2.7%	26.8%	17.4	0.3	1.6%	51.5%	11.6	0.1	1.0%	21.6%
199	SET-02	02184E	100	6	49.6	1.1	2.2%	26.8%	28.7	0.4	1.3%	51.5%	19.1	0.2	0.8%	21.6%
200	SET-20	01064E	100	6	38.3	1.1	2.8%	23.7%	28.4	0.6	2.1%	52.6%	15.8	0.2	1.1%	23.7%
201	SET-03	01152E	100	6	30.2	0.5	1.7%	26.8%	17.5	0.2	1.0%	51.5%	11.6	0.1	0.6%	21.6%
202	SET-24	05927E	160	6	95.2	2.2	2.3%	23.7%	70.5	1.2	1.7%	52.6%	39.3	0.4	0.9%	23.7%
203	SET-09	03547E	100	6	43.5	1.0	2.4%	23.7%	32.2	0.6	1.7%	52.6%	18.0	0.2	0.9%	23.7%
204	SET-02	02171E	100	6	49.9	1.1	2.3%	26.8%	28.9	0.4	1.3%	51.5%	19.2	0.2	0.9%	21.6%
205	SET-04	04017E	50	6	24.3	0.5	2.2%	23.7%	18.0	0.3	1.6%	52.6%	10.0	0.1	0.9%	23.7%
206	SET-01	02920E	100	6	49.3	1.3	2.6%	23.7%	36.5	0.7	1.9%	52.6%	20.4	0.2	1.0%	23.7%
207	SET-09	03573E	100	6	40.4	1.0	2.4%	23.7%	29.9	0.5	1.8%	52.6%	16.7	0.2	1.0%	23.7%
208	SET-04	03316E	100	6	52.5	1.2	2.3%	23.7%	38.9	0.7	1.7%	52.6%	21.7	0.2	0.9%	23.7%
209	SET-09	03673E	100	6	50.8	1.1	2.1%	23.7%	37.7	0.6	1.6%	52.6%	21.0	0.2	0.9%	23.7%

ANEXO B3

Cálculo de Pérdidas de Energía Para Cada una de las SED's de la Muestra BT

Nro	SET	SED	KVA	Estrato	kWh total	KWh Pérdidas	% pérdidas de energía
1	SET-20	03855E	100	1	44054	2620	5.95%
2	SET-25	00524E	400	1	51219	2419	4.72%
3	SET-18	00288E	220	1	105318	4465	4.24%
4	SET-13	03652E	400	1	77721	3361	4.32%
5	SET-12	01551E	250	1	84178	2121	2.52%
6	SET-24	00022E	1030	2	160288	2859	1.78%
7	SET-07	06190E	250	2	53133	4023	7.57%
8	SET-02	02570E	100	2	25743	502	1.95%
9	SET-03	00420E	640	2	86385	2783	3.22%
10	SET-06	06003E	100	2	14908	942	6.32%
11	SET-09	00556E	400	2	92488	3407	3.68%
12	SET-13	00468E	550	2	89651	4817	5.37%
13	SET-09	00608E	400	2	45531	2426	5.33%
14	SET-19	00172E	630	2	89596	2872	3.21%
15	SET-13	00229E	640	2	155495	4445	2.86%
16	SET-25	00447E	630	2	114414	4314	3.77%
17	SET-13	00209E	1260	2	309395	9304	3.01%
18	SET-24	00168E	400	2	122906	3698	3.01%
19	SET-14	00580E	400	2	95057	2563	2.70%
20	SET-18	00963E	160	2	76508	2356	3.08%
21	SET-19	00075E	400	2	69114	1296	1.87%
22	SET-13	00191E	275	2	96263	1600	1.66%
23	SET-24	00040E	1400	2	198899	3178	1.60%
24	SET-06	00388E	350	2	78783	2119	2.69%
25	SET-22	04630E	400	3	68063	1292	1.90%
26	SET-19	00158E	700	3	192455	9872	5.13%
27	SET-12	04448E	250	3	75193	3490	4.64%
28	SET-03	03175E	250	3	33826	686	2.03%
29	SET-24	00166E	640	3	85759	1928	2.25%
30	SET-18	00026E	630	3	203357	3424	1.68%
31	SET-02	05827E	250	3	61884	972	1.57%
32	SET-02	02563E	250	3	71886	1661	2.31%
33	SET-12	00491E	400	3	144531	7770	5.38%
34	SET-13	00031E	350	3	80315	2377	2.96%
35	SET-09	00336E	890	3	241683	9964	4.12%
36	SET-19	00221E	640	3	210128	6615	3.15%
37	SET-18	00371E	550	3	194583	6627	3.41%
38	SET-24	00247E	800	3	184459	5909	3.20%
39	SET-22	00072E	1100	3	289734	9225	3.18%
40	SET-22	00115E	640	3	206724	6161	2.98%
41	SET-22	00094E	1190	3	320916	10396	3.24%

