



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y
Computación

PLAN ESTRATEGICO DE REDUCCION DE PERDIDAS
COMERCIALES DE LA EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C. A.

(EEMCA



CIB



D-32517

Tópico de Graduación

Previo a la Obtención del Título de
Ingeniero en Electricidad

Especialización: **P o t e n c i a**



P R E S E N T A D A P O R :

Johnn Mauricio Peralta Castillo
Marcelo Orlando Segovia Bonilla
Kléber Eduardo Delgado Tuárez

Guayaquil - Ecuador

Año 2004

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“PLAN ESTRATÉGICO DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS
COMERCIALES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.
(EEMCA)”**

TOPICO DE GRADUACIÓN

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACIÓN: POTENCIA

Presentada por:

Johnn Mauricio Peralta Castillo

Marcelo Orlando Segovia Bonilla

Kléber Eduardo Delgado Tuárez

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2004



AGRADECIMIENTO

A Dios y a la Virgen Santísima, por habernos acompañado e iluminado en esta etapa de nuestra vidas, por mostrarnos el camino y además haberlo caminado con nosotros.

A la Empresa Eléctrica Milagro, por la apertura y facilidades brindadas.



DEDICATORIA

Dedicamos este trabajo a nuestros queridos padres, hermanos, amigos y a todas aquellas personas que creyeron en nosotros y que de una u otra manera contribuyeron al desarrollo y feliz culminación del mismo.

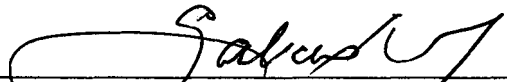


“Porque nada es imposible cuando se tiene la firme y honesta convicción de luchar por conseguirlo...”

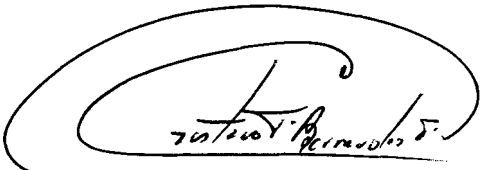
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



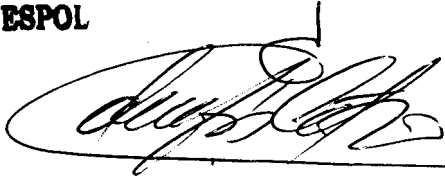
Ing. Armando Altamirano Ch.
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL



Ing. Adolfo Salcedo G.
DIRECTOR DEL TOPICO



Ing. Gustavo Bermúdez F.
VOCAL

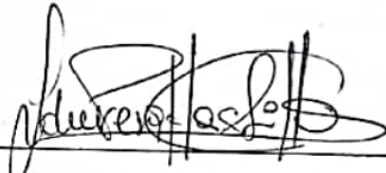


M.S. Ing. Eduardo León C.
VOCAL

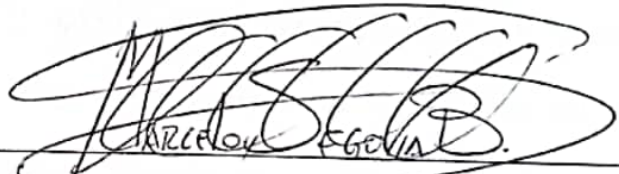
DECLARACIÓN EXPRESA

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

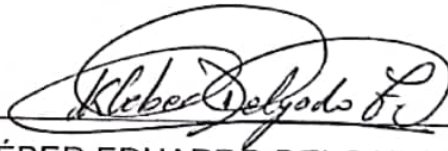
(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



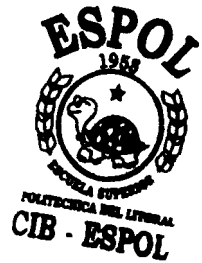
JOHNN MAURICIO PERALTA CASTILLO



MARCELO ORLANDO SEGOVIA BONILLA



KLÉBER EDUARDO DELGADO TUÁREZ



RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es realizar un análisis de los procesos técnicos, administrativos y comerciales más importantes dentro de una empresa de Distribución de Energía Eléctrica, como punto de partida para la Implementación de un Plan Estratégico que permita mejorar el sistema Comercial y reducir las pérdidas No Técnicas. Para el efecto el estudio se realizó en la Empresa Eléctrica Milagro C. A. (EEMCA).

En el capítulo 1 se realiza un estudio general de la Empresa, referente a su estructura técnica y organizacional, además de su situación energética actual. Luego en el capítulo 2 se analizan las pérdidas de energía clasificándolas en sus componentes y determinando los costos en que incurre la Empresa al mantenerlas, para finalmente definir la rentabilidad de reducir las componentes de las pérdidas.

En el capítulo 3 se realiza un estudio de los procesos administrativos de Contratación de nuevo servicio, Medición y facturación de la EEMCA determinando su eficiencia actual, para consiguientemente en el capítulo 4,

determinar los problemas encontrados y aplicar una Reingeniería global a dichos proceso administrativos, que permitan mejorar su eficiencia e iniciar de esta forma un plan para la reducción de pérdidas comerciales.


En el Capítulo 5 se realiza una evaluación funcional y económica de la implementación de los nuevos procesos, determinando los costos totales del proyecto de reducción de pérdidas administrativas.

El Plan Estratégico se lo presenta en el Capítulo 6, en donde se definen los objetivos, estrategias a seguir, metas de reducción de pérdidas así como la evaluación económica de dicho Plan. Además se menciona en este capítulo las distintas actividades consecuentes que se deben realizar para obtener un incremento en la reducción de las pérdidas comerciales.

Por último se incluye en el trabajo tres apéndices que complementan el estudio realizado, que abarcan: una Metodología para la determinación de las pérdidas técnicas en sistemas de distribución, un estudio de los sistemas de medición de energía utilizados por la EEMCA y la Metodología utilizada para la Reingeniería de los procesos administrativos de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.



INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	VIII
INDICE DE FIGURAS.....	XIV
INDICE DE TABLAS.....	XV
INDICE DE ANEXOS.....	XVIII
INTRODUCCIÓN.....	XIX
	
CAPITULO 1.	
1. GENERALIDADES.	
1.1 Introducción.....	1
1.2 Estructura de la Empresa Eléctrica Milagro C.A. (EEMCA)	2
1.2.1 Estructura Organizacional.	2
1.2.2 Área de Concesión.	3
1.2.3 Infraestructura Eléctrica.	6
1.2.4 Equipos de Medición.	8
1.2.5 Volúmenes de Energía y Clasificación de Clientes.....	9
1.3 Situación Actual de la EEMCA.	12

1.3.1 Balance de Energía.	13
1.3.2 Cartera Vencida.	14
1.3.3 Pasivos de la Empresa.	15
1.3.4 Continuidad en la Administración.....	17
1.3.5 Implementación Tecnológica.	18

CAPITULO 2.

2. PERDIDAS DE ENERGIA.

2.1 Introducción.....	20
2.2 Clasificación de las Perdidas de Energía....	21
2.3 Pérdidas Técnicas.	22
2.3.1 Clasificación de las Perdidas Técnicas.	23
2.3.1.1 Perdidas Fijas.....	23
2.3.1.2 Perdidas Variables.	24
2.3.2 Métodos de Reducción.	26
2.3.2.1 Líneas Primarias.	27
2.3.2.2 Transformadores de Distribución.	28
2.3.2.3 Circuitos Secundarios.	29
2.3.2.4 Operación Económica del Sistema.	30
2.3.3 Perdidas Técnicas de la EEMCA.	31
2.3.3.1 Nivel.	31
2.3.3.2 Costos.	32
2.4 Pérdidas Comerciales (No Técnicas).	33



2.4.1	Clasificación de las Perdidas No Técnicas.	34
2.4.1.1	Sociales.	34
2.4.1.2	Administrativas.	36
2.4.2	Problemas en los Equipos de Medición.	38
2.4.2.1	Errores en los Sistemas de Medición.	39
2.4.2.2	Manipulación de los Equipos de Medición.	40
2.4.3	Métodos de Reducción.....	41
2.4.4	Perdidas No Técnicas de la EEMCA.	43
2.4.4.1	Nivel.	43
2.4.4.2	Costos.	48
2.5	Comparación de la Rentabilidad de Reducir las Pérdidas Técnicas y No Técnicas.....	49

CAPITULO 3.

3. ESTUDIO DE LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS DE LA EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A. (EMMCA).

3.1	Introducción.	56
3.2	Proceso de Contratación.	58
3.2.1	Límites y Observación del Proceso.	58
3.2.2	Análisis de Tiempo y Eficiencia.	67
3.3	Proceso de Medición.	72
3.3.1	Límites y Observación del Proceso.	74
3.3.2	Análisis de Tiempo y Eficiencia.	78



3.4	Proceso de Facturación.....	82
3.4.1	Límites y Observación del Proceso.	82
3.4.2	Análisis de Tiempo y Eficiencia.	94

CAPITULO 4.

4. REINGENIERÍA APLICADA A LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS DE LA EEMCA COMO PLAN PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES.

4.1	Introducción.	100
4.2	Análisis del Proceso de Contratación.	102
4.2.1	Determinación de los Problemas del Proceso.	102
4.2.2	Proceso Propuesto y Eficiencia.	107
4.3	Análisis del Proceso de Medición.	120
4.3.1	Determinación de los Problemas del Proceso.	120
4.3.2	Proceso Propuesto y Eficiencia.	123
4.4	Análisis del Proceso de Facturación.....	134
4.4.1	Determinación de los Problemas del Proceso.	134
4.4.2	Proceso Propuesto y Eficiencia.....	138

CAPITULO 5.

5. EVALUACIÓN FUNCIONAL Y ECONOMICA.

5.1	Introducción.	150
-----	--------------------	-----



5.2 Evaluación del Proceso Propuesto de Contratación.....	152
5.3 Evaluación del Proceso Propuesto de Medición.....	156
5.3.1 Características Funcionales de la Tecnología Aplicada.....	157
5.3.2 Costos de la Implementación del Nuevo Proceso de Medición.....	166
5.4 Evaluación del Proceso Propuesto de Facturación.....	168
5.4.1 Características Funcionales de la Tecnología Aplicada.....	169
5.4.2 Costos de la Implementación del Nuevo Proceso de Facturación.....	173
5.5 Costos del Proyecto de Reducción de Perdidas Administrativas.	175

CAPITULO 6.

6. PLAN ESTRATÉGICO PARA LA REDUCCIÓN DE PERDIDAS ADMINISTRATIVAS DE LA EEMCA.

6.1 Introducción.	178
6.2 Definición de los Objetivos.	180
6.3 Determinación de la Estrategia.	182
6.4 Elementos Necesarios para Empezar el Plan Estratégico.	183
6.5 Definición y Control de Metas de Reducción de Perdidas.....	186



6.5.1 Definición del Nivel de Perdidas Esperado.	187
6.5.2 Sistema Indicador de la Meta Propuesta.....	189
6.6 Evaluación Económica del Plan Estratégico.	195
6.6.1 Determinación de la Inversión.	195
6.6.2 Determinación de los Ingresos.	196
6.6.3 Análisis Costo - Beneficio.	197
6.7 Actividades Consecuentes para la Reducción de Pérdidas Comerciales.	203
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	208
ANEXOS.....	219
APENDICES.	245
A. Metodología para la Reingeniería de los Procesos Administrativos.	245
B. Metodología para la Determinación de las Pérdidas Técnicas en Sistemas de Distribución.	253
C. Medidores.....	265
1. Generalidades.	265
2. Protocolo de Pruebas.	274
3. Errores en los Sistemas de Medición.	277
4. Manipulación de los Equipos de Medición.	285
GLOSARIO.....	294
BIBLIOGRAFÍA.	297



INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Organigrama de la EEMCA.....	2
Figura 1.2. Área de Concesión de la EEMCA.....	5
Figura 1.3. Clientes y Consumo de Energía.....	11
Figura 2.1. Distribución de las Pérdidas de la EEMCA.....	21
Figura 2.2. Porcentaje de Pérdidas Técnicas.....	22
Figura 2.3. Porcentaje de Pérdidas No Técnicas.....	44
Figura 3.1. Flujograma del Proceso de Contratación Actual.....	66
Figura 3.2. Flujograma del Proceso de Medición Actual.....	78
Figura 3.3. Flujograma del Proceso de Facturación Actual.....	94
Figura 3.4. Simulación del Proceso de Facturación.....	98
Figura 4.1. Curva de Tiempo Promedio (Contratación).....	106
Figura 4.2. Flujograma del Proceso Propuesto (Contratación).....	113
Figura 4.3. Proceso de Contratación Propuesto.....	118
Figura 4.4. Curva de Tiempo Promedio (Medición).....	122
Figura 4.5. Flujograma del Proceso Propuesto (Medición).....	129
Figura 4.6. Proceso de Medición Propuesto.....	132
Figura 4.7. Curva de Tiempo Promedio (Facturación).....	137
Figura 4.8. Flujograma del Proceso Propuesto (Facturación).....	144
Figura 4.9. Proceso de Facturación Propuesto.....	148
Figura 5.1. Aplicaciones para el Sistema Automatizado de Medición.....	163
Figura 5.2. Equipo Portátil de Lectura.....	164*
Figura 5.3. Terminales Receptores de Información.....	165
Figura 5.4. Sistema Automatizado de Ingreso de Datos.....	171
Figura 5.5. Equipo Portátil de Inspecciones (EPI) en su Terminal Receptora de Información.....	172
Figura 6.1. Plan de Recuperación de Pérdidas.....	188
Figura 6.2. Indicador de Control de Energía Recuperada.....	190
Figura 6.3. Flujos de Efectivo Durante el Primer Año.....	202

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla I.	Área de Concesión de la EEMCA..... 3
Tabla II.	Distribución de Clientes..... 4
Tabla III.	Subestaciones de la EEMCA..... 6
Tabla IV.	Elementos del Sistema de Distribución de la EEMCA.... 7
Tabla V.	Tipos de Medidores de Energía Utilizados en la EEMCA..... 9
Tabla VI.	Clasificación de Clientes y Energía..... 10
Tabla VII.	Balance de Energía..... 13
Tabla VIII	Pérdidas Técnicas al mes de Agosto de 2003..... 32
Tabla IX.	Costo de Pérdidas Técnicas..... 33
Tabla X.	Errores de los Sistemas de Medición en el Registro de Energía..... 40
Tabla XI.	Pérdidas Administrativas..... 47
Tabla XII.	Costo de las Pérdidas No Técnicas..... 48
Tabla XIII.	Detalle de Pérdidas..... 49
Tabla XIV.	Costos de los Equipos para Reducir un Porcentaje de Pérdidas Técnicas..... 51
Tabla XV.	Costo por Mano de Obra..... 52
Tabla XVI.	Costo Total para Reducir un Porcentaje de las Pérdidas Técnicas..... 52
Tabla XVII.	Costos para Reducir un Porcentaje de Pérdidas Comerciales..... 54
Tabla XVIII.	Comparación de la Rentabilidad..... 54
Tabla XIX.	Hoja de Trabajo (Contratación)..... 68
Tabla XX.	Tiempos Promedios de Conexión (Densidad Media)..... 70
Tabla XXI.	Cuadro Sumario de Datos (Contratación)..... 71
Tabla XXII.	Ciclos de Lectura Correspondientes a las Compañías Contratistas..... 72
Tabla XXIII.	Distribución de Clientes..... 73
Tabla XXIV.	Personal por Compañía..... 73
Tabla XXV.	Hoja de Trabajo (Medición)..... 79
Tabla XXVI.	Cuadro Sumario de Datos (Medición)..... 81



