



## **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA REDUCCIÓN  
DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES DE ENERGÍA EN  
LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.-EEMCA”.

### **TESIS DE GRADO**

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD  
ESPECIALIZACIÓN: POTENCIA**

Presentada por:

William Javier Castañeda Ordoñez  
Miguel Ángel González Bravo  
Nelson Manuel Torres Quizhpe

GUAYAQUIL – ECUADOR

2006

## **AGRADECIMIENTO**

Al supremo creador por haber permitido la culminación de nuestra carrera universitaria y acompañado durante esta etapa de nuestra vida.

Al Ing. Adolfo Salcedo, nuestro director; gran valuarte para la finalización de este trabajo.

A la Empresa Eléctrica Milagro, por las facilidades brindadas de información y equipos, lo que nos ha permitido con éxito la culminación de este trabajo.

## DEDICATORIA

Dedicamos este trabajo a nuestros padres, hermanos, familiares y todas aquellas personas que nos brindaron su apoyo y que de una u otra manera nos ayudaron para la realización y culminación del mismo.

## TRIBUNAL DE GRADUACION



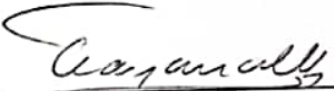
---

Ing. Miguel Yapur A.  
**PRESIDENTE DEL TRIBUNAL**



---

Ing. Adolfo Salcedo G.  
**DIRECTOR DE TESIS**



---

Ing. José Layana Ch.  
**MIEMBRO PRINCIPAL**



---

Ing. Eduardo León C.  
**MIEMBRO PRINCIPAL**



## DECLARACIÓN EXPRESA

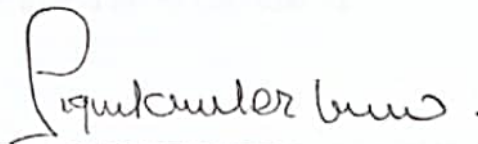
"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



---

WILLIAM JAVIER CASTAÑEDA ORDÓÑEZ



---

MIGUEL ÁNGEL GONZÁLEZ BRAVO



---

NELSON MANUEL TORRES QUIZHPE

## **RESUMEN**

El objetivo del presente trabajo es realizar un análisis de pérdidas técnicas en las diferentes etapas del sistema, así como las pérdidas no técnicas que tiene la Empresa Eléctrica Milagro; a fin de establecer soluciones adecuadas para reducir y controlar estas pérdidas.

En primera instancia se realiza un estudio general de la empresa, referente a su estructura técnica y organizacional, además de su actual situación energética.

Con el propósito de establecer alternativas para reducir estas pérdidas se procede a cuantificarlas, determinando las pérdidas técnicas con metodologías desarrolladas en el capítulo II y las pérdidas no técnicas mediante un balance energético efectuado en el capítulo III.

En el capítulo IV se plantean métodos para reducir las pérdidas técnicas y comerciales de la ELEMCA y con un análisis costo-beneficio se determina el orden de priorización que deben tener. Finalmente se realiza un estudio administrativo y económico de un proceso comercial importante de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

## INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VII
INDICE DE FIGURAS	XV
INDICE DE TABLAS	XVI
INDICE DE ANEXOS	XX
INTRODUCCIÓN	XXI
<b>CAPITULO I.</b>	
1. GENERALIDADES	
3.1	1
3.2	2
1.2.1	3
1.2.2	3
3.3	4
1.3.1	4
1.3.2	6
1.3.3	7
3.4	9

1.4.1	Balance de energía.....	9
1.4.2	Condiciones de carga del sistema.....	10
1.4.2.1	Nivel de carga y demanda de líneas y equipos del sistema.....	11
1.4.2.2	Grandes consumidores conectados al sistema eléctrico Milagro.....	12
1.4.2.3	Generación entregada al sistema eléctrico Milagro por grandes consumidores.....	13

## CAPITULO II

### 2. PÉRDIDAS TÉCNICAS

2.1	Introducción.....	15
2.2	Causas de las pérdidas técnicas de energía.....	16
2.2.1	Pérdidas de energía por efecto joule.....	16
2.2.2	Pérdidas de energía por efecto corona.....	16
2.2.3	Pérdidas de energía por histéresis y corrientes de eddy.....	17
2.3	Clasificación de las pérdidas técnicas de energía.....	17
2.3.1	Pérdidas por transporte de energía.....	17
2.3.1.1	Pérdidas de energía en líneas de subtransmisión.....	18
2.3.1.2	Pérdidas de energía en líneas de distribución.....	18
2.3.2	Pérdidas por transformación.....	18
2.3.3	Pérdidas en las mediciones.....	19

2.4	Niveles aceptables de pérdidas técnicas de energía.....	19
2.5	Determinación de las pérdidas técnicas.....	20
2.5.1	Cálculo de pérdidas en el sistema de subtransmisión.....	20
2.5.1.1	Información disponible del sistema de subtransmisión.....	21
2.5.1.2	Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.....	23
2.5.1.3	Procedimiento para el cálculo de pérdidas de energía.....	27
2.5.2	Cálculo de pérdidas en el sistema de distribución primario.....	30
2.5.2.1	Información requerida y disponible del sistema de distribución primario.....	31
2.5.2.2	Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.....	35
2.5.2.3	Procedimiento para el cálculo de pérdidas de energía.....	41
2.5.3	Cálculo de pérdidas en los transformadores de distribución.....	44
2.5.3.1	Información requerida y disponible de los transformadores.....	45



2.5.3.2	Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.....	47
2.5.3.3	Procedimiento para en cálculo de pérdidas de energía.....	53
2.5.4	Cálculo de pérdidas en los circuitos secundarios.....	56
2.5.4.1	Información disponible y requerida de los circuitos secundarios.....	56
2.5.4.2	Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.....	59
2.5.4.3	Procedimiento para el cálculo de pérdidas de energía.....	64
2.5.5	Cálculo de pérdidas en los sistemas de medición.....	65
2.5.5.1	Información requerida de los sistemas de medición.....	65
2.5.5.2	Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.....	66
2.5.5.3	Procedimiento para el cálculo de pérdidas de energía.....	71
2.5.6	Cálculo de pérdidas en el alumbrado público.....	72
2.5.6.1	Información disponible de las luminarias.....	72
2.5.6.2	Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.....	73

**CAPITULO 2.5.6.3 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de**  
**energía.....75**  
**2.6 Resumen de las pérdidas técnicas.....76**

**CAPITULO III**

**3. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS**

**3.1 Introducción.....78**  
**3.2 Clasificación de las pérdidas no técnicas.....78**  
 3.2.1 Pérdidas por robo o conexiones ilegales.....79  
 3.2.2 Pérdidas por fraude en los sistemas de medición.....80  
 3.2.3 Pérdidas administrativas y comerciales.....80  
**3.3 Determinación de las pérdidas no técnicas.....81**  
**3.4 Balance energético.....81**  
 3.4.1 Energía disponible.....82  
 3.4.2 Energía facturada.....82  
 3.4.3 Energía de pérdidas técnicas.....83  
 3.4.4 Energía de pérdidas no técnicas.....85  
 3.4.5 Análisis de los resultados.....85

## CAPITULO IV

## 4. MÉTODOS PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO

4.1	Introducción.....	88
4.2	Métodos de reducción de pérdidas técnicas.....	89
4.2.1	En alimentadores primarios.....	90
4.2.1.1	Cambio de conductor.....	90
4.2.1.2	Instalación de Capacitores.....	94
4.2.1.3	Balancear la carga.....	96
4.2.1.4	Análisis económico de reducción de pérdidas en alimentadores primarios.....	97
4.2.2	En transformadores de distribución.....	101
4.2.2.1	Cambio de capacidad del transformador.....	101
4.2.2.2	Análisis económico del cambio de capacidad del transformador.....	103
4.2.3	En circuitos secundarios.....	104
4.2.3.1	Cambio de conductor.....	105
4.2.3.2	Ubicación óptima del transformador de distribución....	106
4.2.3.3	Análisis económico de reducción de pérdidas en circuitos secundarios.....	108
4.3	Métodos de reducción de pérdidas no técnicas.....	109
4.3.1	En el área comercial y administrativa.....	109



4.3.1.1	Instalación de redes antihurto en los circuitos secundarios.....	109
4.3.1.2	Inspecciones en el sistema de medición de los abonados.....	111
4.3.1.3	Intensificación de cortes masivos.....	113
4.3.1.4	Análisis económico de reducción de pérdidas en el área comercial y administrativa.....	115
4.4	Comparación integral de la rentabilidad de reducir las pérdidas técnicas y no técnicas.....	117

## CAPITULO V

### 5. ESTUDIO ADMINISTRATIVO Y ECONÓMICO DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.

5.1	Introducción.....	119
5.2	Descripción de los procesos administrativos importantes de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.....	120
5.3	Análisis del proceso de contratación e instalación.....	123
5.3.1	Límites y observación del proceso.....	123
5.3.2	Análisis de tiempo y eficiencia.....	127
5.4	Reingeniería del proceso de contratación de la Empresa Eléctrica Milagro C. A.....	130
5.4.1	Definición de los objetivos de la reingeniería.....	132

5.4.2	Identificación de los problemas del proceso.....	133
5.4.3	Proceso de contratación mejorado y calculo de la eficiencia....	136
5.4.4	Análisis costo-beneficio.....	142
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		146
ANEXOS.....		154
APENDICES.....		217
A.	Pérdidas no técnicas.....	217
B.	Reingeniería de procesos administrativos.....	241
BIBLIOGRAFÍA.....		251

## INDICE DE FIGURAS

		<b>Pág.</b>
Figura 2.1.	Curva de carga linealizada para un día del mes de Junio del 2005 de la subestación Sur (Milagro).....	24
Figura 2.2.	Tramo de circuito secundario.....	60
Figura 3.1.	Distribución de las pérdidas técnicas de energía para el sistema total de la EEMCA.....	84
Figura 3.2.	Distribución del balance de energía.....	86
Figura 3.3.	Distribución del balance de energía de la EEMCA para el período entre Julio del 2004 y Junio del 2005.....	87
Figura 5.1.	Tiempo promedio de los pasos del proceso.....	135



## INDICE DE TABLAS

		<b>Pág.</b>
Tabla I.	Área de concesión de la EEMCA.....	6
Tabla II.	Distribución del número de clientes de la EEMCA.....	7
Tabla III.	Balance de energía.....	10
Tabla IV.	Nivel de demanda y de carga de las líneas del sistema eléctrico Milagro.....	11
Tabla V.	Nivel de demanda y de carga de las líneas del sistema eléctrico Milagro.....	12
Tabla VI.	Demanda máxima y energía de los grandes consumidores.....	13
Tabla VII.	Energía entregada al sistema eléctrico Milagro en el mes de Julio del 2005.....	14
Tabla VIII.	Valores óptimos de pérdidas técnicas de energía.....	20
Tabla IX.	Características técnicas de las líneas de subtransmisión.....	22
Tabla X.	Características técnicas de los transformadores de potencia.....	22
Tabla XI.	Pérdidas de potencia en líneas y transformadores del sistema eléctrico Milagro considerando Grandes Consumidores.....	26
Tabla XII.	Pérdidas de potencia en líneas y transformadores del sistema eléctrico Milagro, sin grandes consumidores.....	27
Tabla XIII.	Pérdidas de energía de un día del mes de junio del 2005 del sistema eléctrico Milagro.....	28
Tabla XIV.	Pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión del período entre Julio del 2004 a Junio del 2005.....	29
Tabla XV.	Alimentadores tomados de muestra.....	31
Tabla XVI.	Características técnicas de los alimentadores del sistema eléctrico Milagro.....	32
Tabla XVII.	Pérdidas de potencia máxima por fase de los alimentadores de muestra.....	38
Tabla XVIII.	Pérdidas de potencia máxima totales de los alimentadores de muestra.....	38
Tabla XIX.	Pérdidas de potencia totales de los alimentadores del sistema eléctrico Milagro.....	40
Tabla XX.	Pérdidas de energía del mes de junio del 2005 de los alimentadores de muestra.....	43



Tabla XXI.	Pérdidas de energía del mes de junio del 2005 de los alimentadores del sistema eléctrico Milagro.....	42
Tabla XXII.	Características técnicas por capacidad de los transformadores de distribución.....	45
Tabla XXIII.	Pérdidas de potencia por capacidad de transformador para cada alimentador de muestra.....	49
Tabla XXIV.	Pérdidas de potencia totales en los transformadores de los alimentadores de muestra.....	50
Tabla XXV.	Pérdidas de potencia en los transformadores de distribución del sistema total de alimentadores primarios de la EEMCA.....	52
Tabla XXVI.	Pérdidas de energía para el mes de Junio del 2005 de los transformadores de muestra.....	54
Tabla XXVII.	Pérdidas de energía para el mes de Junio del 2005 del sistema total de transformadores de la EEMCA....	54
Tabla XXVIII.	Número de circuitos secundarios de muestra de acuerdo al tipo de alimentador.....	57
Tabla XXIX.	Características técnicas de los conductores de los circuitos secundarios de la muestra.....	57
Tabla XXX.	Características técnicas de cada tipo de luminaria.....	58
Tabla XXXI.	Cálculo de pérdidas en circuito secundario.....	62
Tabla XXXII.	Pérdidas de potencia máxima para los circuitos secundarios de muestra.....	63
Tabla XXXIII.	Pérdidas de potencia de los circuitos secundarios del sistema.....	64
Tabla XXXIV.	Pérdidas de energía para el mes de Junio del 2005 del sistema total de circuitos secundarios de la EEMCA.....	65
Tabla XXXV.	Pérdidas de potencia en las acometidas de un circuito secundario de muestra.....	67
Tabla XXXVI.	Pérdidas de potencia en las acometidas de los circuitos secundarios de muestra.....	68
Tabla XXXVII.	Pérdidas de potencia en las acometidas del sistema...	70
Tabla XXXVIII.	Pérdidas de potencia en los medidores del sistema total de la EEMCA.....	71
Tabla XXXIX.	Pérdidas de energía para el mes de junio del 2005 de las acometidas del sistema.....	71
Tabla XL.	Pérdidas de energía en los medidores para el mes de junio del 2005.....	72
Tabla XLI.	Pérdidas de potencia total para cada tipo de luminaria.....	74
Tabla XLII.	Pérdidas de potencia del sistema total de alumbrado público.....	76



Tabla XLIII.	Pérdidas de energía del sistema de alumbrado público del mes de junio del 2005.....	75
Tabla XLIV.	Resumen de pérdidas técnicas del sistema eléctrico Milagro.....	76
Tabla XLV.	Energía disponible de la Empresa Eléctrica Milagro....	82
Tabla XLVI.	Energía facturada por la EEMCA.....	83
Tabla XLVII.	Pérdidas técnicas de energía.....	84
Tabla XLVIII.	Pérdidas no técnicas de energía.....	85
Tabla XLIX.	Balance de energía de la EEMCA.....	85
Tabla L.	Balance de energía de la EEMCA para el período entre Julio del 2004 y Junio del 2005.....	87
Tabla LI.	Pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud del mes de Junio del 2005.....	91
Tabla LII.	Comparación de las características técnicas entre el nuevo conductor y el conductor existente.....	92
Tabla LIII.	Pérdidas de potencia y energía con el nuevo conductor.....	93
Tabla LIV.	Gastos de inversión-cambio de conductor.....	93
Tabla LV.	Reducción de pérdidas de potencia y energía.....	95
Tabla LVI.	Gastos de inversión-instalación de capacitores.....	95
Tabla LVII.	Reducción de pérdidas de potencia y energía por balance de carga.....	96
Tabla LVIII.	Costo de inversión- balance de carga.....	97
Tabla LIX.	Proyección de demanda de la EEMCA.....	98
Tabla LX.	Evaluación financiera de la reducción de pérdidas en los alimentadores.....	100
Tabla LXI.	Reducción de pérdidas de potencia y energía en los alimentadores de muestra por cambio de transformador.....	102
Tabla LXII.	Costos de inversión-cambio de transformador.....	103
Tabla LXIII.	Evaluación financiera para la reducción de Pérdidas en transformadores.....	104
Tabla LXIV.	Características técnicas del nuevo conductor secundario.....	105
Tabla LXV.	Reducción de pérdidas de potencia y energía por cambio de conductor.....	106
Tabla LXVI.	Costos de inversión-cambio de conductor.....	106
Tabla LXVII.	Reducción de pérdidas de potencia y energía por reubicación de transformadores.....	107
Tabla LXVIII.	Costo de inversión - ubicación óptima de transformador.....	107
Tabla LXIX.	Evaluación financiera de la reducción de pérdidas en los circuitos secundarios.....	108

Tabla LXX.	Recuperación de energía mensual-redes antihurto.....	110
Tabla LXXI.	Costos de inversión-redes antihurto.....	111
Tabla LXXII.	Recuperación de energía mensual-inspección en los sistemas de medición.....	112
Tabla LXXIII.	Costos de inversión-inspección en los sistemas de medición.....	113
Tabla LXXIV.	Costo de inversión - cortes masivos.....	115
Tabla LXXV.	Evaluación financiera para la reducción de pérdidas no técnicas.....	117
Tabla LXXVI.	Comparación entre la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.....	117
Tabla LXXVII.	Distribución de ciclos de lectura de la EEMCA.....	121
Tabla LXXVIII.	Tipo de actividades de un proceso.....	127
Tabla LXXIX.	Tiempo promedio de los pasos de contratación e instalación de nuevo servicio de la EEMCA.....	128
Tabla LXXX.	Resumen de las actividades del proceso.....	130
Tabla LXXXI.	Pasos que demoran el proceso de contratación.....	136
Tabla LXXXII.	Hoja de trabajo del proceso propuesto.....	140
Tabla LXXXIII.	Energía no facturada del mes de Junio del 2005.....	144
Tabla LXXXIV.	Costos del proceso para la EEMCA.....	144
Tabla LXXXV.	Ahorros debido al proceso de contratación e instalación propuesto.....	145



## INDICE DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo 2.1.	Diagrama unifilar del sistema eléctrico Milagro..... 155
Anexo 2.2.	Curvas de carga de las subestaciones, Junio 2005.... 156
Anexo 2.3.	Número de flujos de potencia para el mes de Junio del 2005..... 163
Anexo 2.4.	Pérdidas de potencia en líneas y transformadores del sistema eléctrico Milagro..... 164
Anexo 2.5.	Pérdidas de energía para un día en el sistema de subtransmisión del sistema eléctrico Milagro..... 167
Anexo 2.6.	Pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión con grandes consumidores..... 169
Anexo 2.7.	Levantamiento físico de los alimentadores primarios de muestra..... 170
Anexo 2.8.	Curvas de carga de transformadores de distribución medidos..... 174
Anexo 2.9.	Pérdidas de potencia por tramo para cada fase de los alimentadores de muestra..... 178
Anexo 2.10.	Número y capacidad de transformadores de distribución por alimentador de la muestra..... 190
Anexo 2.11.	Demanda máxima de los transformadores medidos de la muestra..... 191
Anexo 2.12.	Diagrama unifilar de circuito secundario tipo levantado para cada alimentador de muestra..... 193
Anexo 2.13.	Pérdidas de potencia en los circuitos secundarios del Anexo 2.12..... 197
Anexo 4.1.	Pérdidas de potencia y energía instalando bancos de capacitores..... 202
Anexo 4.2.	Flujos de efectivo para la reducción de pérdidas técnicas en alimentadores primarios..... 203
Anexo 4.3.	Flujos de efectivo para reducción de pérdidas técnicas en transformadores de distribución..... 205
Anexo 4.4.	Reubicación de transformadores de los circuitos secundarios del Anexo 2.12..... 206
Anexo 4.5.	Flujos de efectivo para la reducción de pérdidas técnicas en los circuitos secundarios..... 210
Anexo 4.6.	Flujos de efectivo para la reducción de pérdidas no técnicas..... 212
Anexo 5.1.	Tiempo de instalación de medidores (Junio 2005)..... 216



## INTRODUCCION

El elevado nivel de pérdidas de energía que presentan las empresas eléctricas nos hace deducir la falta de eficacia y el desorden administrativo que tienen las empresas, debido a que no existe un control adecuado de los programas de reducción de pérdidas.

Uno de los factores que ponen en evidencia el incremento de las pérdidas, tanto técnicas como las no técnicas es la falta de inversión en los sistemas de distribución y comercialización que conduce a un deterioro en la calidad de servicio que se presta.

El control de las pérdidas de energía eléctrica debe ser una preocupación permanente de todos los departamentos de una empresa y no solo de algún departamento específico al que se disponga como estratégicamente responsable de esta función.

Una gestión eficiente y la optimización de recursos deben ser una preocupación y una función generalizada en todos los sectores de la empresa.

# **CAPITULO I**

## **GENERALIDADES**

### **1.1 INTRODUCCIÓN.**

Es de conocimiento general la crisis por la que atraviesa el sector eléctrico en nuestro país. Factores como la inestabilidad política, la ausencia de leyes claras y concisas dirigidas hacia el sector eléctrico, y la politización de las empresas del estado solo han contribuido para que el Ecuador no haya podido atraer inversión importante en el sector de generación eléctrica, y peor aun en el de distribución.

Al escuchar constantemente las cifras alarmantes de pérdidas de energía, que poseen la mayoría de empresas distribuidoras de nuestro país, solo recientemente están mereciendo la atención que su importancia requiere. Esto se debe principalmente al aumento de los costos incrementales promedios, a niveles que hacen antieconómico la prestación del servicio, y a los altos valores de energía que se disipan y que no representan un ingreso para las empresas. Esto obliga a las empresas a hacer algo para

disminuir los niveles de pérdidas o por lo menos para quebrar su tasa de crecimiento.

Este capítulo presenta información y datos de la empresa de distribución de energía eléctrica objeto de estudio, y que servirán posteriormente para los análisis de pérdidas respectivas. Pero para comenzar a hacer algo es necesario conocer por que, donde y en que se producen las pérdidas de energía.

## **1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

No toda la energía eléctrica que se produce se vende y se factura, irremediamente todas las empresas suministradoras del servicio de electricidad, en el mundo, registran pérdidas en la energía que tienen disponible para su venta. Es decir, una proporción del fluido se queda por ahí. Los aparatos de medición no lo contabilizan como entregado a los usuarios y, por lo tanto, no pueden ser objeto de cobro.

A manera de explicación de este generalizado fenómeno, se dice que las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos obedecen a razones de orden técnico y no técnico. Por esta razón las pérdidas de energía eléctrica se las ha clasificado como pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

### 1.2.1 Pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas se producen por la circulación de corriente eléctrica a través de cada uno de los componentes de un sistema eléctrico (líneas de subtransmisión, distribución primaria, distribución secundaria, transformadores, medidores). La magnitud de las pérdidas técnicas depende de las características de las redes y de la carga abastecida por ella. Cada componente del sistema tiene una resistencia asociada a sus características técnicas y tipo de material. De manera general la relación entre las pérdidas de potencia, la corriente y la resistencia se expresa por la ec. 1.1.

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

Donde la corriente I depende de la carga conectada al sistema y la resistencia R de la conductividad del material, la configuración técnica del sistema, la distancia entre los puntos de entrega y recepción de la energía, temperatura, etc.

### 1.2.2 Pérdidas no técnicas.

Son las pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Desde el punto de vista macroeconómico no constituyen una pérdida real para la economía, dado que la energía que no se factura es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra a nivel general.

No obstante para la empresa prestataria representa una pérdida económica y financiera ya que solo recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que suministra.

### **1.3 EL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO.**

El sistema eléctrico regional Milagro esta ubicado, en su mayoría, en la provincia del Guayas y es administrado por la **Empresa Eléctrica Milagro C.A. (EEMCA)**. Esta empresa, sujeta a nuestro estudio, que se constituyó mediante escritura pública el 30 de Enero de 1970; debidamente inscrita en el Registro Mercantil, tiene como misión la prestación del servicio eléctrico a una zona agrícola y agroindustrial, muy importante del país.

#### **1.3.1 Área de concesión.**

La **Empresa Eléctrica Milagro C. A. (EEMCA)**, tiene un área de concesión aproximada de 6.175 Km<sup>2</sup>, prestando su servicio de

distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes de seis (6) provincias diferentes como son:

**Provincia del Guayas:** con un área de concesión aproximada de 4.396,97 Km<sup>2</sup>, siendo la provincia de mayor acción de la EEMCA.

**Provincia de Los Ríos:** con un área de concesión aproximada de 198,31 Km<sup>2</sup>.

**Provincia de Bolívar:** con un área de concesión aproximada de 46,27 Km<sup>2</sup>.

**Provincia del Cañar:** con un área de concesión aproximada de 624,97 Km<sup>2</sup>.

**Provincia del Chimborazo:** con un área de concesión aproximada de 19,83 Km<sup>2</sup>.

**Provincia del Azuay:** con un área de concesión aproximada de 270,42 Km<sup>2</sup>.

En la tabla I se encuentra un resumen de todas las poblaciones importantes que se encuentran dentro del área de concesión de la EEMCA.

**TABLA I. ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EEMCA**

<b>PROVINCIA</b>	<b>CANTON</b>	<b>PARROQUIA</b>
Cañar	Cañar	San Antonio
Cañar	Cañar	Ventura
Cañar	La Troncal	La Troncal
Cañar	La Troncal	Manuel J. Calle
Cañar	La Troncal	Pancho Negro
Chimborazo	Cumandá	Cumandá
Guayas	El Triunfo	El Triunfo
Guayas	Milagro	Milagro
Guayas	Milagro	Chobo
Guayas	Milagro	Mariscal Sucre
Guayas	Milagro	Roberto Astudillo
Guayas	Naranjal	Naranjal
Guayas	Naranjal	Jesús Maria
Guayas	Naranjal	San Carlos
Bolívar	Chillanes	Santa Rosa de Flandes
Guayas	Naranjito	Taura
Guayas	Naranjito	Naranjito
Guayas	San Jacinto de Yaguachi	Gral. Pedro J. Montero
Guayas	San Jacinto de Yaguachi	Yaguachi
Guayas	San Jacinto de Yaguachi	Virgen de Fátima
Guayas	Simón Bolívar	Simón Bolívar
Guayas	Simón Bolívar	Crnl. Lorenzo de Garaicoa
Guayas	Crnl. Marcelino Maridueña	Crnl. Marcelino Maridueña
Guayas	Gnrl. A. Elizalde (Bucay)	Gnrl. A. Elizalde (Bucay)
Los Ríos	Babahoyo	Febres Cordero
Azuay	Molleturo	Molleturo
No delimitada	El Piedrero	El Piedrero

### **1.3.2 Distribución de clientes.**

De acuerdo a datos obtenidos al mes de Junio del 2005, la EEMCA sirve a 98.967 clientes, y dentro de su área de concesión se tiene que la ciudad de Milagro representa la mayor parte de consumo de energía, pues concentra una mayor cantidad de abonados.

En la tabla II se muestra la distribución de los clientes presentes para el mes de Junio del 2005 dentro del área de concesión de la EEMCA, con su respectivo consumo de energía.

**TABLA II. DISTRIBUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES DE LA EEMCA**

Zona	Clientes		Energía ( Mwh )	
	Cantidad	%	Cantidad	%
Milagro	45.410	46	12.407	47
La Troncal	11.432	11,6	1.638	6,2
El Triunfo	8.958	9,1	2.520	9,5
Naranjal	10.213	10,4	2.792	6,1
Naranjito	9.318	9,3	2.094	7,9
Bucay	3.584	3,5	1.765	6,7
Yaguachi	3.955	4	1.049	4
Simón Bolívar	3.495	3,5	498	1,9
M. Maridueña	2.602	2,5	2.826	10,7
<b>TOTAL</b>	<b>98.967</b>	<b>100</b>	<b>27.589</b>	<b>100</b>

\* Fuente Departamento de Planificación EEMCA

De la tabla se observa que el 46 % de clientes se encuentran en la ciudad de Milagro, y representa un consumo del 47% del total de la energía disponible. Entonces se la podría considerar como una muestra representativa de toda el área de concesión de la EEMCA para efectuar posteriores estudios de reducción de pérdidas.

### 1.3.3 Puntos de enlace de la empresa.

La EEMCA tiene su sistema de distribución configurado de tal manera que los puntos de enlaces disponibles con el Sistema Nacional de Transmisión y generadores son:



**Sistema Nacional de Transmisión:** existe un solo punto de entrega por parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Este se encuentra ubicado en la subestación Milagro de Transelectric, y se lo realiza a un nivel de voltaje de 69 KV.

**Generadores:** Actualmente se encuentran aportando para el Sistema Eléctrico Milagro, los excedentes de generación de las unidades que se encuentran ubicados en los ingenios azucareros: San Carlos, Valdez y La Troncal. Los enlaces con cada uno de ellos son a través de subestaciones a un nivel de voltaje de 69 KV.

**Otros Distribuidores:** La EEMCA tiene configurado su sistema de distribución de tal manera que algunas de sus líneas convergen con las de distribuidoras vecinas. El tipo de enlaces varía dependiendo si es a nivel de subtransmisión, 69 KV, o de distribución primaria 13.8 KV:

**EMELGUR:** a 69 KV. Subestación Montero, a 13,8 Kv. sector Casihuana-Yaguachi, Km. 19, vía Durán Boliche.

**EMELRÍOS:** a 13,8 Kv., sector de Febres Cordero, Jujan.

**EMELORO:** a 69 Kv, Subestación Naranjal, Naranjal.

## **1.4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO.**

La EEMCA en la actualidad se encuentra en una crisis financiera, resultado de un alto nivel de pérdidas de energía. Este se encuentra alrededor del 40%, y se caracteriza por ser una de las empresas distribuidoras con mayor índice de nivel de pérdidas en el país.

Factores como: la falta de recursos para la inversión, el mal estado del sistema de distribución, los problemas de comercialización y las malas administraciones, han contribuido a un deterioro en la calidad del servicio que la empresa brinda a sus clientes, y solo han llevado a incrementar las pérdidas de energía de la empresa.

El problema de las pérdidas de la EEMCA tiene sus causas profundas que no pueden ser solucionadas con tratamientos puntuales, por el contrario, requiere de soluciones de fondo que ataquen las causas y no los síntomas.

### **1.4.1 Balance de energía.**

Mediante el balance de energía para el mes de Junio de 2005, por parte de la empresa se determina dentro del sistema comercial de facturación, lo que se denomina “pérdida de energía”, es decir la diferencia entre la energía total comprada o disponible en un

período, y la energía total facturada a los clientes en el mismo período.

En la tabla III se presenta el balance de energía de la EEMCA para el mes de Junio del 2005, donde se muestra además el balance de energía de los meses anteriores correspondientes al mismo año:

**TABLA III. BALANCE DE ENERGÍA.**

Mes	Energía Total Disponible (MWH)	Energía Facturada Total (MWH)	Pérdidas de Energía (MWH)	Pérdidas Energía (%)
Enero	30.284	17.463	12.821	42,3
Febrero	28.380	19.214	9.166	32,3
Marzo	30.357	16.202	14.155	46,6
Abril	29.271	18.075	11.196	38,2
Mayo	31.372	17.612	13.760	43,9
Junio	28.081	17.294	10.787	38,4

\* Fuente: Dirección de Planificación EEMCA

La variación del nivel de pérdidas de la empresa que se observa en tabla III, se debe en parte a que el periodo de medición no coincide con el de facturación de la energía.

#### **1.4.2 Condiciones de carga del sistema.**

Actualmente la Empresa Eléctrica Milagro presenta las siguientes condiciones en su sistema eléctrico:

#### 1.4.2.1 Nivel de carga y demanda de líneas y equipos del sistema.

El nivel de demanda y cargabilidad de las líneas del sistema esta clasificada de acuerdo al nivel de tensión de servicio, los mismos que se presentan en la Tabla IV.

**TABLA IV. NIVEL DE DEMANDA Y DE CARGA DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO**

Tipo de líneas		Demanda máxima (MVA)	Capacidad nominal (MVA)	Cargabilidad (%)
Líneas de Subtransmisión	Milagro 1	20	80	24,6
	Milagro 2	22	80	27,2
	Milagro 3	32	55	58,5
Alimentadores primarios		66	252	26,2
Circuitos secundarios		61	97	62,9

La cargabilidad de las líneas de subtransmisión se la ha dividido entre las tres principales líneas que salen del SIN, mientras que el porcentaje de carga de líneas de los circuitos secundarios fueron calculados a partir de la muestra que se tomó para el estudio de pérdidas que se presenta en el capítulo 2.

Para el nivel de carga de los equipos se toma básicamente los transformadores de potencia y de distribución para el cual su nivel de cargabilidad se presenta en la tabla V.

**TABLA V. NIVEL DE DEMANDA Y DE CARGA DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO**

<b>Tipo de Transformador</b>	<b>Demanda máxima (MVA)</b>	<b>Capacidad nominal (MVA)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
Potencia	71,2	117,5	60,60
Distribución	61,9	109,7	56,45

#### **1.4.2.2 Grandes consumidores conectados al sistema eléctrico Milagro.**

Los grandes consumidores son definidos como “consumidores cuyas características de consumo le facultan para acordar libremente con un Generador o Distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio”.

En la EEMCA existen 7 grandes consumidores conectados al sistema. Para el mes de junio del 2005 se presentan los valores de demanda máxima y energía de los grandes consumidores en la tabla VI.

**TABLA VI. DEMANDA MÁXIMA Y ENERGÍA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES**

<b>Grandes Consumidores</b>	<b>Demanda máxima (MW)</b>	<b>Energía (MWH)</b>
San Carlos	2,50	1435,03
Pronaca	1,99	780,07
Papelera	7,39	4692,08
Valdez	1,80	767,17
Ecudos	0,54	29,36
Codana	0,73	441,40
Aquamar	1,10	469,86

#### **1.4.2.3 Generación entregada al sistema eléctrico Milagro por Grandes consumidores.**

Los grandes consumidores que generan energía eléctrica y que están aportando al sistema eléctrico Milagro son los ingenios azucareros: San Carlos, Valdez y La Troncal.

El proceso de generación es mediante unidades térmicas., y lo realizan únicamente en el tiempo de producción de azúcar, o de zafra. En este periodo, que va desde julio a diciembre de cada año, se aprovecha el residuo de la caña de azúcar, luego que ha sido obtenido todo su nutriente natural.

El residuo es conocido como **bagazo** y se lo utiliza como combustible principal para la generación, el bagazo es

quemado para después conducir el vapor por medio de tuberías hacia las turbinas de las diferentes unidades disponibles.

En la tabla VII, se presenta los valores de potencia y energía entregados al sistema eléctrico Milagro por parte de los Ingenios azucareros.

**TABLA VII. DEMANDA MÁXIMA Y ENERGÍA ENTREGADA AL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO.**

<b>Grandes consumidores</b>	<b>Demanda máxima (MW)</b>	<b>Energía entregada SNI (MWH)</b>
Ingenio Valdez	7,2	248,7
Ingenio San Carlos	13,8	3730,5
Ingenio La Troncal	11,6	2843,4

# **CAPITULO II**

## **PÉRDIDAS TÉCNICAS**

### **2.1 INTRODUCCIÓN.**

El incremento de las pérdidas técnicas de energía eléctrica es uno de los mayores problemas que tienen las empresas distribuidoras, y que se ponen en evidencia debido a la falta de inversión en los sistemas de distribución y comercialización de energía.

La falta de recursos para la inversión de estos sistemas no solo conduce a un deterioro en la calidad de servicio que se presta, sino que es uno de los factores contribuyentes al incremento de las pérdidas, tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas.

El valor de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativo de la empresa, por lo tanto es indispensable conocer y evaluar las incidencias de estas en las distintas etapas funcionales de un sistema eléctrico, desde el lugar donde produce o recepta energía la empresa de distribución, hasta la entrega al usuario,



con el propósito de establecer criterios para lograr un control de la misma, y tener la posibilidad de lograr su corrección.

## **2.2 CAUSAS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA.**

Entre las diferentes causas en las cuales se tiene pérdidas de energía están las siguientes:

### **2.2.1 Pérdidas de energía por efecto joule.**

Las pérdidas de energía por efecto joule son ocasionadas debido a la disipación de calor en los conductores y equipos que transportan energía, los mismos que asociados a la resistencia propia del conductor origina este tipo de pérdida de acuerdo a la ec. 1.1

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

### **2.2.2 Pérdidas de energía por efecto corona.**

Las pérdidas de energía por efecto corona se originan en los conductores de las líneas eléctricas cuando adquieren un potencial lo suficientemente elevado denominado “tensión crítica disruptiva”. El mismo que da lugar a un gradiente del campo eléctrico radial adyacente al conductor igual o superior a la rigidez dieléctrica del aire, produciéndose corrientes de fuga. Dichas corrientes producen pérdidas de potencia y energía.

Esta causa de pérdida se produce en líneas a niveles de tensión superiores a los 80 KV.

### **2.2.3 Pérdidas de energía por histéresis y corrientes de eddy.**

Las pérdidas de energía por histéresis y corrientes de eddy se originan en el hierro de los núcleos, principalmente en los transformadores. Las pérdidas de energía por histéresis ocurren debido a que los cambios cíclicos de la dirección de flujo en el acero requieren de energía que se disipan como calor. Mientras que las pérdidas de energía por corrientes de eddy se debe al hecho de que circulan corrientes que son inducidas en el acero por el flujo magnético variable y producen pérdidas del tipo  $|I|^2R$ .

## **2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA.**

De acuerdo al tipo la clasificación de pérdidas de energía son:

### **2.3.1 Pérdidas por transporte de energía.**

Las pérdidas por transporte de energía son producidas en los conductores de las líneas que sirven para el envío y recepción de energía eléctrica y son:

### **2.3.1.1 Pérdidas de energía en líneas de subtransmisión.**

Las pérdidas en las líneas de subtransmisión son producidas a lo largo de toda su longitud por la conducción de las corrientes de carga a través de ellas, disipándose en forma de calor (efecto joule),

### **2.3.1.2 Pérdidas de energía en líneas de distribución.**

Las pérdidas en líneas de distribución son producidas por la circulación de corriente requerida para la demanda de potencia. Las pérdidas en líneas de distribución están divididas en:

- Pérdidas en alimentadores primarios.
- Pérdidas en circuitos secundarios.

### **2.3.2 Pérdidas por transformación.**

Las pérdidas por transformación son producidas en los transformadores (potencia o distribución), por la variación de tensión los mismos que pueden ser:

- **En vacío:** estas se producen debido a la energización de transformadores, las mismas que son continuas; dependen

de la constitución de su núcleo, nivel de tensión y no de su cargabilidad.

- **De cobre:** producidas por la conducción de corriente en las bobinas del transformador, estas pérdidas son variables, ya que dependen de la carga de los mismos.

### **2.3.3 Pérdidas en las mediciones.**

Las pérdidas en las mediciones se producen en todos los equipos y aparatos de medición, incluidas en los elementos de transformación (PT's y CT's) para el caso de mediciones indirectas.

## **2.4 NIVELES ACEPTABLES DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA.**

De manera general, un nivel de pérdidas de energía no debería superar del 10 al 12% de la energía entregada a la red, de las cuales:

- 7 a 9% debería corresponder a las pérdidas técnicas; y
- 3 a 5% corresponderían a las pérdidas no técnicas.

En la tabla VIII se muestra los valores aceptables de pérdidas de energía en las diferentes etapas de un sistema eléctrico.

**TABLA VIII. VALORES ÓPTIMOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA**

<b>Pérdidas de energía en:</b>	<b>Valor óptimo deseable( % )</b>
Subtransmisión	2.5
Transformación AT / MT	0.65
Circuitos Primarios	0.9
Transformación MT / BT	1.45
Circuitos Secundarios	2
Equipos de Medición	0.5
<b>Total Técnicas</b>	<b>8</b>

\* Fuente: Pérdidas de energía en la distribución - CIER

## **2.5 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

La determinación de las pérdidas técnicas de potencia y energía del Sistema Eléctrico Milagro, se realizó por etapas funcionales del sistema. Dividiéndose en sistema de subtransmisión, alimentadores primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios, alumbrado público, medidores y acometidas.

### **2.5.1 Cálculo de pérdidas en el sistema de subtransmisión.**

Para la determinación de las pérdidas de potencia y energía en las líneas de subtransmisión y transformadores de las subestaciones de distribución se consideró el periodo entre julio del 2004 y junio del 2005, tomando como meses representativos para el estudio octubre y diciembre del 2004; y, mayo y junio del 2005.

Los meses de octubre y diciembre fueron escogidos como representativos para el segundo semestre del año 2004 debido al aumento de cargas producidas por los grandes consumidores como los Ingenios azucareros; y los meses de mayo y junio del 2005 debido a que la carga permanece constante durante el primer semestre del año.

#### **2.5.1.1 Información disponible del sistema de subtransmisión.**

La información disponible del sistema de subtransmisión por parte de la Empresa Eléctrica Milagro para el cálculo de pérdidas de potencia y energía es la siguiente:

##### **a. Diagrama Unifilar.**

De las características técnicas del sistema, el diagrama unifilar del sistema de subtransmisión incluye puntos de entrega de energía del S.N.I, líneas de subtransmisión, y transformadores de las subestaciones de distribución, la cual se presenta en el anexo 2.1.

##### **b. Datos técnicos de líneas y transformadores.**

Las características técnicas de las líneas de subtransmisión tales como longitud y tipo de conductor con

sus parámetros y de los transformadores de potencia se presentan en las tablas IX y X.

**TABLA IX. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN**

DE	A	Calibre	Tipo	Longitud	Voltaje nominal	Resistencia	Reactancia	Amp. Nom.
				(Km.)	(KV)	( $\Omega$ /milla)	( $\Omega$ /milla)	(A)
Bodega	Triunfo	266,8	ASCR	10	69	0,385	0,465	460
Milagro Norte	Yaguachi	266,8	ASCR	8	69	0,385	0,465	460
Milagro SNI	Milagro Norte	477	ASCR	12	69	0,216	0,43	670
Milagro Sur	Montero	266,8	ASCR	15	69	0,385	0,465	460
Montero	Bodega	266,8	ASCR	20	69	0,385	0,465	460
Montero	Puerto Inca	266,8	ASCR	35	69	0,385	0,465	460
Puerto Inca	Naranjal	266,8	ASCR	19	69	0,385	0,465	460
Milagro Sur	Milagro Norte	477	ASCR	8	69	0,216	0,43	670
Triunfo	Troncal	266,8	ASCR	14	69	0,385	0,465	460
Milagro SNI	Milagro Sur	477	ASCR	10	69	0,216	0,43	670
Milagro SNI	M.Maridueña	266,8	ASCR	12	69	0,385	0,465	460
M.Maridueña	Bodega	266,8	ASCR	13	69	0,385	0,465	460
Triunfo	Bucay	266,8	ASCR	37	69	0,385	0,465	460
Milagro Norte	Garaicoa	266,8	ASCR	18	69	0,385	0,465	460

**TABLA X. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Subestación	Capacidad (MVA)		Relación de voltaje (KV)	Resistencia (%)	Reactancia (%)
	Nominal	Emergencia			
Milagro Norte	12	16	69/13,8	0,52	8,18
Milagro Sur 1	12	16	66/13,8	0,52	7,76
Milagro Sur 2	12	16	66/13,8	0,51	9,06
Montero 1	5	-	69/13,8	0,68	7,3
Montero 2	5	6,25	69/13,8	0,65	7,16
M. Maridueña	10	12	69/13,8	0,51	8,2
Troncal	10	12	69/13,8	0,61	7,85
Puerto Inca	5	7	66/13,8	0,75	7,63
Naranjal	5	-	69/13,8	0,61	6,93
Triunfo	6,25	-	69/13,8	0,68	6,81
Bucay	10	12	69/13,8	0,6	7,43
Papelera	10	12	69/13,8	0,51	8,3
Yaguachi	5	6,25	69/13,8	0,61	7,21
Garaicoa	2,5	-	69/13,8	0,6	6,76
Álamos	3,75	5,25	67/13,8	0,61	8,5

### **c. Información de la carga.**

La información consiste en mediciones de potencia activa, reactiva y factor de potencia realizadas en las diferentes subestaciones de la Empresa Eléctrica Milagro, que fueron proporcionadas por parte de la empresa entre el periodo de julio del 2004 a junio del 2005.

#### **2.5.1.2 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.**

Para el cálculo de pérdidas de potencia se realizó el siguiente procedimiento:

##### **a. Normalización de curvas de carga.**

Se determinó las curvas de carga de todas las subestaciones de los meses representativos. Para cada una de las curvas de carga de los meses escogidos anteriormente se obtuvo su demanda máxima. Los valores de potencia para cada curva de carga fueron convertidos en p.u mediante la ec. 2.1

$$P_{p.u.} = \frac{P_i}{P_{\max}} \quad (2.1)$$

Donde:

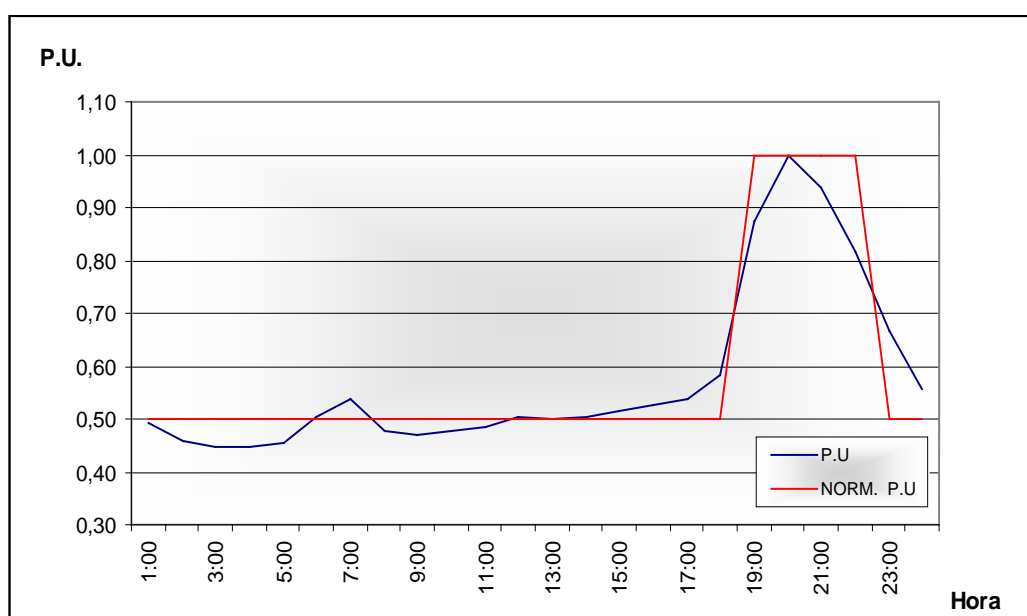
$P_i$ : Potencia en la hora  $i$  (MW)

$P_{\max}$ : Potencia máxima que tiene la curva de carga (MW)



En el anexo 2.2 se presentan las curvas de carga de las diferentes subestaciones para el mes de junio del 2005.

A cada una de las curvas de carga en p.u. se las linealizó tomando en consideración la igualdad de energía del día entre la curva de carga real y la curva de carga linealizada como se muestra en la fig. 2.1.



**Fig. 2.1 Curva de carga linealizada para un día del mes de Junio del 2005 de la subestación Sur (Milagro)**

Los clientes descritos como Grandes Consumidores se los consideraron independientes de las cargas de las subestaciones, ya que para nuestro estudio son considerados como constantes a lo largo del periodo de estudio.

**b. Flujo de Potencia.**

Los flujos de potencia nos proporcionan las pérdidas promedio de potencia en el sistema de subtransmisión en un intervalo de tiempo específico (por hora).

Con las curvas de carga linealizadas se determina el periodo de tiempo en donde la demanda de cada subestación son coincidentes con la finalidad de determinar el número de veces que se realiza las corridas de flujo de potencia para un día las que se presentan en el anexo 2.3

Para calcular las pérdidas de potencia se realizó dos tipos de estudio:

- Flujo de potencia considerando los grandes consumidores conectados al sistema eléctrico Milagro.
- Flujo de potencia excluyendo los grandes consumidores del sistema eléctrico Milagro.

La Empresa Eléctrica Milagro nos proporcionó el software de la compañía CYME (PSAF – FLOW) de flujo de potencia, para el cálculo de las pérdidas de potencia en

líneas de subtransmisión y transformadores. Las pérdidas de potencia en líneas y transformadores considerando a los grandes consumidores para un día del mes de junio del 2005 se presentan en la tabla XI.

**TABLA XI. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LÍNEAS Y TRANSFORMADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO CONSIDERANDO GRANDES CONSUMIDORES**

HORA	Generación Total (MW)	Carga total (MW)	Pérdidas en líneas (MW)	Transformadores		Pérdidas totales (MW)
				Pérdidas cobre (MW)	Pérdidas vacío (MW)	
01:00 - 04:00	44,359	43,250	0,946	0,096	0,119	1,161
05:00 - 06:00	45,018	43,83	1,014	0,097	0,119	1,230
07:00 - 08:00	44,956	43,770	1,013	0,097	0,119	1,229
09:00 - 11:00	45,787	44,57	1,038	0,101	0,119	1,258
12:00 - 15:00	45,275	44,120	0,985	0,100	0,119	1,204
16:00	45,787	44,57	1,038	0,101	0,119	1,258
17:00 - 18:00	46,093	44,870	1,043	0,103	0,119	1,265
19:00 - 20:00	71,125	68,27	2,61	0,243	0,119	2,972
21:00	70,509	67,690	2,578	0,237	0,119	2,934
22:00	69,751	66,980	2,535	0,233	0,119	2,887
23:00 - 00:00	44,734	43,6	0,969	0,097	0,119	1,185

Las pérdidas de potencia en líneas y transformadores del sistema de subtransmisión, sin considerar a los grandes consumidores, es decir del sistema eléctrico Milagro para un día del mes de junio del 2005 se presentan en la tabla XII.