Nro	SET	SED	KVA	Estrato	kWh total	KWh Pérdidas	% pérdidas de energía
42	SET-14	00253E	550	3	180273	5875	3.26%
43	SET-25	02898E	250	4	17440	417	2.39%
44	SET-07	06225E	160	4	23138	462	2.00%
45	SET-24	00163E	640	4	175437	5647	3.22%
46	SET-20	06752E	250	4	85775	3497	4.08%
47	SET-02	02265E	100	4	16409	330	2.01%
48	SET-03	00366E	630	4	160801	7583	4.72%
49	SET-12	00400E	800	4	227047	12644	5.57%
50	SET-19	00592E	320	4	100673	4374	4.34%
51	SET-13	00159E	630	4	168284	6593	3.92%
52	SET-01	03205E	250	4	36781	394	1.07%
53	SET-06	00091E	550	4	153008	4575	2.99%
54	SET-03	03749E	315	4	113650	5168	4.55%
55	SET-18	00357E	1260	4	224689	8842	3.94%
56	SET-09	04253E	160	4	42705	1815	4.25%
57	SET-03	00522E	350	4	117155	4871	4.16%
58	SET-13	04260E	200	4	60154	2289	3.81%
59	SET-13	00081E	440	4	72424	1942	2.68%
60	SET-22	00171E	1040	4	238049	9015	3.79%
61	SET-18	00356E	915	4	255474	9632	3.77%
62	SET-22	00226E	1280	4	239430	8757	3.66%
63	SET-12	00546E	350	4	134336	6769	5.04%
64	SET-19	00508E	550	4	150153	5245	3.49%
65	SET-13	00213E	630	4	148971	5104	3.43%
66	SET-24	00258E	630	4	189134	14829	7.84%
67	SET-16	00635E	220	5	69571	6063	8.72%
68	SET-03	03873E	400	5	134388	5952	4.43%
69	SET-25	03720E	160	5	45710	687	1.50%
70	SET-18	05582E	250	5	86759	2328	2.68%
71	SET-03	03851E	100	5	87564	2851	3.26%
72	SET-01	07084E	50	5	8764	79	0.90%
73	SET-18	04187E	250	5	50909	3338	6.56%
74	SET-16	03916E	250	5	54243	3022	5.57%
75	SET-24	00921E	250	5	65885	1812	2.75%
76	SET-02	03944E	110	5	55321	1345	2.43%
77	SET-24	00333E	630	5	164990	8035	4.87%
78	SET-12	00239E	350	5	64603	2634	4.08%
79	SET-22	02218E	160	5	35339	1842	5.21%
80	SET-16	02897E	250	5	75871	3784	4.99%
81	SET-26	00314E	400	5	90099	4954	5.50%
82	SET-20	00951E	100	5	9321	142	1.52%
83	SET-12	03951E	160	5	47248	2604	5.51%
84	SET-12	00241E	400	5	148503	7329	4.94%
85	SET-24	00101E	630	5	150465	2828	1.88%
86	SET-16	01949E	250	5	61615	3000	4.87%
87	SET-19	00162E	550	5	147661	6142	4.16%
88	SET-12	02299E	160	5	35694	1836	5.14%
89	SET-14	00560E	160	5	57144	2871	5.02%
90	SET-03	04402E	160	5	61646	2735	4.44%
91	SET-13	00303E	1040	5	189413	7198	3.80%
92	SET-08	05867E	160	5	13006	149	1.15%
93	SET-13	00301E	630	5	183922	8708	4.73%
94	SET-14	00254E	550	5	202012	9109	4.51%
95	SET-02	02380E	160	5	36153	957	2.65%
96	SET-13	00399E	640	5	218508	9833	4.50%
97	SET-19	00588E	400	5	110967	4857	4.38%
98	SET-03	07290E	160	5	52790	2074	3.93%
99	SET-02	04307E	250	5	42093	1344	3.19%