Tabla XXVII.	Criterios para Asignar Lectura Actual.....	87
Tabla XXVIII.	Hoja de Trabajo (Facturación).....	95
Tabla XXIX.	Cuadro Sumario de Datos (Facturación)....	99
Tabla XXX.	Pasos que Consumen Mayor Tiempo (Contratación)....	106
Tabla XXXI.	Hoja de trabajo del Proceso Propuesto. (Contratación).....	115
Tabla XXXII.	Cuadro Sumario de Datos del Proceso Propuesto (Contratación).....	117
Tabla XXXIII.	Pasos que Consumen Mayor Tiempo (Medición).....	123
Tabla XXXIV.	Hoja de Trabajo del Proceso Propuesto (Medición).....	130
Tabla XXXV.	Cuadro Sumario de Datos del Proceso Propuesto (Medición).....	131
Tabla XXXVI.	Pasos que Consumen Mayor Tiempo (Facturación).....	137
Tabla XXXVII.	Hoja de Trabajo del Proceso Propuesto (Facturación)...	145
Tabla XXXVIII.	Cuadro Sumario de Datos del Proceso Propuesto (Facturación).....	147
Tabla XXXIX.	Distribución de los Equipos en las Agencias de la EEMCA.....	165
Tabla XL.	Costo de Implementación de Equipos Portátiles de Lectura.....	166
Tabla XLI.	Costo de Implementación de Aplicaciones (Medición).....	167
Tabla XLII.	Inversión Total en Implementación del Nuevo Proceso de Medición.....	167
Tabla XLIII.	Costo de Implementación de Equipos Portátiles de Inspección.....	173
Tabla XLIV.	Costo de Implementación de Aplicaciones (Facturación).....	174
Tabla XLV.	Inversión Total en Implementación del Nuevo Proceso de Facturación.....	174
Tabla XLVI.	Equipos para las Áreas de Trabajo.....	175
Tabla XLVII.	Costo Total del Proyecto de Reducción de Pérdidas Administrativas.....	177
Tabla XLVIII.	Recuperación de Energía del Proyecto.....	187
Tabla XLIX.	Planificación del Proyecto (Contratación).....	192
Tabla L.	Planificación del Proyecto (Medición).....	193
Tabla LI.	Planificación del Proyecto (Facturación).....	194



Tabla LII.	Ingresos por recuperación de Energía.....	196
Tabla LIII.	Ingresos del Proyecto al Primer Año.....	198
Tabla LIV.	Egresos del Proyecto por Toma de Lectura al Primer Año.....	200
Tabla LV.	Flujos de Efectivo.....	201
Tabla LVI.	Acción de Apoyo 1. del Plan de Reducción de Pérdidas Administrativas.....	204
Tabla LVII.	Acción de Apoyo 2. del Plan de Reducción de Pérdidas Administrativas.....	205
Tabla LVIII.	Acción de Apoyo 3. del Plan de Reducción de Pérdidas Administrativas.....	206
Tabla LIX.	Acción de Apoyo 4. del Plan de Reducción de Pérdidas Administrativas.....	207



INDICE DE ANEXOS

Anexo 1.1.	Infraestructura Eléctrica del Sistema de Distribución de la EEMCA.....	220
Anexo 1.2.	Diagrama de Conexiones de los Medidores utilizados por la EEMCA.....	225
Anexo 2.1.	Tiempo de Instalación de Nuevos Servicio del Mes de Agosto de 2003.....	231
Anexo 2.2.	Consumo Asignado en el Libro de Crítica.....	232
Anexo 2.3.	Cuadro de Resumen de Costo de Pérdidas.....	233
Anexo 2.4.	Costo de Pérdidas de Energía en el 2002 de la Empresa Eléctrica Milagro C.A sobre el 10.32% permitido.....	234
Anexo 3.1.	Requisitos para Contratación de Nuevo Servicio.....	236
Anexo 3.2.	Tiempos de Instalación de Medidores (Agosto-Septiembre).....	237
Anexo 3.3.	Cuadro de Toma de Lecturas.....	238
Anexo 3.4.	Códigos de Observación.....	239
Anexo 3.5.	Tiempos de Ejecución del Proceso de Medición.....	240
Anexo 3.6.	Libro de Críticas.....	241
Anexo 3.7.	Tiempos de Ejecución del Proceso de Facturación.....	242
Anexo 3.8.	Estudio de los Códigos de Observación.....	244



INTRODUCCIÓN

El alto nivel de pérdidas que registran las empresas eléctricas en el Ecuador, nos indican el nivel intolerable de incapacidad e ineficiencia administrativa, producto de la presencia de manipulaciones políticas, lo cual ha conllevado a la imposibilidad de elaborar planes consistentes y congruentes a largo plazo que coadyuven a la reducción de dichas pérdidas y a efectuar cambios de fondo que permitan ofrecer un mejor servicio a los usuarios

La rentabilidad de las empresas eléctricas se logra facturando y cobrando la energía que se genera, siendo por ello importante que las mismas cuenten con planes de acción que faciliten la integración de todas las unidades Técnico – Administrativas en función de reducir la energía dejada de facturar.

La ineficiencia administrativa detectada en la EEMCA produce un alto nivel de pérdidas lo que justifica además, la mejora y puesta en marcha de nuevos procesos comerciales que permitan tener altos niveles de eficiencia y desarrollo organizacional.



CAPITULO 1

GENERALIDADES



1.1 INTRODUCCION.

En este capítulo se presenta la información y datos de la empresa de distribución de energía eléctrica objeto de estudio. Tales como constitución, área de concesión, infraestructura eléctrica, volumen de energía, entre otros.

La Constitución de la República, establece que todo ciudadano ecuatoriano tiene derecho a disponer de bienes y servicios públicos y privados de óptima calidad; siendo la energía eléctrica uno de éstos, cuya responsabilidad recae de manera directa a la EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A. (EEMCA), empresa sujeta a estudio, la cual se constituyó mediante Escritura Pública el 30 de Enero de 1970; debidamente inscrita en el Registro Mercantil, teniendo como misión la *prestación del servicio eléctrico a una zona muy importante del país.*

De acuerdo a datos obtenidos en el mes de Septiembre de 2003 la EEMCA sirve a 95146 clientes de una comunidad eminentemente



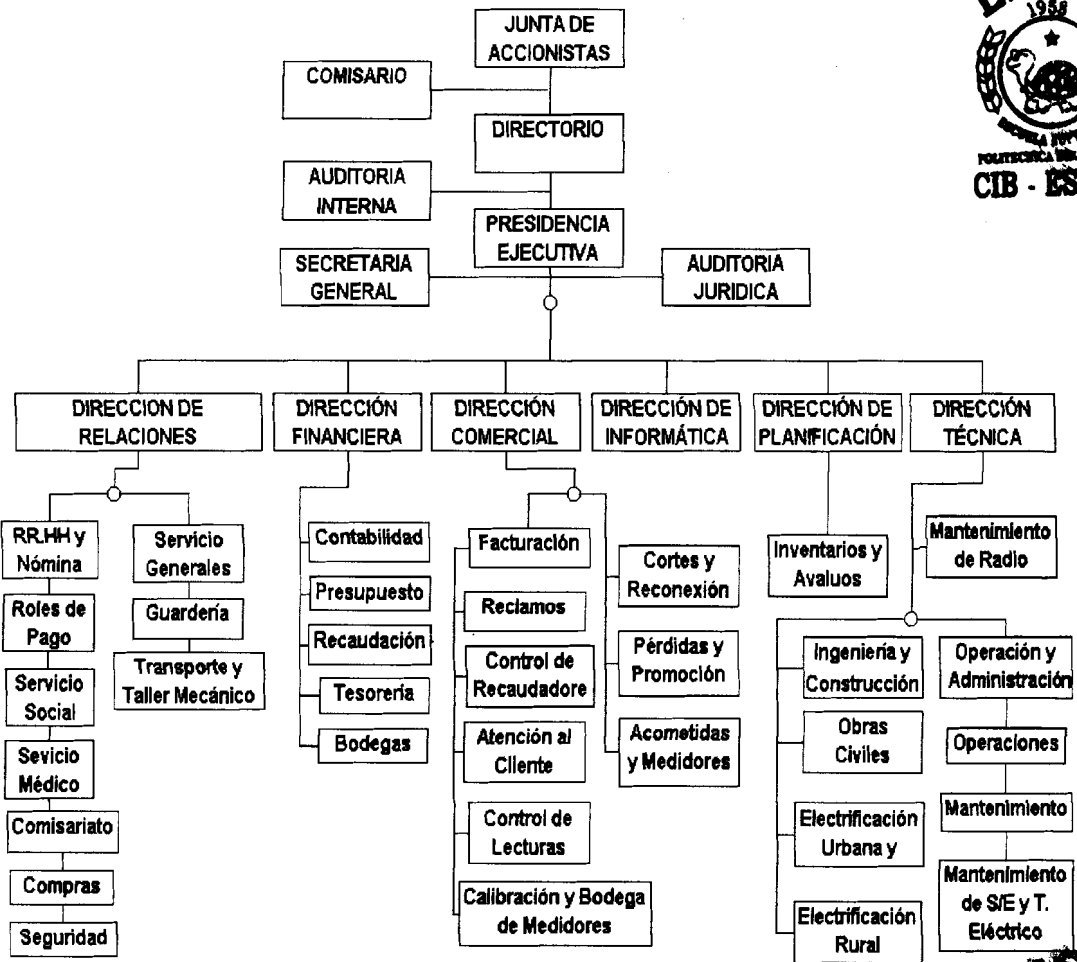
agrícola y agroindustrial, en un área de concesión aproximada de 5.000 Km².

1.2 ESTRUCTURA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.

1.2.1 Estructura Organizacional.

La Estructura organizacional de la EEMCA, se presenta en el siguiente organigrama. Figura 1.1.

FIGURA 1.1. ORGANIGRAMA DE LA EEMCA.



1.2.2 Área de Concesión.

El área de concesión de la EEMCA, cubre en diversas proporciones a cinco provincias del Ecuador (Guayas, Azuay, Cañar, Chimborazo y Los Ríos), las cuales están ubicadas en una zona subtropical y algunas comunidades en el límite de la sierra y costa.

En la siguiente tabla se presenta el área de concesión a la cual la EEMCA presta servicio de energía eléctrica. Tabla I.

TABLA I. AREA DE CONCESIÓN DE LA EEMCA

CANTON	PARROQUIA
Cañar	San Antonio
Cañar	Ventura
La Troncal	La Troncal
La Troncal	Manuel J. Calle
La Troncal	Pancho Negro
Cumandá	Cumandá
El Triunfo	El Triunfo
Milagro	Milagro
Milagro	Chobo
Milagro	Mariscal Sucre (Huaques)
Milagro	Roberto Astudillo.
Naranjal	Naranjal
Naranjal	Jesús María
Naranjal	San Carlos
Naranjal	Santa Rosa de Flandes
Naranjal	Taura
Naranjito	Naranjito



San Jacinto de Yaguachi	Gral. Pedro J. Montero (Boliche)
San Jacinto de Yaguachi	Yaguachi
San Jacinto de Yaguachi	Virgen de Fátima
Simón Bolívar	Simón Bolívar
Simón Bolívar	Crmel. Lorenzo de Garaicoa (Pedregal)
Coronel Marcelino Maridueña	Crmel. Marcelino Maridueña
General Antonio Elizalde (Bucay)	General Antonio Elizalde (Bucay)
Babahoyo	Febres Cordero (Las Juntas) (Cab en Mata de Cacao)
El Piedrero	El Piedrero

La EEMCA dentro de su área de concesión presta los servicios de energía eléctrica a la ciudad de Milagro, la cual representa la mayor parte de consumo de energía, pues concentra una mayor cantidad de abonados. La distribución de los clientes en el área de concesión se muestra en la tabla II.

TABLA II. DISTRIBUCIÓN DE CLIENTES

ZONA	CLIENTE	
	CANTIDAD	%
MILAGRO	43828	46,1
LA TRONCAL	11041	11,6
EL TRIUNFO	8417	8,8
NARANJAL	9103	9,6
NARANJITO	8917	9,4
BUCAY	3449	3,6
YAGUACHI	3886	4,1
S. BOLIVAR	3330	3,5
M. MARIDUEÑA	2425	2,5
ESPECIALES	750	0,8
TOTAL	95146	100,0

De la tabla se observa que el 46.1% de clientes se concentra en la ciudad de Milagro, razón por la cual se la puede considerar como una muestra representativa de toda el área de concesión de la EEMCA para efectuar posteriores estudios de reducción de pérdidas. Del mapa a continuación, se puede apreciar el área de concesión de la EEMCA. Figura 1.2 .

FIGURA 1.2 ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EEMCA



1.2.3 Infraestructura Eléctrica.

Para satisfacer la demanda del área de concesión, la EEMCA cuenta con 12 subestaciones a nivel de subtransmisión manejando voltajes de 69/13.8Kv, las cuales se presentan en la Tabla III.

TABLA III. SUBESTACIONES DE LA EEMCA

SUBESTACIONES	KV Nominal.	KVA.	# líneas kV1	# líneas kV2
Milagro Sur 1	69/13.8	12000	1	1
Milagro Sur 2	69/13.8	12000	2	3
Milagro Norte	69/13.8	12000	1	4
Montero 1	69/13.8	5000	3	2
Montero 2	69/13.8	5000	3	2
Marcelino Maridueña	69/13.8	10000	2	5
El Triunfo	69/13.8	5000	3	3
La Troncal	69/13.8	10000	1	5
Bucay	69/13.8	12000	1	4
Naranjal	69/13.8	5000	1	4
Álamos	69/13.8	3750	2	1
Pto. Inca	69/13.8	5000	2	3
TOTALES	69/13.8	96750	22	37

De estas subestaciones se desprenden los alimentadores primarios que distribuyen la energía a toda el área de concesión.