**TABLA XII. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LÍNEAS Y TRANSFORMADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO, SIN GRANDES CONSUMIDORES.**

HORA	Generación Total (MW)	Carga total (MW)	Pérdidas en líneas (MW)	Transformadores		Pérdidas totales (MW)
				Pérdidas cobre (MW)	Pérdidas vacío (MW)	
01:00 - 04:00	31,478	30,830	0,481	0,049	0,119	0,648
05:00 - 06:00	32,100	31,410	0,521	0,050	0,119	0,690
07:00 - 08:00	32,038	31,350	0,520	0,050	0,119	0,688
09:00 - 11:00	32,862	32,150	0,540	0,053	0,119	0,712
12:00 - 15:00	32,379	31,700	0,508	0,052	0,119	0,679
16:00	32,862	32,150	0,540	0,053	0,119	0,712
17:00 - 18:00	33,168	32,450	0,546	0,054	0,119	0,718
19:00 - 20:00	57,878	55,850	1,747	0,163	0,119	2,028
21:00	57,266	55,270	1,719	0,158	0,119	1,996
22:00	56,516	54,560	1,682	0,155	0,119	1,956
23.00 - 00:00	31,844	31,180	0,496	0,050	0,119	0,664

En el anexo 2.4 se presentan las pérdidas de potencia para el resto de meses tomados como representativos.

### 2.5.1.3 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de energía.

Para determinar las pérdidas de energía asociadas al sistema de subtransmisión se considera las pérdidas de potencia que fueron calculados sin grandes consumidores. El valor de pérdidas de energía para un intervalo de tiempo específico fue calculado de acuerdo a la ec. 2.2

$$E = \sum_{i=1}^n P_i * T_i * 1000 \quad (2.2)$$

Donde:

E: Perdidas de energía (MWH).

Pi: Pérdidas de potencia (KW).

Ti: Número de horas de duración de Pi (h).

Las pérdidas de energía para un día del mes de junio del 2005 para el sistema eléctrico Milagro se presentan en la tabla XIII.

**TABLA XIII. PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE UN DÍA DEL MES DE JUNIO DEL 2005 DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO.**

HORA	Generación Total (MW)	Carga (MW)	Pérdidas potencia (MW)	Generación total (MWH)	Carga (MWH)	Pérdidas de energía (MWH)
01:00 - 04:00	31,478	30,83	0,648	125,914	123,320	2,594
05:00 - 06:00	32,100	31,41	0,690	64,199	62,820	1,379
07:00 - 08:00	32,038	31,35	0,688	64,077	62,700	1,377
09:00 - 11:00	32,862	32,15	0,712	98,585	96,450	2,135
12:00 - 15:00	32,379	31,7	0,679	129,516	126,800	2,716
16:00	32,862	32,15	0,712	32,862	32,150	0,712
17:00 - 18.00	33,168	32,45	0,718	66,337	64,900	1,437
19:00 - 20:00	57,878	55,85	2,028	115,757	111,700	4,057
21:00	57,266	55,27	1,996	57,266	55,270	1,996
22:00	56,516	54,56	1,956	56,516	54,560	1,956
23.00 - 00:00	31,844	31,18	0,664	63,688	62,360	1,328
			<b>TOTAL</b>	<b>874,716</b>	<b>853,030</b>	<b>21,686</b>

Las pérdidas de energía para un día del mes de junio del 2005 son 21,68 MWH, lo cual representa el 2,48% de pérdidas con respecto a la generación.

En el anexo 2.5 se presenta las pérdidas de energía para un día de los meses tomados como representativos para el año.

Para encontrar las pérdidas de energía de un mes se tomo en consideración el mes de junio del 2005 como representativo; y para el periodo comprendido entre Julio del 2004 a junio del 2005 es decir un año, se relacionó los meses en periodos representados por la similitud del comportamiento de la carga de los meses en los cuales se calcularon las pérdidas.

Las pérdidas de energía para el periodo comprendido entre julio del 2004 y junio del 2005 del sistema de subtransmisión se presentan en la tabla XIV.

**TABLA XIV. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DEL PERÍODO ENTRE JULIO DEL 2004 A JUNIO DEL 2005**

MES	Períodos	Demanda energía (MWH)	Carga (MWH)	Pérdidas energía (MWH)	Pérdidas (%)
Octubre	2	25.570,52	24.911,70	658,82	2,58
Diciembre	2	28.663,89	27.893,86	770,03	2,69
Mayo	6	25.401,01	24.799,20	601,81	2,37
Junio	2	27.116,20	26.443,93	672,27	2,48
<b>ENERGIA TOTAL DEL AÑO</b>		<b>315.107,29</b>	<b>307.294,18</b>	<b>7813,10</b>	<b>2,48</b>

Las pérdidas de energía anuales para el período entre julio del 2004 y junio del 2005 son 7.813 MWH, lo cual representa el 2,48% de pérdidas con respecto a la generación total.

Las pérdidas de energía anuales para el mismo periodo en las que están incluidas los grandes consumidores en el sistema eléctrico Milagro se presentan en el anexo 2.6.

#### **2.5.2 Cálculo de pérdidas en el sistema de distribución primario.**

Para calcular las pérdidas en las líneas primarias se determinó una muestra de alimentadores del sistema, clasificándolas de acuerdo al tipo de abonados que sirven (Urbana, Rural y Urbana - Rural).

Los resultados obtenidos en la muestra son extrapolados a todo el sistema de distribución primaria de la Empresa Eléctrica Milagro. El sistema de distribución primaria tiene 39 alimentadoras que arrancan de diferentes subestaciones que pertenecen a la empresa.

Para este estudio se ha tomado como muestra 4 alimentadores primarios que fueron seleccionadas en base al tipo y longitud del conductor; y a las áreas urbanas y rurales del sistema. Los alimentadores seleccionados se presentan en la tabla XV.

**TABLA XV. ALIMENTADORES TOMADOS DE MUESTRA**

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>Tipo</b>	<b>Longitud (Km.)</b>
B6	Urbano	8,36
SALIDA 2	Urbano	10,32
PRADERA 1	Urbano-Rural	6,9
PRADERA 2	Urbano-Rural	8,02

#### **2.5.2.1 Información requerida y disponible del sistema de distribución primario.**

La información disponible por parte de la Empresa Eléctrica Milagro para este estudio fue:

- El trazado físico de las rutas de los alimentadores primarios de la muestra.
- Las características técnicas generales de las líneas de los alimentadores primarios del sistema eléctrico Milagro.
- La capacidad total instalada y la longitud total de los alimentadores de cada subestación del sistema eléctrico Milagro.



Las características técnicas de los alimentadores del sistema eléctrico milagro se presentan en la tabla XVI.

**TABLA XVI. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO**

Subestación	Alimentador	C. instalada (MVA)	Longitud (Km.)
SUR	B6	5,22	8,361
	B8	3,20	10
	B9	5,20	8,3
	SALIDA 2	3,34	10,32
	SALIDA 3	2,35	2,7
NORTE	PRADERA 1	1,84	6,9
	PRADERA 2	3,83	8,02
	MATA CACAO	3,17	52,5
	CARRIZAL	2,42	12,34
MONTERO	SALIDA1	1,91	1,5
	SALIDA 2	2,5	20,3
	SALIDA 3	3	2
	SALIDA 4	2,11	19,86
	KM 4	3	11,6
PUERTO INCA	VILLANUEVA	1,8	31,3
	CERRO PELADO	2,5	17,5
	BALANKIR	2,21	2,5
NARANJAL	AV.OLMEDO	0,93	1,5
	BALAO	2,04	22,85
	ROCAFUERTE	1,43	2
	SALIDA 4	0,85	9,85
TRONCAL	PUNTILLA	1,22	6
	LA TRONCAL	4,2	1,5
	COCHANCAY	5,1	9,55
	INGENIO	1	6,8
BUCAY	BUCAY	1,75	10
	CENTRO	1,77	2,5
	TAKARA	5,6	25,7
	SANTUARIO	2,01	26
TRIUNFO	M.J CALLE	1,57	23
	PTE. PAYO	0,87	15,5
	EL TRIUNFO	6,27	25
MARCELINO MARIDUEÑA	SALIDA1	2,9	6,5
	SALIDA 2	4,66	1
	SALIDA 3	7,6	16,85

	SALIDA 4	2,9	14,3
	SALIDA 5	0,8	6,5
YAGUACHI	SALIDA1	0,08	20,2
	SALIDA 2	4,51	6,72

Debido a que no existe la suficiente información disponible de los alimentadores primarios para realizar el cálculo más exacto de las pérdidas se realizó la búsqueda de información por medio de lo siguiente:

**a. Levantamiento físico.**

Se realizó el levantamiento físico de las rutas de las líneas primarias de la muestra, en la cual se ha establecido lo siguiente:

Ubicación y capacidad de los transformadores de distribución (nodos de carga) por fase. En el anexo 2.7 se presentan el levantamiento físico de las líneas primarias de la muestra.

**b. Información de la carga.**

Para el estudio realizado se necesitó de la siguiente información:

- Las curvas de carga de arranque de alimentadoras, para poder determinar la demanda máxima, el

factor de pérdidas, factor de carga y factor de utilización.

- Las curvas de carga de algunos transformadores de distribución, dispuestos para poder determinar el comportamiento de la carga; el tiempo de demanda máxima, el factor de carga, el factor de potencia y el factor de utilización.

Después de haber determinado cuales son los alimentadores de estudio, se procedió a colocar dos equipos de medición electrónicos en algunos transformadores de distribución, para que registren lecturas de potencia activa, reactiva, factor de potencia y de energía en períodos de tiempo específicos.

De estas mediciones se procedió a realizar las curvas de carga para determinar la demanda máxima, y los factores de carga y de utilización. En el Anexo 2.8 se presenta una curva de carga de cada transformador con sus respectivos factores.

Una vez obtenidas las curvas de carga, se determinó cuál era el comportamiento de la carga y el periodo donde se producía la demanda máxima, y con esa referencia proceder a tomar lecturas de corriente en horas de demanda máxima en transformadores previamente seleccionados de forma aleatoria como muestra, de los cuatro alimentadores que se tomaron como estudio.

#### **2.5.2.2 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.**

Debido al desequilibrio que existe entre las fases de un alimentador se realizó el cálculo de pérdidas de potencia considerando a cada fase como independiente.

Para obtener las pérdidas máximas de potencia por cada fase de las líneas primarias de la muestra, se realizó el siguiente procedimiento:

Con la corriente máxima medida y la corriente nominal de cada transformador de distribución, se determinó el porcentaje de carga (factor de utilización) de cada transformador seleccionado.

Con los porcentajes establecidos, la capacidad y ubicación de cada transformador en las que no se realizaron mediciones se determinó la corriente máxima en los nodos de carga restantes de cada alimentador de muestra.

Con el número de nodos que tiene cada fase de un alimentador, la capacidad nominal de cada nodo, el factor de potencia y el factor de utilización, se obtiene la carga máxima en todos los nodos de carga de ese alimentador.

Se toman como puntos de carga las derivaciones de cada fase, teniendo en consideración la capacidad total instalada en cada derivación; así como también la longitud, el factor de potencia y el factor de utilización de los transformadores que se encuentre en cada derivación. También se consideró las pérdidas de potencia que se producen en cada línea de derivación.

Se calcula la corriente máxima por tramo y caída de voltaje en cada nodo del alimentador, teniendo como datos la carga máxima en cada nodo y el factor de potencia,

utilizando el método de la constante K y el método escalonado.

Con la corriente máxima calculada y los parámetros de cada tramo de la línea primaria se calculan las pérdidas por fase, utilizando la ec. 2.3.

$$P = \sum_{K=1}^n (I_{\text{TramoK}})^2 R_K \quad (2.3)$$

Donde:

P: Pérdida de Potencia por fase de la línea primaria (KW)

$I_{\text{TramoK}}$ : corriente máxima por fase del tramo k. (A)

$R_K$ : Resistencia / fase del tramo k de la línea primaria ( $\Omega$ )

n: Numero de tramos de la línea primaria

En el anexo 2.9 se presentan las pérdidas de potencia por tramo para cada fase de los alimentadores de muestra, con sus derivaciones. En la tabla XVII se presentan las pérdidas de potencia máxima por fase en los alimentadores de muestra.

**TABLA XVII. PÉRDIDAS DE POTENCIA MÁXIMA POR FASE DE LOS ALIMENTADORES DE MUESTRA**

ALIMENTADOR	FASE	DEMANDA MAX KW	PÉRDIDAS KW	PÉRDIDAS (%)
B6	A	1162,64	42,46	3,65
	B	604,91	11,74	1,94
	C	1003,85	34,85	3,47
<b>TOTAL</b>		<b>2771,40</b>	<b>89,05</b>	<b>3,21</b>
SALIDA 2	A	640,91	16,51	2,58
	B	651,69	13,71	2,10
	C	744,07	27,76	3,73
<b>TOTAL</b>		<b>2036,67</b>	<b>57,99</b>	<b>2,85</b>
PRADERA 1	A	215,57	0,81	0,38
	B	466,53	2,54	0,54
	C	780,33	9,96	1,28
<b>TOTAL</b>		<b>1462,43</b>	<b>13,31</b>	<b>0,91</b>
PRADERA 2	A	1109,78	34,05	3,07
	B	737,27	10,05	1,36
	C	660,41	16,49	2,50
<b>TOTAL</b>		<b>2507,46</b>	<b>60,59</b>	<b>2,42</b>

En la tabla XVIII se presenta las pérdidas máximas totales de potencia en las muestras de alimentadoras.

**TABLA XVIII. PÉRDIDAS DE POTENCIA MÁXIMA TOTALES DE LOS ALIMENTADORES DE MUESTRA**

ALIMENTADOR	D. MAX KW	PÉRDIDAS KW	PÉRDIDAS %
B6	2771,40	89,05	3,21
SALIDA 2	2036,67	57,99	2,85
PRADERA 1	1462,43	13,31	0,91
PRADERA 2	2507,46	60,59	2,42
<b>TOTAL</b>	<b>8777,95</b>	<b>220,93</b>	<b>2,52</b>

### a. Extrapolación al sistema total.

Para extrapolar las pérdidas de potencia a todo el sistema de distribución primario se realizó lo siguiente:

- Clasificar los alimentadores del sistema en urbanas y rurales, considerando la demanda máxima, la longitud y las características de cada línea primaria (calibre y tipo de conductor).
- Con las pérdidas máximas de potencia, la demanda máxima y la longitud de las líneas primarias de la muestra, se determina una relación que se utiliza para calcular las pérdidas de potencia para el resto de las líneas primarias mediante la ec. 2.4.

$$P_L = D_{máx}^2 * L * k \quad (2.4)$$

Donde:

$P_L$ : Pérdidas máximas de potencia del alimentador (KW)

$D_{máx}$ : Potencia máxima del alimentador (KW)

L: longitud del alimentador (Km.)

K: constante, que esta en función de las pérdidas de potencia, la demanda máxima y la longitud de las líneas primarias de la muestra.



La constante K depende de que las líneas primarias del resto del sistema y las líneas tomadas como muestra sean del mismo tipo o tengan similares características, como son el calibre de los conductores y tipo de alimentadores. Las pérdidas máximas de potencia del total de las líneas primarias del sistema se presentan en la tabla XIX.

**TABLA XIX. PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTALES DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO**

SUBESTACION	ALIMENTADOR	D. MAX MW	PERDIDAS KW	PERDIDAS %
SUR	B6 <sup>1</sup>	2,80	89,05	3,18
	B8 <sup>1</sup>	2,24	69,59	3,11
	B9 <sup>1</sup>	3,38	131,51	3,89
	SALIDA 2 <sup>2</sup>	2,17	57,99	2,85
	SALIDA 3 <sup>2</sup>	1,53	8,53	0,56
NORTE	PRADERA 1 <sup>3</sup>	1,42	13,31	0,91
	PRADERA 2 <sup>4</sup>	2,51	60,59	2,42
	MATA CACAO <sup>3</sup>	2,00	188,82	9,45
	CARRIZAL <sup>3</sup>	1,52	25,87	1,70
MONTERO	SALIDA 1 <sup>3</sup>	1,05	1,49	0,14
	SALIDA 2 <sup>3</sup>	1,38	34,61	2,52
	SALIDA 3 <sup>3</sup>	1,65	4,91	0,30
	SALIDA 4 <sup>3</sup>	1,16	24,12	2,08
	KM 4 <sup>3</sup>	1,65	28,48	1,73
PUERTO INCA	VILLANUEVA <sup>4</sup>	0,94	32,95	3,52
	CERRO PELADO <sup>4</sup>	1,30	35,54	2,73
	BALANKIR <sup>4</sup>	1,15	3,97	0,35
NARANJAL	AV.OLMEDO <sup>2</sup>	0,71	1,02	0,14
	BALAO <sup>2</sup>	1,55	74,40	4,80
	ROCAFUERTE <sup>2</sup>	1,09	3,20	0,29
	SALIDA 4 <sup>2</sup>	0,65	5,57	0,86
TRONCAL	PUNTILLA <sup>4</sup>	0,51	1,89	0,37
	LA TRONCAL <sup>1</sup>	1,76	4,21	0,24
	COCHANCAY <sup>2</sup>	2,14	59,36	2,77
	INGENIO <sup>2</sup>	0,42	1,62	0,39
BUCA Y	BUCA Y <sup>4</sup>	0,68	5,60	0,82
	CENTRO <sup>1</sup>	0,69	1,65	0,24

	TAKARA <sup>3</sup>	2,18	110,54	5,06
	SANTUARIO <sup>3</sup>	0,78	14,41	1,84
<b>TRIUNFO</b>	M.J CALLE <sup>3</sup>	1,02	21,60	2,12
	PTE. PAYO <sup>4</sup>	0,57	5,96	1,05
	EL TRIUNFO <sup>4</sup>	4,08	498,93	12,24
<b>MARCELINO MARIDUEÑA</b>	SALIDA 1 <sup>4</sup>	1,57	19,15	1,22
	SALIDA 2 <sup>3</sup>	2,52	5,71	0,23
	SALIDA 3 <sup>2</sup>	4,10	384,45	9,37
	SALIDA 4 <sup>4</sup>	1,57	42,14	2,69
	SALIDA 5 <sup>3</sup>	0,43	1,09	0,25
<b>YAGUACHI</b>	SALIDA 1 <sup>3</sup>	0,04	0,03	0,07
	SALIDA 2 <sup>3</sup>	2,16	28,40	1,31
<b>TOTAL</b>		<b>61,05</b>	<b>2.102,24</b>	<b>3,45</b>

Las pérdidas de potencia son de 2.102,24 KW, que representa el 3.45% con respecto a la demanda máxima de 61,05 MW.

### 2.5.2.3 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de energía.

Se calcula las pérdidas de energía tomando en consideración la demanda máxima de cada alimentador del sistema; el factor de pérdidas y el factor de carga de cada subestación del sistema eléctrico Milagro. Las pérdidas de Energía para los alimentadores se calculan de acuerdo a la ec 2.5

$$P_E = P_{\max} * F_p * T \quad (2.5)$$

Donde:

$P_E$  : Pérdidas de Energía, para un periodo T (KWH)

$P_{\max}$ : Pérdidas de potencia máxima (KW)

$F_p$ : Factor de pérdidas de las líneas primarias del sistema

T: Periodo de tiempo considerado (horas)

El factor de pérdidas se calculó mediante la ec. 2.6

$$F_p = \frac{\sum D_i^2 * T_i}{T * D_{máx}^2} \quad (2.6)$$

Donde:

$D_i$ : Demanda para cada intervalo de tiempo (KW)

$D_{máx}$ : Demanda máxima (KW)

$T_i$ : Duración del intervalo i (horas)

T: Periodo total de tiempo considerado (horas)

Las pérdidas de energía de la muestra y del sistema total para el mes de junio del 2005 se presentan en las tablas XX y XXI.

**TABLA XX. PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL MES DE JUNIO DEL 2005 DE LOS ALIMENTADORES DE MUESTRA**

Alimentador	Factor de Carga	Factor de pérdidas	D. Energía (KWH)	Pérdidas energía (KWH)	Pérdidas (%)
B6	0,68	0,45	1357.313,92	25.894,08	1,91
SALIDA 2	0,64	0,52	940.584,96	19.058,08	2,03
PRADERA 1	0,59	0,40	603.892,89	3.530,88	0,58
PRADERA 2	0,6	0,40	1064.507,96	15.393,60	1,45
<b>TOTAL</b>			<b>3966.299,73</b>	<b>63.876,64</b>	<b>1,61</b>

**TABLA XXI. PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL MES DE JUNIO DEL 2005  
DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO**

SUBESTACION	ALIMENTADOR	Demanda máxima (MW)	Factor de Carga	Factor de pérdidas	Demanda Energía (MWH)	Pérdidas energía (MWH)	Pérdidas (%)
SUR	B6	2,80	0,68	0,45	1.369,29	28,85	2,11
	B8	2,24	0,70	0,43	1.128,96	21,54	1,91
	B9	3,38	0,64	0,43	1.557,50	40,71	2,61
	SALIDA 2	2,04	0,64	0,52	938,19	21,71	2,31
	SALIDA 3	1,53	0,64	0,52	703,87	3,20	0,45
NORTE	PRADERA 1	1,46	0,59	0,40	621,06	3,83	0,62
	PRADERA 2	2,51	0,60	0,40	1.064,51	17,45	1,64
	MATA CACAO	2,00	0,60	0,40	862,75	54,38	6,30
	CARRIZAL	1,52	0,58	0,40	636,67	7,45	1,17
MONTERO	SALIDA1	1,05	0,63	0,53	476,51	0,57	0,12
	SALIDA 2	1,38	0,61	0,45	603,90	11,21	1,86
	SALIDA 3	1,65	0,65	0,45	772,20	1,59	0,21
	SALIDA 4	1,16	0,57	0,45	476,27	7,81	1,64
	KM 4	1,65	0,65	0,45	772,20	9,23	1,19
PUERTO INCA	VILLANUEVA	0,94	0,63	0,47	424,57	11,15	2,63
	CERRO PELADO	1,30	0,62	0,47	580,32	12,03	2,07
	BALANKIR	1,15	0,65	0,47	537,83	1,34	0,25
NARANJAL	AV.OLMEDO	0,71	0,67	0,47	340,96	0,34	0,10
	BALAO	1,55	0,40	0,47	446,52	25,18	5,64
	ROCAFUERTE	1,09	0,52	0,47	406,90	1,08	0,27
	SALIDA 4	0,65	0,61	0,47	283,72	1,88	0,66
TRONCAL	PUNTILLA	0,51	0,63	0,42	232,42	0,57	0,25
	LA TRONCAL	1,76	0,67	0,42	850,95	1,27	0,15
	COCHANCAJ	2,14	0,65	0,42	1.002,46	17,95	1,79
	INGENIO	0,42	0,64	0,42	193,54	0,49	0,25
BUCAY	BUCAY	0,68	0,67	0,46	329,24	1,85	0,56
	CENTRO	0,69	0,67	0,46	333,00	0,55	0,16
	TAKARA	2,18	0,58	0,46	912,04	36,61	4,01
	SANTUARIO	0,78	0,67	0,46	378,15	4,77	1,26
TRIUNFO	M.J CALLE	1,02	0,66	0,46	484,94	7,15	1,48
	PTE. PAYO	0,57	0,67	0,46	272,80	1,97	0,72
	EL TRIUNFO	4,08	0,66	0,46	1.936,68	165,25	8,53
MARCELINO MARIDUEÑA	SALIDA1	1,57	0,52	0,29	586,31	4,00	0,68
	SALIDA 2	2,52	0,51	0,29	924,02	1,19	0,13
	SALIDA 3	4,10	0,40	0,29	1.181,95	80,27	6,79
	SALIDA 4	1,57	0,51	0,29	575,04	8,80	1,53
	SALIDA 5	0,43	0,51	0,29	158,63	0,23	0,14
YAGUACHI	SALIDA1	0,04	0,58	0,45	16,04	0,01	0,05
	SALIDA 2	2,16	0,60	0,45	935,19	9,20	0,98

<b>TOTAL</b>	<b>26.308,0 8</b>	<b>624,69</b>	<b>2,37</b>
--------------	-----------------------	---------------	-------------

Las pérdidas de energía del sistema de distribución primaria para el mes de junio del 2005 es de 624,69 MWH, que representa el 2.37% con respecto a la energía total, 26.308,08 MWH.

### **2.5.3 Cálculo de pérdidas en los transformadores de distribución.**

En el cálculo de pérdidas en los transformadores de distribución se debe considerar dos tipos de pérdidas que están relacionadas a un transformador como son: las pérdidas por energización situadas en el núcleo llamadas **pérdidas en vacío**, y las pérdidas por la circulación de corriente en los devanados llamadas **pérdidas de cobre**.

Para determinar las pérdidas en los transformadores de distribución se toma en consideración el número de transformadores que se seleccionaron por cada alimentador que se escogió como muestra para el cálculo de las pérdidas en las líneas primarias. Los resultados obtenidos son extrapolados al sistema total de transformadores de distribución de la empresa.

### 2.5.3.1 Información requerida y disponible de los transformadores.

La información disponible de los transformadores de distribución entregada por la Empresa Eléctrica Milagro fue:

- Las características técnicas de los transformadores para cada capacidad nominal así como relación de tensión, número de fases, pérdidas en vacío y pérdidas de cobre nominal.
- Capacidad nominal total instalada de transformadores de cada alimentador primario.

En la tabla XXII se presenta las características técnicas por capacidad de los transformadores de distribución.

**TABLA XXII. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS POR CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

Capacidad (KVA)	# de Fases	Relación AT/BT	P <sub>o</sub> (KW)	P <sub>cu</sub> (KW)
5	1	7620/120-240	33,7	72,7
10	1	7620/120-240	56,5	143,9
15	1	7620/120-240	75	198
25	1	7620/120-240	124,3	297,4
37,5	1	7620/120-240	151,2	402,2
50	1	7620/120-240	169,1	617,5
75	1	7620/120-240	255	815

La información requerida para el cálculo de pérdidas en los transformadores es la siguiente:

**a. Levantamiento físico.**

En el levantamiento físico de los transformadores de distribución se ha establecido lo siguiente:

- El número y la capacidad instalada de transformadores de distribución en los alimentadores escogidos como muestra.
- Los tipos de usuarios que están conectados a los transformadores que se seleccionaron para calcular las pérdidas a nivel de circuito primario, según la clasificación de servicio residencial, comercial e industrial. El servicio residencial puede ser determinado como residencial alto, medio y bajo.

El levantamiento físico de los transformadores de distribución de las muestras de las líneas se presenta en el Anexo 2.10.



### **b. Información de la carga.**

Las mediciones requeridas de los transformadores como curvas de carga, demanda máxima, factor de carga y factor de potencia fueron tomadas de las mediciones realizadas para el cálculo de pérdidas en alimentadores de muestra.

#### **2.5.3.2 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.**

Para calcular las pérdidas de potencia en los transformadores de distribución se realizó el siguiente procedimiento:

Con las mediciones de demanda máxima y curvas de carga realizadas en los transformadores de muestra, se determina el factor de utilización mediante la ec. 2.7

$$Fu = \frac{D_{m\acute{a}x}}{KV_{NOM} * Fp_T} \quad (2.7)$$

Donde.

Fu: Factor de utilización.

D<sub>Máx</sub>: Demanda máxima del transformador (KW).

KVA<sub>NOM</sub>: Capacidad nominal del transformador (KVA).

Fp<sub>T</sub>: Factor de potencia del transformador.

Los datos de demanda máxima y de factor de utilización de la muestra de transformadores se presentan en el Anexo 2.11

Se determinó el número y la capacidad de los transformadores que existen en los cuatro alimentadores seleccionados como muestra para calcular las pérdidas en vacío y en el cobre. Las pérdidas en el cobre depende del porcentaje que esta cargado el transformador.

Las pérdidas de potencia totales para cada capacidad de transformador de cada alimentador se calculan de acuerdo a la ec. 2.8.

$$P_T = n * (P_o + P_{CU} * FU^2) \quad (2.8)$$

Donde:

$P_T$ : Pérdidas de potencia máxima (KW)

$P_o$ : Pérdidas de vacío / capacidad de transformador (KW)

$P_{CU}$ : Pérdidas de cobre / capacidad de transformador (KW)

FU: Factor de utilización medido por capacidad de transformador.

n: Número de transformadores por capacidad.

Las pérdidas de potencia por capacidad de transformador para cada alimentador que se escogió como muestra se presentan en la tabla XXIII.

**TABLA XXIII. PÉRDIDAS DE POTENCIA POR CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR PARA CADA ALIMENTADOR DE MUESTRA**

Alimentador	Capacidad (KVA)	Cantidad	Factor de utilización	P <sub>o</sub> (KW)	P <sub>cu</sub> (KW)	Pérdidas de potencia (KW)
<b>B6</b>	10	9	0.72	0.06	0.14	1.18
	15	6	0.34	0.08	0.20	0.59
	25	26	1.01	0.12	0.30	11.12
	37.5	25	0.33	0.15	0.40	4.87
	50	27	0.31	0.17	0.62	6.20
	50	15	0.50	0.17	0.62	4.82
	50	18	0.70	0.17	0.62	8.50
	50	3	0.89	0.17	0.62	1.98
<b>SALIDA 2</b>	75	4	0.50	0.26	0.82	1.84
	10	13	0.29	0.06	0.14	0.89
	15	9	0.32	0.08	0.20	0.86
	25	16	0.50	0.12	0.30	3.18
	37.5	10	0.42	0.15	0.40	2.22
	50	17	0.57	0.17	0.62	6.29
	50	11	0.70	0.17	0.62	5.19
<b>PRADERA-1</b>	50	16	0.88	0.17	0.62	10.36
	10	10	0.47	0.06	0.14	0.88
	15	2	0.53	0.08	0.20	0.26
	25	20	0.90	0.12	0.30	7.30
	37.5	11	0.66	0.15	0.40	3.59
<b>PRADERA-2</b>	50	16	0.85	0.17	0.62	9.84
	10	11	0.50	0.06	0.14	1.02
	15	8	0.50	0.08	0.20	1.00
	25	15	0.60	0.12	0.30	3.47
	37.5	26	0.75	0.15	0.40	9.81
	50	13	1.00	0.17	0.62	10.23
	50	7	0.90	0.17	0.62	4.68
	50	25	0.65	0.17	0.62	10.75

Las pérdidas de potencia totales en los transformadores de los alimentadores de muestra se presentan en la tabla XXIV.

**TABLA XXIV. PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTALES EN LOS TRANSFORMADORES DE LOS ALIMENTADORES DE MUESTRA**

<b>Alimentador</b>	<b>Demanda máxima (KW)</b>	<b>Pérdida potencia (KW)</b>	<b>Pérdidas (%)</b>
<b>B6</b>	2.796,74	41,11	1,47
<b>SALIDA 2</b>	2.036,67	28,98	1,42
<b>PRADERA 1</b>	1.462,43	21,88	1,50
<b>PRADERA 2</b>	2.505,90	40,96	1,63
<b>TOTAL</b>	<b>8.801,74</b>	<b>132,93</b>	<b>1,51</b>

Las pérdidas de potencia en los transformadores es 132,93 KW, que con respecto a la demanda máxima 8.801,74 KW, representa el 1.51%.

**a. Extrapolación al sistema total.**

Para extrapolar las pérdidas de potencia de los transformadores de distribución de muestra al sistema total se realiza el siguiente procedimiento:

- Las pérdidas en vacío y en cobre en los transformadores del resto de las alimentadoras del sistema se la obtiene mediante una relación directa con las pérdidas totales en vacío y en cobre de las alimentadoras de muestra, tomando en consideración la capacidad total instalada de los transformadores en las líneas primarias y que el resto

de alimentadores primarios sean del mismo tipo que los escogidos como muestra.

- Para calcular las pérdidas de vacío y de cobre en los transformadores de distribución del sistema se determinaron dos factores de acuerdo a las ec. 2.9 y 2.10.

$$F_O = \frac{P_O}{KVA_{INST}} \quad (2.9) \qquad F_{CU} = \frac{P_{CU}}{KVA_{INST}} \quad (2.10)$$

Donde:

$F_O$ : Factor de las pérdidas de vacío

$F_{CU}$ : Factor de las pérdidas de cobre

$P_O$ : Pérdidas de vacío de los transformadores de muestra

$P_{CU}$ : Pérdidas de cobre de los transformadores de muestra

$KVA_{INST}$ : Capacidad instalada de los transformadores de muestra (KVA)

- Las pérdidas de potencia de los transformadores de distribución para cada alimentador se calculan mediante la ec. 2.11.

$$P = F_O(KVA_{INST}) + F_{CU}(KVA_{INST}) * Fu^2 \quad (2.11)$$

Donde:

P: Pérdidas en los transformadores de distribución de cada alimentador (KW)

$F_o$ : Factor de pérdidas de vacío

$F_{cu}$ : Factor de pérdidas de cobre

$KVA_{INST}$ : Capacidad instalada de transformadores por alimentador (KVA)

$F_u$ : Factor de utilización por alimentador.

Las pérdidas de potencia en los transformadores de distribución del sistema total de alimentadores primarios de la EEMCA se presentan en la tabla XXV.

**TABLA XXV. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA TOTAL DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA EEMCA**

Subestación	Alimentador	Cap. Instalada (KVA)	factor de utilización	Demanda máxima (KW)	$P_o$ (KW)	$P_{cu}$ (KW)	Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas (%)
SUR	B6	5.220	0,54	2.796,74	19,64	62,43	41,11	1,47
	B8	3.200	0,7	2.240,00	12,05	38,29	30,81	1,38
	B9	5.200	0,65	3.380,00	19,82	63,56	46,68	1,38
	SALIDA 2	3.340	0,65	2.036,67	12,35	39,60	28,98	1,33
	SALIDA 3	2.350	0,65	1.527,50	8,96	28,73	21,09	1,38
NORTE	PRADERA 1	1.843	0,77	1.462,43	7,57	22,09	21,88	1,54
	PRADERA 2	3.830	0,65	2.505,90	14,63	45,87	40,96	1,63

	MATA CACAO	3.170	0,63	1.997,1 0	12,1 1	37,9 7	27,18	1,36
	CARRIZAL	2.420	0,63	1.524,6 0	9,94	29,0 1	21,46	1,41
MONTERO	SALIDA1	1.910	0,55	1.050,5 0	7,29	22,8 8	14,21	1,35
	SALIDA 2	2.500	0,55	1.375,0 0	9,55	29,9 4	18,61	1,35
	SALIDA 3	3.000	0,55	1.650,0 0	12,3 3	35,9 6	23,20	1,41
	SALIDA 4	2.110	0,55	1.160,5 0	8,67	25,3 0	16,32	1,41
	KM 4	3.000	0,55	1.650,0 0	11,4 6	35,9 3	22,33	1,35
	PUERTO INCA	VILLANUEVA	1.800	0,52	936,00	6,87	21,5 6	12,70
CERRO PELADO		2.500	0,52	1.300,0 0	9,55	29,9 4	17,64	1,36
BALANKIR		2.210	0,52	1.149,2 0	9,08	26,4 9	16,24	1,41
NARANJAL	AV.OLMEDO	930	0,76	706,80	3,55	11,3 7	10,11	1,43
	BALAO	2.040	0,76	1.550,4 0	7,68	24,4 1	21,78	1,40
	ROCAFUERTE	1.430	0,76	1.086,8 0	5,45	17,4 8	15,55	1,43
	SALIDA 4	850	0,76	646,00	3,25	10,1 8	9,13	1,41
TRONCAL	PUNTILLA	1.220	0,42	512,40	5,01	14,6 3	7,59	1,48
	LA TRONCAL	4.200	0,42	1.764,0 0	16,0 1	51,3 4	25,07	1,42
	COCHANCAY	5.100	0,42	2.142,0 0	19,2 0	61,0 3	29,97	1,40
	INGENIO	1.000	0,42	420,00	3,76	11,9 7	5,88	1,40
BUCAY	BUCAY	1.750	0,39	682,50	6,67	21,3 9	9,92	1,45
	CENTRO	1.770	0,39	690,30	6,66	21,1 8	9,89	1,43
	TAKARA	5.600	0,39	2.184,0 0	21,3 9	67,0 7	31,59	1,45
	SANTUARIO	2.010	0,39	783,90	8,26	24,1 0	11,92	1,52
TRIUNFO	M.J CALLE	1.570	0,65	1.020,5 0	5,98	19,1 9	14,09	1,38
	PTE. PAYO	870	0,65	565,50	3,32	10,4 2	7,73	1,37
	TRIUNFO	6.270	0,65	4.075,5 0	23,9 5	75,1 0	55,67	1,37
MARCELIN O	SALIDA1	2.900	0,54	1.566,0 0	11,0 8	34,7 3	21,20	1,35

MARIDUEÑ A	SALIDA 2	4.660	0,54	2.516,4 0	17,7 6	56,9 6	34,37	1,37
	SALIDA 3	7.600	0,54	4.104,0 0	28,6 1	90,9 4	55,13	1,34
	SALIDA 4	2.900	0,54	1.566,0 0	11,9 1	34,7 7	22,05	1,41
	SALIDA 5	800	0,54	432,00	3,29	9,59	6,08	1,41
	SALIDA 1	80	0,48	38,40	0,30	0,98	0,53	1,38
YAGUACHI	SALIDA 2	4.510	0,48	2.164,8 0	16,9 8	53,9 7	29,41	1,36

La demanda máxima de los alimentadores del sistema es 60.960,35 KW, las pérdidas de potencia totales en los transformadores de distribución es 856,08 KW que corresponde al 1,40 %.

### 2.5.3.3 Procedimiento para en cálculo de pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía para el sistema total de los transformadores de distribución se calculan de la misma manera que las pérdidas de energía en los alimentadores es decir con la ec. 2.5. Las pérdidas de energía para el mes de Junio del 2005 de los transformadores de muestra se presentan en la tabla XXVI.

**TABLA XXVI. PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA EL MES DE JUNIO DEL 2005 DE LOS TRANSFORMADORES DE MUESTRA.**

Alimentador	Factor de Carga	Factor de pérdidas	Demanda energía (MWH)	Pérdidas energía (MWH)	Pérdidas (%)
B6	0,68	0,45	1.369.28	13,32	0,97



<b>SALIDA 2</b>	0,64	0,52	938,49	10,85	1,16
<b>PRADERA 1</b>	0,59	0,40	621,24	6,30	1,01
<b>PRADERA 2</b>	0,6	0,40	1.082,55	11,79	1,09
<b>TOTAL</b>			<b>4.011,57</b>	<b>42,27</b>	<b>1,05</b>

Las pérdidas de energía para el mes de Junio del 2005 del sistema total de transformadores de la EEMCA se presentan en la tabla XXVII.

**TABLA XXVII. PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA EL MES DE JUNIO DEL 2005 DEL SISTEMA TOTAL DE TRANSFORMADORES DE LA EEMCA**

Subestación	Alimentador	Cap. Instalada (KVA)	Factor de carga	Factor de pérdidas	Demanda energía (MWH)	Pérdidas energía (MWH)	Pérdidas (%)
<b>SUR</b>	B6	5.220	0,68	0,45	1.369,29	13,32	0,97
	B8	3.200	0,70	0,43	1.128,96	9,54	0,84
	B9	5.200	0,64	0,43	1.557,50	14,45	0,93
	SALIDA 2	3.340	0,64	0,52	938,50	10,85	1,08
	SALIDA 3	2.350	0,64	0,52	703,87	7,90	1,12
<b>NORTE</b>	PRADERA 1	1.843	0,59	0,40	621,24	6,30	1,04
	PRADERA 2	3.830	0,60	0,40	1.082,55	11,80	1,09
	MATA CACAO	3.170	0,60	0,40	862,75	7,83	0,91
	CARRIZAL	2.420	0,58	0,40	636,67	6,18	0,97
<b>MONTERO</b>	SALIDA 1	1.910	0,63	0,53	476,51	5,42	1,14
	SALIDA 2	2.500	0,61	0,45	603,90	6,03	1,00
	SALIDA 3	3.000	0,65	0,45	772,20	7,52	0,97
	SALIDA 4	2.110	0,57	0,45	476,27	5,29	1,11
	KM 4	3.000	0,65	0,45	772,20	7,23	0,94
<b>PUERTO INCA</b>	VILLANUEVA	1.800	0,63	0,47	424,57	4,30	1,01
	CERRO PELADO	2.500	0,62	0,47	580,32	5,97	1,03
	BALANKIR	2.210	0,65	0,47	537,83	5,50	1,02
<b>NARANJAL</b>	AV.OLMEDO	930	0,67	0,47	340,96	3,42	1,00
	BALAO	2.040	0,40	0,47	446,52	7,37	1,65
	ROCAFUERTE	1.430	0,52	0,47	406,90	5,26	1,29
	SALIDA 4	850	0,61	0,47	283,72	3,09	1,09
<b>TRONCAL</b>	PUNTILLA	1.220	0,63	0,42	232,42	2,30	0,99
	LA TRONCAL	4.200	0,67	0,42	850,95	7,58	0,89

	COCHANCAY	5.100	0,65	0,42	1.002,46	9,06	0,90
	INGENIO	1.000	0,64	0,42	193,54	1,78	0,92
<b>BUCA Y</b>	BUCA Y	1.750	0,67	0,46	329,24	3,29	1,00
	CENTRO	1.770	0,67	0,46	333,00	3,27	0,98
	TAKARA	5.600	0,58	0,46	912,04	10,46	1,15
	SANTUARIO	2.010	0,67	0,46	378,15	3,95	1,04
<b>TRIUNFO</b>	M.J CALLE	1.570	0,66	0,46	484,94	4,67	0,96
	PTE. PAYO	870	0,67	0,46	272,80	2,56	0,94
	TRIUNFO	6.270	0,66	0,46	1.936,68	18,44	0,95
<b>MARCELIN O MARIDUEÑA</b>	SALIDA 1	2.900	0,52	0,29	586,31	4,43	0,76
	SALIDA 2	4.660	0,51	0,29	924,02	7,18	0,78
	SALIDA 3	7.600	0,40	0,29	1.181,95	11,51	0,97
	SALIDA 4	2.900	0,51	0,29	575,04	4,60	0,80
	SALIDA 5	800	0,51	0,29	158,63	1,27	0,80
<b>YAGUACHI</b>	SALIDA 1	80	0,58	0,45	16,04	0,17	1,07
	SALIDA 2	4.510	0,60	0,45	935,19	9,53	1,02
<b>TOTAL</b>					<b>26.326,6</b>	<b>260,61</b>	<b>0,99</b>

Las pérdidas de energía en los transformadores de distribución son de 260.61 MWH, que con respecto a la energía total que es 26.326,6 MWH, representa el 0,99 %.

#### 2.5.4 Cálculo de pérdidas en los circuitos secundarios.

La metodología para el cálculo de pérdidas de potencia y energía en circuitos secundarios está dirigida hacia circuitos secundarios radiales las misma que están constituidas por secciones de poste a poste, en cada una de estas secciones la carga se encuentra al final de cada sección.

### 2.5.4.1 Información disponible y requerida de los circuitos secundarios.

Debido a que la empresa no poseía información disponible para realizar los cálculos de pérdidas en los circuitos secundarios, de la muestra de transformadores de distribución se escogieron 30 circuitos. La información requerida para el estudio es la siguiente:

#### a. Levantamiento físico.

El número de circuitos secundarios de la muestra fueron seleccionados de acuerdo al tipo de alimentador como se presenta en la tabla XXVIII.

**TABLA XXVIII. NÚMERO DE CIRCUITOS SECUNDARIOS DE MUESTRA DE ACUERDO AL TIPO DE ALIMENTADOR.**

<b>Tipo</b>	<b>Alimentador</b>	<b># de Circuitos</b>
Urbano	Salida 2	6
	B6	8
Urbano-Rural	Pradera 1	6
	Pradera 2	10

Para cada circuito secundario de muestra se realizó su levantamiento físico para obtener información acerca de su

configuración, distancias entre postes, tipo de conductor, tipo de luminarias, número de clientes o abonados en cada poste.

En la tabla XXIX se presenta las características técnicas de los conductores de los circuitos secundarios de la muestra.

**TABLA XXIX. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS CONDUCTORES DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DE LA MUESTRA.**

Conductor	Tipo	Calibre	Resistencia ( $\Omega$ /mts.)	Reactancia ( $\Omega$ /mts.)
Fase	Al desnudo	# 2 AWG	0,0011	0,0004
Neutro	Al desnudo	# 4 AWG	0,0016	0,0004

#### **b. Información técnica de la carga.**

Con la información obtenida del levantamiento de los diferentes circuitos secundarios de muestra se pudo determinar:

- Número de abonados servidos en cada poste del circuito secundario.

- Consumo promedio mensual de cada uno de los abonados y a su vez la demanda promedio del grupo de usuarios o clientes servidos en cada poste.
- Características técnicas para cada tipo de luminaria como se muestra en la tabla XXX.

**TABLA XXX. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CADA TIPO DE LUMINARIA.**

Tipo	Potencia Nominal (W)	Pérdidas accesorios (W)	Potencia real (W)	Factor de potencia
Hg	80	12	92	0,2
	125	19	144	0,2
	150	30	180	0,5
	175	59,2	234,2	0,54
	250	59,8	309,8	0,49
	400	44	444	0,85
Na	70	17,2	87,2	0,7
	100	17,2	117,2	0,89
	150	49,9	199,9	0,9
	250	68	318	0,95
	400	68	468	0,95

En el Anexo 2.12 se presenta un diagrama unifilar tipo levantado por cada alimentador de la muestra

#### **2.5.4.2 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.**

El procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia es el siguiente:

- Con la demanda promedio de los abonados de cada poste se determinó la corriente máxima por fase tomando en consideración una cargabilidad del 50% para cada fase de acuerdo a la ec. 2.12.

$$I = \frac{D_{prom}}{V * fp. * Fc} \quad (2.12)$$

Donde:

I: Corriente promedio por grupo de abonados (A.)

D<sub>PROM</sub>: Demanda promedio, grupo de abonados/poste (W)

V: Voltaje nominal (V).

Fp.: Factor de potencia dependiendo del tipo de circuito.

Fc: Factor de carga del transformador de distribución.

- La corriente para cada luminaria se calcula mediante la ec. 2.13.

$$I_{LUM.} = \frac{P_{REAL}}{V * fp_L} \quad (2.13)$$

Donde:

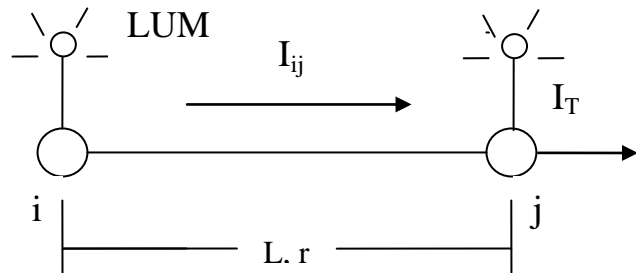
I<sub>LUM</sub>: Corriente de la luminaria (A)

P<sub>REAL</sub>: Potencia real de la luminaria (W)

V: Voltaje nominal de la luminaria (V)

Fp<sub>L</sub>: Factor de potencia de la luminaria.

- Las pérdidas de potencia para cada tramo se consideró como nodos los postes como se muestra en la figura 2.2.



**Fig. 2.2 Tramo de circuito secundario**

- En cada tramo de circuito la pérdida de potencia se cálculo mediante la ec. 2.14.

$$P_{i-j} = |I_{i-j}|^2 * r * l \quad (2.14)$$

Donde:

$P_{i-j}$ : Pérdida de potencia del tramo i-j (W)

$I_{i-j}$ : Corriente máxima del tramo i-j (A)

$r * l$ : resistencia del tramo i-j ( $\Omega$ )

- La corriente máxima de cada tramo  $I_{i-j}$  se la obtiene mediante la ec. 2.15.

$$I_{i-j} = I_T + I_j + I_{LUM-j} \quad (2.15)$$

Donde:

$I_T$ : Corriente acumulada del tramo anterior (A)

$I_j$ : Corriente promedio del nodo j (A)

$I_{LUM-j}$  Corriente de la luminaria del nodo j (A)

En la tabla XXXI se presenta el cálculo de las pérdidas de potencia máxima para un circuito secundario del anexo 2.12.

### TABLA XXXI. CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN CIRCUITO SECUNDARIO

Capacidad del Transformador:	50 KVA
# de Abonados:	72
Voltaje del circuito:	120/240
Factor de potencia:	0.92
Conductor:	# 2AWG
Factor de Carga:	0.60

POSTE	USUARIOS			LUMUNARIAS			I TOTAL		TRAMO				
	Energía (KWH)	Potencia máxima	I máx.	P <sub>real</sub> (W)	f <sub>pl</sub>	I (A)	I <sub>x</sub> (A)	I <sub>y</sub> (A)	#	I (A)	ngitud	sis ten cia (Ω)	as pot en



		(W)	(A)										
0	356,17	824,46	3,73	329,80	0,49	2,80	4,81	3,91	0--1	52,80	41	0,00105	119,99
1	1763,33	4081,79	18,49	329,80	0,49	2,80	18,38	9,69	1--2	32,06	40	0,00105	43,17
2	204,83	474,15	2,15	329,80	0,49	2,80	3,35	3,29	2--3	27,48	40	0,00105	31,72
3	0,00	0,00	0,00	329,80	0,49	2,80	1,37	2,44	3--4	25,10	38	0,00105	25,12
4	1625,32	3762,31	17,04	437,97	0,88	2,07	17,50	7,66	4--5	6,16	38	0,00105	1,51
5	352,67	816,36	3,70	329,80	0,49	2,80	4,78	3,89	0--6	78,42	38	0,00105	245,35
6	1124,33	2602,62	11,79	329,80	0,49	2,80	12,22	7,06	6--7	15,71	41	0,00105	10,62
7	102,00	236,11	1,07	329,80	0,49	2,80	2,36	2,86	7--8	12,17	47	0,00105	7,30
8	936,87	2168,68	9,82	329,80	0,49	2,80	10,41	6,29	6--9	19,79	50	0,00105	20,56
9	1690,83	3913,97	17,73	437,97	0,88	2,07	18,13	7,93	6--10	29,00	44	0,00105	38,84
10	660,00	1527,78	6,92	437,97	0,88	2,07	8,19	3,70	10--11	20,08	51	0,00105	21,59
11	714,33	1653,55	7,49	329,80	0,49	2,80	8,26	5,38	11--12	10,22	48	0,00105	5,26
12	749,00	1733,80	7,85	329,80	0,49	2,80	8,60	5,52	<b>TOTAL</b>			<b>571,09</b>	

En el anexo 2.13 se presenta las pérdidas de potencia en los circuitos secundarios del anexo 2.12. Las pérdidas de potencia máxima para los circuitos secundarios de muestra se presentan en la tabla XXXII.