Nro	SET	SED	KVA	Estrato	kWh total	KWh Pérdidas	% pérdidas de energía
100	SET-13	03647E	400	5	50385	1196	2.37%
101	SET-05	06632E	100	5	9032	129	1.43%
102	SET-03	00384E	400	5	99585	7635	7.67%
103	SET-22	00058E	1030	5	275255	11440	4.16%
104	SET-18	00372E	400	5	133292	5436	4.08%
105	SET-14	04286E	160	5	49412	830	1.68%
106	SET-22	00128E	630	5	203331	5202	2.56%
107	SET-27	05347E	100	6	9780	603	6.17%
108	SET-26	03499E	100	6	40591	1050	2.59%
109	SET-12	04501E	250	6	38412	2615	6.81%
110	SET-25	04490E	160	6	31168	904	2.90%
111	SET-16	03545E	160	6	36614	2341	6.39%
112	SET-25	04233E	250	6	67029	3056	4.56%
113	SET-24	04634E	250	6	42399	914	2.15%
114	SET-16	03914E	100	6	18603	418	2.25%
115	SET-16	02799E	220	6	37893	1728	4.56%
116	SET-07	07017E	100	6	16548	216	1.30%
117	SET-01	06643E	50	6	10103	155	1.54%
118	SET-12	04058E	160	6	22035	906	4.11%
119	SET-09	03663E	160	6	45290	1960	4.33%
120	SET-16	03496E	100	6	30400	1372	4.51%
121	SET-07	05824E	100	6	18802	328	1.74%
122	SET-04	04013E	50	6	15369	281	1.83%
123	SET-03	03689E	100	6	19615	674	3.44%
124	SET-04	04133E	50	6	20696	438	2.11%
125	SET-15	00535E	100	6	7078	187	2.65%
126	SET-03	04500E	400	6	70392	2553	3.63%
127	SET-04	04116E	50	6	17162	332	1.94%
128	SET-07	06252E	100	6	16688	230	1.38%
129	SET-07	06277E	50	6	3381	31	0.90%
130	SET-26	00312E	400	6	75386	2508	3.33%
131	SET-09	02120E	100	6	29057	974	3.35%
132	SET-23	06330E	100	6	7037	94	1.34%
133	SET-09	03533E	100	6	26990	1692	6.27%
134	SET-08	06410E	50	6	13345	155	1.16%
135	SET-12	04056E	75	6	25420	838	3.29%
136	SET-18	04209E	200	6	33676	1263	3.75%
137	SET-08	06503E	50	6	14953	212	1.42%
138	SET-06	04065E	100	6	24400	839	3.44%
139	SET-18	03067E	100	6	15958	337	2.11%
140	SET-03	03582E	100	6	17564	600	3.42%
141	SET-18	02085E	100	6	25773	749	2.91%
142	SET-02	00551E	160	6	45657	1569	3.44%
143	SET-09	03566E	101	6	16748	654	3.91%
144	SET-18	03459E	100	6	13816	279	2.02%
145	SET-07	06249E	160	6	25989	671	2.58%
146	SET-04	03878E	75	6	19292	545	2.83%
147	SET-02	03762E	160	6	33843	1093	3.23%
148	SET-18	02131E	250	6	40070	1234	3.08%
149	SET-16	03504E	100	6	32951	1015	3.08%
150	SET-09	03512E	100	6	15872	422	2.66%
151	SET-14	00566E	220	6	51074	1454	2.85%
152	SET-05	06624E	100	6	12526	155	1.24%
153	SET-04	02604E	50	6	15974	397	2.49%
154	SET-09	03523E	101	6	16176	261	1.61%
155	SET-18	02086E	160	6	38272	1136	2.97%
156	SET-02	04075E	100	6	21725	638	2.94%
157	SET-04	04130E	101	6	13345	410	3.07%