El sistema de distribución secundario, esta alimentado por transformadores de distribución monofásicos con un voltaje de servicio de 120/240V.

A continuación se presenta una tabla en donde se detallan, cada uno de los elementos constitutivos del sistema eléctrico de distribución de la EEMCA. Tabla IV.

TABLA IV. ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEMCA

ELEMENTO	CANTIDAD	LONG. DE CONDUCTOR (Km.)	CAPACIDAD
Líneas de Subtransmisión	13	-	815 MVA
Alimentadores	35	2053,04	130 MVA
Transformadores	5225	-	130 MVA
Redes Secundarias	4690	764,32	-
Acometidas	91412	2742,36	-
Medidores	91412	-	-
Luminarias	15529	-	2623,49 KW

En el Anexo 1.1 se muestra la distribución detallada de cada uno de los elementos del sistema que constan en la tabla IV.

1.2.4 Equipos de medición.

Dentro de las obligaciones de EEMCA se encuentra el prestar el servicio eléctrico a todos los consumidores ubicados en su área de concesión, dentro de los límites de calidad y atender en forma oportuna y cordial los requerimientos de instalaciones de nuevos servicios.

La EEMCA es responsable de instalar, modificar, mantener y remover los sistemas de medición, ya sea por sí misma o a través de personal autorizado.

El suministro de energía se realiza a niveles de voltaje normalizados en baja tensión (BT) y son los siguientes:

- Sistema Monofásico, 2 hilos: 120 V
- Sistema Monofásico, 3 hilos: 120/240 V
- Sistema Bifásico y Trifásico: 2x120/208 V y 3x120/208 V

Para la comercialización del servicio eléctrico a los niveles de voltaje antes mencionados, la EEMCA cuenta con diferentes equipos de medición los cuales se presentan en la tabla a continuación. Tabla V



TABLA V. TIPOS DE MEDIDORES DE ENERGIA UTILIZADOS EN LA EEMCA.

Medidor	Voltaje	Test-Amp.	Hilos	Clase	Forma
Mono.	120	15	2	100	1A
Mono.	120/240	15	3	100	2A
Mono.	120	15	2	100	1S
Mono.	120/240	15	3	100	2S
Mono.	120/240	30	3	200	2S
Mono.	120/208	15	3	100	12S
Trif.	120/240	30	4 Y	120	16S
Trif.	240	2,5	4 Y	10	6S
Mono. Elec.	240	30	3	200	2 S
Mono. Elec.	120/480	2,5	3	20	3 S
Mono. Elec.	120/480	2,5	3	20	4 S
Trif. Elec.	120/480	30	4	200	16 S
Trif. Elec.	120	2,5	4	20	9 S
Trif. Elec.	120	2,5	4	20	6S
Trif. Elec.	120/480	2,5	4	20	9S

En el Anexo 1.2, se presenta el diagrama de conexiones de cada uno de los medidores presentados en la tabla V.

1.2.5 Volúmenes de Energía y Clasificación de Clientes.

Los consumidores localizados en el área de concesión de la EEMCA se clasifican por tipo de tarifa en:

- Residenciales.
- Comerciales.
- Industrial Artesanal.
- Entidades Públicas.



- Asistencia Social.
- Bombeo de Agua.
- Alumbrado Público.
- Otros.

La cantidad de abonados por tipo de tarifa con su respectivo consumo de la EEMCA al mes de Agosto de 2003, se muestra en la tabla VI.

TABLA VI. CLASIFICACION DE CLIENTES Y ENERGIA.

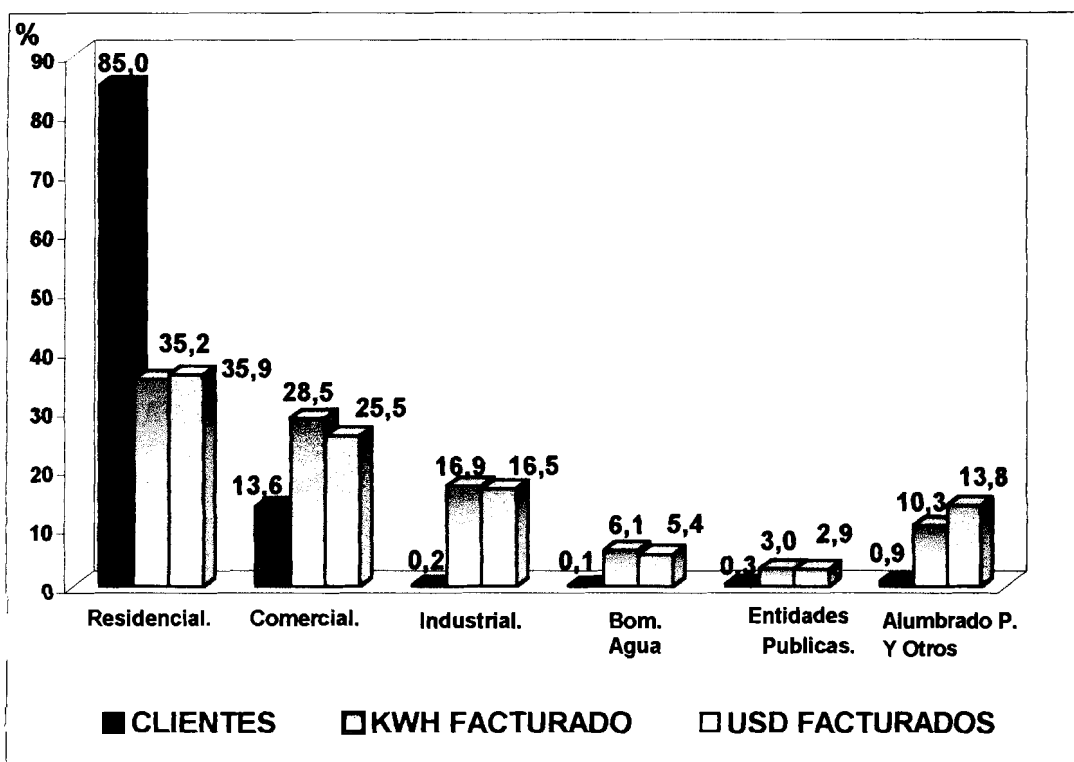
TARIFA	CLIENTES		ENERGIA FACTURADA			
	CANTIDAD	%	KWH	KWH (%)	USD	USD (%)
Residenciales	80.830	85,0	5.986.983	35,2	677.840	35,9
Comerciales	12.900	13,6	4.847.893	28,5	480.904	25,5
Industriales	207	0,2	2.880.758	16,9	311.844	16,5
Bombeo Agua	106	0,1	1.037.809	6,1	101.985	5,4
E. Publicas	269	0,3	502.217	3,0	55.006	2,9
Alumbrado P. Y Otros*	834	0,9	1.751.077	10,3	259.531	13,8
TOTALES	95.146	100	17.006.737	100	1.887.111	100

*Otros es la suma de Municipios, basura y bomberos.

En la figura 1.3 se presenta, el nivel de clientes clasificados por el tipo de tarifa y su respectivo consumo de energía eléctrica.



FIGURA 1.3. CLIENTES Y CONSUMO DE ENERGÍA



De la tabla VI y la figura 1.3, se observa que el 85% de los clientes de la EEMCA son Residenciales, consumiendo el 35.20% de la energía, produciendo una facturación mensual de USD 677.840,25 correspondiente al 35.9%; sin embargo los clientes Industriales son apenas el 0.2%, pero consumen el 16.94% de la energía produciendo una facturación mensual de USD 311.844,21 correspondiente al 16.5%.

Al tener un número reducido de clientes industriales, permite facilitar el control de pérdidas de energía de los mismos y a su

vez es económicamente más conveniente, ya que tienen un mayor consumo de energía que los consumidores residenciales. Siguiendo esta premisa, el orden de prioridad para el control de pérdidas de energía de los clientes es el siguiente: Industriales, Bombeo de Agua, Comerciales, Entidades Públicas, Residenciales, Alumbrado Público y Otros.

1.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA EEMCA.

La EEMCA al mes de Agosto de 2003 se encuentra en una crisis financiera, resultado de un alto nivel de pérdidas, la cual es una de las mas altas en el Ecuador.

La falta de inversión en el sistema de distribución y comercialización de la empresa no solo conduce a un deterioro en la calidad del servicio que presta, sino que es uno de los mayores factores que contribuyen al incremento de las pérdidas. Por lo tanto es necesario que se tomen acciones urgentes que estimulen la eficiencia y la optimización de los recursos.

Al analizar las causas de la crisis financiera de la EEMCA, se establece que las pérdidas no son el problema en sí mismo. Mas bien 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 que se manejan en la ciudad de Milagro tiene causas profundas que no pueden ser solucionadas con tratamientos puntuales, por el contrario, requiere de soluciones de fondo que ataquen las causas y no los síntomas.

1.3.1 Balance de Energía.

Mediante el Balance de energía para el mes de agosto de 2003, se determina dentro del sistema comercial de facturación, lo que se denomina "Pérdida de energía", es decir la diferencia entre la energía total comprada o disponible en un período, y la energía total facturada a los clientes en el mismo período. Tabla VII.

TABLA VII. BALANCE DE ENERGIA.

CONCEPTO	AGOSTO/03
Energía Comprada en Mercado Ocasional (Kwh)	13'511.152,8
Energía en Contratos (Kwh)	14'320.434,2
Energía Total Disponible (Kwh)	27'831.587,0
Energía Facturada Total (Kwh)	17'006.737,0
Pérdidas de Energía (Kwh)	10'824.850,0
Pérdidas Energía (%)	38,89

*Fuente: Departamento de Informática (EEMCA).



En el balance de energía se observa que el nivel de pérdidas para el mes de Agosto del 2003 es de 38.89%. Cabe indicar, que esta información suministrada por el balance de energía es necesaria pero no suficiente para identificar y ubicar las pérdidas eléctricas en el sistema.

La Empresa Eléctrica Milagro tiene el más alto índice de pérdidas de energía en las empresas de la costa, según los informes del CONELEC. Es importante mencionar, que la salida del mayor cliente de la empresa (Papelera Nacional) en el año 2001, marcó un incremento notable del nivel de pérdidas, como lo fue de 24.58% en Marzo de 2001 al 42.71% registrado al mes siguiente.

1.3.2 Cartera Vencida

Al final del año 2002, la cartera por cobrar llega al valor de US \$13'250.000, cifra que representa aproximadamente 10 facturaciones promedio mensuales del 2002, si se desglosa esta cartera por antigüedad, se encuentra que: el 84% de la misma es mayor a 360 días de vencimiento, el 6% hasta 360 días, el 5% hasta 180 días, y solamente el 5% corresponde a un período menor a 90 días.



Si a la misma cartera se clasifica por sector o cifra, se encuentra que el 21% corresponde a empresas de agua potable, el 6% al sector industrial, el 24% a Municipios de los cantones ubicados en el área de concesión de la Empresa, el 37% al sector residencial, el 10% al sector comercial y el 3% a entidades estatales y beneficencia pública. Cabe mencionar, que la cartera vencida de más de 90 días del sector privado es muy difícil de recuperar.

Es de vital importancia que se emprenda un agresivo plan de recuperación de cartera vencida, reduciendo de forma significativa los alarmantes niveles de morosidad por parte de los clientes.

Cumpliendo este objetivo la EEMCA logrará un alto nivel de cobro de energía y mejorará su liquidez, resultantes que le permitirán contar con los recursos necesarios para financiar el programa de reducción de pérdidas de energía.

1.3.3 Pasivos de la Empresa

A partir de Septiembre de 2001, La Empresa Eléctrica Milagro C.A. mantiene un contrato de fideicomiso con el Banco de



Guayaquil, institución que maneja el total de los ingresos diarios de la Empresa, y entrega al final del período el 32% de dichos ingresos a la Empresa para sus gastos e inversiones, y el 68% se aplica para el pago de generadores y la planilla del CENACE.

Mediante el fideicomiso que mantienen las empresas eléctricas se utiliza el 68% de la recaudación de la Empresa para pagar a las generadoras privadas, generadoras del Fondo de Solidaridad, Transmisor y actualmente a la importación de energía desde Colombia.

A pesar que la Empresa destina el total del 68% de recaudación y todavía sacrifica el 2% de su VAD (Valor Agregado de Distribución) para cancelar deudas anteriores con las generadoras, no ha podido cubrir el total de la deuda, debido a que deja de percibir aproximadamente USD 900.000 mensuales, por efecto de las pérdidas generadas.

Según el informe emitido por la EEMCA en el mes de Agosto del 2003, la deuda total asciende a US \$ 17'444.951,99, cifra que no incluye los saldos pendientes que existían antes del Fideicomiso, que no ha podido ser cancelada. Recién a través de la ejecución



del Decreto 2403 por parte del gobierno se podrá amortizar parte de este valor pendiente de pago mediante el cruce de deuda, entre la Empresa, Ministerio de Economía y las generadoras. Vale anotar que la cantidad exacta no se conoce mientras no se emita dicha orden gubernamental.

La Empresa Eléctrica Milagro ha tenido déficit financiero desde hace 6 años, dado principalmente por el diferencial tarifario (compra-venta de energía) y por el alto índice de pérdidas comerciales.

1.3.4 Continuidad en la Administración

Uno de los mayores problemas de carácter administrativo que ha tenido que afrontar la Empresa Eléctrica Milagro C.A., es la discontinuidad e incapacidad de la alta administración; en los últimos cinco años se han sucedido en este cargo seis personas, lo cual da un promedio de 10 meses en funciones cada uno, lapso en el cual difícilmente se puede estructurar un programa a largo plazo y sostenible en el tiempo.

Para disminuir el impacto que esta situación origina, en los resultados y en la gestión de los diversos administradores, se



deben realizar propuestas de políticas y programas a largo plazo para aprobación de la Junta de Accionistas, de manera que no tengan ninguna interferencia e interrupción en el futuro y por lo tanto no dependa de quién se encuentre desarrollando las funciones de administrador en el momento.

1.3.5. Implementación Tecnológica

Un logro alcanzado por la Empresa Eléctrica Milagro C.A. ha sido la puesta en marcha del sistema comercial Zeus, que sirve para controlar y realizar todas las funciones que forman parte de un sistema comercial de una empresa eléctrica.

Zeus se encuentra elaborado sobre procesos Xnear y contiene una base de datos en SQL Server y su aplicación cubre desde que un cliente potencial se acerca a solicitar el servicio eléctrico, las inspecciones de servicio, instalación del equipo de medición, incorporación al sistema de facturación y todo lo relacionado con los procesos comerciales de la EEMCA.