**TABLA XXXII. PÉRDIDAS DE POTENCIA MÁXIMA PARA LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DE MUESTRA**

Alimentador	Transf. (KVA)	# de Abonados	CONDUCTOR			Potencia total (KW)	Pérdidas potencia (KW)
			Calibre	Tipo	Longitud (m)		
Pradera 1	50	51	#2, N#4	Al. Des.	340	28,87	0,43
	50	32	#2, N#4	Al. Des.	395	23,61	0,45
	50	32	#2, N#4	Al. Des.	544	25,36	0,33
	50	42	#2, N#4	Al. Des.	567	37,01	0,69
	50	35	#2, N#4	Al. Des.	345	18,99	0,35
	50	32	#2, N#4	Al. Des.	610	24,43	0,4
	50	89	#2, N#4	Al. Des.	632	25,41	0,53
	37,5	17	#2, N#4	Al. Des.	265	16,03	0,21
Pradera 2	50	32	#2, N#4	Al. Des.	431	20,52	0,4
	37,5	26	#2, N#4	Al. Des.	125	20,68	0,08
	50	35	#2, N#4	Al. Des.	284	17,76	0,22

	50	33	#2, N#4	Al. Des.	394	22,39	0,18
	50	72	#2, N#4	Al. Des.	516	28,41	0,57
	50	68	#2, N#4	Al. Des.	388	28,31	0,62
<b>Salida 2</b>	37,5	51	#2, N#4	Al. Des.	307	21,93	0,17
	50	50	#2, N#4	Al. Des.	553	27,69	0,89
	50	65	#2, N#4	Al. Des.	377	22,3	0,54
	50	34	#2, N#4	Al. Des.	290	23,38	0,38
	50	29	#2, N#4	Al. Des.	196	19,33	0,25
<b>B6</b>	50	33	#2, N#4	Al. Des.	187	27,56	0,64
	50	45	#2, N#4	Al. Des.	245	19,46	0,13
	37,5	33	#2, N#4	Al. Des.	245	18,4	0,33
	50	72	#2, N#4	Al. Des.	423	24,95	0,36
	50	51	#2, N#4	Al. Des.	225	19,31	0,22
	50	36	#2, N#4	Al. Des.	262	19,86	0,13
	37,5	51	#2, N#4	Al. Des.	362	23,22	0,77
	50	30	#2, N#4	Al. Des.	396	35,22	0,97
	50	58	#2, N#4	Al. Des.	207	28,38	0,37
	25	20	#2, N#4	Al. Des.	194	12,17	0,09
	50	70	#2, N#4	Al. Des.	580	31,35	1,25
						<b>TOTAL</b>	<b>12,97</b>

#### a. Extrapolación de las pérdidas de potencia.

Para la extrapolación de las pérdidas de potencia de los circuitos secundarios se realizó lo siguiente:

- Se determina la longitud total del conductor de la muestra, para el cálculo de las pérdidas de potencia por unidad de longitud.
- Con esta relación y la longitud total del sistema se obtiene las pérdidas totales de los circuitos secundarios del sistema.

En la tabla XXXIII se presenta las pérdidas totales de potencia de los circuitos secundarios del sistema.

**TABLA XXXIII. PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DEL SISTEMA.**

Perdidas muestra (KW)	Longitud muestra (m)	Pérdidas/ longitud. (KW/m)	Longitud total Sistema (m)	Pérdidas sistema Total (KW)
12,968	10885,00	0,001191	815240	971,234

#### 2.5.4.3 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía para el sistema total de circuitos secundarios se calculan de acuerdo a la ec. 2.5

Las pérdidas de energía para el mes de Junio del 2005 del sistema total de circuitos secundarios de la EEMCA se presentan en la tabla XXXIV

**TABLA XXXIV. PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA EL MES DE JUNIO DEL 2005 DEL SISTEMA TOTAL DE CIRCUITOS SECUNDARIOS DE LA EEMCA**

Pérdidas (MWH)	E. Sistema (MWH)	Pérdidas Energía %
356,637	26.326,6	1,35

#### 2.5.5 Cálculo de pérdidas en los sistemas de medición.

Para el cálculo de pérdidas en los sistemas de medición se consideran las pérdidas en las acometidas y en los medidores en forma individual.

### **2.5.5.1 Información requerida de los sistemas de medición.**

La información requerida para el cálculo de pérdidas en los sistemas de medición es la siguiente:

#### **a. Levantamiento físico.**

De los circuitos secundarios de muestra, se realizó el levantamiento físico de las acometidas y los medidores de todos los abonados para cada circuito tomando en consideración la longitud y tipo del conductor de la acometida desde el poste a la cual el usuario pertenece hasta su medidor y el consumo promedio mensual de cada abonado.

### **2.5.5.2 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.**

#### **a. Pérdidas de potencia en las acometidas.**

Para el cálculo de las pérdidas de potencia en las acometidas de los circuitos de la muestra se realizó el siguiente procedimiento:

- Con la energía promedio mensual de cada abonado se determinó la corriente máxima mediante la ec. 2.16.

$$I = \frac{KWH}{720 * V * Fp * Fc} \quad (2.16)$$

Donde:

I: Corriente máxima de cada abonado (A.)

KWH: Energía promedio mensual

V: Voltaje nominal (V)

Fp: factor de potencia tomado del circuito secundario

Fc: Factor de carga

- Con las corrientes máximas de los abonados y los parámetros de la acometida se determina las pérdidas de potencia de la acometida utilizando la ec. 2.17.

$$P = I^2 * r * l \quad (2.17)$$

Donde:

P: Pérdidas de potencia máxima de las acometidas (W)

I: Corriente máxima por abonado (A)

r \* l: Resistencia de la acometida ( $\Omega$ )

Las pérdidas de potencia de las acometidas de un circuito secundario de muestra se presentan en la tabla XXXV.

**TABLA XXXV. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LAS ACOMETIDAS DE UN CIRCUITO SECUNDARIO DE MUESTRA**

Capacidad del Transformador: 37.5 KVA  
 # de Abonados: 33  
 Voltaje del circuito: 120/240  
 Factor de potencia: 0.92

Abonado	Consumo (KWH)	I (A)	Longitud (mts.)	Resistencia ( $\Omega$ /mts.)	Pérdida Potencia (W)
1	93,50	1,960	6	0,00247	0,057
2	62,67	1,314	6	0,00247	0,026
3	114,00	2,390	4	0,00247	0,056
4	156,83	3,288	12	0,00247	0,321
5	63,33	1,328	12	0,00247	0,052
6	1152,00	24,155	6	0,00247	8,647
7	122,00	2,558	6	0,00247	0,097
8	67,50	1,415	12	0,00247	0,059
9	129,33	2,712	18	0,00247	0,327
10	325,67	6,828	20	0,00247	2,303
11	576,00	12,077	6	0,00158	1,383
12	327,50	6,867	8	0,00247	0,932
13	125,50	2,631	10	0,00247	0,171
14	458,33	9,610	20	0,00247	4,562
15	189,17	3,966	15	0,00247	0,583
16	82,17	1,723	14	0,00247	0,103
17	40,00	0,839	16	0,00158	0,018
18	68,67	1,440	22	0,00247	0,113
19	37,00	0,776	11	0,00158	0,010
20	15,83	0,332	17	0,00158	0,003
21	80,00	1,677	7	0,00158	0,031
22	565,33	11,854	9	0,00158	1,998
23	432,17	9,061	21	0,00247	4,259
24	229,83	4,819	13	0,00247	0,746
25	460,00	9,645	6	0,00158	0,882
				<b>TOTAL</b>	<b>27,738</b>

Aplicando este procedimiento de cálculo para el resto de circuitos secundarios de la muestra se obtienen las

pérdidas de potencia totales de la muestra. En la tabla XXXVI se presentan las pérdidas de potencia en las acometidas de los circuitos secundarios de muestra.

**TABLA XXXVI. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LAS ACOMETIDAS DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DE MUESTRA**

Circuito	KVA	Total Acometidas	Longitud Media (mts)	Perdida Potencia (W)
1	50	40	16,45	42,89
2	50	32	9,93	22,31
3	50	35	11,86	39,21
4	50	40	10,58	44,68
5	50	30	16,43	36,79
6	50	31	10,52	41,92
7	50	80	12,24	44,28
8	37,5	14	11,21	62,15
9	50	30	15,23	120,21
10	37,5	18	10,11	50,03
11	50	25	11,88	27,74
12	50	33	14,94	17,95
13	50	44	17,34	39,49
14	50	33	14,33	74,88
15	37,5	30	15,63	43,44
16	50	30	12,10	57,01
17	50	51	14,82	39,43
18	50	22	15,14	169,46
19	50	20	17,70	130,00
20	50	28	15,68	123,32
21	50	30	16,50	61,26
22	37,5	19	24,37	56,87
23	50	67	15,36	29,28
24	50	33	13,85	33,61
25	50	23	12,61	15,55
26	37,5	33	13,85	33,61
27	50	42	13,14	12,68
28	50	26	15,38	100,68
29	25	28	13,82	127,42
30	50	28	14,57	83,65
			<b>TOTAL</b>	<b>1781,78</b>

### **a.1 Extrapolación de las pérdidas de potencia.**

Para la extrapolación de las pérdidas de potencia de las acometidas al sistema total se realiza lo siguiente:

- Con las pérdidas de potencia máxima y el número de abonados de la muestra, se determina las pérdidas de potencia por abonado de la muestra. Con esta relación y el número total de abonados del sistema se obtiene las pérdidas de potencia totales de las acometidas del sistema.

En la tabla XXXVII se presenta las pérdidas totales de potencia de las acometidas del sistema.



**TABLA XXXVII. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LAS ACOMETIDAS DEL SISTEMA.**

Perdidas muestra (KW)	# Abonados muestra	Pérdidas/ Abonados. (KW/Abon.)	# Abonados total Sistema	Pérdidas sistema Total (KW)
1,782	995	0,001791	98968	177,226

**b. Pérdidas de potencia en los medidores**

La potencia total en los medidores se la calcula considerando una pérdida constante de 1.2 watos, la misma que ocurre en la bobina de potencial del medidor independiente de la carga que esta midiendo, del número de medidores y de la incidencia de los abonados dependiendo del tipo de servicio que tienen. Las pérdidas de potencia totales en los medidores se lo calculan mediante la ec. 2.18<sup>i</sup>.

$$P = 1.2 * n * \left( \frac{m_1 + 2m_2 + 2m_3}{1000} \right) \quad (2.18)$$

Donde:

$P_{MED}$ : Pérdidas de potencia en los medidores (KW).

n: Número total de medidores.

$m_1$ : Incidencia de abonados monofásicos 2h.

$m_2$ : Incidencia de abonados monofásicos 3h.

$m_3$ : Incidencia de abonados trifásicos.

<sup>i</sup> Tomado de “Pérdidas eléctricas Técnicas y no técnicas – CIRED”

En la tabla XXXVIII se presentan las pérdidas de potencia en los medidores del sistema total de la EEMCA.

**TABLA XXXVIII. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS MEDIDORES DEL SISTEMA TOTAL DE LA EEMCA.**

Tipo de Medidor	# de medidores	Incidencia	Pérdidas potencia (KW)
Monofásico 2h	89.071	0,900	106,885
Monofásico 3h	9.303	0,094	22,327
Trifásico	594	0,006	1,425
<b>TOTAL</b>			<b>130,638</b>

### 2.5.5.3 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de energía.

#### a. Pérdidas de energía en las acometidas.

Las pérdidas de energía para el sistema total de las acometidas se calculan mediante la ec. 2.5

Las pérdidas de energía para el mes de junio del 2005 del total de acometidas se presentan en la tabla XXXIX.

**TABLA XXXIX. PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA EL MES DE JUNIO DEL 2005 DE LAS ACOMETIDAS DEL SISTEMA**

Pérdidas (MWH)	E. Sistema (MWH)	Pérdidas E. (%)
65,077	26.326,6	0,25

### b. Pérdidas de energía en los medidores.

Las pérdidas de energía en los medidores se calculan mediante la ec. 2.19.

$$E = P_{MED} * T \quad (2.19)$$

Donde:

E: Pérdidas de energía (MWH)

P<sub>MED</sub>: Pérdidas de potencia en los medidores (MW)

T: Periodo de tiempo considerado (horas)

En la tabla XL se presentan las pérdidas de energía en los medidores para el mes de junio del 2005.

**TABLA XL. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS MEDIDORES PARA EL MES DE JUNIO DEL 2005**

Pérdidas (MWH)	E. Sistema (MWH)	Pérdidas E. %
94,06	26.326,6	0,36

## 2.5.6 Cálculo de pérdidas en el alumbrado público.

### 2.5.6.1 Información disponible de las luminarias.

En la determinación de las pérdidas de potencia y energía de las luminarias de alumbrado público, la información disponible proporcionada por la EEMCA acerca del número total de luminarias instaladas y pérdidas de

potencia en sus accesorios de acuerdo a su tipo y capacidad.

En la tabla XXX se presentó los datos técnicos para cada tipo de luminaria del sistema.

#### **2.5.6.2 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de potencia.**

Para la obtención de las pérdidas de potencia de las luminarias se realizó el siguiente procedimiento:

- Con la potencia total de la luminaria se calculó la pérdida de potencia en el cable de alimentación de la luminaria de acuerdo a la ec. 2.20.

$$P = \left( \frac{P_{T.LUM}}{V * fp} \right)^2 * r \quad (2.20)$$

Donde:

P: Pérdida de potencia en el cable de la luminaria (W)

P<sub>T.LUM</sub>: Potencia total de la luminaria (W)

V: Voltaje nominal de la luminaria (V)

Fp: Factor de potencia

r: Resistencia del cable ( $\Omega$ )

Las pérdidas totales de potencia para cada tipo de luminaria será la suma entre la pérdida en sus accesorios y la pérdida de potencia en el cable.

En la tabla XLI se presentan las pérdidas de potencia total para cada tipo de luminaria.

**TABLA XLI. PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTAL PARA CADA TIPO DE LUMINARIA.**

Tip o	Potenci a Nominal (W)	Pérdidas accesorio s (W)	Potenci a total(W)	Factor de potenci a	Corrient e lámpara (A)	Resistenci a línea ( $\Omega$ )	Pérdid a en la línea (W)	Pérdid a total (W)
<b>Hg</b>	80	12	92	0,2	1,92	0,0441	0,162	12,16
	125	19	144	0,2	3,00	0,0441	0,396	19,40
	150	30	180	0,5	1,50	0,0441	0,099	30,10
	175	59,2	234,2	0,54	1,81	0,0441	0,144	59,34
	250	59,8	309,8	0,49	2,63	0,0441	0,306	60,11
	400	44	444	0,85	2,18	0,0441	0,209	44,21
<b>Na</b>	70	17,2	87,2	0,7	0,52	0,0441	0,012	17,21
	100	17,2	117,2	0,89	0,55	0,0441	0,013	17,21
	150	49,9	199,9	0,9	0,93	0,0441	0,038	49,94
	250	68	318	0,95	1,39	0,0441	0,086	68,09
	400	68	468	0,95	2,05	0,0441	0,186	68,19

Con la pérdida de potencia total y el número total de cada tipo de luminaria se encuentran las pérdidas de potencia total de las luminarias del sistema.

En la tabla XLII se presentan las pérdidas de potencia del sistema total de alumbrado público.

**TABLA XLII. PÉRDIDAS DE POTENCIA DEL SISTEMA TOTAL DE ALUMBRADO PÚBLICO**

Tipo	Potencia Nominal (W)	Pérdida potencia (W)	# de lámparas	Pérdida potencia total (KW)
Hg	80	12,16	506	6,15
	125	19,40	660	12,80
	150	30,10	156	4,70
	175	59,34	8756	519,61
	250	60,11	101	6,07
	400	44,21	36	1,59
Na	70	17,21	2028	34,91
	100	17,21	1064	18,31
	150	49,94	164	8,19
	250	68,09	1332	90,69
	400	68,19	715	48,75
<b>TOTAL</b>				<b>751,78</b>

### 2.5.6.3 Procedimiento para el cálculo de pérdidas de energía.

Con las pérdidas de potencia total de alumbrado público y tomando en consideración una operación promedio de 12 horas de cada luminaria se determinan las pérdidas de energía de acuerdo a la ec. 2.21.

$$E = P_{LUM} * T \quad (2.21)$$

Donde:

E: Pérdidas de energía (MWH)

P<sub>LUM</sub>: Pérdidas de potencia total de luminarias (MW)

T: Tiempo de operación de las luminarias (12 horas)

En la tabla XLIII se presentan las pérdidas de energía del sistema de alumbrado público del mes de junio del 2005.

**TABLA XLIII. PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO DEL MES DE JUNIO DEL 2005**

Pérdidas (MWH)	Energía Sistema (MWH)	% Pérdidas
270,6	26.326,6	1,02

## 2.6 RESUMEN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS.

De los cálculos realizados para determinar las pérdidas técnicas en las diferentes etapas del sistema eléctrico Milagro, el resumen correspondiente de dichas pérdidas para el mes de junio del 2005 se presentan en la tabla XLIV.

**TABLA XLIV. RESUMEN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO**

ETAPAS DEL SISTEMA	Pérdidas de energía	
	(MWH/MES)	(%)
Líneas de Subtransmisión	532.41	1.96
Subestaciones	139.87	0.52
Alimentadores Primarios	624.69	2.30
Transformadores Distribución	260.61	0.96
Circuitos Secundarios	356.64	1.32
Acometidas	65.08	0.24
Medidores	94.06	0.35
Alumbrado Público	270.60	1.00
<b>Total</b>	<b>2343.95</b>	<b>8.64</b>

De la tabla se observa que se tiene un total de 2.343,95 MWH de pérdidas de energía, lo cual representa el 8,64% de la energía total disponible del sistema eléctrico Milagro para el mes de Junio del 2005.



# **CAPITULO III**

## **PÉRDIDAS NO TÉCNICAS**

### **3.1 INTRODUCCIÓN.**

Son las pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Desde el punto de vista macroeconómico no constituyen una pérdida real para la economía, dado que la energía que no se factura es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra a nivel general.

No obstante para la empresa prestataria representa una pérdida económica y financiera ya que solo recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que suministra.

### **3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

Existen distintos criterios para clasificar las pérdidas no técnicas, pero para facilitar su comprensión a efectos de estudios se ha visto conveniente

clasificarlas según su origen, lo que nos lleva a tener definidos tres grandes grupos que son:

1. Pérdidas por robo o conexiones ilegales.
2. Pérdidas por fraude en los sistemas de medición.
3. Pérdidas administrativas y comerciales.

### **3.2.1 Pérdidas por robo o conexiones ilegales.**

Corresponde a todos aquellos casos en que la energía disponible en las redes de distribución de la empresa es apropiada ilegalmente por usuarios mediante conexiones directas y sin tener medición de la energía que consumen. Por ende la empresa encargada de la distribución no recibe ningún beneficio o pago por parte de todo este grupo de usuarios ilegales, que no han suscrito un contrato o acuerdo con la empresa encargada de la distribución.

Existen muchos factores que facilitan el robo de la energía mediante las conexiones ilegales, encontrando entre estas las siguientes:

- Cercanía y fácil acceso a la red de distribución (secundaria).
- Falta de control en el cumplimiento de suspensión del servicio por falta de pago a usuarios morosos.

- La no incorporación inmediata de nuevos usuarios, ya sea por remodelación de construcciones o edificaciones nuevas, etc.

### **3.2.2 Pérdidas por fraude en los sistemas de medición.**

Se refiere, a todos, aquellos casos en que los usuarios suscriptores de la empresa, a pesar de tener medición, alteran el normal funcionamiento de los equipos de medición. Esto induce error en el registro de la energía que realmente consume el usuario que manipula su medidor, produciendo un perjuicio económico a la empresa.

### **3.2.3 Pérdidas administrativas y comerciales.**

Corresponde a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa y comercial de la empresa prestataria del servicio, esto origina pérdidas significativas que son el reflejo de una mala organización, pocos recursos asignados, y malos esfuerzos que las empresas dedican a estas actividades, y que de manera general se representa por:

- Errores en la medición de los consumos
- Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos

- Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación
- Falta de registro adecuado de los consumos propios
- Errores en la estimación reconsumos en los casos en que por cualquier motivo no es posible registrarlos con la medición
- Errores y/o atrasos en los registros y censos de instalaciones de alumbrado publico, semáforos, cabinas telefónicas, etc.

En el **apéndice A** se encuentra en forma más detallada los tipos de pérdidas de energía no técnicas o comerciales.

### **3.3 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

Las pérdidas de energía no técnicas del sistema para un periodo de tiempo específico se las determina mediante la diferencia entre la energía que fue entregada al sistema, la energía facturada por la empresa y las pérdidas técnicas de energía calculadas del sistema. Esta operación es realizada mediante un balance energético.

### **3.4 BALANCE ENERGÉTICO.**

Con la finalidad de establecer el valor de las pérdidas de energía no técnicas en la Empresa Eléctrica Milagro se considera la energía disponible, la energía facturada y la energía de pérdidas técnicas de todo

el sistema. Para realizar el balance energético se ha escogido el mes de Junio del 2005.

### 3.4.1 Energía disponible.

La energía disponible es la energía que se tiene para dar servicio a los usuarios a través de las redes de distribución.

La energía disponible se la obtiene mediante la diferencia entre la energía total entregada al sistema y la energía facturada a los grandes consumidores que no son clientes de la empresa.

En la tabla XLV se presenta la energía disponible de la Empresa Eléctrica Milagro para el mes de junio del 2005.

**TABLA XLV. ENERGÍA DISPONIBLE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO**

<b>Energía total Sistema (MWH)</b>	<b>Grandes consumidores (MWH)</b>	<b>Energía Disponible (MWH)</b>
36759,68	9643,47	27116,20

### 3.4.2 Energía facturada.

La energía facturada corresponde a la venta de energía por parte de la empresa y se la contabiliza de acuerdo al tipo de abonado.

En la tabla XLVI se presenta la energía facturada por la EEMCA para el mes de junio del 2005.

**TABLA XLVI. ENERGÍA FACTURADA POR LA EEMCA.**

<b>Grupo de Tarifa</b>	<b>Energía Facturada</b>	
	<b>(MWH)</b>	<b>(%)</b>
Residencial	6648,906	41,20
Comercial	4326,393	26,81
Industrial	2007,111	12,44
A. Público	1327,754	8,23
Otros	1829,899	11,34
<b>Total</b>	<b>16140,063</b>	<b>100,0</b>

### **3.4.3 Energía de pérdidas técnicas.**

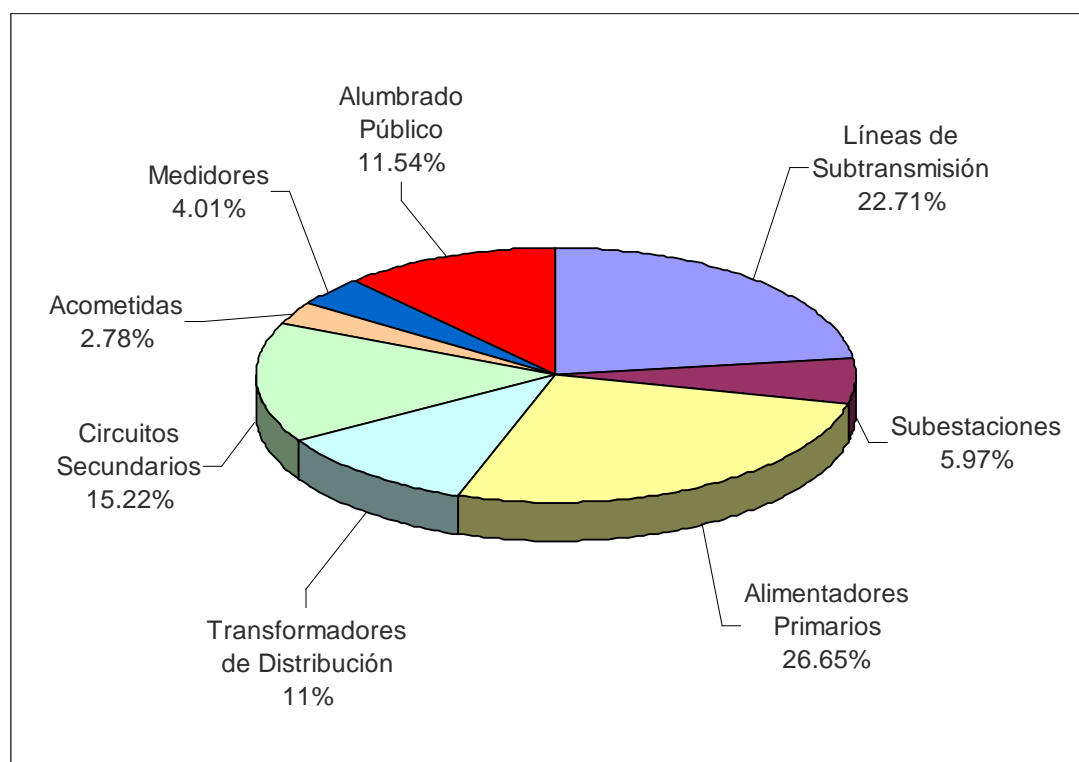
La energía de pérdidas técnicas son las que corresponde a todo el sistema eléctrico de Milagro, el cual esta dividido por etapas como son: subtransmisión, distribución primaria y secundaria.

En la tabla XLVII se presentan las pérdidas de energía técnicas de las diferentes etapas del sistema eléctrico Milagro para el mes de Junio del 2005.

**TABLA XLVII. PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA**

ETAPAS DEL SISTEMA	Pérdidas de energía (MWH)	Pérdidas (%)
Líneas de Subtransmisión	532.41	22.71
Subestaciones	139.87	5.97
Alimentadores Primarios	624.69	26.65
Transformadores Distribución	260.61	11.12
Circuitos Secundarios	356.64	15.22
Acometidas	65.08	2.78
Medidores	94.06	4.01
Alumbrado Público	270.60	11.54
<b>Total</b>	<b>2343.95</b>	<b>100.00</b>

En la figura 3.1 se presenta la distribución de las pérdidas técnicas de energía para el sistema total de la EEMCA.



**Fig. 3.1 Distribución de las pérdidas técnicas de energía para el sistema total de la EEMCA.**

### 3.4.4 Energía de pérdidas no técnicas.

Las pérdidas de energía no técnica descrita como la diferencia entre las Pérdidas de energía total y la energía de pérdidas técnicas del sistema eléctrico Milagro se presenta en la tabla XLVIII.

**TABLA XLVIII. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA**

<b>ENERGIA</b>	<b>MWH/MES</b>	<b>(%)</b>
Disponible	27116.20	100.00
Facturada	16140.06	59.52
<b>Pérdidas Totales</b>	<b>10976.14</b>	<b>40.48</b>
<b>Pérdidas Técnicas</b>	<b>2343.95</b>	<b>8.64</b>
<b>Pérdidas No Técnicas</b>	<b>8632.19</b>	<b>31.83</b>

### 3.4.5 Análisis de los resultados.

Los resultados del balance de energía de la Empresa Eléctrica Milagro, para el mes de Junio del 2005 se presentan en la tabla XLIX.

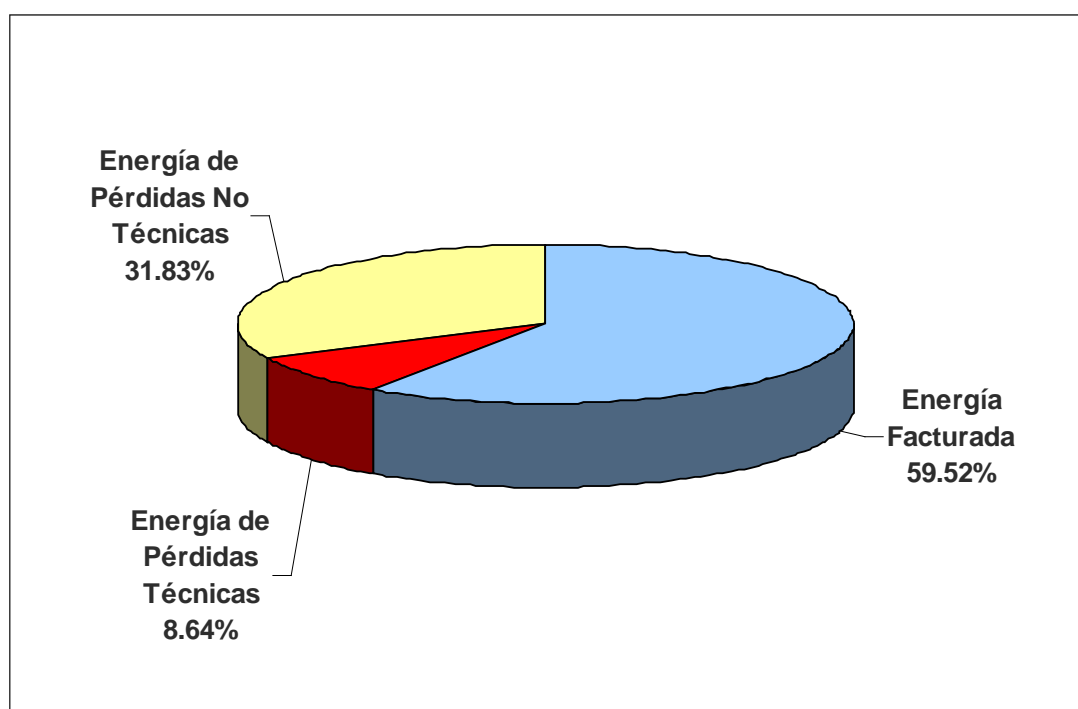
**TABLA XLIX. BALANCE DE ENERGÍA DE LA EEMCA.**

<b>TIPO</b>	<b>ENERGIA</b>	
	<b>MWH/MES</b>	<b>%</b>
Energía facturada	16140.06	59.52
Energía de pérdidas técnicas	2343.95	8.64
Energía de pérdidas no técnicas	8632.19	31.83
Energía disponible	27116.20	100.00



El porcentaje de pérdidas de energía total es del 40.48%, el cual corresponde el 8.61% de pérdidas técnicas de energía y el 31.86% de pérdidas no técnicas de energía.

En la figura 3.2 se presenta la distribución de los resultados del balance de energía de la EEMCA para el mes de Junio del 2005.

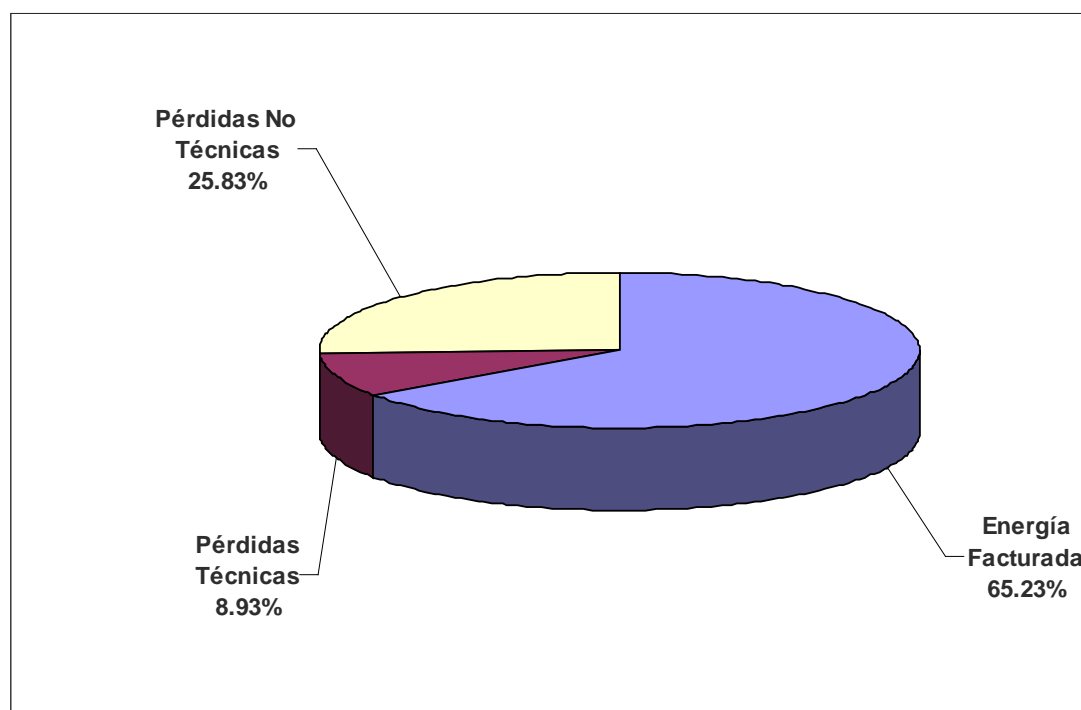


**Fig. 3.2 Distribución del balance de energía.**

Los resultados del balance de energía del sistema total de la **EEMCA** para el período entre Julio del 2004 y Junio del 2005 cuyo resumen se presenta en la tabla L. y figura 3.3.

**TABLA L. BALANCE DE ENERGÍA DE LA EEMCA PARA EL PERÍODO ENTRE JULIO DEL 2004 Y JUNIO DEL 2005**

<b>ENERGIA</b>	<b>(MWH)</b>	<b>(%)</b>
Disponible	315107.288	100.00
Facturada	205548.994	65.23
<b>Pérdidas Totales</b>	<b>109558.29</b>	<b>34.77</b>
Pérdidas Técnicas	28151.80	8.93
<b>Pérdidas No Técnicas</b>	<b>81406.49</b>	<b>25.83</b>



**Fig. 3.3 Distribución del balance de energía de la EEMCA para el período entre Julio del 2004 y Junio del 2005.**

# **CAPITULO IV**

## **MÉTODOS PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO**

### **4.1 INTRODUCCIÓN.**

En el presente capítulo analizaremos la problemática de la reducción de las pérdidas de energía eléctrica, tanto de las llamadas pérdidas técnicas como las no técnicas.

De manera general las Empresas Eléctricas del país tienen en su mayoría cuantificadas sus pérdidas y sus causas, ya sea por estudios específicos o por estimación directa, lo cual les ha permitido priorizar las medidas a adoptar para su reducción, pero sin que hasta el presente los resultados hayan sido los esperados.

Los principales aspectos que han incidido sobre cualquier medida adoptadas por las empresas son:

- Falta de programas serios por parte de las empresas para llevar a cabo un buen proyecto de reducción de pérdidas.
- En ocasiones las empresas no han tenido recursos financieros para implementar proyectos y programas de reducción de pérdidas.
- Las condición socio – económico difícil que soporta el país, genera un aumento de la recesión, el crecimiento de la economía informal y el deterioro del poder adquisitivo de la población, originan que una mayor agresividad por parte de los usuarios hacia el fraude y el robo de energía, lo cual produce un crecimiento de las pérdidas no técnicas.
- En lo que respecta a las pérdidas técnicas, debe tenerse en cuenta que la tasa de crecimiento de las pérdidas están en función del cuadrado de la corriente, por lo cual ante las redes obsoletas o en malas condiciones por falta de renovación el problema se agudiza.

#### **4.2 MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

La reducción de pérdidas técnicas origina dos ahorros importantes, uno originado en la disminución de la energía que se requiere generar y otro por disminución del pico de demanda máxima.

Dentro de los criterios técnicos que se aplican en los proyectos de nuevas redes o de renovación de las existentes, se debe priorizar todo aquello que tenga por objetivo minimizar las pérdidas dentro del equilibrio entre costos y beneficios.

Para los métodos que se describen a continuación se determinaron las reducciones de pérdidas en los alimentadores, transformadores y circuitos secundarios que se escogieron como muestra para el cálculo de pérdidas de potencia y energía del capítulo II.

#### **4.2.1 En alimentadores primarios.**

Para reducir las pérdidas técnicas en los alimentadores primarios se pueden considerar varias soluciones que pueden ser las siguientes: incremento de calibre de conductor, instalación de capacitores y balanceo de carga. A continuación se van a realizar el análisis para cada una de las soluciones expuestas.

##### **4.2.1.1 Cambio de conductor.**

Las pérdidas en una línea es directamente proporcional a la resistencia; en donde la resistencia es inversamente proporcional a su área o sección transversal, lo que quiere decir que mientras mayor sea esta, mas baja será el valor

de la resistencia, por consiguiente el valor de sus pérdidas serán menores.

Se deben encontrar al conductor cuyos valores de corriente, costo por unidad de longitud y resistencia, resulten óptimos para el circuito dado.

Para el caso de los alimentadores seleccionados se describe la siguiente metodología para determinar el porcentaje de reducción de pérdidas.

Se obtuvo en el capítulo II el valor de las pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud, tanto para las alimentadoras urbanas y urbanas – rurales. En la tabla LI se encuentran los valores de pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud del mes de Junio del 2005.

**TABLA LI. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR UNIDAD DE LONGITUD DEL MES DE JUNIO DEL 2005.**

Alimentador	Demanda máxima (KW)	Pérdidas de potencia (KW)	Pérdidas de energía ( KWH)	Longitud (Km.)	Pérdidas de potencia (KW/Km.)	Pérdidas de energía (KWH/Km.)
<b>B6</b>	2.771,40	89,05	28.852,51	4,50	19,79	6.411,67
<b>Salida 2</b>	2.036,67	57,99	21.710,92	5,27	11,01	4.119,72
<b>Pradera 1</b>	1.462,43	13,31	3.832,55	2,82	4,71	1.359,06
<b>Pradera 2</b>	2.507,46	60,59	17.449,08	3,60	16,83	4.846,97

Se determinó el nuevo conductor que reemplazaría al existente, mediante la comparación entre sus características técnicas las que se presentan en la tabla LII.

**TABLA LII. COMPARACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ENTRE EL NUEVO CONDUCTOR Y EL CONDUCTOR EXISTENTE.**

Conductor	Tipo	Calibre	Capacidad de carga (A)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)
Existente	ACSR	2/0	270	0,556	0,398
Nuevo	ACSR	4/0	340	0,368	0,361

Se rediseñan los circuitos con el conductor indicado en la tabla anterior, y se realizó la simulación de flujo de carga de los alimentadores para encontrar los nuevos valores de pérdidas de potencia y energía; y determinar los ahorros.

En la tabla LIII se encuentran los valores de pérdidas de potencia y energía con el nuevo conductor establecido.

**TABLA LIII. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA CON EL NUEVO CONDUCTOR.**

Alimentador	Demanda máxima (KW)	Pérdidas de potencia (KW)	Pérdidas de energía ( KWH)	Longitud (Km.)	Pérdidas de potencia (KW/Km.)	Pérdidas de energía (KWH/Km.)
<b>B6</b>	2.771,40	59,14	19.161,34	4,50	13,14	4.258,08
<b>Salida 2</b>	2.036,67	40,60	15.199,21	5,27	7,71	2.885,93
<b>Pradera 1</b>	1.462,43	9,93	2.860,81	2,82	3,52	1.013,27
<b>Pradera 2</b>	2.507,46	41,95	12.081,58	3,60	11,65	3.355,99

Se calculan los costos unitarios en \$/Km. de los nuevos conductores que van a ser instalados en las líneas primarias de muestra. En los costos unitarios están incluidos los rubros relacionados a materiales, mano de obra y gastos técnicos.

Los gastos de inversión y el costo por unidad de longitud se presentan en la tabla LIV.

**TABLA LIV. GASTOS DE INVERSIÓN-CAMBIO DE CONDUCTOR.**

<b>Gastos materiales</b>	\$ 141.338,70
<b>Gastos técnicos</b>	\$ 11.646,26
<b>Total inversión</b>	<b>\$ 152.984,96</b>
<b>Longitud total (Km.)</b>	48,57
<b>Costo unitario (\$/Km.)</b>	<b>3.150,00</b>

\*Fuente: Revista del CRIEEL- Costos de materiales.



#### 4.2.1.2 Instalación de Capacitores.

Instalar bancos de capacitores en un sistema de distribución, mejora el factor de potencia de la carga, lográndose los siguientes efectos:

- Reduce las pérdidas por efecto joule en las líneas.
- Eleva los niveles de voltaje, por consiguiente mejorando la regulación.

La metodología para calcular el valor en KVAR de los capacitores que serán instalados en las líneas primarias, así como también su ubicación óptima para determinar el máximo ahorro de pérdidas es la siguiente:

Para cada alimentador de muestra se seleccionó puntos específicos para la ubicación de los capacitores. Mediante el método de momentos eléctricos<sup>1</sup> se escogió la ubicación óptima en la cual se producía la mayor reducción de pérdidas de potencia y energía; así como la capacidad del banco.

En el anexo 4.1 se presentan la reducción de pérdidas, ubicación y capacidad de los bancos de capacitores para los alimentadores de muestra. Los resultados de la

---

<sup>1</sup> Tomado de “Compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos.- Ing. Juan Yebra Morón”

reducción de pérdidas instalando bancos de capacitores en los alimentadores de muestra se presentan en la tabla LV.

**TABLA LV. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA**

		Alimentador				
		B6	Salida 2	Pradera 1	Pradera 2	
Sin Capacitores	Factor de potencia	0,91	0,9	0,91	0,9	
	Pérdidas de potencia	(KW)	89,05	57,99	13,31	60,59
		(KVAR)	78,15	45,19	11,7	49,05
	Pérdidas de energía	( KWH)	28.852,51	21.710,92	3.832,55	17.449,08
Con Capacitores	Factor de potencia	0,98	0,98	0,95	0,98	
	Pérdidas de potencia	(KW)	75,08	49,33	8,47	51,32
		(KVAR)	64,85	42,86	6,67	40,7
	Pérdidas de energía	( KWH)	24.325,40	18.469,84	2.438,23	14.778,81
	Ahorro de energía (%)	0,33	0,35	0,22	0,25	

El costo relacionado con los materiales (bancos de capacitores), mano de obra y otros gastos técnicos para el total de la inversión se muestran en la tabla LVI.

**TABLA LVI. GASTOS DE INVERSIÓN-INSTALACIÓN DE CAPACITORES.**

Gastos materiales	\$ 41.602,30
Gastos técnicos	\$ 955,78
<b>Total inversión</b>	<b>\$ 42.558,08</b>

\*Fuente: Revista del CRIEEL – Costo de materiales.

#### 4.2.1.3 Balancear la carga.

Si la carga en un alimentador no esta balanceada entre las fases, se tendrá mayores pérdidas de potencia en la fase en donde exista el mayor porcentaje de carga.

El balance de carga debe ser realizado a lo largo de todo el alimentador, asignando áreas de distribución para cada fase, de tal forma que la carga en cada fase esté equilibrada.

Los resultados de balancear las cargas para reducir las pérdidas en los alimentadores primarios de muestra se muestran en la tabla LVII.

**TABLA LVII. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR BALANCE DE CARGA**

Alimentador	Sin Balance		Con Balance		Ahorro Energía (%)
	Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas energía ( KWH)	Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas energía ( KWH)	
<b>B6</b>	89,05	28.852,51	82,77	27.190,43	0,12
<b>Salida 2</b>	57,99	21.710,92	57,99	21.710,92	0,00
<b>Pradera 1</b>	13,31	3.832,55	12,26	3.579,95	0,04
<b>Pradera 2</b>	60,59	17.449,08	57,55	16.805,44	0,06

Los gastos técnicos que se necesitan para reducir las pérdidas balanceando la carga en los alimentadores

primarios de muestra, como mano de obra y vehículos se presentan en la tabla LVIII.

**TABLA LVIII. COSTO DE INVERSIÓN- BALANCE DE CARGA.**

<b>Gastos de Inversión</b>	
Ingeniero	1323,1
Trabajadores	1500,0
Vehículos	368,4
<b>Total</b>	<b>3191,5</b>

\*Fuente: Departamento de planificación – EEMCA

#### **4.2.1.4 Análisis económico de reducción de pérdidas en alimentadores primarios.**

La evaluación del estudio de reducción de pérdidas en alimentadores primarios se la realizó mediante el análisis costo - beneficio. Para la evaluación financiera de las soluciones propuestas para reducir pérdidas en las redes primarias se consideró lo siguiente:

- El período de vida útil de los materiales y equipos que se van a instalar.
- Los costos de inversión para cada solución propuesta, estos costos se pueden desglosar en: materiales, mano de obra, gastos técnicos y administrativos y los costos de potencia y energía.

- Las tasa de crecimiento de la demanda proyectada hasta el 2020, el mismo que se presenta en la tabla LIX.

**TABLA LIX. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LA EEMCA.**

<b>Año</b>	<b>Demanda MW</b>	<b>Tasa de Crecimiento %</b>
2006	69,55	2,34
2007	71,09	2,21
2008	72,58	2,09
2009	74,01	1,98
2010	75,41	1,88
2011	76,76	1,80
2012	78,08	1,72
2013	79,36	1,64
2014	80,61	1,57
2015	81,83	1,51
2016	83,02	1,46
2017	84,18	1,40
2018	85,32	1,35
2019	86,44	1,31
2020	87,53	1,26

**\*Fuente: Departamento de planificación – EEMCA**

Se considera que las pérdidas, si no se realizan inversiones crecerán a la tasa de crecimiento de la demanda al cuadrado. De la misma manera los ahorros en reducción de pérdidas de energía al realizar inversiones serán crecientes a la tasa de crecimiento de la demanda al cuadrado.

Todos los beneficios deben ser llevados a valor presente mediante la ec. 4.1

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

Donde:

VP (B): Valor presente de los beneficios.

$B_K$ : Beneficios en el año K.

r: Tasa de descuento, considerada el 12%.

n: Vida útil del proyecto.

Los flujos de efectivo para los métodos cambio de conductor e instalación de capacitores para la reducción de pérdidas en los alimentadores primarios se presentan en el anexo 4.2. Para el método de pérdidas mediante el balanceo de carga por su corto período de duración no se realizó flujo de efectivo.

#### **a. Análisis costo – beneficio de las redes primarias.**

Para cada método de reducción propuesto, se determinan los beneficios o ahorros mediante la diferencia entre los costos de pérdidas con plan y sin plan de reducción.

Los beneficios son crecientes a lo largo de la vida útil del proyecto, los mismos que al llevarlos a valor presente y compararlo con el costo total de inversión se determina si el proyecto es viable o no.

Se debe tomar en consideración cual es el período de vida útil del proyecto existente, para saber hasta que año las características técnicas del sistema que se quiere mejorar cumplen con el requerimiento de la demanda proyectada, para seguir con el método de reducción propuesto a partir de dicho período.

Los resultados obtenidos al realizar la evaluación financiera para cada método propuesto se presentan en la tabla LX.

**TABLA LX. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LOS ALIMENTADORES.**

<b>Métodos para reducir pérdidas en alimentadores</b>	<b>Beneficio (\$)</b>	<b>Costo (\$)</b>	<b>Relación B/C</b>	<b>Vida útil (Años)</b>
<b>Cambio de conductor</b>	242.646,1	152.985,0	1,6	15
<b>Instalar capacitores</b>	142.767,5	42.558,1	3,4	10
<b>Balancear la Carga</b>	6.187,3	3.191,5	1,94	---

Con respecto a los resultados mostrados en el cuadro anterior que el proyecto más rentable para reducción de pérdidas en alimentadores primarios a largo plazo es el de instalar capacitores,

Respecto al método de balancear la carga también es adecuado, por su bajo costo para la ejecución debido a que se lo realiza de forma inmediata; y referente al cambio de conductor también es viable pero necesita de una fuerte inversión para poder llevar a cabo el proyecto.

#### **4.2.2 En transformadores de distribución.**

Para el presente estudio se determinó el siguiente método de reducción de pérdidas.

##### **4.2.2.1 Cambio de capacidad del transformador.**

Las pérdidas en los transformadores de distribución se las puede reducir optimizando su capacidad, determinando el rango de mejor rendimiento, intercambiando transformadores que se encuentren sobrecargados por aquellos que están sobredimensionados, lo que puede ocasionar beneficios para la empresa tales como;



disminución de las pérdidas en los transformadores, mejora la utilización de la capacidad instalada y disminuye la compra de nuevas unidades.

El cambio de capacidad solo se lo realizó a los transformadores en los cuales se tomaron las mediciones en los que se determinó las pérdidas. Los resultados de este método se presentan en la tabla LXI.

**TABLA LXI. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN LOS ALIMENTADORES DE MUESTRA POR CAMBIO DE TRANSFORMADOR.**

Alimentador	Sin cambio		Con cambio		Ahorro Energía (%)
	Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas energía ( KWH)	Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas energía ( KWH)	
<b>B6</b>	7,0	2.275,4	5,9	1.915,5	15,8
<b>Salida 2</b>	4,3	1.614,0	3,4	1.281,4	20,6
<b>Pradera 1</b>	5,7	1.638,9	3,7	1.078,1	34,2
<b>Pradera 2</b>	9,9	2.841,4	7,5	2.149,7	24,3

Los gastos que corresponden a la inversión que se requiere para el proyecto se presentan a continuación en la tabla LXII.

**TABLA LXII. COSTOS DE INVERSIÓN-CAMBIO DE TRANSFORMADOR.**

<b>Gastos materiales</b>	<b>\$ 8.600</b>
<b>Gastos técnicos</b>	<b>\$ 1.163,1</b>
<b>Total inversión</b>	<b>\$ 9.763,1</b>

\*Fuente: [www.ecuatran.com](http://www.ecuatran.com) – costos de transformadores

Los gastos de materiales corresponden a la diferencia entre los costos que representan instalar los nuevos transformadores y desinstalar los transformadores sobrecargados para poder ubicarlos en otro sitio previo un censo de carga realizado.