Nro	SET	SED	KVA	Estrato	kWh total	KWh Pérdidas	% pérdidas de energía
158	SET-02	04441E	160	6	39937	1234	3.09%
159	SET-04	04019E	50	6	18914	443	2.34%
160	SET-02	02582E	50	6	18132	774	4.27%
161	SET-03	03683E	100	6	18357	535	2.92%
162	SET-13	06014E	100	6	39337	904	2.30%
163	SET-04	04126E	50	6	13120	358	2.73%
164	SET-16	00988E	250	6	54272	4260	7.85%
165	SET-03	04071E	160	6	22198	1983	8.94%
166	SET-04	04009E	100	6	17438	451	2.59%
167	SET-26	02023E	100	6	8755	63	0.72%
168	SET-16	03536E	100	6	26525	656	2.47%
169	SET-21	06348E	100	6	14057	170	1.21%
170	SET-24	06072E	160	6	54082	1357	2.51%
171	SET-09	04252E	160	6	47751	1114	2.33%
172	SET-03	04246E	100	6	36406	951	2.61%
173	SET-04	04030E	160	6	24759	593	2.40%
174	SET-18	03836E	160	6	40512	870	2.15%
175	SET-02	02156E	160	6	21086	450	2.13%
176	SET-04	04100E	75	6	16268	392	2.41%
177	SET-19	03660E	100	6	27673	638	2.31%
178	SET-02	01337E	50	6	15690	341	2.18%
179	SET-26	01986E	50	6	5109	22	0.44%
180	SET-12	00694E	100	6	17357	1319	7.60%
181	SET-02	02192E	100	6	20131	388	1.93%
182	SET-08	05945E	160	6	21237	210	0.99%
183	SET-09	03524E	100	6	32032	654	2.04%
184	SET-18	01191E	160	6	55137	1195	2.17%
185	SET-02	00644E	275	6	60758	1323	2.18%
186	SET-09	01383E	160	6	25014	461	1.84%
187	SET-26	02516E	50	6	15474	246	1.59%
188	SET-03	02313E	160	6	46581	1003	2.15%
189	SET-02	01666E	50	6	8730	157	1.79%
190	SET-09	02360E	100	6	26654	692	2.60%
191	SET-09	03548E	100	6	27700	566	2.04%
192	SET-02	02141E	250	6	23942	372	1.55%
193	SET-09	01621E	250	6	25290	507	2.01%
194	SET-02	02182E	50	6	18302	298	1.63%
195	SET-08	06444E	80	6	11783	204	1.73%
196	SET-02	04073E	50	6	12421	200	1.61%
197	SET-09	01815E	100	6	16868	273	1.62%
198	SET-18	03607E	100	6	14050	277	1.97%
199	SET-02	02184E	100	6	23192	369	1.59%
200	SET-20	01064E	100	6	19970	444	2.22%
201	SET-03	01152E	100	6	14114	174	1.24%
202	SET-24	05927E	160	6	49652	906	1.82%
203	SET-09	03547E	100	6	22688	417	1.84%
204	SET-02	02171E	100	6	23334	388	1.66%
205	SET-04	04017E	50	6	12660	217	1.72%
206	SET-01	02920E	100	6	25725	519	2.02%
207	SET-09	03573E	100	6	21055	394	1.87%
208	SET-04	03316E	100	6	27363	489	1.79%
209	SET-09	03673E	100	6	26521	444	1.67%

ANEXO C1

Evaluación de la Incidencia de los Máxímetros BT en las Pérdidas BT

Se determinaron las pérdidas mediante el método de distribución de la carga por la energía de los clientes BT (sin taxímetros), asimismo, se evaluó la misma red considerando la carga de cada cliente con maxímetro fija, es decir, la potencia con que contribuye cada cliente en cada bloque (alta, media y baja).

	Alimentador	Maxímetros	SED	Energía (kWh)	Pérdidas energía (kWh)	% Pérdidas
CON MAXIMETROS	14	4	00032S	212086	3754	1.77%
	14	1	00033S	268678	14519	5.44%
	14	1	00259S	1617265	3700	2.29%
	14	1	05106C	92163	381	1.18%
	14	4	00032S	209499	3617	1.73%
	14	1	00033S	266644	14273	5.35%
SIN MAXIMETROS	14	1	00259S	160044	3601	2.25%
	14	1	05106C	31744	498	1.44%
	CON MAXIMETROS			TOTAL kWh	Pérdidas (kWh)	%
			672702	22347	3.32%	
					Variación	
					1.08%	
SIN MAXIMETROS			TOTAL kWh	Pérdidas (kWh)	%	
			667932	21949	3.29%	
					% Energía maxímetros	
					11.60%	
	Alimentador	Maxímetros	SED	Energía (kWh)	Pérdidas energía (kWh)	% Pérdidas
CON MAXIMETROS	11	6	00372S	364945	12580	3.45%
	11	6	00419S	200102	8119	4.06%
	11	1	02399A	70101	1220	1.74%
	11	1	04847A	87969	256	0.29%
	11	1	21391A	12408	12	0.10%
	11	6	00372S	364698	12667	3.47%
SIN MAXIMETROS	11	6	00419S	199948	6589	3.30%
	11	1	02399A	70069	1302	1.86%
	11	1	04847A	87908	103	0.12%
	11	1	21391A	12408	12	0.10%
	CON MAXIMETROS			TOTAL kWh	Pérdidas	%
			735554	22186	3.02%	
					Variación	
					6.75%	
SIN MAXIMETROS			TOTAL kWh	Pérdidas	%	
			735030	20674	2.81%	
					% Energía maxímetros	
					32.29%	
	Alimentador	Maxímetros	SED	Energía (kWh)	Pérdidas energía (kWh)	% Pérdidas
CON MAXIMETROS	12	7	00017S	210185	4392	2.08%
	12	6	00192S	238810	4787	2.00%
	12	8	00529S	288464	4724	1.63%
	12	7	00017S	209990	4213	2.01%
SIN MAXIMETROS	12	6	00192S	238578	3696	1.55%
	12	8	00529S	298188	3886	1.24%
CON MAXIMETROS			TOTAL kWh	Pérdidas	%	
			747459	13873	1.86%	
					Variación	
					17.06%	
SIN MAXIMETROS			TOTAL kWh	Pérdidas	%	
			746756	11495	1.54%	
					% Energía maxímetros	
					47.65%	