El sistema Zeus arrancó el 16 de abril de 2001, pero cabe recalcar que fue introducido de una forma brusca, sin haber realizado previamente el arranque de un programa piloto. Esto se



reflejó en un incremento de las pérdidas administrativas que luego fueron reducidas, pero actualmente se mantienen en un nivel considerablemente alto. Dicho nivel de pérdidas administrativas será analizado posteriormente.

Observando los procesos comerciales, se detectaron problemas en el manejo del programa, concernientes a la utilización ineficiente de los recursos que el mismo ofrece. Es decir, que a pesar de contar con una buena herramienta tecnológica, no es utilizada a su mayor capacidad.

Adicionalmente, se encuentra en período de prueba el enlace de comunicación directa, integrando al sistema informático de la matriz ubicada en la ciudad de Milagro, a las agencias de La Troncal, El Triunfo, Naranjal, Naranjito, Simón Bolívar, Bucay, Yaguachi y Marcelino Maridueña con lo cual se logrará obtener mayor agilidad en la obtención de la información.



CAPITULO 2

PÉRDIDAS DE ENERGIA

2.1 INTRODUCCIÓN.

En todos los sistemas eléctricos, un elemento siempre presente son las pérdidas de energía, sin embargo, el cálculo de las mismas, en los sistemas de potencia es una tarea que por lo general debe recibir la atención apropiada. Es un hecho que la estimación de las pérdidas es uno de los primeros pasos de cualquier esfuerzo destinado a mejorar la eficiencia de una empresa de suministro eléctrico.

El objetivo de este capítulo es dar a conocer los niveles de pérdidas de energía de la EEMCA, desglosando sus componentes y su participación en el sistema, además los métodos más importantes de reducción y los costos que representan cada componente de dichas pérdidas.

Posteriormente se realizará una comparación de dichos costos, que permitan conocer por donde se debe empezar un plan de reducción de pérdidas.

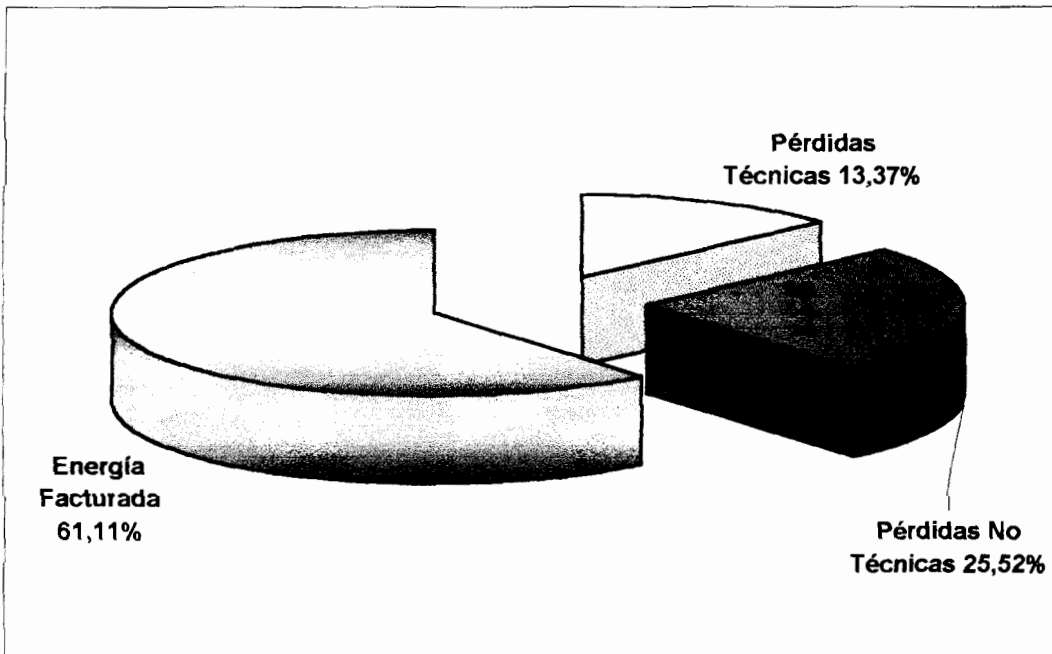


2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

El nivel de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de la Empresa. Por lo que es de suma importancia conocer y evaluar la incidencia de las mismas en todas las etapas del sistema.

En el sistema eléctrico de distribución se identifican dos tipos de pérdidas que son: las Técnicas y No Técnicas. Para la EEMCA estos niveles de pérdidas se presentan en la Figura 2.1.

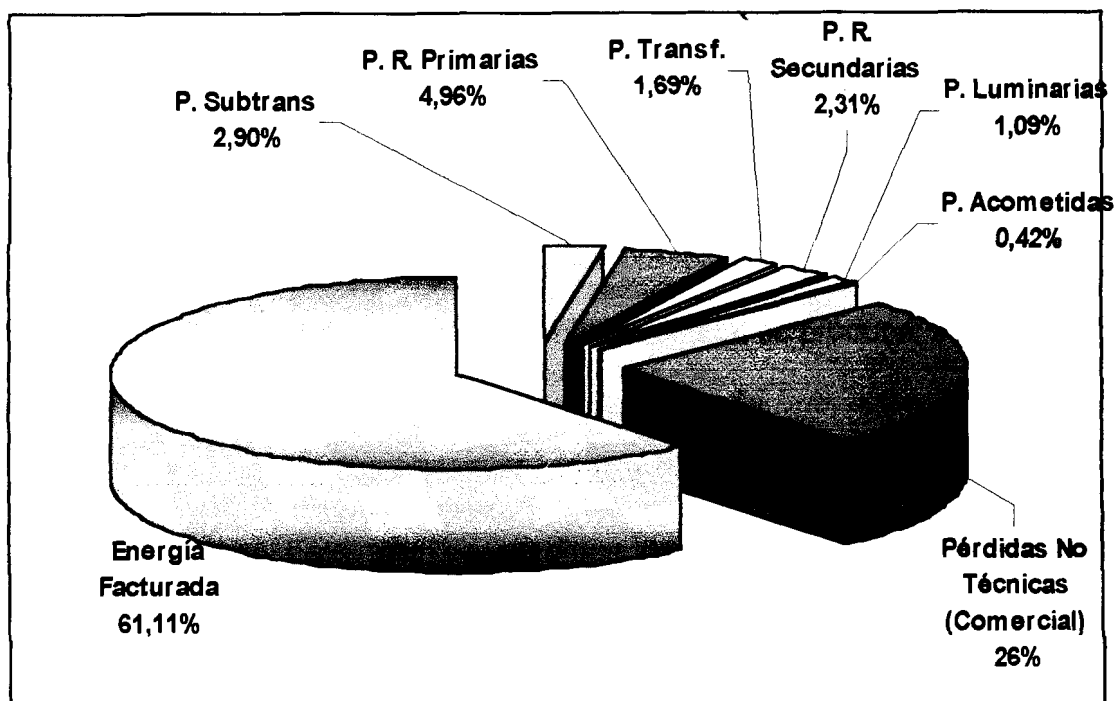
FIGURA 2.1. DISTRIBUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE LA EEMCA



2.3 PERDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de otra manera pero que puede ser reducida a valores aceptables según normas. Estas son inevitables y es por ello que se encuentran presentes en todos los sistemas eléctricos de potencia. A continuación se presenta una gráfica de la distribución de las Pérdidas Técnicas de la EEMCA. Figura 2.2

FIGURA 2.2. PORCENTAJE DE PERDIDAS TECNICAS



Existen diversos métodos para determinar el nivel de pérdidas técnicas en un sistema de distribución, uno de los cuales se detalla en el **Apéndice B**

2.3.1 Clasificación de las Pérdidas Técnicas.

Las pérdidas técnicas son provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema de distribución, las cuales se deben a las condiciones propias de las instalaciones y al manejo y conducción de la energía. Su magnitud depende de las características de las redes y de la carga que estas conducen.

De manera general se clasifican en:

- Pérdidas Fijas.
- Pérdidas Variables.

2.3.1.1 Pérdidas Fijas.

Las pérdidas fijas se presentan por el sólo hecho de energizar el elemento en el cual se produce, sin importar que la carga (Demanda) sea nula.

Este tipo de pérdidas llamadas también pérdidas en vacío o núcleo depende principalmente de la densidad de flujo magnético, la cual a la vez depende de la variación del voltaje mas no de la variación de la demanda, y se presentan normalmente en los transformadores y máquinas eléctricas.



Estas pérdidas se deben a las corrientes de histéresis producidas por las corrientes de excitación; también se incluyen en este tipo de pérdidas las que se dan a altos niveles de voltaje tal como las llamadas por efecto corona.

Estas pérdidas se producen en los siguientes elementos del sistema:

- Núcleo de los Transformadores de Distribución y Subtransmisión.
- Medidores de Energía.
- Motores

Al determinar que la variación del voltaje en los sistemas eléctricos es considerado insignificante, este tipo de pérdidas se asume que permanecen constantes.

2.3.1.2 Pérdidas Variables.

Las pérdidas “variables” son las que dependen de la demanda, como son las producidas por el efecto Joule.



Este tipo de pérdidas son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes en el sistema.

Cada uno de los componentes del sistema tiene asociada una resistencia al tipo de material y a sus características técnicas. En forma general, las pérdidas (P) están relacionadas a la corriente (I) y a la resistencia (R) mediante la siguiente expresión:

$$P = I^2 * R \text{ [W]}$$

Donde, I depende de la demanda o carga del sistema y R de la conductividad del material, la configuración técnica del sistema, la distancia entre los puntos de entrega y recepción de energía y la temperatura ambiente.

Como muestra la ecuación, las pérdidas técnicas crecen proporcionalmente con el cuadrado de la corriente (en función de la demanda) y son directamente proporcionales a la resistencia del medio material a través del cual se conduce la energía.



Estas pérdidas se producen en los siguientes elementos del sistema:

- Alimentadores Primarios.
- Devanados de los Transformadores de Distribución.
- Redes secundarias.
- Luminarias.
- Acometidas.

2.3.2 Métodos de Reducción.

Para reducir y controlar el nivel de pérdidas técnicas existen diversas recomendaciones y criterios utilizados. Entre una de ellas está en determinar en primer lugar, el nivel de pérdidas de potencia y a partir de éstas, las pérdidas de energía. Para poder calcular las pérdidas de potencia y energía se requieren de distintos factores técnicos, tales como: Factor de Utilización, Factor de Pérdidas, Factor de Carga y factor de Potencia; los mismos que se obtienen a partir de las curvas de carga de los distintos elementos constitutivos del sistema de potencia.

Para la reducción y control de las pérdidas técnicas se considera:

- Las Líneas Primarias (Alimentadores).
- Transformadores de Distribución.

- Circuitos Secundarios.
- Operación Económica del Sistema Eléctrico.

A continuación se presentan los métodos usuales de reducción de pérdidas técnicas y el nivel de recuperación de energía que se obtendría al aplicar dichos métodos. Los datos fueron obtenidos del estudio INECEL-ESPOL realizado para la EEMCA, en el año 1999.

2.3.2.1 Líneas Primarias.

Para reducir y controlar las pérdidas en las líneas primarias se consideran los siguientes criterios técnicos:

a. Balancear la Carga.

En una línea primaria tipo, se reparte la carga por igual en las tres fases y se determina las pérdidas de energía. Con esto se reduciría hasta el 20.71% de pérdidas de energía con respecto a las que se tiene con desbalance.



b. Mejorar el Factor de Potencia.

En una línea primaria tipo se instalan capacitores a los dos tercios de la longitud de la alimentadora a partir de la subestación, considerando un factor de potencia de 0.96 en la barra de baja tensión de la subestación y se determinan las pérdidas de energía. Con esto se reduciría hasta el 30.45% de pérdidas de energía con respecto a las que se tenían sin capacitores.

2.3.2.2 Transformadores de Distribución.**a. Cargabilidad de los Transformadores.**

Se considera una cargabilidad en las horas de demanda máxima de los transformadores, hasta la sobrecarga límite que garantiza la vida útil del transformador y la que corresponde a la capacidad nominal. Para ambos casos se determinan las pérdidas de energía. Al hacer trabajar a los transformadores a capacidad nominal se lograría un ahorro de energía en un rango del 30 al 72% con respecto a las pérdidas producidas al hacer trabajar al trabajador en sobrecarga.



b. Transformador Económico.

Se considera como transformador económico a aquel que posee menores pérdidas, son construidos con mejor tecnología y tienen más alta eficiencia. Al seleccionar transformadores económicos se lograría un ahorro en las pérdidas de energía en un rango del 18 al 33% con respecto a las pérdidas de los transformadores no económicos.

2.3.3.3 Circuitos Secundarios.**a. Ubicación Óptima del Transformador de Distribución.**

Se considera la ubicación óptima (centro de la carga) y la no óptima del transformador de distribución, y se determinan las pérdidas de energía para cada caso. Al ubicar a los transformadores en el centro de la carga, se lograría reducir en hasta un 73% las pérdidas de energía con respecto a las generadas con una mala ubicación de los transformadores.



b. Cambio de Conductor.

En un circuito secundario tipo se determina la cargabilidad de los conductores con respecto a su capacidad térmica para una temperatura de 50°C considerando una carga normal correspondiente al 70% de la capacidad térmica, estableciendo así las pérdidas de energía. Se determina que existe una reducción de hasta un 9.48% del nivel de pérdidas de energía al dimensionar correctamente el secundario.

2.3.3.4 Operación Económica del Sistema.**a. Proyección de la Demanda.**

La proyección de la demanda debe de identificar las zonas que van a tener mayor desarrollo eléctrico y por ende económico, ubicando y mencionando las futuras demandas de energía eléctrica en las diferentes zonas urbanas y rurales. Esta proyección sirve para determinar la ubicación y el dimensionamiento de subestaciones de distribución, líneas primarias, así como la configuración de líneas de subtransmisión.

b. Factor de Carga del Sistema.

Para mejorar el factor de carga del sistema eléctrico se tiene que disminuir la Demanda máxima, para lo cual se podrían tomar acciones tales como: Realizar estudios que determinen la incidencia de la curva de carga diaria del sector en la curva de carga diaria del sistema eléctrico; elaborar políticas para mejorar el factor de carga de los sectores residenciales, comerciales e industriales, incentivando por medio de tarifas preferenciales el consumo de energía en las horas de menor demanda del sistema

2.3.3 Pérdida Técnicas de la EEMCA.

2.3.3.1 Nivel.

De los estudios realizados por el Departamento de Planificación de la EEMCA y de los informes emitidos por la Empresa al Fondo de Solidaridad, se analiza el nivel de pérdidas técnicas.