#### **4.2.2.2 Análisis económico del cambio de capacidad del transformador.**

La evaluación del estudio de reducción de pérdidas en transformadores de distribución se la realizó mediante el análisis costo - beneficio.

Para la evaluación financiera de la solución propuesta para reducir pérdidas en los transformadores de distribución se consideró los mismos pasos que en alimentadores primarios, esto es, tasa de crecimiento de la demanda descrita en la tabla LIX.

Periodo de vida útil de los transformadores y si no se realiza el cambio las pérdidas crecerán con tasa de crecimiento de la demanda al cuadrado.

La evaluación económica se la realiza calculando el VPN (valor presente neto), de los ahorros o beneficios que produciría reducir las pérdidas, mediante flujos de efectivos, los mismos que se muestran en el anexo 4.3.

Los resultados de la evaluación financiera para la reducción de pérdidas se presentan en la tabla LXIII.

**TABLA LXIII. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES.**

<b>Métodos para reducir pérdidas en transformadores</b>	<b>Beneficio (\$)</b>	<b>Costo (\$)</b>	<b>Relación B/C</b>	<b>Vida útil (Años)</b>
<b>Cambio de capacidad</b>	22.437,4	9.763,1	2,3	15

#### **4.2.3 En circuitos secundarios.**

Para reducir las pérdidas en los circuitos secundarios se pueden realizar dos soluciones que son: cambio de conductor y la ubicación de los transformadores de distribución en el centro de carga del circuito.

Los circuitos secundarios que son objeto de estudio son los circuitos que fueron tomados como muestra para determinar las pérdidas en el capítulo 2.

#### 4.2.3.1 Cambio de conductor.

El cambio de conductor se lo realiza considerando el mismo fundamento teórico utilizado para reducir las pérdidas en alimentadores primarios. En la tabla LXIV se presentan las características técnicas del conductor seleccionado.

**TABLA LXIV. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL NUEVO CONDUCTOR SECUNDARIO.**

Tipo	Calibre	Capacidad de carga (A)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)
AWG	# 1/0	230	0,696	0,408

Se determinaron las reducciones de pérdidas de potencia y posteriormente las pérdidas de energía mediante el factor de pérdidas de los alimentadores a los que pertenecen los circuitos secundarios.

En la tabla LXV se presentan los resultados obtenidos con el cambio de conductor.

**TABLA LXV. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR CAMBIO DE CONDUCTOR**

Alimentador	Demanda de energía (KWH)	Sin cambio		Con cambio		Reducción de pérdidas (KWH)	Ahorro Energía (%)
		Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas energía (KWH)	Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas energía (KWH)		
<b>B6</b>	112.260,81	5,3	1.705,6	3,5	1.130,7	574,9	0,51
<b>Salida 2</b>	49.523,13	2,2	833,5	1,5	552,5	280,9	0,57
<b>Pradera 1</b>	86.271,50	3,4	981,4	2,3	650,6	330,8	0,38
<b>Pradera 2</b>	59.645,45	2,1	596,1	1,4	395,2	200,9	0,34

La inversión que corresponden a los gastos técnicos y de materiales, así también como la longitud total de conductor que se requiere cambiar se muestra en la tabla LXVI.

**TABLA LXVI. COSTOS DE INVERSIÓN-CAMBIO DE CONDUCTOR**

<b>Gastos materiales</b>	\$ 26.112,00
<b>Gastos técnicos</b>	\$ 8.646,26
<b>Total inversión</b>	\$ 34.758,26
<b>Longitud total (Km.)</b>	48,57

\*Fuente: Revista CRIEEL – Costos de materiales

#### 4.2.3.2 Ubicación óptima del transformador de distribución.

Se considera la ubicación óptima (centro de la carga) y la no óptima del transformador de distribución (circuito original), y se determinan las pérdidas de potencia y energía para cada caso. En el anexo 4.4 se presentan los

circuitos secundarios del anexo 2.12 con la reubicación del transformador.

Los resultados de las pérdidas de potencia y energía se presentan en la siguiente tabla LXVII.

**TABLA LXVII. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR REUBICACIÓN DE TRANSFORMADORES.**

Alimentador	Demanda de energía (KWH)	Sin ubicación óptima		Con ubicación óptima		Reducción de pérdidas (KWH)	Ahorro Energía (%)
		Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas energía (KWH)	Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas energía (KWH)		
<b>B6</b>	112.260,81	5,26	1.705,6	3,44	1.113,3	592,3	0,53
<b>Salida 2</b>	49.523,13	2,23	833,5	1,50	562,9	270,5	0,55
<b>Pradera 1</b>	86.271,50	3,41	981,4	3,25	936,1	45,3	0,05
<b>Pradera 2</b>	59.645,45	2,07	596,1	1,76	507,4	88,7	0,15

La inversión que se necesita para realizar este proyecto es la correspondiente a mano de obra y gastos de operación que pueden incluir cambios de herrajes, y se muestran en la tabla LXVIII.

**TABLA LXVIII. COSTO DE INVERSIÓN – UBICACIÓN ÓPTIMA DE TRANSFORMADOR**

<b>Gastos materiales</b>	\$ 1.000,00
<b>Gastos técnicos</b>	\$ 2.576,96
<b>Total inversión</b>	\$ 3.576,96

\*Fuente: Dirección de Planificación

#### 4.2.3.3 Análisis económico de reducción de pérdidas en circuitos secundarios.

Se realiza el mismo procedimiento de los alimentadores primarios; se considera el periodo de vida útil del proyecto, la tasa de crecimiento de la demanda, el costo de inversión que va a ser los egresos al año cero, se calcula de valor presente neto del proyecto mediante los flujos de efectivo, para determinar con el análisis costo – beneficio si se puede llevar a cabo el proyecto.

Los flujos de efectivos calculados para este método se presentan en el anexo 4.5. Los resultados obtenidos al realizar la evaluación financiera para cada una de las soluciones propuestas se muestran a continuación en la tabla LXIX.

**TABLA LXIX. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS**

Métodos para reducir pérdidas en circuitos secundarios	Beneficio (\$)	Costo (\$)	Relación B/C	Vida útil (Años)
Cambio de conductor	15.232,7	34.758,2	0,4	15
Ubicación óptima del transformador	8.975,6	3.576,9	2,5	10

Con estos resultados podemos concluir de manera firme que el proyecto que se debe seguir es el de la ubicación

óptima de los transformadores en el centro de carga del circuito, además de que el costo que representa efectuar este proyecto es muy bajo en comparación al costo que implica el cambio de conductor.

#### **4.3 MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

Contrario a las pérdidas técnicas, las pérdidas no técnicas son evitables y se pueden realizar reducciones apreciables con pequeñas inversiones de capital. La reducción de pérdidas no técnicas es fundamentalmente materia de una buena administración.

El programa de reducción de pérdidas negras debe estar dotado de una infraestructura necesaria y suficiente para cumplir con éxito los objetivos encomendados, disponer de personal suficiente, vehículos e instrumentos de pruebas.

##### **4.3.1 En el área comercial y administrativa.**

###### **4.3.1.1 Instalación de redes antihurto en los circuitos secundarios.**

La instalación de redes antihurto permite eliminar la conexiones ilegales, las conexiones clandestinas y las no identificadas. Para este estudio hemos considerado la



remodelación de los treinta circuitos secundarios que se tomaron como muestra en el capítulo 2 para calcular las pérdidas de energía instalando redes antihurto.

De acuerdo a información proporcionada por parte del departamento de pérdidas de la empresa; para determinar un consumo promedio de recuperación de energía se trabajó con la siguiente hipótesis:

- De las inspecciones realizadas dentro de un ciclo de 300 abonados se han encontrado alrededor de 25 conexiones ilegales con un consumo promedio de 100 KWH mensuales

El porcentaje de recuperación de energía mensual para la reducción de pérdidas comerciales se presenta en la tabla LXX.

**TABLA LXX. RECUPERACIÓN DE ENERGÍA MENSUAL-REDES ANTIHURTO.**

<b>Energía disponible (MWH)</b>	<b>Recuperación de energía (MWH)</b>	<b>Recuperación de energía (%)</b>	<b>Recuperación de energía (USD)</b>
307.7	15	4.87	1425

La energía disponible corresponde a la energía medida a la salida de los alimentadores a los que pertenecen los circuitos secundarios de muestra.

El costo de la instalación de redes antihurto en los treinta circuitos secundarios de la muestra, concierne los gastos técnicos como mano de obra, y gastos de materiales, los mismos que se pueden apreciar en la tabla LXXI.

**TABLA LXXI. COSTOS DE INVERSIÓN-REDES ANTIHURTO.**

<b>Gastos materiales</b>	\$ 21.473
<b>Gastos técnicos</b>	\$ 8.735
<b>Total inversión</b>	<b>\$ 30.208</b>
<b>Longitud total (Km.)</b>	\$ 10,9
<b>Costo unitario (\$/Km.)</b>	\$ 2.800

\*Fuente: Revista CRIEEL – Costos de materiales

#### **4.3.1.2 Inspecciones en el sistema de medición de los abonados.**

Este método tiene como objetivo concretar en el corto plazo la normalidad del consumo de energía en aquellos medidores en donde se detecten fraude por parte de los usuarios, y de esa manera recuperar parte de la energía que se está perdiendo tomando en consideración que las

inspecciones deben ser periódicas para que los usuarios no vuelvan a reincidir en el mismo delito.

De acuerdo al levantamiento físico realizado de los circuitos secundarios de muestra donde se registraron el número dado al medidor por la empresa para determinar el consumo de cada abonado y dependiendo del tipo de usuario, se determinó las siguientes hipótesis:

Cuando se realiza una inspección en los medidores para un ciclo de 300 abonados se han encontrado en promedio 40 medidores intervenidos de los cuales se recuperaba un 40% de la energía que se facturaba.

Se ha considerado que el período de refacturación es de 12 meses; el total de energía recuperada mensual en los medidores intervenidos la que se muestra en la tabla LXXII.

**TABLA LXXII. RECUPERACIÓN DE ENERGÍA MENSUAL-INSPECCIÓN EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN**

<b>Demanda Energía (MWH)</b>	<b>Recuperación de energía (MWH)</b>	<b>Recuperación de energía (%)</b>	<b>Recuperación de energía (USD)</b>
307.7	20.18	6.56	1916.9

La inversión requiere solo de trabajadores que realicen las inspecciones debidas y de calibración de los medidores en caso de ser necesario como por ejemplo colocar un sello nuevo en el medidor, cambiar el registrador o en caso extremo cambiar el medidor por completo. Como se trata de 177 medidores intervenidos a un promedio de 10 medidores revisados diarios tenemos que la inversión total se presenta en la tabla LXXIII.

**TABLA LXXIII. COSTOS DE INVERSIÓN-INSPECCIÓN EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN**

<b>Costos de inspección</b>	<b>4234,5</b>
<b>Costos de calibración de medidor</b>	<b>750</b>
<b>Total inversión</b>	<b>4985</b>

#### **4.3.1.3 Intensificación de cortes masivos.**

Podemos considerar este método como reducción de pérdidas aunque no se pueda recuperar la energía que se esta perdiendo, sino que se recupera parte de la cartera vencida que existe en la empresa.

El corte a los clientes masivos debe hacerse tomando en consideración algunos parámetros de exclusión, como son:

1. Planillas pendientes de pago por mala facturación.
2. Planillas impagas por reclamo.
3. Abonados que tienen convenio de pago.
4. Actualización de listados de corte, teniendo en cuenta los pagos realizados.

Se debe hacer un seguimiento sobre clientes con el servicio suspendido para evitar reconexiones ilegales.

La cartera vencida que pretende recuperar la empresa solamente para la zona urbana de Milagro asciende a un valor de \$ 950.000 que representa un 40% de abonados deudores de esta zona y que corresponde a un 6,3 % de la cartera vencida total de toda el área de concesión de Milagro.

Podemos asumir que el porcentaje de la cartera vencida se lo puede recuperar en el transcurso de 12 meses, dentro del mismo periodo se incluye convenios de pago.

La inversión que requiere este método depende del porcentaje del número de abonados deudores dentro del

área urbana de Milagro y; costos por corte y reconexión, la misma que se presenta en la tabla LXXIV.

**TABLA LXXIV. COSTO DE INVERSIÓN - CORTES MASIVOS.**

# de abonados	# de abonados morosos	Valor de corte y reconexión (USD)	Valor total (USD)
1324	530	5	2648

#### **4.3.1.4 Análisis económico de reducción de pérdidas en el área comercial y administrativa.**

El análisis económico para determinar si los métodos de reducción de pérdidas no técnicas deben ser implementados es mediante un análisis costo – beneficio. Como ya se había indicado en cada método de reducción de pérdidas no técnicas, el primero es un proyecto a largo plazo y los otros dos a corto plazo.

##### **a. Análisis costo – beneficio.**

La recuperación de pérdidas no técnicas de energía tiene dos propósitos, recupera ingresos económicos para la empresa distribuidora y mejora el servicio desde el punto de vista técnico.

Los beneficios económicos percibidos por la empresa distribuidora, están representados por el incremento en la energía distribuida y efectivamente facturada.

Desde el punto de vista social, se presentan costos y beneficios. Los costos sociales están representados por la disminución en el consumo de energía por parte de los usuarios clandestinos.

Los beneficios sociales que ofrece este tipo de proyectos están representados por el ahorro que para la sociedad significa una disminución en el consumo de energía. Para realizar este estudio se debe primero encontrar el valor presente neto del proyecto mediante flujos de efectivo y determinar el periodo de recuperación de la inversión.

Los flujos de efectivo para los diferentes métodos de reducción de pérdidas no técnicas se pueden observar en el anexo 4.6. Los resultados obtenidos al realizar la evaluación financiera para cada método propuesto se presentan en la tabla LXXV.

**TABLA LXXV. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

Métodos para reducir pérdidas no técnicas	Beneficio (\$)	Costo (\$)	Relación B/C	Vida útil (Años)
Instalar redes antihurto	58.397,4	30208	2,2	5
Inspección en sistema de medición	11874,6	4985	2,4	1
Intensificar cortes masivos	43284,9	2648	16,3	1

#### 4.4 COMPARACIÓN INTEGRAL DE LA RENTABILIDAD DE REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS.

Para realizar la comparación integral de la rentabilidad de reducir pérdidas técnicas y no técnicas se procedió a realizar un resumen de recuperación de energía mensual y los costos de inversión que involucra cada método propuesto. A continuación en la tabla LXXVI se presenta un resumen de esta comparación integral de rentabilidad.

**TABLA LXXVI. COMPARACIÓN ENTRE LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS**

	Método	Energía recuperada			Costo (USD)	
		(MWH)	(%)	(USD)	(USD)	(USD)/MWH
Pérdidas técnicas	<b>Alimentadores primarios</b>					
	Cambio de conductor	22.54	<b>0.56</b>	2141.3	152984.9	<b>6787.3</b>
	Instalar capacitores	11.83	<b>0.30</b>	1123.9	42558.1	<b>3597.5</b>
	Balancear la carga	2.56	<b>0.06</b>	243.2	3191.5	<b>1246.7</b>
	<b>Transformadores distribución</b>					
	Cambio de capacidad	2.30	<b>0.06</b>	218.5	19871.1	<b>8639.6</b>
	<b>Circuitos secundarios</b>					
	Cambio de conductor	1.38	<b>0.45</b>	131.1	34758.3	<b>25187.2</b>
	Ubicación óptima transformador	1.01	<b>0.33</b>	96.0	3576.9	<b>3541.5</b>
Pérdidas no técnicas	<b>Área Comercial y administrativa</b>					
	instalar redes antihurto	15.00	<b>4.87</b>	1425.0	30208	<b>2013.9</b>
	Inspección en sistemas de medición	20.10	<b>6.53</b>	1909.5	4985	<b>248.0</b>
	Intensificar cortes masivos	---	---	6988.0	2648	---



De los resultados mostrados en la tabla anterior hay que indicar que para los métodos propuestos, la energía que se recupera es en base a la diferencia entre las pérdidas de energía calculadas sin método de reducción y las pérdidas de energía aplicando los diferentes métodos de reducción.

Podemos apreciar que se puede reducir mayor porcentaje de pérdidas no técnicas con un costo de inversión menor en comparación con los costos que se requieren para reducir pérdidas técnicas.

Así mismo podemos comparar la inversión o costo por MWH para cada uno de los métodos; claramente se puede apreciar que se requiere menos inversión en los métodos de reducción de pérdidas no técnicas, por consiguiente es más rentable reducir las pérdidas no técnicas; por tal motivo en el capítulo siguiente analizaremos un proceso administrativo de la Empresa como es el proceso de contratación de nuevo servicio.

# CAPITULO V

## ESTUDIO ADMINISTRATIVO Y ECONÓMICO DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.

### 5.1 INTRODUCCIÓN.

Después de haber establecido que es más rentable reducir en primera instancia las pérdidas no técnicas, se procede a evaluar el proceso de contratación de nuevo servicio de la Empresa Eléctrica Milagro para determinar mediante un análisis de tiempo y eficiencia cuales son las actividades que hacen al proceso de contratación deficiente y que provocan pérdidas económicas, así como caos y desorden, por lo cual deben ser eliminadas.

Posteriormente se aplicará la reingeniería al proceso de contratación siguiendo la metodología propuesta en el **Apéndice B** para identificar las áreas o actividades que se deben corregir. El objetivo la reingeniería es mejorar la eficiencia y optimizar los recursos, tanto de tiempo como de dinero, lo cual debe involucrar a todo el personal que conforma la empresa y en ocasiones hasta del cliente.

Una vez que se haya mejorado el proceso se realizará una evaluación económica para determinar la reducción de las pérdidas en el área administrativa.

## **5.2 DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS**

### **IMPORTANTES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.**

Los procesos administrativos más importantes de la empresa eléctrica Milagro son: El proceso de contratación e instalación de nuevo servicio, el proceso de medición y el proceso de facturación; los cuales se describen a continuación:

#### **a. Proceso de contratación e instalación de nuevo servicio.**

El proceso de contratación e instalación de nuevo servicio involucra a dos áreas muy bien diferenciados de la EMMCA, servicio al cliente y el área de medidores.

El jefe del área de servicio al cliente, es el único encargado de atender y recibir documentos por parte de los usuarios; en cambio el área de medidores constituye la parte operativa que se encarga de realizar las inspecciones e instalación en terreno de los equipos de medición, en este departamento participan varias personas tal como el jefe del área de

medidores y cuadrillas de personal técnico que se organizan en vehículos con 4 personas.

**b. Proceso de Medición.**

El proceso de medición consiste en la toma de lecturas a través de dos compañías contratistas, las cuales tienen asignado un determinado número de ciclos de lectura, que se encuentran distribuidos como se indica en la tabla LXXVII.

**TABLA LXXVII. DISTRIBUCIÓN DE CICLOS DE LECTURA DE LA EEMCA**

CICLO	DESCRIPCION	# ABON.	COMPAÑÍA
1	URB. MILAGRO	3613	CONTRATISTA 1
2	URB. MILAGRO	4132	
3	URB. MILAGRO	3487	
4	URB. MILAGRO	3729	
11	URB. TRONCAL	3607	
12	URB. TRONCAL	3556	
15	URB. NARANJAL	4907	
23	URB. S. BOLIVAR	1227	
25	URB. M. MARIDUEÑA	1937	
51	RURAL MILAGRO	1771	
63	RURAL S. BOLIVAR	2103	
65	RURAL M. MARIDUEÑA	488	
71	RURAL TRONCAL	3878	
75	RURAL NARANJAL	4196	
5	URB. MILAGRO	2052	
6	URB. MILAGRO	2079	
7	URB. MILAGRO	2726	
8	URB. MILAGRO	2806	
9	URB. MILAGRO	1882	
10	URB. MILAGRO	3075	

13	URB. EL TRIUNFO	5567	
17	URB. NARANJITO	2478	
18	URB. NARANJITO	2712	
19	URB. BUCAY	2525	
21	URB. YAGUACHI	2667	
52	RURAL MILAGRO	4354	
53	RURAL MILAGRO	3568	
55	RURAL MILAGRO	2408	
56	RURAL MILAGRO	2146	
61	RURAL YAGUACHI	1219	
73	RURAL EL TRIUNFO	2850	
77	RURAL NARANJITO	3727	
79	RURAL BUCAY	924	

La tarea de toma de lecturas en las zonas urbanas y rurales, es realizada a partir del primer día laborable de cada mes (incluido los días sábados).

### **c. Proceso de facturación.**

En el proceso de facturación se receiptan los libros de lectura por parte de las compañías contratistas encargadas de toma de lectura, una vez que se han ingresados las lecturas al sistema se generan los libros de críticas, en donde aparecen todos los errores producidos durante la recolección de las lecturas y el ingreso de las mismas al sistema central de EEMCA.

En el libro de críticas se asigna una lectura actual al usuario, en un procedimiento denominado “validación”, se ingresan las lecturas validadas al sistema y se enrutan los nuevos usuarios que aparecen en el libro de críticas; también se realizan filtros de consumo en donde

aparecen los errores provocados durante la validación y el ingreso de los datos generados durante la misma.

Una vez revisado y modificado los filtros de consumo se proceden a realizar los cálculos de consumo, liquidación de las planillas adicionando los valores de impuestos y la emisión de la factura.

### **5.3 ANÁLISIS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN.**

#### **5.3.1 Límites y observación del proceso.**

El proceso de contratación e instalación se inicia cuando el cliente se acerca a las oficinas de la EEMCA a solicitar el servicio, presentando los documentos exigidos y elaborando la solicitud de servicio, y finaliza con la instalación del medidor por parte del departamento de medidores.

Los pasos que describen el proceso de contratación son los siguientes:

- 1.- Elaborar solicitud
- 2.- Ingreso de datos del cliente al sistema
- 3.- Cobro por Inspección
- 4.- Aprobación de Solicitud
- 5.- Generar orden de inspección

- 6.- Realizar inspección
- 7.- Ingreso de datos de las inspecciones
- 8.- Cliente se acerca a pagar la instalación
- 9.- Se generan valores de cobro
- 10.- Espera de solicitudes de instalación
- 11.- Se elabora lista de materiales
- 12.- Se aprueba listado de materiales
- 13.- Traslado de personal a bodega
- 14.- Instalar medidores
- 15.- Ingreso de datos en el sistema

La descripción de los pasos del proceso se presenta a continuación:

**1.- Elaborar solicitud.-** El empleado del área de servicio de atención al cliente solicita a los usuarios los documentos que son requisitos para solicitar un nuevo servicio, por lo general se pide la copia de la escritura de la casa o último pago de impuestos, cédula de ciudadanía, dirección domiciliaria.

**2.- Ingreso de datos del cliente al sistema.-** Después de que se elabora la solicitud de nuevo servicio por parte del personal del área de servicios se ingresa los datos del cliente al sistema.

**3.- Cobro por Inspección.-** Luego de elaborar la solicitud, el cliente paga el valor de la inspección en la ventanilla de contratos.

**4.- Aprobación de Solicitud.-** Luego del pago de la orden de inspección, se espera la aprobación de la solicitud.

**5.- Generar orden de inspección.-** Se generan en el sistema las órdenes de inspección a los clientes que han cancelado el valor inicial.

**6.- Realizar inspección.-** Se realiza la inspección del sitio, para determinar el tipo y longitud del conductor, tipo de medidor y materiales necesarios para la instalación.

**7.- Ingreso de datos de las inspecciones.-** Personal del área de medidores ingresa los datos de las inspecciones. Se define el tipo de tarifa y el costo de instalación del nuevo servicio.



**8.- Cliente se acerca a pagar la instalación.-** El cliente se acerca a la ventanilla de contratos a verificar el resultado de la inspección, y el costo que debe pagar por la instalación del nuevo medidor.

**9.- Se generan valores de cobro.-** Se generan los valores de cobro de los depósitos por costo de medidor y metros de acometida correspondientes, del resultado de la inspección.

**10.- Espera de solicitudes de instalación.-** Se espera a que exista el número suficiente de solicitudes de instalación que justifiquen enviar a un grupo de trabajo.

**11.- Se elabora lista de materiales.-** Personal del área de medidores elaboran el listado de materiales que se utilizaran. El pedido de materiales se lo realiza al personal de bodega.

**12.- Se aprueba listado de materiales.-** Se espera que la lista de materiales sea aprobada por el director comercial y en caso de no existir en stock, se espera la adquisición de materiales.

**13.- Traslado de personal a bodega.-** El personal se traslada de la empresa hasta la bodega para retirar los materiales que fueron previamente solicitados.

**14.- Instalar medidores.-** El grupo de trabajo procede a realizar la instalación de medidores.

**15.- Ingreso de datos en el sistema.-** Se ingresa los datos en el sistema de acuerdo al código del usuario, número de medidor asignado por la empresa para comenzar a facturar.

### 5.3.2 Análisis de tiempo y eficiencia.

Después de haber determinado cuales son los pasos del proceso de contratación e instalación de nuevo servicio de la EEMCA, se procedió a realizar el análisis de tiempo y eficiencia del proceso, tomando en consideración los pasos del proceso, clasificándolos de acuerdo al tipo de actividad los presentan en la tabla LXXVIII.

**TABLA LXXVIII. TIPO DE ACTIVIDADES DE UN PROCESO.**

<b>Actividad</b>	<b>Símbolo</b>
Operación	●
Transporte	→
Demora	<b>D</b>
Inspección	■
Almacenaje	▼
Retrabajo	®

**a. Análisis de tiempo del proceso de contratación e instalación.**

Los tiempos de duración de cada paso del proceso de contratación fueron determinados mediante la observación de algunos pasos y además de información proporcionada de tiempos promedios, por parte del departamento de servicio de atención al cliente y de medidores.

En la tabla LXXIX se presentan cada uno de los pasos del proceso de contratación e instalación así como su tiempo de ejecución y su característica operacional.

**TABLA LXXIX. TIEMPO PROMEDIO DE LOS PASOS DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DE NUEVO SERVICIO DE LA EEMCA.**

#	Descripción de los pasos del proceso	●	➔	◐	■	▼	®	Tiempo prom. (min.)	Tiempo prom. (días)
1	Elaborar solicitud	X						30	3
2	Ingreso de datos del cliente al sistema	X						20	
3	Cobro por Inspección	X						10	
4	Aprobación de solicitud			X				1444	3.5
5	Generar orden de inspección	X						15	
6	Realizar inspección				X			480	
7	Ingreso de datos de las inspecciones	X						240	
8	Cliente se acerca a pagar la instalación			X				960	

<b>9</b>	Se generan valores de cobro	<b>X</b>					<b>20</b>	<b>3,5</b>
<b>10</b>	Espera de solicitudes de instalación			<b>X</b>			<b>480</b>	
<b>11</b>	Se elaboran lista de materiales	<b>X</b>					<b>60</b>	
<b>12</b>	Se aprueba listado de materiales			<b>X</b>			<b>615</b>	
<b>13</b>	Traslado de personal a bodega		<b>X</b>				<b>45</b>	
<b>14</b>	Instalación de medidores	<b>X</b>					<b>240</b>	
<b>15</b>	Ingreso de datos al sistema.	<b>X</b>					<b>240</b>	

El tiempo total de ejecución del proceso es de 4900 min. Que equivale a 10 días laborables, además observamos que existen pasos que representan desperdicio de tiempo y costos; y que se deben mejorar eliminándolos o reduciéndolos al mínimo.

**b. Análisis de eficiencia del proceso de contratación e instalación.**

La eficiencia del proceso actual que maneja la EEMCA se la determina mediante la relación del tiempo de operación del proceso y el tiempo total de ejecución del proceso.

En la tabla LXXX se presenta un resumen de las actividades del proceso, el número de actividades y el tiempo promedio de duración.

TABLA LXXX. RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DEL PROCESO.

Actividad	Símbolo	Numero de pasos	Tiempo promedio (min.)
Operación	●	8	875
Transporte	→	1	45
Demora	D	4	3500
Inspección	■	1	480
Almacenaje	▼	-	-
Retrabajo	®	-	-

La eficiencia del proceso de contratación e instalación de nuevo servicio actual de la Empresa Eléctrica Milagro es:

$$EFICIENCIA = \frac{T.Operación}{T.Total} * 100\%$$

$$EFICIENCIA = \frac{875(\text{min.})}{4900(\text{min.})} * 100\%$$

$$EFICIENCIA = 17.9\%$$

#### 5.4 REINGENIERÍA DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C. A.

La reingeniería dinámica de los negocios es una combinación de posicionamiento y reingeniería, procesos que utilizan algunas metodologías particulares.

El posicionamiento es el conjunto de actividades que proporciona un marco de planeación estratégica para la reingeniería, a través del cual se implementan métodos que mejoren dichas actividades y que tengan un cambio rápido y eficaz.

Es mejor determinar de manera muy amplia el alcance del posicionamiento, toda la empresa o una división independiente son objetivos óptimos.

La reingeniería es un enfoque para planear y controlar el cambio. La reingeniería de negocios significa rediseñar los procesos y luego implementarlos, y funciona mejor cuando se limita a un proceso o grupo de procesos.

Como en este capítulo solo estamos analizando el proceso de contratación de nuevo servicio de la Empresa Eléctrica Milagro, la metodología que se utilizó para reconstruir o mejorar este proceso es el de los siete pasos para la mejora de procesos, el cual se presentan en el **Apéndice B.**

#### **5.4.1 Definición de los objetivos de la reingeniería.**

Los objetivos que se debe tomar en consideración para mejorar el proceso de contratación e instalación por parte de la empresa es mejorar drásticamente:

- La calidad de servicio al cliente.
- El costo que involucra cada actividad del proceso.
- El tiempo de procesamiento.
- La reducción de errores durante el proceso.
- La facilidad y comodidad de ejecución.
- La reducción de no facturación de energía durante el proceso.

Los objetivos de la reingeniería variarán según la fuerza que los oriente al cambio; en consecuencia, no pueden darse por hecho. Estos objetivos se convierten en los factores de éxito de la reingeniería y son la base para evaluar la respuesta del esfuerzo; por lo tanto deben estar bien definidos.

Los resultados que se espera alcanzar con los objetivos expuestos anteriormente son los siguientes:

- Reducir el nivel de pérdidas administrativas.
- Mejorar la eficiencia y eficacia del proceso de contratación.

- Mejorar la orientación hacia el cliente.
- Crear en los trabajadores conciencia de alcanzar los objetivos.

#### **5.4.2 Identificación de los problemas del proceso.**

Después del análisis realizado del proceso en estudio se identificaron los principales problemas que representan desperdicio de tiempo y costos; y son los siguientes:

- Las solicitudes de inspección se las aprueba después de que exista una cantidad considerable de clientes que hayan solicitado el servicio, algunas veces las ordenes de inspección han sido ejecutadas por el área de medidores pero que han tenido problemas como datos erróneos u otras causas. Esto provoca que los clientes no continúen con el trámite respectivo, y es probable que se conviertan en usuarios ilegales.
- La información que es ingresada al sistema no es aprovechada en su totalidad por el área de medidores para la ejecución de la inspección, ya que solo se toma en consideración las direcciones o referencias que da el cliente



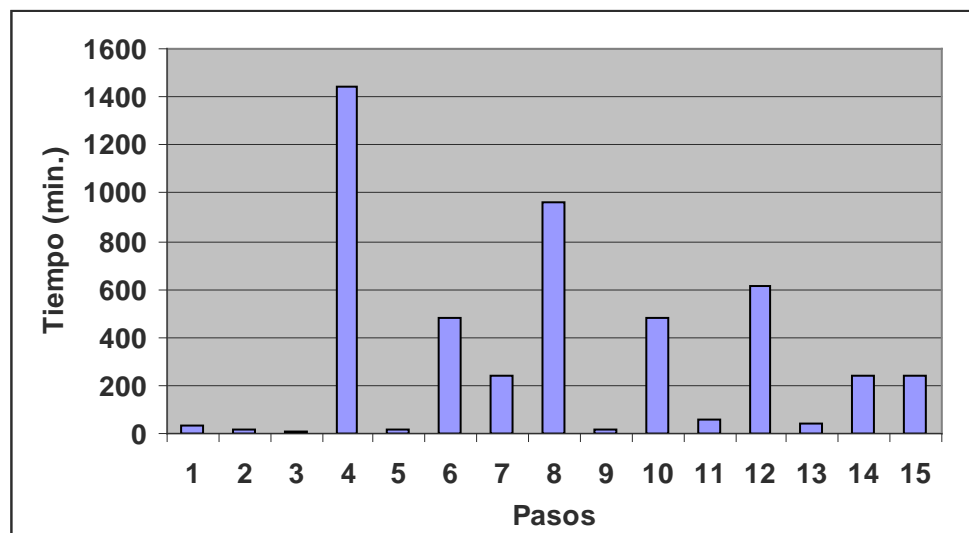
respecto al sitio de instalación. Esto provoca que el personal encargado en realizar la inspección no encuentre la dirección exacta, esto retrasa todo el proceso establecido.

- Después de que se ha realizado la inspección, se debe esperar a que el usuario se acerque a la oficina de atención al cliente para cancelar el valor correspondiente al medidor y acometida. En algunas ocasiones los clientes se demoran en pagar o no continúan con el trámite correspondiente.
- Existe una gran cantidad de clientes a las que no se les ha instalado los medidores, debido a que pese a tener aprobado su solicitud de instalación, estas deben esperar hasta que existe suficientes cantidad de clientes en determinadas zonas para realizar la instalación del medidor. Estos usuarios probablemente se conviertan en consumidores ilegales.
- Al aprobarse las solicitudes de instalación de los medidores, se elaboran el listado de materiales para su retiro en bodega. En algunas ocasiones no todos los materiales se

encuentran en bodega por lo que se debe esperar tiempos considerables para realizar la instalación.

Para identificar los pasos a mejorar, eliminar o reducir al máximo se consideran los pasos redundantes y aquellos que ameriten mayor cantidad de tiempo; como transporte, inspección, demora y retrabajo.

En la figura 5.1 se presentan la curva de tiempo promedio versus los pasos del proceso de contratación e instalación en que la EEMCA demora en instalar un medidor.



**FIG. 5.1 TIEMPO PROMEDIO DE LOS PASOS DEL PROCESO.**

En la figura anterior podemos observar que los pasos 4, 8, 10 y 12 son los que llevan la mayor parte de tiempo en el proceso, estos pasos se resumen en la tabla LXXXI.

**TABLA LXXXI. PASOS QUE DEMORAN EL PROCESO**

<b>Paso</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tiempo (min.)</b>	<b>Tiempo (días)</b>
<b>4</b>	Aprobación de solicitud	1444	3
<b>8</b>	Cliente se acerca a pagar la instalación	960	2
<b>10</b>	Espera de solicitudes de instalación	480	1
<b>12</b>	Aprueba listado de materiales	615	1

Se puede apreciar que los pasos que consumen el mayor tiempo y que retrasan este proceso son administrativos y no de operación, los cuales representan 7 de los 10 días promedio que dura el proceso de nueva contratación de servicio.

#### **5.4.3 Proceso de contratación mejorado y calculo de la eficiencia.**

El proceso de contratación e instalación propuesto tiene como objetivo eliminar o reducir al mínimo todos los desperdicios de tiempo señalados anteriormente. Después de reducir al mínimo o eliminar estos pasos, de ser posible mejorar los pasos de operación.

La descripción de los pasos del nuevo proceso se presenta a continuación:

**1.- Elaborar solicitud.-** La persona encargada del área de servicio a clientes elabora la solicitud de nuevo servicio con todos los requisitos solicitados al cliente. La empresa debe tener a disposición los planos urbanos y rurales digitalizados de toda su área de concesión para determinar la dirección exacta del lugar de inspección junto con el cliente.

**2.- Ingreso de datos del cliente.-** Inmediatamente después de haber elaborado la solicitud el personal de contratos ingresa los datos del cliente al sistema.

**3.- Cobro por inspección e instalación.-** Con los datos ingresados al sistema del cliente se genera la orden para el cobro por inspección y además un porcentaje (40%) de cobro por instalación del medidor. Estos valores de cobro serán pagados por el cliente en la ventanilla de contratos.

**4.- Aprobación de solicitud y generar orden de inspección.-**

Después de haber cobrado el valor de la inspección del sitio, se aprueba la solicitud y se genera la orden de inspección.

**5.- Realizar la inspección.-**

Personal dispuesto del departamento de medidores se trasladan al sitio donde se tiene que realizar la inspección.

**6.- Ingreso de datos de inspección al sistema.-**

El personal retorna del sitio de inspección con todos los datos que se necesitan para realizar la instalación e ingresarlos al sistema.

**7.- Se elabora y se aprueba listado de materiales.-**

Se elabora el listado de materiales e inmediatamente tiene que ser aprobados para que se ejecute la instalación del medidor.

**8.- Traslado de personal a bodegas.-**

El personal se traslada de la Empresa hasta la bodega para retirar los materiales que fueron previamente solicitados.

**9.- Instalar medidores.-**

El grupo de trabajo procede a realizar la instalación del medidor.

**10.- Ingreso de datos en el sistema.-** Se ingresa los datos en el sistema de acuerdo al código del usuario, número de medidor asignado por la empresa para comenzar a facturar.

**a. Análisis de eficiencia del proceso propuesto.**

Con este proceso mejorado el tiempo de instalación de un medidor es reducido, debido a que se eliminaron algunos pasos de demora, se combinaron pasos de operación y demora, y se redujo al mínimo el paso de inspección.

Este proceso propone que la inspección se la realice inmediatamente después de que se halla cobrado el valor de esta. Así se evitará la demora debido a que se espera el número de clientes suficientes para realizar una inspección, además que el tiempo de inspección sería mayor.

Además, con este proceso se estaría evitando la espera a que el cliente se acerque a pagar el valor de la instalación del medidor, ya que parte del valor de su instalación fue cobrado junto con el cobro de la inspección y la diferencia se la cobre en la primera planilla de facturación.



El proceso de contratación mejorado reduce de los 15 pasos del proceso manejado por la Empresa Eléctrica Milagro a 10 pasos.

Con el proceso de contratación e instalación propuesto se espera que esta se lo realice en un tiempo de ejecución de 2 días, en contraste con el proceso existente que tiene un tiempo de ejecución de 10 días.

Para llevar a cabo la ejecución del proceso de contratación propuesto se requiere de actualizaciones en el ámbito tecnológico como son planimetrías digitalizadas de ciudades, un buen sistema computacional para la elaboración de solicitudes para inspección, cobro y demás ordenes que requieran de ello.

Además con la colaboración del personal que interviene en este proceso en especial los empleados de la parte administrativa asistan de forma inmediata en los seguimientos del proceso para su rápida ejecución.



El cálculo de la eficiencia se realiza sumando los porcentajes correspondientes a los pasos de operación.

$$EFICIENCIA = 73.8\%$$

#### **5.4.4 Análisis costo-beneficio.**

En el capítulo IV se determinó la prioridad de emplear métodos de reducir las pérdidas no técnicas, por ser económicamente más rentables para lograr su reducción.

Para evaluar en forma correcta los beneficios financieros del plan se consideran los costos que tiene la empresa debido al proceso de contratación y la energía dejada de facturar debido al tiempo de ejecución del proceso con el que cuenta la empresa actualmente; y los mismos costos que demandan el proceso de contratación propuesto.

Para determinar los ahorros financieros que obtendría la empresa con el proceso propuesto se consideró lo siguiente:

Existe un promedio de 300 solicitudes en un periodo mensual de contratación de nuevo servicio en toda el área de concesión de la

empresa, de los cuales el 53% del total de las solicitudes terminan la ejecución del proceso actual con la instalación del medidor en ese periodo; el resto de solicitudes se terminan de ejecutar en los siguientes periodos. Mientras que con el proceso propuesto la ejecución de todas las solicitudes que se reciben mensualmente se lo realiza de forma inmediata en este periodo.

Según datos proporcionados por el departamento de medidores en el mes de junio del 2005 la empresa tuvo un total de 293 solicitudes, de las cuales se instalaron 155 medidores y el resto de medidores fueron instalados en los meses siguientes. La energía dejada de facturar se presenta en el anexo 5.1.

La energía que se deja de facturar en el proceso actual es la que corresponde a la energía del resto de solicitudes que no se ejecutan en dicho periodo más la energía que concierne los 10 días que se demora el proceso en ejecutar la instalación de cada medidor en dicho periodo.

En cambio la energía no facturada de todas las solicitudes con el proceso propuesto corresponde al tiempo de demora de ejecución del proceso propuesto que es dos días.

En la tabla LXXXIII se presentan los valores de la energía no facturada de las solicitudes del mes de junio del 2005 del proceso de contratación e instalación actual y propuesto.

**TABLA LXXXIII. ENERGÍA NO FACTURADA DEL MES DE JUNIO DEL 2005.**

Proceso de contratación e instalación	Energía no facturada	
	KWH	\$
Actual	46.526,0	4.708,4
Propuesto	9.733,5	985,0

Los costos administrativos y operacionales que involucran la ejecución del proceso de contratación e instalación actual y propuesto de nuevo servicio de la empresa se muestran en la tabla LXXXIV.

**TABLA LXXXIV. COSTOS DEL PROCESO PARA LA EEMCA.**

Proceso de contratación e instalación	Costos para la empresa (\$)		
	Administrativos	Operación	Total
Actual	12.250,4	9.981,8	22.232,3
Propuesto	8.100,0	6.600,0	14.700,0

Los costos administrativos y de operación mostrados en la tabla anterior corresponden a los valores de pago de los trabajadores e Ingenieros que intervienen en el proceso.

Los ahorros financieros y de energía se determinan mediante la diferencia entre la energía no facturada del proceso actual y del proceso propuesto, más el ahorro que representa el tiempo de ejecución de ambos procesos. Estos ahorros se presentan en la tabla LXXXV.

**TABLA LXXXV. AHORROS DEBIDO AL PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN PROPUESTO**

Proceso de contratación	Energía no facturada		Costo para la empresa
	KWH	\$	\$
Actual	46526,0	4708,4	22232,3
Propuesto	9733,5	985,0	14700,0
Ahorros	<b>36792,5</b>	<b>3723,4</b>	<b>7532,3</b>

De lo mostrado en la tabla anterior, el ahorro total que se obtendría con el nuevo proceso de contratación es de \$ 11.255,7; que corresponden al 41,8% de las pérdidas administrativas que tiene la empresa con respecto al proceso de contratación actual que cuesta \$ 26.940,7.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

1. El porcentaje de pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión para el mes de junio del 2005 es 2,48% con respecto a la energía disponible, correspondiendo el 1,96% para las líneas de subtransmisión y el 0,52% para las subestaciones; lo cual indica estar dentro de los niveles aceptables de pérdidas, descritos en la tabla VIII. Dentro de estos valores no se consideró a los grandes consumidores debido a que no son clientes para la empresa; sin embargo elevan el nivel de pérdidas en el sistema por el aumento en la cargabilidad de las líneas y transformadores de potencia.
2. Para el sistema de distribución primaria de la EEMCA se obtuvo un 3,26% de pérdidas de energía, concerniendo el 2,30% para los alimentadores primarios y el 0,96% en los transformadores de distribución; el alto nivel de pérdidas en los alimentadores es ocasionado a que el 44% del total de alimentadores son rurales los que recorren grandes distancias para alimentar pequeñas cargas y a su vez persiste un desbalance de carga en las fases de los alimentadores urbanos como lo indica el anexo 2.8.

3. Con respecto al sistema de distribución secundaria el porcentaje de pérdidas de energía en el mes de junio del 2005 es 1,91% lo cual corresponde a los circuitos secundarios el 1,32% y el 0,59% en los sistemas de medición.
4. De acuerdo al balance energético realizado en el capítulo III en el mes de junio del 2005, se determinó que el nivel de pérdidas de energía total fue 40,48% perteneciendo el 8,61% a las pérdidas técnicas y el 31,87% a las pérdidas no técnicas; consecuentemente se debe realizar estudios y programas urgentes para reducir las pérdidas no técnicas.
5. En el plan de reducción de pérdidas técnicas en alimentadores primarios, el método que produce mayor reducción de pérdidas de energía y recuperación financiera es el balanceo de carga; ya que se obtiene menor pérdidas en las fases con sobrecarga y el costo de inversión solo involucra gastos de operación, en comparación con los demás métodos.
6. Programas de reducción de pérdidas técnicas tales como incremento de subestaciones para acortar longitudes en alimentadores primarios y cambio de conductor para la disminución de la resistencia eléctrica

son los que producen mayor ahorro de potencia y energía, pero su rentabilidad financiera es muy baja por las grandes inversiones que se tiene que efectuar.

7. La reducción de pérdidas no técnicas incide en forma directa en el mejoramiento de la calidad y eficiencia de los sistemas administrativos de la empresa y a su vez la eficacia técnica para el control del incremento de pérdidas no técnicas en el área social.
8. Uno de los problemas principales para el incremento de pérdidas no técnicas es la facilidad para el hurto o fraude de energía debido a la falta de presencia de personal de la empresa en la calle, lo que genera en los usuarios un abuso total en el manipuleo de las redes, instalaciones y mediciones.
9. En la comparación de métodos de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas descritas en la tabla LXXVI, los costos de inversión de los métodos para reducir las pérdidas no técnicas son menores a los costos de reducción de pérdidas técnicas. Además los beneficios financieros obtenidos son mayores que los beneficios que se obtienen al reducir las pérdidas técnicas. Por ende es prioritario ejecutar métodos de reducción de pérdidas no técnicas.

10. Los programas de control y reducción de pérdidas no técnicas son rentables, ya que mejorando los procesos administrativos se obtendría una recuperación energética y financiera, recurriendo a inversiones iniciales bajas en un período de recuperación a corto plazo.
11. En la reducción de pérdidas no técnicas en el área administrativa de la EEMCA se debería realizar con énfasis planes de mejoramiento a procesos administrativos que tienen un bajo nivel de eficiencia y un elevado costo que representa para la empresa, lo que significa un desperdicio de recursos tanto humano como económico.
12. El nivel de eficiencia del proceso de contratación e instalación de nuevo servicio es 17,9%, como se indica en la tabla LXXIX son las actividades administrativas las causantes de la baja eficiencia del proceso; lo que nos indica que existen dificultades administrativas en la empresa.
13. Con el proceso propuesto se espera alcanzar que la eficiencia sea del 73,8%. Para alcanzar este nivel se requiere que las personas a cargo de las diferentes direcciones de la empresa realicen una readecuación del trabajo, consientizar y a su vez motivar a los trabajadores a contribuir con el desarrollo y el éxito del proceso.



14. Las pérdidas de energía por fraude, hurto y de gestión administrativa es un problema de muy difícil solución; mientras no se realice un cambio estructural dentro de la organización y de la mentalidad y cultura de cada integrante de esta no se obtendrán resultados significativos por muy buenas que sean las acciones y procedimientos que se planteen para reducirlas.

## RECOMENDACIONES

- Para un estudio más exacto de pérdidas técnicas de energía la empresa debería realizar inversión en equipos de medición de tipo electrónico en las salidas de los alimentadores de las subestaciones del sistema eléctrico Milagro.
- Realizar el levantamiento digital de los circuitos de distribución primario y secundario con los que no cuenta la empresa en la actualidad.
- Realizar estudios técnicos y económicos dando alternativas para la expansión del sistema considerando los costos de las pérdidas de energía.
- Realizar anualmente estudios de pérdidas técnicas con la finalidad de realizar reajustes en los programas de reducción de ser necesario.
- Al momento de realizar estudios de programas de reducción de pérdidas tanto técnicas como no técnicas, dichos programas sean

ejecutados de forma inmediata para impedir el aumento de las mismas.

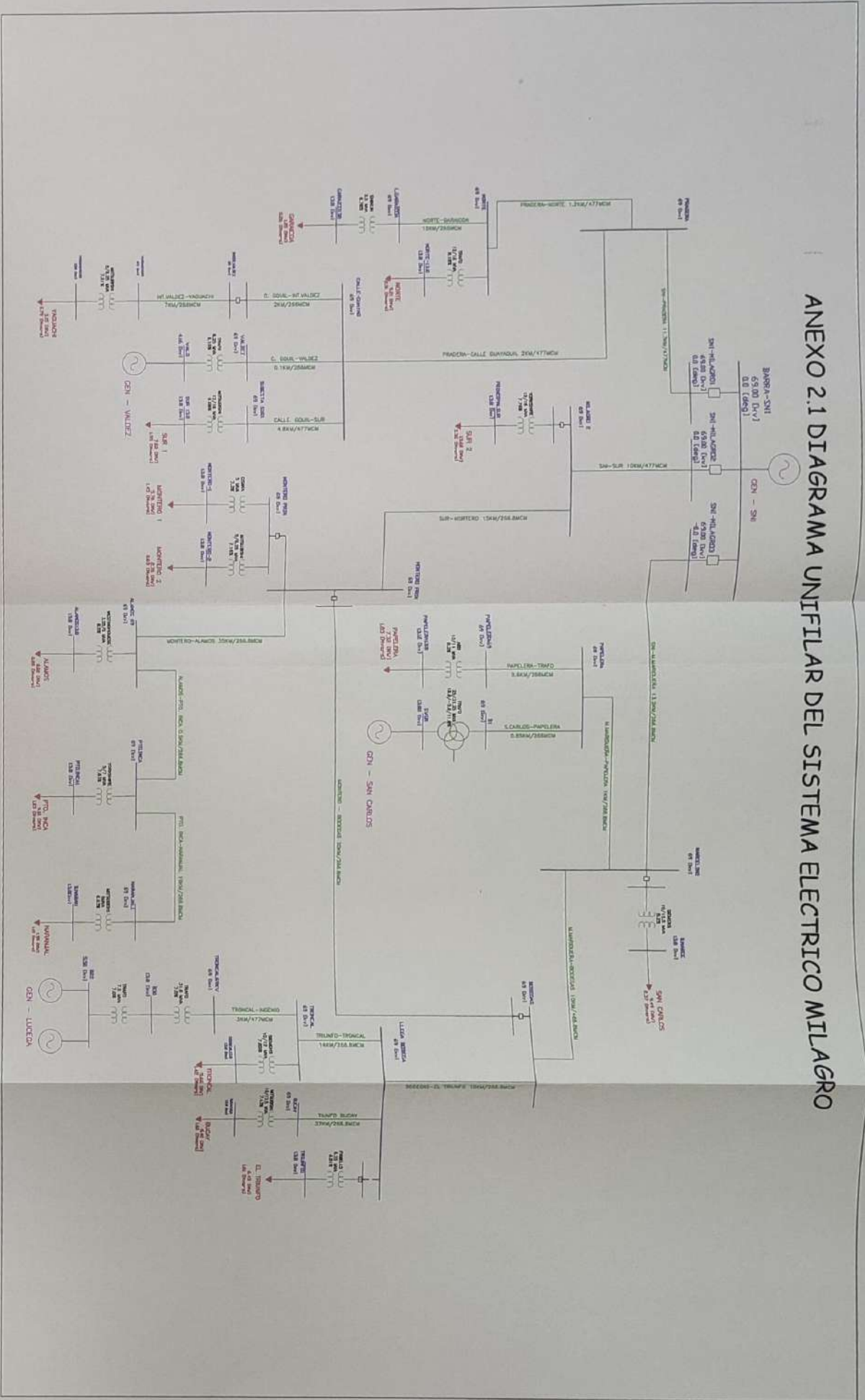
- Evaluar los procedimientos vigentes en el área comercial, para evitar pérdidas de energía debido a la limitada administración en las actividades relacionadas con la facturación y trámites de aprobación e instalación de nuevo servicio.
- Incluir en el presupuesto anual de la Empresa Eléctrica Milagro la modernización de su estructura administrativa, recursos humanos, equipos y sistemas informáticos que respalden la optimización de costos y recuperación de recursos.
- Capacitar al recurso humano de los niveles ejecutivo y de operación de la empresa en planeamientos estratégicos y mecanismos de implementación.
- Ejecutar la reingeniería de procesos administrativos con cambios radicales o mediante el mejoramiento continuo de procesos de la empresa.

