

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y  
COMPUTACIÓN**

“ Identificación y control de perdidas de energía  
en el sistema de distribución secundaria”

**TESIS DE GRADO**

Previa a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD  
ESPECIALIZACION POTENCIA**

Presentada por:

Whimper Onofre Sánchez Sánchez

Kléber Eduardo Morales Soriano

GUAYAQUIL - ECUADOR

2000

## **AGRADECIMIENTO**

A la Santísima Virgen y a Dios que nos ha iluminado a lo largo de nuestra carrera universitaria y de nuestra vida.

Nuestro agradecimiento y gran aprecio al Ing. Jorge Flores, Director de la Tesis por su invaluable ayuda.

A la Empresa Eléctrica Milagro, por las facilidades prestadas en cuanto a información y equipos, lo que nos ha permitido llegar a un feliz termino con el desarrollo de este trabajo.

## **DEDICATORIA**

Dedicamos este trabajo a todas las personas que en forma directa e indirecta nos apoyaron para la realización del mismo, y en especial a nuestros padres, que con su ejemplo de amor y constancia han influido en nuestras personalidades para poner el entusiasmo, dedicación y esfuerzo necesario a fin de culminar nuestros logros profesionales.

# TRIBUNAL DE GRADUACION

---

Ing. Carlos Monsalve  
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

---

Ing. Jorge Flores  
DIRECTOR DE TESIS

---

Ing. Leo Salomon  
VOCAL

## **DECLARACION EXPRESA**

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

---

WHIMPER ONOFRE SANCHEZ SANCHEZ

---

KLEBER EDUARDO MORALES SORIANO

## RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es identificar las pérdidas de energía que se tienen en Sistema de Distribución Secundaria y establecer un plan para reducir y controlar estas pérdidas. Para este efecto el estudio se lo realizó en el Sistema de Distribución Secundaria de la ciudad de Milagro.

Para la identificación de estas pérdidas se hace una evaluación de la situación actual del Sistema en consideración (Capítulo I), siendo las pérdidas técnicas y no técnicas la razón de este estudio.

A fin de establecer un plan para su reducción y control se proceden a cuantificar dichas pérdidas. Para determinar las pérdidas técnicas y no técnicas se desarrolla una metodología en el capítulo II y capítulo III respectivamente y dicha metodología se la aplica al Sistema en consideración.

Finalmente de los resultados obtenidos y dependiendo de las condiciones más probables se proceden en el capítulo IV a establecer el plan de reducción de pérdidas, donde se hace un análisis costo – beneficio que tendría la Empresa Eléctrica Milagro C.A. (EEMCA) con la implementación del plan propuesto así también se establecen las respectivas conclusiones y recomendaciones para el caso de estudio.

## INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN .....	II
INDICE GENERAL .....	III
INDICE DE FIGURAS .....	VII
INDICE DE TABLAS .....	VIII
INDICE DE ANEXOS .....	XI
INTRODUCCION .....	XII
I. GENERALIDADES .....	1
1.1 Introducción .....	1
1.2 Influencias y consecuencias de las pérdidas de energía eléctrica.....	3
1.2.1 En la gestión técnica-económica de las empresas .....	3
1.2.2 En el orden social y de la seguridad .....	5
1.2.3 En el orden de la ética y la moral .....	6
1.3 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica .....	7
1.3.1 Pérdidas Técnicas .....	8
1.3.1.1 Factores que inciden en las Pérdidas Técnicas .....	9
1.3.2 Pérdidas no técnicas .....	9
1.4 Procedimiento general para determinar las pérdidas de energía en el sistema de distribución secundario .....	11
1.4.1 Pérdidas Técnicas .....	12
1.4.2 Perdidas no técnicas .....	20
II. PERDIDAS TECNICAS .....	22
2.1 Introducción .....	22

2.2	Clasificación de las pérdidas técnicas .....	23
2.2.1	Pérdidas en Vacío .....	23
2.2.2	Pérdidas en Carga .....	24
2.3	Determinación de las pérdidas técnicas .....	25
2.3.1	Factores de utilización, carga, pérdida, y potencia, Curvas de Carga .....	26
2.3.2	Pérdidas en los transformadores de distribución .....	28
2.3.2.1	Pérdida de Potencia y de Energía .....	29
2.3.3	Pérdidas en los Circuitos Secundarios .....	36
2.3.3.1	Determinación de la muestra .....	37
2.3.3.2	Pérdidas de Potencia y de Energía .....	41
2.3.4	Pérdidas en las Acometidas .....	54
2.3.4.1	Pérdidas de Potencia y de Energía .....	54
2.3.5	Pérdidas en los Medidores .....	63
2.3.5.1	Pérdidas de Potencia y Energía .....	63
2.4	Resumen de las Pérdidas Técnicas .....	65
III.	PERDIDAS NO TECNICAS .....	66
3.1	Introducción .....	66
3.2	Naturaleza y origen de las perdidas no técnicas .....	67
3.3	Equipos de medición .....	69
3.3.1	Características .....	69
3.3.2	Clasificación .....	70
3.3.3	Elementos principales .....	71
3.4	Clasificación de las perdidas no técnicas .....	77
3.4.1	Pérdidas por descalibracion de los equipos de medición .....	77
3.4.1.1	Perdidas por error en los equipos de medición .....	77
3.4.1.2	Perdidas por fraude en los equipos de medición .....	78
3.4.2	Pérdidas por robo o hurto .....	83



3.4.2.1	Perdidas por conexiones clandestinas .....	83
3.4.2.2	Pérdidas por conexiones ilegales .....	84
3.4.3	Perdidas por administración .....	86
3.4.4	Perdidas no identificadas .....	87
3.5	Determinación de la muestra .....	87
3.6	Inspección física de los abonados .....	89
3.6.1	Características de servicio .....	89
3.6.2	Características técnicas .....	90
3.6.3	Condiciones de operación .....	90
3.7	Determinación de las perdidas no técnicas .....	93
3.7.1	Perdidas por descalibración de los equipos de medición .....	94
3.7.1.1	Calculo de las perdidas por error en los equipos de medición .....	94
3.7.1.2	Calculo de las perdidas por fraude en los equipos de medición .....	96
3.7.2	Perdidas por robo o hurto .....	98
3.7.2.1	Calculo de las perdidas por conexiones clandestinas .....	98
3.7.2.2	Calculo de las perdidas por conexiones ilegales .....	101
3.7.3	Perdidas por administración .....	103
3.7.3.1	Calculo de las perdidas por administración .....	103
3.7.4	Perdidas no identificadas .....	104
3.7.4.1	Calculo de las perdidas no identificadas .....	104
3.8	Análisis de las perdidas no técnicas .....	107
IV. REDUCCIÓN Y CONTROL DE PERDIDA DE ENERGIA .....		108
4.1	Introducción .....	108
4.2	Balance energético .....	109
4.2.1	Energía disponible .....	109

4.2.2	Energía facturada .....	109
4.2.3	Energía de pérdidas .....	110
4.2.4	Análisis de los resultados .....	113
4.3	Estructura de un plan de reducción y control de pérdidas .....	115
4.3.1	Beneficios en la reducción de pérdidas técnicas .....	119
4.3.2	Beneficios en la reducción de perdidas no técnicas .....	120
4.4	Plan para reducir las perdidas .....	121
4.4.1	Plan para reducir las pérdidas no técnicas .....	121
4.4.2	Plan para reducir las pérdidas técnicas .....	131
4.5	Cuantificación de perdidas como resultados de la aplicación de los planes de reducción .....	134
4.5.1	Cuantificación de pérdidas no técnicas .....	135
4.5.2	Cuantificación de pérdidas técnicas .....	145
4.6	Resumen de resultados .....	155
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	158
	ANEXOS .....	165
	BIBLIOGRAFIA .....	178

## INDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.1.	Factores que inciden en las pérdidas .....	9
Figura 2.1.	Pérdidas en función de la demanda.....	25
Figura 2.2.	Tramo de circuito secundario.....	44
Figura 3.1.	Registrador con puntero .....	72
Figura 3.2.	Registrador ciclotrimico.....	73
Figura 3.3.	Freno magnético .....	73
Figura 3.4.	Elemento móvil .....	74
Figura 3.5.	Bobina de potencial .....	75
Figura 3.6.	Bobina de corriente.....	76
Figura 3.7.	Base de un medidor.....	76
Figura 3.8.	Medidor con borneras puenteadas .....	79
Figura 4.1.	Distribución de perdidas técnicas y no técnicas.....	112
Figura 4.2.	Distribución del balance de energía.....	113
Figura 4.3.	Componentes del plan de perdidas .....	116
Figura 4.4.	Conductor antihurto .....	126
Figura 4.5.	Red de baja tensión con conexiones ilegales .....	128
Figura 4.6.	Rediseño de la red de baja tensión.....	128
Figura 4.7.	Eficiencia típica de los transformadores de Distribución.....	132

## INDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla I.	Indice de Pérdidas .....	2
Tabla II.	Distribución de abonados y energía en el área de concesión.....	13
Tabla III.	Total de abonados .....	15
Tabla IV.	Factores de utilización y pérdidas por alimentador.....	27
Tabla V.	Factores promedios por estrato .....	28
Tabla VI.	Levantamiento físico de alimentadores.....	30
Tabla VII.	Transformadores de red secundaria.....	31
Tabla VIII.	Características técnicas de los transformadores .....	32
Tabla IX.	Pérdidas de potencia en los transformadores.....	34
Tabla X.	Pérdidas de energía en los transformadores.....	36
Tabla XI.	Distribución de circuitos residenciales .....	39
Tabla XII.	Determinación de la muestra .....	40
Tabla XIII.	Selección de los circuitos secundarios de muestra .....	41
Tabla XIV.	Características técnicas de los circuitos secundarios de muestra.....	42
Tabla XV.	Información técnica de luminarias .....	48
Tabla XVI.	Cálculo de pérdida de potencia en circuito secundario.....	49
Tabla XVII.	Resumen de pérdidas de potencia en los circuitos secundarios de muestra.....	50
Tabla XVIII.	Extrapolación de pérdidas de potencia en los circuitos secundarios .....	52
Tabla XIX.	Pérdida de energía en los circuitos secundarios .....	53
Tabla XX.	Características técnicas de las acometidas de la muestra .	54
Tabla XXI.	Cálculo de pérdida de potencia en acometidas .....	57
Tabla XXII.	Resumen de pérdidas de potencia en acometidas de muestra.....	59
Tabla XXIII.	Extrapolación de pérdida de potencia en acometidas .....	61
Tabla XXIV.	Cálculo de pérdidas de energía en acometidas.....	62
Tabla XXV.	Pérdida de potencia y energía en medidores .....	64

Tabla XXVI.	Resumen de pérdidas técnicas.....	65
Tabla XXVII.	Selección de los abonados de muestra .....	88
Tabla XXVIII.	Característica de servicio de la muestra.....	90
Tabla XXIX.	Consumo promedio de artefactos eléctricos .....	91
Tabla XXX.	Pérdidas por error en los equipos de medición de la muestra.....	95
Tabla XXXI.	Extrapolación de las pérdidas por error en los equipos de medición .....	96
Tabla XXXII.	Distribución de abonados de la muestra que cometen fraude.....	97
Tabla XXXIII.	Pérdidas por fraude en los equipos de medición de la muestra.....	97
Tabla XXXIV.	Extrapolación de las pérdidas por fraude en los equipos de medición .....	98
Tabla XXXV.	Pérdidas por conexiones clandestinas de la muestra .....	99
Tabla XXXVI.	Distribución de abonados y perdidas por conexiones clandestinas de la muestra .....	100
Tabla XXXVII.	Extrapolación de pérdidas por conexiones clandestinas ..	100
Tabla XXXVIII.	Pérdidas por conexiones ilegales de la muestra.....	101
Tabla XXXIX.	Distribución de abonados y perdidas por conexiones ilegales de la muestra .....	102
Tabla XL.	Extrapolación de pérdidas conexiones ilegales .....	102
Tabla XLI.	Perdidas administrativas de la muestra .....	103
Tabla XLII.	Extrapolación de perdidas administrativas.....	104
Tabla XLIII.	Perdidas por conexiones no identificas de la muestra .....	106
Tabla XLIV.	Extrapolación de pérdidas por conexiones no identificadas.....	107
Tabla XLV.	Resumen de pérdidas no técnicas.....	107
Tabla XLVI.	Energía facturada .....	110
Tabla XLVII.	Perdidas de energía en baja tensión .....	111
Tabla XLVIII.	Resumen de perdidas técnicas y no técnicas.....	111
Tabla XLIX.	Resultado del balance de energía .....	113
Tabla L.	Análisis comparativo de las pérdidas de energía.....	114
Tabla LI.	Ingreso por concepto de un nuevo servicio en la zona no marginal. ....	137
Tabla LII.	Inversión bruta en la zona no marginal.....	138
Tabla LIII.	Ingresos por facturación de los nuevos servicios en la zona no marginal .....	138
Tabla LIV.	Inversión neta por concepto de eliminación de conexiones ilegales en las zonas no marginales .....	139
Tabla LV.	Inversión bruta por concepto de eliminación de conexiones clandestinas y fraude en los medidores.....	140
Tabla LVI.	Ingresos por energía no medida en los abonados con conexiones clandestinas y fraude en los medidores.....	141

Tabla LVII.	Inversión neta por concepto de eliminación de conexiones clandestinas y fraude en los medidores.....	141
Tabla LVIII.	Inversión bruta en la rediseño de la red secundaria .....	142
Tabla LIX.	Ingreso por concepto de un nuevo servicio en la zona marginal .....	143
Tabla LX.	Ingresos por facturación a usuarios directos en las zonas marginales.....	144
Tabla LXI.	Inversión neta por concepto de rediseño de redes secundarias en las zonas marginales .....	145
Tabla LXII.	Factores de utilización .....	145
Tabla LXIII.	Perdidas con rotación de transformadores .....	146
Tabla LXIV.	Cargabilidad de los conductores de muestra.....	147
Tabla LXV.	Perdidas de energía en los circuitos secundarios.....	149
Tabla LXVI.	Ahorro de energía en circuitos secundarios.....	151
Tabla LXVII.	Costo de perdidas en transformadores.....	153
Tabla LXVIII.	Costo de perdidas en redes secundarias.....	155
Tabla LXIX.	Resumen de ahorros de energía .....	155
Tabla LXX.	Resumen del análisis costo – beneficio del plan de reducción de perdidas no técnicas .....	156
Tabla LXXI.	Resumen del análisis costo – beneficio del plan de reducción de perdidas técnicas .....	157

**INDICE DE ANEXOS**

	Pág.
Anexo 1. 1. Curva de carga tipo residencial bajo .....	166
Anexo 1. 2. Curva de carga tipo residencial medio.....	167
Anexo 1. 3. Curva de carga tipo residencial alto .....	168
Anexo 1. 4. Curva de carga tipo residencial comercial .....	169
Anexo 2. 1. Diagrama unifilar de un circuito secundario residencial bajo.....	171
Anexo 2. 2. Diagrama unifilar de un circuito secundario residencial medio .....	172
Anexo 2. 3. Diagrama unifilar de un circuito secundario residencial alto .....	173
Anexo 2. 4. Diagrama unifilar de un circuito secundario comercial .....	174
Anexo 3. 1. Diagrama unifilar del circuito secundario tipo – lugar no optimo.....	176
Anexo 3. 2. Diagrama unifilar del circuito secundario tipo – lugar optimo.....	177

## INTRODUCCION

El problema con las pérdidas de energía radica especialmente en la gestión de las Empresas Electricas, es decir en su eficiencia y optimización de recursos. Debido a la situación actual no se puede realizar inversiones en todas las áreas de una empresa, pero con pequeñas inversiones en lugares estratégicos se puede recuperar dicha inversión hasta en un corto plazo.

En la mayoría de los casos las pérdidas no técnicas representan el problema más grave, donde la energía que se factura no es la real y en ello inciden muchos factores que van desde lo administrativo de una empresa (Comercialización), hurto de la energía y otros más que se analizan en cada uno de los capítulos correspondientes.

Pero todos estos factores que involucran pérdidas a la empresa son transferidos a la tarifa del usuario final, puesto que las empresas tienen que comprar una energía adicional para suplir las pérdidas y somos los usuarios quienes pagamos las consecuencias.

Se deja a criterio de cada empresa el análisis de su situación y la aplicación del plan que en este estudio se propone.



# **CAPITULO I**

## **GENERALIDADES**

### **1.1 INTRODUCCION**

El incremento de las pérdidas eléctricas es uno de los flagelos que ha azotado a las empresas eléctricas, ya sea en el marco socioeconómico, desinversión y de necesidad de racionalización del uso de la energía. Es evidente que toda acción que estimule la eficiencia en la producción y distribución como en el uso posterior de la energía eléctrica contribuirá a optimizar los requerimientos de inversión.

La desinversión en los sistemas de distribución y comercialización de la energía eléctrica 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 técnicas como las no técnicas.

La eficiencia en la gestión y la optimización de los recursos debe ser una preocupación y una función generalizada en todos los sectores de una empresa eléctrica. La definición de planes específicos sobre reducción de pérdidas dependerá del país y de cada sistema. El

diagnóstico y la evaluación de las mismas permita determinarla con la mayor precisión las causas y las acciones correctivas a implementar. El Conelec para el año 1,999 señaló que los índices de pérdidas de las empresas eléctricas distribuidoras continúan siendo demasiado altos. En el ámbito mundial existen sistemas eléctricos que registran pérdidas totales de energía del orden de 10 por ciento. En la tabla I se presentan los índices<sup>1</sup> de pérdidas de las empresas eléctricas del Ecuador.

**TABLA I  
INDICE DE PÉRDIDAS**

<b>EMPRESA ELECTRICA</b>	<b>PORCENTAJE PERDIDAS</b>
AMBATO	14.51%
AZOGUES	9.95%
BOLÍVAR	24.75%
CENTRO SUR	10.39%
COTOPAXI	14.08%
EL ORO	22.86%
EMELEC	23.88%
ESMERALDAS	18.42%
GALÁPAGOS	11.69%
GUAYAS-LOS RÍOS	27.45%
LOS RÍOS	25.87%
MANABÍ	28.90%
MILAGRO	27.94%
NORTE	15.33%
QUITO	16.63%
RIOBAMBA	12.77%
STA. ELENA	16.98%
STO. DOMINGO	18.94%
SUCUMBÍOS	28.10%
SUR	15.68%

---

<sup>1</sup> Porcentajes de pérdidas tomados del CONELEC - 1,999

El porcentaje de pérdidas de cada empresa es un indicador de su eficiencia. Este representa una pérdida financiera a la empresa. En él influyen muchos factores, los mismos que deben ser controlados, pero para realizarlo es necesario conocer por qué, donde y en que se producen las pérdidas de energía.

## **1.2 INFLUENCIAS Y CONSECUENCIAS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA.**

Las pérdidas de energía eléctrica consisten en un problema que puede ser controlado si la empresa distribuidora de energía a sí lo decide. Las influencias y consecuencias de las pérdidas de energía eléctrica que usualmente se tienen las exponemos a continuación.

### **1.2.1 En la gestión técnica-económica de las empresas.**

El valor de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de la empresa. Por la cual es imprescindible conocer y evaluar la incidencia de las mismas en todas las etapas de la distribución de energía hasta la entrega al usuario. Con esto podrá de establecer criterios y políticas que conlleven a un control de forma permanente de las mismas y con ellos reducirlas a valores mínimos.

La falta de control de las pérdidas de energía tiene los siguientes efectos sobre la gestión empresarial:

- Produce cortocircuitos y sobrecargas en las redes e instalaciones, lo que haría que la empresa realice fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones; las

mismas serían sobre dimensionadas a fin de soportar el incremento indiscriminado de los consumos; y,

- Origina una pérdida de ingresos por los consumos no facturados.

Normalmente a la fecha las empresas eléctricas carecen de los recursos financieros para llevar a cabo proyectos y planes de reducción de pérdidas de energía. Como se sabe la demanda crece a un cierto nivel, así que para solucionar éste crecimiento se deben realizar inversiones las mismas que requieren recursos pero estos son escasos.

El problema de no ejecutar los proyectos y planes de reducción de pérdidas, produce en el personal de la empresa un sentido de frustración que con el tiempo se traduce en indiferencia. Facilitando así al degradamiento de los procedimientos y los controles, que lleva a un fuerte deterioro de la operación dando lugar a;

- Desarrollo de un sentimiento generalizado de impotencia en los responsables de supervisión y control;
- Encubrimiento de acciones ilícitas por parte de los propios integrantes de la empresa ya sea por beneficio propio o de terceros perjudicando económicamente a la empresa; y,
- Aumento permanente en el hurto de la energía o realización de todo tipo de fraude para reducir ilícitamente los registros de consumo y por ende el valor de la facturación.

### **1.2.2 En el orden social y de la seguridad.**

La crisis económica por la que actualmente atraviesa nuestro país, la deuda externa e interna, la falta de inversión extranjera, falta de fuentes de trabajo y el elevado costo del kilovatio-hora, son factores que han llevado a que el incremento de las pérdidas de energía eléctrica este fuertemente relacionado con el empobrecimiento generalizado de los usuarios de ingresos medios y bajos.

La crisis económica actual ha ocasionado a que los usuarios pongan en práctica nuevos métodos para apropiarse en forma indebida de la energía eléctrica agrediendo de esta manera las redes de distribución e instalaciones que generalmente se encuentran en la vía pública sin ninguna vigilancia y poco control por parte de la Empresa Eléctrica.

La apropiación indebida de la energía eléctrica, motiva a que los usuarios que cumplen normalmente con sus obligaciones y pagos de sus consumos se vean incitados a realizar lo siguiente:

- Apropiarse en forma indebida y gratuita de la energía a fin de evadir los registros reales generalizándose así esta situación;
- A no pagar las facturas de energía motivo por el cual la empresa ordena el corte del servicio;
- Conectarse directamente de la red de distribución (colgarse).

Este tipo de problema normalmente se da en las áreas marginales de las ciudades pero con el pasar del tiempo se ha extendido a la zona urbana.

El apoderarse en forma ilegítima de la energía eléctrica por parte algunos usuarios produce lo siguiente:

- Verdaderas agresiones sobre las instalaciones lo que conducen a un pronto deterioro de las mismas con serias consecuencias para la seguridad pública;
- En las horas de máxima demanda estos tipos de usuarios no pueden usar ningún electrodoméstico. Debido a que el voltaje en estas zonas es menor al aceptable con lo cual la utilización normal de los electrodomésticos es técnicamente peligrosa para la duración de los mismos.

Estas se las realizan sin ninguna norma técnica, con uniones manuales, conductores inadecuados, los mismos que atraviesan paredes, arboles, etc, hasta llegar a las casas.

De igual forma el manejo por personas no idóneas de partes sustancialmente sensibles de las instalaciones como medidores, produce en éstos un deterioro prematuro, la acción en estos como sus borneras conllevan al recalentamiento de las mismas y por lo tanto a la inutilización del elemento correspondiente, lo que provoca cambios o reparaciones necesarias para normalizarlos.

### **1.2.3 En el orden de la ética y la moral.**

El robo de energía eléctrica a través de conexiones directas sin registro en la empresa y la alteración manoseo de las mediciones para obtener registros fraudulentos, realizado en forma indiscriminada y con una alta impunidad, producen efectos económicos negativos sobre los ingresos de las empresas lo cual

constituye una fuerte incidencia sobre la moral y la ética de la población.

Por las diferentes zonas de ubicación en una población, sería comprensible que a las zonas periféricas los habitantes de escasos recursos económicos traten de apropiarse de la energía eléctrica sin pagarla a fin de tener un poco de confort elemental.

Pero el robo de energía no se lo tiene tan solo en los usuarios masivos sino también en las propias industrias y comercio, donde la modalidad característica del ilícito consiste en el manipuleo de los sistemas de medición, es decir, una intervención ilícita técnicamente más calificada, la degradación etica-moral es mas injustificable dado que persigue fines de lucro, fomentando la competencia desleal y la evasión fiscal que repercute luego sobre toda la sociedad.

### **1.3 CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA**

Una de las principales preocupaciones de una empresa eléctrica debe ser la evaluación del nivel de pérdidas en su área de concesión, a todos los niveles ya sea subtransmisión, redes de distribución primaria, transformadores, redes de distribución secundaria, alumbrado público y sistema de medición, de forma que se puedan definir y establecer los mecanismos necesarios para su reducción. En vista de que el valor de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de las empresas eléctricas, es conveniente determinar la cantidad de energía (MWH) que se pierde.

En un sistema eléctrico normalmente se identifican dos tipos de pérdidas que son las técnicas y las no técnicas, que de una manera general las veremos a continuación.

### **1.3.1 Pérdidas Técnicas**

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero que sin embargo pueden ser reducidas a valores aceptables según planes establecidos para dicho efecto. Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por la resistencia de los conductores que transportan la energía desde los lugares de generación hasta llegar a los consumidores.

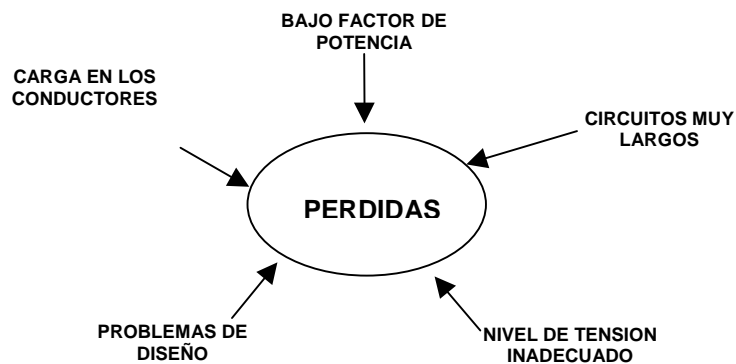
Existen las pérdidas de transmisión de alto voltaje (efecto corona) y las pérdidas en las líneas de distribución (efecto joule) dentro de las ciudades, pueblos y áreas rurales (distribución primaria y secundaria), así como también pérdidas en los transformadores de las subestaciones y de distribución (pérdidas por corriente parásita e histéresis).

A partir de las curvas de carga de los componentes del sistema y las pérdidas de potencia se pueden estimar las pérdidas de energía. Para lograr a esto, la información requerida es voluminosa y en muchos casos la empresa no la tiene disponible, lo cual dificulta en parte la realización de la determinación de las pérdidas técnicas. La información requerida debe incluir la descripción de la red.



### 1.3.1.1 Factores que inciden en las pérdidas técnicas.

De estudios realizados sobre pérdidas de energía a empresas eléctricas, se ha tenido como resultado que en la parte de distribución y concretamente la que corresponde a baja tensión es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdidas debido a factores que influyen en estas y se muestran en la figura 1.1.



**FIGURA 1.1. FACTORES QUE INCIDEN EN LAS PÉRDIDAS**

Estos factores inciden en las pérdidas y cabe señalar que al reducir las pérdidas en distribución se descargará todo el resto del sistema de transporte de esta energía.

### 1.3.2 Pérdidas no técnicas.

Las empresas deben llevar registros precisos de la energía que se suministra a los usuarios a fin de cobrar la energía que estos utilizan, pero por ciertas razones no se tienen exactitudes en el registros exactos de los consumos, lo cual representa pérdidas para la empresa. Así la diferencia entre la energía que fue

entregada a los usuarios y la energía facturada por la empresa determina las pérdidas totales, que incluye las pérdidas originadas por la distribución y no las técnicas.

Entre las pérdidas técnicas y las no técnicas se tiene una diferencia fundamental que a continuación exponemos.

- Las pérdidas técnicas representan una verdadera pérdida de energía desde el punto de vista físico; es energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducirla representa un beneficio para la empresa.
- Las pérdidas no técnicas por otra parte representan la energía que está siendo utilizada para algún fin, pero por la cual la empresa no recibe pago alguno. Para las finanzas de la empresa esto es un perjuicio, la cual generalmente es transferida parcial o totalmente a los clientes que si pagan por el servicio de energía eléctrica.

Podemos ver que las pérdidas no técnicas se producen básicamente por el robo de energía y por deficiencias administrativas, algunos ejemplos de deficiencias administrativas y legales son:

- Clientes conectados al sistema legalmente, pero que no se les cobra puesto que no están incluido en el sistema de facturación;
- Clientes con medidores defectuosos que no han sido reemplazados por que no se tienen repuestos, personal disponible o vehículos;

- Clientes que están subfacturados por que la instalación no es correcta o por que la empresa no les ha colocado el medidor; y,
- Errores de precisión en los medidores y en los procedimientos de información.

En cuanto al robo, estos se los puede agrupar en dos clases. La primera es que los clientes que roban energía reducen el consumo que se les factura mensualmente; la segunda, es que los clientes roban energía debido a que ésta no está disponible para ellos en forma legal por falta de una campaña de comercialización adecuada.

#### **1.4 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINAR LAS PERDIDAS DE ENERGIA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA.**

En un sistema eléctrico se tienen pérdidas de energía desde la generación hasta que se entrega a los consumidores finales, es decir generación, transmisión, subtransmisión, transformadores de potencia, distribución primaria, transformadores de distribución, distribución secundaria y sistema de medición.

En cada uno de estos subsectores eléctricos se producen pérdidas, pero en un mayor porcentaje se presentan en el sistema de distribución secundaria, siendo las pérdidas no técnicas las de mayor problema, puesto que las pérdidas técnicas aunque son inevitables su magnitud puede reducirse a valores aceptables, mientras que las pérdidas no

técnicas son producto del robo de electricidad y deficiencias administrativas causando un perjuicio financiero a la empresa eléctrica.

La identificación y control de pérdidas de energía tiene como punto intermedio el determinar las pérdidas identificadas, es decir cuantificar mediante una evaluación las pérdidas técnicas y no técnicas; y como punto final reducir y controlar dichas pérdidas mediante procedimientos que se deberían ejecutar y que se analizarán en el capítulo IV.

Para determinar las pérdidas de energía en el sistema de distribución secundaria, se desarrollará una metodología a fin de poder cuantificar estas pérdidas. La metodología que se desarrollara será aplicada en la ciudad de Milagro y para tal efecto se escogió el mes de Noviembre de 1,999 dado que es un mes que se considera típico debido a que no se tiene la influencia del invierno ni el fin de año y en base a ello se establecerán soluciones para que las empresas eléctricas (y en particular la de Milagro), puedan reducir y controlar éste tipo de pérdidas. En este numeral se establece un procedimiento general para determinar las pérdidas técnicas y no técnicas en el sistema de distribución secundaria.

#### **1.4.1 Pérdidas técnicas.**

Para poder determinar las pérdidas técnicas en el sistema de distribución secundaria, se ha tomado como base el sistema eléctrico de baja tensión de la ciudad de Milagro lo que para tal efecto se considera lo siguiente:

- Datos del sistema eléctrico actual;

- Información técnica;
- Información de la carga;
- Realización de cálculos; y,
- Extrapolación de los resultados.

A continuación analizaremos cada uno de estos puntos.

#### a. Datos del sistema eléctrico actual.

La empresa eléctrica Milagro (EEMCA) dentro de su área de concesión presta los servicios de energía eléctrica a la ciudad de Milagro, la cual representa la mayor parte del consumo de energía de la empresa eléctrica.

De acuerdo a un listado proporcionado por el departamento de facturación y clientes para el mes de noviembre de 1,999, la empresa eléctrica tiene en su área de concesión 81,462 abonados de los cuales la mayor cantidad de abonados se encuentran en la ciudad de Milagro. En la tabla II se presenta la distribución de abonados en el área de concesión de la empresa y el consumo total para dicho mes.

**TABLA II**  
**DISTRIBUCIÓN DE ABONADOS Y ENERGÍA EN EL ÁREA DE CONCESIÓN**

POBLACIÓN	ABONADOS		FACTURACION TOTAL DE ENERGIA	
	CANTIDAD	%	KWH	%
MILAGRO	38,503	47.26	3,724,170	46.07
LA TRONCAL	9,370	11.50	904,750	11.19
EL TRIUNFO	6,841	8.40	649,543	8.04

NARANJAL	7,792	9.57	856,469	10.60
NARANJITO	8,040	9.87	737,807	9.13
BUCAY	2,812	3.45	275,568	3.41
M. MARIDUEÑA	1,971	2.42	272,213	3.37
S. BOLIVAR	2,816	3.46	316,851	3.92
YAGUACHI	3,317	4.07	345,864	4.28
<b>TOTAL</b>	<b>81,462</b>	<b>100</b>	<b>8,083,235</b>	<b>100</b>

De la tabla se observa que el 46.07 % de la energía total facturada en la ciudad de Milagro, razón por la cual se escogió para realizar el presente estudio, cabe indicar que en dicha tabla están considerados los abonados urbanos y rurales.

Para satisfacer la demanda en la ciudad se tienen dos subestaciones de distribución de las cuales salen los alimentadores primarios que recorren la ciudad. De la Subestación Norte salen los alimentadores Pradera 1 y Pradera 2, que recorren la zona norte y parte de la zona central de la ciudad; de la Subestación Sur salen los alimentadores B6, B7, B8 y B9 los mismos que recorren el resto de la ciudad, siendo el alimentador B6 el mas largo en la ciudad.

El sistema de distribución secundaria, está alimentado por los transformadores de distribución monofásicos y el voltaje en los circuitos secundarios es de 120/240 V para dar servicio a los abonados.

La cantidad total de abonados por tipo de tarifa que la empresa eléctrica tiene en la ciudad de Milagro al mes de Noviembre de 1,999, se muestra en la tabla III.

**TABLA III**  
**TOTAL DE ABONADOS DE LA CIUDAD DE MILAGRO**

TARIFA	ABONADOS	
	CANTIDAD	%
Residencial	22,490	84.88
Comercial	3,799	14.33
Entidades Oficiales	28	0.106
Industriales Artesanales	67	0.253
BA	1	0.004
Asistencia Social	7	0.026
BP	95	0.359
Alumbrado Público	4	0.015
AC	6	0.023
<b>TOTAL</b>	<b>26,497</b>	<b>100</b>

**b. Información técnica.**

La información técnica que se requiere para poder determinar las pérdidas técnicas en el sistema de distribución secundaria corresponde a la de los transformadores, red secundaria, luminarias y acometidas, para lo cual toda empresa eléctrica debe tener disponible esta información, la misma que a continuación detallamos.