Gráfico C.1: Resultado de Evaluación

La evaluación se realizó por alimentador, considerando el porcentaje de energía en BT que representa los máxímetros respecto a la energía total

en BT del alimentador. Los resultados se muestran en el siguiente gráfico, en el cual se observa que mientras mayor sea el consumo de los maxímetros BT en el alimentador el porcentaje de pérdidas en BT tendería a aumentar.

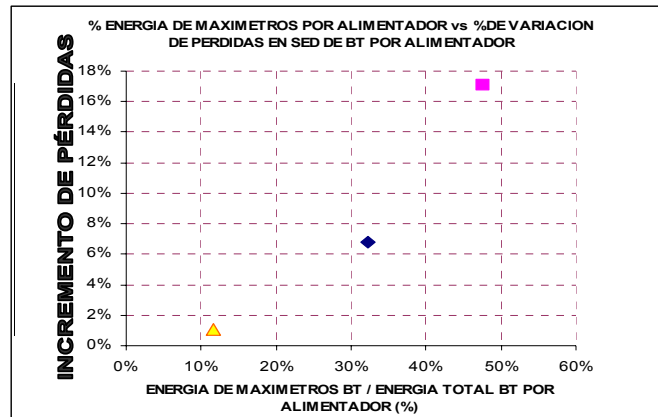


Gráfico C.2: Resultados de Evaluación

De los resultados se obtuvo una curva aproximada cuya ecuación represente la misma tendencia

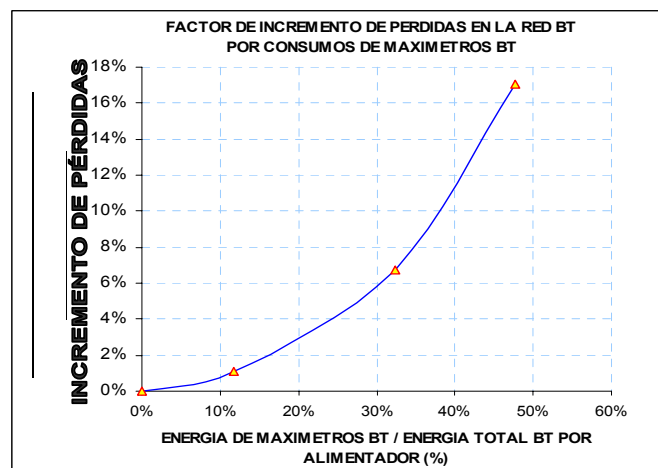


Gráfico C.3: Factor de Corrección

$$Y = 0.791 \cdot X^2 - 0.0175 \cdot X + 0.00218$$

ANEXO C2

Factor de Desbalance

El factor de desbalance cuantifica el aumento de pérdidas producto de la desigualdad de las corrientes por las fases.

Las pérdidas en las redes son calculadas por el flujo de carga para una operación balanceada, lo que nos da la siguiente expresión:

$$P_b = 3 \cdot R \cdot I^2 \dots\dots\dots(\alpha)$$

donde:

P_b Pérdidas de potencia con operación balanceada

I Corriente por cada fase

R Resistencia del conductor

cuando existe desbalance la expresión a usar es:

$$P_d = R \cdot (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) \dots\dots\dots(B)$$

donde:

P_d Pérdidas de potencia con operación desbalanceada (corrientes por fases diferentes)

I_k Corriente por la fase k con $k = A, B, C$

Teniendo en cuenta que para niveles de desequilibrio moderados, se cumple que:

$$I = \frac{(I_A + I_B + I_C)}{3} \dots(C)$$

Remplazando en la ecuación (α) tenemos:

$$P_b = R \cdot \frac{(I_A + I_B + I_C)^2}{3} \dots(D)$$

El factor de balance se define como la relación entre las perdidas desbalanceadas y las perdidas balanceadas

$$F_d = 3 \cdot \left[\frac{(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)}{(I_A + I_B + I_C)^2} \right] \dots(E)$$