- Concentrar los esfuerzos y recursos disponibles en forma integral y coherente dando prioridad a la solución de las pérdidas no técnicas y cuando estas se encuentren en niveles aceptables, continuar con las pérdidas técnicas.

# **ANEXO 2**

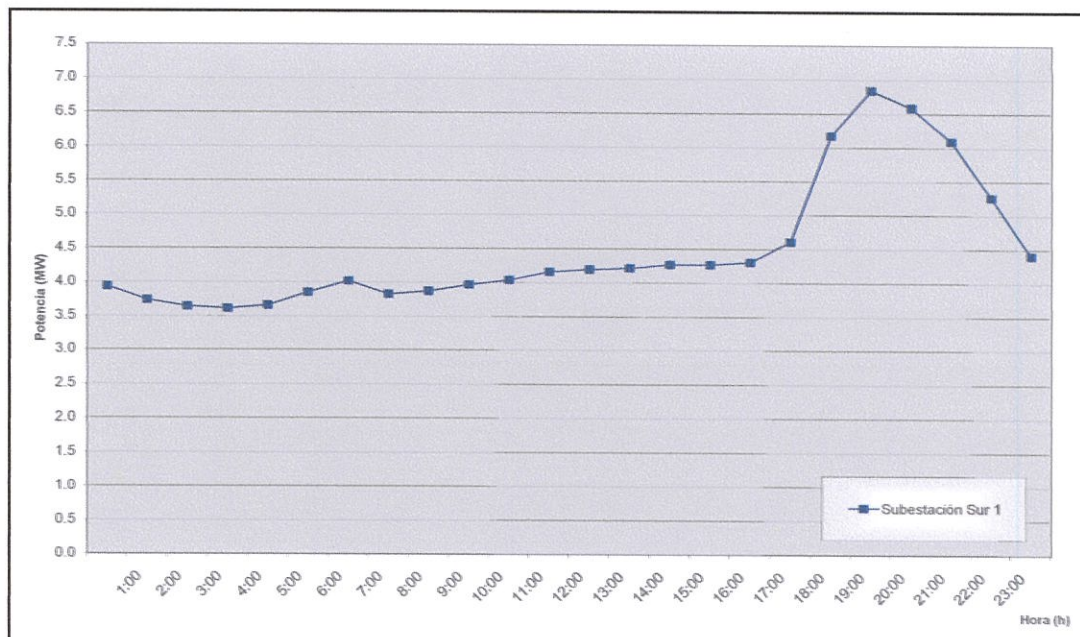
1

# ANEXO 2.1 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELECTRICO MILAGRO

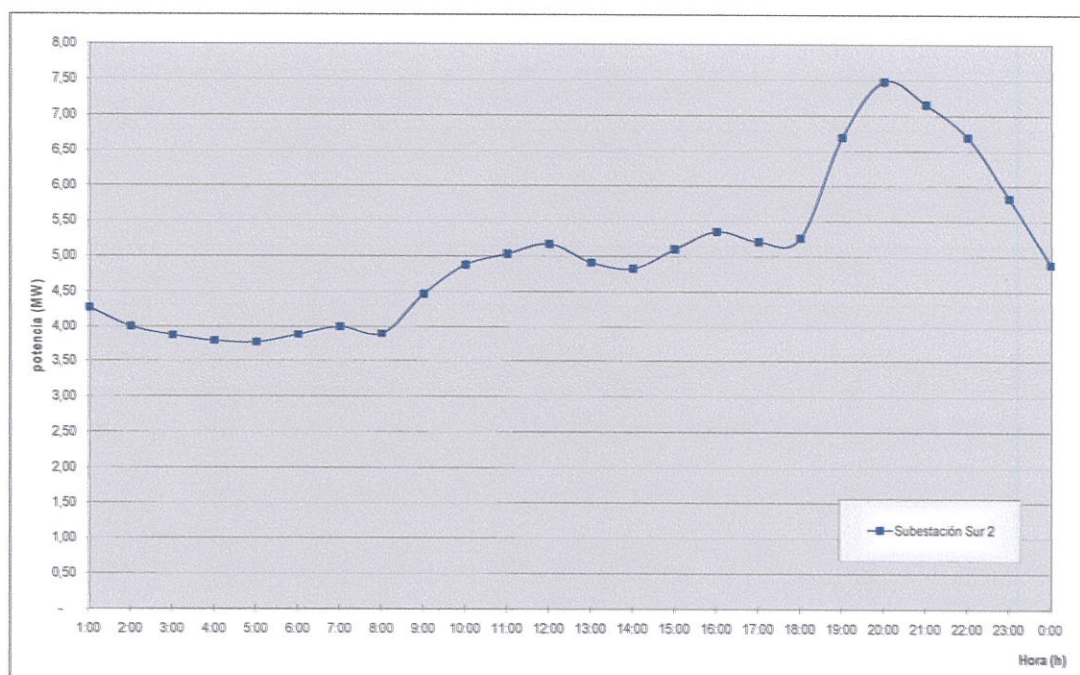


## ANEXO 2.2 CURVAS DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES DE JUNIO DEL 2005

### A. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN SUR 1

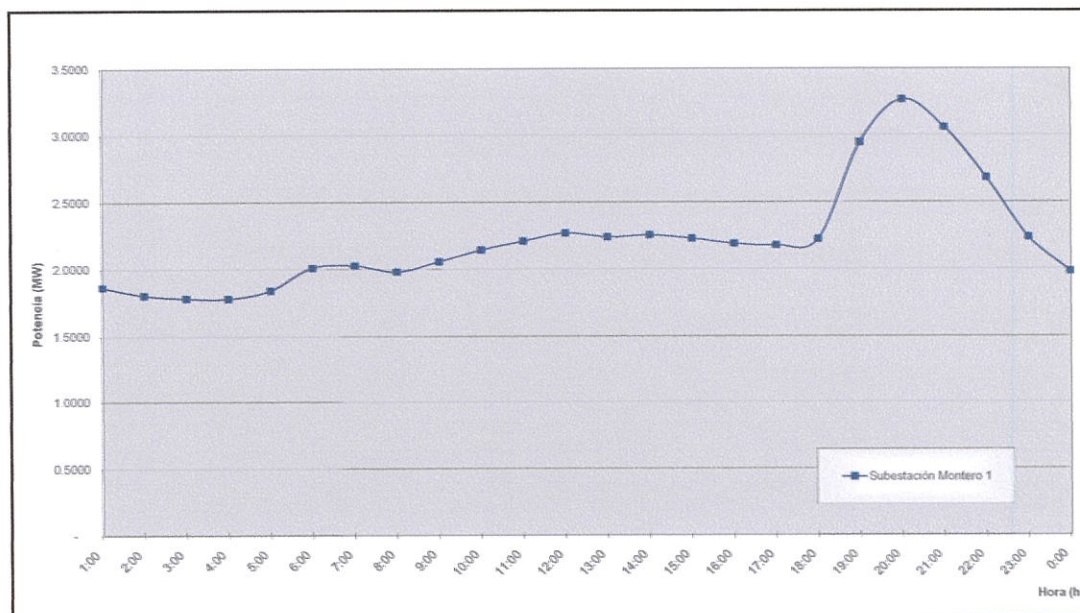


### B. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN SUR 2

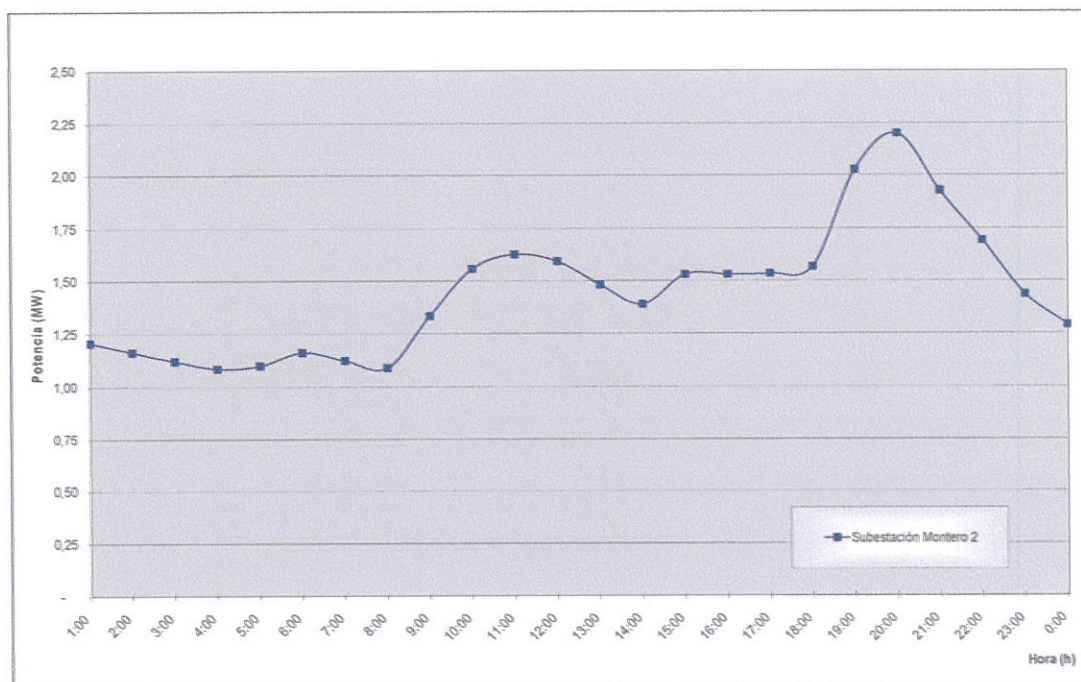




### C. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN MONTERO 1

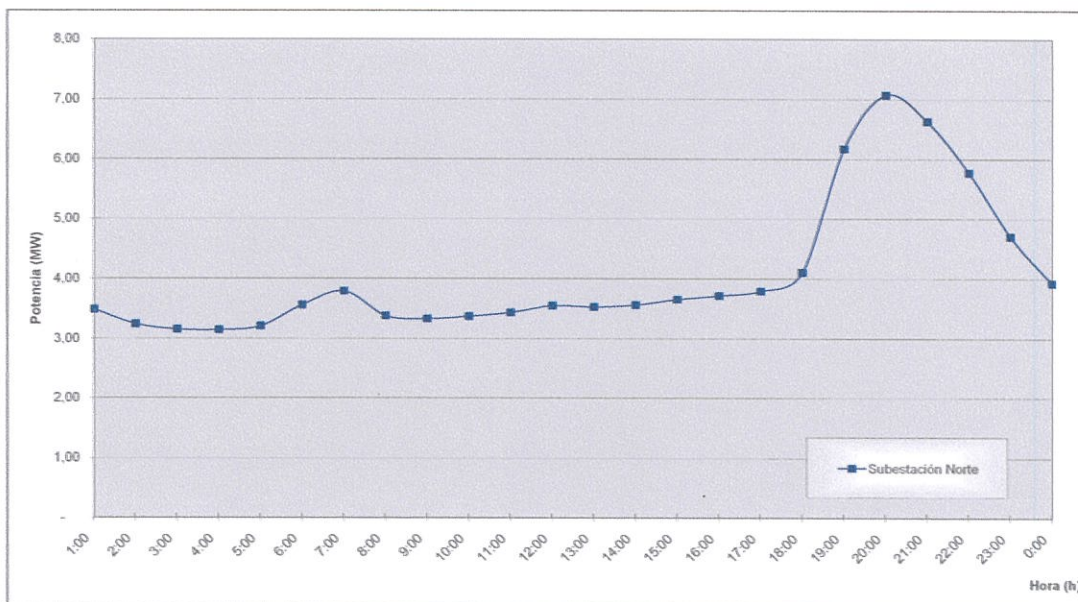


### D. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN MONTERO 2

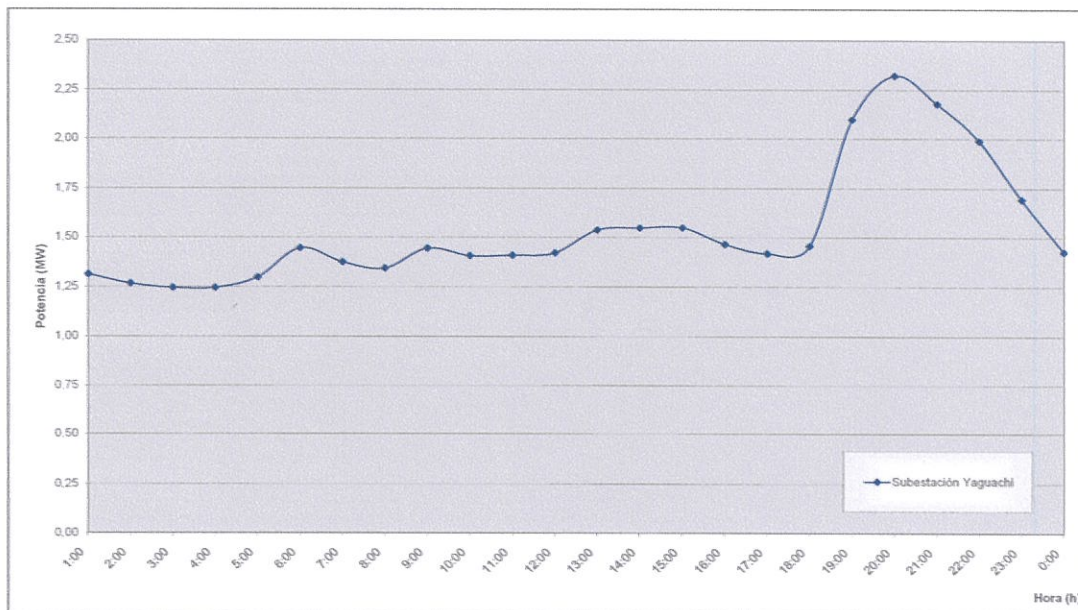




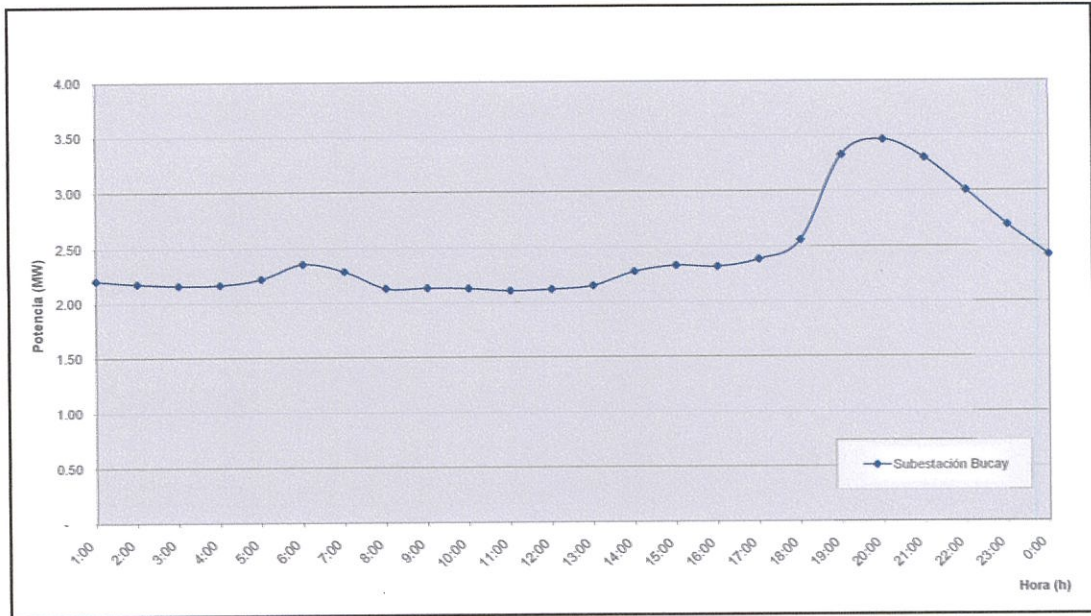
### E. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN NORTE



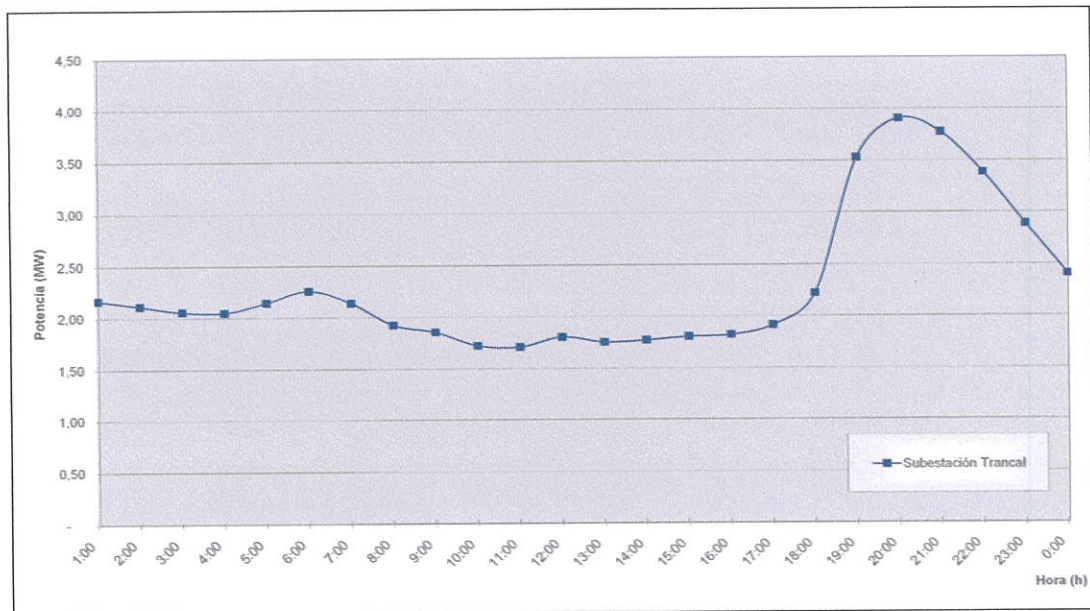
### F. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN YAGUACHI



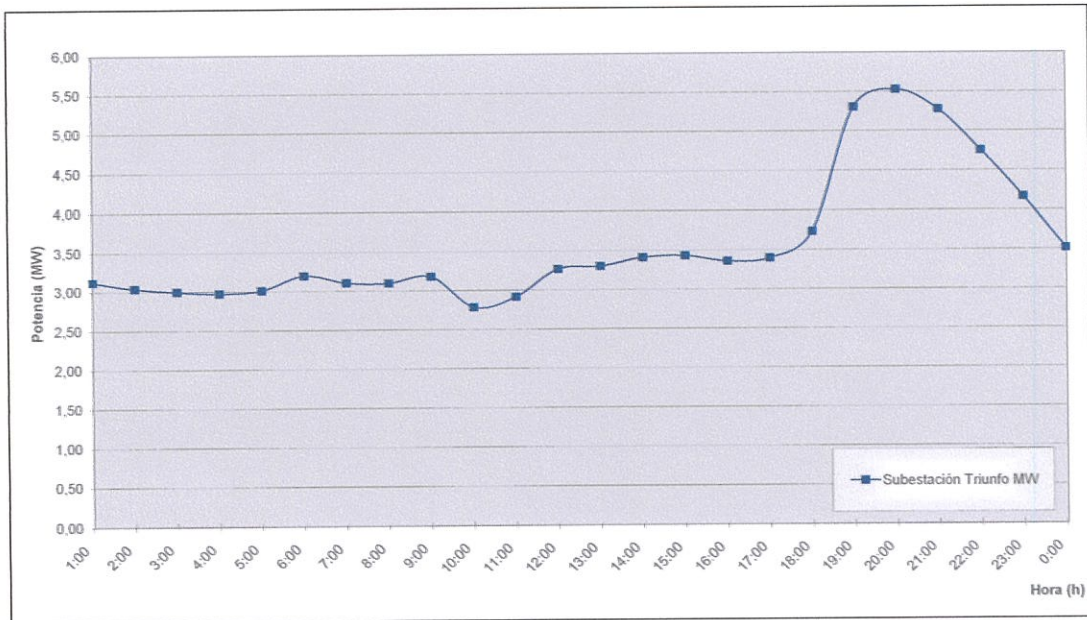
### G. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN BUCAY



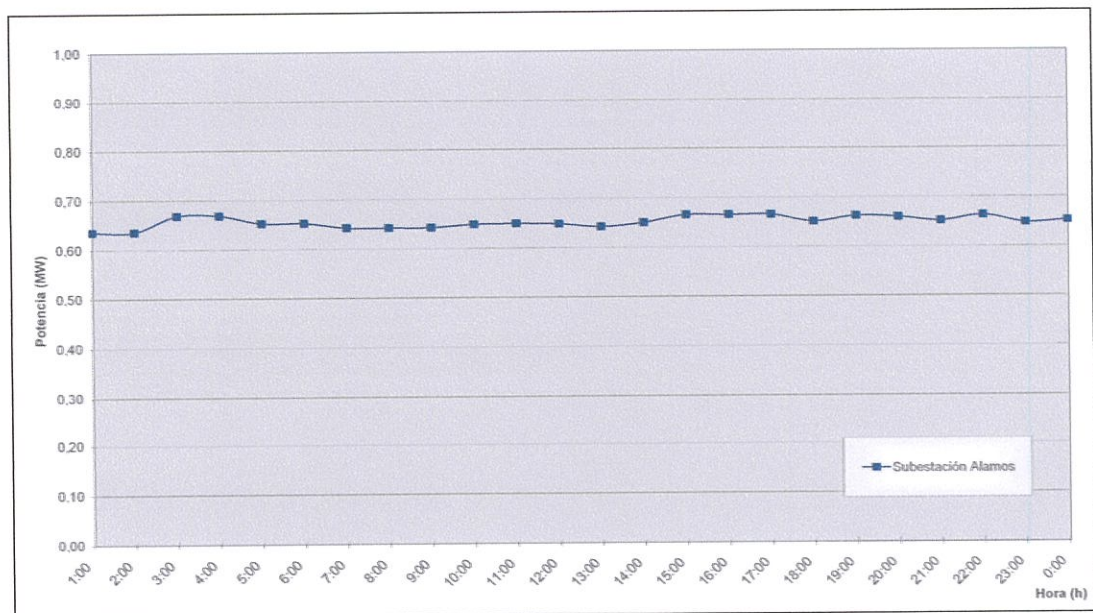
### H. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN TRONCAL



### I. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN TRIUNFO

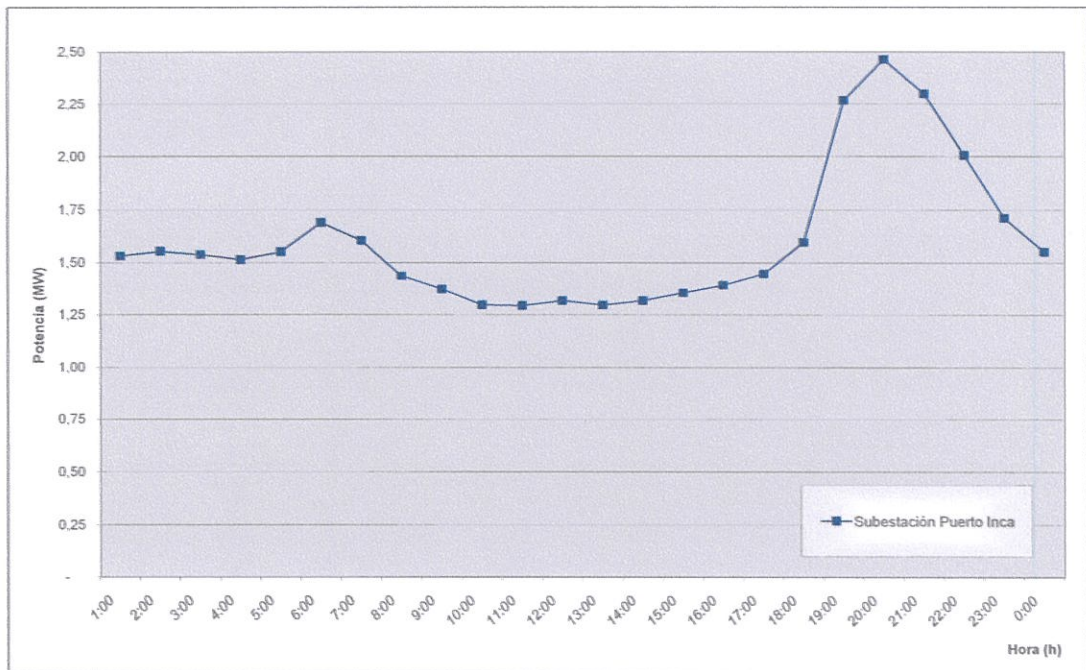


### J. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN ÁLAMOS

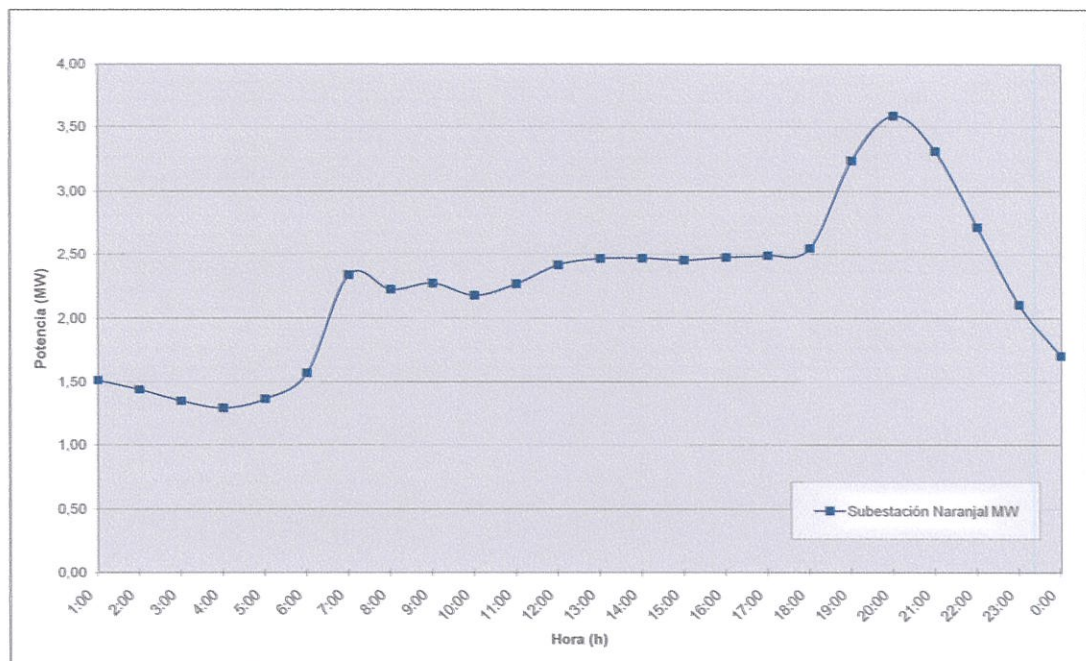




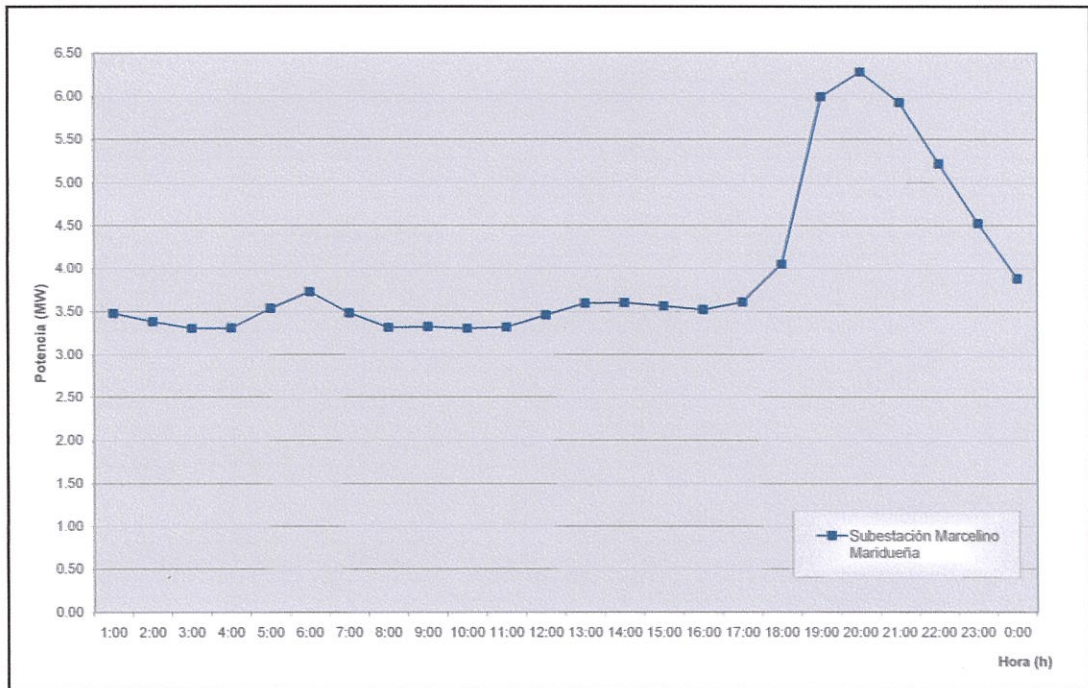
### K. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN PUERTO INCA



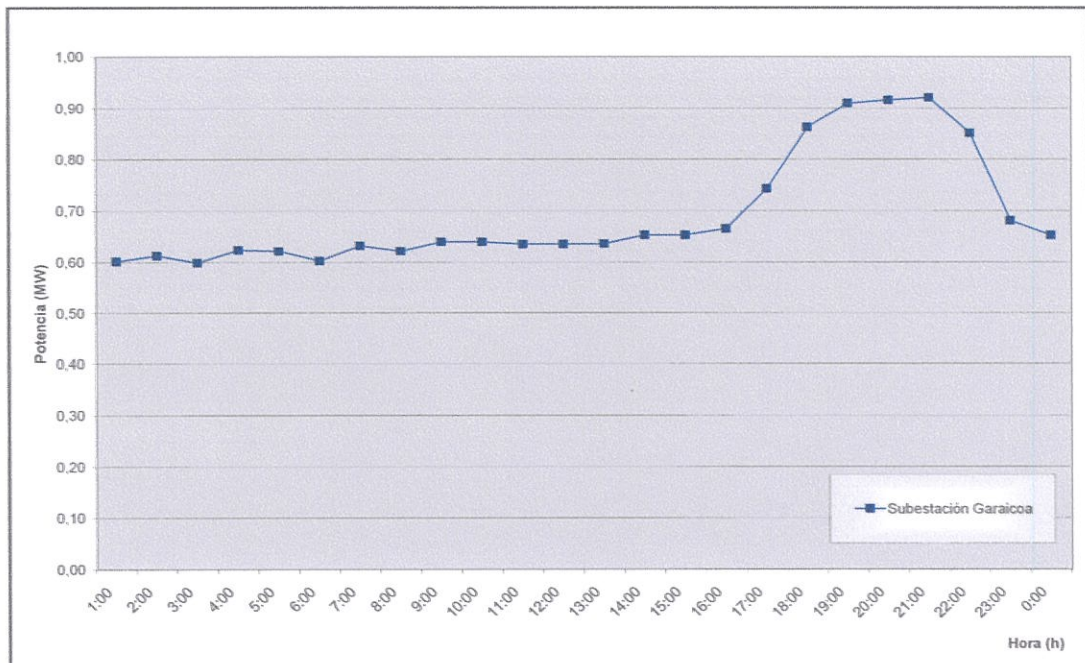
### L. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN NARANJAL



### M. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN MARCELINO MARIDUEÑA



### N. CURVA DE CARGA.- SUBESTACIÓN GARAICOA





**ANEXO 2.4 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LÍNEAS Y  
TRANSFORMADORES  
DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILAGRO.**

**A. OCTUBRE 2004 CON GRANDES CONSUMIDORES.**

HORA	Generación Total (MW)	Carga total (MW)	Pérdidas en líneas (MW)	Transformadores		Pérdidas totales (MW)
				Pérdidas cobre (MW)	Pérdidas vacío (MW)	
01:00 - 04:00	41,733	40,701	0,876	0,088	0,119	1,083
05:00 - 06:00	42,389	41,281	0,941	0,089	0,119	1,149
07:00 - 08:00	43,729	42,531	1,016	0,096	0,119	1,231
09:00 - 11:00	45,377	44,131	1,054	0,103	0,119	1,276
12:00 - 15:00	45,252	44,021	1,041	0,102	0,119	1,262
16:00	45,667	44,471	1,095	0,104	0,119	1,318
17:00 - 18:00	45,973	44,771	1,100	0,105	0,119	1,324
19:00 - 20:00	71,406	68,33	2,804	0,25	0,119	3,173
21:00	70,789	67,750	2,773	0,244	0,119	3,136
22:00	69,756	66,780	2,714	0,239	0,119	3,072
23:00 - 00:00	43,296	42,181	0,945	0,093	0,119	1,157

**B. OCTUBRE 2004 SIN GRANDES CONSUMIDORES.**

HORA	Generación Total (MW)	Carga total (MW)	Pérdidas en líneas (MW)	Transformadores		Pérdidas totales (MW)
				Pérdidas cobre (MW)	Pérdidas vacío (MW)	
01:00 - 04:00	28,865	28,281	0,423	0,042	0,119	0,584
05:00 - 06:00	29,483	28,861	0,460	0,044	0,119	0,622
07:00 - 08:00	30,787	30,111	0,509	0,048	0,119	0,676
09:00 - 11:00	32,427	31,711	0,544	0,053	0,119	0,716
12:00 - 15:00	32,309	31,601	0,536	0,053	0,119	0,708
16:00	32,793	32,051	0,569	0,054	0,119	0,742
17:00 - 18:00	33,099	32,351	0,574	0,055	0,119	0,748
19:00 - 20:00	58,074	55,910	1,877	0,167	0,119	2,164
21:00	57,461	55,330	1,849	0,163	0,119	2,131
22:00	56,436	54,360	1,798	0,158	0,119	2,076
23:00 - 00:00	30,397	29,761	0,470	0,046	0,119	0,636



**C. DICIEMBRE 2004 CON GRANDES CONSUMIDORES.**

HORA	Generación Total (MW)	Carga total (MW)	Pérdidas en líneas (MW)	Transformadores		Pérdidas totales (MW)
				Pérdidas cobre (MW)	Pérdidas vacío (MW)	
01:00 - 04:00	45,953	44,734	1,040	0,104	0,119	1,263
05:00 - 06:00	46,62	45,314	1,113	0,106	0,119	1,338
07:00 - 08:00	47,425	46,084	1,141	0,110	0,119	1,370
09:00 - 11:00	46,559	45,254	1,112	0,105	0,119	1,336
12:00 - 15:00	47,425	46,084	1,141	0,110	0,119	1,370
16:00	46,906	45,634	1,084	0,108	0,119	1,311
17:00 - 18:00	47,772	46,424	1,146	0,111	0,119	1,376
19:00 - 20:00	75,938	72,54	3,117	0,284	0,119	3,520
21:00	75,317	71,960	3,082	0,278	0,119	3,479
22:00	74,520	71,220	3,029	0,274	0,119	3,422
23.00 - 00:00	45,859	44,655	1,03	0,102	0,119	1,251

**D. DICIEMBRE 2004 SIN GRANDES CONSUMIDORES.**

HORA	Generación Total (MW)	Carga total (MW)	Pérdidas en líneas (MW)	Transformadores		Pérdidas totales (MW)
				Pérdidas cobre (MW)	Pérdidas vacío (MW)	
01:00 - 04:00	33,030	32,314	0,543	0,054	0,119	0,716
05:00 - 06:00	33,655	32,894	0,586	0,056	0,119	0,761
07:00 - 08:00	34,451	33,664	0,609	0,059	0,119	0,787
09:00 - 11:00	33,594	32,834	0,585	0,055	0,119	0,760
12:00 - 15:00	34,451	33,664	0,609	0,059	0,119	0,787
16:00	33,964	33,214	0,574	0,057	0,119	0,750
17:00 - 18:00	34,797	34,004	0,615	0,060	0,119	0,793
19:00 - 20:00	62,575	60,120	2,141	0,195	0,119	2,455
21:00	61,959	59,540	2,110	0,190	0,119	2,419
22:00	61,170	58,800	2,065	0,187	0,119	2,370
23.00 - 00:00	32,944	32,235	0,537	0,053	0,119	0,709



**E. MAYO 2005 CON GRANDES CONSUMIDORES.**

HORA	Generación Total (MW)	Carga total (MW)	Pérdidas en líneas (MW)	Transformadores		Pérdidas totales (MW)
				Pérdidas cobre (MW)	Pérdidas vacío (MW)	
01:00 - 04:00	42,755	41,710	0,874	0,089	0,119	1,082
05:00 - 09:00	43,342	42,23	0,933	0,09	0,119	1,142
10:00 - 11:00	45,143	43,980	0,972	0,099	0,119	1,190
12:00 - 13:00	44,64	43,53	0,925	0,098	0,119	1,142
14:00 - 16:00	44,640	43,530	0,925	0,098	0,119	1,142
17:00	45,448	44,28	0,976	0,101	0,119	1,196
18:00	48,983	47,750	1,026	0,117	0,119	1,262
19:00 - 20:00	69,553	66,91	2,404	0,234	0,119	2,757
21:00	68,936	66,330	2,372	0,229	0,119	2,720
22:00	65,449	62,920	2,310	0,213	0,119	2,642
23.00 - 00:00	44,098	43,01	0,908	0,095	0,119	1,122

**F. MAYO 2005 SIN GRANDES CONSUMIDORES.**

HORA	Generación Total (MW)	Carga total (MW)	Pérdidas en líneas (MW)	Transformadores		Pérdidas totales (MW)
				Pérdidas cobre (MW)	Pérdidas vacío (MW)	
01:00 - 04:00	29,884	29,290	0,431	0,044	0,119	0,594
05:00 - 09:00	30,439	29,810	0,465	0,045	0,119	0,629
10:00 - 11:00	32,231	31,560	0,501	0,051	0,119	0,671
12:00 - 13:00	31,752	31,110	0,472	0,050	0,119	0,642
14:00 - 16:00	31,752	31,110	0,472	0,050	0,119	0,642
17:00	32,537	31,860	0,505	0,052	0,119	0,677
18:00	36,075	35,330	0,562	0,064	0,119	0,745
19:00 - 20:00	56,359	54,490	1,594	0,155	0,119	1,869
21:00	55,747	53,910	1,567	0,151	0,119	1,837
22:00	52,244	50,500	1,488	0,137	0,119	1,744
23.00 - 00:00	31,216	30,590	0,459	0,048	0,119	0,626

**ANEXO 2.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA UN DÍA EN EL SISTEMA DE  
SUBTRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO MILARO.**

**A. OCTUBRE 2004.**

HORA	Generación Total (MW)	Carga (MW)	Pérdidas potencia (MW)	Generación total (MWH)	Carga (MWH)	Pérdidas de energía (MWH)
01:00 - 04:00	28,865	28,281	0,584	115,462	113,124	2,338
05:00 - 06:00	29,483	28,861	0,622	58,967	57,722	1,245
07:00 - 08:00	30,787	30,111	0,676	61,575	60,222	1,353
09:00 - 11:00	32,427	31,711	0,716	97,282	95,133	2,149
12:00 - 15:00	32,309	31,601	0,708	129,236	126,404	2,832
16:00	32,793	32,051	0,742	32,793	32,051	0,742
17:00 - 18:00	33,099	32,351	0,748	66,198	64,702	1,496
19:00 - 20:00	58,074	55,91	2,164	116,147	111,820	4,327
21:00	57,461	55,33	2,131	57,461	55,330	2,131
22:00	56,436	54,36	2,076	56,436	54,360	2,076
23.00 - 00:00	30,397	29,761	0,636	60,793	59,522	1,271
<b>TOTAL</b>				<b>852,351</b>	<b>830,390</b>	<b>21,961</b>

**B. DICIEMBRE 2004.**

HORA	Generación Total (MW)	Carga (MW)	Pérdidas potencia (MW)	Generación total (MWH)	Carga (MWH)	Pérdidas de energía (MWH)
01:00 - 04:00	33,030	32,314	0,716	132,120	129,256	2,864
05:00 - 06:00	33,655	32,894	0,761	67,311	65,788	1,523
07:00 - 08:00	34,451	33,664	0,787	68,901	67,328	1,573
09:00 - 11:00	33,594	32,834	0,760	100,781	98,502	2,279
12:00 - 15:00	34,451	33,664	0,787	137,802	134,656	3,146
16:00	33,964	33,214	0,750	33,964	33,214	0,750
17:00 - 18:00	34,797	34,004	0,793	69,595	68,008	1,587
19:00 - 20:00	62,575	60,12	2,455	125,150	120,240	4,910
21:00	61,959	59,54	2,419	61,959	59,540	2,419
22:00	61,170	58,8	2,370	61,170	58,800	2,370
23.00 - 00:00	32,944	32,235	0,709	65,888	64,470	1,418
<b>TOTAL</b>				<b>924,642</b>	<b>899,802</b>	<b>24,840</b>

## C. MAYO 2005.

HORA	Generación Total (MW)	Carga (MW)	Pérdidas potencia (MW)	Generación total (MWH)	Carga (MWH)	Pérdidas de energía (MWH)
01:00 - 04:00	29,884	29,29	0,594	119,536	117,160	2,376
05:00 - 09:00	30,439	29,81	0,629	152,194	149,050	3,144
10:00 - 11:00	32,231	31,56	0,671	64,461	63,120	1,341
12:00 - 13:00	31,752	31,11	0,642	63,503	62,220	1,283
14:00 - 16:00	31,752	31,11	0,642	95,255	93,330	1,925
17:00	32,537	31,86	0,677	32,537	31,860	0,677
18:00	36,075	35,33	0,745	36,075	35,330	0,745
19:00 - 20:00	56,359	54,49	1,869	112,717	108,980	3,737
21:00	55,747	53,91	1,837	55,747	53,910	1,837
22:00	52,244	50,5	1,744	52,244	50,500	1,744
23.00 - 00:00	31,216	30,59	0,626	62,433	61,180	1,253
			<b>TOTAL</b>	<b>846,700</b>	<b>826,640</b>	<b>20,060</b>

## D. JUNIO 2005.

HORA	Generación Total (MW)	Carga (MW)	Pérdidas potencia (MW)	Generación total (MWH)	Carga (MWH)	Pérdidas de energía (MWH)
01:00 - 04:00	31,478	30,83	0,648	125,914	123,320	2,594
05:00 - 06:00	32,100	31,41	0,690	64,199	62,820	1,379
07:00 - 08:00	32,038	31,35	0,688	64,077	62,700	1,377
09:00 - 11:00	32,862	32,15	0,712	98,585	96,450	2,135
12:00 - 15:00	32,379	31,7	0,679	129,516	126,800	2,716
16:00	32,862	32,15	0,712	32,862	32,150	0,712
17:00 - 18:00	33,168	32,45	0,718	66,337	64,900	1,437
19:00 - 20:00	57,878	55,85	2,028	115,757	111,700	4,057
21:00	57,266	55,27	1,996	57,266	55,270	1,996
22:00	56,516	54,56	1,956	56,516	54,560	1,956
23.00 - 00:00	31,844	31,18	0,664	63,688	62,360	1,328
			<b>TOTAL</b>	<b>874,716</b>	<b>853,030</b>	<b>21,686</b>

## ANEXO 2.6 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN CON GRANDES CONSUMIDORES.

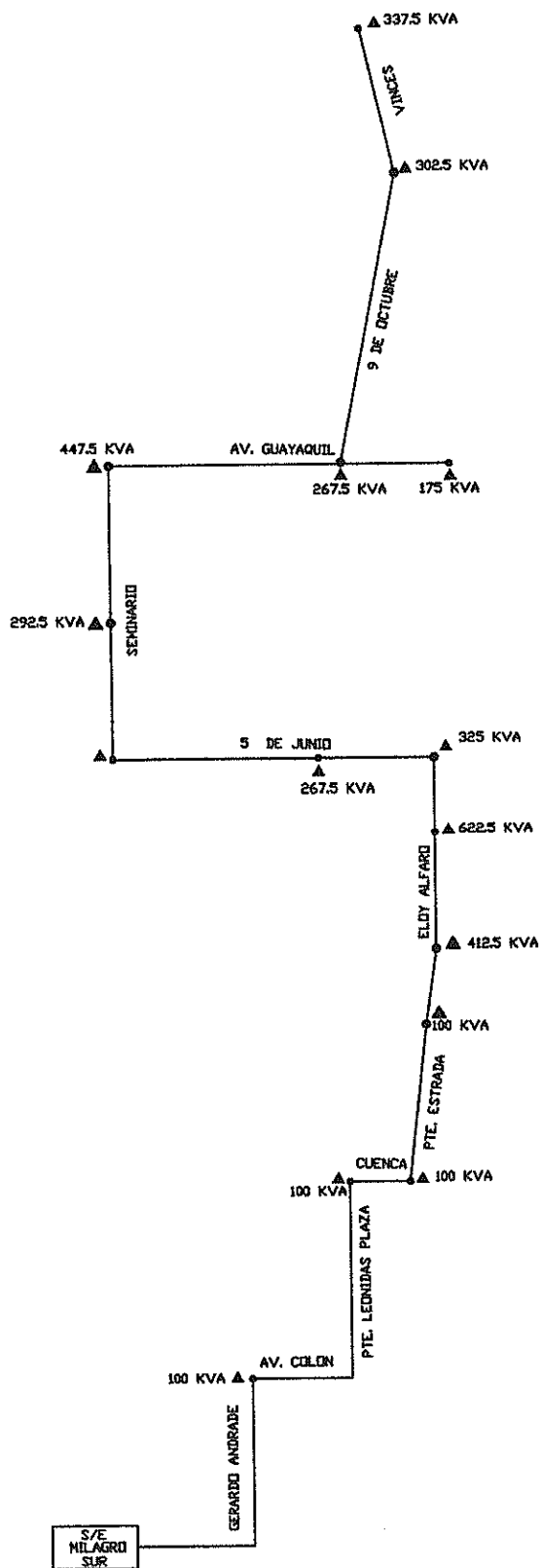
### A. PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA UN DÍA Y UN MES.