- **Transformadores.-** La información requerida corresponde a la capacidad, voltajes, pérdidas de cobre nominal y de vacío.

- **Red Secundaria.-** Se debe tener información sobre los conductores que constituyen la red (tipo y calibre), resistencia, número de conductores y la carga del nodo (poste) en KVA, que corresponde a la energía consumida por los usuarios conectados al poste llevada a KVA.
- **Luminarias.-** Para el caso de las luminarias, se requiere información sobre la potencia real de las mismas, es decir se debe incluir la potencia que consumen sus accesorios, indicando además el tipo y voltaje que usa.
- **Acometida.-** La información requerida corresponde al tipo, calibre y longitud del conductor que alimenta al usuario.

### c. Información de la carga.

La información que se requiere acerca de la carga en estudio y su comportamiento se la obtiene de la curva de carga, ya sea de alimentadores o transformador de distribución, a fin de obtener los factores tales como: factor de utilización, factor de pérdidas, factor de carga y factor de potencia; estos factores son indispensables determinarlos puesto que son utilizados en el cálculo de las pérdidas técnicas. A continuación procederemos a explicar la forma como se calculan tales factores.



- **Factor de utilización.**

Los transformadores de distribución en realidad no trabajan a su capacidad nominal, puesto que todos los usuarios no tienen las mismas costumbres. Para determinar que porcentaje de la capacidad se ha usado en el caso de máxima demanda se emplea el factor de utilización.

El factor de utilización ( $F_u$ ) en un transformador es la relación entre la demanda pico del transformador y la potencia nominal del mismo. El factor de utilización se determina con la siguiente expresión:

$$F_u = \frac{\text{Demanda pico del transformador}}{\text{Potencia nominal del transformador}} = \frac{\text{Corriente pico}}{\text{Corriente nominal}}$$

Se asume para el cálculo del factor de utilización el voltaje nominal como voltaje de operación.

En caso de que no se puedan realizar mediciones en los transformadores se puede utilizar el factor de utilización de cada alimentador para calcular las pérdidas de potencia, en este caso la empresa distribuidora del servicio eléctrico debe de disponer de un registro acerca las demandas diarias de cada alimentador así como de un registro detallado sobre la cantidad de transformadores instalados tanto propios como privados en cada alimentador; y en base a dicha

información obtener la capacidad promedio de transformador utilizado.

De los datos de demanda pico de cada alimentador primario así como de la capacidad instalada de transformadores, se obtiene el factor de utilización global equivalente de transformadores de distribución. Se entiende que todos los transformadores del alimentador al que pertenecen tienen el mismo factor de utilización, este factor considera tanto los que alimentan a los circuitos secundarios como los de uso privado.

El factor de utilización para el alimentador se determina de la siguiente manera:

$$F_u = \frac{\text{Demanda máxima del alimentador}}{\text{Capacidad total instalada en el alimentador}}$$

- **Factor de carga**

El factor de carga es la relación entre la carga promedio y la carga pico. Este factor se determina usando la siguiente expresión:

$$f_c = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{RI(t)}{RI_{\max}} dt = \frac{D_{\text{prom}}}{D_{\text{max}}}$$

- **Factor de pérdidas.**

El factor de pérdidas es la relación entre las pérdidas promedio y las pérdidas máximas durante el periodo de tiempo considerado. El factor de pérdidas se determina con la siguiente expresión:

$$F_p = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{RI^2(t)}{RI_{\max}^2} dt$$

Otra forma para el cálculo del factor de pérdidas es:

$$F_p = C \times (\text{Factor de carga}) + (1 - C) \times (\text{Factor de carga})^2$$

Donde C es una constante que depende del sistema que para el caso de la EEMCA es 0.15

- **Factor de potencia**

El factor de potencia es el término usado para describir la relación entre potencia activa y potencia aparente consumida es decir:

$$f_p = \cos \Phi = \frac{KW}{KVA}$$

**d. Realización de cálculos.**

Una vez descrito el sistema en estudio, con la información tanto técnica como de la carga, se procede a cuantificar las pérdidas técnicas en los componentes del sistema de distribución secundario, estos componentes son:

- Transformador;
- Red secundaria (incluido luminarias); y,
- Sistema de medición.

La realización de los cálculos consiste en determinar las pérdidas de potencia y energía en la muestra que se seleccionará y para ello se dedica exclusivamente el capítulo II.

**e. Extrapolación de los resultados.**

Una vez realizados los cálculos para determinar las pérdidas de potencia y de energía en la muestra, estos resultados se proceden a extrapolarlos a toda la ciudad para así obtener las pérdidas técnicas totales.

**1.4.2 Perdidas no técnicas**

Las pérdidas de energía no técnicas son pérdidas que no se le atribuyen directamente al estado físico del sistema de distribución de energía, ya que las mismas están relacionadas con los procesos de comercialización de energía que la empresa

requiere para la venta de la misma. Existen varias causas de pérdidas no técnicas y dentro de las cuales tenemos:

- Errores en la cuantificación de la energía no vendida.
- Conexiones de suscriptores no registrados en la red (ilegales).
- Fraude o hurto de la energía y estimación errada del consumo en suscriptores sin contador de energía.

Para poder detectar este tipo de pérdidas y clasificarla cada una de ellas, es necesario realizar una inspección al equipo de medición, lo cual involucra determinar las condiciones de funcionamiento en las que se encuentra éste, así como también cualquier infracción existente por parte del usuario con el objetivo de que el medidor no registre el consumo real.

Se espera que todos los empleados de la empresa colaboren, predominantemente los del área comercial en función de la reducción de las pérdidas, especialmente todo lo referente a la toma de lectura, corte y reconexión de la cartera morosa, mantenimiento y reposición de redes, legalización domiciliaria, y revisión de instalaciones.

Se deben incluir incentivos que apunten a la reducción de las pérdidas, tales como bonificaciones y sanciones en dinero por reporte de fraudes y contrabandos en los contratos de lectura, cortes consecutivos con retiro de la acometida a los clientes que se vuelven a conectar por falta de pago, etc. En el Capítulo III se realizara el análisis correspondiente para la determinación de las pérdidas no técnicas.

# CAPITULO II

## PERDIDAS TECNICAS

### 2.1 INTRODUCCION

Las empresas eléctricas son las encargadas de dar servicio eléctrico a sus clientes y lo deben hacer de tal forma que tanto ellas como sus clientes queden satisfechos, tal servicio se lo realiza a través de los sistemas de distribución secundaria los mismos que están constituidos por:

- Transformador;
- Circuito o red secundaria;
- Alumbrado público;
- Acometidas; y,
- Medidores.

Normalmente los sistemas secundarios están compuestos en su totalidad por líneas aéreas por las cuales circulan las corrientes necesarias para suplir la demanda de potencia.

Este capítulo esta orientado al cálculo de las pérdidas técnicas en los diferentes componentes del sistema de distribución secundario, mediante la metodología que se desarrollara en éste capítulo.

## 2.2 CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS TECNICAS

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Este tipo de pérdidas se produce en todos los niveles desde las barras de salida de las plantas generadoras hasta la llegada a los equipos de los usuarios. De una manera general, las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico se pueden clasificar en: pérdidas en vacío y pérdidas en carga.

### 2.2.1 Pérdidas en vacío.

Este tipo de pérdidas depende principalmente de la variación de la tensión más no de la variación de la demanda, y se presenta normalmente en los transformadores y las máquinas eléctricas. Estas pérdidas se deben a las corrientes de Foucault y las corrientes de histéresis producidas por las corrientes de excitación; también se incluyen en este tipo de pérdidas las que se deben al efecto corona, las mismas que se dan a niveles de voltaje más elevado.

Como en los sistemas eléctricos se tienen fluctuaciones de tensión relativamente pequeños, es frecuente considerar las pérdidas de vacío como un valor constante. Las pérdidas de vacío en función de la variación de la tensión esta dada por:

$$P_{\Phi}^j = P_{\Phi}^i \left( \frac{V^j}{V^i} \right)^2 \quad [\text{W}]$$

Donde:

$P_{\Phi}^i$  : Pérdidas en vacío a un valor de tensión  $V^i$ ; y,

$V^j$  : Valor de tensión al cual se desea conocer las pérdidas.

### 2.2.2 Pérdidas en carga.

Se las denomina también pérdidas asociadas con la variación de la demanda. Este tipo de pérdidas son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule); cada componente del sistema tiene asociada una resistencia a sus características técnicas y tipo de material componente de la misma, que al combinarse con la corriente producen éstas pérdidas. En forma general la relación entre las pérdidas de potencia, la corriente y la resistencia se expresa por:

$$P_L = I^2 * r, [W]$$

Donde:

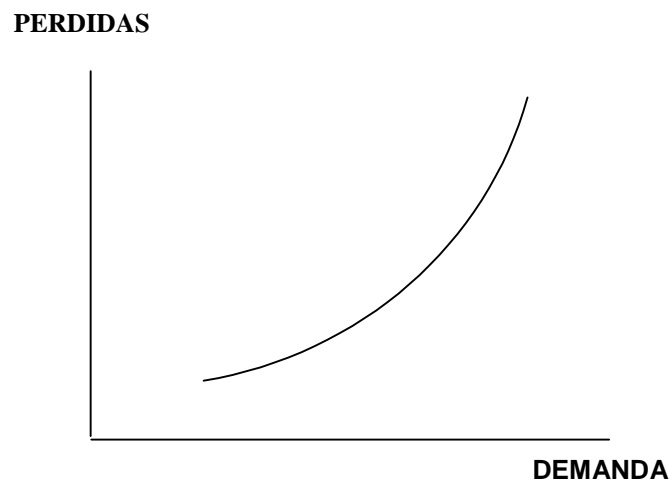
$P_L$ : Pérdidas de potencia [W];

$I$  : Corriente, que depende de la carga o demanda [Amp]; y,

$r$  : Resistencia del conductor [Ohm].

La ecuación muestra que las pérdidas crecen geoméricamente con la demanda y son directamente proporcionales a la resistencia del conductor que transporta la energía. En la figura 2.1. se presenta la forma en que varía las pérdidas con relación a la demanda.





**FIGURA 2.1. PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA**

De la clasificación arriba mencionada se desprende las bases para determinar las pérdidas técnicas en el sistema de distribución secundaria, esto es pérdidas en vacío correspondiente a los transformadores y las pérdidas por efecto joule en el resto del sistema de distribución, como a continuación lo analizaremos.

### **2.3 DETERMINACION DE LAS PERDIDAS TECNICAS**

Las pérdidas asociadas con el sistema de distribución secundaria son las siguientes:

- Pérdidas en los transformadores de distribución;
- Pérdidas por efecto joule o pérdidas  $I^2r$ , en la red secundaria debido al consumo de los usuarios y luminarias; y,

- Pérdidas del sistema de medición el cual comprende las acometidas a los usuarios y los medidores.

Cabe indicar que primeramente se determinan las pérdidas de potencia y a partir de éstas las pérdidas de energía. En este capítulo se establecerá la metodología para determinar las pérdidas técnicas en cada uno de los componentes del sistema de distribución secundaria y a la vez aplicaremos esta metodología al sistema eléctrico de baja tensión de la ciudad de Milagro para determinar la magnitud de las mismas. Para poder calcular las pérdidas de potencia y energía se requieren de los factores de utilización, pérdidas, carga y de potencia y ello se lo obtiene de las curvas de carga como a continuación veremos.

### **2.3.1 Factores de utilización, carga, pérdida, y potencia. Curvas de carga.**

Estos factores se los obtienen de las curvas de carga de los transformadores de muestra tomados en consideración. Para tal efecto la empresa facilitó seis medidores electrónicos marca ABB, con los cuales se hicieron mediciones a 20 transformadores.

Con un grupo de trabajadores de la empresa se procedió a colocar el medidor a cada transformador previo la desenergización del mismo y se los dejó por el lapso de una semana, programándolos para que registren las lecturas de potencia activa, reactiva y de energía cada quince minutos. De estos registros en la semana se escogió el día en que se obtuvo la mayor demanda y acto seguido se procedió a realizar las curvas de cargas y a determinar los factores de pérdidas, de

carga y de utilización. En el anexo 1 se presenta una curva de carga por cada estrato con los respectivos factores.

De las mediciones realizadas en los transformadores distribuidos entre los alimentadores, se realizan las curvas de carga obteniendo así un factor promedio de utilización y pérdidas por alimentador de acuerdo a lo explicado en el numeral 1.4.1.3 del capítulo I, con los cuales se calculan las pérdidas de potencia y de energía en los transformadores, tales factores se los presentan en la tabla IV.

**TABLA IV  
FACTORES DE UTILIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR ALIMENTADOR**

ALIMENTADOR	TRANSFORM.	KVA	Fu	Fp
B6	T1	15	0.792	0.291
	T2	37.5	0.540	0.437
	T3	50	0.691	0.387
	<b>PROMEDIO</b>		<b>0.674</b>	<b>0.372</b>
B7	T4	25	0.760	0.309
	T5	37.5	0.685	0.319
	T6	50	0.844	0.263
	T7	50	0.77	0.272
	<b>PROMEDIO</b>		<b>0.764</b>	<b>0.291</b>
B8	T8	37.5	0.689	0.293
	T9	50	0.750	0.310
	T10	50	0.811	0.327
	<b>PROMEDIO</b>		<b>0.750</b>	<b>0.310</b>
B9	T11	15	0.796	0.252
	T12	15	0.899	0.172
	T13	37.5	0.893	0.287
	T14	37.5	0.485	0.299
	<b>PROMEDIO</b>		<b>0.768</b>	<b>0.252</b>
PRADERA 1	T15	37.5	0.478	0.365
	T16	37.5	0.401	0.380
	T17	50	0.555	0.350
	<b>PROMEDIO</b>		<b>0.478</b>	<b>0.365</b>
PRADERA 2	T18	25	0.761	0.379
	T19	25	0.760	0.275
	T20	50	0.443	0.241
	<b>PROMEDIO</b>		<b>0.655</b>	<b>0.298</b>

El sistema de distribución secundario en estudio tiene los siguientes estratos:

- Residencial Bajo;
- Residencial Medio;
- Residencial Alto; y,
- Comercial.

Como se tienen diferentes estratos, los factores de carga, pérdida y de potencia no van a ser los mismos. Con las mediciones realizadas en los transformadores se obtuvieron de sus curvas de carga un  $f_c$ ,  $F_p$ , y  $f_p$  promedio para cada estrato y cuyo resultado se lo presenta en la tabla V.

**TABLA V**  
**FACTORES PROMEDIOS POR ESTRATO**

<b>ESTRATO</b>	<b>FACT. CARGA <math>f_c</math></b>	<b>FACT. PERDIDAS <math>F_p</math></b>	<b>FACT. POTENCIA <math>f_p</math></b>
Residencial Bajo	0.521	0.312	0.946
Residencial Medio	0.519	0.308	0.888
Residencial Alto	0.452	0.245	0.865
Comercial	0.582	0.378	0.893

### **2.3.2 Pérdidas en los transformadores de distribución.**

En la determinación de las pérdidas en los transformadores de distribución se debe considerar lo siguiente:

- Levantamiento físico; es decir hay que tener identificado la cantidad y capacidad de transformadores que pertenecen a

cada alimentador y que alimentan a los circuitos secundarios.

- Información técnica; este punto trata acerca de las características técnicas de los transformadores de distribución; es decir su capacidad, fases, relación de transformación, y las pérdidas de cobre nominal y de vacío.
- En caso de no poder realizar mediciones en los transformadores se requiere de la demanda máxima ( $KVA_{MAX}$ ) y capacidad total instalada en transformadores de distribución de cada alimentador.

#### **2.3.2.1 Pérdida de potencia y de energía**

Para determinar las pérdidas de potencia y de energía en los transformadores de distribución, se procedió a realizar el levantamiento físico de los alimentadores primarios B6, B7, B8, B9, Pradera 1 y Pradera 2 que son los que alimentan a la ciudad, y a la vez se les dio su ubicación física en su respectivo alimentador. El trabajo de campo realizado correspondiente al levantamiento físico de los transformadores se lo presenta en la tabla VI.

**TABLA VI  
LEVANTAMIENTO FÍSICO DE ALIMENTADORES**

S/E	ALIMENTADOR	KVA	CANTIDAD			TOTAL POR CAPAC.
			FASE A	FASE B	FASE C	
NORTE	PRADERA 1	5			1	1
		10		2	4	6
		15	5		3	8
		25	2	7	6	15
		37.5	1	6	3	10
		50	2	4	5	11
	PRADERA 2	5	1	1	1	3
		10	4	1	5	10
		15	6	2	5	13
		25	8	5	15	28
		37.5	10	4	7	21
50	13	9	12	34		
SUR	B6	5	1	2	3	6
		10	5	6	5	16
		15	11	5	5	21
		25	26	12	17	55
		37.5	19	7	14	40
		50	19	15	17	51
		75	1			1
	B7	5		2	1	3
		10	3	4	1	8
		15	7	6	5	18
		25	7	7	14	28
		37.5	5	6	10	21
		50	8	11	20	39
		75			1	1
	B8	10		2		2
		15		1	3	4
		25	1	10	5	16
		37.5		6		6
		50	1	4	5	10
	B9	5		3	2	5
		10	14	4	1	19
		15	8	4	8	20
		25	11	7	15	33
		37.5	16	17	20	53
50		5	9	8	22	

<b>TOTAL</b>	<b>658</b>
--------------	------------

Del levantamiento físico realizado se tiene que en la ciudad de Milagro hay 658 transformadores monofásicos que alimentan a los sistemas de distribución secundaria, los mismos que se encuentran distribuidos según se lo indica en la tabla VII.

**TABLA VII  
TRANSFORMADORES DE RED SECUNDARIA**

KVA	CANTIDAD		TOTAL
	COMERCIAL	RESIDENCIAL	
5		18	18
10		61	61
15		84	84
25	5	170	175
37.5	2	149	151
50	28	139	167
75	2		2
<b>TOTAL</b>	37	621	658

De la tabla se tiene que existen 37 transformadores de distribución que alimentan a los circuitos secundarios comerciales, mientras que existen 621 transformadores de distribución que alimentan a los circuitos secundarios residenciales, en los cuales los transformadores de 5 KVA y 10KVA se combinan con los transformadores de capacidad superior para obtener mayor capacidad, alimentando así a 542 circuitos secundarios residenciales dato obtenido de la EEMCA.

Las características técnicas de los transformadores de distribución que se utilizan preferentemente en la EEMCA se presentan en la tabla VIII.

**TABLA VIII  
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS TRANSFORMADORES.**

<b>KVA</b>	<b>FASES</b>	<b>REL/TRANSF.</b>	<b>Po (KW)</b>	<b>Pcu (KW)</b>
3	1	7620/120-240	0.015	0.045
5	1	7620/120-240	0.03	0.098
10	1	7620/120-240	0.058	0.199
15	1	7620/120-240	0.075	0.272
25	1	7620/120-240	0.091	0.412
37.5	1	7620/120-240	0.129	0.609
50	1	7620/120-240	0.133	0.656
75	1	7620/120-240	0.310	0.915

#### **a. Cálculo de las pérdidas de potencia**

Las pérdidas de potencia en los transformadores de distribución, corresponden a los transformadores que alimentan a los sistemas de distribución secundaria y que en Milagro como se dijo existen 579 circuitos secundarios a la fecha. Para calcular las pérdidas de potencia de estos transformadores de distribución se realiza lo siguiente:

1. Con los datos de pérdidas de potencia en vacío y de cobre nominal de los transformadores, la cantidad de cada capacidad y el factor de



utilización, se calculan las pérdidas en los transformadores aplicando la siguiente fórmula:

$$P_{KVA} = n * (P_o + F_U^2 * P_{CU}) \quad [KW]$$

Donde:

$P_{KVA}$ : Pérdidas para transformadores de cada capacidad [KW],

n: Número de transformadores respectivos de cada capacidad;

$F_U$ : Factor de utilización

$P_o, P_{CU}$ : Pérdidas de vacío y de cobre respectivamente para cada capacidad nominal.

El cálculo de las pérdidas de potencia de los transformadores que alimentan al sistema de distribución secundaria en cada alimentador se presenta en la tabla IX.

**TABLA IX**  
**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS TRANSFORMADORES**

ALIMENTADOR	KVA	ESTRATO		TOTAL (n)	n*Po (KW)	n*FU <sup>2</sup> *Pcu (KW)	PERD. POT. (KW)	PERD. UNITARIAS (PORCENTAJE)
		COM.	RESID.					
PRADERA 1 FU=0.478	5		1	1	0.030	0.022	0.052	1.05%
	10		6	6	0.348	0.273	0.621	1.03%
	15		8	8	0.600	0.497	1.097	0.91%
	25		15	15	1.365	1.413	2.778	0.74%
	37.5		10	10	1.290	1.392	2.682	0.72%
	50		11	11	1.463	1.649	3.112	0.57%
PRADERA 2 FU=0.655	5		3	3	0.090	0.126	0.216	1.44%
	10		10	10	0.580	0.853	1.433	1.43%
	15		13	13	0.975	1.516	2.491	1.28%
	25	2	26	28	2.548	4.945	7.493	1.07%
	37.5	1	20	21	2.709	5.483	8.192	1.04%
	50	11	23	34	4.522	9.562	14.084	0.83%
B6 FU=0.674	5		6	6	0.180	0.267	0.447	1.49%
	10		16	16	0.928	1.447	2.375	1.48%
	15		21	21	1.575	2.595	4.170	1.32%
	25	2	53	55	5.005	10.296	15.301	1.11%
	37.5		40	40	5.160	11.069	16.229	1.08%
	50	8	43	51	6.783	15.202	21.985	0.86%
	75	1		1	0.310	0.416	0.726	0.97%
B7 FU=0.764	5		3	3	0.090	0.172	0.262	1.74%
	10		8	8	0.464	0.929	1.393	1.74%
	15		18	18	1.350	2.858	4.208	1.56%
	25	1	27	28	2.548	6.734	9.282	1.33%
	37.5	1	20	21	2.709	7.466	10.175	1.29%
	50	9	30	39	5.187	14.935	20.122	1.03%
	75	1		1	0.310	0.534	0.844	1.13%
B8 FU=0.750	10		2	2	0.116	0.224	0.340	1.70%
	15		4	4	0.300	0.612	0.912	1.52%
	25		16	16	1.456	3.706	5.162	1.29%
	37.5		6	6	0.774	2.054	2.828	1.26%
	50		10	10	1.330	3.688	5.018	1.00%
B9 FU=0.768	5		5	5	0.150	0.289	0.439	1.76%
	10		19	19	1.102	2.232	3.334	1.75%
	15		20	20	1.500	3.211	4.711	1.57%
	25		33	33	3.003	8.026	11.029	1.34%
	37.5		53	53	6.837	19.055	25.892	1.30%
	50		22	22	2.926	8.520	11.446	1.04%

<b>TOTAL</b>	<b>68.61</b>	<b>154.27</b>	<b>222.88</b>
--------------	--------------	---------------	---------------

De esta tabla se tiene que en la ciudad de Milagro las pérdidas de potencia de los transformadores que alimentan los circuitos secundarios es la siguiente: pérdidas en vacío 68.61 KW, las pérdidas de potencia en cobre nominal son de 154.27 KW; por lo tanto las pérdidas totales debido a los transformadores que alimentan las redes secundarias son de 222.88 KW. De tabla se determina que las pérdidas porcentuales para transformadores de acuerdo a su capacidad varían dependiendo del factor de utilización que tienen como resultado de servir a la carga conectada, haciendo que el transformador sea subutilizado o sobreutilizado.

#### b. Cálculo de las pérdidas de energía

Una vez calculadas las pérdidas de potencia de los transformadores de distribución, se proceden a calcular las pérdidas de energía y para ello se aplica la siguiente ecuación:

$$E_{\text{TRANSF}} = \sum_{K=1}^n \frac{(F_{PK} * P_K * 720)}{1000} \quad [\text{MWH/MES}]$$

Donde:

- $E_{\text{TRANSF}}$ : Pérdidas de energía [MWH/MES];
- $F_{PK}$ : Factor de pérdidas del alimentador K;
- $P_K$ : Pérdidas de potencia para la demanda máxima [KW]; y,
- $n$ : Numero de líneas primarias.

Las pérdidas de energía de los transformadores de distribución por alimentador se presentan en la tabla X.

**TABLA X**  
**PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LOS TRANSFORMADORES**

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>FP</b>	<b>PERD. POTENCIA (KW)</b>	<b><math>E_{\text{TRANSF}}</math> (MWH/MES)</b>
Pradera 1	0.365	10.34	2.72
Pradera 2	0.298	33.91	7.28
B6	0.372	61.23	16.39
B7	0.291	46.29	9.69
B8	0.310	14.26	3.18
B9	0.252	56.85	10.33
<b>TOTAL</b>			<b>49.59</b>

De la tabla se tiene que el total de pérdidas de energía de los transformadores que alimentan al sistema de distribución secundario en la ciudad de Milagro es de 49.59 MWH/MES.

### **2.3.3 Pérdidas en los circuitos secundarios.**

Las pérdidas técnicas que se tienen en los circuitos secundarios se deben a los consumos por parte de los usuarios así como también por las luminarias presentes en los circuitos secundarios. Para determinar las pérdidas en los circuitos secundarios se debe considerar lo siguiente:

- Levantamiento físico, es decir la configuración de los circuitos secundarios, tipo de conductor, calibre, distancias

entre postes, tipo de usuarios conectados al circuito; secundario y los tipos de luminarias con sus características.

- Consumo de los abonados en un tiempo determinado para obtener su promedio mensual;
- Curvas de cargas de los diferentes estratos encontrados en los circuitos secundarios.

La aplicación de la metodología para determinar las pérdidas técnicas en los circuitos secundarios requiere de una selección de muestra como a continuación veremos.

#### **2.3.3.1 Determinación de la muestra.**

En la determinación de las pérdidas técnicas en los circuitos secundarios se utiliza una muestra representativa y los resultados de pérdidas de la muestra son extrapolados al total de circuitos secundarios. Para determinar esta muestra se debe considerar lo siguiente:

- El grado de error del muestreo ( $e$ ) debe ser inferior al 10%,
- El nivel o grado de confianza ( $1 - \alpha$ ) debe ser mayor al 90%,
- La probabilidad de ocurrencia ( $0 < p < 1$ ) será escogida tal que represente la proporción real que se desea estimar a partir de una muestra; y,

- La probabilidad de no-ocurrencia (q) dependerá de la probabilidad de ocurrencia (p), y esta determinada por  $q=1-p$ .

Para determinar el tamaño de la muestra se ha utilizado la siguiente ecuación de mercado:

$$n = \frac{Z_{(1-\alpha/2)}^2 * N * p * q}{e^2 * (N - 1) + Z_{(1-\alpha/2)}^2 * p * q}$$

Donde:

$Z_{(1-\alpha/2)}$ : 1.96 para un grado de confianza  $(1-\alpha)$  del 95%, obtenido de la curva de distribución normal;

p: Probabilidad de ocurrencia (50%);

q: Probabilidad de no-ocurrencia (50%);

e: Error aceptable;

N: Tamaño del universo; y,

n: Tamaño de la muestra

La ciudad de Milagro tiene 579 circuitos secundarios los mismos que dan servicio a 24,008 abonados masivos de los cuales 22,490 son abonados residenciales, 1,451 son abonados comerciales (sin demanda) y 67 son abonados industriales artesanales. Los abonados

industriales artesanales están ubicados dentro de los circuitos comerciales, por lo que se tienen en la ciudad solo circuitos residenciales y circuitos comerciales-industriales siendo estos últimos predominantemente comerciales. Los circuitos residenciales ocupan aproximadamente el 93.67% del total de circuitos secundarios, es decir se tienen 542 circuitos secundarios tipo residencial; mientras que los circuitos secundarios tipo comercial ocupan el 6.33% del total, es decir se tienen 37 circuitos secundarios tipo comercial.

Los circuitos residenciales se los a clasificado en tres tipos dependiendo del nivel de consumo considerado por la EEMCA, así tenemos circuitos residenciales de bajo consumo (RB), circuitos residenciales de consumo medio (RM) y circuitos residenciales de consumo alto (RA). La incidencia de abonados considerados en cada tipo de circuito se la aplicado al total de circuitos secundarios residenciales para así obtener un estimado de circuitos secundarios por estos tipos de estratos y el resultado de ello se lo presenta en la tabla XI.

**TABLA XI  
DISTRIBUCIÓN DE CIRCUITOS RESIDENCIALES**

<b>NIVEL DE CONSUMO (KWH)</b>	<b>ESTRATO</b>	<b># ABONADOS</b>	<b>INCIDENCIA %</b>	<b>CIRCUITOS ESTIMADOS</b>
0-100	RB	9,005	40.04	217
101-400	RM	12,833	57.06	309
MAYOR A 400	RA	652	2.9	16
<b>TOTAL</b>		<b>22,490</b>	<b>100</b>	<b>542</b>

Como el universo es de 579 circuitos secundarios se procede aplicar la ecuación de mercado para determinar la muestra, así para un error máximo del 10% (que no es aconsejable) se obtiene una muestra de 85 circuitos secundarios, y para un error del 5% (aceptable) se obtiene una muestra de 231 circuitos secundarios con lo cual se tendría que manejar una información muy voluminosa. Lo recomendable en estos casos es trabajar con el total de metros de la red secundaria y de ella obtener los metros de red que deben ser de muestra y por ende los circuitos secundarios que deben ser de muestra.

La longitud promedio de los circuitos secundarios es 430 mt, con lo que en la ciudad se tendrían 248,970 mt de red secundaria que sería el nuevo universo, para fines de estudio se ha tomado una muestra del 10% que corresponden a 24,897 mt y al aplicar la ecuación de mercado se obtiene un error inferior al 1%, lo cual se lo presenta en la tabla XII.

**TABLA XII**  
**DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA**

<b>UNIVERSO (mt)</b>	<b>MUESTRA (mt)</b>	<b>MUESTRA % ERROR</b>
248,970	24,897	0.586

Considerando la longitud promedio del circuito secundario estos 24,897 mt, representan 58 circuitos



secundarios, y esta muestra total se la distribuyo entre los circuitos secundarios de los diferentes tipos de estratos que existen en la ciudad, tomando en cuenta la cantidad total de circuitos secundarios y la incidencia de circuitos secundarios en cada estrato, para así determinar cuantos circuitos secundarios de cada tipo de estrato deberían ser de muestra. En la selección de la muestra se ha realizado una reconstrucción lo más fidedigna posible de la discriminación analítica, la cual es imposible establecer en el terreno.

En la tabla XIII se presenta esta selección de muestra por cada tipo de estrato.

**TABLA XIII  
SELECCIÓN DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DE MUESTRA**

<b>ESTRATO</b>	<b>TOTAL ABONADOS</b>	<b>C. SECUNDARIOS TOTALES</b>	<b>INCIDENCIA %</b>	<b>DISTRIBUCION SEC. MUESTRA</b>
RB	9,005	217	37.5	22
RM	12,833	309	53.4	30
RA	652	16	2.7	2
COM-I.ART	1,518	37	6.4	4
<b>TOTAL</b>	<b>24,008</b>	<b>579</b>	<b>100</b>	<b>58</b>

### **2.3.3.2 Pérdidas de potencia y de energía**

Para determinar las pérdidas de potencia y de energía se requiere de los diagramas unifilares de los circuitos secundarios seleccionados, así como de la información técnica de los mismos como se indicó anteriormente. Debido a que la empresa no dispone de los diagramas unifilares, se realizó el levantamiento de los circuitos

secundarios de muestra para obtener así la información requerida tal como capacidad del transformador, tipo de conductor y calibre, luminarias y usuarios. En el anexo 2 se presentan un diagrama unifilar tipo levantado por cada estrato, en el cual se incluye la información técnica necesaria para calcular las pérdidas de potencia, así como la energía concentrada en cada poste debido al consumo de los abonados.

Las características técnicas del levantamiento físico de los 58 circuitos secundarios de muestra se las presenta en la tabla XIV.