Para las redes de BT se calculó un factor de desbalance 1.04

ANEXO C3

Factor de Corrección Por Corrientes Armónicas

Las pérdidas en conductores esta dado por la siguiente expresión que relaciona la corriente y la resistencia, según:

$$Per_h = 3 \cdot R \cdot I_{rms}^2 \dots(\text{kW}) \dots(1)$$

$$I_{rms}^2 = \sum_{i=1}^n I_i^2 \dots \quad (2)$$

Donde:

Per_h : Pérdidas incluyendo armónicos (kW)

I_{rms} : Corriente cuadrática media.(A)

R : Resistencia de Conductor (ohm)

I_i : Corriente del i-esimo armónico (A)

Ahora, sí el cálculo que se realiza en los programas de flujo de carga, sobre la base de una corriente sinusoidal pura.

$$Per = 3 \cdot R \cdot I_1^2 \dots\dots\dots(3)$$

Donde:

Per : Pérdidas sin armónicos (kW)

I_1 : Corriente fundamental.(A)

R : Resistencia de Conductor (ohm)

Existe un parámetro que determina el nivel de distorsión armónica en una red eléctrica, conocido como THD.

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n I_i^2}}{I_1} \dots\dots\dots(4)$$

El factor que nos permitirá corregir nuestro cálculo se puede encontrar según:

De (1), (2) y (3).

$$f.c.h = \frac{I_{rms}^2}{I_1^2} = \frac{\sum_{i=1}^n I_i^2}{I_1^2} \dots\dots\dots(5)$$

Expandiendo la sumatoria.

$$f.c.h = \frac{I_1^2 + \sum_{i=2}^n I_i^2}{I_1^2} = 1 + \frac{\sum_{i=2}^n I_i^2}{I_1^2} \dots\dots(6)$$

De (4)

$$THD^2 \cdot I_1^2 = \sum_{i=2}^n I_i^2 \dots\dots\dots(7)$$

Reemplazando (7) en (6)

$$f.c.h = 1 + \frac{THD^2 \cdot I_1^2}{I_1^2} \dots\dots\dots(8)$$

Simplificando (8)

$$f.c.h = 1 + THD^2 \dots\dots\dots$$

ANEXO D

Resultados de Cálculo de Pérdidas en Medidores Distribuida por Consumo de Energía de Clientes en Cada SET

SET	Numero Clientes	Energía kWh	Pérdidas kWh	%Pérdidas
SET-01	9581	1064145	9214	0.87%
SET-02	59413	9754176	59224	0.61%
SET-03	73554	16559017	76605	0.46%
SET-04	50102	7176628	50045	0.70%
SET-05	9058	995824	8672	0.87%
SET-06	40568	8189022	40757	0.50%
SET-07	28033	3040304	26803	0.88%
SET-08	16969	1752957	16181	0.92%
SET-09	72012	13460926	73724	0.55%
SET-10	4447	1380679	4488	0.33%
SET-11	38984	3749570	37908	1.01%
SET-12	20105	5211785	21265	0.41%
SET-13	41311	11600313	42636	0.37%
SET-14	27353	8555879	28319	0.33%
SET-15	8284	920427	8251	0.90%
SET-16	20909	4662167	21902	0.47%
SET-17	12530	2066013	12564	0.61%
SET-18	66437	15557034	82812	0.53%
SET-19	34143	9040685	34239	0.38%
SET-20	13932	2331513	13811	0.59%
SET-21	2693	199745	2565	1.28%
SET-22	47704	15518503	47387	0.31%
SET-23	6206	444998	5879	1.32%
SET-24	66073	15878953	66400	0.42%
SET-25	45207	9182915	44775	0.49%
SET-26	26140	3305223	26719	0.81%
SET-27	26659	2715381	26145	0.96%

ANEXO E

Resultados de Cálculo de Pérdidas en las Acometidas por Consumo de Energía de Clientes en Cada SET