Meses	DIA				MES			
	Generación total (MWH)	Carga (MWH)	Pérdidas de energía		Generación total (MWH)	Carga (MWH)	Pérdidas de energía	
			Líneas (MWH)	Transf. (MWH)			Líneas (MWH)	Transf. (MWH)
Octubre	1.163,87	1.128,47	31,02	5,78	34.916,07	33.854,10	930,72	173,34
Diciembre	1.237,16	1.197,88	34,35	6,11	38.351,96	37.134,34	1.064,82	189,50
Mayo	1.157,33	1.124,72	28,04	5,67	34.720,02	33.741,60	841,14	170,04
Junio	1.185,80	1.151,11	30,29	5,79	36.759,68	35.684,41	938,90	179,43

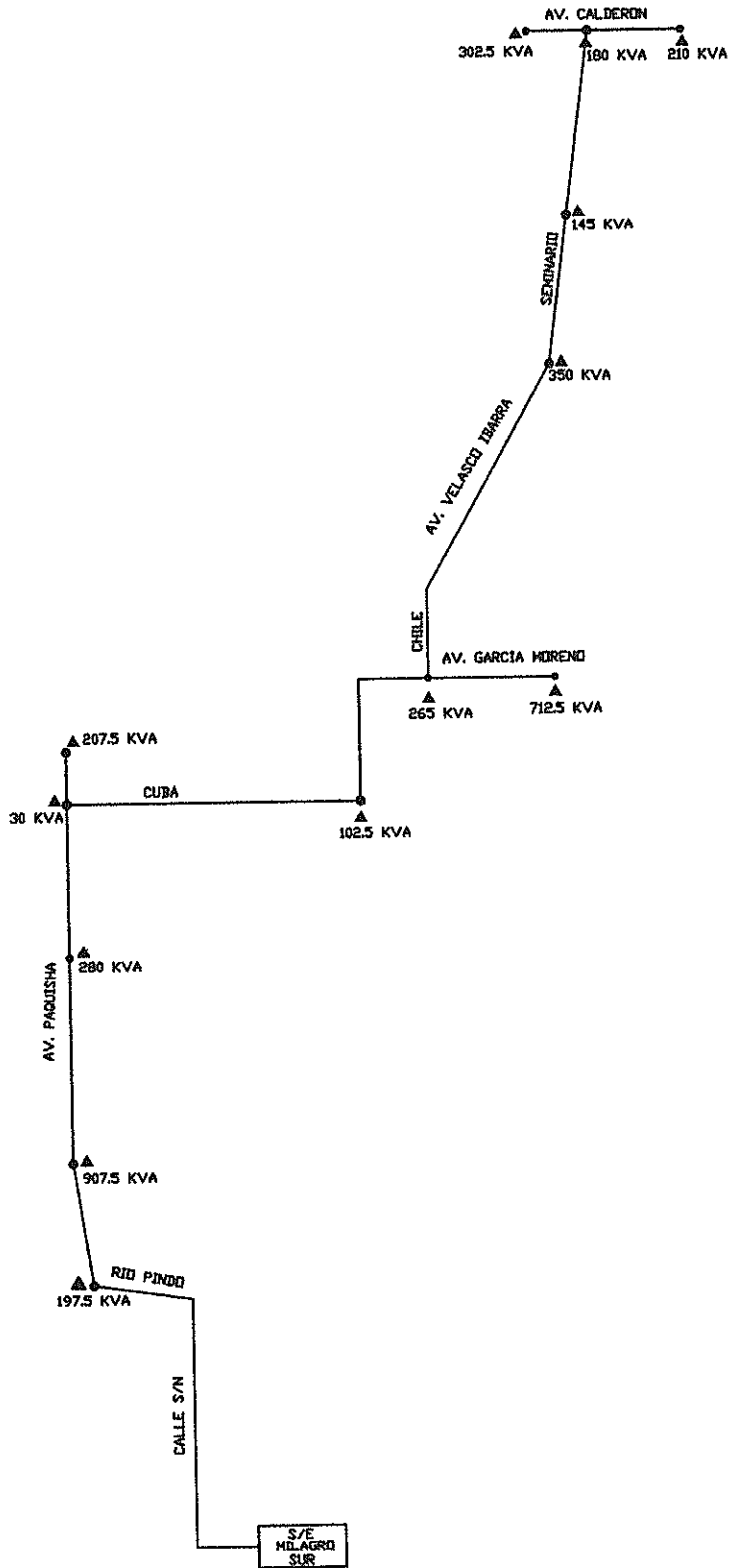
### B. PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA EL PERÍODO ENTRE JULIO DEL 2004 Y JUNIO DEL 2005.

MES	Períodos	Demanda energía (MWH)	Carga (MWH)	Pérdidas de energía		Pérdidas energía (MWH)	Pérdidas (%)
				Líneas (MWH)	Transf. (MWH)		
Octubre	2	34.916,07	33.854,10	930,72	173,34	1.104,06	3,16
Diciembre	2	38.351,96	37.134,34	1.064,82	189,50	1.254,32	3,27
Mayo	6	34.720,02	33.741,60	841,14	170,04	1.011,18	2,91
Junio	2	36.759,68	35.684,41	938,90	179,43	1.118,33	3,04
<b>ENERGIA TOTAL DEL AÑO</b>		<b>428.375,53</b>	<b>415.795,30</b>	<b>10.915,71</b>	<b>2.104,78</b>	<b>13.020,49</b>	<b>3,04</b>

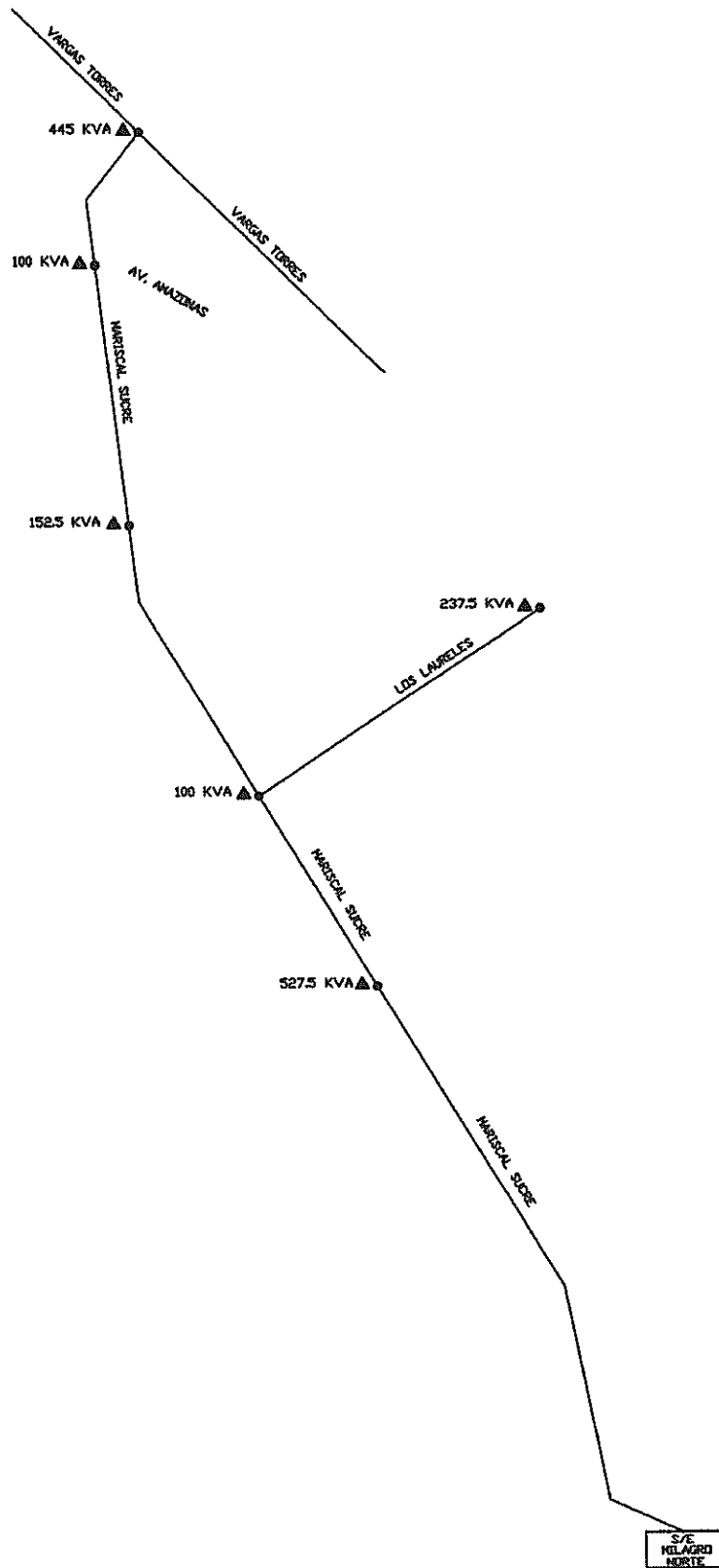
ANEXO 2.7: LEVANTAMIENTO FISICO DE LOS ALIMENTADORES  
 A1- REPRESENTACION RUTA ALIMENTADOR B-6



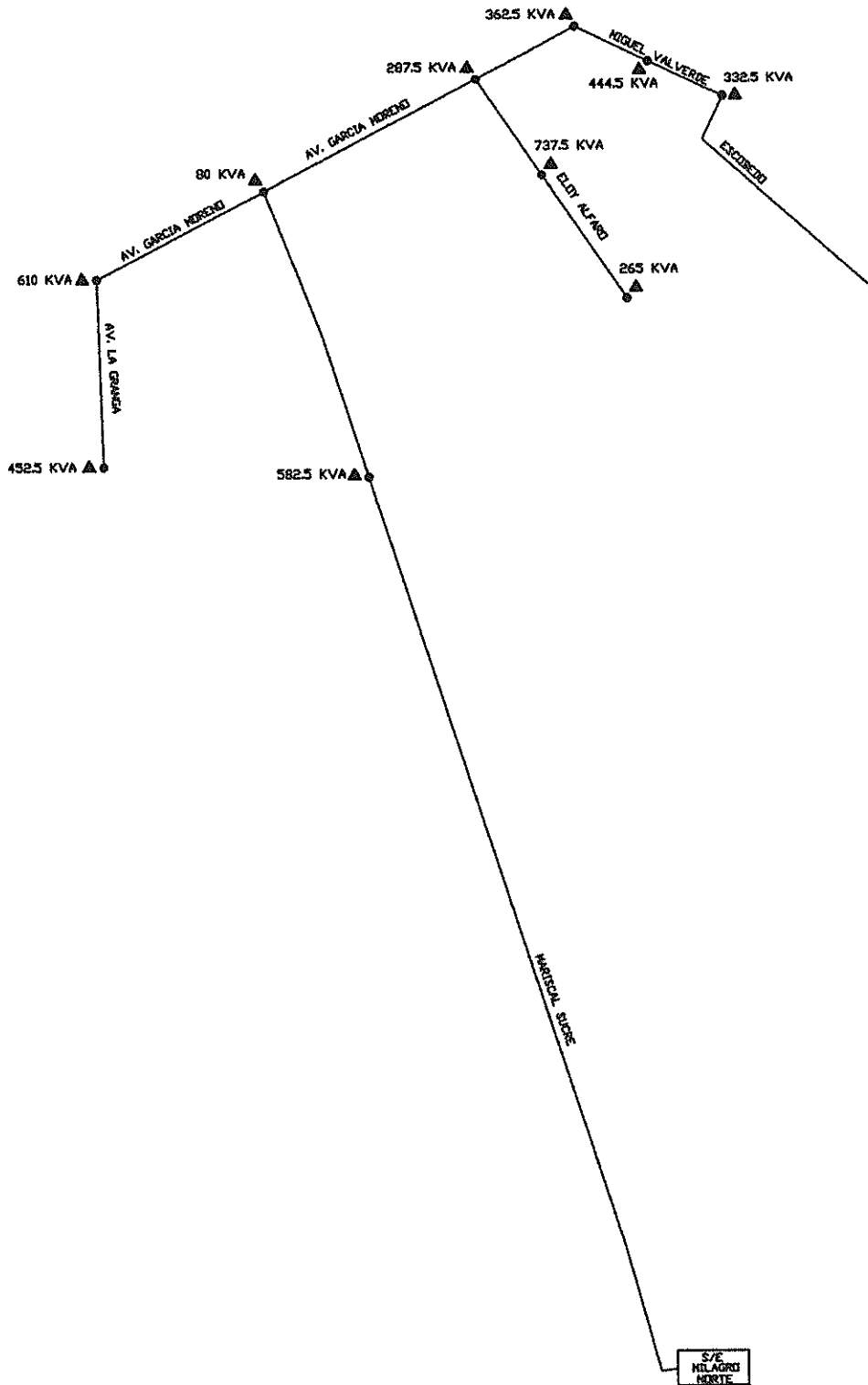
# A2 - REPRESENTACION RUTA ALIMENTADOR S - 2



### A3 - REPRESENTACION RUTA ALIMENTADOR PRADERA 1



### A4 - REPRESENTACION RUTA ALIMENTADOR PRADERA 2

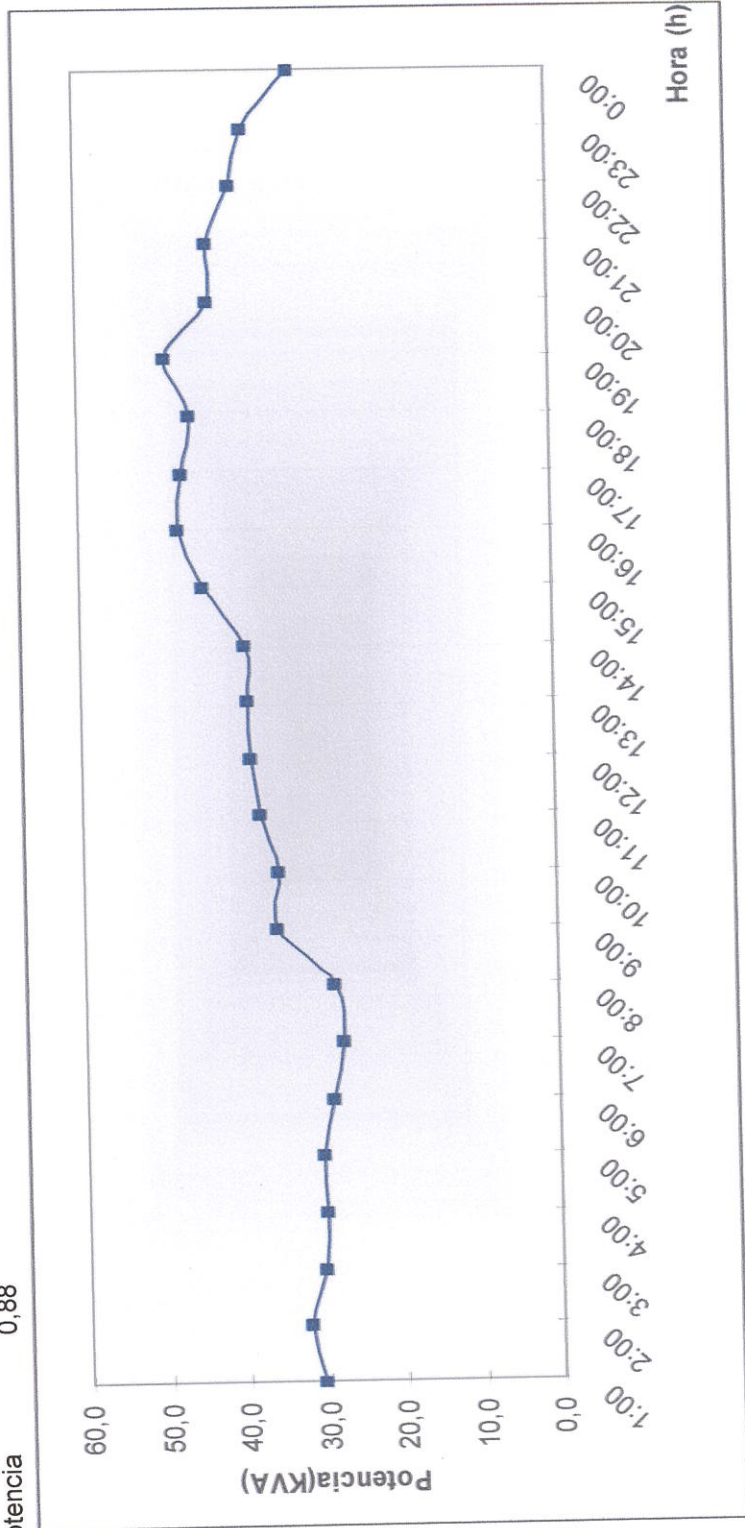




**ANEXO 2.8 CURVAS DE CARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIDOS.**

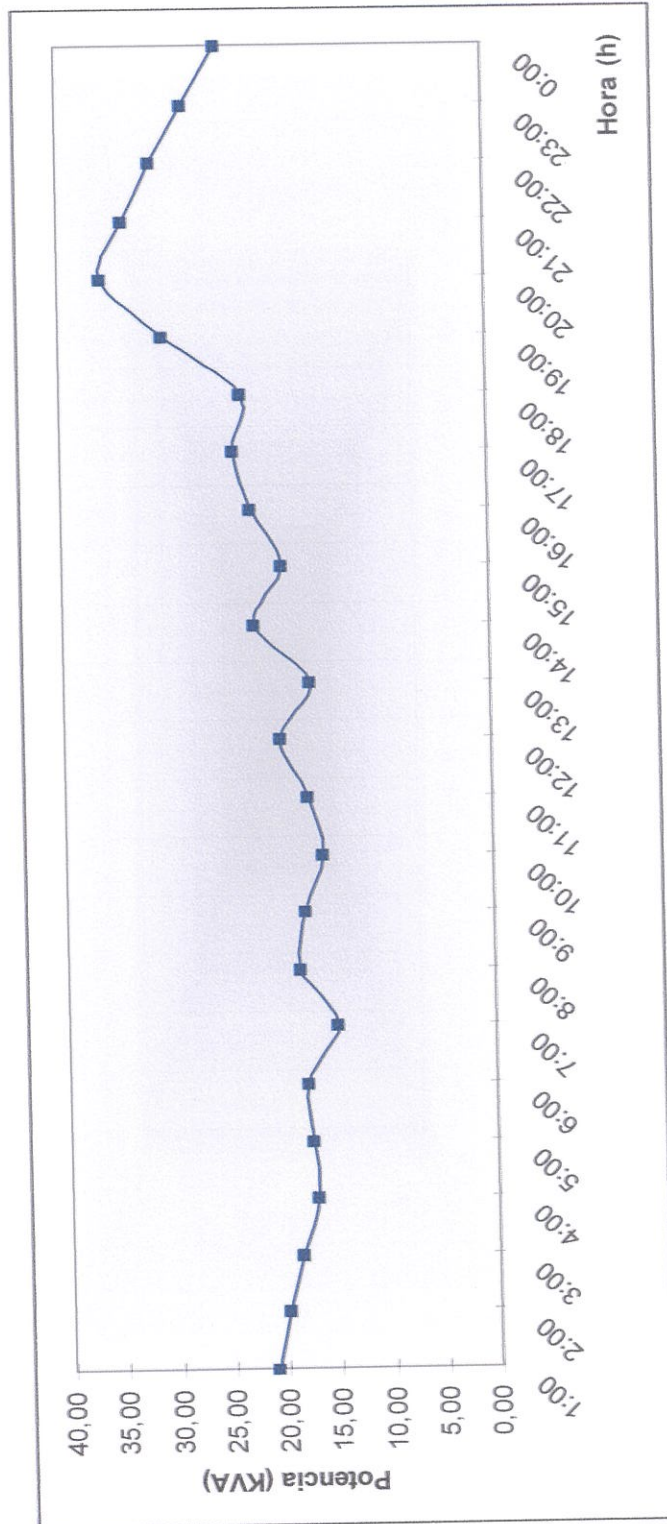
**A. TRANSFORMADOR DE 50 KVA.**

Tipo	Comercial
Capacidad	50 KVA
D. Max.	42,83 KW
F. Carga	0,77
F. Utilización	0,94
F. Potencia	0,88



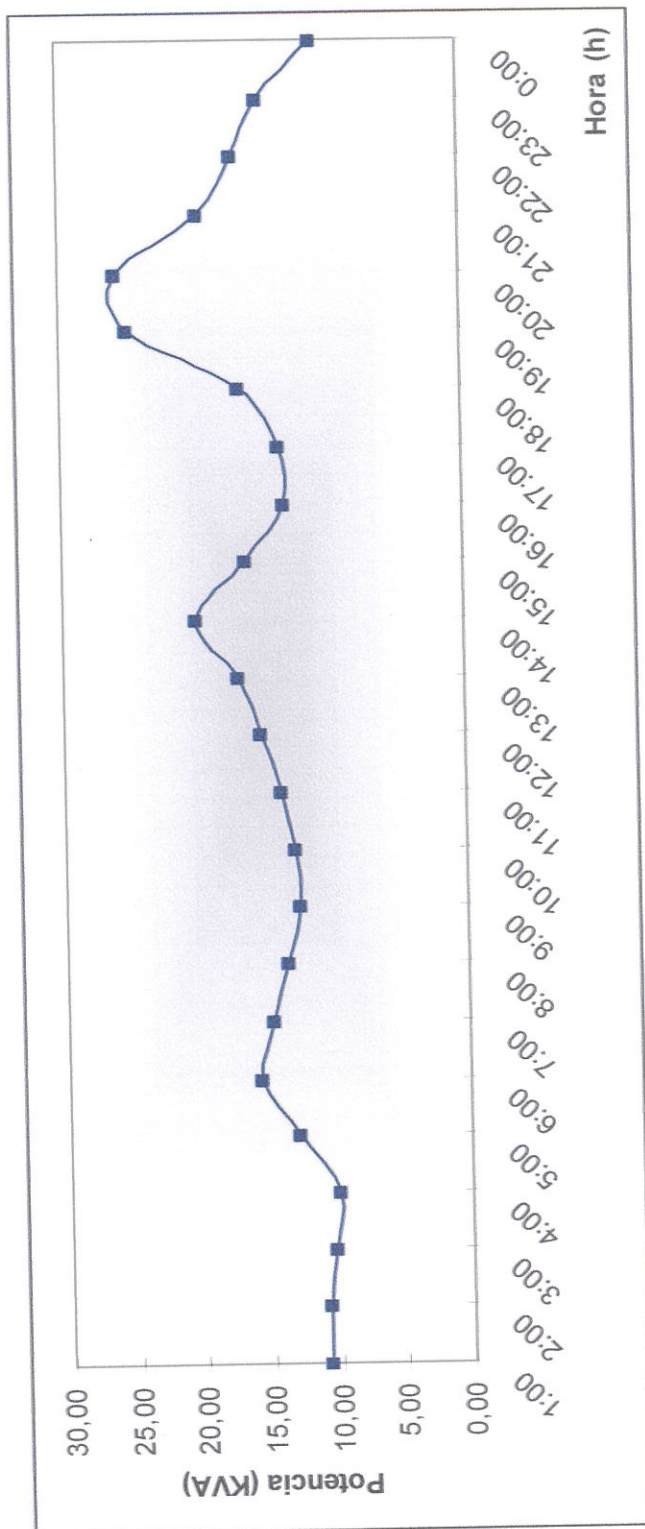
**B. TRANSFORMADOR DE 50 KVA**

Tipo	Residencial
Capacidad	50 KVA
D. Max.	30,65 KW
F. Carga	0,61
F. Utilización	0,72
F. Potencia	0,85



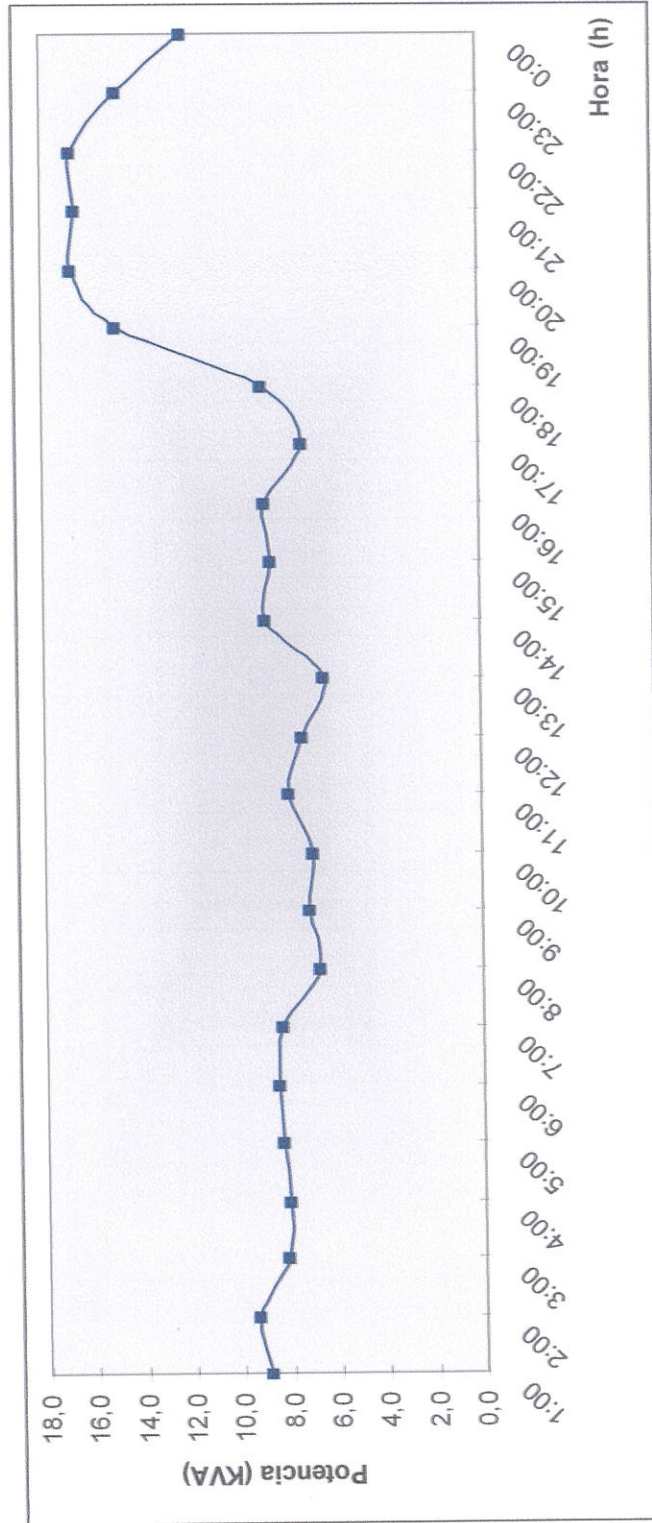
### C. TRANSFORMADOR DE 37.5 KVA

Tipo	Residencial
Capacidad	37,5 KVA
D. Max.	23,48 KW
F. Carga	0,54
F. Utilización	0,72
F. Potencia	0,87



### D. TRANSFORMADOR DE 25 KVA

Tipo	Residencial
Capacidad	25 KVA
D. Max	14,43 KW
F. Carga	0,59
Utilización	0,67
F. potencia	0,86



## ANEXO 2.9 PÉRDIDAS DE POTENCIA POR TRAMO PARA CADA FASE DE LOS ALIMENTADORES DE MUESTRA

### A. ALIMENTADOR B6 (FASE A)

#### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de utilización	Factor de potencia	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
5	0,041	0,654	50	0,72	0,90	0,60	32,40
7	0,286	0,654	147,5	0,85	0,90	50,64	112,89
8	1,18	0,654	212,5	0,5	0,88	150,04	93,65
9	1,71	0,654	175	0,75	0,90	331,79	118,46
10	0,141	0,654	85	0,62	0,90	4,41	47,43
19	0,585	0,654	250,0	0,62	0,90	158,30	139,66
22	0,1005	0,654	87,5	0,5	0,90	2,17	39,38
23	0,2038	0,5301	137,5	0,5	0,92	8,79	63,26
24	1,645	0,5301	297,5	0,4	0,95	212,67	113,26
26	0,112	0,654	87,5	0,62	0,93	3,71	50,46
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>0,923</b>	<b>KW</b>

#### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de utilización	Factor de potencia	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	0,84	0,5301	0,4775	50	0,4	0,90	18,00	12,692
2	0,25	0,5301	0,4775	25	0,15	0,90	3,38	3,694
3	0,14	0,5301	0,4775	15	0,32	0,90	4,32	2,099
4	0,29	0,5301	0,4775	15	1	0,90	13,50	4,238
5	0,13	0,5301	0,4775	50	0,72	0,90	32,40	1,795
6	0,29	0,5301	0,4775	50	0,42	0,90	18,90	3,922
7	0,58	0,5301	0,4775	147,5	0,85	0,90	112,89	7,514
8	0,20	0,5301	0,4775	212,5	0,5	0,88	93,65	2,015
9	0,06	0,5301	0,4775	175	0,75	0,90	118,46	0,528
10	0,05	0,5301	0,4775	85	0,62	0,90	47,43	0,319
11	0,17	0,5301	0,4775	50	0,95	0,90	42,75	0,915
12	0,09	0,5301	0,4775	37,5	0,692	0,90	23,36	0,430
13	0,02	0,5301	0,4775	50	0,47	0,90	21,15	0,099
14	0,02	0,5301	0,4775	50	0,74	0,90	33,30	0,101
15	0,15	0,5301	0,4775	25	1,48	0,90	33,30	0,574
16	0,04	0,5301	0,4775	50	0,69	0,90	31,05	0,137
17	0,04	0,5301	0,4775	50	0,644	0,90	28,98	0,104
18	0,10	0,5301	0,4775	15	0,363	0,90	4,90	0,264
19	0,04	0,5301	0,4775	250,0	0,62	0,90	139,66	0,091
20	0,09	0,5301	0,4775	50	0,7555	0,90	34,00	0,113
21	0,06	0,5301	0,4775	25	0,622	0,90	14,00	0,060
22	0,19	0,5301	0,4775	87,5	0,5	0,90	39,38	0,177
23	0,10	0,5301	0,4775	137,5	0,5	0,92	63,26	0,074
24	0,33	0,5301	0,4775	297,5	0,4	0,95	113,26	0,133
25	0,08	0,5301	0,4775	50	0,75	0,89	33,38	0,006
26	0,08	0,5301	0,4775	87,5	0,62	0,93	50,46	0,002
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>42,093</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>0,923</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>43,016</b>



**B. ALIMENTADOR B6 (FASE B)****Derivaciones**

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de utilización	Factor de potencia	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
2	0,15	0,654	50	0,62	0,90	1,63	27,90
3	0,15	0,654	50	0,52	0,90	1,15	23,40
4	0,20	0,5301	60	0,46	0,90	1,40	24,84
5	0,45	0,5301	210	0,62	0,90	69,80	117,25
11	0,07	0,654	100	0,52	0,90	2,22	46,80
13	0,21	0,654	75	0,52	0,90	3,63	35,10
15	0,51	0,5301	125	0,62	0,90	27,86	69,78
17	0,15	0,654	50	0,62	0,90	1,66	27,90
18	0,37	0,5301	25	0,52	0,90	0,57	11,70
19	0,08	0,654	25	1,36	0,91	1,00	30,94
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>0,1109</b>	<b>KW</b>

**Alimentador principal**

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de utilización	Factor de potencia	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	2,08	0,5301	0,4775	50	0,42	0,91	18,90	8,235
2	0,20	0,5301	0,4775	50	0,62	0,90	27,90	0,734
3	0,18	0,5301	0,4775	50	0,52	0,90	23,40	0,616
4	0,08	0,5301	0,4775	60	0,46	0,90	24,84	0,256
5	0,19	0,5301	0,4775	210	0,62	0,90	117,25	0,549
6	0,43	0,5301	0,4775	50	0,71	0,90	31,95	0,714
7	0,11	0,5301	0,4775	50	0,52	0,90	23,40	0,160
8	0,05	0,5301	0,4775	50	0,62	0,88	27,90	0,063
9	0,05	0,5301	0,4775	50	0,71	0,90	31,95	0,051
10	0,09	0,5301	0,4775	10	0,72	0,90	6,48	0,073
11	0,03	0,5301	0,4775	100	0,52	0,9	46,80	0,028
12	0,06	0,5301	0,4775	37,5	0,46	0,9	15,53	0,031
13	0,10	0,5301	0,4775	75	0,52	0,9	35,10	0,048
14	0,08	0,5301	0,4775	50	0,52	0,9	23,40	0,027
15	0,10	0,5301	0,4775	125	0,62	0,9	69,78	0,025
16	0,18	0,5301	0,4775	37,5	0,17	0,9	5,74	0,013
17	0,04	0,5301	0,4775	50	0,62	0,9	27,90	0,002
18	0,10	0,5301	0,4775	25	0,52	0,9	11,70	0,002
19	0,15	0,5301	0,4775	25	1,36	0,9	30,94	0,002
20	0,08	0,5301	0,4775	37,5	0,12	0,9	4,05	0,000
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>11,63</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>0,111</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>11,74</b>

### C. ALIMENTADOR B6 (FASE C)

#### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de utilización	Factor de potencia	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
2	0,14	0,654	100	0,36	0,90	2,00	32,40
3	0,04	0,654	50	0,71	0,90	0,59	31,95
4	0,20	0,5301	75	0,57	0,90	3,35	38,48
5	0,40	0,5301	260	0,71	0,90	124,44	166,26
7	0,05	0,654	100	0,57	0,90	1,78	51,30
8	0,05	0,654	125	0,57	0,88	2,93	62,70
11	0,71	0,654	250	0,57	0,90	162,39	128,41
12	0,44	0,5301	147,5	0,57	0,90	28,33	75,70
15	1,65	0,5301	450	0,57	0,88	988,07	226,71
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>1,314</b>	<b>KW</b>

#### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de utilización	Factor de potencia	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	2,00	0,5301	0,4775	50	0,32	0,90	14,40	22,202
2	0,07	0,5301	0,4775	100	0,36	0,90	32,40	0,763
3	0,22	0,5301	0,4775	50	0,71	0,90	31,95	2,215
4	0,27	0,5301	0,4775	75	0,57	0,90	38,48	2,504
5	0,19	0,5301	0,4775	260	0,71	0,90	166,26	1,688
6	0,04	0,5301	0,4775	25	1,36	0,90	30,60	0,212
7	0,06	0,5301	0,4775	100	0,57	0,90	51,30	0,330
8	0,05	0,5301	0,4775	125	0,57	0,88	62,70	0,230
9	0,30	0,5301	0,4775	50	0,89	0,90	40,05	1,074
10	0,11	0,5301	0,4775	37,5	0,72	0,90	24,30	0,342
11	0,18	0,5301	0,4775	250	0,57	0,9	128,41	0,504
12	0,41	0,5301	0,4775	147,5	0,57	0,9	75,70	0,658
13	0,10	0,5301	0,4775	37,5	0,14	0,9	4,73	0,098
14	0,09	0,5301	0,4775	50	0,36	0,9	16,20	0,086
15	0,14	0,5301	0,4775	450	0,57	0,9	226,71	0,125
16	0,08	0,5301	0,4775	50	0,32	0,9	14,40	0,003
17	0,15	0,5301	0,4775	37,5	0,72	0,9	24,30	0,003
18	0,23	0,5301	0,4775	50	0,32	0,9	14,40	0,001
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>33,037</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>1,314</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>34,350</b>

## D. ALIMENTADOR S2 (FASE A)

### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de utilización	Factor de potencia	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
2	1,03	0,654	177,5	0,65	0,90	153,68	103,99
4	0,14	0,654	10	0,30	0,90	0,01	2,70
10	0,35	0,654	187,5	0,90	0,90	111,49	151,99
11	1,73	0,654	500	0,60	0,90	1757,76	271,76
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>2,023</b>	<b>KW</b>

### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	0,27	0,5301	0,4775	37,5	0,90	0,30	10,13	1,202
2	1,91	0,5301	0,4775	177,5	0,90	0,65	103,99	8,254
3	0,12	0,5301	0,4775	25	0,90	0,50	11,25	0,364
4	0,16	0,5301	0,4775	10	0,90	0,30	2,70	0,473
5	0,08	0,5301	0,4775	37,5	0,90	0,50	16,88	0,237
6	0,33	0,5301	0,4775	37,5	0,90	0,30	10,13	0,878
7	0,10	0,5301	0,4775	15	0,90	0,60	8,10	0,266
8	0,15	0,5301	0,4775	25	0,88	0,50	11,25	0,367
9	0,27	0,5301	0,4775	25	0,90	0,50	11,25	0,645
10	0,35	0,5301	0,4775	187,5	0,90	0,90	151,99	0,787
11	1,01	0,5301	0,4775	500	0,90	0,60	271,76	1,014
12	0,25	0,5301	0,4775	50	0,90	0,70	31,50	0,003
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>14,490</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>2,023</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>16,513</b>



## E. ALIMENTADOR S2 (FASE B)

### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
4	0,64	0,654	237,5	0,9	0,65	172,41	138,94
6	1,04	0,654	350	0,9	0,9	1165,66	284,67
7	0,81	0,654	190	0,9	0,7	161,38	119,86
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>1,499</b>	<b>KW</b>

### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	0,59	0,5301	0,4775	50	0,90	0,58	26,10	2,710
2	0,31	0,5301	0,4775	50	0,90	0,9	40,50	1,305
3	0,26	0,5301	0,4775	50	0,90	0,7	31,50	0,955
4	1,36	0,5301	0,4775	237,5	0,90	0,65	138,94	4,522
5	1,34	0,5301	0,4775	37,5	0,90	0,3	10,13	2,499
6	0,04	0,5301	0,4775	350	0,90	0,9	284,67	0,063
7	1,01	0,5301	0,4775	190	0,90	0,7	119,86	0,157
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>12,212</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>1,499</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>13,712</b>

## F. ALIMENTADOR S2 (FASE C)

### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
1	0,20	0,654	10	0,90	0,50	0,06	4,50
3	1,18	0,654	75	0,90	0,60	26,96	40,53
4	0,14	0,654	10	0,90	0,30	0,01	2,70
6	0,97	0,654	410	0,90	0,90	1487,62	333,59
8	1,93	0,654	465	0,88	0,70	2300,79	288,74
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>3,815</b>	<b>KW</b>

### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	0,20	0,5301	0,4775	10	0,90	0,50	4,50	1,228
2	0,29	0,5301	0,4775	25	0,90	0,60	13,50	1,760
3	1,84	0,5301	0,4775	75	0,90	0,60	40,53	10,774
4	0,28	0,5301	0,4775	10	0,90	0,30	2,70	1,481
5	1,22	0,5301	0,4775	15	0,90	0,50	6,75	6,348
6	0,12	0,5301	0,4775	410	0,90	0,90	333,59	0,601
7	0,21	0,5301	0,4775	25	0,90	0,60	13,50	0,270
8	0,82	0,5301	0,4775	465	0,88	0,70	288,74	0,987
9	0,87	0,5301	0,4775	37,5	0,90	0,60	20,25	0,011
10	0,10	0,5301	0,4775	25	0,90	0,60	13,50	0,000
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>23,460</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>3,815</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>27,276</b>

### G. ALIMENTADOR PRADERA 1 (FASE A)

#### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
3	1,15	0,654	25	0,90	1,12	10,17	25,21
5	0,09	0,654	87,5	0,90	1,00	7,42	78,76
6	0,24	0,654	50	0,90	0,65	2,82	29,25
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>0,020</b>	<b>KW</b>

#### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	0,22	0,5301	0,4775	25	0,90	1,00	22,50	0,106
2	0,63	0,5301	0,4775	10	0,90	0,50	4,50	0,244
3	0,49	0,5301	0,4775	25	0,90	1,12	25,20	0,182
4	0,41	0,5301	0,4775	10	0,90	0,50	4,50	0,114
5	0,51	0,5301	0,4775	87,5	0,90	1,00	78,75	0,135
6	0,14	0,5301	0,4775	50	0,90	0,65	29,25	0,009
7	0,11	0,5301	0,4775	50	0,90	1,00	45,00	0,003
8	0,14	0,5301	0,4775	10	0,90	0,65	5,85	0,000
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>0,792</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>0,020</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>0,813</b>

## H. ALIMENTADOR PRADERA 1 (FASE B)

### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
1	0,04	0,654	50	0,90	0,80	0,72	36,00
2	0,19	0,654	15	0,90	0,50	0,12	6,75
5	0,07	0,654	35	0,90	1,12	1,15	35,28
6	0,32	0,654	152,5	0,90	1,00	83,82	137,33
7	1,01	0,654	200	0,90	0,80	290,65	144,29
8	0,16	0,654	15	0,90	1,00	0,40	13,50
10	0,23	0,654	10	0,90	0,65	0,11	5,85
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>0,3770</b>	<b>KW</b>

### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	0,22	0,5301	0,4775	50	0,90	0,8	36,0	0,496
2	0,03	0,5301	0,4775	15	0,90	0,5	6,8	0,055
3	0,18	0,5301	0,4775	15	0,90	0,65	8,8	0,341
4	0,35	0,5301	0,4775	50	0,90	0,65	29,3	0,631
5	0,08	0,5301	0,4775	35	0,90	1,12	35,3	0,119
6	0,26	0,5301	0,4775	152,5	0,90	1	137,3	0,335
7	0,29	0,5301	0,4775	200	0,90	0,8	144,0	0,137
8	0,13	0,5301	0,4775	15	0,88	1	13,2	0,006
9	0,85	0,5301	0,4775	10	0,90	0,5	4,5	0,027
10	0,05	0,5301	0,4775	10	0,90	0,65	5,9	0,001
11	0,41	0,5301	0,4775	50	0,9	1	45,0	0,009
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>2,158</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>0,377</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>2,535</b>

## I. ALIMENTADOR PRADERA 1 (FASE C)

### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
3	0,94	0,654	247,5	0,90	0,80	413,31	178,61
4	1,52	0,654	200	0,90	0,80	436,84	144,44
5	0,16	0,654	15	0,90	1,00	0,40	13,50
7	0,24	0,654	75	0,90	1,00	15,02	67,52
9	0,49	0,654	125	0,90	0,65	36,17	73,16
11	0,34	0,654	50	0,90	1,00	9,69	45,01
14	0,25	0,654	75	0,90	1,00	15,84	67,52
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>0,927</b>	<b>KW</b>

### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	0,86	0,5301	0,4775	10	0,90	0,65	5,85	4,990
2	0,26	0,5301	0,4775	10	0,90	0,65	5,85	1,500
3	0,03	0,5301	0,4775	247,5	0,90	0,80	178,20	0,178
4	0,26	0,5301	0,4775	200	0,90	0,80	144,00	0,858
5	0,13	0,5301	0,4775	15	0,90	1,00	13,50	0,247
6	0,20	0,5301	0,4775	25	0,90	1,00	22,50	0,364
7	0,23	0,5301	0,4775	75	0,90	1,00	67,50	0,364
8	0,21	0,5301	0,4775	50	0,88	0,80	35,20	0,242
9	0,14	0,5301	0,4775	125	0,90	0,65	73,13	0,128
10	0,04	0,5301	0,4775	25	0,90	1,00	22,50	0,022
11	0,05	0,5301	0,4775	50	0,90	1,00	45,00	0,020
12	0,20	0,5301	0,4775	37,5	0,90	0,50	16,88	0,051
13	0,28	0,5301	0,4775	50	0,90	1,00	45,00	0,059
14	0,03	0,5301	0,4775	50	0,90	0,80	36,00	0,004
15	0,10	0,5301	0,4775	75	0,90	1,00	67,50	0,005
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>9,032</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>0,927</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>9,959</b>

## J. ALIMENTADOR PRADERA 2 (FASE A)

### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
4	0,24	0,654	50	0,90	0,50	1,72	22,50
5	0,13	0,654	75	0,90	1,00	8,36	67,51
6	0,11	0,654	37,5	0,90	0,65	0,73	21,94
8	1,83	0,654	275	0,90	0,75	876,33	186,50
9	1,83	0,654	400	0,90	0,75	1850,01	271,85
11	0,04	0,654	37,5	0,90	0,75	0,39	25,31
16	0,24	0,654	100	0,90	0,90	22,17	81,02
17	0,07	0,654	50	0,90	1,00	1,94	45,00
18	0,99	0,654	315	0,90	0,65	468,88	184,74
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>3,231</b>	<b>KW</b>

### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	1,24	0,5301	0,4775	15	0,90	0,50	6,75	16,878
2	0,16	0,5301	0,4775	25	0,90	0,50	11,25	2,100
3	0,06	0,5301	0,4775	50	0,90	0,65	29,25	0,806
4	0,20	0,5301	0,4775	50	0,90	0,50	22,50	2,549
5	0,08	0,5301	0,4775	75	0,90	1,00	67,51	0,932
6	0,11	0,5301	0,4775	37,5	0,90	0,65	21,94	1,137
7	0,05	0,5301	0,4775	15	0,90	0,65	8,78	0,507
8	0,25	0,5301	0,4775	275	0,88	0,75	186,50	2,504
9	0,39	0,5301	0,4775	400	0,90	0,75	271,85	2,447
10	0,03	0,5301	0,4775	25	0,90	0,90	20,25	0,083
11	0,06	0,5301	0,4775	37,5	0,90	0,75	25,31	0,131
12	0,05	0,5301	0,4775	50	0,90	1,00	45,00	0,115
13	0,02	0,5301	0,4775	50	0,90	1,00	45,00	0,038
14	0,12	0,5301	0,4775	25	0,90	0,75	16,88	0,160
15	0,06	0,5301	0,4775	25	0,90	0,90	20,25	0,073
16	0,10	0,5301	0,4775	100	0,90	0,90	81,02	0,110
17	0,36	0,5301	0,4775	50	0,90	1,00	45,00	0,209
18	0,11	0,5301	0,4775	315	0,90	0,65	184,74	0,040
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>30,817</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>3,231</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>34,047</b>

## K. ALIMENTADOR PRADERA 2 (FASE B)

### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
1	0,794	0,654	425	0,9	0,5	403,8371	191,654
2	0,473	0,654	50	0,9	0,65	5,6225	29,256
3	0,821	0,654	325	0,9	1	976,7371	293,477
4	0,666	0,654	125	0,9	0,9	94,9680	101,345
5	0,468	0,654	170	0,9	0,5	38,0848	76,538
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>1,5192</b>	<b>KW</b>

### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	0,715	0,5301	0,4775	425	0,90	0,5	191,654	4,118
2	0,999	0,5301	0,4775	50	0,90	0,65	29,256	3,167
3	0,285	0,5301	0,4775	325	0,90	1	293,477	0,810
4	0,712	0,5301	0,4775	125	0,90	0,9	101,345	0,378
5	0,378	0,5301	0,4775	170	0,90	0,5	76,538	0,060
6	0,032	0,5301	0,4775	25	0,90	0,5	11,250	0,001
7	0,097	0,5301	0,4775	50	0,90	0,75	33,750	0,001
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>8,534</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>1,519</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>10,053</b>

## L. ALIMENTADOR PRADERA 2 (FASE C)

### Derivaciones

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Pérdidas potencia (W)	Carga total (KW)
1	0,04	0,654	15	0,90	0,65	0,05	8,78
3	0,02	0,654	10	0,90	0,65	0,01	5,85
5	1,76	0,654	245	0,90	0,65	503,88	143,83
8	1,76	0,654	322,5	0,90	0,65	871,59	189,53
11	0,11	0,654	100	0,90	0,90	9,85	81,01
14	0,07	0,654	62,5	0,90	0,65	1,28	36,56
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>						<b>1,387</b>	<b>KW</b>

### Alimentador principal

Nodos	Longitud (Km.)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)	Carga (KVA)	Factor de potencia	Factor de utilización	Demanda máxima (KW)	Pérdidas potencia (KW)
1	0,54	0,5301	0,4775	15	0,90	0,65	8,78	2,612
2	1,05	0,5301	0,4775	15	0,90	0,75	10,13	4,900
3	1,02	0,5301	0,4775	10	0,90	0,65	5,85	4,639
4	0,31	0,5301	0,4775	15	0,90	0,50	6,75	1,382
5	0,10	0,5301	0,4775	245	0,90	0,65	143,83	0,448
6	0,24	0,5301	0,4775	25	0,90	0,75	16,88	0,634
7	0,08	0,5301	0,4775	50	0,90	0,90	40,50	0,190
8	0,07	0,5301	0,4775	322,5	0,88	0,65	189,53	0,136
9	0,18	0,5301	0,4775	37,5	0,90	1,00	33,75	0,110
10	0,03	0,5301	0,4775	50	0,90	1,00	45,00	0,013
11	0,08	0,5301	0,4775	100	0,90	0,90	81,01	0,021
12	0,06	0,5301	0,4775	50	0,90	0,75	33,75	0,004
13	0,35	0,5301	0,4775	10	0,90	0,90	8,10	0,008
14	0,21	0,5301	0,4775	62,5	0,90	0,65	36,56	0,003
<b>PERDIDAS EN ALIMENTADOR PRINCIPAL</b>								<b>15,100</b>
<b>PERDIDAS EN DERIVACIONES</b>								<b>1,387</b>
<b>PERDIDAS TOTALES</b>								<b>16,486</b>



**ANEXO 2.10 NÚMERO Y CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN POR ALIMENTADOR DE LA MUESTRA.**

**A. ALIMENTADOR B6**

Capacidad (KVA)	Fase			Subtotal
	A	B	C	
75	1	0	0	1
50	20	18	12	50
37,5	8	5	10	23
25	15	4	10	29
15	3	8	4	15
10	3	4	6	13
5	0	0	1	1
<b>TOTAL</b>				<b>132</b>

**B. ALIMENTADOR S2**

Capacidad (KVA)	Fase			Subtotal
	A	B	C	
75	0	0	0	0
50	13	16	15	44
37,5	8	1	1	10
25	6	4	6	16
15	3	2	4	9
10	3	4	6	13
<b>TOTAL</b>				<b>92</b>

**C. ALIMENTADOR PRADERA 1**

Capacidad (KVA)	Fase			Subtotal
	A	B	C	
75	0	0	0	0
50	2	4	10	16
37,5	1	5	5	11
25	2	4	14	20
15	0	2	0	2
10	3	4	3	10
<b>TOTAL</b>				<b>59</b>

**D. ALIMENTADOR PRADERA 2**

Capacidad (KVA)	Fase			Subtotal
	A	B	C	
75	0	0	0	0
50	19	10	16	45
37,5	13	10	3	26
25	5	6	4	15
15	5	0	3	8
10	4	2	5	11
<b>TOTAL</b>				<b>105</b>

## ANEXO 2.11 DEMANDA MÁXIMA DE LOS TRANSFORMADORES MEDIDOS DE LA MUESTRA.

### A. ALIMENTADOR B6

Capacidad	Corriente (A)			Potencia máxima (KW)	Factor de utilización
	I1	I2	Total		
50	156,2	143,2	299,4	35,93	0,72
50	152,2	180	332,2	39,86	0,80
50	90,2	53,9	144,1	17,29	0,35
50	116	63	179	21,48	0,43
50	89,4	85,2	174,6	20,95	0,42
50	169,8	108,5	278,3	33,40	0,67
50	116,2	125,6	241,8	29,02	0,58
50	43	50	93	11,16	0,22
50	15,2	48	63,2	7,58	0,15
50	122,5	139,6	262,1	31,45	0,63
50	179,2	115,7	294,9	35,39	0,71
50	137,2	85,3	222,5	26,70	0,53
50	35	104,5	139,5	16,74	0,33
50	111	121,3	232,3	27,88	0,56
37,5	117,5	107,2	224,7	26,96	0,72
37,5	21,5	15,2	36,7	4,40	0,12
25	187	126	313	37,56	1,50
25	97	163	260	31,20	1,25
15	27,5	15	42,5	5,10	0,34
10	23,2	37	60,2	7,22	0,72