**TABLA XIV  
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DE MUESTRA**

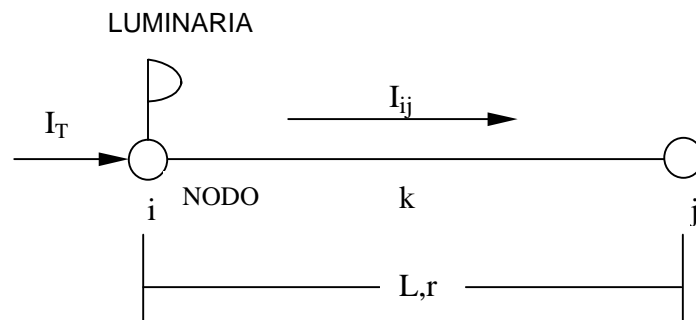
CIRCUITO	KVA	CONDUCTOR		CANT. DE ABON.	CANT. DE POSTE	LONG. (Mt)	LUMINARIAS						TOTAL
		AWG					MERCURIO	SODIO					
		LINEA	NEUTRO					175	70	100	150	250	
RB B6 T1	50a	2	4	82	16	412	15						15
RB B6 T2	25a	2	4	36	11	299	10						10
RB B6 T3	37.5a	2	4	46	25	945	13		1				14
RB B7 T4	50a	2	4	77	17	686		1		10			11
RB B7 T5	15b	2	4	21	7	249	6						6
RB B9 T6	15c	2	4	32	8	309			2	4			6
RB B9 T7	50b	2	4	79	17	683	15		1		1		17
RB B9 T8	25a	2	4	25	20	686	11		4				15
RB B9 T9	50a	2	4	47	40	1335	14						14
RB B9 T10	37.5a	2	4	72	43	1456	14						14
RB B9 T11	15a	2	4	76	49	1542	17						17
RB B9 T12	25a	2	4	53	11	382	11						11
RB P1 T13	37.5b	2	4	34	8	256	5		1				6
RB P1 T14	50a	2	4	52	20	754	14		4				18
RB P1 T15	25c	2	4	61	25	745	24						24
RB P1 T16	15a	2	4	49	12	437	10						10
RB P2 T17	25c	2	4	27	11	317	8						8
RB P2 T18	50a	2	4	33	10	312	5		3				8
RB P2 T19	50b	2	4	72	19	556	16						16
RB P2 T20	25c	2	4	30	12	530	10		2				12

RB P2 T21	50a	2	4	43	11	428	11						11
RB P2 T22	37.5c	2	4	59	19	650	15						15
RM B6 T23	15c	2	4	32	9	261	9						9
RM B6 T24	25b	2	4	33	11	323	4		4				8
RM B6 T25	25b	2	4	35	10	304	6		1			3	10
RM B6 T26	37.5b	2	4	23	8	240	2	6					8
RM B6 T27	50a	2	4	83	20	802	9		1		5	2	17
RM B6 T28	37.5b	2	4	42	14	442	1	1	1			10	13
RM B6 T29	50c	2	4	29	12	350	1				6		7
RM B6 T30	50c	2	6	42	13	362	3					1	4
RM B6 T31	50a	2	4	53	10	252	7				2		9
RM B6 T32	25c	2	4	23	4	69	2						2
RM B6 T33	37.5b	2	4	52	11	329	1	6	1		2		10
RM B6 T34	50c	2	4	32	6	155	1				3	2	6
RM B7 T35	50c	2	4	61	13	502	10						10
RM B7 T36	50c	2	4	53	14	562	5		4				9
RM B8 T37	50c	2	4	21	9	201	4				3		7
RM B9 T38	37.5c	2	4	45	11	384	10		1				11
RM B9 T39	37.5c	2	4	65	9	274	8						8
RM B9 T40	50b	2	4	35	7	183	3	1					4
RM B9 T41	25a	2	4	32	10	273	5						5
RM B9 T42	50c	2	4	88	15	432	5	5					10
RM B9 T43	37.5c	2	4	28	8	169	6				1		7
RM P1 T44	50a	2	4	100	16	528	13		1				14
RM P2 T45	50a	1/0	2	91	9	286	3						3
RM P2 T46	25a	2	4	26	12	357	10		1				11
RM P2 T47	25c	2	4	38	7	224		1	2		1		4
RM P2 T48	50c	1/0	2	105	13	473	10				1		11
RM P2 T49	37.5c	2	4	44	7	237	4					1	5
RM P2 T50	25b	2	4	61	14	527	13		1				14
RM P2 T51	37.5a	2	4	69	15	442	12						12
RM P2 T52	37.5c	2	4	56	9	309	1					4	5
RA B8 T53	50b	2	4	22	11	272	7		3	1			11
RA B9 T54	15a	2	4	9	5	214						5	5
C B6 T55	50c	1/0	2	38	8	212		1				4	5
C B7 T56	50c	1/0	2	94	4	120	5				3		8
C B7 T57	37.5a	1/0	2	18	4	78						4	4
C P2 T58	50c	1/0	2	100	3	91	5					3	8

El código del circuito indica el estrato y el alimentador al que pertenecen así como su orden respectivo.

Como se sabe las pérdidas técnicas son debido a las corrientes que circulan por los conductores de la red como producto del consumo de energía por parte de los usuarios y de las luminarias. La estrategia es calcular

las pérdidas en cada tramo del circuito debido a la corriente total que circula por el tramo y al final sumar las pérdidas en los tramos para obtener así las pérdidas en el circuito secundario, que no es lo mismo primero calcular las pérdidas debido al consumo de los abonados, luego las pérdidas debido a las luminarias y de ahí sumarlas, lo cual no es correcto y a continuación lo explicaremos. Consideremos el tramo de circuito secundario que se muestra en la figura 2.2.



**FIGURA 2.2. TRAMO DE CIRCUITO SECUNDARIO**

Sean  $i, j$  dos postes (nodos) cualesquiera,  $k$  el tramo comprendido entre los nodos  $i, j$ ; en el cual se van a calcular las pérdidas,  $L$  la longitud en Km del tramo y  $r$  la resistencia en ohm/Km. del conductor. Las pérdidas en este tramo son:

Con:

$$I_{ij} = \sum I_i + I_{LUMINARIAS} + I_T \quad [\text{Amp}]$$

$$P_{ij} = \left| I_{ij} \right|^2 * r * L \quad [\text{W}]$$

Donde:

$\sum I_i$ : Es la suma fasorial de las corrientes máximas debido a los abonados del nodo i [Amp];

$I_{LUMINARIAS}$ : Corriente fasorial debido a la luminaria [Amp];

$I_T$ : Es la corriente fasorial acumulada que viene del tramo anterior [Amp].

Se tiene lo siguiente:

- Las pérdidas debido solo a la luminaria en el tramo i, j son:

$$P_{LUM} = \left| I_{LUM} \right|^2 * r * L \quad [W]$$

- Las pérdidas debido a los abonados del nodo i, son:

$$P_{ABONi} = \left( \left| \sum I_i \right| \right)^2 * r * L \quad [W]$$

- Las pérdidas debido a la corriente  $I_T$  son:

$$P_{IT} = \left| I_T \right|^2 * r * L \quad [W]$$

Por lo que las pérdidas en el tramo k serían:

$$P'_K = \left[ \left| I_{LUM} \right|^2 + \left( \left| \sum I_i \right| \right)^2 + \left| I_T \right|^2 \right] * r * L \quad [W]$$

que no es lo mismo a:

$$P_K = \left[ \left| I_{LUM} + \sum I_i + I_T \right| \right]^2 * r * L \quad [W]$$

Es decir, no se puede aplicar superposición. Cabe indicar que la corriente  $I_{ij}$ , se convierte en la corriente acumulada  $I_T$  la cual debe ser sumada a la corriente de la luminaria (sí hay) y a la corriente de los abonados al nuevo poste, a fin de calcular las pérdidas en el siguiente tramo. Para determinar las corrientes  $\sum I_i$  e  $I_{LUM}$ , se procede de la siguiente manera:

- A los abonados de los nodos de los circuitos secundarios de la muestra se les establece la energía mensual promedio de los últimos doce meses y con ello se determina la potencia promedio de dichos nodos con la siguiente expresión:

$$\bar{P}_{NODO} = \frac{\sum_{K=1}^n KWH_K}{T} \quad [KW]$$

Donde:

$\bar{P}_{NODO}$ : Potencia promedio debido al consumo de los abonados [KW]

$KWH_K$ : Energía promedio mensual de los abonados

T: Periodo de tiempo (720 horas)

n: Numero de abonados conectados al nodo.

- Con esta potencia promedio por nodo se determina la  $\sum I_i$ , máxima aplicando la siguiente fórmula:

$$\sum I_i = \frac{\bar{P}_{NODO}}{V * f_p * f_c} * 1000 \quad [\text{Amp}]$$

Donde:

$P_{NODO}$ : Potencia promedio debido al consumo de los abonados [KW];

V: Voltaje de baja tensión [V];

$f_p$ : Factor de potencia dependiendo del estrato; y,

$f_c$ : Factor de carga depende del estrato, para determinar la máxima corriente.

- La corriente que cada luminaria tendría dependerá del tipo de lámpara, para ello se debe considerar su potencia real, que es la suma de la potencia nominal y lo que consumen sus accesorios. Para calcular  $I_{LUM}$ , se aplica la siguiente fórmula:

$$I_{LUM} = \frac{P_{REAL}}{V * f_{PL}} \quad [\text{Amp}]$$

Donde:

$I_{LUM}$ : Corriente de la luminaria [Amp];

$P_{REAL}$ : Potencia real de la luminaria, [W];

V: Voltaje aplicado [V]; y,

$f_{PL}$ : Factor de potencia promedio para cada tipo de luminaria.

En la tabla XV se presentan las características técnicas para los diferentes tipos de luminarias que la EMMCA usa en la ciudad de Milagro.

**TABLA XV**  
**INFORMACIÓN TÉCNICA DE LUMINARIAS**

TIPO	POTENCIA NOMINAL (W)	PERDIDAS ACCESOR. (W)	POTENCIA REAL (W)	FACTOR POT. PROM.
MERCURIO	125	39.6	164.6	0.54
	175	59.2	234.2	0.54
	250	79.8	329.8	0.49
SODIO	70	17.31	87.31	0.35
	100	17.18	117.18	0.89
	150	22.7	172.7	0.89
	250	49.92	299.92	0.9
	400	37.97	437.97	0.88

**a. Cálculo de las pérdidas de potencia**

Con el procedimiento descrito para determinar las corrientes  $\sum I_i$  e  $I_{LUM}$ , se calculan las pérdidas en cada tramo del circuito secundario, para así proceder a determinar las pérdidas de potencia



totales en cada circuito secundario. En la tabla XVI se presenta el cálculo de las pérdidas de potencia para el circuito secundario de consumo bajo del anexo 2.1.

**TABLA XVI**  
**CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN CIRCUITO SECUNDARIO**

Capacidad Transformador: 50a  
 Tipo circuito: RB  
 # Abonados: 82  
 Voltaje circuito: 120/240  
 Factor potencia: 0.946  
 Factor carga: 0.521  
 Conductor Línea (ACSR): #2  
 Resistencia(ohm/Km.): 1.0503

POSTE	LUMINARIA				USUARIOS		I (Amp)		TRAMO					
	TIPO	P <sub>REAL</sub> (W)	f <sub>PL</sub>	I <sub>LUM</sub> (Amp)	POT.PROM. (KW)	ΣI <sub>i</sub> (Amp)	I <sub>(LUM+i)X</sub> (Amp)	I <sub>(LUM+i)Y</sub> (Amp)	#	I <sub>TRAMO X</sub> (Amp)	I <sub>TRAMO Y</sub> (Amp)	I <sub>TRAMO</sub> (Amp)	L (Km)	PERD (W)
1	175Hg	234.2	0.540	1.807	1.206	10.192	10.617	-4.825	1-2	10.617	-4.825	11.662	0.030	4.285
2	175Hg	234.2	0.540	1.807	1.438	12.153	12.472	-5.460	2-3	23.089	-10.285	25.277	0.030	20.131
3	175Hg	234.2	0.540	1.807	1.124	9.499	9.962	-4.600	3-3'	33.051	-14.885	36.249	0.016	22.081
4	175Hg	234.2	0.540	1.807		0.000	0.976	-1.521	4-3'	0.976	-1.521	1.807	0.016	0.055
6	175Hg	234.2	0.540	1.807	0.899	7.597	8.162	-3.984	8-7	8.174	-3.987	9.094	0.033	2.867
7	175Hg	234.2	0.540	1.807	1.033	8.736	9.240	-4.353	7-6	17.413	-8.340	19.308	0.027	10.571
8	175Hg	234.2	0.540	1.807	0.900	7.609	8.174	-3.987	6-3'	25.576	-12.324	28.390	0.020	16.931
9	175Hg	234.2	0.540	1.807		0.000	0.976	-1.521	3'-5	59.603	-28.730	66.166	0.014	64.374
10	175Hg	234.2	0.540	1.807	0.096	0.810	1.742	-1.784	11-12	6.352	-3.363	7.187	0.023	1.248
11	175Hg	234.2	0.540	1.807	0.672	5.683	6.352	-3.363	12-13	7.529	-3.767	8.419	0.020	1.489
12					0.147	1.245	1.177	-0.403	13-14	18.457	-8.698	20.404	0.023	10.057
13	175Hg	234.2	0.540	1.807	1.244	10.520	10.928	-4.931	14-10'	29.586	-13.698	32.603	0.010	11.164
14	175Hg	234.2	0.540	1.807	1.269	10.732	11.128	-5.000	10-10'	1.742	-1.784	2.493	0.038	0.248
15	175Hg	234.2	0.540	1.807	1.139	9.628	10.084	-4.642	16-15	4.752	-2.815	5.524	0.034	1.090
16	175Hg	234.2	0.540	1.807	0.472	3.992	4.752	-2.815	15-10'	14.836	-7.457	16.605	0.027	7.819
									10'-9	46.164	-22.939	51.549	0.006	16.746
									9-5	47.140	-24.460	53.108	0.045	133.305

<b>TOTAL</b>	<b>324.46</b>
--------------	---------------

Los nodos intermedios a los postes se los denomina por números seguidos '. De esta manera se procedió a calcular las pérdidas en cada circuito secundario, y el resultado de dicho cálculo en los circuitos secundarios de muestra se lo presenta en la tabla XVII.

**TABLA XVII**  
**RESUMEN DE PÉRDIDA DE POTENCIA EN LOS CIRCUITOS DE MUESTRA**

<b>CIRCUITO</b>	<b>KVA</b>	<b># ABONADOS</b>	<b>CONSUMO (KWH/MES)</b>	<b>LONG. (Mt)</b>	<b>PERDIDA POTENCIA (W)</b>
RB B6 T1	50 <sup>a</sup>	82	9,383.93	412	324.461
RB B6 T2	25 <sup>a</sup>	36	3,949.06	299	40.414
RB B6 T3	37.5a	46	5,782.09	945	173.474
RB B7 T4	50 <sup>a</sup>	77	10,064.6	686	400.731
RB B7 T5	15b	21	2,090.17	249	15.930
RB B9 T6	15c	32	3,200.36	309	39.806
RB B9 T7	50b	79	8,460.82	683	214.557
RB B9 T8	25a	25	3,361.41	686	84.235
RB B9 T9	50a	47	5,369.51	1,335	233.173
RB B9 T10	37.5a	72	6,395.57	1,456	242.499
RB B9 T11	15a	76	6,672.06	1,542	163.695
RB B9 T12	25a	53	5,383.81	382	195.986
RB P1 T13	37.5b	34	4,207.32	256	65.426
RB P1 T14	50a	52	5,641.49	754	130.423
RB P1 T15	25c	61	7,997.27	745	227.002
RB P1 T16	15a	49	3,957.26	437	95.676
RB P2 T17	25c	27	2,905.59	317	35.684
RB P2 T18	50a	33	4,795.1	312	62.868
RB P2 T19	50b	72	9,003.72	556	588.298
RB P2 T20	25c	30	2,710	530	26.177
RB P2 T21	50a	43	4,450.18	428	87.053
RB P2 T22	37.5c	59	6,249.3	650	939.487
RM B6 T23	15c	32	5,395.76	261	237.087
RM B6 T24	25b	33	5,591.81	323	142.708
RM B6 T25	25b	35	6,318.46	304	154.588
RM B6 T26	37.5b	23	3,318.42	240	42.078
RM B6 T27	50a	83	15,004	802	927.205
RM B6 T28	37.5b	42	12,506.3	442	168.851
RM B6 T29	50c	29	5,411.2	350	141.149

RM B6 T30	50c	42	9,472.33	362	252.850
RM B6 T31	50a	53	9,214.55	252	305.085
RM B6 T32	25c	23	3,877.61	69	19.965
RM B6 T33	37.5b	52	8,690.13	329	203.049
RM B6 T34	50c	32	8,750.32	155	199.592
RM B7 T35	50c	61	8,903	502	337.169
RM B7 T36	50c	53	7,513.15	562	368.808
RM B8 T37	50c	21	6,008.34	201	86.408
RM B9 T38	37.5c	45	6,924.33	384	396.610
RM B9 T39	37.5c	65	7,967.59	274	239.226
RM B9 T40	50b	35	6,312.37	183	138.805
RM B9 T41	25a	32	5,510.23	273	84.407
RM B9 T42	50c	88	13,762	432	644.859
RM B9 T43	37.5c	28	4860.84	169	77.420
RM P1 T44	50a	100	13,688.6	528	809.971
RM P2 T45	50a	91	16,712.7	286	2242.979
RM P2 T46	25a	26	4,174.25	357	95.771
RM P2 T47	25c	38	7,828.74	224	346.008
RM P2 T48	50c	105	15,677.5	473	679.383
RM P2 T49	37.5c	44	6,633.5	237	223.654
RM P2 T50	25b	61	8,572.41	527	530.986
RM P2 T51	37.5a	69	9,304.01	442	367.519
RM P2 T52	37.5c	56	9,455.82	309	187.748
RA B8 T53	50b	22	7,625.57	272	390.600
RA B9 T54	15a	9	4,939.98	214	672.813
C B6 T55	50c	38	9,854	212	398.042
C B7 T56	50c	94	15,813.5	120	404.854
C B7 T57	37.5a	18	4,757	78	16.234
C P2 T58	50c	100	14,079.8	91	96.922

<b>TOTAL</b>	<b>17,018.461</b>
--------------	-------------------

### b. Extrapolación de las pérdidas de potencia

Para poder extrapolar los resultados de las pérdidas de potencia obtenidos en la tabla XVII, se procede de la siguiente manera:

- Se obtiene las pérdidas promedio por tipo de circuito; y,
- Con él numero total de tipo de circuito y las pérdidas promedio por cada tipo de circuito, se

obtienen las pérdidas totales por cada tipo de circuito

En la tabla XVIII se presenta la extrapolación realizada para el caso en estudio.

**TABLA XVIII**  
**EXTRAPOLACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCUITOS**  
**SECUNDARIOS**

MUESTRA				UNIVERSO	
TIPO	TOTAL CIRCUITOS	PERDIDAS (KW)	PROM. PERD. (KW)	TOTAL CIRCUITOS	PERD. TOTALES (KW)
RB	22	4.387	0.1994	217	43.27
RM	30	10.652	0.3551	309	109.72
RA	2	1.063	0.5317	16	8.51
C	4	0.916	0.229	37	8.47
				<b>TOTAL</b>	<b>169.97</b>

De la tabla se tiene que el total de pérdidas de potencia en la ciudad de Milagro para el sector residencial es de 161.5 KW y para el sector comercial de 8.47 KW, en total para la ciudad se tiene 169.97 KW de pérdida.

### c. Cálculo de las pérdidas de energía

Para calcular las pérdidas de energía en los circuitos de distribución secundaria se utiliza la siguiente expresión:

$$E = \frac{P_{POT} * F_P * 720}{1000} \quad [\text{MWH/MES}]$$

Donde:

E : Pérdida de energía [MWH/MES]

P<sub>POT</sub> : Pérdida de potencia [KW]

F<sub>P</sub> : Factor de pérdidas

El factor de pérdidas que se usa es el que se obtuvo de las curvas de carga anteriormente. El cálculo de las pérdidas de energía por tipo de circuito se presenta en la tabla XIX.

**TABLA XIX**  
**PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS**

CIRCUITOS SECUNDARIOS		FACTOR	PERDIDAS
TIPO	PERD. TOTAL (KW)	PERDIDAS (F <sub>p</sub> )	ENERGIA (MWH/MES)
RB	43.27	0.312	9.72
RM	109.72	0.308	24.33
RA	8.51	0.245	1.50
C	8.47	0.378	2.31
<b>TOTAL</b>			<b>37.86</b>

De la tabla se tiene que las pérdidas de energía que se tiene en el sector residencial son de 35.55 MWH/MES, en el sector comercial es de 2.31 MWH/MES, por lo que en la ciudad se tiene 37.86 MWH/MES de pérdida de energía.

### 2.1.4 Pérdidas en las acometidas

Las pérdidas en las acometidas de los usuarios masivos consideran la longitud del conductor desde el poste al cual pertenece hasta su medidor y el consumo promedio mensual que se le ha calculado.

#### 2.3.4.1 Pérdidas de potencia y de energía

##### a. Cálculo de las pérdidas de potencia

Para calcular las pérdidas de potencia se ha procedido de la siguiente manera:

- De los levantamientos físicos realizados de los circuitos secundarios se realiza también el levantamiento de las acometidas, de los cuales se obtiene sus características técnicas y longitudes de las acometidas. Las características técnicas del levantamiento físico de las acometidas con la cantidad de cada tipo, se las presenta en la tabla XX.

**TABLA XX**  
**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS ACOMETIDAS DE LA MUESTRA**

CIRCUITO	KVA	ACOMETIDA DE ALUMINIO			ACOMETIDA DE COBRE		LONG. TOTAL (Mt)
		DUPLEX #6	TRIPLEX #4	TRIPLEX #2	#10	#12	
RB B6 T1	50a	77	5				1,156
RB B6 T2	25a	34	2				319
RB B6 T3	37.5a	45	1				358
RB B7 T4	50a	76	1				738
RB B7 T5	15b	21					218

RB B9 T6	15c	31	1				483
RB B9 T7	50b	77	2				947
RB B9 T8	25a	25					283
RB B9 T9	50	36				11	643
RB B9 T10	37.5	48			4	20	960
RB B9 T11	15a	69				7	933
RB B9 T12	25a	53					1,236
RB P1 T13	37.5b	34					360
RB P1 T14	50	52					641
RB P1 T15	25c	59	2				662
RB P1 T16	15a	49					649
RB P2 T17	25c	27					428
RB P2 T18	50a	27	6				325
RB P2 T19	50b	69	3				737
RB P2 T20	25c	30					326
RB P2 T21	50a	43					461
RB P2 T22	37.5c	59					652
RM B6 T23	15c	28	4				306
RM B6 T24	25b	30	3				329
RM B6 T25	25b	29	6				338
RM B6 T26	37.5b	21	2				307
RM B6 T27	50a	73	9	1			1,091
RM B6 T28	37.5b	31	11				473
RM B6 T29	50c	17	12				284
RM B6 T30	50	34	7	1			391
RM B6 T31	50a	39	14				591
RM B6 T32	25c	23					228
RM B6 T33	37.5b	47	5				759
RM B6 T34	50c	25	7				374
RM B7 T35	50c	56	5				665
RM B7 T36	50c	48	5				593
RM B8 T37	50c	17	4				212
RM B9 T38	37.5c	41	4				580
RM B9 T39	37.5c	59	6				657
RM B9 T40	50b	29	6				349
RM B9 T41	25a	24	8				336
RM B9 T42	50c	82	6				871
RM B9 T43	37.5c	28					238
RM P1 T44	50a	92	8				1,278
RM P2 T45	50a	81	10				1,252
RM P2 T46	25a	23	3				356
RM P2 T47	25c	29	9				420
RM P2 T48	50c	102	3				1,048

RM	P2	T49	37.5c	41	3				531
RM	P2	T50	25b	59	2				769
RM	P2	T51	37.5a	68	1				747
RM	P2	T52	37.5c	54	2				744
RA	B8	T53	50b	7	15				219
RA	B9	T54	15a	2	7				130
C	B6	T55	50c	24	12	2			136
C	B7	T56	50	60	34				1,376
C	B7	T57	37.5a	11	7				174
C	P2	T58	50c	62	11	5			1,314

- Con la energía mensual promedio de los últimos doce meses, el voltaje de servicio, y asumiendo constante el factor de potencia y de carga del circuito al que pertenecen se determina la corriente máxima del abonado usando la siguiente expresión:

$$I_{MAX.ABON} = \frac{\overline{P}_{ABON.}}{V * f_p * f_c} * 1000 \quad [\text{Amp}]$$

Donde:

$I_{MAX.ABON}$ : Corriente máxima del abonado [Amp];

$\overline{P}_{ABON.}$ : Potencia promedio del abonado [KW];

V: Voltaje de servicio [V]

$f_p$ : Factor de potencia dependiendo del estrato

$f_c$ : Factor de carga dependiendo del estrato, para determinar la máxima corriente.



- Con esta corriente, la resistencia de la acometida (Ohm/Km.) y la longitud de la misma (Km.), se determina la pérdida de potencia en la acometida usando la siguiente expresión:

$$P_{ACOM} = \sum_{K=1}^n (I_{MAX.ABON})^2 * r * L \quad [W]$$

Donde:

- $P_{ACOM}$ : Pérdidas de potencia en las acometidas [KW];
- n: Numero de acometidas (abonados);
- r: Resistencia de acometida [ohm/Km]; y,
- L: Longitud de la acometida [Km.]

En la tabla XXI se presenta el cálculo de las pérdidas de potencia para las acometidas de un circuito secundario de muestra.

**TABLA XXI**  
**CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ACOMETIDAS**

Capacidad Transformador:	25c
Tipo circuito:	RB
# Abonados:	30
Factor potencia:	0.946
Factor carga:	0.521

ABONADO	CONSUMO PROMEDIO (KWH/MES)	POTENCIA PROM. (KW)	VOLTAJE SERVICIO (V)	ACOMETIDA			I <sub>MAX</sub> .ABON (Amp)	PERDIDA POTENCIA (W)
				TIPO/CALIBRE	LONG (Mt)	r (ohm/Km)		
1	65.5	0.088	120	D#6AWG/AI	8	2.4301	1.489	0.086
2	35.75	0.048	120	D#6AWG/AI	6	2.4301	0.812	0.019
3	60	0.081	120	D#6AWG/AI	6	2.4301	1.364	0.054
4	60	0.081	120	D#6AWG/AI	14	2.4301	1.364	0.127
5	34.333	0.046	120	D#6AWG/AI	12	2.4301	0.780	0.036
6	21	0.028	120	D#6AWG/AI	13	2.4301	0.477	0.014
7	60	0.081	120	D#6AWG/AI	14	2.4301	1.364	0.127
8	18.5	0.025	120	D#6AWG/AI	6	2.4301	0.420	0.005
9	84	0.113	120	D#6AWG/AI	6	2.4301	1.909	0.106
10	64.5	0.087	120	D#6AWG/AI	6	2.4301	1.466	0.063
11	85.417	0.115	120	D#6AWG/AI	14	2.4301	1.941	0.256
12	21.182	0.028	120	D#6AWG/AI	14	2.4301	0.481	0.016
13	49.273	0.066	120	D#6AWG/AI	8	2.4301	1.120	0.049
14	42	0.056	120	D#6AWG/AI	8	2.4301	0.954	0.035
15	125.917	0.169	120	D#6AWG/AI	12	2.4301	2.862	0.478
16	113.25	0.152	120	D#6AWG/AI	12	2.4301	2.574	0.386
17	47.417	0.064	120	D#6AWG/AI	10	2.4301	1.078	0.056
18	7.909	0.011	120	D#6AWG/AI	20	2.4301	0.180	0.003
19	264	0.355	120	D#6AWG/AI	18	2.4301	6.000	3.149
20	43.417	0.058	120	D#6AWG/AI	18	2.4301	0.987	0.085
21	99	0.133	120	D#6AWG/AI	10	2.4301	2.250	0.246
22	36	0.048	120	D#6AWG/AI	9	2.4301	0.818	0.029
23	81.5	0.110	120	D#6AWG/AI	9	2.4301	1.852	0.150
24	52.4	0.070	120	D#6AWG/AI	10	2.4301	1.191	0.069
25	44.583	0.060	120	D#6AWG/AI	11	2.4301	1.013	0.055
26	150	0.202	120	D#6AWG/AI	12	2.4301	3.409	0.678
27	157.083	0.211	120	D#6AWG/AI	12	2.4301	3.570	0.743
28	31.2	0.042	120	D#6AWG/AI	6	2.4301	0.709	0.015
29	36	0.048	120	D#6AWG/AI	7	2.4301	0.818	0.023
30	188.5	0.253	120	D#6AWG/AI	15	2.4301	4.284	1.338

<b>TOTAL</b>	<b>8.496</b>
--------------	--------------

Aplicando este procedimiento de cálculo para el resto de los circuitos secundarios de la muestra se obtiene las pérdidas de potencia totales en la muestra, cuyo resultado se lo presenta en la tabla XXII.

**TABLA XXII**  
**RESUMEN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ACOMETIDAS DE**  
**LA MUESTRA**

<b>CIRCUITO</b>	<b>KVA</b>	<b>TOTAL ACOMETIDAS</b>	<b>LONG. MEDIA (Mt)</b>	<b>PERDIDA POTENCIA (W)</b>
RB B6 T1	50a	82	14.10	46.458
RB B6 T2	25a	36	8.86	18.543
RB B6 T3	37.5a	46	7.78	15.389
RB B7 T4	50a	77	9.58	40.362
RB B7 T5	15b	21	10.38	4.355
RB B9 T6	15c	32	15.09	13.010
RB B9 T7	50b	79	11.99	39.143
RB B9 T8	25a	25	11.32	12.933
RB B9 T9	50	47	13.68	33.233
RB B9 T10	37.5	72	13.33	24.713
RB B9 T11	15a	76	12.28	20.437
RB B9 T12	25a	53	23.32	34.095
RB P1 T13	37.5b	34	18.58	18.263
RB P1 T14	50	52	12.33	18.554
RB P1 T15	25c	61	10.85	25.085
RB P1 T16	15a	49	13.24	12.405
RB P2 T17	25c	27	15.85	15.537
RB P2 T18	50a	33	9.85	12.938
RB P2 T19	50b	72	10.24	30.029
RB P2 T20	25c	30	10.87	9.072
RB P2 T21	50a	43	10.72	14.030
RB P2 T22	37.5c	59	11.05	19.410
RM B6 T23	15c	32	9.56	19.362
RM B6 T24	25b	33	9.97	21.591
RM B6 T25	25b	35	10.12	23.009
RM B6 T26	37.5b	23	13.35	17.790
RM B6 T27	50a	83	13.14	63.683
RM B6 T28	37.5b	42	11.26	54.807
RM B6 T29	50c	29	9.79	16.154
RM B6 T30	50a	42	9.31	45.306
RM B6 T31	50a	53	11.15	33.531
RM B6 T32	25c	23	9.91	37.559
RM B6 T33	37.5b	52	14.60	73.989
RM B6 T34	50c	32	11.69	52.684
RM B7 T35	50c	61	10.90	54.658
RM B7 T36	50c	53	11.19	29.659
RM B8 T37	50c	21	10.10	34.166
RM B9 T38	37.5c	45	12.89	37.929
RM B9 T39	37.5c	65	10.11	29.305
RM B9 T40	50b	35	9.97	30.635
RM B9 T41	25a	32	10.50	19.796
RM B9 T42	50c	88	9.90	109.195
RM B9 T43	37.5c	28	8.50	20.506
RM P1 T44	50a	100	12.78	94.324
RM P2 T45	50a	91	13.76	163.377
RM P2 T46	25a	26	13.69	21.142

RM P2 T47	25c	38	11.05	38.078
RM P2 T48	50c	105	9.98	88.496
RM P2 T49	37.5c	44	12.07	34.917
RM P2 T50	25b	61	12.61	40.079
RM P2 T51	37.5a	69	10.83	46.134
RM P2 T52	37.5c	56	13.29	83.777
RA B8 T53	50b	22	9.89	41.467
RA B9 T54	15a	9	14.44	45.632
C B6 T55	50c	38	12.03	30.437
C B7 T56	50	94	14.64	75.626
C B7 T57	37.5a	18	9.67	61.457
C P2 T58	50c	78	16.85	95.315

<b>TOTAL</b>	<b>2,263.57</b>
--------------	-----------------

### b. Extrapolación de las pérdidas de potencia

La extrapolación de las pérdidas de potencia de las acometidas, se la realiza considerando un valor de pérdida promedio por circuito de la muestra y el total de circuitos secundarios. Las pérdidas promedio por circuito se calcula con la siguiente expresión:

$$\bar{P}_{CIRCUITO} = \frac{\text{Pérdidas por estrato}}{\text{Circuitos por estrato}} \quad [W]$$

Las pérdidas por cada estrato y el total se la presenta en la tabla XXIII.

**TABLA XXIII**  
**EXTRAPOLACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ACOMETIDAS**

MUESTRA				UNIVERSO	
TIPO	TOTAL CIRCUITOS	PERDIDAS (W)	PROM. PERD. (W)	TOTAL CIRCUITOS	PERD. TOTALES (KW)
RB	22	477.99	21.73	217	4.71
RM	30	1435.64	47.85	309	14.79
RA	2	87.10	43.55	16	0.70
C	4	262.83	65.71	37	2.43
<b>TOTAL</b>					<b>22.63</b>

**Tabla 2.20 Extrapolación de pérdidas de potencia en acometidas**

De la tabla se tiene que el total de pérdidas de potencia en el sector residencial es de 20.2 KW y en el sector comercial de 2.43 KW, lo que da un total de pérdida de potencia de 22.63 KW.

### c. Pérdidas de energía

Para determinar las pérdidas de energía en cada estrato se considera la siguiente expresión:

$$E = \frac{P * F_p * 720}{1000} \quad [\text{MWH/MES}]$$

Donde:

- E: Pérdida de energía [MWH/MES];
- P: Pérdida de potencia del estrato [KW]; y,
- F<sub>P</sub>: Factor de pérdida del estrato.

En la tabla XXIV se presenta el cálculo de las pérdidas de energía por cada tipo de estrato.

**TABLA XXIV  
CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN  
ACOMETIDAS**

<b>ESTRATO</b>	<b>PERDIDA POT. TOTAL (KW)</b>	<b>F<sub>P</sub></b>	<b>E(MWH/MES)</b>
RB	4.715	0.312	1.06
RM	14.787	0.308	3.28
RA	0.697	0.245	0.12
C	2.431	0.378	0.66
<b>TOTAL</b>			<b>5.12</b>

De la tabla se determina que en el sector residencial las pérdidas de energía son de 4.46 MWH/MES, y para el sector comercial son de 0.66 MWH/MES, por lo que en la ciudad de Milagro las pérdidas de energía por concepto de acometidas son de 5.12 MWH/MES.

## 2.1.5 Pérdidas en los Medidores

Las pérdidas de potencia y energía en los medidores de los usuarios masivos, se calcula considerando una pérdida de potencia constante de 1.2 vatios, pérdida que ocurre en la bobina de potencial del medidor sea cual fuere la carga medida<sup>1</sup>. Esto significa que la pérdida de potencia total por concepto de medidores de energía será entonces igual al numero de medidores (abonados) expresados en watt considerando la incidencia de abonados por el respectivo servicio; y la pérdida de energía será la pérdida de potencia total multiplicada por el tiempo total destinado en la medición.

### 2.3.5.1 Pérdidas de Potencia y Energía.

La ciudad de Milagro tiene un total de 24,008 abonados masivos que forman circuitos secundarios de los cuales el 90.43% tiene servicio monofásico 2 hilos y el 9.57% tienen servicio monofásico 3 hilos. Las pérdidas de potencia totales en los medidores se los calcula con la siguiente expresión<sup>1</sup>:

$$P_{MED} = 1.2 * n * \left( \frac{m_1 + 2 * m_2 + 2 * m_3}{1000} \right) \quad [KW]$$

Donde:

$P_{MED}$ : Pérdida de potencia en medidores [KW];  
 n: Total de medidores (abonados);

---

<sup>1</sup> Tomado de “ Perdidias eléctricas Técnicas y No Técnicas – CIRED “

- $m_1$ : Incidencia de abonados monofásicos 2h;  
 $m_2$ : Incidencia de abonados monofásicos 3h,  
 $m_3$ : Incidencia de abonados trifásicos.