SET	Numero Clientes	Energía kWh	Pérdidas kWh	%Pérdidas
SET-01	9581	1064145	2235	0.21%
SET-02	59413	9754176	10609	0.11%
SET-03	73554	16559017	14725	0.09%
SET-04	50102	7176628	5248	0.07%
SET-05	9058	995824	1262	0.13%
SET-06	40568	8189022	11268	0.14%
SET-07	28033	3040304	4424	0.15%
SET-08	16969	1752957	2178	0.12%
SET-09	72012	13460926	14376	0.11%
SET-10	4447	1380679	1064	0.08%
SET-11	38984	3749570	2545	0.07%
SET-12	20105	5211785	5139	0.10%
SET-13	41311	11600313	13530	0.12%
SET-14	27353	8555879	5449	0.06%
SET-15	8284	920427	1040	0.11%
SET-16	20909	4662167	3480	0.07%
SET-17	12530	2066013	4379	0.21%
SET-18	66437	15557034	21312	0.14%
SET-19	34143	9040685	8901	0.10%
SET-20	13932	2331513	3381	0.15%
SET-21	2693	199745	181	0.09%
SET-22	47704	15518503	14517	0.09%
SET-23	6206	444998	404	0.09%
SET-24	66073	15878953	21179	0.13%
SET-25	45207	9182915	5910	0.06%
SET-26	26140	3305223	3435	0.10%
SET-27	26659	2715381	3995	0.15%

ANEXO F

Método de Dalenius-Hodges (1959)

Construcción de los Estratos

NOTACIÓN:

El subíndice h denota el estrato, e i la unidad dentro del estrato.

Todos los símbolos siguientes se refieren al estrato h .

N_h Número total de unidades

n_h Número de unidades en la muestra

y_{hi} Valor obtenido para la i -ésima unidad

$W_h = \frac{N_h}{N}$ Ponderación del estrato

$\bar{y}_h = \frac{\sum_{i=1}^{n_h} y_{hi}}{n_h}$ media de muestra

$V(\bar{y}_{st})$ varianza

Para una sola característica o variable y , la mejor característica es, por supuesto, la distribución de frecuencia de y , la siguiente mejor es probablemente la distribución de frecuencia de alguna otra cantidad altamente correlacionada con y . Dado el número de estratos, las ecuaciones para determinar los mejores límites entre ellos bajo asignación proporcional y de Neyman, han sido obtenidas por Dalenius (1957), otros investigadores

han encontrado algunos métodos de aproximación más rápidos. Consideraremos la asignación de Neyman, puesto que generalmente es superior a la asignación proporcional en poblaciones donde se gana más al estratificar.

Se supone primero que los estratos se establecen al usar el valor en sí de y y sean y_0, y_L el valor menor y mayor de y en la población- el problema es encontrar límites intermedios entre estratos $y_1, y_2, y_3, \dots, y_{L-1}$ tales que:

$$V(\bar{y}_{st}) = \frac{1}{n} \left(\sum_{h=1}^L W_h S_h \right)^2 - \frac{1}{N} \sum_{h=1}^L W_h S_h^2$$

Sea un mínimo. Si se ignora la cpf (corrección por poblaciones finitas), es suficiente con minimizar $\sum W_h S_h$. Dado que y_h aparece en esta suma solamente en los términos $W_h S_h$ y $W_{h+1} S_{h+1}$, tenemos

$$\frac{\partial}{\partial y_h} (\sum W_h S_h) = \frac{\partial}{\partial y_h} (W_h S_h) + \frac{\partial}{\partial y_h} (W_{h+1} S_{h+1})$$

Ahora, si $f(y)$ es la función de frecuencia de y ,

$$W_h = \int_{y_{h-1}}^h f(t) \cdot dt, \quad \frac{\partial W_h}{\partial y_h} = f(y_h)$$

Además,

$$W_h S_h^2 = \int_{y_{h-1}}^h t^2 f(t) \cdot dt - \frac{\left[\int_{y_{h-1}}^h t \cdot f(t) \cdot dt \right]^2}{\int_{y_{h-1}}^h f(t) \cdot dt}$$

Al derivar obtenemos.

$$S_h^2 \frac{\partial W_h}{\partial y_h} + 2W_h S_h \frac{\partial S_h}{\partial y_h} = y_h^2 f(y_h) - 2y_h u_h f(y_h) + u_h^2 f(y_h)$$

Donde u_h es la media de y en el estrato h . Súmese $S_h^2 \frac{\partial W_h}{\partial y_h}$ al lado izquierdo y la cantidad igual $S_h^2 f(y_h)$ al lado derecho. Esto da, al dividir por $2S_h$

$$\frac{\partial(W_h S_h)}{\partial y_h} = S_h \frac{\partial W_h}{\partial y_h} + W_h \frac{\partial S_h}{\partial y_h} = \frac{1}{2} f(y_h) \frac{(y_h - u_h)^2 + S_h^2}{S_h}$$