### B. ALIMENTADOR S2

Capacidad	Corriente (A)			Potencia máxima (KW)	Factor de utilización
	I1	I2	Total		
50	175	185	360,0	43,20	0,86
50	125	108	233	27,96	0,56
50	160	145	305	36,60	0,73
50	115	115	230	27,60	0,55
50	80	80	160,0	19,20	0,38
37,5	150	160	310,0	37,20	0,99
37,5	160	170	330	39,60	1,06
37,5	155	130	285	34,20	0,91
25	80	95	175	21,00	0,84
25	50	77	127	15,24	0,61

### C. ALIMENTADOR PRADERA 1

Capacidad	Corriente (A)			Potencia máxima (KW)	Factor de utilización
	I1	I2	Total		
50	120	75	195	23,40	0,47
50	85	120	205	24,60	0,49
50	80	140	220,0	26,40	0,53
25	80	45	125	15,00	0,60
50	160	95	255	30,60	0,61
37,5	120	85	205	24,60	0,66
50	160	175	335,0	40,20	0,80
50	285	180	465	55,80	1,12
25	200	80	280	33,60	1,34
25	140	145	285	34,20	1,37
25	180	125	305	36,60	1,46

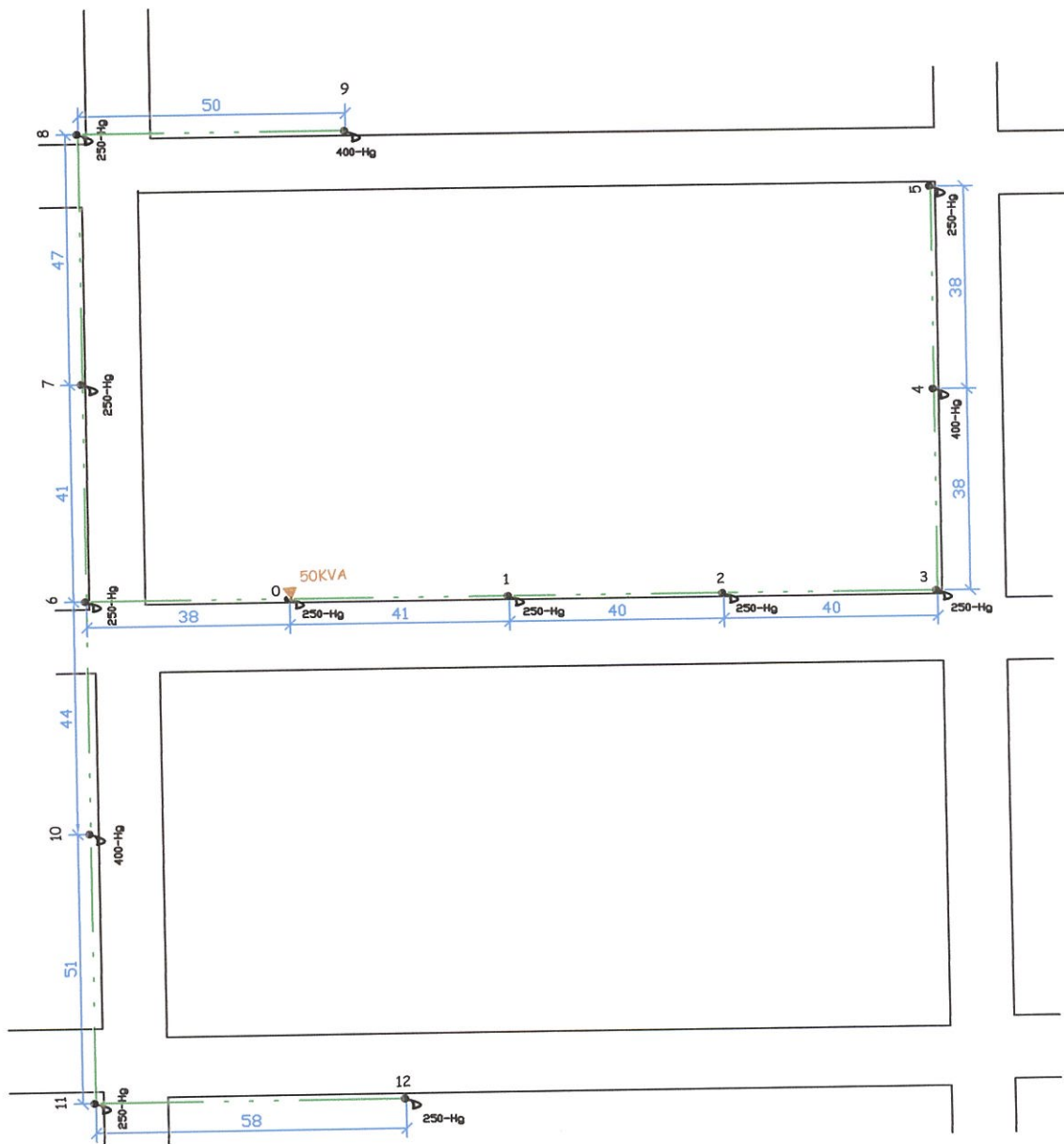
### D. ALIMENTADOR PRADERA 2

Capacidad	Corriente (A)			Potencia máxima (KW)	Factor de utilización
	I1	I2	Total		
37,5	50	75	125,0	15,00	0,40
50	125	70	195	23,40	0,47
50	105	110	215	25,80	0,52
50	115	115	230	27,60	0,55
37,5	80	80	160,0	19,20	0,51
50	150	100	250	30,00	0,60
50	120	150	270	32,40	0,65
50	120	150	270	32,40	0,65
50	160	130	290	34,80	0,70
50	155	155	310	37,20	0,74
37,5	135	100	235	28,20	0,75
50	180	175	355	42,60	0,85
37,5	140	140	280,0	33,60	0,90
50	230	170	400	48,00	0,96
37,5	150	160	310,0	37,20	0,99
50	260	170	430	51,60	1,03
50	250	185	435	52,20	1,04
50	245	195	440	52,80	1,06
50	225	225	450	54,00	1,08

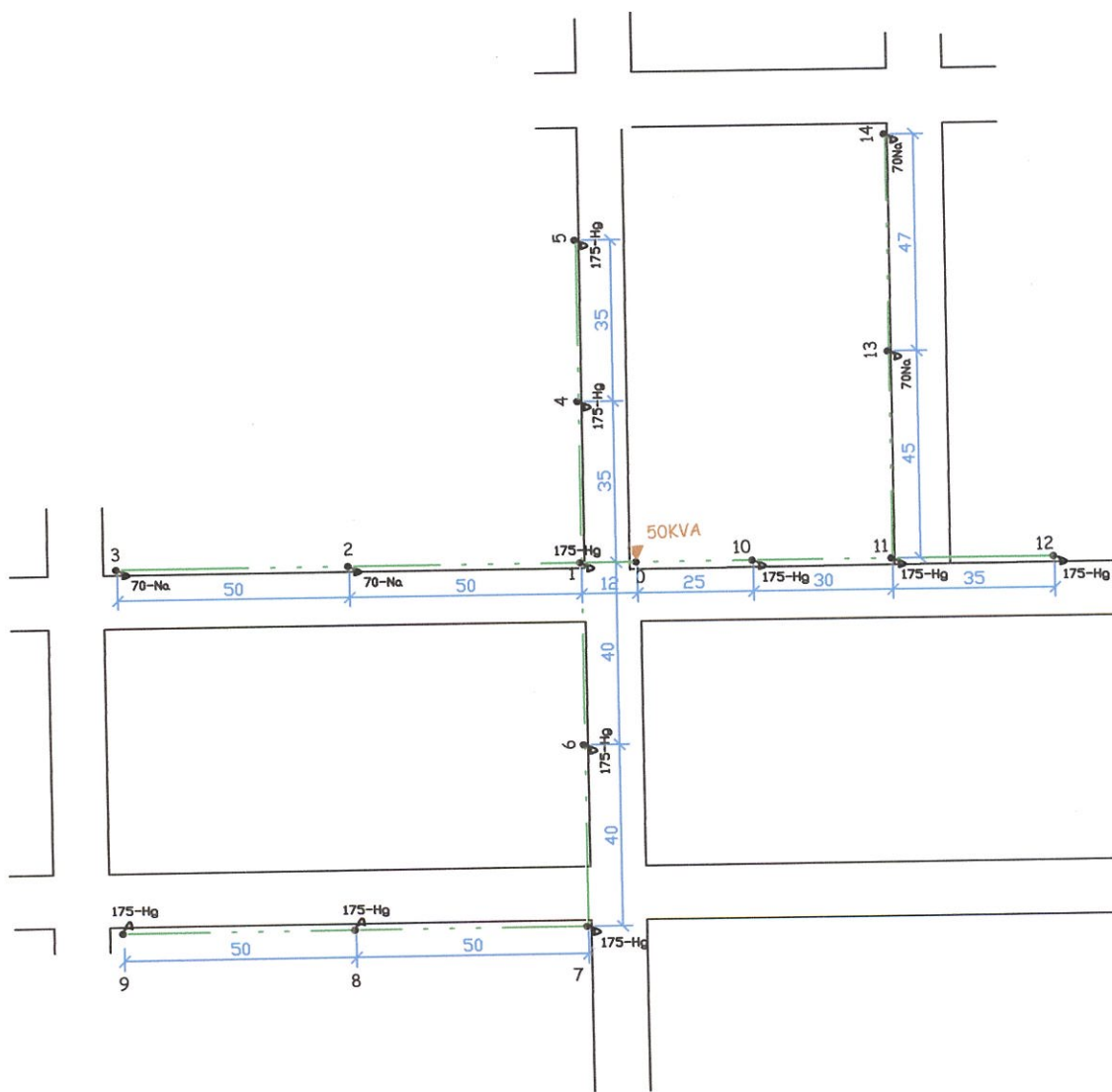
ANEXO 2.12

DIAGRAMA UNIFILAR DE CIRCUITO SECUNDARIO TIPO, LEVANTADO PARA CADA ALIMENTADOR DE MUESTRA

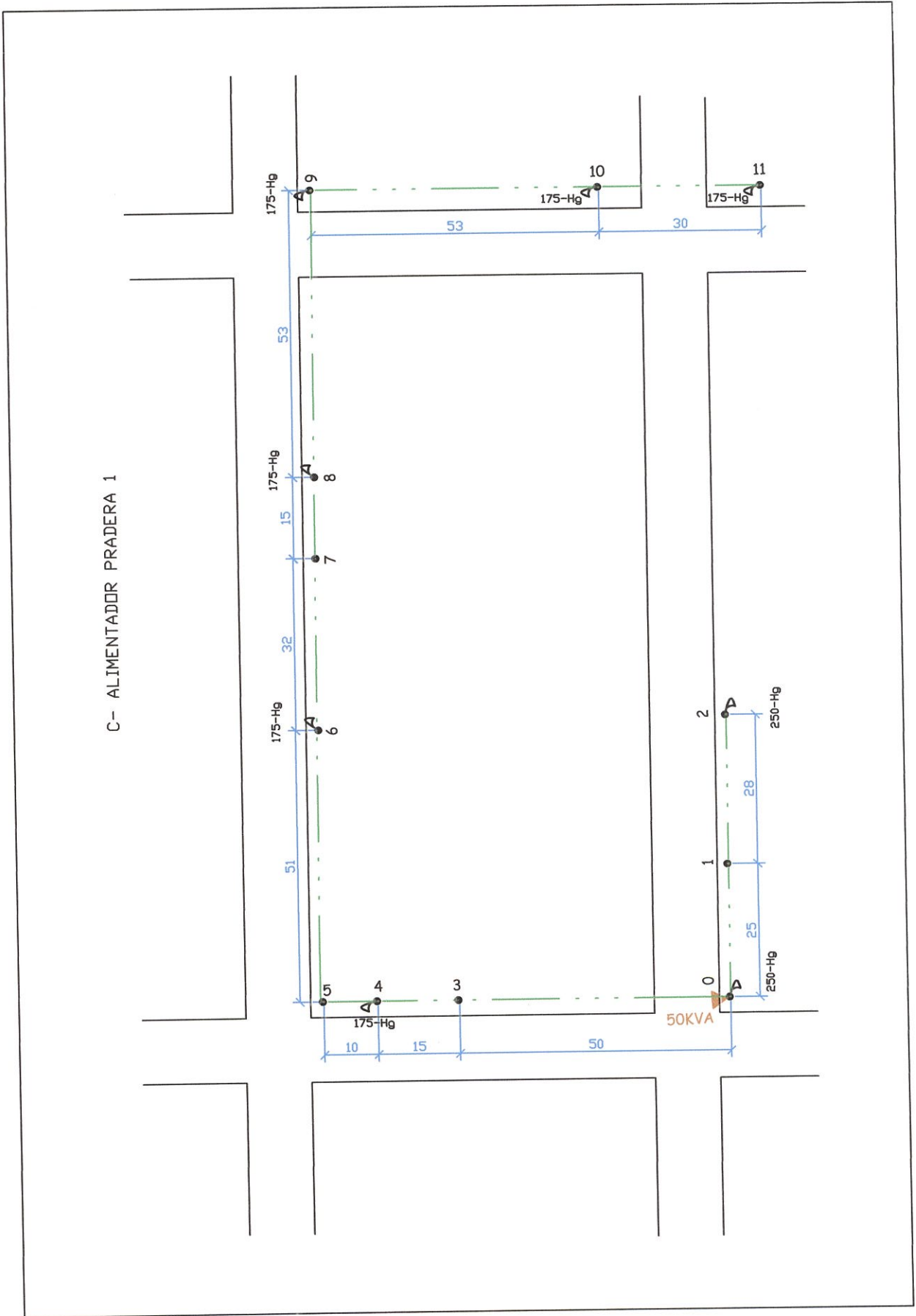
A- ALIMENTADOR B-6



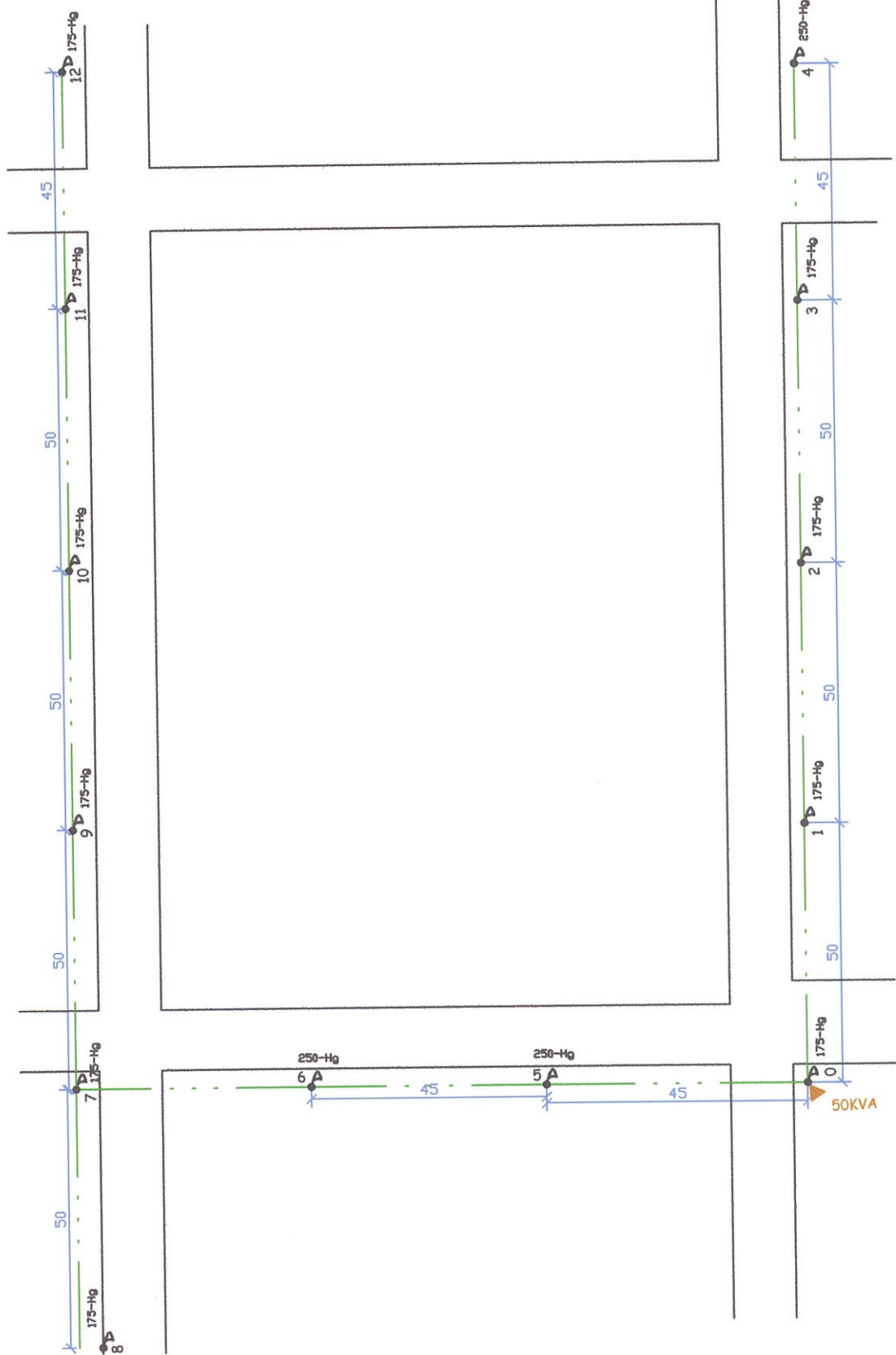
B- ALIMENTADOR S-2



C- ALIMENTADOR PRADERA 1



D- ALIMENTADOR PRADERA 2



## ANEXO 2.13 PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DEL ANEXO 2.12

### A. ALIMENTADOR B6

Capacidad del Transformador: 50 KVA  
 # de Abonados: 72  
 Voltaje del circuito: 120/240  
 Factor de potencia: 0.92  
 Conductor: # 2AWG  
 Factor de Carga: 0.60

POSTE	USUARIOS			LUMUNARIAS			I TOTAL		TRAMO				
	Energía (KWH)	Potencia máxima (W)	I máx. (A)	P <sub>real</sub> (W)	f <sub>pl</sub>	I (A)	I <sub>x</sub> (A)	I <sub>y</sub> (A)	#	I (A)	Longitud (m)	Resistencia (Ω/m)	Pérdidas potencia (W)
0	356,17	824,46	3,73	329,80	0,49	2,80	4,81	3,91	0-1	52,80	41	0,00105	119,99
1	1763,33	4081,79	18,49	329,80	0,49	2,80	18,38	9,69	1-2	32,06	40	0,00105	43,17
2	204,83	474,15	2,15	329,80	0,49	2,80	3,35	3,29	2-3	27,48	40	0,00105	31,72
3	0,00	0,00	0,00	329,80	0,49	2,80	1,37	2,44	3-4	25,10	38	0,00105	25,12
4	1625,32	3762,31	17,04	437,97	0,88	2,07	17,50	7,66	4-5	6,16	38	0,00105	1,51
5	352,67	816,36	3,70	329,80	0,49	2,80	4,78	3,89	0-6	78,42	38	0,00105	245,35
6	1124,33	2602,62	11,79	329,80	0,49	2,80	12,22	7,06	6-7	15,71	41	0,00105	10,62
7	102,00	236,11	1,07	329,80	0,49	2,80	2,36	2,86	7-8	12,17	47	0,00105	7,30
8	936,87	2168,68	9,82	329,80	0,49	2,80	10,41	6,29	6-9	19,79	50	0,00105	20,56
9	1690,83	3913,97	17,73	437,97	0,88	2,07	18,13	7,93	6-10	29,00	44	0,00105	38,84
10	660,00	1527,78	6,92	437,97	0,88	2,07	8,19	3,70	10-11	20,08	51	0,00105	21,59
11	714,33	1653,55	7,49	329,80	0,49	2,80	8,26	5,38	11-12	10,22	48	0,00105	5,26
12	749,00	1733,80	7,85	329,80	0,49	2,80	8,60	5,52	<b>TOTAL</b>			<b>571,09</b>	



**B. ALIMENTADOR S2**

Capacidad del Transformador: 50 KVA  
 # de Abonados: 32  
 Voltaje del circuito: 120/240  
 Factor de potencia: 0.94  
 Conductor: # 2AWG  
 Factor de Carga: 0.59

POSTE	USUARIOS			LUMINARIAS			I TOTAL		TRAMO				
	Energía (KWH)	Potencia máxima (W)	I máx. (A)	Pot. real (W)	fp.	I (A)	I <sub>x</sub> (A)	I <sub>y</sub> (A)	#	I (A)	Longitud (m)	Resistencia (Ω/m)	Pérdidas potencia (W)
0	262,83	618,72	2,74	0,00	0,00	0,00	2,58	0,94	0--1	53,00	12	0,00105	35,390
1	64,17	151,05	0,67	87,31	0,70	0,52	0,99	0,60	1--2	20,87	50	0,00105	22,868
2	765,33	1801,63	7,99	87,31	0,70	0,52	7,87	3,10	2--3	12,41	50	0,00105	8,089
3	1144,50	2694,21	11,94	87,31	0,70	0,52	11,59	4,45	1--4	12,63	35	0,00105	5,860
4	581,33	1368,49	6,07	234,20	0,54	1,81	6,68	3,59	4--5	5,05	35	0,00105	0,939
5	335,17	789,00	3,50	234,20	0,54	1,81	4,26	2,71	1--6	18,58	40	0,00105	14,506
6	266,17	626,57	2,78	234,20	0,54	1,81	3,59	2,47	6--7	14,23	40	0,00105	8,506
7	195,83	461,00	2,04	234,20	0,54	1,81	2,90	2,22	7--8	8,32	50	0,00105	3,632
8	652,50	1536,02	6,81	234,20	0,54	1,81	7,38	3,84	7--9	2,39	50	0,00105	0,299
9	65,67	154,58	0,69	234,20	0,54	1,81	1,62	1,75	0--10	61,59	25	0,00105	99,563
10	672,50	1583,10	7,02	234,20	0,54	1,81	7,57	3,92	10--11	53,09	30	0,00105	88,768
11	1121,33	2639,67	11,70	234,20	0,54	1,81	11,97	5,51	11--12	15,78	35	0,00105	9,151
12	1371,00	3227,40	14,31	234,20	0,54	1,81	14,42	6,40	11--13	24,14	45	0,00105	27,545
13	1053,33	2479,60	10,99	87,31	0,70	0,52	10,70	4,12	13--14	12,68	47	0,00105	7,938
14	1170,33	2755,02	12,21	87,31	0,70	0,52	11,84	4,54	<b>TOTAL</b>				<b>333,055</b>

### C. ALIMENTADOR PRADERA 1

Capacidad del Transformador: 37.5 KVA  
 # de Abonados: 51  
 Voltaje del circuito: 120/240  
 Factor de potencia: 0.92  
 Conductor: # 2AWG  
 Factor de Carga: 0.68

POSTE	USUARIOS			LUMUNARIAS			I TOTAL		TRAMO				
	Energía (KWH)	Potencia máxima (W)	I máx. (A)	Pot. real (W)	fp.	I (A)	Ix (A)	Iy (A)	#	I (A)	Longitud (m)	Resistencia (Ω/m)	Pérdidas potencia (W)
0	292,83	598,11	2,71	329,80	0,49	2,80	3,87	3,51	0--1	16,99	25	0,00105	7,577
1	1221,42	2494,74	11,30	0,00	0,00	0,00	10,39	4,43	1--2	5,86	28	0,00105	1,010
2	365,67	746,87	3,38	329,80	0,49	2,80	4,49	3,77	0--3	84,39	50	0,00105	373,873
3	1040,99	2126,20	9,63	0,00	0,00	0,00	8,86	3,77	3--4	74,78	15	0,00105	88,071
4	686,67	1402,51	6,35	234,20	0,54	1,81	6,82	4,01	4--5	66,88	10	0,00105	46,971
5	1219,25	2490,30	11,28	0,00	0,00	0,00	10,38	4,42	5--6	55,63	51	0,00105	165,721
6	1875,25	3830,17	17,35	234,20	0,54	1,81	16,93	8,32	6--7	36,77	32	0,00105	45,422
7	953,08	1946,66	8,82	0,00	0,00	0,00	8,11	3,46	7--8	27,99	15	0,00105	12,340
8	783,92	1601,14	7,25	234,20	0,54	1,81	7,65	4,36	8--9	19,19	53	0,00105	20,487
9	859,08	1754,66	7,95	234,20	0,54	1,81	8,29	4,64	9--10	9,69	53	0,00105	5,227
10	880,42	1798,24	8,14	234,20	0,54	1,81	8,47	4,71	10--11	3,30	30	0,00105	0,342
11	177,49	362,51	1,64	234,20	0,54	1,81	2,49	2,16	<b>TOTAL</b>				<b>767,040</b>

**D. ALIMENTADOR PRADERA 2**

Capacidad del Transformador: 37.5 KVA  
 # de Abonados: 70  
 Voltaje del circuito: 120/240  
 Factor de potencia: 0.90  
 Conductor: # 2AWG  
 Factor de Carga: 0.68

POSTE	USUARIOS			LUMINARIAS			I TOTAL		TRAMO				
	Energía (KWH)	Potencia máxima (W)	I máx. (A)	Pot. real (W)	fp.	I (A)	Ix (A)	Iy (A)	#	I (A)	Longitud (m)	Resistencia (Ω/m)	Pérdidas potencia (W)
0	850,45	1737,03	8,04	234,20	0,54	0,00	7,24	3,51	0-1	42,74	50	0,00105	95,900
1	1468,65	2999,69	13,89	234,20	0,54	1,81	13,47	7,57	1-2	27,30	50	0,00105	39,129
2	685,75	1400,63	6,48	0,00	0,00	0,00	5,84	2,83	2-3	9,12	45	0,00105	3,933
3	964,87	1970,73	9,12	234,20	0,54	0,00	8,21	3,98	3-4	11,69	50	0,00105	7,177
4	1236,5	2525,53	11,69	329,80	0,49	0,00	10,52	5,10	0-5	90,98	50	0,00105	434,548
5	700,56	1430,88	6,62	329,80	0,49	2,80	7,34	5,33	5-6	81,97	45	0,00105	317,487
6	823,92	1682,84	7,79	329,80	0,49	2,80	8,39	5,84	6-7	71,81	45	0,00105	243,680
7	1328,01	2712,44	12,56	234,20	0,54	0,00	11,30	5,47	7-8	9,21	50	0,00105	4,451
8	805,64	1645,51	7,62	234,20	0,54	1,81	7,83	4,84	7-9	18,63	50	0,00105	18,222
9	566,84	1157,76	5,36	234,20	0,54	0,00	4,82	2,34	9-10	13,28	50	0,00105	9,259
10	1237,85	2528,30	11,71	234,20	0,54	1,81	11,51	6,62	7-11	31,45	50	0,00105	51,925
11	672,54	1373,65	6,36	234,20	0,54	1,81	6,70	4,29	11-12	23,53	45	0,00105	26,170
12	2488,83	5083,40	23,53	234,20	0,54	0,00	21,18	10,26	<b>TOTAL</b>				<b>1251,882</b>

# **ANEXO 4**

## ANEXO 4.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA INSTALANDO BANCO DE CAPACITORES

### A. PÉRDIDAS DE POTENCIA

Alimentador	Capacitor 1		Capacitor 2		Pérdidas de potencia (KW)			
	(KVAR)	Distancia (Km.)	(KVAR)	Distancia (Km.)	A	B	C	Total
B6	600	3	600	4	36,37	10,00	28,70	<b>75,08</b>
S2	300	3,5	600	4,5	14,50	11,59	23,25	<b>49,33</b>
Pradera 1	600	1	600	2,5	0,45	0,86	7,16	<b>8,47</b>
Pradera 2	600	2	600	2	28,67	8,75	13,90	<b>51,32</b>

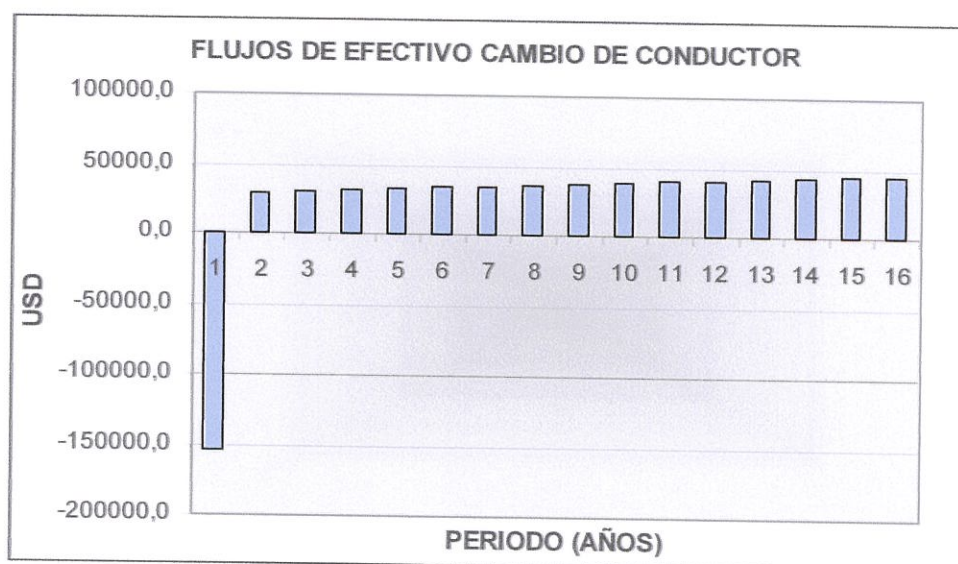
### B. PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Alimentador	Pérdidas potencia (KW)	Factor de pérdidas	Pérdidas energía mensual (KWH)
B6	75,08	0,45	24325,40
S2	49,33	0,52	18469,84
Pradera 1	8,47	0,4	2438,23
Pradera 2	51,32	0,4	14778,81
<b>TOTAL</b>			<b>60012,28</b>

## ANEXO 4.2 FLUJOS DE EFECTIVO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

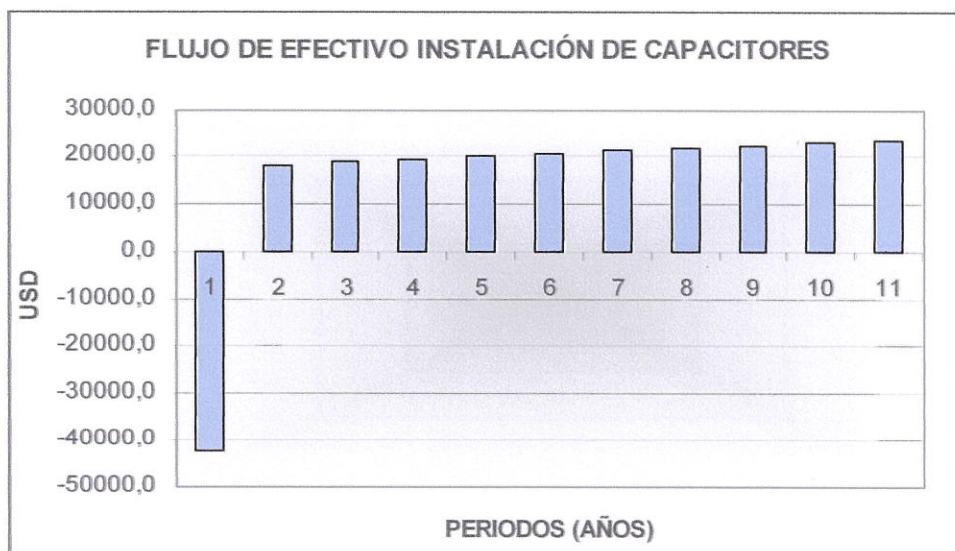
### A. CAMBIO DE CONDUCTOR

Periodo	Inversión inicial	Flujo de efectivo	VPN
0	152985,0	-152985,0	-152985,0
1	0	29971,9	26760,6
2	0	31148,1	24831,1
3	0	32311,4	22998,6
4	0	33462,6	21266,1
5	0	34602,2	19634,2
6	0	35730,8	18102,4
7	0	36849,1	16668,7
8	0	37957,4	15330,4
9	0	39056,2	14084,1
10	0	40146,0	12925,9
11	0	41227,1	11851,8
12	0	42299,8	10857,3
13	0	43364,6	9938,0
14	0	44421,6	9089,5
15	0	45471,3	8307,4
		<b>VPN</b>	<b>89661,1</b>



## B. INSTALACIÓN DE CAPACITORES

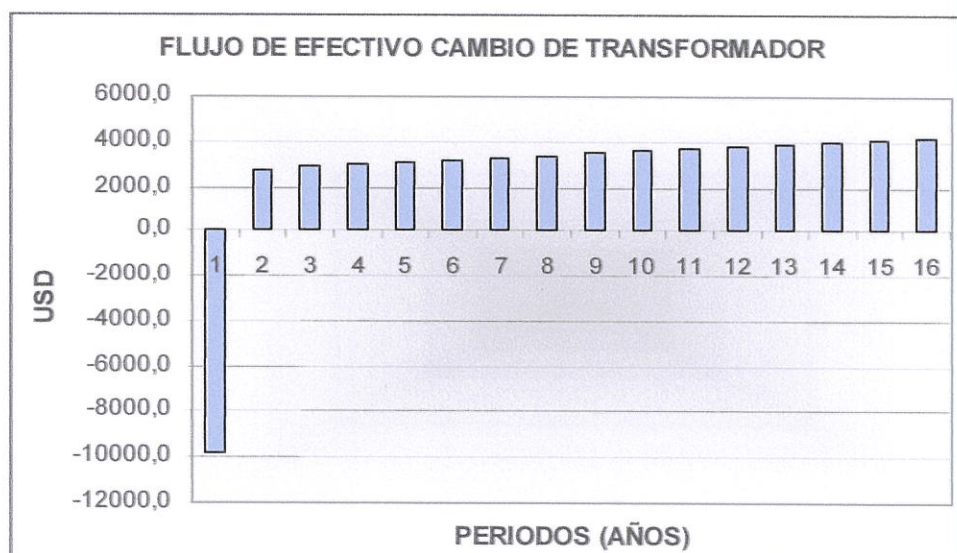
Periodo	Inversión inicial	Flujo de efectivo	VPN
0	42558,1	-42558,1	-42558,1
1	0	18013,7	16083,6
2	0	18622,9	14846,1
3	0	19226,9	13685,3
4	0	19825,9	12599,7
5	0	20419,9	11586,8
6	0	21009,3	10644,0
7	0	21594,2	9768,1
8	0	22174,6	8956,0
9	0	22750,8	8204,2
10	0	23323,0	7509,4
		<b>VPN</b>	<b>71325,0</b>



## ANEXO 4.3 FLUJO DE EFECTIVO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

### A. CAMBIO DE CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR

Periodo	Inversión inicial	Flujo de efectivo	VPN
0	9763,1	-9763,1	-9763,1
1	0	2794,5	2495,1
2	0	2898,2	2310,5
3	0	3000,9	2136,0
4	0	3102,6	1971,8
5	0	3203,3	1817,7
6	0	3303,2	1673,5
7	0	3402,1	1539,0
8	0	3500,3	1413,7
9	0	3597,6	1297,3
10	0	3694,2	1189,4
11	0	3790,0	1089,5
12	0	3885,2	997,2
13	0	3979,6	912,0
14	0	4073,4	833,5
15	0	4166,6	761,2
		<b>VPN</b>	<b>12674,3</b>

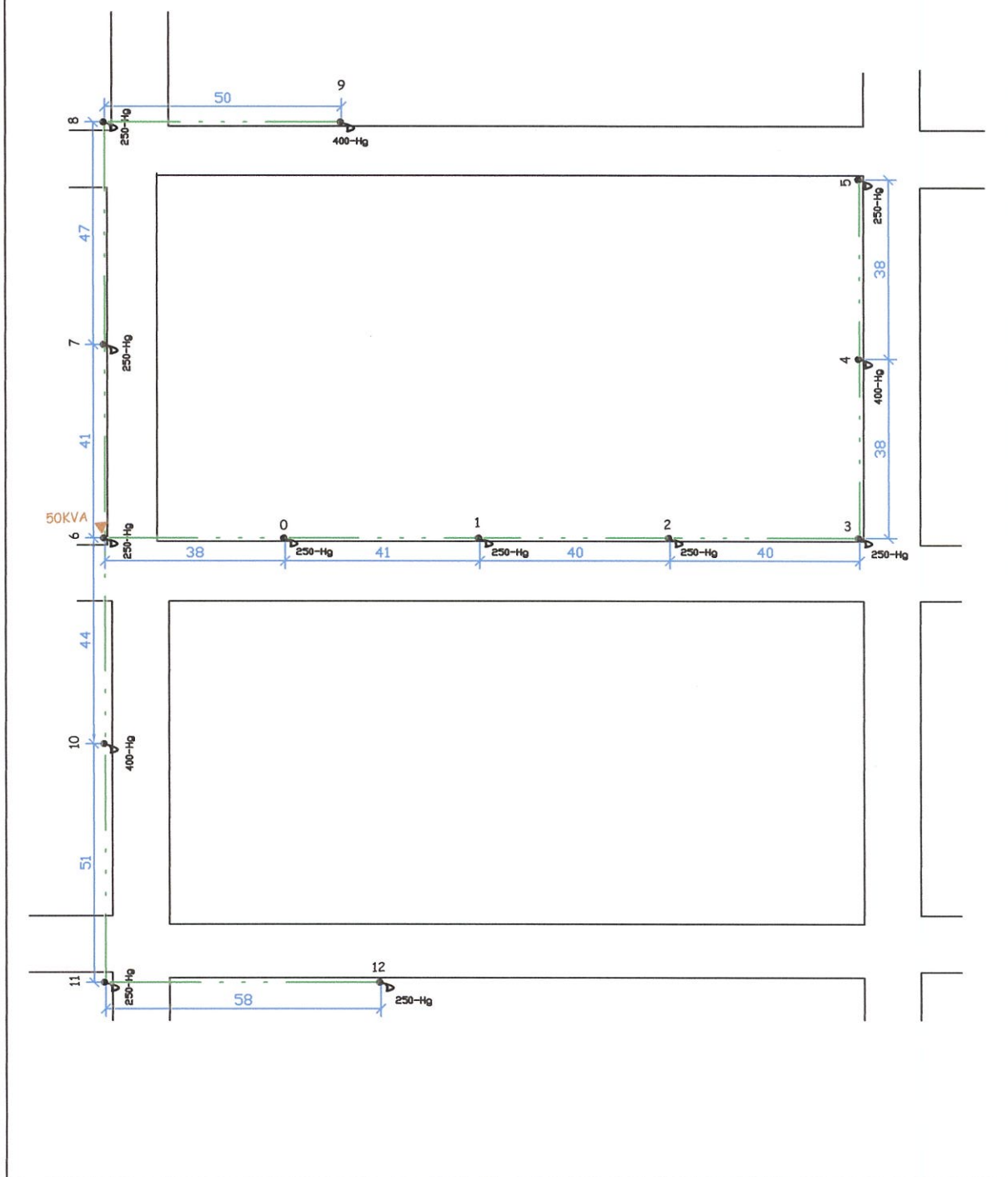




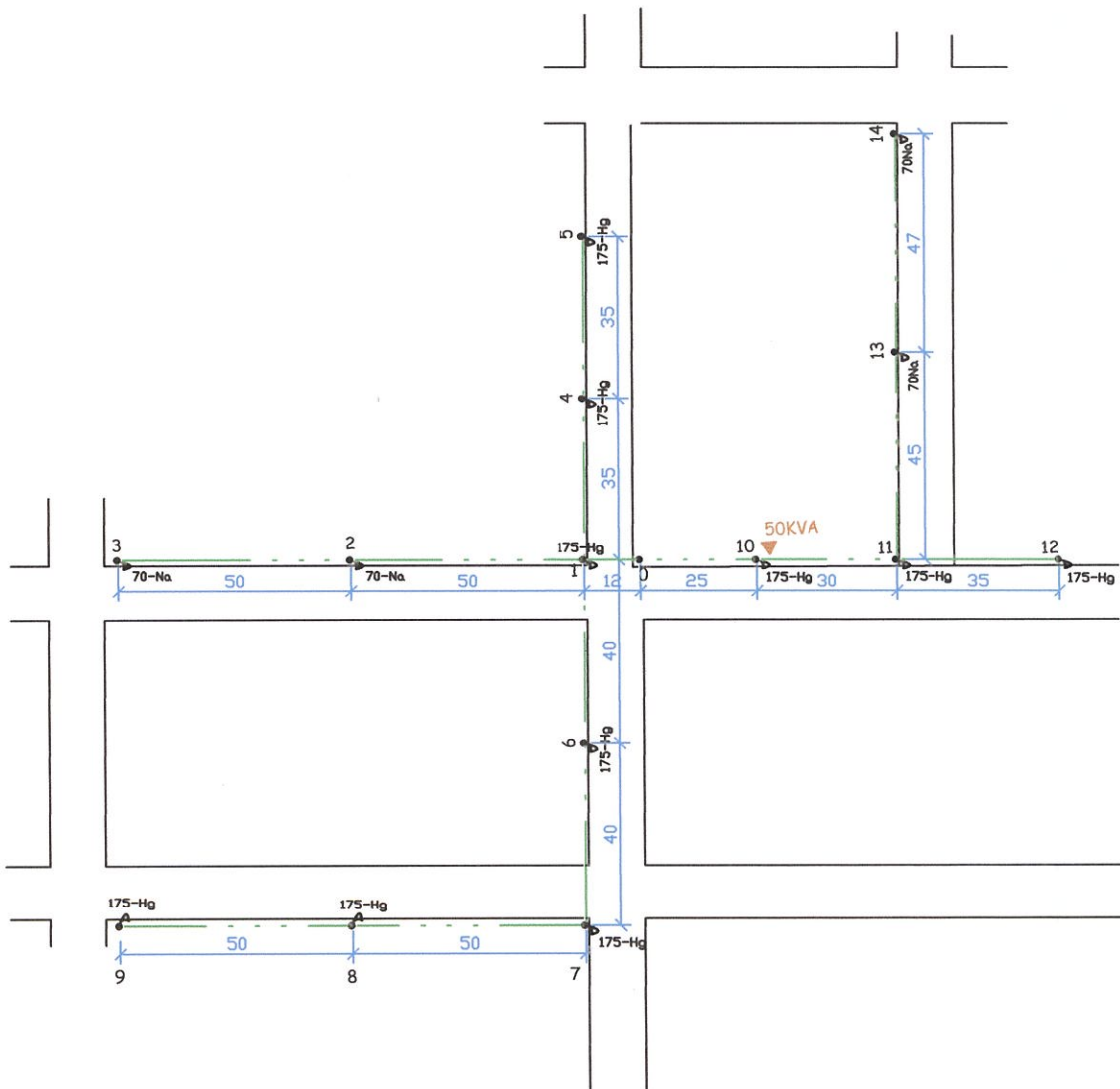
## ANEXO 4.4

REUBICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DEL ANEXO 2.12

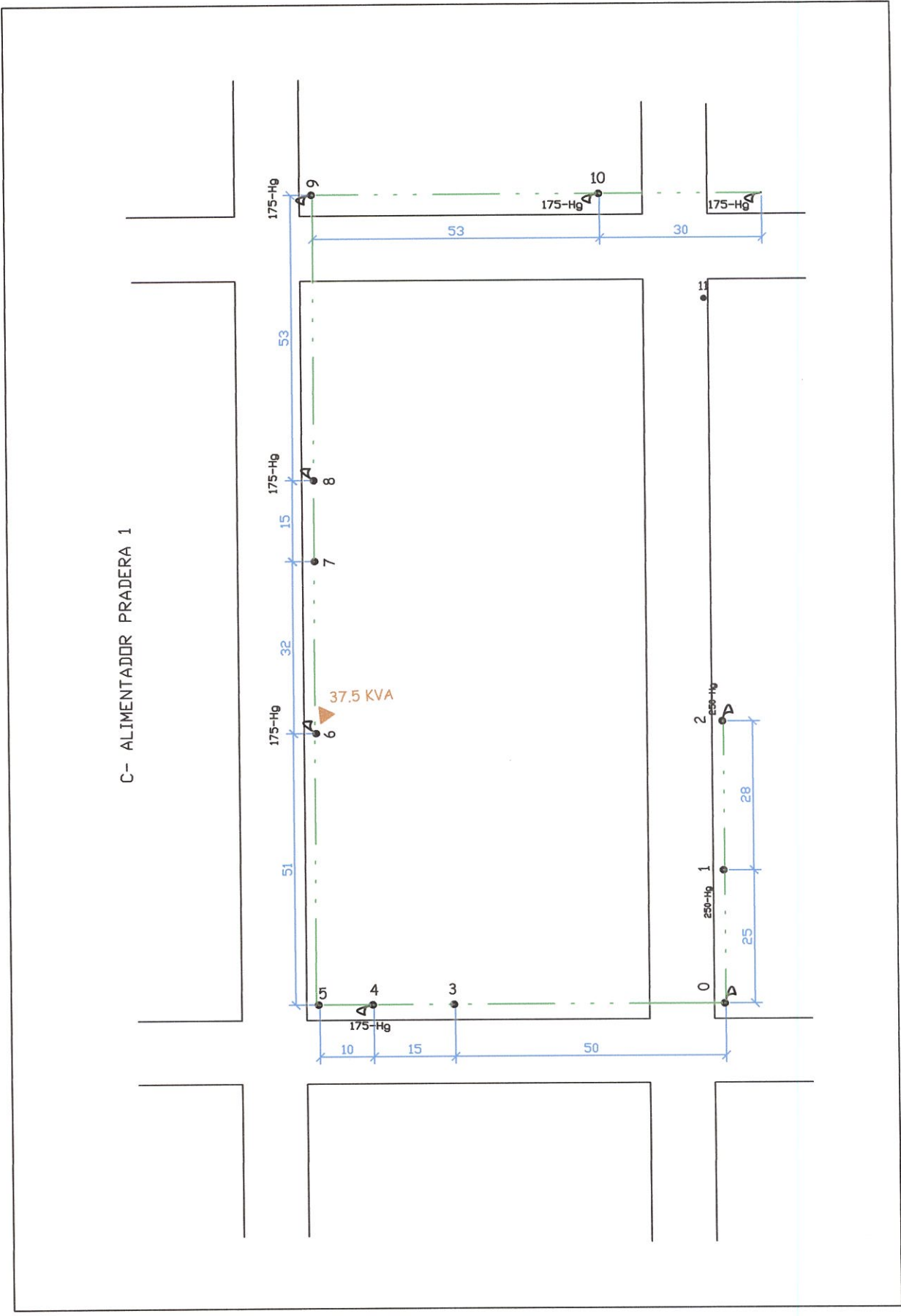
A- ALIMENTADOR B-6



B- ALIMENTADOR S-2



C- ALIMENTADOR PRADERA 1



175-Hg

175-Hg

175-Hg

175-Hg

175-Hg

37.5 KVA

250-Hg

250-Hg

175-Hg

9

10

11

7

8

6

2

1

4

3

5

0

1

2

32

15

53

51

10

15

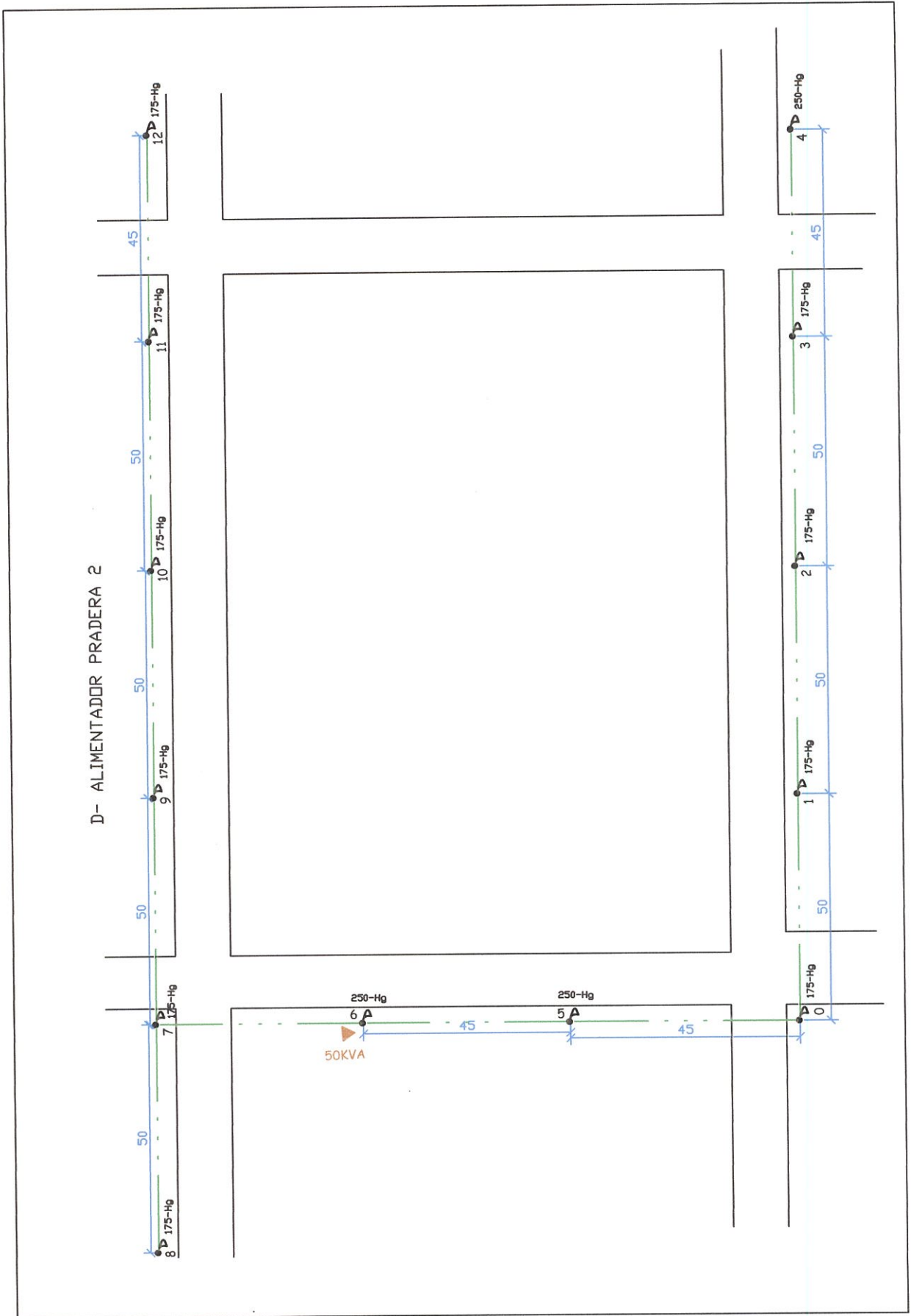
50

25

28

53

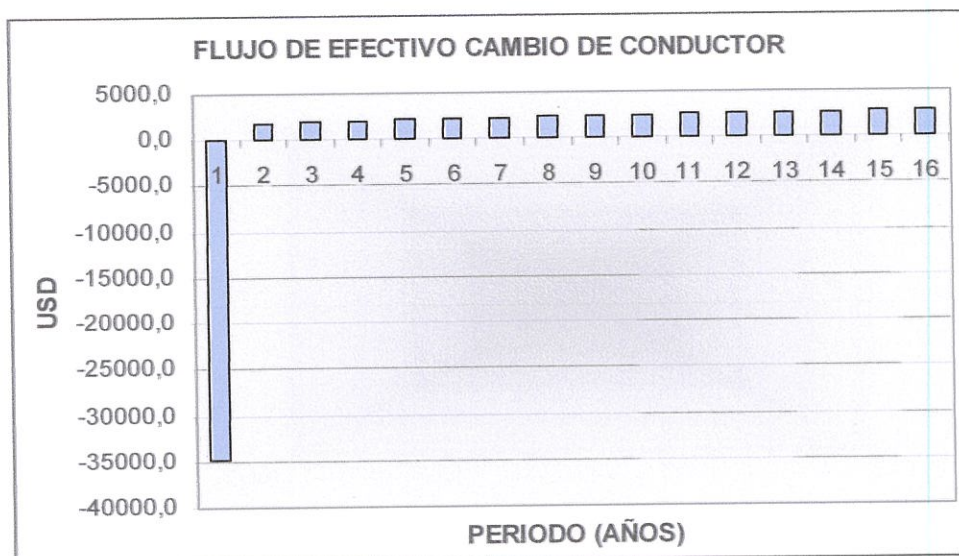
30



## ANEXO 4.5 FLUJO DE EFECTIVO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

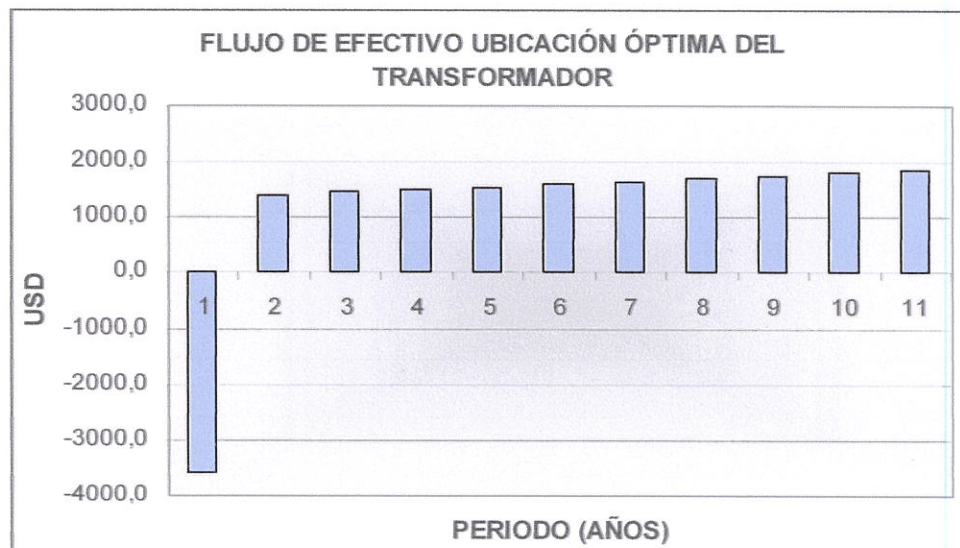
### A. CAMBIO DE CONDUCTOR

Periodo	Inversión inicial	Flujo de efectivo	VPN
0	34758,3	-34758,3	-34758,3
1	0	1876,8	1675,7
2	0	1951,6	1555,8
3	0	2025,7	1441,9
4	0	2099,0	1333,9
5	0	2171,5	1232,1
6	0	2243,3	1136,5
7	0	2314,4	1046,9
8	0	2384,9	963,2
9	0	2454,8	885,2
10	0	2524,0	812,7
11	0	2592,8	745,4
12	0	2661,0	683,0
13	0	2728,6	625,3
14	0	2795,8	572,1
15	0	2862,5	523,0
		<b>VPN</b>	<b>-19525,5</b>