Las pérdidas de energía para el mes se calculan con la siguiente expresión:

$$E = \frac{P * 720}{1000} \quad [\text{MWH/MES}]$$

Donde:

E: Pérdida de energía [MWH/MES]; y,

P: Pérdida de potencia [KW]

En la tabla XXV se presenta el cálculo de las pérdidas de potencia y energía en los medidores para la ciudad de Milagro.

**TABLA XXV**  
**PÉRDIDA DE POTENCIA Y ENERGÍA EN MEDIDORES**

TIPO DE SERVICIO	CANTIDAD ABONADOS	FACTOR INCIDENCIA	PERDIDA POTENCIA (KW)	PERDIDA ENERGIA (MWH/MES)
MONOFASICO 2H	21,710	90.43%	26.05	18.76
MONOFASICO 3H	2,298	9.57%	5.51	3.97
<b>TOTAL</b>			<b>31.57</b>	<b>22.73</b>



## 2.2 Resumen de las Pérdidas Técnicas

De los cálculos realizados para la determinación de pérdidas técnicas en los diferentes componentes del sistema de distribución secundaria, el resumen correspondiente de dichas pérdidas se lo presenta en la tabla XXVI.

**TABLA XXVI**  
**RESUMEN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS**

<b>ELEMENTO SISTEMA DIST. SECUNDARIA</b>	<b>PERDIDAS ENERGÍA</b>	
	<b>MWH/MES</b>	<b>PORCENTAJE</b>
TRANSFORMADORES	49.59	1.32%
CIRC. SECUNDARIOS	37.86	1.01%
ACOMETIDAS	5.12	0.14%
MEDIDORES	22.73	0.61%
<b>TOTAL</b>	<b>115.30</b>	<b>3.07%</b>

De la tabla se observa que se tiene un total de 115.30 MWH/MES de pérdida de energía, lo cual representa el 3.07% de la energía total disponible en la ciudad de Milagro para el mes de Noviembre de 1,999.

# **CAPITULO III**

## **PERDIDAS NO TECNICAS**

### **3.1 INTRODUCCION**

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía. En efecto, esta energía es utilizada por algún usuario para alguna actividad, el mismo que puede estar registrado o no en la empresa de distribución, la misma que es la encargada de distribuir la energía eléctrica, y por ello recibe solo parte o ninguna retribución por la prestación del servicio, ocasionándole así una pérdida económica.

Por ciertas causas que más adelante se analizarán una parte de esta energía efectiva no es facturada, por tanto la energía no facturada constituye el primer componente de las pérdidas no técnicas. Si consideramos la energía efectivamente facturada (energía consumida - energía no facturada), se tiene por lo general que una parte de las facturas son recibidas con retraso con relación a la fecha límite que la empresa establece al emitir la respectiva planilla, esta cantidad de planillas cuyas facturas no son recibidas, constituye un incremento en la cartera lo que desmotiva el pago por parte de los usuarios, gastos financieros debido aun retardo en la recaudación los que pueden ser

considerables. En vista de los problemas indicados la empresa ha implementado un sistema de convenio de pagos de clientes morosos para recuperar parcialmente la cartera vencida.

Finalmente una parte de las facturas no pagadas pasa cada año en facturas incobrables. De lo expuesto se tiene que la energía no facturada, más los gastos financieros (los que se obtienen por la gestión de deuda de los clientes) y más las facturas incobrables, constituyen la pérdida no técnica de la empresa.

La revisión de las instalaciones de medida y acometidas constituye la herramienta más efectiva para la detección de infractores y para el control de las pérdidas no técnicas, al igual que las pérdidas técnicas, la evaluación y localización de las pérdidas no técnicas involucran técnicas de muestreo estadístico y extrapolación de resultados.

### 3.2 NATURALEZA Y ORIGEN DE LAS PERDIDAS NO TECNICAS

Las pérdidas no técnicas son por naturaleza, pérdidas íntimamente vinculadas con la calidad de la gestión entre la clientela y la empresa, el origen de éstas pérdidas se da en cada una de las etapas que normalmente se siguen para dar servicio al abonado y que a continuación se describen:

- **Alimentar.-** Esta etapa consiste en dar servicio al cliente, las pérdidas no técnicas son originadas por las conexiones clandestinas (fraudes) y los clientes conectados sin medidor.
- **Identificar.-** Es decir se debe conocer los datos técnicos, administrativos y comerciales característicos de cada cliente, pero en ciertos casos los datos del mismo son erróneos y no se encuentran

bien identificados originándose con ellos pérdidas no técnicas, como por ejemplo error en la tarifa.

- **Medir.-** El consumo de cada cliente debe ser registrado sin error, pero se pueden tener medidores en fraude, defectuosos, estimaciones de consumo erróneo etc., los cuales también originan pérdidas no técnicas.
- **Facturar.-** Con las mediciones que se registran del cliente se procede a la facturación de acuerdo al contrato establecido por parte del cliente, pero por razones de datos erróneos, lentitud e irregularidad en la edición y cobro de la factura, se originan estos tipos de pérdidas.
- **Cobrar.-** Se debería recaudar en el plazo mas corto posible la suma debida por los clientes, aquí las pérdidas no técnicas tienen su origen en la falta de pago por parte del cliente.

### ¿ Que significa tener perdidas de energía?

Tener perdidas de energía significa económicamente para las empresas distribuidoras lo siguiente:

- a) Menor disponibilidad de capacidad instalada.
- b) Disminución de ingresos por los consumos no facturados.
- c) Mayor pago en la compra de energía al Cenace debido al despilfarro de energía de quien no le cuesta.

Estas tres causas da como consecuencia lo siguiente:

- a) Mayor pago por el transporte de la energía por el sistema de transmisión nacional y el sistema de distribución local.
- b) Disminución de vida útil de la infraestructura eléctrica (redes o instalaciones), obligando a fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones.

- c) Aumento de tarifas a los clientes.
- d) Menores planes de expansión y reposición.

Entre los principales factores que hacen que aumenten las pérdidas de energía en una Empresa Distribuidora se pueden citar:

- a) Aumento de las tarifas, lo que provoca el incremento de la sustracción de energía, para de esta forma pagar menos;
- b) La situación económica de un país en determinado momento;
- c) La vulnerabilidad de las redes para que los clientes se conecten directamente;
- d) La cultura hacia la sustracción de energía arraigada en los clientes por falta de un sistema legal que minimicen lo anterior cuando la gente ve que alguien roba energía y la empresa no hace nada;
- e) La falta de inversión en comercialización;
- f) Compromisos ilícitos con personal de la empresa o de índole político y,
- g) Desorden administrativo en la empresa distribuidora.

### 3.3 EQUIPOS DE MEDIDICION

#### 3.3.1 Características

El equipo de medición es un dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica requerido por una industria, una vivienda o en general de todos los artefactos que por su funcionamiento requieren de electricidad.

En un equipo de medición la relación existente entre el consumo de energía y el giro del disco de un medidor electromecánico, viene dada por la constante de vatios horas del medidor, conocida como **Kh** o **Kd** y que relaciona las revoluciones del disco del

equipo de medición con el consumo de energía. Esta constante viene expresada en wh/rev para la norma ANSI o en rev/Kwh para la norma IEC, las mismas que están indicadas en la placa del equipo.

Otra de las constantes que es de gran importancia para el medidor, es la de Relación de relojería (**Rr**). Esta constante se define como el número de vueltas del disco que se requiere para que el engranaje principal de la relojería de una vuelta; es decir complementa la constante (Kh) para que al girar el disco el número necesario de vueltas para un Kilovatio-hora(Kwh) el medidor indique efectivamente un Kwh en su relojería. Como puede verse, la relación entre las Kh y Rr es exacta y es la base para garantizar el registro del consumo del medidor.

### **3.3.2 Clasificación**

Los equipos de medición del tipo de base de enchufe y del tipo de conexiones en la parte inferior, se clasifican de la siguiente manera:

- Medición directa(Clase 100 y 200)
- Medición Indirecta

Los de clase 100 tienen una capacidad nominal de 15 amperios pero, si están conectados y montados adecuadamente, pueden aceptar y medir con precisión cargas de hasta 100 amperios. De igual manera, los de clase 200 tienen una capacidad nominal de 30 amperios y admiten cargas de hasta 200 amperios cuando están conectados y montados adecuadamente. Cabe indicar que las corrientes máximas que soportan cada uno de estos tipos de

medidores son momentáneas, debido sobretodo a las características de construcción de estos. Los de medición indirecta (diseñados para funcionar con transformadores de medida) se utilizan con transformadores de corriente y requieren bases de enchufe especiales con dispositivos para el cierre de circuitos.

Los problemas específicos de la medición indirecta no son tratados porque el alcance de este trabajo va dirigido específicamente a los abonados con consumo masivo.

### **3.3.3 Elementos principales**

Los componentes básicos de un equipo de medición de energía son los siguientes:

- Tapa del medidor
- Registrador
- Freno magnético
- Cojinetes
- Elemento mobil
- Bobina de corriente
- Bobina de tensión
- Base

#### **a. Tapa del medidor**

La tapa del medidor esta constituida de vidrio templado, incoloro y libre de deformaciones y porosidades, el mismo que es usado no solo por su costo relativamente bajo, sino que también por su transparencia que permite ver el interior del medidor de una forma libre y sin dificultad. El propósito de la tapa del medidor a es de proteger ciertos componentes importantes del equipo

de medición de las condiciones atmosféricas, del polvo, y de cuerpos extraños. Sus propiedades dificultan adulterar o encubrir ciertas manipulaciones con el animo de modificar en normal funcionamiento del contador.

El sello de plomo entre la tapa y la base, es un medio de seguridad que la empresa tiene para con sus medidores, el mismo que garantiza, de acuerdo a las condiciones en las que se encuentre éste, si ha sido o no alterado internamente el medidor.

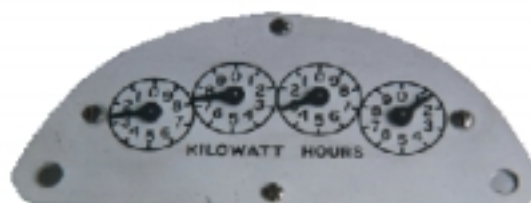
#### **b. Registrador**

Su función principal es registrar la energía medida por el equipo de medición. Esencialmente indica el numero total de revoluciones del elemento rotativo, cada revolución es una medida de la energía.

El registro puede ser de dos tipos:

- Con punteros
- Ciclometrico

En las figuras 3.1. y 3.2. se presentan estos dos tipos de registros.



**FIGURA 3.1. REGISTRADOR CON PUNTEROS**





**FIGURA 3.2. REGISTRADOR CICLOMETRICO**

Ambos tipos de registros pueden estar constituidos de cuatro o cinco dígitos, así mismo la razón de engranaje entre los ejes adyacentes de los dígitos es uno a diez; tal que la energía medida esta indicada en los respectivos dígitos en unidades, decenas, centenas y unidad de mil kilovatio–hora. El registro es una unidad desmontable y movida por el elemento giratorio.

### **c. Freno magnético**

Esta constituido por imanes los mismos que tiene como función principal regular la velocidad del disco para una adecuada calibración; así como, también que esta sea proporcional al torque resultante de la interacción de los flujos de voltaje y corriente. En la figura 3.3. se presenta el freno magnético.



**FIGURA 3.3. FRENO MAGNÉTICO**

#### **d. Cojinetes**

Estos elementos están divididos en dos partes:

- El cojinete inferior, es del tipo de repulsión magnética, actúa por el efecto de repulsión entre campos magnéticos de una misma polaridad. Este efecto se manifiesta en forma de una almohadilla magnética que permite al rotor flotar, garantizando de esta forma una completa estabilidad operacional.
- El cojinete superior, esta constituido básicamente por un perno de acero inoxidable el que mantiene al elemento móvil alineado verticalmente.

#### **e. Elemento móvil**

Esta constituido por un disco y un eje, ambos están fabricados en aluminio, mejorando de esta forma las características de cargas pequeñas. En sus extremos están fijados los componentes de los cojinetes superior e inferior y en el centro esta el disco. En la figura 3.4. se presenta el elemento móvil.



**FIGURA 3.4. ELEMENTO MÓVIL**

**f. Bobina de potencial**

El objetivo principal de esta es producir un campo magnético proporcional al voltaje, razón por la cual es conectada en paralelo a la fuente del circuito.

La bobina de potencial esta constituida de un alambre aislado arrollado sobre un carrete altamente dieléctrico y montado sobre un núcleo laminado de acero-silicio para concentrar el flujo del campo. El acero laminado es utilizado para minimizar las perdidas en el núcleo. En la fig. 3.5. se presenta una bobina de potencial.

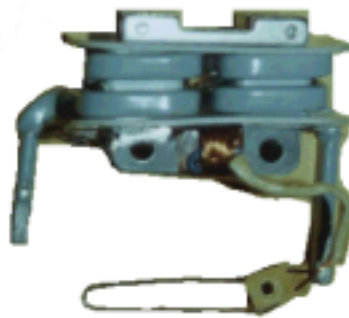


**FIGURA 3.5. BOBINA DE POTENCIAL**

**g. Bobina de Corriente**

El objetivo principal de esta es proporcionar un campo magnético que sea proporcional a la corriente suministrada a la carga, motivo por el cual es conectada en serie. La corriente produce un flujo magnético la cual esta en fase con la corriente, esto es realizado obteniendo un pequeño numero de vueltas del alambre de capacidad suficiente para conducir la corriente nominal y una corriente de sobrecarga.

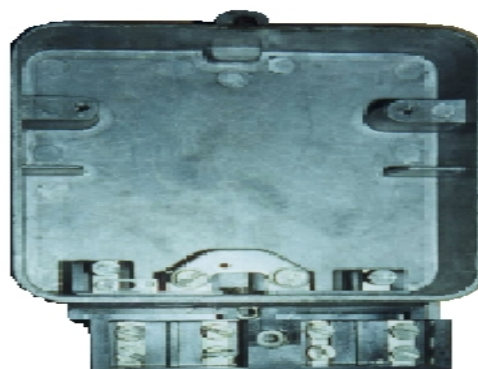
Las bobinas son de baja resistencia, independientes, las mismas que son cubiertas con una resina epoxica para aislarlos eléctrica y mecánicamente del núcleo del hierro, el flujo que originan producen un par proporcional a la potencia eléctrica. En la figura 3.6. se presenta una bobina de corriente.



**FIGURA 3.6. BOBINA DE CORRIENTE**

#### **h. Base**

La última parte del equipo de medición es la base, la que soporta todos los componentes del medidor, además de proporcionar un acceso desde el exterior hacia el medidor así como también instalar al equipo en el lugar deseado. Se presenta en la figura 3.7. una base de un medidor.



**FIGURA 3.7. BASE DE UN MEDIDOR**

### **3.4 CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS NO TECNICAS**

Existen varios criterios para diferenciar las perdidas no técnicas pero partiendo del análisis sobre la naturaleza y origen de las pérdidas no técnicas y basándonos en dichos criterios las pérdidas no técnicas se las puede clasificar de la siguiente manera:

- Descalibración de los equipos de medición;
- Robo o hurto de energía;
- Por administración; y,
- No identificadas.

#### **3.4.1 Perdidas por descalibración de los equipos de medición.**

Los equipos de medición (medidores), son aparatos en la que su función principal es registrar el consumo de un determinado abonado, pero éste, en ciertas ocasiones no refleja el verdadero valor de lo consumido, esto se debe a que el equipo de medición ha sufrido alteraciones internas o alguna otra causa externa.

Partiendo del tipo de alteraciones internas, las perdidas no técnicas por descalibración de los equipos de medición que pueden clasificar de la siguiente manera:

- Error en los equipos de medición.
- Fraude en los equipos de medición.

##### **3.4.1.1 Perdidas por error en los equipos de medición**

Este tipo de perdidas es propio del medidor, y se produce debido al tiempo de funcionamiento del instrumento.

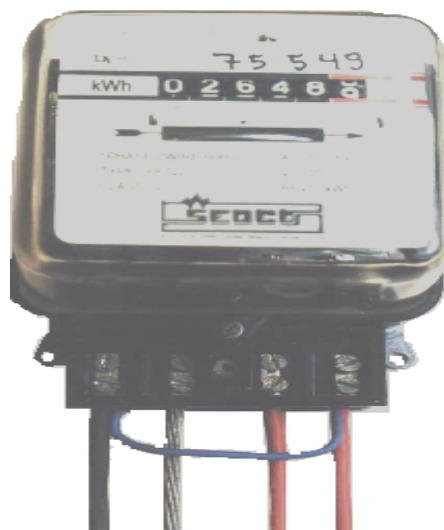
### **3.4.1.2 Perdidas por fraude en los equipos de medición**

El uso de la energía eléctrica constituye el principal elemento de crecimiento y desarrollo de la sociedad. En este sentido, se comprende que mientras más equipos e instalaciones eléctricas se tienen para su uso, mayor será el bienestar que se experimenta. Por otro lado hay que reconocer que la prestación del servicio eléctrico es cada día más costoso y el aumento en el consumo de los abonados lo hace más significativo para la economía de los clientes.

De esta forma, la tentación de realizar algún tipo de fraude se hace presente y como consecuencia de la falta de una Ley que penalice su acción, los usuarios o clientes se atreven cada día mas a participar directamente en la ejecución de un acto ilegal en contra de los intereses de las empresas distribuidoras de servicio. Así surgen los diferentes tipos de fraudes cometidos a nivel de los medidores y/o equipos de medición instalados a clientes residenciales, comerciales, industriales y hasta en los sectores oficiales. A continuación se mencionan los diferentes tipos de fraudes eléctricos que más se cometen por parte de los clientes del servicio, mostrar los detalles y características de como se comete el fraude con sus tecnicismos originales, así tenemos:

#### ◆ **Borneras Puenteadas**

Consiste en desviar la corriente a través de un puente colocado en la parte inferior de la bornera el cual une la línea de corriente de entrada con la línea de corriente de salida evitando de esta forma que la corriente circule por la bobina de corriente del medidor. En la figura 3.8. se presenta un medidor con la bornera puenteada.



**FIGURA 3.8. MEDIDOR CON BORNERAS PUENTEADAS**

Dependiendo de la resistencia del conductor con el que se realice el puente, el medidor dejara de registrar la energía real consumida por el cliente.

Los daños que producen este tipo de fraude son los siguientes:

- Violación de los sellos de la tapa bornera.
- Manipulación de los elementos de la bornera con riesgo de producirse cortocircuitos.

#### ◆ **Desconexión de bobinas internas**

Consisten en cortar el cable de alimentación de una o más bobinas de tensión del medidor.

Los daños que producen este tipo de fraude son los siguientes:

- Violación de sellos de seguridad (tapa – medidor).
- Manipulación y corte del cableado interno.

#### ◆ **Cojinete apretado**

Consiste en manipular la base del cojinete inferior (doble zafiro), apretándolo un poco, lo que impide que el disco gire normalmente. El disco girara cuando haya una corriente apreciable. Por lo general se deja de registrar mas del 45% del consumo real del abonado.

Los daños son los siguientes:

- Violación de sellos de seguridad (tapa – medidor).
- Manipulación de las partes internas del medidor.

#### ◆ **Cambio de constante de medición (Rev/ Kwh)**

Este es quizás uno de los más ingeniosos pero demostrativo de la intervención inequívoca de personal de la empresa y/o ex trabajadores en la manipulación del medidor.



Al intercambiar las relojerías se mantendrán los valores de  $K_h$  propios del medidor, pero la  $R_r$  no será la correspondiente a la  $K_h$  para registrar un Kilovatio-hora cuando el consumo sea realmente ese. Por ejemplo si existen dos medidores similares con valores de  $K_h$  diferentes (tomemos como ejemplo 1.8 Wh/rev y 3.6 Wh/Rev) las  $R_r$  de las relojerías de los medidores serán diferentes y mantendrá la misma proporción que las  $K_h$  pero en forma inversa (es decir la primera será el doble de la otra). Esto es debido a que el producto de ambas debe registrar el mismo valor de Kilovatio-hora. Esto quiere decir, que si tomamos el medidor con  $K_h$  de 3.6 Wh/Rev, cuya relojería sea igual a 25 y se la instala una relojería con  $R_r$  de 50 el medidor registrara la mitad del consumo ya que la relojería requerirá el doble de vueltas par registrar un Kilowartio-hora

De esta forma modifican la constante de medición del medidor, por supuesto con una relación que favorezca al cliente. Este tipo de fraude tiene como limite que solo es posible realizar en medidores de la misma marca.

Los daños son los siguientes:

- Violación de sellos de seguridad (tapa medidor).
- Manipulación de partes internas del medidor (integrador).
- Sustitución de componentes.

#### ◆ **Engranaje integrador dañado**

Es una versión mejorada del fraude anterior pero si se quiere menos original por la poca delicadeza en su ejecución. Y consiste en cortar una porción del engranaje más pequeño para de esta forma permitir por un lapso de tiempo, que el engranaje mayor no trabaje y en consecuencia deje de arrastrar los números del integrador. Hasta que nuevamente hace contacto y se normaliza el funcionamiento de registro de carga. Se deja de facturar mas del 50% de la energía consumida por el suscriptor.

Los daños son los siguientes:

- Violación sellos de seguridad (tapa medidor)
- Manipulación de partes internas del medidor
- Rotura de componentes del medidor (engranaje de plástico).

#### ◆ **Otros tipos de fraudes “técnicos”**

Se trata de métodos más rudimentarios, como por ejemplo, perforación mínima de la tapa del medidor para introducir alambres muy finos que impiden el funcionamiento normal del equipo, otros quitan la tapa del medidor y dejan caer pegamentos en los números del integrador para obtener el mismo resultado. En general este tipo de fraude solo se practica en sectores de áreas marginales.

#### ◆ El fraude legal

Es un tipo de fraude de problema mayor, íntegramente administrativo y que tiende a generalizarse por la ineficacia de los controles de la empresa comercializadora del servicio. Consiste en un acuerdo entre un empleado de la empresa y el cliente, para que periódicamente, y mediante la manipulación del medidor se ajuste la lectura del mismo a un consumo preestablecido, de forma que el monto a pagar permita la cancelación de un valor menor.

La posibilidad de detectar este tipo de fraude es cuando se rompe el convenio entre el infractor y el empleado de la empresa. La rotación de lectores ayudaría al control de este tipo de fraude.

### 3.4.2 Perdidas por robo o hurto

El hurto de energía se puede definir como la interferencia intencional en la red de energía eléctrica, así como también aquellos que alteran la acometida antes de llegar al medidor. Tomando en cuenta esto y considerando si se trata de abonados o usuarios se lo puede clasificar de la siguiente manera:

- Conexiones clandestinas.
- Conexiones ilegales.

#### 3.4.2.1 Perdidas por conexiones clandestinas

Las perdidas de energía por conexiones clandestinas son aquellas que a pesar de tener equipo de medición se

conectan directamente en la red o pican la acometida de tal forma que esta no sea visible, causando de esta manera pérdidas a la empresa distribuidora ya que el medidor no registra el consumo real y por tanto la facturación no es la real.

#### **3.4.2.2 Pérdidas por conexiones ilegales**

Son aquellas conexiones que se realizan a las redes de distribución sin el respectivo equipo de medición y sin la previa autorización de la Empresa. En la mayoría de los casos, las conexiones se realizan sin los requerimientos técnicos de seguridad y protección (fusibles o breakers) para la instalación eléctrica. La experiencia con el problema de la sustracción de energía en los barrios, indica que el mal continuara, a menos que la Empresa inicie programas agresivos de prevención de la sustracción de energía.

Se puede considerar varias las causas que originan las conexiones irregulares y las más importantes son:

- Falta de apoyo financiero para inversiones en la ampliación de las redes de distribución.
- Sistemas de distribución altamente vulnerables, que permiten el fácil acceso de terceros.
- Recurso humano limitado para atender las pérdidas no técnicas de energía.

- Ausencia de un régimen legal claro que tipifique la sustracción de energía como delito.
- Falta de apoyo de organismos oficiales para contrarrestar la sustracción de energía.
- Costumbres de grandes sectores de la población para hurtar energía, practica que se convirtió en una modalidad generalizada.
- Dificultad para electrificar, motivado a que gran cantidad de barrios se establecen en terrenos privados e inestables y que aun no han sido desapropiados.
- Hay casos en donde la baja capacidad de pago, incide en que se conecten ilegalmente.

Las conexiones ilegales además de no cumplir con las normas técnicas, se caracterizan por conexiones realizadas generalmente, con conductores inadecuados y en ocasiones con alambres de púas, colgando por árboles, paredes, techos, por el suelo y postes rudimentarios. Todo esto crea una verdadera maraña de cables en precarias condiciones, provocando el riesgo y peligro, a esto se añade, que para ahorrar cable, toman como punto de tierra las tuberías de agua de las viviendas, pocas veces se conectan al cable del neutro de la red de distribución.

### 3.4.3 Perdidas por administración

Las deficiencias en la gestión administrativa de una empresa distribuidora generalmente lleva a un incremento de las perdidas no técnicas las mismas que son un reflejo de:

- Organización y eficiencia empresarial.
- Recursos y esfuerzos que se dedican a la operación comercial.
- Controles y seguimientos de los procesos administrativos y de gestión de la clientela.

El departamento de facturación contribuye directa e indirectamente, a la disminución de las perdidas no técnicas de energía por lo cual debería tomar acción para disminuir las. Estas perdidas corresponden a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa distribuidora como son:

a) Errores en la medición de consumo.

b) Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos tales como:

- Medidores instalados pero no ingresados al sistema de computo.
- Medidores ingresados al sistema de computo pero que sin embargo no le salen consumos
- Medidores instalados hace varios años, los mismos que recién salen facturas.
- Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación.
- Falta de registro adecuado de los consumos propios.

- Errores y/o atrasos en los registros y censos de alumbrado publico.

#### **3.4.4 Perdidas no identificadas**

Este tipo de perdidas de energía consiste en aquellas conexiones que se realizan en la noche, así como también la adulteración de medidores, dándoles una posición en la cual no se registra el verdadero consumo de energía. Todas estas anomalías son difíciles de detectar durante la inspección ya que esta se realiza durante el día, razones por las cuales no pueden ser identificadas con facilidad.

### **3.5 DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA.**

Para la determinación de las pérdidas no técnicas en los circuitos secundarios se utiliza una muestra representativa y estos resultados de pérdidas son extrapolados al total del universo. Para determinar esta muestra se debe considerar lo siguiente:

- El grado de error del muestreo ( $e$ ) debe ser inferior al 10%,
- El nivel o grado de confianza ( $1 - \alpha$ ) debe ser mayor al 90%,
- La probabilidad de ocurrencia ( $0 < p < 1$ ) será escogida tal que represente la proporción real que deseamos estimar a partir de una muestra; y,
- La probabilidad de no-ocurrencia ( $q$ ) dependerá de la probabilidad de ocurrencia ( $p$ ), y esta determinada por  $q = 1 - p$ .

Para determinar el tamaño de la muestra se ha utilizado la siguiente ecuación de mercado:

$$n = \frac{Z_{(1-\alpha/2)}^2 * N * p * q}{e^2 * (N - 1) + Z_{(1-\alpha/2)}^2 * p * q}$$

Donde:

$Z_{(1-\alpha/2)}$ : 1.96 para un grado de confianza  $(1-\alpha)$  del 95%, obtenido de la curva de distribución normal;

p: Probabilidad de ocurrencia (50%);

q: Probabilidad de no-ocurrencia (50%);

e: Error aceptable;

N: Tamaño del universo; y,

n: Tamaño de la muestra

La ciudad de Milagro tiene 24,008 abonados masivos de los cuales 22,490 son abonados residenciales, 1,451 son abonados comerciales y 67 son abonados industriales artesanales. Como el universo de abonados masivos es de 24,008, se ha tomado una muestra del 4.19% que corresponde a 1,006 abonados, y al aplicar la ecuación de mercado se obtiene un error inferior al 5%, lo cual se lo presenta en la tabla XXVII.

**TABLA XXVII  
SELECCIÓN DE LOS ABONADOS DE MUESTRA**

UNIVERSO	MUESTRA	% ERROR
24,008	1,006	3.02



Estos 1,006 abonados de muestra representan 20 circuitos secundarios y considerando la incidencia de circuitos secundarios se obtiene una muestra de circuitos por tipo de estrato.

### **3.6 INSPECCIÓN FÍSICA DE LOS ABONADOS**

Una vez obtenida la muestra de los abonados, se realiza una inspección física a los mismos, mediante la cual se obtiene la información necesaria para la determinación de las pérdidas no técnicas. Esta información contiene las características de servicio, las características técnicas, así como las condiciones de operación en las que se encuentran los medidores.

#### **3.6.1 Características del servicio**

En las características del servicio del usuario masivo de la muestra se establece lo siguiente:

- Los datos básicos de los abonados (Nombre, Código, Dirección); y,
- Tipo de tarifa que posee el abonado, ya sea esta residencial, comercial.

En la Tabla XXVIII se presentan las características de servicio de la muestra.

**TABLA XXVIII**  
**CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO DE LA MUESTRA**

CIRCUITO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	IND/ART	OTROS	TOTAL
RB B6 T2	36	-	-	-	36
RB B7 T5	18	3	-	-	21
RB B9 T1	53	-	-	-	53
RB P1 T1	49	-	-	-	49
RB P2 T1	27	-	-	-	27
RB P2 T2	30	-	-	-	30
RB P2 T2	43	-	-	-	43
RB P2 T2	59	-	-	-	59
RM B6 T2	23	-	-	-	23
RM B6 T2	20	9	-	-	29
RM B6 T3	22	1	-	-	23
RM B6 T3	36	16	-	-	52
RM B7 T3	56	5	-	-	61
RM P1 T4	99	1	-	-	100
RM P2 T4	65	26	-	-	91
RM P2 T4	26	-	-	-	26
RM P2 T4	101	4	-	-	105
RM P2 T5	56	-	-	-	56
RA B8 T5	22	-	-	-	22
C P2 T5	23	77	-	-	100

### 3.6.2 Características técnicas

En las características técnicas del sistema de medición de los abonados de la muestra se establece lo siguiente:

- La inspección física del medidor y acometida de los abonados.
- La determinación del calibre, tipo conductor y longitud de la acometida, y la marca, tipo y Kh del medidor.

### 3.6.3 Condiciones de operación

En las condiciones de operación del sistema de medición de los abonados de muestra se establece lo siguiente:

- Verificación de conexiones directas antes del medidor (BY PASS). Esto se hará antes de cualquier otra prueba, sin alertar al usuario para evitar que este momento desconecte el posible fraude, con lo cual se podrá determinar si existe alguna conexión clandestina antes del medidor;
- Realización de un censo de carga en aquellos casos de usuarios con conexión directa y medidores que no marquen, para luego proceder a estimar el consumo.
- Se especifican la carga básica (refrigeradora, alumbrado y artefactos menores), así como las cargas importantes (acondicionadores de aire, cocina eléctrica, secadora, lavadora, etc.);
- Las condiciones de operación normal o anormal, sean estas por error o por fraude; y,
- Cantidad de abonados que tiene un servicio normal y los que tienen un servicio anormal.

En la tabla XXIX. se presenta un listado de artefactos eléctricos más comunes con sus consumos promedios estimados mensuales proporcionados por la empresa eléctrica.

**TABLA XXIX  
CONSUMO PROMEDIO DE ARTEFACTOS ELÉCTRICOS**

ARTEFACTOS ELECTRICOS	HORAS APROX	KWH/MES APROX
ACOND. AIRE 10.000 BTU	6	240
ACOND. AIRE 12.000 BTU	6	288
ACOND. AIRE 15.000 BTU	6	360

ACOND. AIRE 18.000 BTU	6	432
ACOND. AIRE 24.000 BTU	6	576
ACOND. AIRE 36.000 BTU	6	864
BOMBA DE AGUA 3/4 HP (USO "R")	3	50
BOMBA DE AGUA 1 HP (USO "C")	6	134
COMPUTADORA	6	54
CONGELADOR	8	179
DUCHA ELECTRICA	1	90
EQUIPO DE SONIDO	3	27
FOCO 20 W O LAMPARA 20W	4	2
FOCO DE 100 W	4	12
FOCO DE 40 W O LAMP. 40 W	4	5
FOCO DE 60 W	4	7
FRIGORIFICO 1KW	8	240
LAVADORA DE ROPA (casa)	6	101
LICUADORA	1	4
MOTOR DE 3/4 HP	6	101
PLANCHA 1000 W	2	60
RADIO O GRABADORA	4	12
REFRIGERADORA CHICA	8	90
REFRIGERADORA MEDIANA	8	134
REFRIGERADORA GRANDE	8	179
SECADORA (casa)	3	50
SOLDADORA (cortar)	3	990
SOLDADORA (cortar Y SOLDAR)	3	644
SOLDADORA (soldar 50%)	4	660
TELEVISOR GRANDE	6	72
TELEVISOR MEDIANO O NINTENDO	6	54
TELEVISOR PEQUEÑO	6	36
VENTILADOR	4	30

Hay ciertas cargas que varían en un rango muy amplio como por ejemplo bomba de agua, plancha, etc. Para determinar el porcentaje de eficiencia de un medidor, con lo cual se verificara las condiciones de operación del mismo, se desconectara la carga del medidor, luego se conectara una carga fantasma y se calcula el porcentaje de eficiencia mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{Eficiencia} = \frac{3600 * K_H * n}{V_p * I_p * t}$$

Donde:

$K_H$  : Constante del medidor

$n$  : Numero de vueltas

$V_P$  : Voltaje de prueba

$I_P$  : Corriente de prueba

$t$  : Tiempo que tarda el disco en dar  $n$  vueltas

En consecuencia el error de un medidor viene dado por la siguiente expresión:

$$\% \text{ Error} = \% \text{ Eficiencia} - 100$$

Si el porcentaje de error es negativo(-), esto significara perdidas para la empresa y si el porcentaje de error es positivo(+), significara una sobrefacturación hacia el abonado.