Considerando que para el mes de Agosto de 2003 la EEMCA tuvo 27831,59 MWH de energía disponible, se



presentan los niveles de pérdidas técnicas de cada elemento del sistema de distribución, en la tabla VIII.

TABLA VIII. PERDIDAS TÉCNICAS AL MES DE AGOSTO DE 2003

ELEMENTO	%	MWH
Subtransmisión	2,90	808,45
Redes Primarias	4,96	1380,16
Transformadores	1,69	469,82
Redes Secundarias	2,30	640,92
Luminarias	1,09	303,75
Acometidas	0,42	117,32
TOTALES	13,37	3720,4

* Fuente: Departamento de Planificación (EEMCA)

2.3.3.2 Costos

Los costos que representan las pérdidas técnicas en la Empresa Eléctrica Milagro, se muestran en la tabla IX.

Cabe mencionar, que el cálculo se realizó considerando el precio de venta del Kilowatt-hora al mes de Agosto, de 2003, el cual tuvo un valor de USD 0.1082.



TABLA IX. COSTO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

ELEMENTO	CANTIDAD	%	MWH	USD
Subtransmisión	13	2,90	808,45	87.473,82
Redes Primarias	35	4,96	1380,16	149.333,76
Transformadores	5225	1,69	469,82	50.834,68
Redes Secundarias	4690	2,30	640,92	69.347,86
Luminarias	15529	1,09	303,75	32.866,11
Acometidas	91412	0,42	117,32	12.694,49
TOTALES	116904	13,37	3720,4	402.550,72

De la tabla IX se observa que el costo total que representa el nivel de pérdidas técnicas al mes de Agosto de 2003 asciende a **USD 402.550,72**.

2.4 PÉRDIDAS COMERCIALES (NO TÉCNICAS).

Tener Pérdidas No Técnicas de energía significa económicamente para la EEMCA: menor disponibilidad de capacidad instalada, disminución de ingresos por los consumos no facturados, mayor pago en la compra de energía, mayor pago por el transporte de la energía por el sistema de transmisión nacional y el sistema de distribución local, disminución del período de vida útil de la infraestructura eléctrica (redes e instalaciones), obligando a fuertes inversiones tanto en renovación como en



ampliaciones del sistema eléctrico de distribución, aumento de tarifas a los clientes, menores planes de expansión, etc..

2.4.1 Clasificación de las Pérdidas No Técnicas.

Se conoce como pérdidas no técnicas de electricidad a toda aquella energía eléctrica que se entrega a la clientela sin poder ser facturada y toda demanda que se garantiza al cliente a través de la red de suministro que igualmente no puede ser facturada.

Existen diversos criterios para clasificar las pérdidas no técnicas.

Es así, que considerando las causas que las producen se las puede clasificar en:

- Sociales, y
- Administrativas.

2.4.1.1 Sociales

Las llamadas pérdidas Sociales se identifican dentro del sistema de distribución como aquellas en las que interviene directamente el abonado del servicio para producir un perjuicio en contra de la empresa, al evitar que se facture el consumo real producido.



Dentro de las pérdidas Sociales se puede mencionar al hurto de energía eléctrica, de manera directa o a través de la manipulación o descalibración de los sistemas de medición.

- **Hurto de Energía**

El hurto de energía se puede definir como interferencia intencional en la red de energía eléctrica, en los equipos de medida, procedimientos o registros, que originan pérdidas para la compañía de electricidad. Estos usuarios ilegales, son aquellos que realizan conexiones eléctricas a las redes de distribución sin el respectivo equipo de medición y sin 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 del hurto de energía en los barrios, indica que el mal continuará, a menos que la Empresa inicie programas agresivos de prevención del robo de energía. Se pueden 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 contratos de suministro, apegados al régimen legal, donde se tipifica el hurto de energía eléctrica como delito.
- Falta de apoyo de organismos oficiales para contrarrestar el hurto de energía.
- Baja capacidad de pago por parte de los usuarios, debido a los altos costos de energía.

2.4.1.2 Administrativas.

Se llaman pérdidas administrativas a aquellas en las que interviene personal de la empresa tanto dentro como fuera de ella, también se reconocen como pérdidas administrativas las deficiencias en los departamentos comerciales, para producir un perjuicio en contra de la



empresa, al evitar que se facture el consumo real producido.

Los procesos comerciales contribuyen directamente e indirectamente a la disminución de los niveles de pérdidas no técnicas. Entre los procesos mas importantes se encuentran los de Facturación, Contratación de Nuevo Servicio y el de Toma de lectura (Medición), procesos que son objeto de este estudio y serán tratados a profundidad en capítulos posteriores

Entre las deficiencias encontradas en los procesos tenemos:

- Medidores instalados pero no registrados al sistema
- Medidores ingresados al sistema pero que no registran consumos por tiempos indeterminados.
- Información confusa que producen errores y demoras en la facturación
- Falta de tecnología que permita el ingreso correcto y eficiente de lecturas de consumos.
- Errores debido a apreciación por falta de inspecciones en terreno que permitan tener datos reales.



- Errores en la medición del consumo de energía.
- Solicitudes de nuevo servicio estancadas por tiempos indeterminados.
- Falta de agilidad en la instalación de medidores
- Falta de agilidad en la atención de reclamos, etc.

Las deficiencias en la gestión administrativa de una empresa son un reflejo de cómo se encuentra su organización y la forma cómo la empresa contribuye en el incremento de sus propias pérdidas.

2.4.2 Problemas en los Equipos de Medición.

La tentación del fraude eléctrico se hace presente y como consecuencia de la ausencia de un contrato de suministro apegado al Código Penal, que sancione su acción, los consumidores se atreven cada día más a participar directamente en la ejecución de un acto ilegal en contra de los intereses de las empresas distribuidoras del servicio eléctrico.

Así, nacen los diferentes tipos de fraudes eléctricos cometidos a nivel de los medidores y/o equipos de medición instalados a



clientes residenciales, comerciales, industriales y hasta de los sectores oficiales

2.4.2.1 Errores en los Sistemas de Medición.

Debido a la importancia que tienen los equipos de medición como instrumento de registro de energía eléctrica, debe garantizarse su funcionamiento óptimo. Por esta razón se presentan algunos errores en los que podría incurrirse al momento de seleccionar los equipos de medición. Estas acciones erróneas se dan por falta de conocimiento técnico al momento de escoger el medidor o por algún acuerdo entre el consumidor y el personal de la Empresa para que el medidor no registre el consumo real de energía.

A continuación se presentan los errores más usuales al momento de seleccionar un medidor para ser instalado.



TABLA X. ERRORES DE LOS SISTEMAS DE MEDICION EN EL REGISTRO DE ENERGIA

MEDIDOR UTILIZADO	VOLTAJE DE TRABAJO DEL MEDIDOR	TIPO DE BASE	VOLTAJE DE LA BASE	% DE ENERGIA REGISTRADA		
				VL1N	VL2N	VLL
2S	120/240	12S	120/208	75	75	100
2S	120/240	1S	120	50	50	-
12S	120/208	1S	120	100	100	-
1S	120	2S	120/240	200	0	100

En la tabla X se muestran los porcentajes de energía que registrarían los medidores para voltajes de fase. Es así que al conectarse un medidor con Forma 2S sobre una base tipo 12S, se registra en las cargas conectadas de línea a neutro, solo un 75% de la energía consumida y para voltaje de línea a línea el 100%.

Un análisis mas detallado sobre los errores al seleccionar incorrectamente un medidor se presenta en la sección 3 del Apéndice C.

2.4.2.2 Manipulación de los Equipos de Medición.

Entre las acciones más frecuentes que se detectan en la manipulación de los medidores tenemos:



- Puentes Desplazados.
- Desconexión Bobinas Internas.
- Cojinete Apretado.
- Cambio de Constante de Medición (rev/kwh).
- Engranaje Integrador Dañado.
- Puente en la Bornera (base).
- Manipulación legal (Realizado por personal de la Empresa).
- Otros tipos de manipulaciones

El detalle de cada uno de las diferentes manipulaciones en los sistemas de medición, se presentan en la sección 4 del Apéndice C.

2.4.3 Métodos de Reducción

El objetivo general que buscan los proyectos de reducción de pérdidas no técnicas es de disminuir al máximo el fraude y hurto de energía mediante la regularización de usuarios, instalación de nuevos equipos de medición, instalación de nuevas redes y acometidas y la implementación de mejores sistemas de lectura, facturación, cobranza y control.



Para alcanzar el éxito en un programa de reducción de pérdidas se debe de empezar con los procesos administrativos puesto que no requieren de una gran inversión, teniendo resultados a corto plazo; paralelamente atacar los problemas por Pérdidas Sociales que ameritan la implementación de un plan a largo plazo.

A continuación se describen las principales acciones que conducen a obtener rebajas significativas en el índice de pérdidas no técnicas.

- Creación de un objetivo corporativo para motivar al personal de la empresa en la reducción de las pérdidas.
- Reingeniería de los procesos administrativos; implementando tecnología para mejorar la eficiencia de la empresa.
- Descentralización de la gestión administrativa, distribuyendo la atención del negocio a través de sucursales ubicadas en diferentes zonas geográficas.
- Revisión de los clientes de la empresa mediante la asociación de instalaciones a transformadores y circuitos.
- Normalización y seguimiento continuo de clientes reincidentes en el hurto de energía.

- Implementación de medidas técnicas en contra de la morosidad (Conductor antihurto, cajas antihurto, eliminación de líneas secundarias, etc).

2.4.4 Pérdidas No Técnicas de la EEMCA.

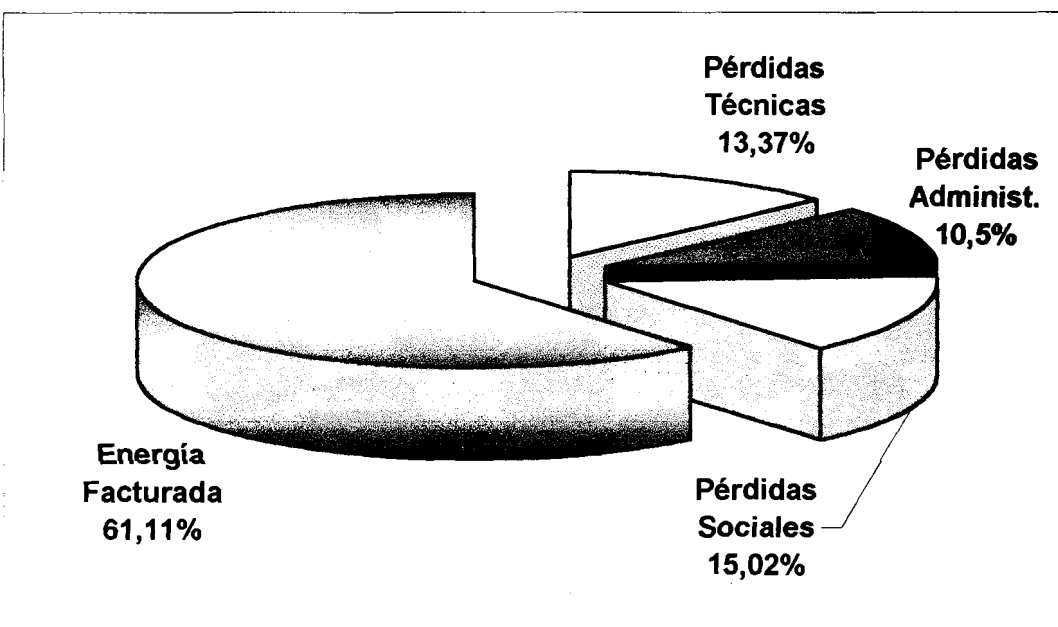
2.4.4.1 Nivel.

De los estudios realizados por el Departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica Milagro y de los informes emitidos por la Empresa al Fondo de Solidaridad, se determinó que el nivel de Pérdidas, al mes de Agosto de 2003, alcanzó el **38.89%** correspondiendo a las Pérdidas Técnicas el **13.37%** y por consiguiente el **25.52%** a razones No Técnicas.

Las pérdidas No Técnicas se clasifican en Sociales y Administrativas. Siguiendo el propósito del presente trabajo, A continuación se presenta la distribución de las pérdidas No técnicas (Comerciales). Figura 2.3



FIGURA 2.3. PORCENTAJE DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS



Para determinar el nivel de pérdidas administrativas, se estudiaron los procesos administrativos más importantes los cuales son: Contratación de nuevo servicio, Medición y Facturación.

- **Proceso de Contratación de Nuevo Servicio.**- En el Proceso de Contratación de nuevo servicio, se realizó un seguimiento del tiempo de instalación de los medidores, es decir, desde que fue solicitado hasta su instalación misma, además se determinó la energía dejada de facturar considerando el consumo promedio de 100 KWH al mes. Es así que para el mes de Agosto de 2003, un

total de 184 clientes solicitaron medidor los cuales fueron instalados en un promedio de 25 días laborables.

En el Anexo 2.1, se presenta una muestra de los clientes que solicitaron un medidor, el tiempo de instalación y la energía dejada de facturar.

Al analizar el tiempo de instalación de los medidores, se determinó que 21800 KWH se dejaron de facturar para el mes de Agosto del 2003, representando el 0.08% de las pérdidas.

- **Proceso de Medición y Facturación.-** Para determinar el nivel de pérdidas producidas en el proceso de Medición y Facturación, se estudiaron los *libros de críticas**, en donde aparecen todos los errores producidos durante la recolección de las lecturas y el ingreso de las mismas al sistema central de EEMCA. En el libro de críticas se asigna una lectura actual al usuario, en un procedimiento denominado “validación”, también se estudiaron los filtros de consumo en donde aparecen

los errores provocados durante la validación y en ingreso de los datos generados durante la misma. Estos procedimientos serán analizados a profundidad en el capítulo 3.

Durante el estudio realizado en el mes de Agosto de 2003, se determinó que 31873 de los clientes aparecen en el libro de criticas, correspondiendo al 33.5% del total de clientes y 8363 de los clientes aparecen en el filtro de consumo, correspondiendo al 8.79%. Estos índices muestran la ineficiencia de estos procesos.

Para determinar la cantidad de energía no facturada, se efectuó una revisión de cada uno de los consumos asignados en el libro de críticas y se consideró un consumo promedio de 100 KWH.

En el Anexo 2.2, se presenta una muestra de los clientes que aparecen en el libro de criticas, a los cuales se les asignó la lectura actual y por consiguiente el consumo.