Similarmente encontramos

$$\frac{\partial(W_{h+1} S_{h+1})}{\partial y_h} = -\frac{1}{2} f(y_h) \frac{(y_h - u_{h+1})^2 + S_{h+1}^2}{S_{h+1}}$$

Por lo tanto, las ecuaciones de cálculo para y_h son

$$\frac{(y_h - u_h)^2 + S_h^2}{S_h} = \frac{(y_h - u_{h+1})^2 + S_{h+1}^2}{S_{h+1}} \dots (h = 1, 2, \dots, L-1)$$

Desafortunadamente, estas ecuaciones están mal adaptadas para cálculos prácticos, ya que tanto u_h como S_h dependen de y_h . Un Método rápido Aproximado, dado por DALENIUS Y HODGES (1959) presentan para minimizar $\sum W_h S_h$. Sea

$$Z(y) = \int_{y_0}^y \sqrt{f(t)} dt$$

Si los estratos son numerosos y estrechos, $f(y)$ debería ser aproximadamente constante (rectangular) dentro de un estrato dado. Por lo tanto.

$$W_h = \int_{y_{h-1}}^{y_h} f(f)dt = f_h(y_h - y_{h-1})$$

$$S_h = \frac{1}{\sqrt{12}}(y_h - y_{h-1})$$

$$Z_h - Z_{h-1} = \int_{y_{h-1}}^{y_h} \sqrt{f(t)}dt = \sqrt{f_h}(y_h - y_{h-1})$$

Donde f_h es el valor constante de $f(y)$ en el estrato h. Al sustituir estas aproximaciones, encontramos

$$\sqrt{12} \cdot \sum_{h=1}^L W_h S_h = \sum_{h=1}^L f_h (y_h - y_{h-1})^2 = \sum_{h=1}^L (Z_h - Z_{h-1})^2$$

Ya que $(Z_L - Z_0)$ es fija, es fácil verificar que la suma en la derecha se minimiza al hacer $(Z_h - Z_{h-1})$ constante.

Dada, $f(y)$, la regla es formar la función acumulada $\sqrt{f(y)}$ y escoger las y_h de tal manera que éstas formen intervalos iguales en la escala de la acumulada *cum* $\sqrt{f(y)}$

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Edelnor S.A.A **Estimación de Pérdidas Técnicas en BT**. Octubre 2003
- [2] Grupo Endesa-Dirección General de Distribución. **Estimación de las Pérdidas en las Redes de MT y BT**. Diciembre 1999
- [3] Chilectra S.A. **Metodología para el Cálculo de Pérdidas de Energía en las Empresas de Grupo Enersis**. Enero 2002
- [4] M.L. Martín, O.H. Ramati. **Pérdidas de Energía**. Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) 1991.
- [5] Cyme International Inc. **Reference Manual CYMDIST**. June 2003
- [6] Ing. Percy Paján Lan – Ing. Jaime Guerra Montes de Oca. **Manual de Referencia Winflu**. Abril 2001.
- [7] WILLIAM G. COCHRAN **Técnicas de Muestreo**. John Wiley & Sons, Inc., 1980
- [8] MILITARY STANDARD **Sampling Procedures and Tables for Inspection by Variables for Percent Defective**. MIL-STD-414 11 June 1957 USA
- [9] SHARON L. LOHR **Muestreo: Diseño y Análisis**. Duxbury Press 1999
- [10] JOSÉ ADOLFO CIPOLI **Engenharia de Distribuicao**. Qualitymark

- [11] MEM. **Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.** 1992
- [12] UNIVERSIDAD DE SANTA CATARINA-BRASIL **Armónicos en Sistemas industriales de Media y Baja Tensión.** 2004
- [13] COMISION DE TARIFAS DE ENERGIA **Formación de los Precios de la electricidad (Distribución).** 1998
- [14] COMISION DE TARIFAS DE ENERGIA **Información de Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2000.** 2000
- [15] Manuel Carranza Arévalo. **Evaluación de Pérdidas de Transformadores.** ASEA BROWN BOVERI S.A.
- [16] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). **Control de Pérdidas Eléctricas.** 2001
- [17] Patricia Amancio Vargas. **Reducao De Perdas Em Redes de Distribuicao de Energía Eléctrica a Través de Sistemas Classificadores.** Revista Controle & Automacao/vol.14 no.3/julho, Agosto e Setembro 2003.
- [18] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Colombia. **Metodología Para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de distribución.** Octubre 2002
- [19] Aurora Energy LTD. **Loss Factors.** October 2004
- [20] A.V. IVANOV SMOLENSKI **Maquinas Eléctricas Tomo 1.** Mir 1984