### **3.7 DETERMINACION DE LAS PERDIDAS NO TECNICAS**

En la determinación de las pérdidas no técnicas se considera:

- Perdidas por descalibración de los equipos de medición.
- Perdidas por robo o hurto.
- Perdidas administrativas.
- Perdidas no identificadas.

A continuación se presentará la metodología para determinar las pérdidas no técnicas en cada uno de los ítems arriba mencionado y a la vez se aplicará dicha metodología en el sistema de baja tensión de la ciudad de Milagro a fin de determinar la magnitud de las mismas. Cabe indicar que para las extrapolaciones que se realizarán se considerará la

energía total facturada para los 1,006 abonados seleccionados en la muestra la misma que corresponde a 110,313.8 KWH/MES, y el total de energía facturada para la ciudad de Milagro la cual corresponde a 2,660.085 KWH/MES.

### **3.7.1 Perdidas por descalibración de los equipos de medición**

#### **3.7.1.1 Calculo de las perdidas por error en los equipos de medición**

Las perdidas de energía por error en los equipos de medición, se consideran como normales si el error se encuentra entre un  $\pm 2\%$  y como anormales si el error esta entre  $\pm 2\%$  y  $\pm 20\%$ . Las perdidas de energía por error en los equipos de medición se obtienen mediante la siguiente ecuación:

$$PE = CA * \% EM$$

Donde:

PE : Perdidas por error

CA : Consumo promedio mensual del abonado

EM : Error en el medidor ( $\pm 2\%$ )

Estas perdidas se calculan tomando en cuenta el consumo promedio de cada abonado y el porcentaje de error en los medidores. Las perdidas de energía de la muestra por error en los equipos de medición, considerando rangos de error se presenta en tabla XXX.

**TABLA XXX**  
**PERDIDAS POR ERROR EN LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN DE LA MUESTRA**

Rango	Error Negativo		E. Facturada Kwh/mes	Error Positivo		E. Facturada Kwh/mes
	No. Usuarios	Kwh		No. Usuarios	Kwh	
-20% a -15.1%	2	-26.9	142.5			
-15% a -10.1%	6	-78.2	674.9			
-10% a 9.1%	1	-7.4	74.9			
-9% a 8.1%	1	-3.6	40.3			
-8% a 7.1%	4	-26.1	331.6			
-7% a -6.1%	15	-100.3	1,543.6			
-6% a 5.1%	13	-66.3	1,212.5			
-5% a 4.1%	19	-102.8	2,221.6			
-4% a -3.1%	33	-148.8	4,108.1			
-3% a -2.1%	42	-162.1	6,539.5			
-2% a -1.1%	56	-104.3	6,781.9			
-1% a 0.1%	64	-36.4	6,973.7			
0%				17	0	1,562.6
0.1% a 1%				88	54.6	10,131.2
1.1% a 2%				72	161.6	10,173.7
2.1% a 3%				84	253.1	9,739.5
3.1% a 4%				65	287.4	7,959.3
4.1% a 5%				49	290.8	6,221.0
5.1 a 6%				33	196.4	3,530.4
6.1% a 7%				26	246.8	3,743.2
7.1% a 8%				8	80.7	1,080.7
8.1% a 9%				5	55.6	630.5
9.1% a 10%				2	19.9	203.8
10.1% a 15%				8	94.4	895.8
15.1% a 20%				3	51.0	269.3
<b>TOTAL</b>	<b>256</b>	<b>-863.3</b>	<b>30,645.1</b>	<b>460</b>	<b>1,792.3</b>	<b>56,141.1</b>

#### a. Extrapolación de las pérdidas

La extrapolación de las pérdidas de energía por error en los equipos de medición se las realiza de la siguiente manera:

- Obteniendo las pérdidas de energía por error en los equipos de medición de la muestra así como la energía facturada, se determina el factor de pérdidas de energía.

- Con la energía facturada mensual de los abonados y el factor de pérdidas de energía se obtienen las pérdidas de energía en la ciudad de Milagro.

Las pérdidas de energía totales por error en los equipos de medición de la ciudad de Milagro se presentan en la tabla XXXI.

**TABLA XXXI  
EXTRAPOLACIÓN DE LAS PERDIDAS POR ERROR EN LOS EQUIPOS  
DE MEDICIÓN**

MUESTRA		TOTAL	EXTRAPOLACION
E. FACTURADA KWH/MES	FACTOR DE PERDIDAS	E. FACTURADA KWH/MES	PERDIDAS KWH/MES
110,313.8	0.007826	2,660,085	20,817

### 3.7.1.2 Cálculo de las pérdidas por fraude en los equipos de medición

Las pérdidas de energía por fraude en los equipos de medición se las considera, por ser este tipo de fraude el más común. Se estima como fraude, aquellos equipos de medición que tengan un error entre - 20% y - 100% se las obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$PF = CA * \%EM$$

Donde:

PF : Pérdidas por fraude

CA : Consumo promedio mensual del abonado

EM : Error en el medidor



La cantidad de abonados de la muestra que realizan este tipo de ilícito, tomando en cuenta el tipo de tarifa y el estrato social al que pertenecen, se presenta en la tabla XXXII.

**TABLA XXXII  
DISTRIBUCIÓN DE ABONADOS DE LA  
MUESTRA QUE COMETEN FRAUDE**

RANGO	ABONADOS				
	RB	RM	RA	C	TOTAL
-20% a -30%	2	4			6
-31% a -40%		6			6
-41% a -50%		2			2
-51% a -60%		5			5
-61% a -70%	2	2			4
-71% a -80%	1	1			2
-81% a -90%	1	1			2
-91% a -100%	13	22	1	1	37
<b>TOTAL</b>	<b>19</b>	<b>43</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>64</b>

Las pérdidas de energía por fraude en los equipos de medición de la muestra se presentan en la tabla XXXIII.

**TABLA XXXIII.  
PERDIDAS POR FRAUDE EN LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN DE LA MUESTRA**

RANGO	PERDIDAS (KWH/MES)					E. FACTURADA (KWH/MES)
	RB	RM	RA	C	TOTAL	
-20% a -30%	-81.5	-113.4			-194.9	788.1
-31% a -40%		-410.8			-410.8	1,151.2
-41% a -50%		-124.1			-124.1	253.0
-51% a -60%		-315.9			-315.9	573.4
-61% a -70%	-40.6	-122.9			-163.5	248.8
-71% a -80%	-76.0				-76.0	105.6
-81% a -90%	-68.8	-216.8			-285.6	318.9
-91% a -100%	-1,278.5	-1,537.9	-312.3	-9.7	-3,138.3	3,138.6
<b>TOTAL</b>	<b>-1,545.5</b>	<b>-2,841.6</b>	<b>-312.3</b>	<b>-9.71</b>	<b>-4,709.2</b>	<b>6,577.5</b>

### a. Extrapolación de las pérdidas

La extrapolación de las pérdidas de energía por fraude en los equipos de medición se las realiza de la siguiente manera:

- Obteniendo las pérdidas de energía por fraude en los equipos de medición de la muestra así como la energía facturada, se determina el factor de pérdidas de energía.
- Con la energía facturada mensual de los abonados y el factor de pérdidas de energía se obtienen las pérdidas de energía en la ciudad de Milagro.

Las pérdidas de energía totales por fraude en los equipos de medición de la ciudad de Milagro se presentan en la tabla XXXIV.

**TABLA XXXIV  
EXTRAPOLACIÓN DE LAS PERDIDAS POR FRAUDE EN LOS EQUIPOS  
DE MEDICIÓN**

MUESTRA		TOTAL	EXTRAPOLACION
E. FACTURADA (KWH/MES)	FACTOR DE PERDIDAS	E. FACTURADA (KWH/MES)	PERDIDAS (KWH/MES)
110,313.8	0.042689	2,660,085	113,556

### 3.7.2 Pérdidas por robo o hurto

#### 3.7.2.1 Cálculo de las pérdidas por conexiones clandestinas

Para obtener este tipo de pérdidas se considera los abonados de la muestra que cometen este tipo de acto ilícito. Con el censo de carga realizado a estos, se obtiene

su verdadero consumo y con la energía facturada mensual del mismo, se obtienen las pérdidas por conexiones clandestinas.

Las pérdidas de energía por conexiones clandestinas para la muestra se las presenta en la tabla XXXV.

**TABLA XXXV  
PERDIDAS POR CONEXIONES CLANDESTINAS DE LA MUESTRA**

CIRCUITOS DE MUESTRA	NUMERO CONEXIONES CLANDESTINAS	CONSUMO		ENERGIA NO MEDIDA (KWH/MES)
		FACTURADO (KWH/MES)	ESTIMADO (KWH/MES)	
RB B6 T2	4	314	704	390
RB B7 T5	4	279	492	213
RB B9 T12	1	21	36	15
RB P1 T16	5	580	771	191
RB P2 T17	1	40	48	8
RB P2 T20	2	267	324	57
RB P2 T21	3	232	318	86
RB P2 T22	2	257	356	99
RM B6 T26	0	0	0	0
RM B6 T29	0	0	0	0
RM B6 T32	1	172	223	51
RM B6 T33	3	430	887	458
RM B7 T35	0	0	0	0
RM P1 T44	4	624	1,223	599
RM P2 T45	1	1	212	211
RM P2 T46	2	105	436	331
RM P2 T48	4	511	892	381
RM P2 T52	3	297	923	626
RA B8 T53	0	0	0	0
C P2 T58	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>40</b>	<b>4,130</b>	<b>7,845</b>	<b>3,715</b>

En la tabla XXXVI se presenta la distribución de conexiones clandestinas, por cada tipo de tarifa y estrato social.

**TABLA XXXVI**  
**DISTRIBUCIÓN DE ABONADOS Y PERDIDAS POR**  
**CONEXIONES CLANDESTINAS DE LA MUESTRA**

ABONADOS DE LA MUESTRA			PERDIDAS EN LA MUESTRA (KWH/MES)		
RB	RM	TOTAL	RB	RM	TOTAL
22	18	40	1,059	2,656	3,715

**a. Extrapolación de las perdidas**

La extrapolación de las perdidas de energía por conexiones clandestinas se las realiza de la siguiente manera:

- Obteniendo las perdidas de energía por conexiones clandestinas de la muestra por cada tipo de estrato social, así como también la energía facturada de cada uno de estos, se determinan los diferentes factores de consumo.
- Con la energía facturada mensual de los abonados y los factores de consumo de energía se obtienen las perdidas de energía en la ciudad de Milagro.

Las perdidas de energía totales por conexiones clandestinas en la ciudad de Milagro se presentan en la tabla XXXVII.

**TABLA XXXVII**  
**EXTRAPOLACIÓN DE PERDIDAS POR CONEXIONES CLANDESTINAS**

ESTRATO	MUESTRA		TOTAL	EXTRAPOLACION
	E. FACTURADA (KWH/MES)	FACTOR DE CONSUMO	E. FACTURADA (KWH/MES)	PERDIDAS (KWH/MES)
RB	110.313.8	0.009599	2,660,085	25,534
RM		0.024076		64,044
<b>TOTAL</b>				<b>89,578</b>

### 3.7.2.2 Calculo de las perdidas por conexiones ilegales

Las perdidas de energía por conexiones ilegales, para abonados de la muestra, considerando un consumo estimado según el censo de carga realizado a estos en las inspecciones, se presentan en la tabla XXXVIII.

**TABLA XXXVIII  
PERDIDAS POR CONEXIONES  
ILEGALES DE LA MUESTRA**

<b>CIRCUITOS DE MUESTRA</b>	<b>NUMERO CONEXIONES ILEGALES</b>	<b>PERDIDAS ENERGIA (KWH/MES)</b>
RB B6 T2	0	0
RB B7 T5	3	258
RB B9 T12	15	1,454
RB P1 T16	6	270
RB P2 T17	2	147
RB P2 T20	3	309
RB P2 T21	4	144
RB P2 T22	2	186
RM B6 T26	1	224
RM B6 T29	0	0
RM B6 T32	5	1,370
RM B6 T33	0	0
RM B7 T35	5	510
RM P1 T44	2	192
RM P2 T45	3	482
RM P2 T46	2	282
RM P2 T48	1	224
RM P2 T52	4	538
RA B8 T53	0	0
C P2 T58	6	552
<b>TOTAL</b>	<b>64</b>	<b>7,142</b>

En la tabla XXXIX se presenta la distribución de las conexiones ilegales por cada tipo de tarifa y estrato social.

**TABLA XXXIX**  
**DISTRIBUCIÓN DE ABONADOS Y PERDIDAS POR**  
**CONEXIONES ILEGALES DE LA MUESTRA**

ABONADOS DE LA MUESTRA				PERDIDAS EN LA MUESTRA (KWH/MES)			
RB	RM	C	TOTAL	RB	RM	C	TOTAL
35	23	6	64	2.768	3.822	552	7.142

**a. Extrapolación de las perdidas**

La extrapolación de las perdidas de energía por conexiones directas se las realiza de la siguiente manera:

- Obteniendo las perdidas de energía por conexiones ilegales de la muestra por cada tipo de estrato social, así como también la energía facturada de cada uno de estos, se determinan los diferentes factores de consumo.
- Con la energía facturada mensual de los abonados y los factores de consumo de energía se obtienen las perdidas de energía por conexiones ilegales en la ciudad de Milagro.

Las perdidas de energía totales por conexiones ilegales en la ciudad de Milagro se presentan en la tabla XL.

**TABLA XL**  
**EXTRAPOLACIÓN DE PERDIDAS POR CONEXIONES ILEGALES**

ESTRATO	MUESTRA		TOTAL E. FACTURADA (KWH/MES)	EXTRAPOLACION (KWH/MES)
	E. FACTURADA (KWH/MES)	FACTOR DE CONSUMO		
RB	110,313.8	0.025092	2,660,085	66,747
RM		0.034647		92,164
RA		0.005004		13,311
<b>TOTAL</b>				<b>172,222</b>

### 3.7.3 Perdidas por administración

#### 3.7.3.1 Calculo de las perdidas por administración

De acuerdo a lo explicado en lo concerniente a pérdidas administrativas se procedió a realizar el censo de carga en tales casos a fin de estimar su consumo, y el resultado de la energía no facturada a dichos usuarios se la presentan en la tabla XLI.

**TABLA XLI  
PERDIDAS ADMINISTRATIVAS DE LA  
MUESTRA**

<b>CIRCUITOS DE MUESTRA</b>	<b>USUARIOS CON ENERGIA NO MEDIDA</b>	<b>TOTAL ENERGIA (KWH/MES)</b>
RB B6 T2	4	240
RB B7 T5	1	72
RB B9 T12	6	354
RB P1 T16	10	624
RB P2 T17	5	336
RB P2 T20	3	180
RB P2 T21	12	1,184
RB P2 T22	8	642
RM B6 T26	0	0
RM B6 T29	1	70
RM B6 T32	0	0
RM B6 T33	4	624
RM B7 T35	4	1,454
RM P1 T44	7	1,017
RM P2 T45	9	1,798
RM P2 T46	1	72
RM P2 T48	8	2,092
RM P2 T52	1	280
RA B8 T53	1	600
C P2 T58	9	1,254
<b>TOTAL</b>	<b>94</b>	<b>12,893</b>

### a. Extrapolación de las pérdidas

La extrapolación de las pérdidas administrativas se las realiza de la siguiente manera:

- Obteniendo las pérdidas administrativas en la muestra así como la energía facturada, se determina el factor de consumo de energía.
- Con la energía facturada mensual de los abonados y el factor de consumo de energía se obtienen las pérdidas de energía administrativas en la ciudad de Milagro.

Las pérdidas de energía administrativas totales en la ciudad de Milagro presentan en la tabla XLII.

**TABLA XLII  
EXTRAPOLACIÓN DE PERDIDAS ADMINISTRATIVAS**

MUESTRA		TOTAL	EXTRAPOLACION
E. FACTURADA (KWH/MES)	FACTOR DE CONSUMO	E. FACTURADA (KWH/MES)	PERDIDAS (KWH/MES)
110,313.8	0.116875	2,660,085	310,897

### 3.7.4 Pérdidas no identificadas

#### 3.7.4.1 Cálculo de las pérdidas no identificadas

Para el cálculo de estas pérdidas es necesario una vez que se ha determinado la muestra, la instalación de un medidor totalizador, el cual estará colocado en los bushing del lado de baja tensión del transformador. Este medidor totalizador registrará el consumo total del circuito secundario. Adicionalmente se toma lectura cuando se



instala y cuando se retira el totalizador de todos los medidores que pertenecen a dicho circuito.

Las perdidas no identificadas se las obtiene mediante la siguiente formula:

$$PNI = CTCS - \sum CMI - PT - CL - PD - PR - PA$$

Donde:

CTCS :Consumo total circuito secundario.

$\sum CMI$  :Consumo de los medidores individuales.

PT :Perdidas técnicas del circuito.

CL :Consumo de las luminarias.

PD :Perdidas por descalibracion.

PR :Perdidas por robo.

PA :Perdidas administrativas.

Los medidores totalizadores estuvieron instalados durante una semana, pero como las perdidas que se van a obtener son mensuales, se ha extrapolado los datos obtenidos del medidor a un mes. En la tabla XLIII se muestran las perdidas no identificadas que se obtuvieron en la muestra.

**TABLA XLIII  
PERDIDAS POR CONEXIONES NO IDENTIFICADAS DE LA MUESTRA**

CIRCUITO	# ABON	KVA	ENERGIA (KWH/MES)							PERD. NO IDENTIFIC. (KWH/MES)
			TOTALIZ	USUARIOS	P. TECN	LUMIN.	DESCAL.	ROBO	ADMINIST	
RB B6 T2	36	25	5649	3319	52.12	1264.68	299.50	390	240	83.48
RB B7 T5	21	15	2994	1635	20.11	505.87	146.70	471	72	142.55
RB B9 T12	53	25	7614	4248	84.52	927.43	455.50	1469	354	75.39
RB P1 T16	49	15	5308	2977	61.43	843.12	212.10	461	624	129.46
RB P2 T17	27	25	3636	2287	33.11	674.50	10.60	155	336	139.84
RB P2 T20	30	25	3651	1962	31.25	927.49	60.50	366	180	123.45
RB P2 T21	43	50	6081	3357	56.40	927.43	206.90	230	1184	119.23
RB P2 T22	59	37.5	7421	4620	264.65	1264.68	199.50	285	642	145.51
RM B6 T26	23	37.5	3656	2529	32.28	357.21	407.20	224	0	106.48
RM B6 T29	29	50	5187	3990	59.94	732.14	283.30	0	70	51.35
RM B6 T32	23	25	5061	3219	28.31	168.62	38.70	1421	0	185.27
RM B6 T33	52	37.5	8373	6498	111.55	531.03	26.40	458	624	123.74
RM B7 T35	61	50	10412	6758	135.28	843.12	608.50	510	1454	103.09
RM P1 T44	100	50	15771	11753	285.21	1138.24	661.40	791	1017	125.17
RM P2 T45	91	50	18746	14918	618.31	252.94	390.50	693	1798	74.68
RM P2 T46	26	25	5083	2945	46.66	885.30	446.00	613	72	75.12
RM P2 T48	105	50	17912	13613	267.92	951.09	259.40	605	2092	124.52
RM P2 T52	56	37.5	11506	8805	105.14	714.99	345.50	1164	280	91.31
RA B8 T53	22	50	7911	6068	95.22	778.91	325.40	0	600	43.27
C P2 T58	100	50	15462	12092	177.18	894.57	188.90	552	1254	303.18

TOTAL	2,366.11
-------	----------

#### a. Extrapolación de las pérdidas

La extrapolación de las pérdidas de energía no identificadas se las realiza de la siguiente manera:

- Obteniendo las pérdidas de energía no identificadas en la muestra así como la energía facturada, se determina el factor de consumo de energía.
- Con la energía facturada mensual de los abonados y el factor de consumo de energía se obtienen las pérdidas de energía no identificadas en la ciudad de Milagro.

Las pérdidas de energía totales no identificadas presentan en la tabla XLIV.

**TABLA XLIV  
EXTRAPOLACIÓN DE PERDIDAS POR CONEXIONES NO IDENTIFICADAS**

MUESTRA		TOTAL	EXTRAPOLACION
E. FACTURADA (KWH/MES)	FACTOR DE CONSUMO	E. FACTURADA (KWH/MES)	PERDIDAS (KWH/MES)
110,313.8	0.021449	2,660,085	57,056.1

### 3.8 ANALISIS DE LAS PERDIDAS NO TÉCNICAS

De los cálculos realizados para la determinación de las pérdidas no técnicas, según el origen de las mismas, se muestran en la tabla XLV un resumen de dichas pérdidas.

**TABLA XLV  
RESUMEN DE PERDIDAS NO TÉCNICAS**

PERDIDAS NO TECNICAS	PERDIDAS ENERGIA	
	MWH/MES	PORCENTAJE
P. POR ERROR	20.82	0.56%
P. POR FRAUDE	113.56	3.03%
P. POR CONEXIONES CLANDESTINAS	89.58	2.39%
P. POR CONEXIONES ILEGALES	172.22	4.59%
P. NO IDENTIFICADAS	57.06	1.52%
P. ADMINISTRATIVAS	310.89	8.29%
<b>TOTAL</b>	<b>764.13</b>	<b>20.37%</b>

De la tabla se observa que se tiene un total de 764.13 MWH/MES de pérdida de energía, lo cual representa el 20.37% de la energía total disponible en la ciudad de Milagro para el mes de Noviembre de 1,999.

# **CAPITULO IV**

## **REDUCCIÓN Y CONTROL DE PERDIDA DE ENERGIA**

### **4.1 INTRODUCCION**

Al analizar las pérdidas en las empresas eléctricas, se establece que las pérdidas son el resultado de una serie de causas que las producen. Es decir reflejan otros problemas relacionados y que debidamente analizados deberían llevar a las verdaderas raíces de las deficiencias que se observan y por consiguiente a las verdaderas soluciones.

El problema de las pérdidas en toda empresa eléctrica tiene causas profundas que no pueden ser solucionadas con tratamientos puntuales. Por el contrario requieren de soluciones de fondo que ataquen las mismas causas y no se queden en lo superficial.

El solo entender que el porcentaje de pérdidas es un síntoma de la situación de la empresa, permite afrontar con mentalidad abierta la búsqueda de las verdaderas causas que las origina y su solución. Un bajo nivel de pérdidas es el elemento esencial para alcanzar buenos resultados respecto a los objetivos de atención al consumidor, desempeño económico financiero y eficiencia operacional. Al contrario de

las pérdidas técnicas, las pérdidas no técnicas son evitables y se pueden realizar reducciones apreciables en esta área realizando las inversiones necesarias de capital. La reducción de pérdidas es fundamentalmente materia de una buena administración.

## **4.2 BALANCE ENERGÉTICO**

En todo sistema eléctrico se realizan transferencias de energía en un periodo de tiempo, tanto internas al mismo sistema como con otros sistemas eléctricos. En un el balance energético se considera la energía disponible, la energía facturada y la energía de pérdidas a ese sistema en un periodo específico, en el caso de la ciudad de Milagro se ha considerado el mes de Noviembre de 1,999, que es el mes escogido para el caso de estudio.

### **4.2.1 Energía disponible**

La energía disponible es la energía que se tiene para dar servicio a los usuarios a través de las redes de distribución, y que para el mes de Noviembre en la ciudad de milagro fue de 3'750,337 KWH.

### **4.2.2 Energía facturada**

La energía facturada corresponde a la venta de la energía y se la contabiliza de acuerdo al tipo de abonado residencial, comercial, industrial, entidades fiscales etc. La energía facturada por la EEMCA durante el mes de Noviembre de 1999 se lo presenta en la tabla XLVI.

**TABLA XLVI  
ENERGÍA FACTURADA**

ABONADO	ENERGIA	
	KWH/MES	%
RESIDENCIAL	1,723,091	64.78
COMERCIAL	487,576	18.33
ENT. OFICIALES	14,533	0.55
INDUSTRIAL	18,222	0.69
A-S	7,595	0.29
B-P	21,492	0.81
APU	363,581	13.67
AC	23,995	0.90
<b>TOTAL</b>	<b>2,660,085</b>	<b>100</b>

#### 4.2.3 Energía de pérdidas

La energía de pérdidas esta determinada por las pérdidas técnicas y no técnicas correspondiente a los 579 circuitos secundarios en la ciudad de Milagro. Las pérdidas técnicas consideran las pérdidas en los transformadores de distribución, circuitos secundarios, acometidas y medidores.

Las pérdidas no técnicas consideran las pérdidas por: error, fraude, conexiones clandestinas, conexiones ilegales, no identificadas y administrativas. Las pérdidas de energía de la EEMCA durante el mes de Noviembre de 1999 obtenidas con la metodología anteriormente expuesta se la presenta en la tabla XLVII.

**TABLA XLVII**  
**PERDIDAS DE ENERGÍA EN BAJA TENSIÓN**

TIPO	ENERGIA	
	MWH/MES	%
<b>♦ PERDIDAS TECNICAS</b>	<b>115.30</b>	<b>13.11</b>
TRANSF. DE DISTRIBUCION	49.59	5.64
CIRCUITOS SECUNDARIOS	37.86	4.30
ACOMETIDAS	5.12	0.58
MEDIDORES	22.73	2.58
<b>♦ PERDIDAS NO TECNICAS</b>	<b>764.13</b>	<b>86.89</b>
POR ERROR	20.82	2.37
POR FRAUDE	113.56	12.91
POR CONEXIONES CLANDESTINAS	89.58	10.19
POR CONEXIONES ILEGALES	172.22	19.58
NO IDENTIFICADAS	57.06	6.49
ADMINISTRATIVAS	310.89	35.35
<b>TOTAL</b>	<b>879.43</b>	<b>100</b>

Un resumen de las pérdidas de la EEMCA en la ciudad de Milagro para el sistema de distribución secundaria se lo presenta en la tabla XLVIII.

**TABLA XLVIII**  
**RESUMEN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS**

ENERGIA DISPONIBLE:	3,750.33	MWH/MES
ENERGIA FACTURADA:	2,660.08	MWH/MES
BALANCE:	1,090.25	MWH/MES
% MENSUAL:	29.07	

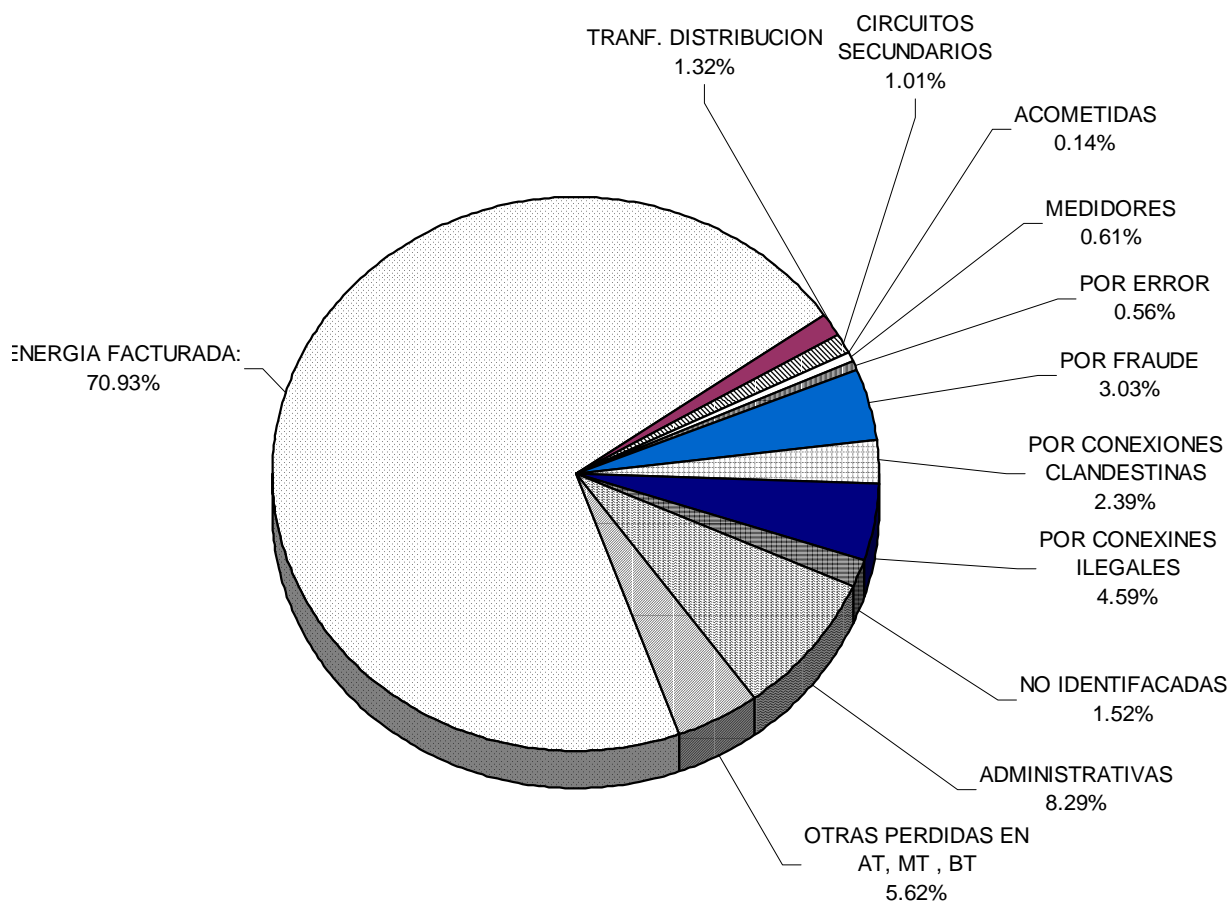
NIVEL	PERD. ENERGIA	
	MWH/MES	PORCENT.
<b>PERDIDAS TECNICAS</b>		
TRANF. DISTRIBUCION	49.59	1.32%
CIRCUITOS SECUNDARIOS	37.86	1.01%
ACOMETIDAS	5.12	0.14%
MEDIDORES	22.73	0.61%
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>115.30</b>	<b>3.07%</b>

<b>PERDIDAS NO TECNICAS</b>	<b>MWH/MES</b>	<b>PORCENT.</b>
POR ERROR	20.82	0.56%
POR FRAUDE	113.56	3.03%
POR CONEXIONES CLANDESTINAS	89.58	2.39%
POR CONEXIONES ILEGALES	172.22	4.59%
NO IDENTIFICADAS	57.06	1.52%
ADMINISTRATIVAS	310.89	8.29%
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>764.13</b>	<b>20.37%</b>

<b>TOTAL</b>	<b>879.43</b>	<b>23.45%</b>
--------------	---------------	---------------

En la figura 4.1. se presenta la distribución de pérdidas de energía técnicas y no técnicas en el sistema de distribución secundaria para la ciudad de Milagro.



**FIGURA 4.1. DISTRIBUCION DE PERDIDAS TECNICAS Y NO TECNICAS**



#### 4.2.4 Análisis de los resultados

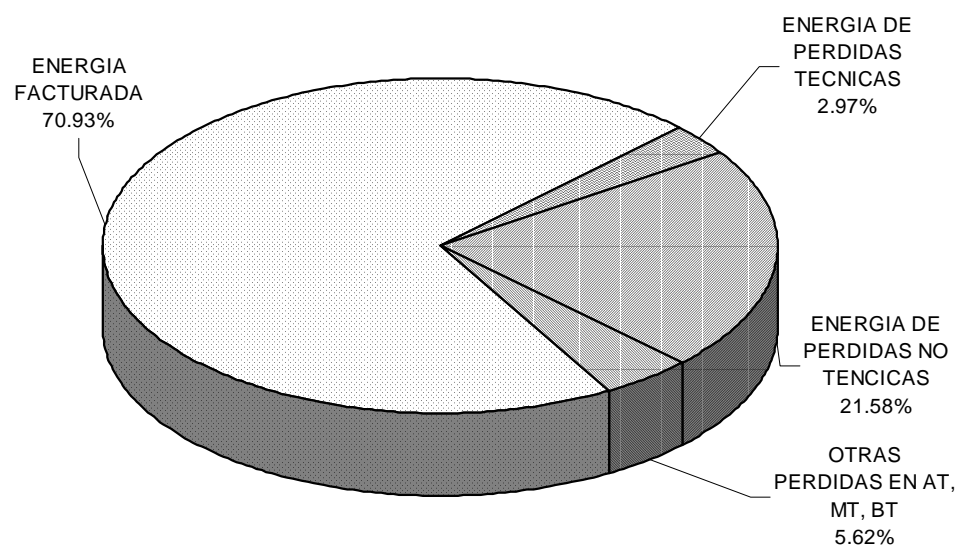
Para el análisis de los resultados consideramos lo siguiente:

- Los resultados del balance de energía de la EEMCA para la ciudad de Milagro durante el mes de Noviembre de 1999 y cuyo resumen presentamos en la tabla XLIX.

**TABLA XLIX  
RESULTADO DEL BALANCE DE ENERGÍA**

TIPO	ENERGIA	
	MWH/MES	%
ENERGIA DISPONIBLE	3,750.34	100
ENERGIA FACTURADA	2,660.09	70.93
ENERGIA DE PERDIDAS TECNICAS	115.30	3.07
ENERGIA DE PERDIDAS NO TENCICAS	764.13	20.37
OTRAS PERDIDAS EN AT, MT, BT.	210.82	5.62

En la figura 4.2. se presenta la distribución de los resultados del balance de energía.



**FIGURA 4.2. DISTRIBUCION DEL BALANCE DE ENERGIA**

- El análisis comparativo de las pérdidas de energía entre los resultados del balance de la energía y los calculados en la determinación de pérdidas técnicas y no técnicas, los mismos que los presentamos en la tabla L.

**TABLA L**  
**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA**

TIPO	PERDIDAS		VARIACION	
	MWH/MES	%	MWH/MES	%
BALANCE	1,090.25	29.07		
CALCULADO	879.43	23.45	210.82	5.62

La variación de energía que se tiene en este estudio (5.62%) se debe a que no se han considerado las pérdidas que se tienen en los alimentadores primarios, los transformadores que son de uso privado en los cuales están involucrados los abonados comerciales que no forman red secundaria. Según el calculo realizado en la determinación de las pérdidas de energía en el sistema de distribución secundario en la ciudad de Milagro es del 23.45% y el total de pérdidas en la ciudad es del 29.07%

A fin de reducir y controlar estos altos niveles de pérdidas, se elaborará un plan.