Los errores reflejados en el libro de críticas son consecuencia de los medidores averiados o adulterados, mala lectura o ausencia de esta, errores manuales en el registro de las lecturas y en el ingreso de las mismas al sistema.

Analizados los libros de críticas se determinó que para el mes de Agosto de 2003, en la validación se pierde 2277.5 MWH correspondiendo al 8,18% de las pérdidas y en los filtros de consumo se pierde 623 MWH correspondiendo al 2.24% de las pérdidas. En la Tabla XI se presenta un desglose de las pérdidas administrativas.

TABLA XI. PÉRDIDAS ADMINISTRATIVAS

	CONCEPTO	# DE CLIENTES	KWH	%	USD
CONTRATACIÓN	Medidores instalados a Destiempo	184	21800	0,08	2358,76
FACTURACIÓN Y MEDICION	Validación	31874	2277502,06	8,18	246425,723
	Filtros de consumo y Censos de carga	8363	623014,89	2,24	67410,21
	TOTALES	40421	2922316,95	10,5	316194,694



En la Tabla XI se puede observar que el nivel de Pérdidas Administrativas para el mes de Agosto del 2003 es del **10.5%**.

2.4.4.2 Costos.

Para el cálculo del costo que representan las pérdidas no técnicas, se consideró el precio de venta promedio del KWH al mes de Agosto, cuyo valor fue de USD 0.1082.

Conociendo que el nivel de perdidas No técnicas es del 25.52% y al determinar que el nivel de pérdidas administrativas es del 10.5% se concluye que las pérdidas sociales representan el 15.02%. En la Tabla XII se muestran los costos que representan las Pérdidas No Técnicas para la EEMCA.

TABLA XII. COSTOS DE LAS PERDIDAS NO TÉCNICAS

TIPO	%	MWH	USD
Administrativas	10,5	2922,31695	316.194,694
Sociales	15,02	4180,30482	452.308,981
TOTALES	25,52	7102,62177	768.503,675



De la tabla XII se observa que el 25.52% de Pérdidas No Técnicas representa **USD 768.503,675.**

2.5 COMPARACION DE LA RENTABILIDAD DE REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS.

Para efectuar la comparación global de la rentabilidad en la reducción de pérdidas se presenta un resumen de los costos de las mismas.

En la tabla XIII se muestra el detalle de las pérdidas técnicas y no técnicas para el mes de Agosto de 2003 de la EEMCA.

TABLA XIII. DETALLE DE PERDIDAS

TIPO	%	MWH	USD
PERDIDAS TECNICAS			
Subtransmisión	2,90	808,45	87.473,82
Redes Primarias	4,96	1380,16	149.333,76
Transformadores	1,69	469,82	50.834,68
Redes Secundarias	2,30	640,92	69.347,86
Luminarias	1,09	303,75	32.866,11
Acometidas	0,42	117,32	12.694,49
Sub- Total	13,37	3720,4	402.550,72
PERDIDAS NO TÉCNICAS			
Administrativas	10,5	2922,31695	316.194,69
Sociales	15,02	4180,30482	452.308,98
Sub- Total	25,52	7102,62177	768.503,68
TOTAL	38,89	10823.71	1'171.124.97



De la tabla XIII se observa que el 38.89% de pérdidas representa para la EEMCA un costo de USD 1'171.124.97.

Considerando un análisis global, se determina que las pérdidas No Técnicas son significativamente mayores, con un nivel del 25.52% representando **USD 768.503,68**, mientras las pérdidas Técnicas tienen un nivel del 13.37%, representan **USD 402.550,72** al mes de Agosto de 2003, es así, que se debe prioritariamente atacar primero a las pérdidas No Técnicas por el mayor volumen que estas significan con respecto a las Técnicas.

Sin embargo se debe efectuar un análisis más detallado, para determinar cuál de los dos tipos de pérdidas es económicamente mas conveniente reducir. Para demostrar esto a continuación se presenta un ejemplo de reducción de pérdidas.

- **Reducción de Pérdidas Técnicas.**- Para reducir un porcentaje de las Pérdidas Técnicas se deben adquirir transformadores y cambiar conductores secundarios que se encuentren sobrecargados.

Considerando que 20% de los 5225 transformadores de la EEMCA se encuentran sobrecargados, se necesitaría adquirir 1045 nuevos



equipos de 37.5 KVA promedio, los cuales tienen un costo referente en el mercado de USD 800 cada uno; con esto se espera reducir el nivel de pérdidas en los transformadores en un 0.8%, es decir bajar de 1.69% a 0.89%.

Además, de los estudios realizados por el Departamento de Planificación se determinó que el 29.31% de los 764.32 Km de circuitos secundarios se encuentran sobrecargados, esto significa que se debe adquirir 224 Km de conductor nuevo de calibre promedio 2/0 AWG (Aluminio TW, 7 hilos, 600 V), el cual tiene un precio referencial en el mercado de USD 0.90 cada metro; con esto se espera reducir el nivel de pérdidas en los circuitos secundarios en un 0.22%, es decir bajar de 2.30% a 2.08%.

TABLA XIV. COSTOS DE LOS EQUIPOS PARA REDUCIR UN PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

DESCRIPCION	CANTIDAD	PRECIO Unitario (USD)	PRECIO Total (USD)
Transformador (37.5KVA)	1045	800	836.000
Conductor 2/0 (Km)	224	900	201.600
		TOTAL	1'037.000



TABLA XV. COSTO POR MANO DE OBRA

EQUIPO A INSTALAR	CANTIDAD	PRECIO Unitario (USD)	PRECIO Total (USD)
Transformador (37.5KVA)	1045	30	31350
Conductor 2/0 (Km)	224	300	67200
		TOTAL	98.550

TABLA XVI. COSTO TOTAL PARA REDUCIR UN PORCENTAJE DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

DESCRIPCIÓN	PRECIO DEL EQUIPO (USD)	PRECIO DE INSTALACION (USD)	PRECIO Total (USD)	Reducción de Pérdidas Técnicas (%)
Transformador (37.5KVA)	836.000	31350	867.350	0,8
Conductor 2/0 (Km)	201.600	67200	268.800	0,22
		TOTALES	1'136.150	1,02

De la tabla XVI, se observa que el costo total para reducir las pérdidas en los transformadores es de USD 867.350 y por el cambio de conductor es de USD 268.800; se determina que para reducir 1.02% de la Pérdidas Técnicas se necesita realizar una inversión de USD 1'136.350.

- Reducción de Pérdidas No Técnicas.- Como se observó anteriormente, las Pérdidas No Técnicas se clasifican en Sociales y



Administrativas; para el presente ejemplo se considerará la reducción de Pérdidas Administrativas.

Para reducir un porcentaje de las Pérdidas No Técnicas, se deben mejorar los procesos administrativos, realizando una automatización de los mismos, a través de la implementación de Equipos Portátiles de Adquisición de Datos (Hand Held), que a su vez necesitan de Terminales Receptores de Datos (Cunas) y programas para manejar los mismos; con esto se espera reducir 3% en el nivel de Pérdidas Administrativas, es decir bajar del 10.5% al 7.5% en el primer año; sin embargo, esto debe complementarse con el control de las Pérdidas Sociales, pues, no serviría de nada tener procesos eficientes, si la Empresa continua teniendo clientes con anomalías de hurto de energía.

A continuación se detallan los costos de los equipos y adecuaciones que se deben realizar para mejorar los procesos administrativos; en dichos costos se incluye la mano de obra. Tabla XVII



TABLA XVII. COSTOS PARA REDUCIR UN PORCENTAJE DE PÉRDIDAS COMERCIALES

DESCRIPCION	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
Hand Held con sus Cunas	24	1429,97	34.319,20
Programas de Manejo	34	386,06	13.126,00
Adecuación de áreas de Trabajo	8	1869	14952
		TOTAL	62.397,20

En la tabla XVIII se presenta la relación beneficio costo, del ejemplo de la reducción de pérdidas.

TABLA XVIII. COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD

MÉTODO	Energía Recuperada (MWH)	Energía Recuperada (%)	Energía Recuperada (USD)	COSTO (USD)	BENEFICIO/ COSTO
REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS	283,88	1,02	30716,02	1'136.150	0,03
REDUCIR PERDIDAS NO TÉCNICAS	1060,32	3,00	114727	62397	1,84

De la tabla XVIII, se observa que para reducir 1.02% de pérdidas Técnicas se requiere realizar una inversión de USD 1'136.150, mientras que para reducir 3% de pérdidas No Técnicas se necesita realizar una inversión de USD 62.397, es decir, que para reducir las pérdidas No Técnicas la inversión es menor (Costo) y se obtiene una

mayor recuperación de energía (Beneficio), esto se refleja en el índice beneficio / costo el cual es de 1.84.

Además, se determinó el periodo de recuperación de la inversión el cual alcanza los 3 años para reducir 1.02% de Pérdidas Técnicas y para reducir 3% de Pérdidas No Técnicas se necesita de 4 meses. Esto hace aun más atractiva la reducción de Pérdidas No Técnicas, pues se tiene un periodo de recuperación casi inmediata. Con esto se concluye que se debe dar prioridad a la reducción de Pérdidas No Técnicas pues es económicamente mas conveniente, para luego atacar a las Pérdidas Técnicas.

Cabe mencionar, que el CONELEC permite a la EMMCA que el nivel de sus pérdidas llegue hasta el 10.32%. El costo de las pérdidas bajo este porcentaje es recuperado vía tarifa hacia los abonados, mientras que el costo de las pérdidas sobre este nivel se consideran como pérdidas económicas reales de la Empresa. (Anexo 2.3).

En el Anexo 2.4, se presenta un gráfico donde se puede observar el comportamiento del nivel de pérdidas sobre el porcentaje permitido con respecto al costo de las mismas.



CAPITULO 3

ESTUDIO DE LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.

3.1 INTRODUCCIÓN.

Una vez analizada la rentabilidad de reducir pérdidas técnicas y no técnicas, se propone iniciar un plan de reducción de pérdidas tomando como punto de partida a los procesos administrativos, es decir, atacar las pérdidas no técnicas; pues las deficiencias en la gestión administrativa de una empresa distribuidora provocan pérdidas económicas, así como caos y desorden, por lo cual deben ser eliminadas, esto, si se pretende obtener cambios de fondo con la problemática de las pérdidas que permitan llegar a la rentabilidad objetivo. Pues sencillamente una empresa que pierde dinero está condenada a fracasar.

En el presente capítulo se estudiarán los procesos de contratación de nuevo servicio, facturación y medición (Toma de Lecturas) que se



desarrollan actualmente en la EMMCA, siguiendo la metodología propuesta en el **Apéndice A**.

El estudio de los procesos comprende en primera instancia la definición de sus límites y una observación minuciosa de cada una de las actividades vinculadas al desarrollo de dichos procesos, para luego indicar los resultados de la observación, recolectar datos referentes al tiempo de ejecución de las actividades y finalmente determinar el Tiempo y la Eficiencia.

Posteriormente, en el capítulo 4 se analizarán los datos recolectados para identificar las áreas que se tienen que corregir y proponer un plan de mejoras que conlleven a la reducción de las pérdidas, a través de una Reingeniería aplicada a los procesos objeto de estudio.

El objetivo general de dicha reingeniería es buscar la eficiencia y la optimización de los recursos , tanto de tiempo como de dinero, lo cual debe involucrar a todo el personal que conforma la empresa.



3.2 PROCESO DE CONTRATACIÓN.

El proceso de contratación de nuevo servicio involucra a dos áreas muy bien diferenciados de la EMMCA, Servicio al Cliente y el área de Medidores.

El Jefe del área de Servicio al Cliente, es el único encargado de atender y recibir documentos por parte de los usuarios; en cambio el área de medidores constituye la parte operativa que se encarga de realizar las inspecciones e instalación en terreno de los equipos de medición, en este departamento participan varias personas tal como el Jefe del Área de Medidores y cuadrillas de personal técnico que se organizan en vehículos con 4 personas. A continuación se presenta el análisis del proceso de contratación desde su origen hasta su culminación.

3.2.1 Límites y Observación del Proceso.

El proceso de contratación inicia cuando el cliente acude a la EEMCA a solicitar el servicio, presentando los documentos exigidos y elaborando la solicitud de servicio Xnear, a través de software Zeus; finalizando con el enrutamiento e instalación del medidor por parte del Departamento de Medidores.

Los pasos del proceso de Contratación son los siguientes:



1. Elaborar Solicitud Xnear.
2. Enviar por Medio del Cliente el No. de Solicitud.
3. Cobro por Inspección.
4. Documentos Reposan en Bandeja.
5. Se Genera Orden de Inspección.
6. Se Imprime del Sistema la Orden de Inspección.
7. Documentos Reposan en Bandeja.
8. Distribución del Trabajo de Inspección.
9. Traslado del Personal.
10. Se Realiza la Inspección.
11. Retorno del Personal.
12. Documentos Reposan en Bandeja.
13. Supervisión de los Trabajos.
14. Ingreso de los Datos de la Inspección.
15. Se Espera al Cliente.
16. Se Genera Valores de Cobro.
17. Se Verifica Valores de Cobro al Cliente.
18. Documentos Reposan en Bandeja.
19. Se Imprime Orden de Conexión.
20. Se Elabora Listado de Materiales.
21. Se Aprueba Listado de Materiales.
22. Documentos Reposan en Bandeja.

23. Distribución del Trabajo.
24. Traslado del Personal a Bodega.
25. Traslado del Personal al Sitio de Conexión.
26. Se Ejecuta la Instalación del Medidor.
27. Retorno del Personal.
28. Ingreso de Datos al Sistema.
29. Enrutamiento

A continuación se realiza una descripción de cada paso del proceso de contratación de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

1. **Elaborar Solicitud Xnear.-** El agente del área de Servicio al Cliente, solicita al usuario los documentos indicados en la lista de requisitos (Anexo 3.1) y elabora la solicitud. Esto provoca muchas veces retrasos en el proceso pues se rechaza solicitudes de nuevo servicio si la documentación exigida no esta completa.
2. **Enviar por Medio del Cliente el Número de Solicitud Xnear.-** El cliente se acerca a la ventanilla de Contratos a cancelar el valor de la inspección.