## B. UBICACIÓN ÓPTIMA DEL TRANSFORMADOR

Periodo	Inversión inicial	Flujo de efectivo	VPN
0	3577,0	-3577,0	-3577,0
1	0	1404,6	1254,1
2	0	1457,1	1161,6
3	0	1509,0	1074,1
4	0	1560,5	991,7
5	0	1611,5	914,4
6	0	1662,0	842,0
7	0	1712,0	774,4
8	0	1761,7	711,5
9	0	1810,9	653,0
10	0	1859,8	598,8
		<b>VPN</b>	<b>5398,6</b>

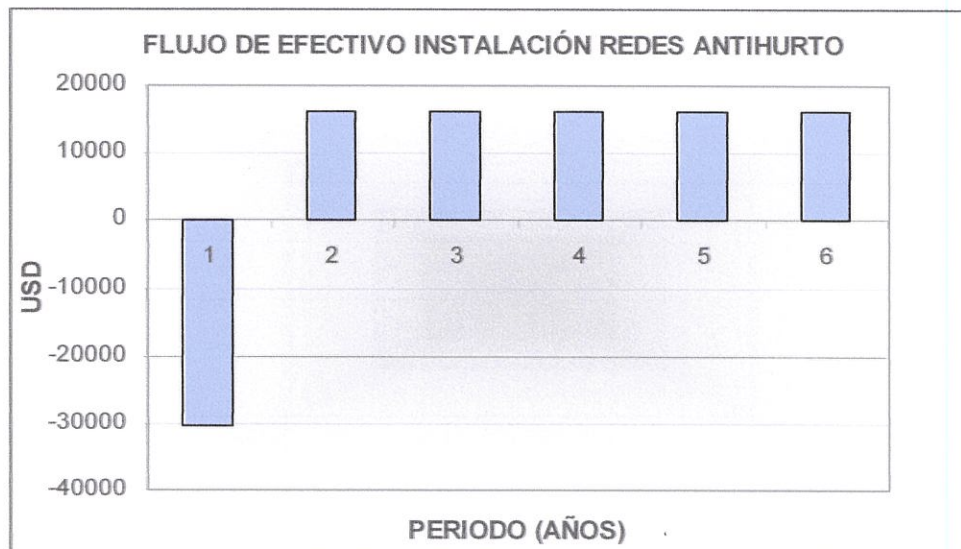




## ANEXO 4.6 FLUJO DE EFECTIVO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

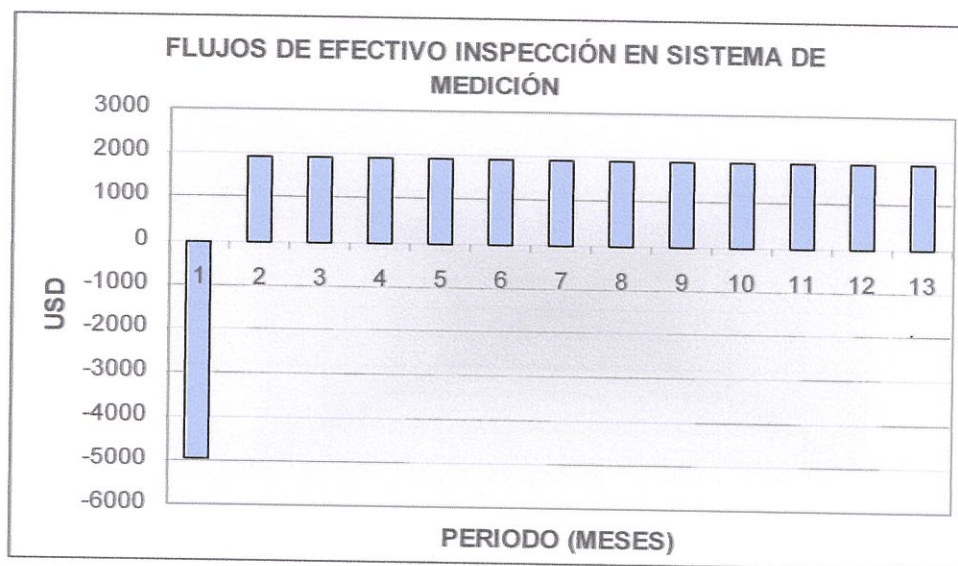
### A. INSTALACIÓN REDES ANTIHURTO

Periodo	Inversión inicial	Flujo de efectivo	VPN
0	30208	-30208	-30208
1	0	16200	14464,3
2	0	16200	12914,5
3	0	16200	11530,8
4	0	16200	10295,4
5	0	16200	9192,3
		<b>VPN</b>	<b>28189,4</b>



## B. INSPECCIÓN EN SISTEMAS DE MEDICIÓN

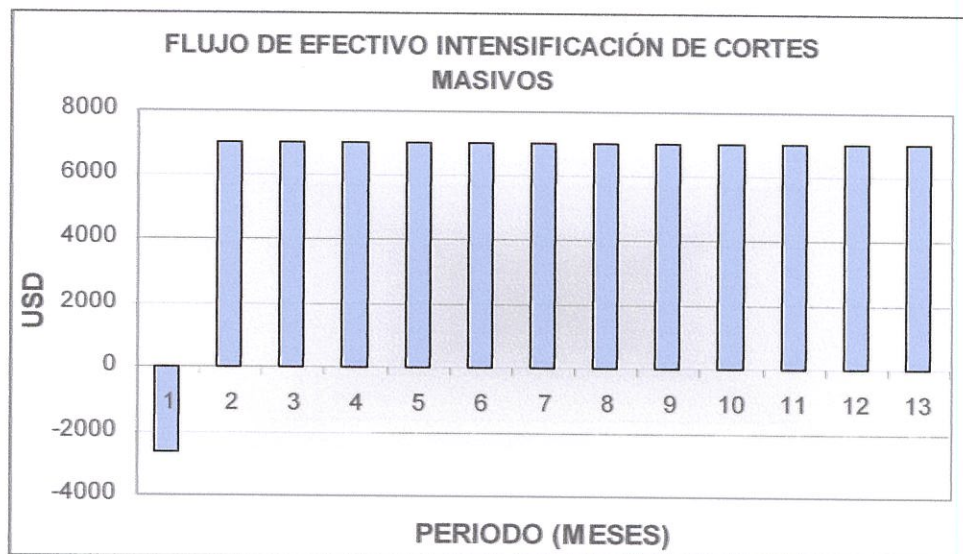
Periodo	Inversión inicial	Flujo de efectivo	VPN
0	4985	-4985	-4985
1	0	1917	1711,6
2	0	1917	1528,2
3	0	1917	1364,5
4	0	1917	1218,3
5	0	1917	1087,8
6	0	1917	971,2
7	0	1917	867,2
8	0	1917	774,2
9	0	1917	691,3
10	0	1917	617,2
11	0	1917	551,1
12	0	1917	492,0
		<b>VPN</b>	<b>6889,6</b>





### C. INTENSIFICACIÓN DE CORTES MASIVOS

Periodo	Inversión inicial	Flujo de efectivo	VPN
0	2648	-2648	-2648
1	0	6987,8	6239,1
2	0	6987,8	5570,6
3	0	6987,8	4973,8
4	0	6987,8	4440,9
5	0	6987,8	3965,1
6	0	6987,8	3540,2
7	0	6987,8	3160,9
8	0	6987,8	2822,2
9	0	6987,8	2519,9
10	0	6987,8	2249,9
11	0	6987,8	2008,8
12	0	6987,8	1793,6
		<b>VPN</b>	<b>40636,9</b>



# **ANEXO 5**

---

### ANEXO 5.1 TIEMPO DE INSTALACIÓN DE MEDIDORES (JUNIO 2005)

Codigo de cliente	Fecha de solicitud	Fecha de instalación	Tiempo de ejecución (días)	KWH no facturados
968694	01/06/2005	06/06/2005	6	46
968695	01/06/2005	06/06/2005	6	148
968696	01/06/2005	06/06/2005	6	0
968697	01/06/2005	06/06/2005	6	98
968698	01/06/2005	06/06/2005	6	44
968699	01/06/2005	06/06/2005	6	17
968700	01/06/2005	06/06/2005	6	177
968701	01/06/2005	06/06/2005	6	77
968713	01/06/2005	06/06/2005	6	110
968714	01/06/2005	06/06/2005	6	7
968715	01/06/2005	06/06/2005	6	47
968716	01/06/2005	06/06/2005	6	54
968717	01/06/2005	06/06/2005	6	20
968718	01/06/2005	06/06/2005	6	0
968719	01/06/2005	06/06/2005	6	162
968705	01/06/2005	08/06/2005	8	36
968703	01/06/2005	01/07/2005	30	8
968702	01/06/2005	26/07/2005	26	108
968731	02/06/2005	13/06/2005	12	1
968732	02/06/2005	13/06/2005	12	0
968725	02/06/2005	17/06/2005	16	25
968721	02/06/2005	20/06/2005	19	63
968723	02/06/2005	20/06/2005	19	4
968724	02/06/2005	20/06/2005	19	103
968736	02/06/2005	28/06/2005	26	14
968737	02/06/2005	08/07/2005	36	1700
968720	02/06/2005	14/07/2005	13	96
968746	03/06/2005	06/06/2005	4	29
968744	03/06/2005	13/06/2005	11	131
968752	03/06/2005	22/06/2005	20	75
968753	03/06/2005	28/06/2005	26	224
968745	03/06/2005	05/07/2005	32	70
968759	06/06/2005	08/06/2005	3	25
968758	06/06/2005	13/06/2005	7	31
968756	06/06/2005	17/06/2005	12	84
968760	06/06/2005	20/06/2005	15	32
968761	06/06/2005	01/07/2005	10	30
968797	06/06/2005	25/07/2005	50	85
968881	07/06/2005	08/06/2005	2	68
968864	07/06/2005	13/06/2005	7	8
968865	07/06/2005	13/06/2005	7	40
968866	07/06/2005	13/06/2005	7	13
968867	07/06/2005	13/06/2005	7	1
968868	07/06/2005	13/06/2005	7	4
968869	07/06/2005	13/06/2005	7	11
968875	07/06/2005	13/06/2005	7	103
968876	07/06/2005	13/06/2005	7	1
968877	07/06/2005	13/06/2005	7	7
968878	07/06/2005	13/06/2005	7	176

## **APENDICE A**

### **PÉRDIDAS NO TÉCNICAS**

#### **1. GENERALIDADES.**

Las pérdidas no técnicas, que según su clasificación: a) pérdidas por robo o conexiones ilegales, b) pérdidas por fraude en los equipos de medición, y c) pérdidas administrativas y comerciales, representan en su totalidad las falencias y puntos vulnerables que una empresa de distribución tiene, al momento de ejercer algún tipo de control sobre sus consumidores finales.

Uno de los puntos críticos, o fuente más común de pérdidas no técnicas, esta en los equipos de medición. Sin desmerecer la atención que se debe brindar a los procesos comerciales y administrativos, y a la situación real del sistema de distribución que posee una empresa de distribución.

Entonces es necesario conocer en más detalle los puntos de origen de pérdidas no técnicas, y uno de ellos está en el medidor electromecánico.

---

### **1.1 EL MEDIDOR DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICO.**

Un medidor de energía electromecánico es un dispositivo, o elemento, cuya función principal es proveer un registro, "exacto", de la energía eléctrica consumida (KWH), sobre un determinado periodo de tiempo.

Internamente se compone de partes eléctricas y mecánicas, por lo que es considerado como un motor de inducción pequeño. Además, puede ser usado para mediciones de circuitos monofasicos o trifásicos, ya que la base de su funcionamiento para ambos casos es la misma, considerando que un medidor trifásico es como varios monofasicos, pero en un solo paquete.

### **1.2 PARTES PRINCIPALES DE UN MEDIDOR MONOFASICO.**

Las partes básicas que conforman un equipo de medición son: el motor (el estator y rotor), sistema de retardamiento magnético, el registrador, la armazón o estructura (frame), la base, cubierta o tapa de vidrio, y los terminales (bayonetas).

---

**a) El motor.**

Está diseñado de tal manera que su torque es proporcional a la potencia en el circuito medido. Consta de rotor y estator cuyas características principales son:

**Rotor:** es un disco de aluminio montado concéntricamente sobre un eje que es una barra sólida, libre de girar en cojinetes, contenidos en la armazón del medidor. Los cojinetes pueden ser de tres tipos: suspensión magnética, de joya y pivote o ball-bearings. En todos los casos, el rotor es montado de tal forma que una porción del disco gira en el espacio de aire del estator.

**Estator:** es un electroimán, el cual tiene los dos juegos de bobinas, ensambladas sobre un núcleo laminado de aleación de acero, que son: las bobinas de corriente y las de potencial.

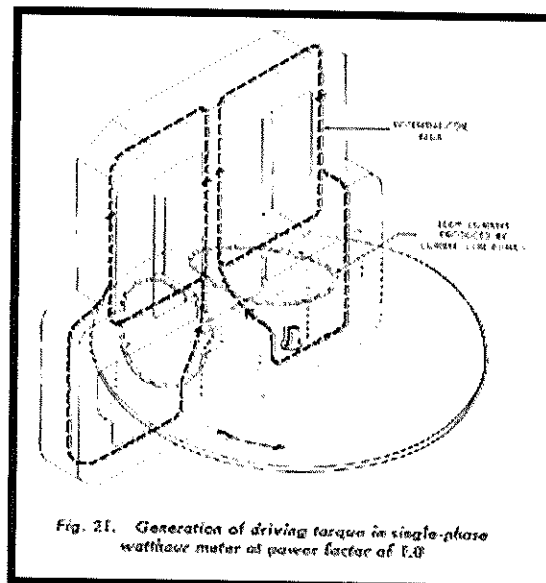
La bobina de potencial: comprende de muchas vueltas de alambre delgado, por lo tanto posee una elevada impedancia, y se conecta a través del circuito del medidor.

---

La bobina de corriente: consiste relativamente de pocas vueltas de alambre grueso, por lo tanto su resistencia e impedancia son bajas, y se conecta en serie con el circuito medido.

La figura 1, muestra la estructura interna de un medidor monofasico.

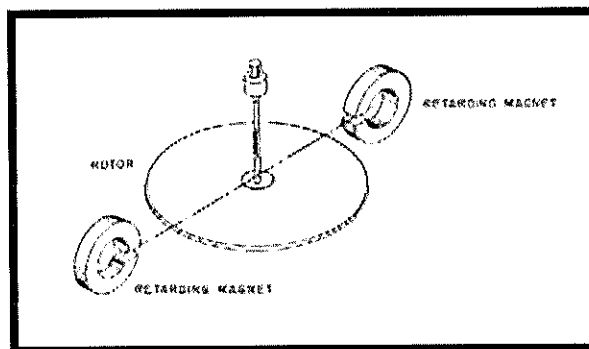
**Figura 1. Estructura interna de un medidor monofasico.**



**b) El sistema de retardamiento magnético.**

Actúa sobre el disco o rotor, en combinación con el estator, para establecer la velocidad a la cual el eje girará para una determinada condición de carga. Esta velocidad, determina la constante de ensayo del medidor ( $K_h$ ). La figura 2, muestra el sistema de retardamiento magnético de un medidor monofasico.

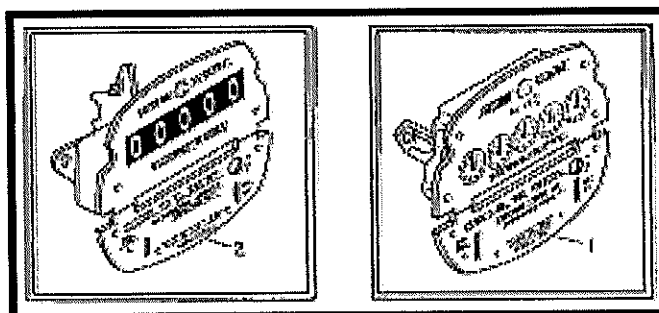
**Figura 2. Sistema de retardamiento magnético.**



**c) El registrador.**

Es un mecanismo, el cual graba el número de revoluciones del eje del rotor. Sus diales y engranajes, están arreglados tal que cada revolución del eje incrementa el registro por una cantidad igual a la constante de ensayo  $K_n$ . Pueden ser de dos tipos: con punteros, y ciclo métricos, con flechas o números respectivamente, y en ambos casos pueden estar constituidos de cuatro o cinco dígitos. La figura 3, muestra los dos tipos de registradores disponibles.

**Figura 3. Tipos de registradores.**

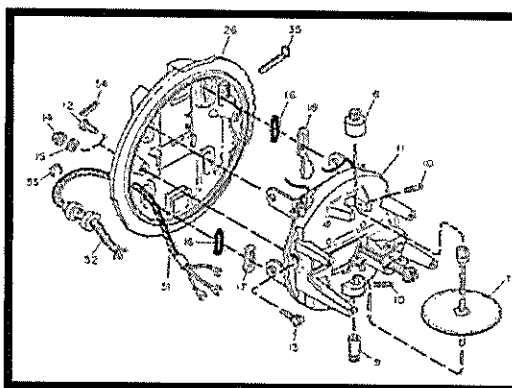




**d) La armazón o estructura (frame).**

Es la estructura sobre la cual los componentes del medidor son ensamblados, es metal vaciado o de aleación muerta, montado sobre la base. La figura 4, muestra la estructura de un medidor.

**Figura 4. Estructura de un medidor.**



**e) La base.**

Es la plataforma o el elemento sobre el cual se realiza el montaje del medidor. Existen diversos tipos de bases; pero, la mas común son las tipo S, o base socket, y la base tipo A, o caja de conexión Bottom-Connected.

Los medidores con base tipo S, tienen rango de utilización de hasta 600 V y 320 A, y son normalmente enchufados a un socket al momento de su instalación. En cambio los medidores con base tipo A, tienen rango de utilización de hasta 480 V y 100 A, y son

montados sobre la superficie de una pared, o pedazo de madera al momento de su instalación.

También se tienen, pero no son comunes, medidores con base tipo K y P, cuyas características constructivas son similares a las de tipo S, y A, respectivamente. La única variación esta en que los medidores con base tipo K, tienen su rango de utilización en 480 V y 600 A, en cambio los medidores con base tipo P, tienen la misma capacidad de utilización que los tipo A; pero, tienen conductores salientes permanentes para la conexión de la entrada y salida del medidor.

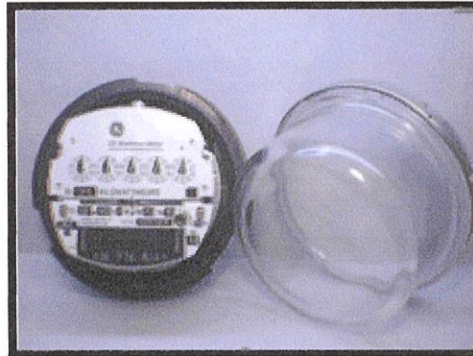
Existe una clasificación más, y son los medidores con base tipo Switchboard, su alambrado es similar a cualquier otro medidor; pero, gracias al switch de prueba, permite mas fácilmente instalar o remover al medidor.

**f) La cubierta o tapa de vidrio.**

Encierra o encapsula al medidor, es sellada a la base para prevenir alteraciones y protegerlo del polvo y humedad. La figura 5, muestra la tapa de un medidor.

---

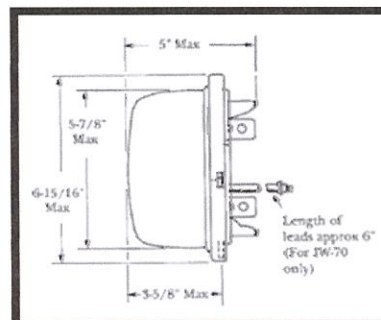
**Figura 5. Tapa de un medidor.**



**g) Los terminales (bayonetas).**

Están localizados en el estator y se extienden a través de la parte posterior de la base. La figura 6, muestra los terminales de un medidor.

**Figura 6: Terminales de un medidor.**



**1.3 CARACTERISTICAS GENERALES DE FUNCIONAMIENTO.**

Un medidor electromecánico puede tener 1, 2,  $2^{1/2}$ , y 3 elementos de medición, y considerando que un elemento de medición es la

combinación de una bobina de corriente y una de potencial, el número de elementos estará relacionado con: tipo, clase y forma de medidor a utilizarse.

Ambos juegos de bobinas crean campos magnéticos independientes que interactúan con el disco magnético (rotor). Su movimiento, dependiendo de la capacidad de la carga, podrá ser: acelerado, lento, y fijo (cero movimiento). Un movimiento acelerado del disco implica un alto registro de consumo de energía, y viceversa. En cambio, cuando el disco del medidor está fijo, no se dará un incremento en el registro del consumo de energía del medidor, debido a que no existe señal proveniente de la bobina de corriente.

#### **1.4 TIPOS DE MEDIDORES.**

Existen dos tipos de medidores: para medición directa y para medición indirecta; es decir, pueden estar conectados directamente con la carga, o mediante la utilización de instrumentos de medida, como transformadores de corriente o de potencial, respectivamente. Se debe tener en cuenta que en el caso de una medición indirecta, se requiere de una base especial provista de dispositivos para el cierre de circuitos, que en caso de retiro del medidor proporcionan seguridad al personal de trabajo.

---

### 1.5 CLASES DE MEDIDORES (CL).

Los medidores modernos del tipo base de enchufe (socket) y del tipo de conexiones en la parte inferior (bottom-connected) son designados como clase 100 y 200, para mediciones directas, y clase 10 o 20, para mediciones indirectas.

Los medidores clase 100 (amperaje de prueba TA = 15 amperios), si están conectados adecuadamente, pueden aceptar y medir con precisión cargas de hasta 100 amperios. De igual manera, los de clase 200 (amperaje de prueba TA = 30 amperios), si están conectados adecuadamente, pueden aceptar y medir con precisión cargas de hasta 200 amperios. En cambio los medidores clase 10 o 20 (diseñados para funcionar con transformadores de medida) requieren bases de enchufe especiales y poseen amperajes de funcionamiento máximo de 2.5 amperios.

Como referencia, existe un medidor clase 320, para medición directa, con amperaje de prueba de 50 amperios, Posee una palanca interna en el socket para realizar una conexión directa cuando se retira al medidor, razón por la cual no es de uso en el país, ya que fomentaría aún mas el robo de energía.

---

## 1.6 FORMA DE LOS MEDIDORES (FM).

La forma de un medidor lo identifica para una aplicación particular, es un número que siempre va acompañado con el tipo de base que utiliza, y que en general establece lo siguiente:

- Especifica su alambrado interno, y disposición de terminales.
- Establece como el medidor debe ir conectado en el circuito. Directamente con la carga o mediante la utilización de instrumentos de medida.
- Define si el medidor debe ir instalado mediante la utilización de socket o debe ir externamente sobre una superficie.

## 1.7 FACTORES DE LOS MEDIDORES.

Todo equipo de medición trae en su placa de identificación varias constante que son de utilidad al momento de realizar pruebas de ensayo, calibraciones o toma de datos de un equipo de medición. Entre las principales tenemos:

$K_h$ : Constante de watts-hora (constante de ensayo o constante del disco) es el número de watts-horas por revolución del disco del contador.

---

- $PK_h$ : Constante de watts-horas del primario (vatios-horas por revolución del disco, capacidad del primario) =  $K_h \times TF$ .
- $R_r$ : Relación del mecanismo integrador, vueltas del tornillo sin fin del mecanismo integrador por cada revolución del engranaje principal. Es decir complementa la constante  $K_h$ , para que al girar el disco el número necesario de vueltas para un Kilowatt-hora (Kwh), el medidor registre efectivamente un Kwh.
- $R_s$ : Relación de engranaje del eje, relaciona el eje del rotor y la rueda dentada de acoplamiento. Anteriormente se designaba como  $G_r$ .
- $R_g$ : Relación de engranajes, número de revoluciones del disco para producir una revolución del engranaje principal más rápido, el de la derecha.
- TF**: factor utilizado en contadores que funcionan con transformadores de medida, CT x PT, si es que esta última se utiliza.
- $K_r$ : Constante del mecanismo integrador, o constante de lectura. Se multiplica por esta constante para obtener el total de kilovatios-horas. Por lo general su valor es 1; pero, en medidores antiguos es igual a: 2, 4, 5, 10, 20, 40.
-

### 1.8 ESTIMACIÓN DE LA CARGA DE UN MEDIDOR.

Para determinar la carga aproximada en un medidor a un tiempo específico, se contabiliza el número de vueltas del disco en una cantidad similar a la relación de registro, la prueba se realiza en torno a la constante  $K_h$ , y se la debe realizar en el menor tiempo posible, para tener mayor exactitud.

La fórmula a utilizar es la siguiente:

$$Carga (vatios) = \frac{K_h \times \# \text{ revoluciones disco} \times 3600 \text{ seg / hora}}{\text{Tiempo en segundos}}$$

Por ejemplo: un medidor con una constante  $K_h = 7.2$ , marca 14 revoluciones en 70 segundos, tendrá una carga aproximada de:

$$Carga (vatios) = \frac{7.2 \times 14 \times 3600}{70} = 5184 \text{ vatios} = 5.184 \text{ Kilovatios}$$

## 2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS POR ROBO O CONEXIONES ILEGALES.

Corresponde a todos aquellos casos en que la energía disponible en las redes de distribución de la empresa es apropiada ilegalmente por usuarios mediante conexiones directas y sin el respectivo equipo de medición.



En la mayoría de los casos, las conexiones se realizan sin los requerimientos técnicos de seguridad y protección (fusibles o breakers). La experiencia con este tipo de mal indica que continuará y con niveles de crecimiento alarmantes, a menos que la empresa inicie programas de prevención y corte de usuarios ilegales.

Existen muchos factores que facilitan el robo de la energía mediante las conexiones ilegales, entre las más importantes están:

- Cercanía y fácil acceso a la red de distribución (secundaria), por el tipo de red implementada, normalmente aérea y con conductor de aluminio desnudo
  - Falta de control en el cumplimiento de suspensión del servicio por falta de pago a usuarios morosos.
  - La no incorporación inmediata de nuevos usuarios, ya sea por remodelación de construcciones o edificaciones nuevas, etc.
  - La falta de apoyo de organismos oficiales para contrarrestar el robo de energía.
  - La falta de inversión para la electrificación de nuevas zonas de población. Debido a que el servicio de energía eléctrica es un servicio básico y la población busca obtenerlo de manera inmediata.
-

### **3. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS POR FRAUDE EN LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN.**

Las pérdidas no técnicas por fraude en los equipos de medición, representan un acto ilegal en que los usuarios suscriptores de la empresa, a pesar de tener un equipo de medición, alteran su normal funcionamiento produciendo un perjuicio económico a la empresa.

Según la magnitud en que haya sido intervenido un medidor, el perjuicio económico en relación a ese abonado podrá ser parcial o total, mientras perdure el acto ilícito cometido. A continuación se mencionan algunos tipos más comunes de fraudes cometidos en equipos de medición.

#### **3.1 Puentes desplazados.**

Consiste en el desplazamiento de los puentes ubicados en la parte exterior de las borneras de un equipo de medición, especialmente en los medidores con base tipo A, cuyos puentes se encuentran externamente en su caja de conexión.

Dependiendo del número de puentes desplazados, el medidor dejara de registrar en un 33%, 66%, o 100% del consumo real de energía. Por lo general para cometer este tipo de fraude se violan los sellos de seguridad de la tapa bornera, y por lo tanto es una manipulación

---

externa fácil de detectar y reportarla. Una corrección inmediata sería colocación de puentes internos.

### **3.2 Borneras punteadas.**

Al igual que el caso anterior, se presentan por lo general en medidores con base tipo A. Consiste en la colocación de un puente externo a la caja de conexión, el cual une la línea de corriente de entrada con la de salida hacia la carga.

Dependiendo de la resistencia eléctrica del conductor utilizado, el puente absorberá de manera parcial o casi total la corriente proveniente del funcionamiento de la carga, y la poca corriente que atraviesa por el equipo de medición creará un flujo magnético que no representará la situación real del consumo del abonado.

Por lo general para cometer este tipo de fraude se violan los sellos de seguridad de la tapa bornera, y por lo tanto es una manipulación externa fácil de detectar y reportarla.

### **3.3 Intervención de las bobinas internas del medidor.**

Este tipo de fraude puede ser realizado actuando sobre las bobinas de potencial y corriente, que se encuentran ubicadas en la parte

---

internan de un equipo de medición. Medidores de todos los tipos pueden sufrir este daño.

En el caso de la bobina de potencial, se desconecta el puente de alimentación de una o mas bobinas. En algunos casos este puente es controlado exteriormente, y se coloca un interruptor con el objetivo de controlar el giro del disco. En otras ocasiones la bobina de potencial comienza a recibir un voltaje menor al que fue diseñado, con lo que se creara un flujo magnético que no representara la situación real del consumo del abonado.

En lo que se refiere a la bobina de corriente, por lo general se coloca en paralelo un pedazo de conductor, este produce un camino adicional para el paso de corriente, con esto la bobina de corriente creara un flujo magnético menor por que esta recibiendo una corriente menor a la consumida por la carga. Otro tipo de manipulación esta en cambiar las características de la bobina de corriente de un medidor clase 100, colocándole las características de las bobinas corriente de un medidor clase 200, con esto el medidor registrara solamente el 50% del consumo real de energía.

---

Este tipo de fraude no es fácilmente detectable, solamente cuando se analiza un historial de consumo de un abonado sospechoso, se podrá actuar sobre la base de una duda de por que el registro del consumo de energía de un cliente ha bajado considerablemente.

#### **3.4 Cojinete apretado.**

Consiste en apretar el cojinete, sobre el cual gira el disco, con lo que la fricción que ejerce el disco sobre los cojinetes aumentara, impidiendo que gire normalmente.

Por lo general este tipo de intervención del medidor hace que el equipo deje de registrar el 45% del consumo real del abonado; pero este tipo de fraude es fácilmente detectable, por lo que se alteran los sellos de seguridad de la tapa y base del medidor, y además se puede observar la manipulación de las partes internas del medidor.

#### **3.5 Cambio de constante de medición.**

Es una alteración mecánica del medidor, y consiste en sustituir la relación de registro entre dos medidores de características constructivas similares.

---

Generalmente a un medidor clase 200, cuya relación de registro es  $13^{8/9}$  y constante de ensayo Kh de 7.2, se le coloca un registrador de un medidor clase 100, cuya relación de registro es de  $27^{7/9}$  y constante de ensayo Kh de 3.6. Con lo que el medidor registrará solamente el 50% de la energía real consumida por el abonado.

Este tipo de fraude puede ser detectado mediante inspecciones por parte de personal calificado. Se produce violación de sellos de la tapa como de la base del medidor, y para su corrección se debe restituir la relación de registro original.

### **3.6 Engranaje integrador dañado.**

Es también una alteración mecánica, y consiste en cortar una porción del engranaje más pequeño, de esta forma permitir por un lapso de tiempo que el engranaje mayor no trabaje, en consecuencia deje de arrastrar los números del integrador hasta que nuevamente hace contacto y se normaliza el registro del consumo de energía.

Con este tipo de fraude se deja de facturar aproximadamente el 50% del consumo real de energía de un abonado; pero, es fácilmente detectable por la violación de los sellos de seguridad de la tapa y base del medidor.

### **3.7 Otros tipos de fraudes.**

Se trata de métodos más rudimentarios para cometer fraudes en los equipos de medición. Por ejemplo, un modo de fraude es realizar una perforación muy pequeña en la tapa, o cubierta de vidrio, del medidor con la finalidad de introducir un alambre delgado que pare el movimiento normal del disco. Otro caso es colocar al medidor de manera invertida, lo que impide un movimiento normal del disco.

La imaginación de muchas personas ha llevado a crear varios métodos de alterar el normal funcionamiento de un equipo de medición, fraude que generalmente se practica en áreas marginales del área de concesión de la empresa distribuidora.

## **4. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS POR RAZONES ADMINISTRATIVAS Y COMERCIALES.**

Las pérdidas no técnicas por razones administrativas y comerciales, corresponden a la energía utilizada por los abonados, que en muchos casos si poseen equipo de medición, y que no llegó a representar utilidades para la empresa.

Este tipo de pérdidas tiene su origen en varios puntos de una empresa distribuidora. A continuación se presentaran algunas formas más

---

comunes de pérdidas no técnicas por razones administrativas y comerciales.

#### **4.1 Errores en la medición de los consumos.**

Son las pérdidas de energía que se producen por la instalación equivocada de un equipo de medición, sobre una base y tipo de servicio no adecuadas para el medidor.

Dentro de esta clasificación se tiene varios casos, pero, entre los más generales tenemos:

- Medidor FM 2S instalado en base tipo 12S, cuyo porcentaje de registro será: 75%, 75%, o 100%.
- Medidor FM 2S instalado en base 1S, cuyo porcentaje de registro será: 50%
- Medidor FM 1S instalado en base 2S, cuyo porcentaje de registro será: 200%, 0%, o 100%

De acuerdo a los casos expuestos, por lo general el perjuicio económico es hacia la empresa, pero, también en otras ocasiones este tipo de errores en la selección de equipos de medición puede doblemente perjudicar a los abonados. Entonces se debe tener

---



especial cuidado, y más bien conocimiento, al momento de instalar un nuevo equipo de medición.

#### **4.2 Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos.**

Corresponde a todos aquellos casos, en que las pérdidas de energía se producen por errores en los registros de consumo de los abonados. Es decir, los valores facturados por la empresa no corresponden a los reales consumidos por el cliente.

Este tipo de pérdida induce dos tipos de errores: el primero es un perjuicio económico hacia la empresa ya que los valores facturados pueden ser menores a los reales, en cambio el segundo tipo de error puede ir en perjuicio del abonado que le facturaran sobrevalores a los realmente consumidos.

#### **4.3 Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación.**

Se debe principalmente a la mala información transmitida por el personal encargado de realizar las lecturas de los medidores, que en muchas ocasiones no presentan claramente los valores registrados,

---

o el tipo de anomalía a la que están siendo sometidos los equipos de medición.

Se debe tener en cuenta que la facturación es un proceso, que puede presentar inconvenientes cuando uno de sus pasos no esta claramente definido. Entonces es necesario que el origen de la información sea claro y que los códigos utilizados para informar las anomalías de un medidor sean bien utilizados.

#### **4.4 Falta de registro adecuado de los consumos propios.**

Se refiere a las pérdidas ocasionadas por malos registros de los consumos de abonados que no poseen medidor, y que se encuentran conectados a la red con autorización previa de la empresa.

En este tipo de pérdida, se podría disminuir si al momento de autorizar una conexión directa se evalúa correctamente la carga a conectar, y además se hace un seguimiento del nivel de crecimiento de la misma.

---

#### **4.5 Errores y/o atrasos en los registros y censos de instalaciones de alumbrado público, semáforos, etc.**

Este tipo de pérdida se produce por fallas en el personal de trabajo de la empresa, es decir, no se realiza actualizaciones periódicas: mensuales, trimestrales, o inclusive anuales, en los inventarios de alumbrado público, semáforos, etc, que se encuentran conectadas a las redes de la empresa.

En este tipo de perdidas, el mayor porcentaje esta en alumbrado público, y por lo tanto su inventario y control de la instalación debe ser periódica.

#### **4.6 El fraude legal.**

Corresponde a un tipo de pérdida administrativa, y consiste en un acuerdo entre un empleado de la empresa y el cliente que puede terminar en dos fines, u objetivos. El primer acuerdo consiste en que el mismo personal de la empresa manipulara su medidor y lo ajustará para que el registro del consumo sea menor al real, en cambio el segundo acuerdo consiste en registrar valores de energía falsos a los que realmente marca el medidor con lo que la facturación será menor a la realmente consumida.

---

## **APENDICE B**

### **REINGENIERÍA DE PROCESOS ADMINISTRATIVOS**

#### **1. INTRODUCCIÓN.**

La mejora, o reingeniería, de un proceso, que esta en funcionamiento exige un método capaz de proporcionar resultados cuantificables, que ayude a identificar con rapidez las áreas de mejora, que repare los que esta descompuesto y que reduzca el desperdicio en el lugar de trabajo.

A continuación se presenta la metodología utilizada para la reingeniería del proceso de contratación e instalación de la EEMCA.

#### **1.1 Metodología para la reingeniería de procesos.**

**Paso 1: Elegir y definir los límites del proceso.** En este paso se selecciona un proceso o subproceso candidato, y se define sus límites (es decir, su inicio y su final). La selección deberá estar fundamentada en las siguientes sugerencias:

---

- Buscar el más grande, que en general son los que cuestan grandes sumas de dinero, requieren mucho tiempo o tienen muchos problemas de calidad.
- Elegir el nivel adecuado, la reingeniería de todo un proceso puede ser demasiado grande. Dividir primero los procesos grandes en subprocesos manejables, y
- Elegir procesos con ciclos dentro de un parámetro apropiado de tiempo. El tiempo de ciclo puede medirse en horas o en días.

Una vez elegido el proceso se debe familiarizarse, discutirlo, y leer sobre el. Así mismo, es preciso determinar el propósito del análisis del proceso, que dependiendo del objetivo puede ser:

- Aumentar la eficiencia del proceso reduciendo su tiempo de ciclo.
- Reducir los costos relativos al proceso.
- Mejorar la calidad o confiabilidad del proceso.
- Hacer el trabajo más seguro.
- Hacer el trabajo más sencillo y menos frustrante.
- Lograr alguna combinación deseable de las metas precedentes.

Determinado el propósito del análisis, elegir las medidas apropiadas. A veces, no es posible obtener en forma directa una medida

---

requerida. El elegir una medida adecuada requiere de sentido común, y dependiendo del propósito podrían ser, por ejemplo:

- Tiempo, si el propósito es reducir el tiempo de ciclo.
- Número de defectos de cada paso específico del proceso, si el propósito es mejorar la calidad, etc.

Por último, es preciso determinar el tipo de análisis del proceso que se llevara a cabo. Con esto al final del paso 1, se habrá: identificado el proceso adecuado, determinar el principio y fin del proceso, identificado los insumos y rendimientos del proceso, identificado el propósito del análisis del proceso, elegido las medidas apropiadas, determinado el tipo de análisis (es decir, de tarea o de producto), y alcanzado una familiaridad generalizada con el proceso.

**Paso 2: Observar los pasos del proceso.** Esta es una parte muy importante del esfuerzo de mejora de procesos. Durante este paso se deberá:

- Identificar y registrar todos los pasos del proceso.
  - Hacer una breve descripción de cada paso.
  - Arreglar todos los pasos en el orden correcto.
-

- Observado todos los pasos del proceso.
- Registrado todos los pasos del proceso.
- Identificado el flujo y secuencia del proceso.
- Clasificado todos los tipos de pasos del proceso.

**Paso 3: Recabar los datos relativos al proceso.** Observar e identificar todos los pasos asociados a un proceso es de extrema importancia. Sin embargo, no son suficientes. Para apoyar las observaciones, también se requieren datos cuantitativos como, números de personas, distancia y cantidad de defectos.

Al final del paso 3, la hoja de trabajo de análisis del proceso se encuentra completa, este paso proporciona los datos cuantitativos más importantes en la reingeniería de procesos. Al final del paso 3, se habrá:

- Calculado todas las medidas del proceso.
- Registrado las medidas en una hoja de trabajo de análisis del proceso.

**Paso 4: Analizar los datos recabados.** Una vez que se recabaron los datos de los pasos 2 y 3, es hora de analizarlos y resumirlos. No es necesario desperdiciar mucho tiempo en el paso 4. Por lo

general, los problemas evidentes surgen sin tener que realizar muchos cálculos.

Si se recabaron datos de tiempo, se deberá calcular la eficiencia de trabajo y tiempo del ciclo del proceso. Así mismo si acaso se desee calcular el costo asociado de mano de obra. Una vez más, calcular y resumir lo que tiene sentido.

Una gráfica de sumario de datos es una eficaz herramienta para ilustrar los datos recolectados. Al ponerlos en una grafica sumario, por lo general se tornan obvias las áreas de mejora. La figura 2 representa una gráfica sumario de datos de un proceso.

**Figura 2. Gráfica sumario de datos.**

Actividad		Pasos	Tiempo
Operación	●		
Transporte	➔		
Demora	⌋		
Inspección	■		
Almacenaje	▼		
Retrabajo	®		

Al final del paso 4, todos los datos relacionados con el proceso se analizan (pero no a fondo), resumen e ilustran en un formato adecuado. Al final del paso 4, se habrá:



- Resumido todas las medidas de cada paso del proceso.
- Concluido una gráfica sumario de datos.

**Paso 5: Identificar las áreas de mejora.** La meta de la reingeniería de procesos es eliminar o reducir al mínimo el desperdicio, los primeros objetivos serán siempre transporte, demoras, inspección, retrabajo y almacenaje. Cuando se eliminan o reducen al mínimo estos pasos, es posible comenzar a mejorar los pasos de operación.

Entre los buenos candidatos a objetivos para la mejora se incluyen:

- Pasos de transportes redundantes e innecesarios.
- Pasos de transporte que consumen tiempo.
- Pasos de demora redundantes e innecesarios.
- Pasos de demora que consumen tiempo.
- Pasos redundantes de inspección.
- Todos los pasos de retrabajo.
- Diagramas indeficientes de proceso.
- Secuencias o flujos de proceso indeficientes.

Al buscar áreas de mejora, se deberán hacer preguntas como:

- ¿Cuál es el propósito o función de este paso?
  - ¿Agrega este paso valor al proceso en forma directa?
-

- ¿Es posible eliminar este paso? Si se elimina, cual será el efecto en la calidad y confiabilidad del rendimiento?
- Si no es posible eliminar el paso, ¿se puede reducir al mínimo?
- ¿Es posible combinar el paso con uno de operación?

El paso 5 deberá tomar muy poco tiempo. Al final del mismo, se identifican objetivos específicos de mejora. Asimismo se clasifican las mejoras por orden de importancia; es decir, se tiene una buena idea de lo que es preciso mejorar en primer, segundo, tercer lugares, etc. Es preciso recordar que las prioridades de mejora se basan en datos cuantitativos, no en opiniones.

Una vez concluido el paso 5, se identifican y clasifican las áreas de mejora. Con esta información, es posible comenzar la parte de mejora de la reingeniería de procesos. Una vez más, después del paso 5, se habrá:

- Identificado las áreas potenciales de mejora.
- Clasificado las áreas de mejora.

**Paso 6. Desarrollo de mejoras.** Este paso supone diseñar y desarrollar en realidad una mejora de procesos. Entre las ideas a considerar se incluyen:

---

- Eliminar varios pasos del proceso, en especial los que no le agregan valor.
- Reducir al mínimo el tiempo asociado con ciertos pasos.
- Reducir la complejidad del proceso al simplificarlo.
- Elegir un método alternativo de transporte.
- Combinar varios pasos de proceso.
- Cambiar un proceso lineal a paralelo.
- Usar rutas alternas de proceso que se basan en decisiones.
- Cambiar la secuencia de pasos del proceso.
- Usar la tecnología para elevar la eficacia o eficiencia del proceso.
- Dejar que los clientes hagan algo del trabajo del proceso.

Mejoras sencillas y de poco costo pueden traducirse en enormes ahorros en calidad, tiempo de ciclo, y costos. Al elegir una mejora del proceso, asegurarse que el proceso propuesto no sea peor que el actual. Esto reviste especial importancia si se de adquirir equipo costoso y de alta tecnología.

**Paso 7. Implantar y vigilar las mejoras.** Este paso supone implantar la mejora desarrollada. Es el paso en el que se pone en

---

funcionamiento la mejora. Por lo general, las mejoras al proceso se implantan en una de tres formas:

- Una corrida piloto.
- Un cambio completo.
- Un cambio gradual.

Una corrida piloto es como una prueba, un cambio completo es simplemente hacer las cosas, y un cambio gradual es una transición paulatina hacia la mejora. ¿Cuál es la mejor forma? Depende del costo de la mejora. También de la complejidad y riesgo de fracaso.

El paso 7 consiste en implantar la mejora que se desarrollo. Una vez que se implanta una mejora, también es preciso vigilarla. Después del paso 7, se habrá:

- Identificado el método de implantación.
  - Implantado el método de mejora.
  - Vigilado la mejora.
-

## BIBLIOGRAFÍA

1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA DISTRIBUCIÓN – CIER, Ing. Mario Luis Martín – Ing. Orlando Héctor Ramati.
  2. ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA, John J. Grainger – William D. Stevenson.
  3. LOAD CHARACTERISTICS, Westinghouse Distribution Systems Vol. III.
  4. PROTOCOLO DE PRUEBA DE TRANSFORMADORES, Ecuatran S.A.
  5. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS, Ing. Juan Antonio Yebra Morón.
  6. LÍNEAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA, Ing. Luis María Checa.
  7. REVISTA CRIEEL “CRISIS ELÉCTRICA”, Edición Marzo 2005.
-

8. MANUAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA,  
Empresa Eléctrica Riobamba S.A. – EERSA.
9. TRANSFORMERS LOSSES TEST, ASEA BROWN BOVERI S.A.-  
ABB, Ing. Manuel Carranza Arévalo.
10. POCKET GUIDE TO WATTHOUR METERS, Second Edition, Richard  
Alexander, 1996
11. REINGENIERÍA, Cómo aplicarla con éxito en los negocios, Daniel  
Morris – Joel Brandon.



A.F. 141769