### **4.3 ESTRUCTURA DE UN PLAN DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS**

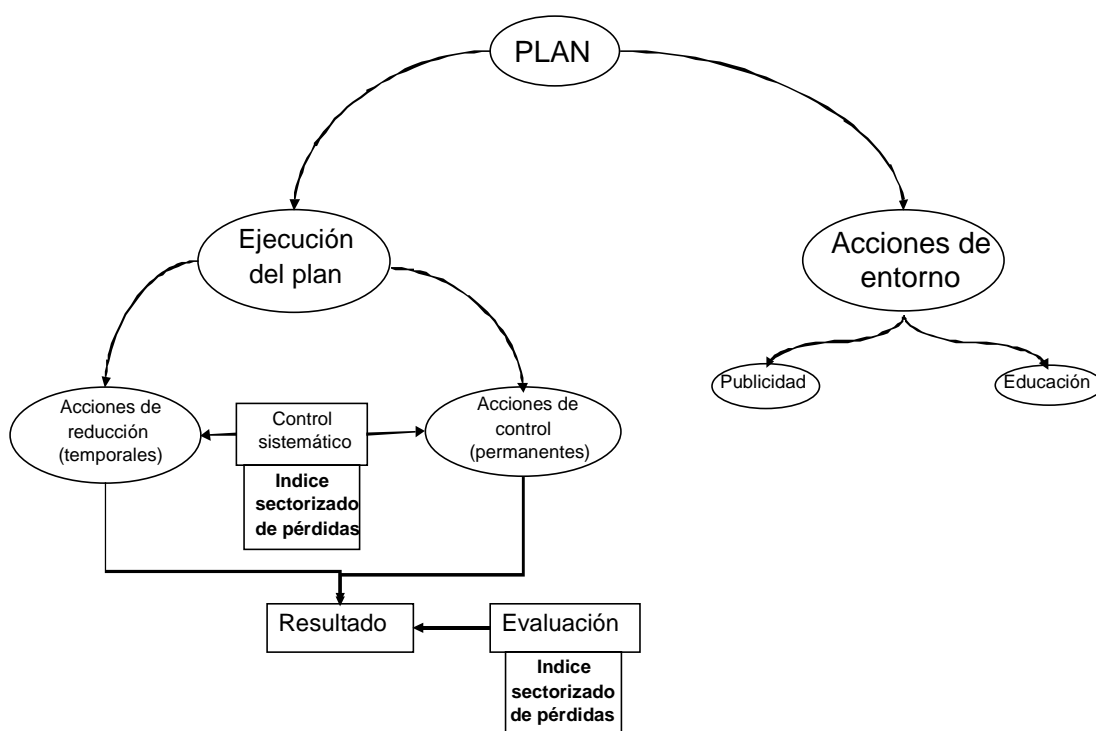
Todo plan que se vaya a realizar debe tener una secuencia lógica el mismo que comienza con el diagnóstico de la situación actual a fin de determinar los problemas existentes y sobre todo las causas que los producen, en otras palabras ir a la raíz de los males estableciendo así soluciones que sean realmente efectivas. Adicionalmente es necesario establecer un sistema de medición de la evolución del plan a fin de poder determinar la situación real y objetiva en cualquier momento con respecto a las metas establecidas, se requiere un control sistemático de la ejecución del plan puesto que el mismo debe ser verificado, así como también el cumplimiento de las responsabilidades encomendadas al personal relacionado con todas las labores que pueden incidir sobre las pérdidas.

Como es normal existen varios problemas de fondo que deben ser afrontados, claro que la solución requiere un tratamiento integral y para tal efecto se requiere de un esfuerzo integral en el ámbito de toda la empresa, entendido como una prioridad de la institución y que debe involucrar a todo el personal.

Las tareas involucradas tienen una perspectiva muy amplia, global y que aún supera los límites de cada empresa, tal es el caso que la información y educación a los clientes debe orientarse a toda el área de servicio y que las acciones para lograr el adecuado respaldo legal son de carácter sectorial.

Basándose en el análisis anterior, la estructura de un plan de pérdidas comprende dos áreas de acción: La ejecución misma del plan y las acciones de entorno.

En lo que se refiere a la ejecución del plan se pueden identificar dos grupos de actividades, el primer grupo se orienta hacia la reducción de pérdidas que, por principio, debería comprender actividades temporales, pues se entiende que un plan que espera el éxito en algún momento de su ejecución restringirá su acción únicamente al control de las pérdidas; que se trata del segundo grupo de actividades las mismas que tienen un carácter permanente. La estructura de estos dos grupos se la detalla en la figura 4.3.



**FIGURA 4.3. COMPONENTES DEL PLAN DE PÉRDIDAS**

Como se ilustra en la figura 4.3. ambos grupos deben sujetarse a un control sistemático y la base del mismo es el índice sectorizado de pérdidas. Solamente dicho índice permite conocer la situación de la evolución del plan en cualquier momento. Además los resultados que se obtengan al final de un periodo deben ser sometidos a una evaluación, la misma que se realiza con base en el mismo índice de pérdidas.

En efecto, como se señalo antes, el desarrollo de un plan o la ejecución de un proyecto requiere de un sistema de control. Dicho sistema de control requiere la definición de índices observables y medibles que reflejen el progreso que se realiza en la ejecución. La referida definición es un aspecto difícil que requiere mucha dedicación de los responsables del plan. Para este caso el índice debe ser desagregado en cuanto se refiere a la influencia de los diferentes subsistemas y componentes de cada uno. Además debe ser geográficamente distribuido para orientar las acciones del plan y su alcance.

A medida que el índice de pérdidas permite conocer de manera más desagregada las pérdidas resulta más útil para los propósitos de control y evaluación. Las pérdidas totales solo permiten vislumbrar la magnitud de los problemas internos a medida que crecen; sin embargo, no apuntan hacia donde están los posibles problemas que los ocasionan. Una vez que se divide el total, en pérdidas técnicas y no técnicas, se pueden conocer donde se presentan los mayores problemas, sí en la operación de las redes o en la administración de la empresa. Pero, si se clasifican las pérdidas técnicas por componente del sistema y se lo hace geográficamente, se puede señalar las áreas con mayores problemas y los componentes que requieren mayor atención.

Se debe destacar, que la posibilidad de mayor desagregación se logra solamente a través del análisis y estudio de la operación del sistema de distribución, particularmente, pues a pesar de ser donde se producen las pérdidas es el menos atendido en cuanto a la ingeniería que se invierte. Pero, es más importante acentuar, que dicho análisis sirve para mejorar la planificación, el diseño y la operación de la red, y no solo para obtener las pérdidas. Es decir, que la obtención de un índice sectorizado de pérdidas produce beneficios que van más allá del ámbito del plan de reducción y control, porque permite una mejora sustancial de la eficiencia del sistema de distribución, parte fundamental de las empresas de esta actividad, pero la ejecución del plan deberá ser complementada con acciones de entorno tales como publicidad y educación con las cuales se lograría una concientización por parte de las personas que cometen las infracciones que comúnmente se tienen.

Cuando se presentan para la misma red de distribución, tanto un plan de reducción de pérdidas técnicas como uno de pérdidas no técnicas, primero se deberá analizar este último y luego suponiendo que se han eliminado éstas, examinar el de reducción de pérdidas técnicas. Esto es necesario para evitar sobrestimar los beneficios de los proyectos de reducción de pérdidas técnicas, puesto que al reducirse las pérdidas no técnicas se reduce la carga y por lo tanto los niveles asociados de pérdidas técnicas.

El ejecutar los planes de reducción de pérdidas de energía conlleva a que la empresa y sus clientes obtengan una serie de beneficios los mismos que veremos a continuación.

#### **4.3.1 Beneficios en la reducción de pérdidas técnicas**

Los planes de reducción de pérdidas técnicas originan los siguientes beneficios:

1. La disminución en los requisitos de generación (o compra de energía así como de demanda potencia), lo que ahorra por lo tanto, recursos en la operación y expansión;
2. Al mejorar y ampliar la capacidad de los equipos se mejora su confiabilidad, reduciendo las fallas en los sistemas, y por lo tanto, los perjuicios para los usuarios;
3. Disminución por ahorro ya que si la gente paga no desperdicia tanto, para conectar a nuevos usuarios que antes no se podían suministrar;
4. La rehabilitación de los sistemas puede reducir los gastos de mantenimiento y reparaciones de emergencia, sobre todos en sistemas muy viejos; y,
5. Finalmente, la disminución de costos se traduce en el largo plazo en tarifas más bajas, las que permiten una mayor demanda. Cabe destacar, que varios de los efectos anteriores tienen un beneficio financiero importante para la empresa eléctrica, ya sea reduciendo sus costos y/o aumentando sus ingresos por venta.

En suma, un plan de reducción de pérdidas técnicas puede evitar durante parte (no necesariamente todo el tiempo) de su existencia, alguno o todos los efectos siguientes:

- Mayor nivel de pérdidas;
- Deterioro en la confiabilidad;
- Déficit en el suministro
- Aumento en los costos de operación; y,

- Tarifas innecesariamente altas.

La evaluación y reducción de las pérdidas debe ser una preocupación permanente de las áreas de Planificación y Comercialización de las empresas, ya que su contabilización depende de una buena base de datos(catastro) y la reducción implica acciones tanto a corto, mediano y largo plazo.

#### **4.3.2 Beneficios en la reducción de perdidas no técnicas**

La rentabilidad de las Empresas Eléctricas se logra facturando y cobrando la energía que se distribuye, siendo por ello importante que las mismas cuenten con planes de acción que faciliten la integración de todas sus Unidades Técnico – Administrativas en función de reducir la energía dejada de facturar.

En general los proyectos de reducción de pérdidas no técnicas tienen por objetivo reducir el fraude y el hurto de la energía, mediante la regularización de usuarios, sustitución e instalación de equipos (redes, acometidas y medidores) y la implementación de nuevos sistemas de lecturas, facturación, cobranza y control. Ello origina los siguientes beneficios:

1. Ahorro en los recursos de generación (o compra) de la energía consumida gratis y que no habrá necesidad de producir, por ello la empresa obtiene un beneficio financiero importante ya que recibe un ingreso por la venta de energía que antes no facturaba.
2. Aumento en la demanda de los usuarios existentes por efecto de una disminución en las tarifas. En efecto la



reducción de costos permite que los usuarios regulares se beneficien al desaparecer el subsidio cruzado que otorgaban, ya sea mediante las tarifas vigentes (y/o facturas) o por el aumento de los costos operativos. Esto permite que la empresa se mantenga al día en sus inversiones y labores de mantenimiento necesarias, reduciendo sus costos unitarios, accidentes y las tarifas en relación con su situación actual.

#### **4.4 PLAN PARA REDUCIR LAS PERDIDAS**

De acuerdo a lo establecido en la estructura de un plan de reducción y control de pérdidas se propone el siguiente plan para la reducción y control de las pérdidas de energía.

##### **4.4.1 Plan para reducir las pérdidas no técnicas**

En la ciudad de Milagro se tiene el 20.37% de pérdidas no técnicas el cual es elevado. La estrategia principal de este plan es la identificación del problema con todo el personal y la orientación al desarrollo de las actividades proactivas en forma corporativa, que debe complementarse con la ejecución paralela de concientización y cambio en la mentalidad de la población de no obtener energía eléctrica mediante el hurto de la misma.

Los objetivos principales de manera general son los siguientes:

- Lograr una medición correcta y confiable de energía distribuida;

- Lograr una correcta medición de la energía vendida a clientes finales;
- Prevenir la sustracción de energía;
- Hacer conciencia en el personal que el trabajo corporativo es el único medio para un control efectivo de las pérdidas de energía comerciales;
- Lograr un aprovisionamiento de recursos justo a tiempo;
- Obtener procesos de gestión técnico comerciales tendientes a cero defectos;
- Contar con un sistema de información de gestión eficiente; y,
- Ejecutar acciones legales para aplicación de penalidades a infractores.

Todos estos objetivos fundamentales traerá como resultado lo siguiente:

- Reducir las pérdidas de electricidad;
- Reducir las cuentas por cobrar;
- Mejorar la calidad del producto;
- Mejorar la calidad de servicio;
- Mejorar la percepción de los clientes sobre la empresa; e,
- Implantar procesos orientados a las necesidades del cliente.

Este plan se realizara en tres etapas principales de la siguiente manera:

## **a. Plan de reducción a corto plazo**

### **• Reducción de pérdidas administrativas**

Para reducir las pérdidas no técnicas se empezaran por las administrativas, debido a que para ello no se requiere de una gran inversión o gasto. Las pérdidas administrativas están relacionadas con los departamentos de facturación e informática; el primero a través de la normalización de los medidores sobrantes, sincerización de promedios de consumos y normalización de tarifas, el segundo encargado de que los programas que requieren cada una de las áreas funcionen de una manera eficiente.

Como el departamento de facturación esta encargado de la toma de lectura, y si este logra que los lectores reporten las principales causales de pérdidas de energía, se lograría la mayor recuperación de pérdidas en la empresa, esto se debe a que mensualmente dicho personal visita las instalaciones y aprovechar la lectura para identificar causales de pérdidas. Así mismo dichos reportes de los lectores deben ser atendidos inmediatamente por el departamento responsable de recuperación de pérdidas, para que estos mismos se den cuenta en la siguiente lectura de que sus reportes son atendidos y tenidos en cuenta.

Además se deben evitar los consumos estimados, que son provocados por la empresa por la no toma de lectura.

Depurar el catastro de medidores, con lo cual la toma de lectura se la realizara de manera planificada, ya sean estas por manzanas o por calles, esto disminuirá en gran manera la cantidad de reclamos existentes, los mismos que en su mayoría se deben por la no toma de lectura.

Revisar de manera minuciosa el programa de transferencia de abonados, debido a que existen abonados que siendo una vez ingresados sus datos, no le emiten las facturas respectivas por años, con lo cual la empresa distribuidora pierde mensualmente por la no facturación de estos.

#### **b. Plan de reducción de perdidas a mediano plazo**

- **Reducción de perdidas por conexiones ilegales, fraude y conexiones clandestinas en las zonas no marginales**

Tanto las perdidas por conexiones ilegales, fraude y conexiones clandestinas se las establecerá mediante una revisión completa de los abonados que se encuentran en las zonas no marginales, lo cual se realizara tomando como referencia rutas preestablecidas

Esta revisión consistirá en lo siguiente:

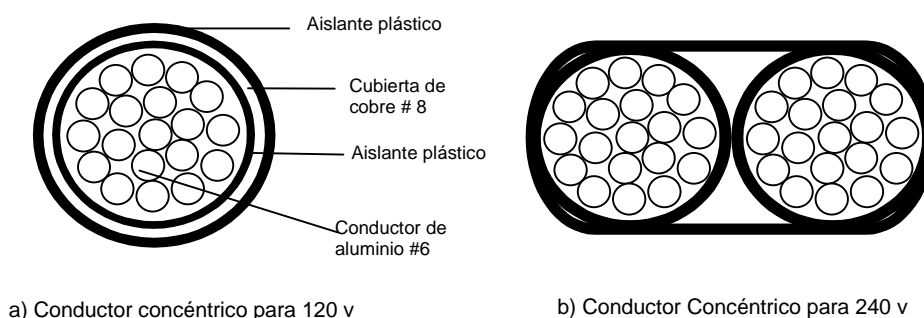
- Si un usuario se encuentra directo se le instalara un medidor y su acometida inmediatamente. Se requerirá tanto de una actitud diplomática así como de la fuerza publica en ciertos casos como ultima instancia.

- Si un medidor no tiene señales de haber sido violentado los sellos de seguridad de la tapa de vidrio se procede a revisar la bornera del mismo, la cual se la volverá a sellar notificando las novedades existentes.
- Si el medidor se encuentra en malas condiciones y a simple vista se determina que requiere un cambio, se lo dejara con un indicativo para su posterior cambio, el mismo que consistirá en un sello de color diferente, esto siempre y cuando el usuario sea de bajo consumo. Si el usuario tiene consumos relativamente altos (mayor a 350 Kwh/mes), se cambiara el medidor inmediatamente. o se firmara un convenio de consumo de acuerdo al censo de carga realizado al usuario.
- Se deberá contar con un contrastador móvil, con el objetivo de corregir (calibrar) en el sitio aquellos medidores que son susceptibles a esto. Pero aquellos cuyo arreglo requiere necesariamente de una mesa trabajo serán llevados a laboratorio de la empresa para su calibración respectiva.
- La reposición de los medidores se lo hará con el mismo personal que lo retiro, preferentemente en las primeras horas de la mañana siguiente, de esta forma se evitara perder el control de los medidores sacados. Estos medidores serán instalados en cajas antihurto, con el objetivo de evitar que sean intervenidos nuevamente. Una vez instalado el equipo de medición en su caja, la misma que llevara un tornillo de seguridad en la cual se debe incluir un sello de plástico, difícil de violar, numerado sobre relieve (esto es básico por su

adulteración) y la sigla de la empresa también sobre relieve que permita un control inmediato sobre sus clientes, ya que el número de sello debe ser llevado en la computadora con el historial del cliente. Esto permite que cada cliente tenga un registro aparte del número y serial del medidor, un número de sello puesto en la caja, el que permitirá saber cuando se produce el cambio del mismo ya que inmediatamente debe ser reportado.

- Una vez seguro de que no existirán pérdidas por fraude en los medidores, se evitara que estos busquen otra forma de perjudicar a la empresa, ya sea por medio de la alteración de la acometida, para lo cual se instalara un cable concéntrico también llamado antihurto, el cual no permitirá un fácil acceso a la línea de corriente, lo mismo se realizara en el caso de encontrarse primero una conexión clandestina, es decir también se la instalara una caja antihurto.

A continuación en la figura 4.4. se muestra como esta constituido este conductor antihurto.



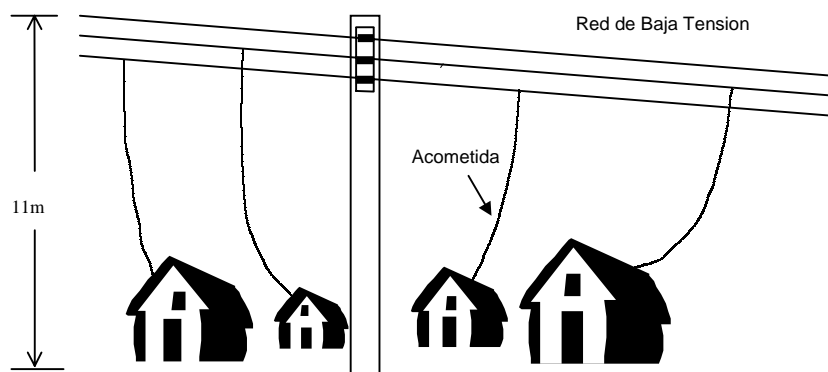
**FIGURA 4.4. CONDUCTOR ANTIHURTO**

### **c. Plan de reducción de pérdidas a largo plazo**

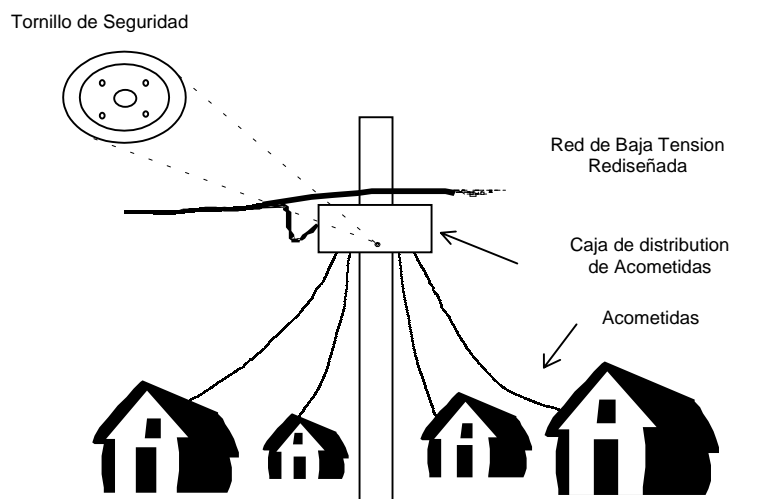
- **Reducción de pérdidas por conexiones ilegales**

En este tipo de pérdidas se presentan tanto los colgados de la red como el puenteo de los terminales de la base socket, y se deben tanto al nivel de pobreza de las personas como a la falta de atención en forma inmediata al requerimiento de instalación del nuevo servicio. Para reducir este tipo de pérdidas es necesario la utilización de nuevas tecnologías.

La gran parte las conexiones ilegales se encuentran radicadas en las zonas marginales, en las cuales existen construidas redes de distribución con conductores desnudos, pero debido a la vulnerabilidad de estas, es necesario realizar algunas modificaciones. Una de estas modificaciones consiste en rediseñar la red, la misma que se cambia por un conductor Triplex # 3 x 2 ACSR, lo cual evitara que se conecten en los vanos. Adicionalmente se eliminaran los rack (puntos de conexión de acometidas), los que serán sustituidos por una caja de derivación de acometidas. En la figura 4.5. se presenta una vista de la red de baja tensión con conexiones ilegales y en la figura 4.6. las modificaciones realizadas, las conexiones irregulares eliminadas y la caja de derivación de acometidas instaladas.



**FIGURA 4.5. RED DE BAJA TENSION CON CONEXIONES ILEGALES**



**FIGURA 4.6. REDISEÑO DE LA RED DE BAJA TENSION**

Las ventajas de las modificaciones realizadas son las siguientes:

- Reduce las pérdidas negras de energía eléctrica.
- Aumenta la captación de clientes.
- Reduce las averías provocadas por conexiones ilegales.
- Mejora la calidad de servicio a los clientes legales.
- Mejora la imagen de la empresa.



Debido al elevado costo que tiene actualmente un medidor, el mismo que para un servicio de bajas condiciones económicas es imposible de pagar, mas aun si consumos son pequeños, proponemos otro sistema de venta de energía. Este sistema se utilizara para la instalación de acometidas a clientes de escasos recursos económicos y consiste en la instalación de una caja metálica pequeña, la que permite en su interior instalar un breakers de diferente capacidad (4,5,6,7,8,9,10 amperios). Esta se la instalará con las debidas seguridades del caso para evitar su manipuleo y el breakers se lo dimensionara de acuerdo al censo de carga previamente realizado en la inspección. Cabe indicar que para evitar las conexiones clandestinas se instalarán a todos los usuarios el conductor antifraude, con lo se evitará que vuelvan a cometer algún tipo de infracción.

Si luego de la instalación de este servicio, el usuario aumenta su carga, el breakers operara, lo que significara que el usuario tendrá que pagar un costo adicional por la nueva carga. Este sistema de venta de energía permite a la empresa disminuir la inversión que se vaya a realizar debido a que el costo promedio de cada caja con su respectivo breakers en comparación con el costo del medidor es muy inferior.

Como la venta de energía es un “negocio” para las empresas comercializadoras de energía, se debe cumplir

con un objetivo social que no se puede dejar de lado y obviamente el principal que es la venta de energía, por lo que se mantendría este sistema hasta que el cliente sea razonablemente un negocio

En el caso de las conexiones ilegales en las zonas no marginales es necesario que la empresa tenga en stock medidores, los mismos que se recomiendan tengan las siguientes características técnicas:

- 60 Hertz
- Relojería metálica
- Suspensión magnética
- Lectura ciclométrica
- Tapa de vidrio

Los medidores a instalarse serán preferentemente de la marca General Electric, Shlumberguer o Nansen debido a la buena experiencia que ha tenido la empresa con estos.

Las cajas de derivación de acometidas y las cajas de protección de los medidores están constituidas en dos partes: la base y la tapa. Estas dos partes están hechas en acero embutido con lo cual se evitará utilizar cualquier tipo de soldadura y así no se daría lugar a la corrosión. En la parte inferior central lleva un tubo en el cual se aloja un perno de seguridad en bronce el mismo que tiene una perforación que atraviesa el tubo y el perno para poner un sello de seguridad y control. El perímetro de las tapas lleva una pestaña la cual permite el cierre

hermético con la base de una manera fácil y rápida, toda la conformación del exterior está diseñado en curvas y no en ángulos rectos para que el agua escurra libremente ya que son para uso en intemperie.

Una vez que la empresa implemente este plan, tendrá que darle una continuidad al mismo, y realizar los muestreos respectivos para verificar las condiciones en las que se encuentran tanto las acometidas como los equipos de medición.

#### **4.4.2 Plan para reducir las pérdidas técnicas**

En el sistema de distribución secundaria de la ciudad de Milagro se tiene 3.07% de pérdidas técnicas según los cálculos realizados anteriormente este valor es aceptable. El manejo de las pérdidas eléctricas es un problema de concepción debido al dinamismo del sistema eléctrico, significando esto la operación y modificación de los mismos como respuesta a reclamos por parte del suscriptor, condiciones de carga de sectores, baja calidad de servicio, presupuesto de inversión limitado, entre otros. Estas decisiones sobre el sistema eléctrico en baja tensión se toman a diario bajo la presión de la solicitud y la cantidad que son recibidas por parte de la oficina de atención a reclamos. Esta situación a conllevado a que no se consideren criterios técnicos de reducción de pérdidas al momento de operar o modificar el sistema.

Ante esta situación se ha optado por diseñar el siguiente plan a fin de reducir y controlar las pérdidas técnicas, el mismo que a continuación se expone.

- Rotación de transformadores;
- Cambio de conductor; y
- División de sectores.

Cada una de estas actividades implica la optimización de los recursos existentes y el diferimiento de inversión, a continuación analizaremos cada uno de estos puntos.

#### a. Rotación de transformadores.

Los transformadores de distribución pueden hasta duplicar su porcentaje de pérdidas si operan con cargas muy bajas (por las pérdidas en vacío) o muy altas (pérdidas combinadas de vacío y de carga). La rotación de transformadores permite reubicar los transformadores subutilizados o sobreutilizados a fin de que trabajen dentro de la curva “U” de eficiencia de transformadores tal como se muestra en la figura 4.7.

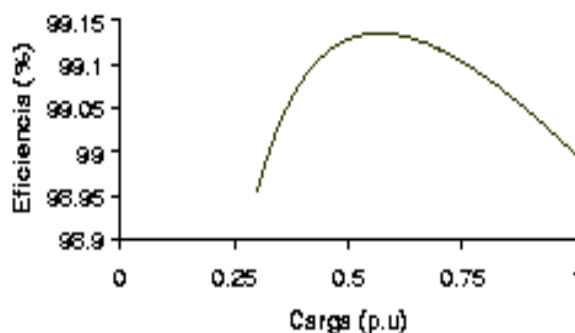


FIGURA 4.7. EFICIENCIA TÍPICA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Esta curva define que la eficiencia en un transformador es máxima cuando la utilización de su capacidad nominal está entre un 50% y 70%, esto es, que el transformador es menos eficiente si se carga a menos de la mitad de su capacidad o más allá del 70% de su capacidad nominal.

Para tal efecto se deberán realizar mediciones en los transformadores de distribución a fin de determinar el factor de utilización y proceder a rotarlos en caso de ser necesario.

#### **b. Cambio de conductor**

Al realizar el cambio de conductor se varía la resistencia, por lo tanto se tendría una disminución de pérdidas por efecto joule, debe tomarse en cuenta que para este caso la máxima carga del conductor no debe superar los  $\frac{2}{3}$  de su capacidad nominal, de no ser así y se opta por cambiar el conductor sería una inversión injustificada. Antes de realizar dicho cambio se debe determinar si el conductor de la red está sobrecargado, para ello se considera la energía que se consume en la red determinando con esto la corriente que se tiene para máxima demanda con lo cual se determina si es mayor o no a los  $\frac{2}{3}$  de la capacidad nominal del conductor de la red a fin de realizar el cambio de conductor en caso de ser necesario. Pasado los  $\frac{2}{3}$  de la capacidad nominal no es que el conductor no conduce si no que sobre él existirá una sobrecarga que puede dejar sin servicio a los usuarios y esta sobrecarga produce un exceso de pérdidas, tal sobrecarga si pasa del 120% de la capacidad nominal hará el conductor con el tiempo se dañe. Para evitar ello se

debe decidir que si el conductor esta muy sobrecargado proceder a cambiarlo o en su defecto transferir abonados a otro circuito para aliviar la carga o dividir ese circuito.

**c. División de sectores.**

A través de la división de sectores se busca localizar el centro de carga a fin de evitar distribuir la energía mas allá de la distancia donde las pérdidas eléctricas se incrementan debido a la longitud recorrida por la corriente. Para tal efecto se procede a realizar los levantamientos de los circuitos secundarios y en cada poste se incluye la suma de los consumos promedios mensuales de los abonados conectados a dicho poste, con ello se logra determinar en que poste debe estar ubicado el transformador a fin de tener los consumos lo mas equilibrado posible.

#### **4.5 CUANTIFICACION DE PERDIDAS COMO RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LOS PLANES DE REDUCCION**

Una vez establecidos los planes para reducir y controlar las pérdidas de energía en el sistema de distribución secundaria se los proceden a evaluar, lo cual consiste en cuantificar los ahorros de energía y los beneficios económicos que la empresa obtendría por la aplicación de estos planes.

#### **4.5.1 Cuantificación de pérdidas no técnicas.**

La cuantificación de las pérdidas no técnicas consiste en determinar en cuanto se reducirían las pérdidas mediante la implantación del plan y para ello se realiza el siguiente análisis costo – beneficio.

##### **◆ Análisis costo – beneficio del plan de reducción de pérdidas no técnicas**

Las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la ineficiencia del sector eléctrico la misma que se traslada a los costos y por lo tanto a la tarifa que pagan los usuarios. El CONELEC debido al elevado índice de perdidas que presentaron las empresas eléctricas de distribución en el año 1,999, emitió una resolución donde se aprobó un factor de perdidas no técnicas para cada una de las empresas distribuidoras. De ahí que únicamente se reconocerá el 50% de tales perdidas, caso contrario se ocasionaría una elevación de costos que repercutirá en los precios a los consumidores finales.

Motivo por el cual tiene importancia la implantación de este plan para esto la empresa necesita realizar una inversión, la misma que se vera recuperada por los diversos ingresos que va tener ésta. Estos ingresos se deben por la energía que se facturara tanto a los nuevos usuarios como aquellos que estuvieron cometiendo algún tipo de infracción, así como también por los depósitos de medidor (en casos en los cuales se instale un medidor) y demás materiales, equipos utilizados.

Para este análisis se tomara como base el costo del Kilovatio-hora exigido por el Conelec a la Empresa Eléctrica Milagro para el mes de Julio del año dos mil, el mismo que tiene un valor promedio equivalente a 0.04 dólares, y para el caso de materiales se tomará como referencia un valor promedio del precio en el mercado. Se debe indicar que la empresa aun subsidia los materiales y equipos tales como dúplex, triplex, medidores, etc.

### **1. Corto plazo**

Este plan consiste especialmente en la depuración de los programas informáticos que tiene la empresa en el área comercial, lo cual solo necesita la inversión en la contratación de un profesional en informática. También en la organización en la documentación e ingreso de los datos por parte del personal de oficina, sino más bien trabajar en una forma organizada en lo que se refiere a manejo de información por parte de los digitadores y un programa informático más eficiente. Se estima que si las condiciones no son el cien por ciento favorable tales como espacio físico, herramientas computacionales etc, no se reducirán las perdidas en su totalidad, razón por la cual se considera que a primera instancia se logrará reducirlas en un 60%.

### **2. Mediano plazo**

#### **♦ Conexiones ilegales en las zonas no marginales**

Como las conexiones ilegales no solamente se encuentran en las zonas marginales sino también en



todos los estratos, se eliminaran éstos instalando medidores. Las conexiones ilegales de la muestra en los abonados con consumo medio, alto y comercial representan el 5.11% y tomando en cuenta que existen 14,936 abonados medios, altos y comerciales se estima que existen un total de 764 abonados con conexiones ilegales. La empresa por concepto de este nuevo servicio con consumos elevados tendrán ingresos de 31.94 dólares los mismos que se desglosan en la tabla LI. Cabe indicar que se ha considerado una longitud promedio de 12 mt. la que se obtuvo en base a los datos de los abonados de la muestra.

**TABLA LI**  
**INGRESO POR CONCEPTO DE UN NUEVO SERVICIO EN LA ZONA NO MARGINAL**

<b>Ingresos</b>	<b>Costo (US\$)</b>
Derecho de instalación	1.82
Garantía por buen consumo	3.64
C. por buen uso de energía	22.76
Costo total por concepto de acometida (0.31 US\$/ US\$/mt)	3.72
<b>Total</b>	<b>31.94</b>

Aproximadamente existen 764 abonados con conexiones ilegales en la zona no marginal con un consumo considerable, por los que la empresa tendría un ingreso total de 24,402.16 dólares correspondiente a los nuevos servicios

La inversión bruta que la empresa tendrá que realizar es de aproximadamente 50,000 dólares los que se presenta en la tabla LII.

**TABLA LII  
INVERSIÓN BRUTA EN LA ZONA NO MARGINAL**

	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Promedio (US\$)</b>	<b>Total (US\$)</b>
Medidores	764	55	42,020.00
Acometida (mt)	9,168	0.88	8,067.84
<b>Total de la inversión</b>			<b>50,087.84</b>

La energía que se aspira incorporar a la facturación se presenta en la tabla LIII, la cual será de aproximadamente 92,444 Kwh/mes lo cual representa 3,697.76 dólares mensuales.

**TABLA LIII  
INGRESOS POR FACTURACIÓN DE LOS NUEVOS SERVICIOS EN LA ZONA NO MARGINAL**

Usuarios ilegales	764
Energía no medida por usuario (promedio)	121
Energía mensual a recuperar (kwh/mes)	92,444
Dólares recuperados en facturación mensual	3,697.76

Cabe indicar que el promedio de energía no medida proviene de la energía no medida a los usuarios de acuerdo

a un censo de carga realizado en las inspecciones. La inversión neta que tendrá que realizar la empresa se presenta en la tabla LIV.