3. **Cobro por Inspección.-** En el área de contratos se cobra el valor de la inspección informando al cliente que regrese en 3 días para conocer los resultados de la inspección.
4. **Documentos Reposan en Bandeja.-** Se retiene temporalmente los documentos del cliente.
5. **Generar Orden de Inspección.-** El agente del área de Servicio a Clientes retira de la ventanilla de Contratos los documentos de los clientes que han cancelado el depósito inicial, y genera en el sistema las órdenes de inspección.
6. **Se Imprimen del Sistema las Ordenes de Inspección.-** Personal del área de Medidores, imprime del sistema las ordenes de inspección.
7. **Documentos Reposan en Bandeja .-** Los documentos reposan en bandeja hasta que exista el número suficiente de solicitudes de inspección que justifiquen enviar a un grupo de trabajo a la zona.



8. **Distribución del Trabajo.-** El Jefe del área de Medidores procede a organizar y distribuir las órdenes de inspección entre el personal (inspectores), para su ejecución en el sitio.
9. **Traslado del Personal .-** El personal se traslada desde la empresa a los diferentes sitios de inspección.
10. **Realizan las Inspecciones.-** Los inspectores, en sitio, observan y llenan en el formulario de inspección los datos técnicos para prestar el servicio eléctrico.
11. **Retorno del Personal.-** El personal regresa a la Empresa con los formularios de las inspecciones.
12. **Documentos Reposan en Bandeja.-** Las ordenes de inspección reposan en bandeja.
13. **Supervisión de los Trabajos.-** El jefe del área de Medidores revisa los formularios de las inspecciones ejecutadas.
14. **Ingreso de Datos de las Inspecciones.-** Personal de Medidores, ingresa los datos de las inspecciones aprobadas y



de igual manera las observaciones de las inspecciones rechazadas.

15. **Esperar al Cliente.-** Se espera al cliente hasta que se acerque a verificar el resultado de la inspección. Este es uno de los pasos que la Empresa debe mejorar, pues no se puede esperar la voluntad del cliente para continuar con un proceso.
16. **Se Generan los Valores al Cobro.-** El Jefe de Servicio al Cliente, genera los valores al cobro de los depósitos por costo de medidor y metros de acometida correspondientes, resultado de la inspección.
17. **Verificar Valores de Cobro del Cliente.-** En la ventanilla de Contratos se verifica y cobra el costo del medidor. Esta información genera de manera automática la orden de conexión.
18. **Documentos Reposan en Bandeja.-** Los documentos reposan en el sistema esperando que se ejecute el trabajo por el Departamento de Medidores.



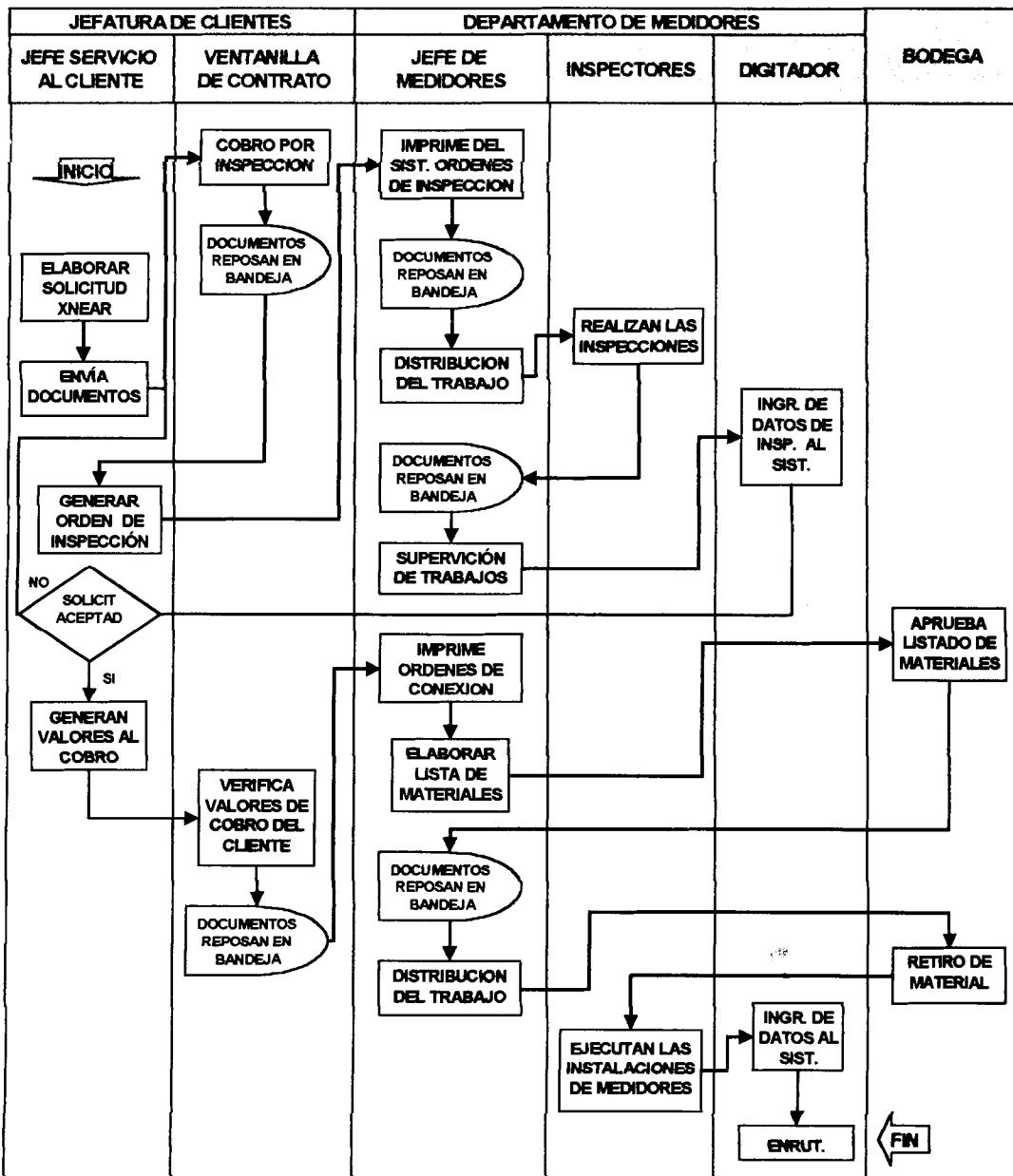
19. **Se Imprime las Ordenes de Conexión.**- El jefe del área de Medidores imprime desde el sistema las órdenes de conexión.
20. **Elaborar Lista de Materiales .-** El Jefe del área de Medidores elabora el listado de los materiales que se utilizarán. El pedido del material se lo realiza a la bodega por medio del sistema.
21. **Se Aprueba Listado de Materiales.**- Se espera que la lista de materiales sea aprobada por el Director Comercial y en caso de no existir stock se espera la adquisición de los materiales por parte de la Empresa.
22. **Documentos Reposan en Bandeja.**- Los documentos reposan en bandeja hasta que exista el número suficiente de solicitudes de instalación que justifiquen enviar a un grupo de trabajo a la zona.
23. **Distribución del Trabajo.**- El Jefe del área de Medidores procede a organizar y distribuir entre su personal la ejecución de los trabajos.



- 24. Traslado del Personal a Bodegas.-** El personal se traslada desde la Empresa hasta la bodega para retirar el material, el cual previamente fue solicitado.
- 25. Traslado del Personal al Sitio de Conexión.** El personal se traslada al sitio para realizar la instalación de los medidores.
- 26. Ejecutan las Instalaciones de Medidores.-** El personal ejecuta las instalaciones de medidores en el sitio.
- 27. Retorno del Personal.-** El personal regresa a la empresa con los formularios de trabajos realizados.
- 28. Ingreso de Datos al Sistema.-** Una vez revisados los formularios por parte del Jefe de Medidores, se ingresa los datos al sistema de acuerdo al número de solicitud y se verifica que los datos del medidor instalado estén correctos.
- 29. Enrutamiento.-** Si se detectará problemas en el enrutamiento que se hacen notorios en los libros de crítica, hay una persona en el área de Facturación que modifica datos para re-enrutarlo en forma adecuada.



FIGURA 3.1 FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN ACTUAL.



3.2.2. Análisis de Tiempo y Eficiencia.

Luego de haber identificado y observado los pasos del proceso de contratación de nuevo cliente que se lleva en la actualidad en la EEMCA, se procede a realizar un análisis de tiempo del mismo, determinando tiempos promedio en cada paso y clasificándolos en: Operación [●], Transporte [➡], Demora [▮], Inspección [■], Almacenamiento [▼] y Retrabajo [⊗]. Según lo establece el proceso de Reingeniería de Procesos (Apéndice A),

a. Análisis de Tiempo del proceso de contratación.

Para apoyar las observaciones en sitio se recabó datos cuantitativos relacionados con el tiempo de cada paso del proceso, unos tomados directamente en el sitio y otros obtenidos del programa Zeus . En la hoja de trabajo Tabla XVIII, se presentan cada uno de los pasos que corresponden al proceso de contratación, su característica operacional y el tiempo promedio en que se ejecutan.



TABLA XIX. HOJA DE TRABAJO (CONTRATACIÓN)

#	DESCRIPCION DE LOS PASOS DEL PROCESO	●	→	D	■	▼	®	TIEMPO PROM (min)	TIEMPO PROM. (DIAS)	% PROC.
1	ELABORAR SOLICITUD Xnear	X						10	1	4%
2	ENVIAR POR MEDIO DEL CLIENTE EL No DE SOLICITUD		X					3		
3	COBRO POR INSPECCION	X						10		
4	DOCUMENTOS REPOSAN EN BANDEJA			X				387		
5	SE GENERA ORDEN DE INSPECCIÓN	X						10		
6	SE IMPRIME DEL SISTEMA LA ORDEN DE INSPECCIÓN	X						20	5	20%
7	DOCUMENTOS REPOSAN EN BANDEJA			X				1160		
8	DISTRIBUCIÓN DEL TRABAJO DE INSPECCIÓN	X						30		
9	TRASLADO DEL PERSONAL	X						90		
10	SE REALIZA LA INSPECCIÓN	X						240		
11	RETORNO DEL PERSONAL	X						90		
12	DOCUMENTOS REPOSAN EN BANDEJA			X				160		
13	SUPERVISIÓN DE LOS TRABAJOS				X			60		
14	INGRESO DE LOS DATOS DE LA INSPECCIÓN			X				250	4	16%
15	SE ESPERA AL CLIENTE			X				1655		
16	SE GENERA VALORES DE COBRO	X						15		
17	SE VERIFICA VALORES DE COBRO AL CLIENTE						X	10	15	60%
18	DOCUMENTOS REPOSAN EN BANDEJA			X				1660		
19	SE IMPRIME ORDEN DE CONEXIÓN	X						20		
20	SE ELABORA LISTADO DE MATERIALES	X						60		
21	SE APRUEBA LISTADO DE MATERIALES			X				780		
22	DOCUMENTOS REPOSAN EN BANDEJA			X				2070		
23	DISTRIBUCION DEL TRABAJO	X						30		
24	TRASLADO DEL PERSONAL A BODEGA	X						15		

25	TRASLADO DEL PERSONAL AL SITIO DE CONEXIÓN	X						90		
26	SE EJECUTA LA INSTALACION DEL MEDIDOR	X						240		
27	RETORNO DEL PERSONAL	X						90		
28	INGRESO DE DATOS AL SISTEMA		X					1220		
29	ENRUTAMIENTO	X						25		
TOTAL								10500	25 días	100%

Los tiempos promedio se obtuvieron de datos originados en el proceso de contratación por el software Zeus durante los meses de Agosto y Septiembre de 2003 (Anexo 3.2). Además de datos recabados en el sitio donde se originan los pasos del proceso.

Se determinó un Tiempo de instalación por cliente de los meses de Agosto y Septiembre, el cual resultó de **25 días laborables** lo cual se acerca al tiempo promedio de instalación de medidores en la ciudad de Milagro (densidad media) el cual resultó al mes de agosto de 26 días , esto determinado del informe de Calidad de Servicio Comercial elaborado por el área de informática. En la tabla XX se resume para los meses de Julio, Agosto y Septiembre de 2003, los tiempos promedio de instalación de medidores para las diferentes zonas que presta servicio la EMMCA.



TABLA XX. TIEMPOS PROMEDIOS DE CONEXIÓN (DENSIDAD MEDIA)

Zona	Julio (días)	Agosto (días)	Septiembre (días)
MILAGRO	47,5	26	26
LA TRONCAL	12	21	22
EL TRIUNFO	14	13	28
NARANJITO	25	27	27
NARANJAL	21	14	28
YAGUACHI	18	8	6
BUCA Y	21,5	11	33
SIMON BOLIVAR	3	22	29
M. MARIDUENA	28	16	32

Realizando un seguimiento a clientes tomados al azar del listado del Anexo 3.2 a través de las opciones que ofrece el software Zeus, se determinó el porcentaje promedio en que el tiempo del proceso de contratación se distribuye entre los diferentes pasos. Estos están representados en la tabla XIX como 4, 20, 16 y 60 % respectivamente.

b. Análisis de la Eficiencia del Proceso de Contratación.

Para analizar la eficiencia del proceso de contratación actual que maneja la EEMCA, se utilizó un Cuadro Sumario de los datos de tiempo recabados del proceso según el método de reingeniería de procesos establecido. Tabla XXI.



TABLA XXI. CUADRO SUMARIO DE DATOS (CONTRATACION)

ACTIVIDAD	SIMBOLO	CANTIDAD DE PASOS	TIEMPO PROMEDIO (min.)	TIEMPO PROMEDIO (días)
OPERACIÓN	●	17	1085	3
TRANSPORTE	➔	7	9415	22
DEMORA	◐			
INSPECCION	■			
ALMACENAJE	▼			
RETRABAJO	®			
TOTAL		24	10500	25

En la Tabla XXI. se presenta un resumen de las actividades correspondientes al proceso, el número de dichas actividades y el tiempo promedio para realizar las mismas.

La eficiencia del proceso es igual a:

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

$$EFICIENCIA = \frac{1085 \text{ (min)}}{10500 \text{ (min)}} * 100\%$$

$$EFICIENCIA = 10.3\%$$



3.3 PROCESO DE MEDICION.

La Empresa Eléctrica Milagro C.A. (EEMCA), realiza la toma de lecturas a través de dos Compañías Contratistas, a las cuales se les han asignado un determinado número de ciclos de lectura, que se encuentran distribuidos como indica la Tabla XXII.