**TABLA LIV**  
**INVERSIÓN NETA POR CONCEPTO DE ELIMINACIÓN DE LAS**  
**CONEXIONES ILEGALES EN LAS ZONAS NO MARGINALES**

Inversión bruta (US\$)	50,087.84
Ingresos por concepto de nuevos servicios (US\$)	24,402.16
<b>Inversión neta</b>	<b>25,685.68</b>

♦ **Fraude y conexiones clandestinas**

De la muestra realizada a los abonados de los circuitos medios, altos y comerciales se detecto que el 6.98% cometen fraude en los medidores (intervenidos), con lo cual se estima existen 1,042 abonados correspondientes a estos estratos que tienen intervenido el medidor.

Por experiencia se considera que en el 40% de los medidores intervenidos sus daños son irreparables, motivo por el cual 417 usuarios tendrán que pagar el deposito por un nuevo medidor el mismo que tiene un valor subsidiado de 25 dólares. En esta misma muestra se tiene que el 2.67% de los abonados tienen conexiones clandestinas lo cual indica que 399 abonados en estos estratos tienen este tipo de infracción. Para las conexiones clandestinas se ha considerado una longitud

promedio de 12mt por acometida y un costo de acometida antifraude de 0.40 dólares, por lo tanto los ingresos que tendrá la empresa por concepto de cambio de medidores y adquisición de acometidas, tomando en cuenta que no solo se cambiara la acometida a los que tiene conexiones clandestinas sino también a los que cometen fraude en los medidores es de 17,341.80 dólares. La empresa necesita realizar una inversión bruta de 74,811 dólares la que se presenta en la tabla LV.

**TABLA LV**  
**INVERSIÓN BRUTA POR CONCEPTO DE LA ELIMINACIÓN DE CONEXIONES CLANDESTINAS Y FRAUDE EN LOS MEDIDORES**

	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Promedio (US\$)</b>	<b>Total (US\$)</b>
Cajas de protección de medidores	1,441	24	34,584.00
Medidor	417	55	22,935.00
Acometida antifraude (mt)	17,292	1	17,292.00
<b>Total de la inversión</b>			<b>74,811.00</b>

La energía que se aspira incorporar a la facturación se presenta en la tabla LVI, la cual será de aproximadamente 134,076 Kwh/mes lo cual representa 5,363 dólares.

**TABLA LVI**  
**INGRESOS POR ENERGÍA NO MEDIDA EN LOS ABONADOS CON**  
**CONEXIONES CLANDESTINAS Y FRAUDE EN LOS MEDIDORES**

Usuarios con fraude	1,042
Energía no medida por usuario (promedio)	72
Energía mensual a recuperar (kwh/mes)	75,024
Usuarios con conexión clandestinas	399
Energía no medida por usuario (promedio)	148
Energía mensual a recuperar (kwh/mes)	59,052
Total energía mensual a recuperar (kwh/mes)	134,076
Dólares recuperados en facturación mensual	5,363

La inversión neta que tendrá que realizar la empresa se presenta en la tabla LVII.

**TABLA LVII**  
**INVERSIÓN NETA POR CONCEPTO DE ELIMINACIÓN DE CONEXIONES**  
**CLANDESTINAS Y FRAUDE EN LOS MEDIDORES**

Inversión bruta (US\$)	74,811.00
Ingresos por c. de medidores y adquisición de acometida (US\$)	17,341.80
<b>Inversión neta</b>	<b>57,469.20</b>

### 3. Largo Plazo

- ◆ **Rediseño de redes secundarias en las zonas marginales.**

Debido a la gran inversión que requiere el rediseño de redes secundarias y a los pocos ingresos que se van a obtener por consumo de estos abonados, esto se lo realizara a largo plazo, tomando en cuenta que es más

beneficioso para la empresa tenerlos como abonados registrados en su catastro y no como ilegales, ya que con esto se legalizaran a estos usuarios. Con el rediseño de la red secundaria en los sectores marginales se eliminaran las conexiones ilegales, las conexiones clandestinas y las no identificadas.

De la muestra tomada para perdidas no técnicas se tiene que el valor de pérdidas promedio de energía es de 22.85% y por tanto en estos circuitos secundarios de muestra el 50% de los mismos tienen un índice de pérdidas superior a este valor promedio, y como se tienen 217 circuitos secundarios de consumo bajo se tendrían que rediseñar 109 circuitos secundarios. Por cada circuito secundario se tendría que invertir 2,181.74 dólares por cada circuito, el mismo que en forma detallada se presenta en la tabla LVIII.

**TABLA LVIII  
INVERSIÓN BRUTA A REALIZARSE EN LA REMODELACION DE LA RED  
SECUNDARIA**

	<b>Cantidad Total</b>	<b>Costo Unitario (US\$)</b>	<b>Total (US\$)</b>
Long. Promedio de circuito secundario (Triplex 3 x 2 ACSR. mt)	412	1.56	642.72
Prom. De cajas derivación de acometida	12	42.56	510.72
Caja porta breakers	40	4.50	180.00
Breakers (1 – 40 A)	40	2.99	119.60
Acometida antifraude 1x 6 AL + 1 x 8 CU (mt)	520	1.36	704.70
Abrazadera simple 6 ½	12	2.00	24.00
<b>Total de la inversión</b>			<b>2,181.74</b>

Por lo tanto la inversión total en los 109 circuitos es de 237,810.10 dólares. Una vez rediseñado el circuito secundario la empresa tendrá que comercializar a los usuarios ilegales, en cuyo caso por cada uno de estos se tendría un ingreso de 18.15 dólares los mismos que se desglosan en la tabla LIX.

**TABLA LIX**  
**INGRESO POR CONCEPTO DE UN NUEVO SERVICIO EN LA ZONA MARGINAL**

<b>Concepto</b>	<b>Costo (US\$)</b>
Derecho de instalación	1.82
Garantía por buen consumo	3.64
C. por buen uso de energía	7.49
C. total por concepto de acometida antifraude (0.40 US\$/mt)	5.20
<b>Total de ingresos</b>	<b>18.15</b>

Cabe indicar que de estos circuitos secundarios ( zona marginal) se ha considerado una longitud promedio de 13mt por acometida basándose y un promedio de 40 abonados por circuito por lo que se tendría un total de 4,360 abonados en los 109 circuitos a rediseñar.

De la muestra de abonados en los circuitos bajos se determino que el 16.21% corresponden a usuarios ilegales, el 9.45% a usuarios clandestinos y el 6.08% a usuarios con fraude lo que nos daría un total estimado de 707 ilegales, 412 clandestinos y 265 abonados cometiendo fraude. Los ingresos por concepto de los

nuevos servicios son de 12,832.05 dólares, y por el resto de abonados esto es 3,653 un ingreso de 18,995.60 dólares por concepto de cambio de acometidas. La energía que para reducción de pérdidas se aspira incorporar a la facturación se presenta en la tabla LX la cual será de aproximadamente 90,704 Kwh/mes lo representa a la empresa 3,628.16 dólares.

**TABLA LX**  
**INGRESOS POR FACTURACIÓN A USUARIOS DIRECTOS EN LAS ZONAS MARGINALES**

Usuarios ilegales	707
Energía no medida por usuario (promedio)	72
Reducción promedio mensual (kwh/mes)	50,904
Usuarios con conexiones clandestinas	412
Energía no medida por usuario (promedio)	40
Reducción promedio mensual (kwh/mes)	16,480
Usuarios con fraude	265
Energía no medida por usuario (promedio)	88
Reducción promedio mensual (kwh/mes)	23,320
Total reducción mensual (kwh/mes)	90,704
Dólares recuperados en facturación mensual	3,628.16

En la tabla LXI se presenta la inversión neta tendrá que realizar la empresa por la implementación de este plan a largo plazo.



**TABLA LXI**  
**INVERSIÓN NETA POR CONCEPTO DE REDISEÑO DE REDES**  
**SECUNDARIAS EN LAS ZONAS MARGINALES**

Inversión bruta (US\$)	237,810.10
Ingresos por concepto de nuevos servicios (US\$)	12,832.05
Ingresos por cambio de acometidas (Sin ilegales-US\$)	18,995.60
<b>Inversión neta</b>	<b>205,892.45</b>

#### 4.5.2 Cuantificación de pérdidas técnicas

##### a. Rotación de transformadores

De las mediciones realizadas a los 20 transformadores para el día de máxima demanda en la semana tenemos sus factores de utilización según se lo muestra en la tabla LXII.

**TABLA LXII**  
**FACTORES DE UTILIZACIÓN**

<b>TRANSFORMADOR</b>	<b>CAPACIDAD (KVA)</b>	<b>F.U.</b>
T1	15	0.792
T2	37.5	0.540
T3	50	0.691
T4	25	0.760
T5	37.5	0.685
T6	50	0.844
T7	50	0.77
T8	37.5	0.689
T9	50	0.750
T10	50	0.811
T11	15	0.796
T12	15	0.899
T13	37.5	0.893
T14	37.5	0.485
T15	37.5	0.478
T16	37.5	0.401
T17	50	0.555

T18	25	0.761
T19	25	0.760
T20	50	0.443

Como se ve hay transformadores cuyo factor de utilización no cae en el rango optimo deseado debido a la subutilización o sobreutilización de los mismos. Teniendo presente lo concerniente a la rotación de transformadores, sé ha asumido para este caso un factor de utilización promedio de 60% a fin de cuantificar las pérdidas de potencia y considerando los mismos factores de perdidas a fin de determinar las pérdidas de energía tal como se realizó en el capítulo II se tienen los resultados presentados en la tabla LXIII.

**TABLA LXIII  
PERDIDAS CON ROTACIÓN DE TRANSFORMADORES**

<b>TIPO PERDIDA</b>	<b>SIN PLAN</b>	<b>CON PLAN</b>	<b>AHORRO</b>	<b>REDUCCION PERDIDA %</b>
POTENCIA (KW)	222.88	177.78	45.11	20.24
ENERGIA (MWH/MES)	49.59	40.02	9.57	19.31

**b. Cambio de conductores.**

De los 58 circuitos secundarios de muestra se ha analizado la cargabilidad de los conductores a fin de verificar si se

requiere cambiarlos o no, el resultado de este análisis se lo presenta en la tabla LXIV.

**TABLA LXIV  
CARGABILIDAD DE LOS CONDUCTORES DE MUESTRA**

CIRCUITO	KHW/MES	TIPO CONDUCTOR (FASE)	CAPACIDAD NOMINAL (AMP)	2/3 CAPACIDAD NOMINAL (AMP)	CAPACIDAD MAX. DEMANDA (AMP)
RB B6 T1	9383.93	2	180	120	124.55
RB B6 T2	3949.06	2	180	120	56.31
RB B6 T3	5782.09	2	180	120	71.92
RB B7 T4	10064.6	2	180	120	120.23
RB B7 T5	2090.17	2	180	120	30.58
RB B9 T6	3200.36	2	180	120	38.39
RB B9 T7	8460.82	2	180	120	114.19
RB B9 T8	3361.41	2	180	120	51.17
RB B9 T9	5369.51	2	180	120	74.16
RB B9 T10	6395.57	2	180	120	88.84
RB B9 T11	6672.06	2	180	120	85.12
RB B9 T12	5383.81	2	180	120	73.95
RB P1 T13	4207.32	2	180	120	54.21
RB P1 T14	5641.49	2	180	120	27.58
RB P1 T15	7997.27	2	180	120	118.17
RB P1 T16	3957.26	2	180	120	56.41
RB P2 T17	2905.59	2	180	120	42.14
RB P2 T18	4795.1	2	180	120	62.03
RB P2 T19	9003.72	2	180	120	121.16
RB P2 T20	2710	2	180	120	42.40
RB P2 T21	4450.18	2	180	120	63.17
RB P2 T22	6249.3	2	180	120	88.22
RM B6 T23	5395.76	2	180	120	77.13
RM B6 T24	5591.81	2	180	120	77.89
RM B6 T25	6318.46	2	180	120	93.09
RM B6 T26	3318.42	2	180	120	47.83
RM B6 T27	15004	2	180	120	172.10
RM B6 T28	12506.3	2	180	120	129.00
RM B6 T29	5411.2	2	180	120	70.96
RM B6 T30	9472.33	2	180	120	122.29
RM B6 T31	9214.55	2	180	120	123.16
RM B6 T32	3877.61	2	180	120	50.71

RM B6 T33	8690.13	2	180	120	106.77
RM B6 T34	8750.32	2	180	120	98.32
RM B7 T35	8903	2	180	120	122.07
RM B7 T36	7513.15	2	180	120	99.72
RM B8 T37	6008.34	2	180	120	80.00
RM B9 T38	6924.33	2	180	120	97.38
RM B9 T39	7967.59	2	180	120	108.24
RM B9 T40	6312.37	2	180	120	82.95
RM B9 T41	5510.23	2	180	120	74.30
RM B9 T42	13762	2	180	120	181.12
RM B9 T43	4860.84	2	180	120	67.38
RM P1 T44	13688.6	2	180	120	185.26
RM P2 T45	16712.7	1/0	230	153.33	212.86
RM P2 T46	4174.25	2	180	120	63.08
RM P2 T47	7828.74	2	180	120	99.26
RM P2 T48	15677.5	1/0	230	180	207.16
RM P2 T49	6633.5	2	180	120	88.71
RM P2 T50	8572.41	2	180	120	121.21
RM P2 T51	9304.01	2	180	120	129.21
RM P2 T52	9455.82	2	180	120	120.14
RA B8 T53	7625.57	2	180	120	119.50
RA B9 T54	4939.98	2	180	120	73.21
C B6 T55	9854	1/0	230	153.33	112.48
C B7 T56	15813.5	1/0	230	153.33	182.30
C B7 T57	4757	1/0	230	153.33	55.08
C P2 T58	14079.8	1/0	230	153.33	163.67

De la tabla se observa que en las condiciones de máxima demanda el 29.31% de los circuitos de muestra presentan conductores sobrecargados para máxima demanda. Cabe indicar que el 17.24% presenta una leve sobre carga y el 12.07% una severa sobrecarga. Esta sobrecarga que se tiene no es en todo el circuito secundario, puesto que cuando la corriente se distribuye en los primeros abonados el valor de ésta va disminuyendo a medida que se aleja del transformador.

### c. División de sectores

Tomando en consideración lo expuesto en el plan para reducir y controlar las pérdidas técnicas se considera en un circuito secundario tipo la ubicación no óptima y la óptima del transformador de distribución en el centro de carga, y se determinan las pérdidas de potencia. El circuito secundario tipo con la ubicación no óptima y óptima se lo presenta en el anexo 3. El ahorro de potencia que se obtiene de ubicar el transformador en el centro de carga se lo presenta en la tabla LXV.

**TABLA LXV**  
**PERDIDAS DE ENERGÍA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS (C. DE CARGA)**

<b>CIRCUITO</b>	<b>PERDIDAS SIN PLAN (W)</b>	<b>PERDIDAS CON PLAN (W)</b>	<b>AHORRO (W)</b>	<b>% RED. PERD.</b>
RB B6 T1	324.46	324.461	0.00	0.00
RB B6 T2	40.41	40.41	0.00	0.00
RB B6 T3	173.47	170.07	3.41	1.96
RB B7 T4	400.73	277.28	123.45	30.81
RB B7 T5	15.93	15.93	0.00	0.00
RB B9 T6	39.81	39.81	0.00	0.00
RB B9 T7	214.56	214.56	0.00	0.00
RB B9 T8	84.23	84.23	0.00	0.00
RB B9 T9	233.17	233.17	0.00	0.00
RB B9 T10	242.50	242.50	0.00	0.00
RB B9 T11	163.69	160.29	3.41	2.08
RB B9 T12	195.99	186.72	9.26	4.73
RB P1 T13	65.43	65.43	0.00	0.00
RB P1 T14	130.42	130.42	0.00	0.00
RB P1 T15	227.00	227.00	0.00	0.00
RB P1 T16	95.68	95.68	0.00	0.00
RB P2 T17	35.68	35.68	0.00	0.01
RB P2 T18	62.87	62.87	0.00	0.00
RB P2 T19	588.30	334.51	253.78	43.14
RB P2 T20	26.18	26.18	0.00	0.00
RB P2 T21	87.05	87.05	0.00	0.00
RB P2 T22	939.49	939.49	0.00	0.00
RM B6 T23	237.09	83.99	153.10	64.57
RM B6 T24	142.71	44.06	98.65	69.13

RM B6 T25	154.59	154.59	0.00	0.00
RM B6 T26	42.08	42.08	0.00	0.00
RM B6 T27	927.21	927.21	0.00	0.00
RM B6 T28	168.85	168.85	0.00	0.00
RM B6 T29	141.15	90.83	50.32	35.65
RM B6 T30	252.85	252.85	0.00	0.00
RM B6 T31	305.09	262.34	42.75	14.01
RM B6 T32	19.97	19.97	0.00	0.00
RM B6 T33	203.05	203.05	0.00	0.00
RM B6 T34	199.59	187.84	11.75	5.89
RM B7 T35	337.17	337.17	0.00	0.00
RM B7 T36	368.81	298.50	70.30	19.06
RM B8 T37	86.41	86.41	0.00	0.00
RM B9 T38	396.61	226.59	170.02	42.87
RM B9 T39	239.23	239.23	0.00	0.00
RM B9 T40	138.80	138.80	0.00	0.00
RM B9 T41	84.41	67.99	16.41	19.44
RM B9 T42	644.86	644.86	0.00	0.00
RM B9 T43	77.42	66.92	10.50	13.57
RM P1 T44	809.97	809.97	0.00	0.00
RM P2 T45	2243.00	1450.23	792.78	35.34
RM P2 T46	95.77	95.77	0.00	0.00
RM P2 T47	346.01	124.34	221.67	64.06
RM P2 T48	679.38	679.38	0.00	0.00
RM P2 T49	223.65	155.91	67.74	30.29
RM P2 T50	530.99	488.62	42.37	7.98
RM P2 T51	367.52	367.52	0.00	0.00
RM P2 T52	187.75	165.87	21.88	11.65
RA B8 T53	390.60	375.89	14.71	3.77
RA B9 T54	672.81	672.81	0.00	0.00
C B6 T55	398.04	83.31	314.73	79.07
C B7 T56	404.85	404.85	0.00026	0.00
C B7 T57	16.23	15.08	1.15	7.10
C P2 T58	96.92	96.92	0.00	0.00

<b>TOTAL</b>	<b>17,018.46</b>	<b>14,524.32</b>	<b>2,494.16</b>
--------------	------------------	------------------	-----------------

De la tabla se tiene que de los 58 circuitos secundarios de muestra el 37.93% no tiene el transformador en su centro de carga y el 62.07% de los circuitos sí lo tiene. Por ubicar los transformadores en su centro de carga se tiene un ahorro de 2,494.16 vatios total de la muestra.

Para estimar el ahorro total de potencia se estima cuantos circuitos no tienen el transformador en su centro de carga con lo cual se extrapola el ahorro promedio, y con un factor promedio de pérdidas de los estratos se obtiene el ahorro total de energía según se presenta en la tabla LXVI.

**TABLA LXVI  
AHORRO DE ENERGÍA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS**

<b>AHORRO PROMEDIO (W)</b>	<b>INCIDENCIA (%)</b>	<b>TOTAL CIRCUITOS</b>	<b>CIRC. ESTIMADOS SIN CENTRO DE CARGA</b>	<b>EXTRAP. (KW)</b>	<b>F<sub>P</sub></b>	<b>E (MWH/MES)</b>
113.37	37.93	579	220	24.94	0.311	5.58

Como se observa en la tabla el ahorro que se obtiene es beneficioso para la empresa eléctrica lo cual es una acción que se debería ejecutar.

Estas reducciones de pérdidas de energía que se obtienen por la ejecución del plan de reducción se refleja en la economía de la empresa y para ello se presenta el siguiente análisis.

- **Análisis costo – beneficio del plan de reducción de pérdidas técnicas.**

El análisis costo - beneficio corresponde en determinar el beneficio económico que tendría la empresa como producto de la reducción de los costos de pérdidas que se tiene por concepto de potencia y energía mediante la implantación del

plan propuesto. Para tal análisis veremos los costos de pérdidas que se producen en los transformadores de distribución y en la red secundaria.

### 1. Costos de pérdidas en transformadores

Los costos de pérdidas que se tiene en un transformador esta asociado con las perdidas que se producen en el núcleo (vacío) y en el cobre (carga). Como se sabe el transformador está continuamente energizado lo cual hace que se comporte como una carga continua y por tanto se produce un incremento en la demanda y un consumo de energía a lo largo de su vida útil por lo que estas pérdidas cuestan dinero. El costo mensual de las pérdidas ( $CP_{NU}$ ) en vacío para un transformador está dado por:

$$CP_{NU} = (CD + CE * 720) * P_{NU}, [US\$]$$

Donde:

CD : Costo de demanda (US\$/KW)

CE : Costo de energía (US\$/KWH)

$P_{NU}$  : Pérdidas en el núcleo

El costo de pérdidas con carga al igual que las de vacío producirán un aumento de la demanda en el sistema de generación, transmisión y distribución primaria y por tanto el incremento de energía por pérdidas. Así por tanto el



costo total mensual de pérdidas en el cobre ( $CP_{CU}$ ) está dado por:

$$CP_{CU} = (CD + CE * F_P * 720) * P_{CU}, [US\$]$$

Donde:

CD : Costo de demanda (US\$/KW)

CE : Costo de energía (US\$/KWH)

$F_P$  : Factor de pérdidas

$P_{CU}$  : Pérdidas en el cobre

Para determinar los costos de pérdidas se han tomado de datos proporcionados por la EEMCA que el costo de la demanda es de 2.88 US\$/KW y el costo de la energía 0.04 US\$/KWH. En la tabla LXVII se presentan los costos de pérdidas en los transformadores sin plan y con plan (rotación de transformadores).

**TABLA LXVII  
COSTOS DE PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES**

SIN PLAN			CON PLAN			AHORRO (US\$)
$CP_{NU}$ (US\$)	$CP_{CU}$ (US\$)	TOTAL (US\$)	$CP_{NU}$ (US\$)	$CP_{CU}$ (US\$)	TOTAL (US\$)	
2,173.56	1,843.84	4,017.40	2,173.56	1,304.80	3,478.36	539.04

## 2. Costos de pérdidas en la red secundaria

Las pérdidas que se tienen en los conductores de la red secundaria esta determinada por la ubicación del transformador en dicha red, así como por el consumo de energía de los elementos que están conectados a la red. Este incremento de pérdidas involucra un gasto adicional a la empresa eléctrica, los cálculos de costos de pérdidas de potencia y energía se lo realiza por kilovatio de perdidas determinando así un costo unitario de pérdidas (CU) y para ello se usa la siguiente expresión:

$$CU = CD + CE * F_p * 720, [US\$ / KW]$$

Con esta expresión se determina el costo mensual total de pérdidas para lo cual se requiere las pérdidas de potencia en los circuitos secundarios y multiplicarlas por éste costo unitario mensual. Para tal efecto se consideran las pérdidas en la red secundaria obtenidas con la ubicación original del transformador y su ubicación en el centro de carga (división de sectores), calculando para cada caso el costo total de pérdidas, tal como se muestra en la tabla LXVIII.

**TABLA LXVIII  
COSTOS DE PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS**

<b>PERDIDAS DE POTENCIA (KW)</b>		<b>F<sub>p</sub> (promedio)</b>	<b>CU</b>	<b>AHORRO (US\$)</b>
<b>SIN PLAN</b>	<b>CON PLAN</b>			
169.97	145.03	0.311	11.84	295.21

La importancia del análisis que se tiene es que mas que ahorro económico, implica cumplir con la ley del régimen eléctrico en cuanto a calidad de servicio se refiere.

#### **4.6 RESUMEN DE RESULTADOS**

En el resumen de resultados se considera lo siguiente:

- Los resultados de la cuantificación de los ahorros de energía obtenidos por la ejecución del plan para el control y reducción de las pérdidas de energía, lo cual se presenta en la tabla LXIX.

<b>TABLA LXIX RESUMEN DE AHORROS DE ENERGÍA</b>				
<b>TIPO</b>	<b>SIN PLAN</b>	<b>CON PLAN</b>		
	<b>PERDIDAS (MWH/MES)</b>	<b>REDUCCION (MWH/MES)</b>	<b>PERDIDAS (MWH/MES)</b>	<b>%</b>
<b>♦ PERDIDAS TECNICAS</b>				
TRANSF. DE DISTRIBUCION	49.59	9.57	40.02	1.07%
CIRCUITOS SECUNDARIOS	37.86	5.58	32.28	0.86%
ACOMETIDAS	5.12		5.12	0.14%
MEDIDORES	22.73		22.73	0.61%

<b>◆ PERDIDAS NO TECNICAS</b>				
POR ERROR	20.82		20.82	0.56%
POR FRAUDE	113.56	78.12	35.44	0.95%
POR CONEXIONES CLANDESTINAS	89.58	64.04	25.54	0.68%
POR CONEXIONES ILEGALES	172.22	105.48	66.75	1.78%
NO IDENTIFICADAS	57.06	13.07	43.99	1.17%
ADMINISTRATIVAS	310.89	186.53	124.36	3.32%
<b>TOTAL</b>	<b>879.43</b>	<b>462.39</b>	<b>417.04</b>	<b>11.12%</b>

De la tabla LXIX se tiene que con la ejecución del plan propuesto la empresa logrará recuperar en pérdidas de energía 462.39 MWH/MES. Con esta recuperación de energía las pérdidas en el sistema de distribución secundaria son de 11.12%, es decir las pérdidas de energía en la ciudad de Milagro se reducirían del 29.07% al 16.74%.

- El resultado del análisis costo - beneficio en la ejecución del plan de reducción y control de pérdidas no técnicas, se presenta en la tabla LXX.

**TABLA LXX  
RESUMEN DEL ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO DEL PLAN DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS NO TÉCNICAS**

	<b>Inversión Bruta US\$</b>	<b>Ingresos Materiales utilizados US\$</b>	<b>Ingresos Facturación Mensual US\$</b>	<b>Tiempo Recuperación Inversión (meses)</b>
Nuevo servicio (mayor consumo)	50,087.84	24,402.16	3,697.76	6.95
Fraude y Conexiones clandestinas	74,811.00	17,341.80	5,363.04	10.72
Rediseño de redes secundarias en las zonas marginales	237,810.10	31,827.65	3,628.16	56.77
<b>Total</b>	<b>362,708.94</b>	<b>73,571.61</b>	<b>12,688.96</b>	<b>22.79</b>

De la tabla se tiene que toda la inversión se recuperará en 2 años aproximadamente, dado a que a partir del año los ingresos correspondientes a nuevo servicios, fraude y conexiones clandestinas compensarán la inversión realizada en el rediseño de redes secundarias.

- El resultado del análisis costo - beneficio en la ejecución del plan de reducción y control de pérdidas técnicas se lo presenta en la tabla LXXI.

**TABLA LXXI  
RESUMEN DEL ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DEL PLAN  
DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS**

<b>ELEMENTO</b>	<b>AHORRO (US\$/MES)</b>
TRANSFORMADOR	539.04
CIRCUITOS SECUNDARIOS	295.21
<b>TOTAL</b>	<b>834.25</b>

De la tabla se tiene que la empresa anualmente dejaría de invertir alrededor de 10,011 USD por concepto de perdidas en transformadores y redes secundarias.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES

1. El estudio de pérdidas de energía es de gran importancia en la optimización de un sistema eléctrico, ya que una reducción de pérdidas mejora la eficiencia e incrementa los ingresos de las empresas eléctricas y evita incrementar la capacidad instalada.
2. El estudio y evaluación de las pérdidas técnicas facilita y asegura que el crecimiento de la demanda se satisfaga de una manera óptima adicionando únicamente los elementos que sean técnica y económicamente razonables.
3. La reducción de las pérdidas en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica libera equipos de generación y transmisión, incidiendo tanto en los niveles de inversión futura y de las tarifas.
4. El control y reducción de las pérdidas de energía eléctrica debe ser una preocupación permanente de todos los sectores de la empresa eléctrica, ya que con ello se permite dar un mejor servicio al cliente.

5. El incremento de tarifas ha incidido directamente en el robo o fraude de la energía, por lo tanto un posible aumento de las pérdidas no técnicas; además a determinado una disminución del consumo de energía por parte de los clientes, reduciendo la demanda del sistema y por lo tanto una posible disminución de la pérdidas técnicas.
6. Las redes de baja tensión son uno de los mayores contribuyentes de las pérdidas en un sistema eléctrico tal como se vio y el problema más serio son las pérdidas no técnicas.
7. La tentación del fraude se hace presente y como consecuencia de la falta de una ley que penalice su acción, los usuarios se atreven cada día más a participar directamente en la ejecución de un acto ilegal en contra de los intereses de las empresas eléctricas del país.
8. La pobreza, el desempleo y el aumento de las tarifas de energía están fuertemente relacionados con el incremento de las pérdidas de energía.
9. Económicamente de acuerdo al análisis costo – beneficio obtenido por la ejecución del plan propuesto para pérdidas no técnicas, la empresa logra recuperar en un tiempo no mayor a 2 años la inversión realizada a fin de reducir estas pérdidas.
10. Del análisis costo - beneficio realizado para pérdidas técnicas, si bien el ahorro por costos de pérdidas obtenidos por la ejecución del plan propuesto no reflejan ingresos altos para la empresa, se cumple con la ley del régimen del sector eléctrico en cuanto a calidad de servicio se refiere.



## RECOMENDACIONES

1. Las empresas eléctricas deben ejecutar permanentemente planes para la evaluación, reducción y control de las pérdidas técnicas y no técnicas, para lo cual se deben cumplir con metas a corto, mediano y largo plazo.
2. Es importante resaltar la necesidad de motivar y concientizar al personal sobre la reducción de pérdidas, a fin de que estos conozcan los beneficios de implantar una política de ahorro de energía.
3. Preferentemente el plan deberá realizárselo con personal capacitado de la empresa, pero si por asunto de costos le representa más beneficioso contratar los servicios técnicos de una empresa o de un profesional en ingeniería eléctrica puede hacerlo siempre y cuando éstos tengan la experiencia en este tipo de trabajo con una seriedad y responsabilidad comprobados.
4. Los valores económicos recuperados por concepto de reducción de pérdidas deben ser invertidos en acciones dirigidas al mejoramiento del sistema eléctrico.

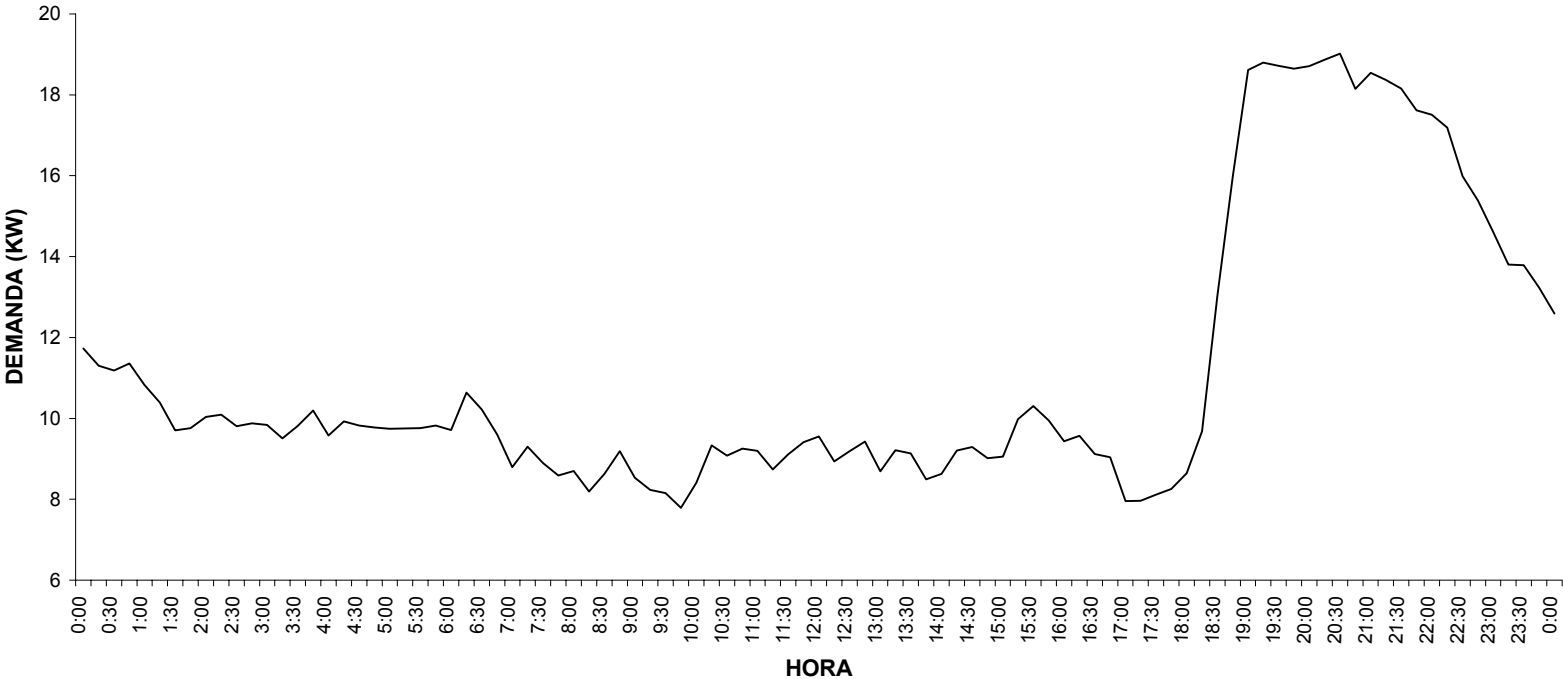
5. Dotar a la Unidad de Control de Pérdidas de cada empresa los equipos necesarios así como de software y hardware necesarios para que puedan cumplir eficazmente sus funciones.
6. Se debería realizar en caso de ser posible transferencias de cargas entre circuitos secundarios a fin de aliviar la carga en otros secundarios sobrecargados.
7. Realizar un seguimiento mensual de los consumos de los clientes a fin de que sus consumos estén dentro de los rangos estimados, para ello se debe establecer un sistema de información el cual involucre la parte técnica y comercial (facturación). Dicho sistema será manejado por la Unidad de control de pérdidas y deberá estar entrelazado con el sistema de facturación.
8. Aplicar en la medida que sea posible balances de energía a nivel de transformadores cubriendo todo el sector residencial y comercial a fin de reducir el hurto de energía.
9. Acompañar las acciones de control con una intensa campaña de difusión destinada a concientizar a la opinión pública en general sobre el delito que significa el hurto de energía y los peligros asociados que lleva el manipuleo de las instalaciones.
10. Ubicar los medidores en cajas antifraude, para evitar las posibles conexiones ilegales, adulteración del medidor, etc.

11. Complementar las acciones externas de control con un activo programa de medidas internas que garanticen un control y seguimiento permanente de la operación comercial (lectura, factura) a fin de disminuir las pérdidas por administración.
12. Poner énfasis en la aplicación de medidas de carácter jurídico-legales y/o administrativas en los casos de ilícitos comprobados.
13. Sobre la base de información proporcionada por los lectores acerca de medidores, acometida, etc., realizar inspecciones con el personal especializado en forma permanente a fin de tomar las decisiones correspondientes en cada caso.
14. Otorgar facilidades de pago para regularizar las deudas por consumo.
15. Junto con la entrega mensual de facturas a los usuarios enviarles comunicaciones escritas difundiendo el uso racional de la energía, métodos para ahorrar energía, estructura tarifaria, servicios que otorga la empresa etc.
16. Las acciones de control deben ir orientadas al alumbrado público, debido a que la energía que se desperdicia en el día por estar prendidas significan también pérdidas para la empresa.
17. A fin de reducir los elevados porcentajes de pérdidas se deben tomar en consideración los planes de reducción propuestos, y en el caso particular de la EEMCA ejecutarlos en el menor tiempo posible.

18. Realizar divisiones de los circuitos secundarios de longitud excesiva, a fin de reducir el recorrido de la corriente.
19. Tener presente la conveniencia de sectorizar las acciones por zonas geográficas.
20. Tener presente que la mejor forma de reducir pérdidas futuras, se inicia con un correcto diseño de las obras y un acentuado planeamiento de las mismas, tanto desde el punto de vista tecnológico como el de su desarrollo en el tiempo.

# **ANEXO 1**

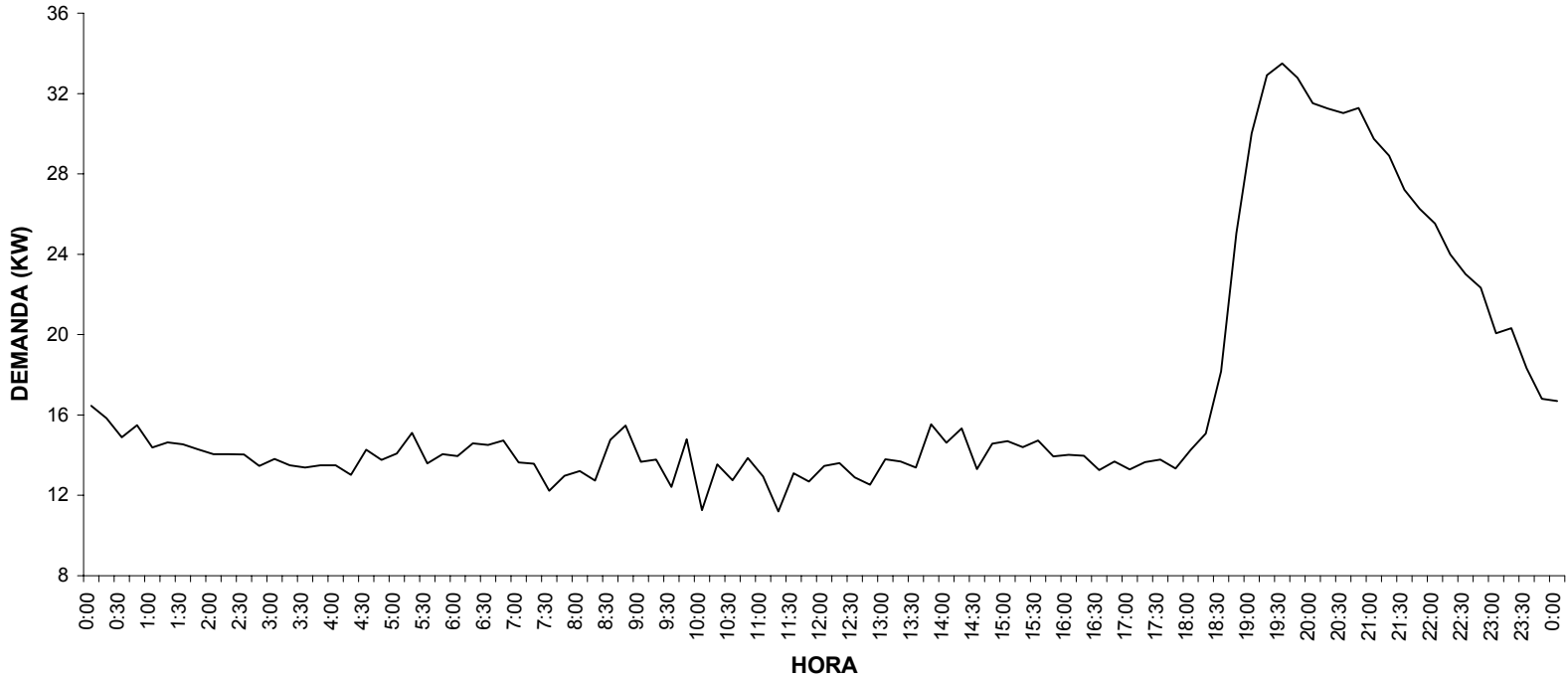
CURVA DE CARGA TIPO RESIDENCIAL BAJO



TRANSFORMADOR : 25 KVA  
DEMANDA MAXIMA : 19.02 KW

FACTOR DE UTILIZACION ; 0.761  
FACTOR DE CARGA : 0.586  
FACTOR DE PERDIDAS : 0.379  
FACTOR DE POTENCIA : 0.938

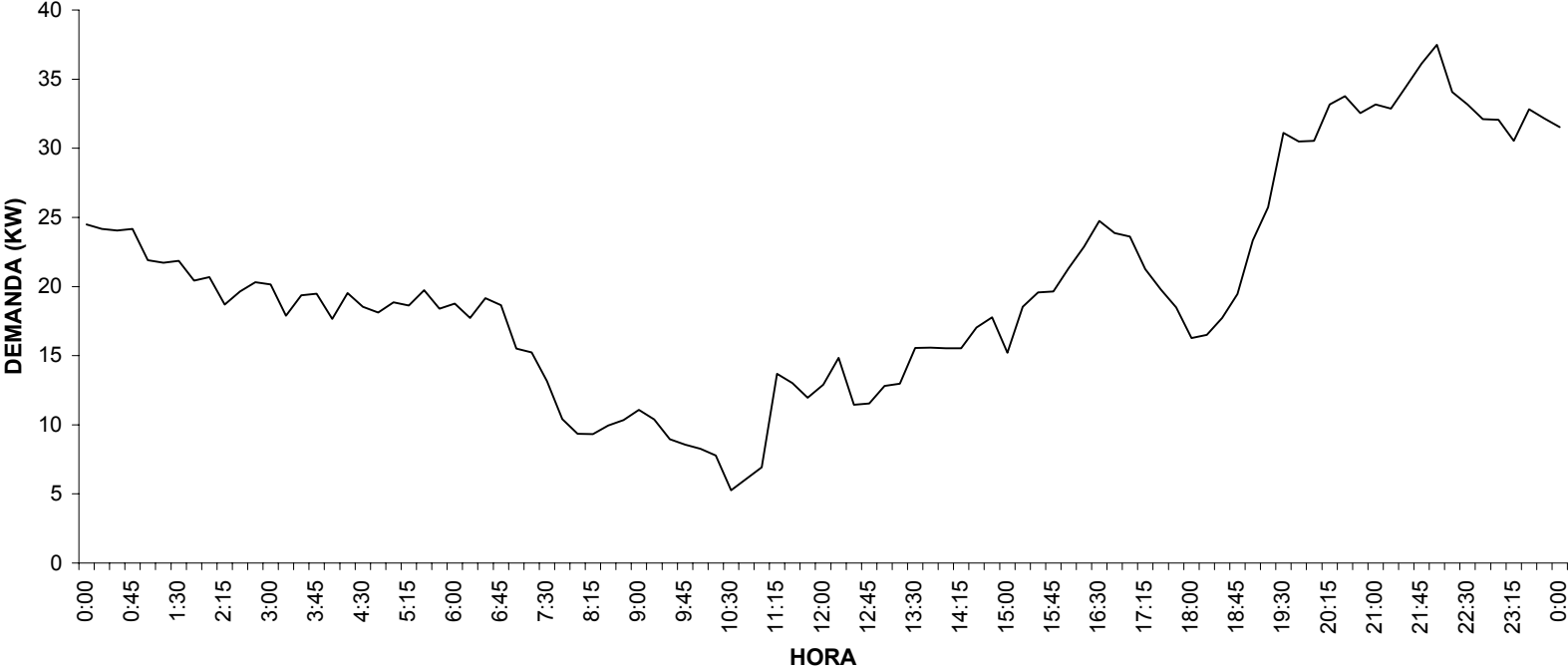
CURVA DE CARGA TIPO RESIDENCIAL MEDIO



TRANSFORMADOR : 37.5 KVA  
DEMANDA MAXIMA : 33.5 KW

FACTOR DE UTILIZACION ; 0.893  
FACTOR DE CARGA : 0.5  
FACTOR DE PERDIDAS : 0.282  
FACTOR DE POTENCIA : 0.878

CURVA DE CARGA TIPO RESIDENCIAL ALTO

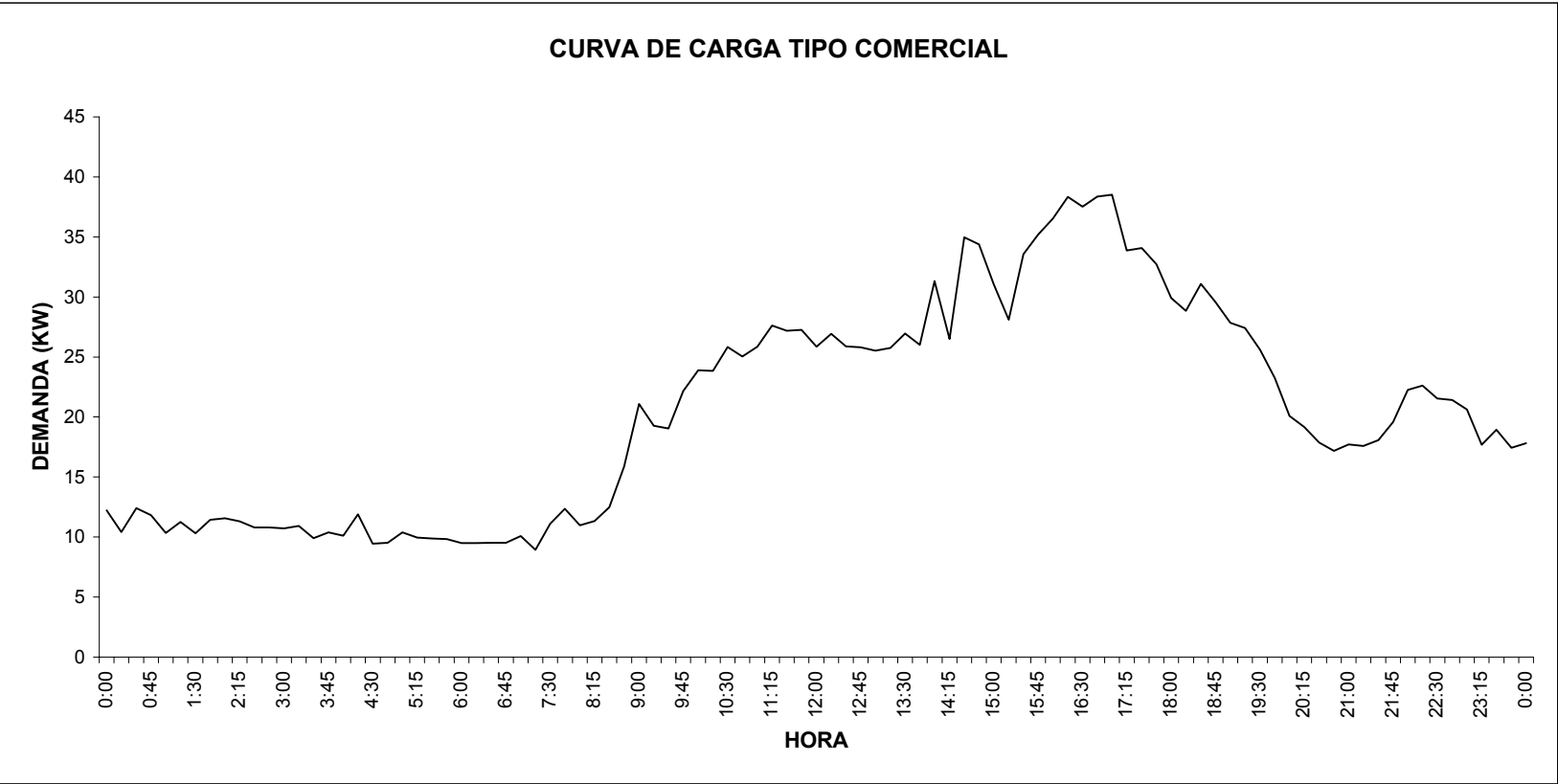


TRANSFORMADOR : 50 KVA  
DEMANDA MAXIMA : 37.49 KW

FACTOR DE UTILIZACION ; 0.75  
FACTOR DE CARGA : 0.517  
FACTOR DE PERDIDAS : 0.305  
FACTOR DE POTENCIA : 0.871



CURVA DE CARGA TIPO COMERCIAL

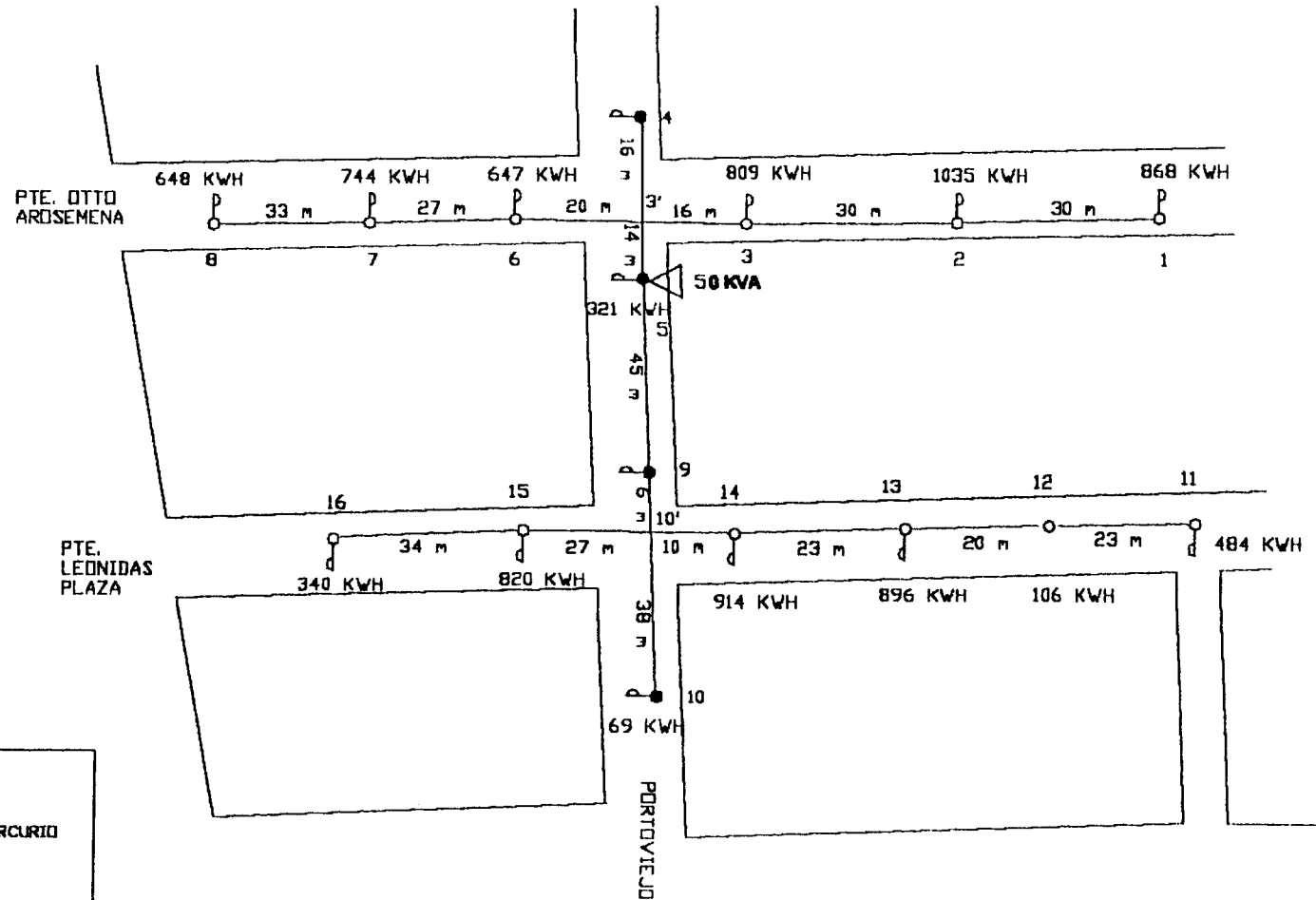


TRANSFORMADOR : 50 KVA  
DEMANDA MAXIMA : 38.51 KW

FACTOR DE UTILIZACION ; 0.77  
FACTOR DE CARGA : 0.531  
FACTOR DE PERDIDAS : 0.319  
FACTOR DE POTENCIA : 0.89

## **ANEXO 2**

DIAGRAMA UNIFILAR DE UN CIRCUITO SECUNDARIO RESIDENCIAL BAJO

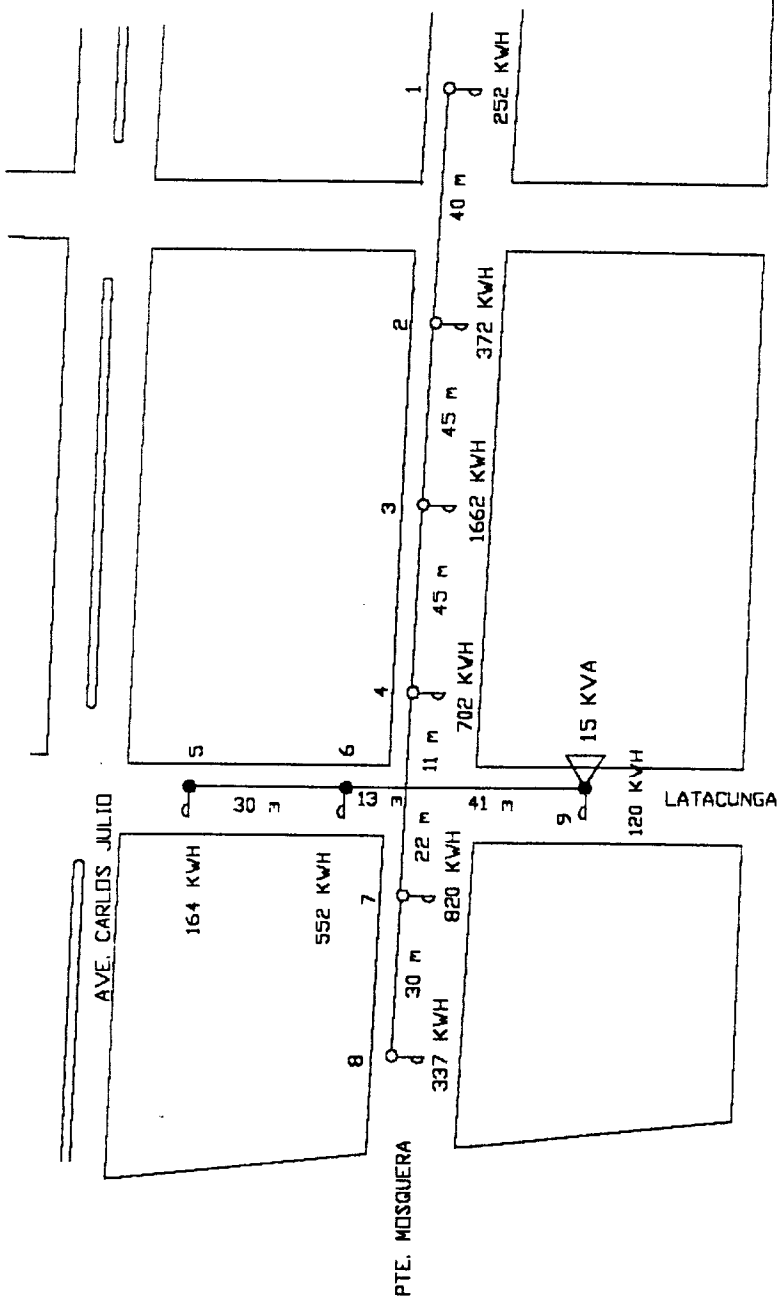


SIMBOLOGIA

- POSTE DE 9 m.
- POSTE DE 11 m.
- ⊖ LAMPARA DE MERCURIO DE 175 W
- △ TRANSFORMADOR
- CIRCUITO SECUNDARIO ( # 2 ACSR )

ANEXO 2.2

DIAGRAMA UNIFILAR DE UN CIRCUITO SECUNDARIO RESIDENCIAL MEDIO

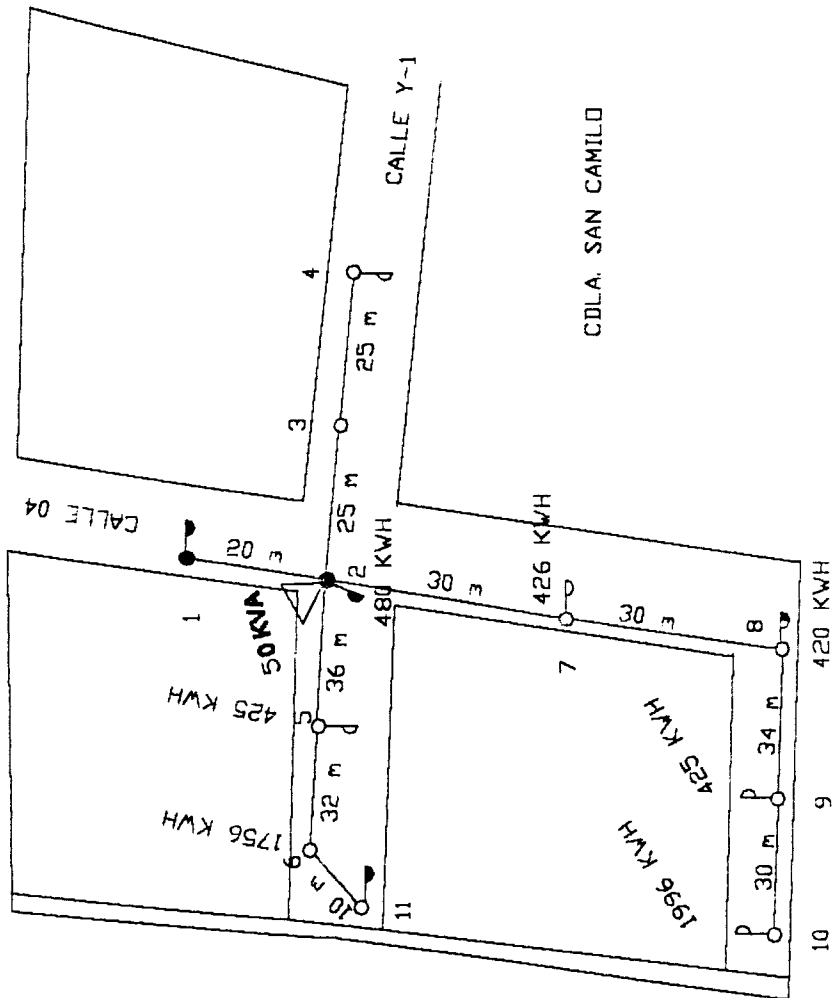


SIMBOLOGIA

- POSTE DE 9 m. — LAMPARA DE MERCURIO DE 175 V
- POSTE DE 11 m. ◁ TRANSFORMADOR
- CIRCUITO SECUNDARIO ( # 2 ACSR )

ANEXO 2.3

DIAGRAMA UNIFILAR DE UN CIRCUITO SECUNDARIO RESIDENCIAL ALTO

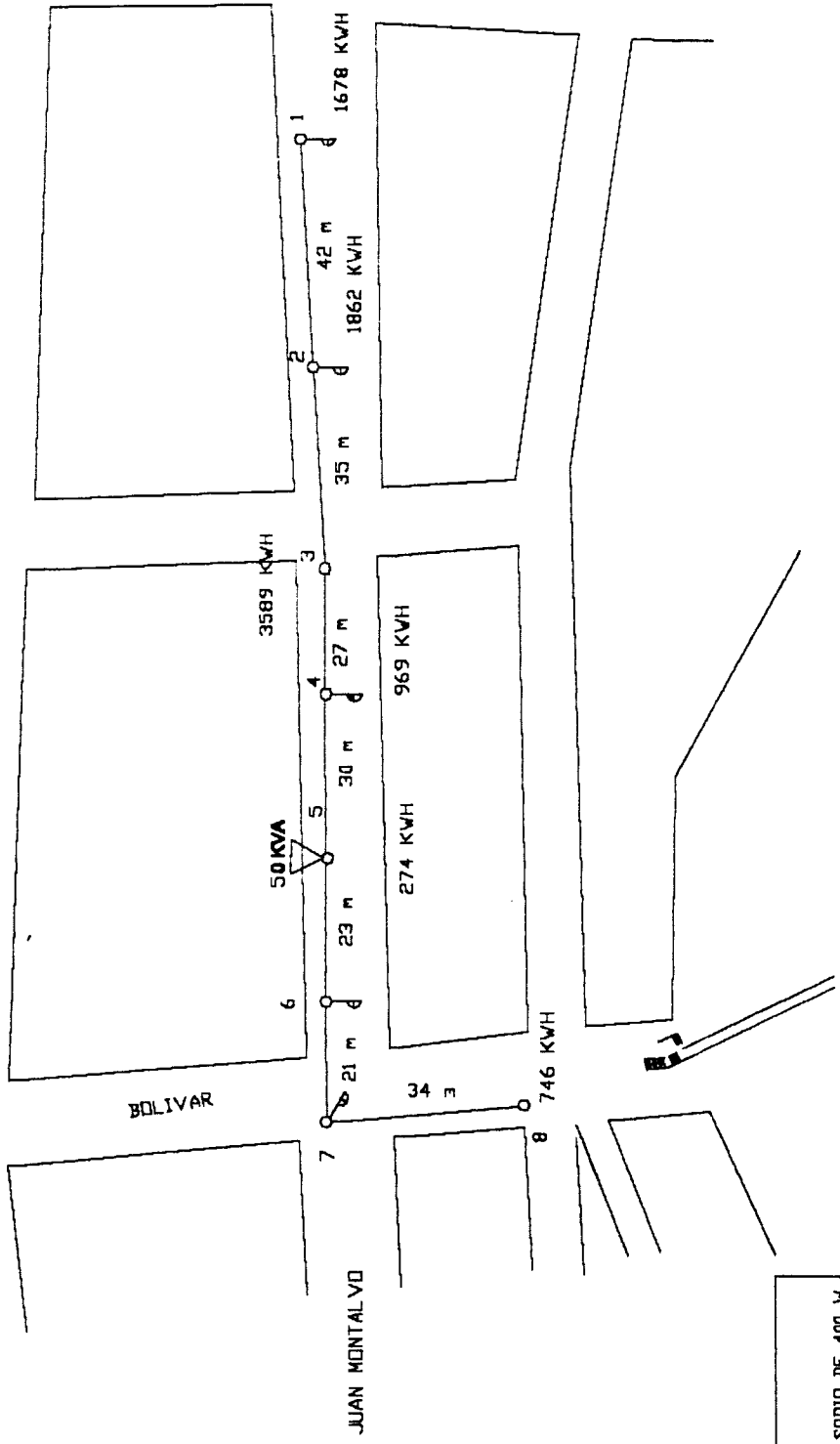


**SIMBOLOGIA**

- POSTE DE 9 m.    ◊ LAMPARA DE MERCURIO DE 175 V
- POSTE DE 11 m.    ◡ LAMPARA DE SODIO DE 100 V
- ◁ TRANSFORMADOR    ◡ LAMPARA DE SODIO DE 150 V
- CIRCUITO SECUNDARIO ( # 2 ACSR )

ANEXO 2.4

DIAGRAMA UNIFILAR DE UN CIRCUITO SECUNDARIO COMERCIAL



**SIMBOLOGIA**

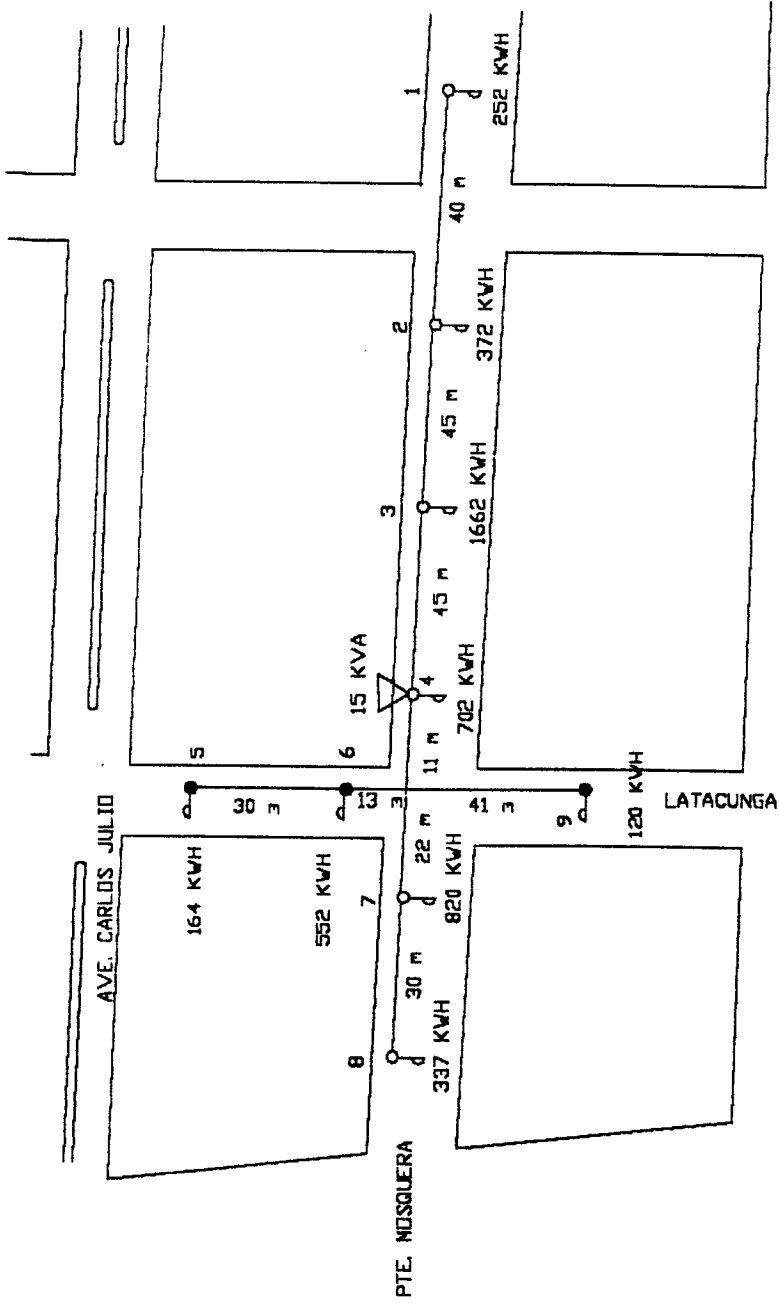
○	POSTE DE 9 m.	—○—	LAMPARA DE SODIO DE 400 W
●	POSTE DE 11 m.	—●—	LAMPARA DE SODIO DE 70 W
▽	TRANSFORMADOR	—	CIRCUITO SECUNDARIO ( # 1/0 ACSR )

## **ANEXO 3**





**DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO SECUNDARIO TIPO - LUGAR OPTIMO**



POSTE	PERDIDAS (W)	AHORRO (W)
4	83.99	153.10

**SIMBOLOGIA**

- POSTE DE 9 m. — LAMPARA DE MERCURIO DE 175 V
- POSTE DE 11 m. — ◁ TRANSFORMADOR
- CIRCUITO SECUNDARIO ( # 2 ACSR )

## BIBLIOGRAFIA

1. MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PERDIDAS ELECTRICAS, OLADE & BID, Volumen 1.
2. LOSS REDUCTION IN ELECTRICITY DISTRIBUTION, Banco Mundial & ESMAP
3. PERDIDAS DE ENERGÍA EN LA DISTRIBUCION, Ings Mario Luis Martin & Orlando Hector Rampti, SEGBA, Buenos Aires, Argentina.
4. EVALUACION DE LAS PERDIDAS TECNICAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION Y CONTROL DE PERDIDAS NO TECNICAS, Ings. Ramiro Rosero Vinuesa & Fabián Ríos, Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
5. PERDIDAS ELECTRICAS TECNICAS Y NO TECNICAS, CIRED, Argentina.
6. CONTROL Y REDUCCION DE PERDIDAS ELECTRICAS, Proyecto BID & OLADE, Abril, 1992.

7. REVISTA INETERCONEXIONES, Ecuaciel, Publicacion No. 42, Quito, Ecuador.
8. LOAD CHARACTERISTICS, Westinghouse Distribution System, Vol. 3.
9. PROTOCOLO DE PRUEBAS DE TRANSFORMADORES, Ecuatran S.A.,.