TABLA XXII. CICLOS DE LECTURA CORRESPONDIENTES A LAS COMPAÑÍAS CONTRATISTAS

CICLO	DESCRIPCION	# ABON.	COMPAÑÍA
1	URB. MILAGRO	3613	CONTRATISTA 1
2	URB. MILAGRO	4132	
3	URB. MILAGRO	3487	
4	URB. MILAGRO	3729	
11	URB. TRONCAL	3607	
12	URB. TRONCAL	3556	
15	URB. NARANJAL	4907	
23	URB. S. BOLIVAR	1227	
25	URB. M. MARIDUEÑA	1937	
51	RURAL MILAGRO	1771	
63	RURAL S. BOLIVAR	2103	
65	RURAL M. MARIDUEÑA	488	
71	RURAL TRONCAL	3878	
75	RURAL NARANJAL	4196	
5	URB. MILAGRO	2052	
6	URB. MILAGRO	2079	
7	URB. MILAGRO	2726	
8	URB. MILAGRO	2806	
9	URB. MILAGRO	1882	
10	URB. MILAGRO	3075	
13	URB. EL TRIUNFO	5567	
17	URB. NARANJITO	2478	
18	URB. NARANJITO	2712	
19	URB. BUCAY	2525	
21	URB. YAGUACHI	2667	
52	RURAL MILAGRO	4354	
53	RURAL MILAGRO	3568	
55	RURAL MILAGRO	2408	
56	RURAL MILAGRO	2146	



61	RURAL YAGUACHI	1219	
73	RURAL EL TRIUNFO	2850	
77	RURAL NARANJITO	3727	
79	RURAL BUCAY	924	

En la siguiente tabla se presenta la distribución de los abonados para la toma de lecturas. Tabla XXIII.

TABLA XXIII. DISTRIBUCIÓN DE CLIENTES

CLIENTES ESPECIALES	750
CONTRATISTA 1	42631
CONTRATISTA 2	51765
TOTAL DE ABONADOS	95146

En la tabla XXIV, se muestra el Recurso Humano (Personal) con la que cuenta cada Compañía Contratista:

TABLA XXIV. PERSONAL POR COMPAÑIA

	SUPERVISOR	SECRETARIOS	LECTORES
CONTRATISTA 1	1	2	16
CONTRATISTA 2	1	2	12

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



La EEMCA elabora un cronograma para la toma de lecturas (*CUADRO DE TOMA DE LECTURAS**); éste es enviado a las Compañías Contratistas (Tercerisadoras) de 24 a 48 horas de anticipación, previo al periodo de toma de lecturas. (Anexo 3.3).

3.3.1 Límites y Observación del Proceso.

El proceso de medición inicia con la generación de los libros de lectura por parte de la Empresa Eléctrica y finaliza con la entrega de los mismos a la EEMCA por parte de las Compañías tercerisadoras con las lecturas y códigos de observación correspondientes.

Los pasos del proceso de Medición son los siguientes:

1. Generar Libros de Lectura.
2. Libros en Bandeja Para Ser Retirados.
3. Retirar Libros de Lectura.
4. Sellar y Clasificar los Libros de Lectura.
5. Libros en Bandeja Para Ser Distribuidos.
6. Distribución de los Libros de Lectura.
7. Traslado de Lectores a la Zona.
8. Traslado al Sitio de Lectura.
9. Recopilación de Datos.



* Glosario

10. El lector Retorna a la Oficina.
11. Inspección de Lecturas.
12. Traslado para Entregar Libros de Lectura.

A continuación se realiza una descripción de cada paso del proceso de medición de la Empresa Eléctrica Milagro C. A.

1. **Generar Libros de Lectura.-** Siguiendo el Cuadro de Toma de Lecturas, personal de la oficina de Operación de Cómputo, genera los *libros de lectura** .
2. **Libros en Bandeja para Ser Retirados.-** Los libros de lectura generados, esperan en bandeja para ser retirados por el personal de lectura.
3. **Retirar Libros de Lectura.-** Los libros de lectura son retirados y trasladados hacia las oficinas de las Compañías tercerisadoras para su clasificación.
4. **Sellar y Clasificar los Libros de Lectura.-** Los libros de lectura se sellan para identificar a la Compañía Tercerisadora.

* Glosario



5. **Libros en Bandeja para Ser Distribuidos.**- Los libros de lectura permanecen en bandeja hasta ser distribuidos al personal de lectura.

6. **Distribución de los Libros de Lectura.**- Una vez iniciado el periodo de lectura acorde al "*Cuadro de Toma de Lectura*", se distribuyen los libros a los lectores.

7. **Traslado de Lectores a la Zona.**- El grupo de lectores se trasladan a la zona, según el ciclo asignado para tomar las lecturas correspondientes.

8. **Traslado al Sitio de Lectura.**- El lector se dirige al sitio, según el libro de lectura previamente asignado a cada lector.

9. **Recopilación de Datos.**- El lector inicia la recopilación de datos registrando en el libro de lectura la energía que marca el *registrador del medidor**; si existe alguna anomalía, es también registrada con un *Código de Observación** (Anexo 3.4). Adicionalmente deberá reportar aquellos medidores que

* Glosario

no constan en el libro de lectura, pero que están en la *ruta** o viceversa, tomando datos de referencia para el re-enrutamiento.

10. El Lector Retorna a la Oficina.- Culminada la toma de lectura, el Lector traslada los libros de lectura a la oficina de la Compañía tercerisadora.

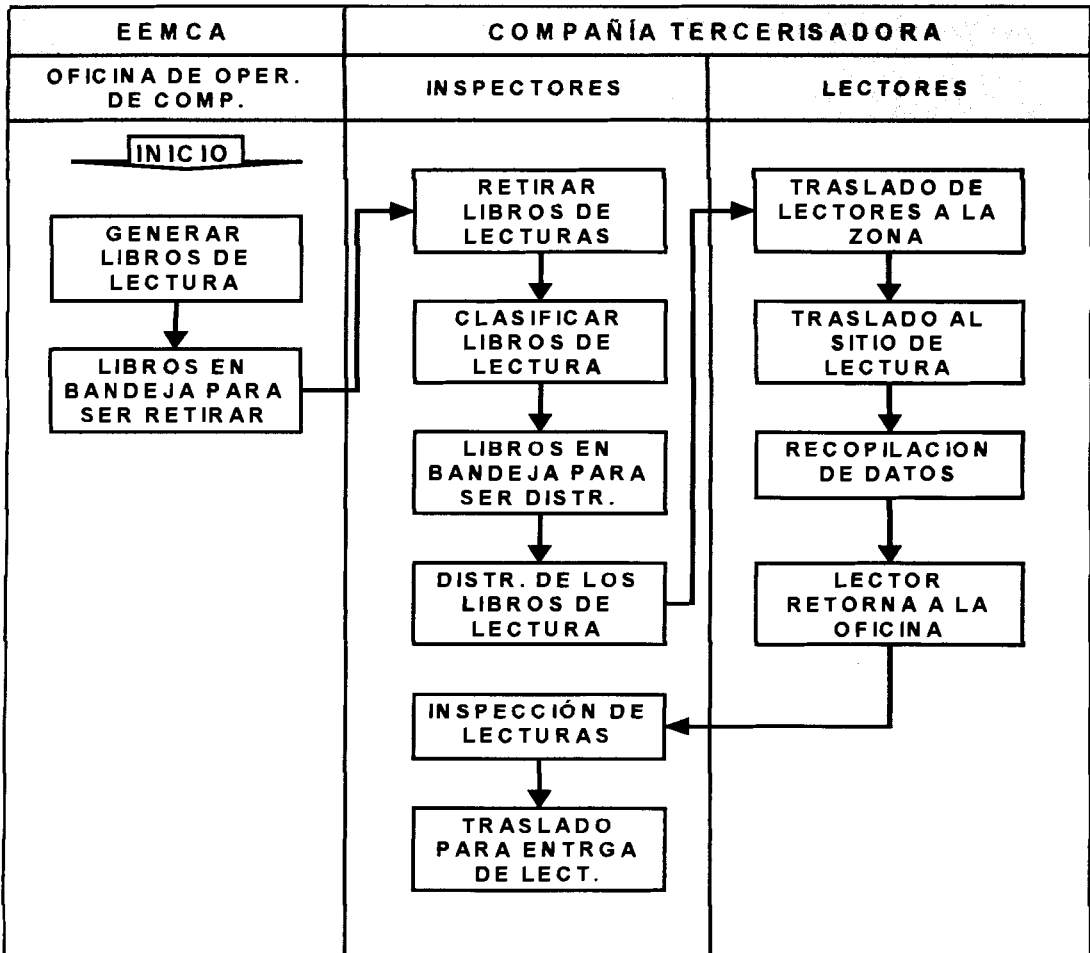
11. Inspección de Lecturas.- Personal de la Compañía cuenta cada una de las lecturas tomadas y elabora un reporte de control para la EEMCA.

12. Traslado para Entregar Libros de Lectura.- Personal de la Compañía se traslada a la EEMCA para entregar los libros de lectura.

* Glosario



FIGURA 3.2 FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE MEDICIÓN ACTUAL.



3.3.2 Análisis de Tiempo y Eficiencia.

Luego de haber identificado y observado los pasos del proceso de Medición que se lleva actualmente en la EEMCA, se procede a realizar un análisis de la misma forma como se efectuó en el proceso de Contratación.

a. Análisis de Tiempo del Proceso de Medición.

Se observó e identificó todos los pasos asociados al proceso de medición, sin embargo no es suficiente. Para apoyar las observaciones se recabaron datos cuantitativos relacionados con el tiempo en una Hoja de Trabajo. Tabla XXV

TABLA XXV. HOJA DE TRABAJO (MEDICIÓN)

#	DESCRIPCION DE LOS PASOS	●	→	◐	■	TIEMPO PROMEDIO CICLOS
1	GENERAR LIBROS DE LECTURA	X				102,97
2	LIBROS EN BANDEJA PARA SER RETIRADOS			X		302,28
3	RETIRAR LIBROS DE LECTURA			X		14,75
4	SELLAR Y CLASIFICAR LOS LIBROS DE LECTURA			X		80,01
5	LIBROS EN BANDEJA PARA SER DISTRIBUIDOS			X		339,99
6	DISTRIBUCIÓN DE LOS LIBROS DE LECTURA.-	X				30,00
7	TRASLADO DE LECTORES A LA ZONA		X			93,36
8	TRASLADO AL SITIO DE LECTURA		X			24,21
9	RECOPIACIÓN DE DATOS	X				606,14
10	EL LECTOR RETORNA A LA OFICINA		X			71,36
11	INSPECCIÓN DE LECTURAS				X	420,00
12	TRASLADO PARA ENTREGAR LIBROS DE LECTURA		X			17,70
						2102,77

En la hoja de trabajo, se presentan cada uno de los pasos que corresponden al proceso de Medición, su característica operacional y el tiempo promedio de ejecución.

El tiempo promedio de cada paso, se obtuvo de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo promedio} = \frac{\sum \text{TEC}}{C}$$

DONDE:

TEC = TIEMPO DE EJECUCIÓN POR CICLO [Minutos]

C = NUMERO DE CICLOS

Los tiempos de ejecución, de cada paso por ciclo, se presentan en el Anexo 3.5

El tiempo total es la sumatoria de todos los tiempos promedio de cada paso. Dando como resultado 2102.77 min., concluyendo que para finalizar el proceso respecto a un ciclo, la compañía tercerisadora tarda 5 días laborables promedio. Cabe mencionar que el proceso que se lleva es cíclico.

b. Análisis de la Eficiencia del Proceso de Medición.

Para analizar la eficiencia del proceso de medición, se utilizó un cuadro sumario de los datos de tiempo recabados del proceso (Tabla XXVI), según el método de reingeniería de procesos presentado en el **Apéndice A**.

TABLA XXVI. CUADRO SUMARIO DE DATOS (MEDICIÓN)

ACTIVIDAD	SIMBOLO	CANTIDAD DE PASOS	TIEMPO PROM. (min)	TIEMPO PROM. (días)
OPERACIÓN	●	3	739,11	1.76
TRANSPORTE	➔	4	206,64	0.5
DEMORA	◐	4	737,03	1.75
INSPECCION	■	1	420,00	1
ALMACENAJE	▼	0	0	0
RETRABAJO	Ⓜ	0	0	0
	TOTAL	12	2102,77	5

En el cuadro sumario se resumen las actividades correspondientes al proceso, el número y el tiempo para realizar las mismas.

La eficiencia del proceso es igual a:

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

$$EFICIENCIA = \frac{739,11 \text{ (min)}}{2102,77 \text{ (min)}} * 100\%$$

$$EFICIENCIA = 35.15\%$$



3.4 PROCESO DE FACTURACIÓN

Este proceso se desarrolla en el Departamento de Facturación, el cual alberga a la oficina de Operación de Computo. En dicho Departamento laboran aproximadamente 14 personas. A continuación se realiza un estudio del proceso de facturación desde su origen hasta su culminación.

3.4.1 Límites y Observación del Proceso de Facturación.

El proceso de Facturación inicia con la entrega de los Libros de Lectura por parte de las Compañías terrealizadoras al Departamento de Facturación de la EEMCA y finaliza con el cierre del ciclo facturado.

Los pasos del proceso de Facturación son los siguientes:

1. Recepción de los Libros de Lectura.
2. Modificar la Agenda de Facturación.
3. Apertura del Ciclo.
4. Ingreso de Lecturas.
5. Generar Libro de Criticas.
6. Traslado de Libro de Criticas.
7. Validación y Enrutamiento de Nuevos Clientes.
8. Traslado del Libro de Criticas Modificado.



9. Ingreso de Modificaciones.
10. Genera 1° Filtro de Clientes con Consumo Mayor a 500kwh.
11. Traslado 1° Filtro de Clientes con Consumo Mayor a 500kwh.
12. Revisión 1° Filtro de Clientes con Consumo Mayor a 500kwh.
13. Traslado 1° Filtro (cc>500kw-h) modificado.
14. Ingreso de Modificaciones del 1° Filtro (lecturas anteriores).
15. Ingreso de Modificaciones del 1° Filtro (lecturas actuales).
16. Genera 2° Filtro (cc>500kwh).
17. Traslado del 2° Filtro (cc>500kw-h).
18. Revisión del 2° Filtro (cc>500kw-h).
19. Traslado del 2° Filtro (cc>500kw-h).
20. Ingreso de Modificaciones del 2° Filtro (cc>500kw-h).
21. Traslado del 2° Filtro (cc>500kw-h).
22. Autorización del Cálculo de Consumo.
23. Traslado del 2° filtro Autorizado.
24. Realización del Cálculo de Consumo.
25. Liquidación de Planillas.
26. Emisión de Facturas.
27. Creación de Archivo de Planillas.
28. Impresión de Planillas.
29. Ordenamiento de Planillas.
30. Conteo y Registro de Planillas.



31. Cierre del Ciclo.

A continuación se realiza una descripción de cada paso del proceso de facturación de la Empresa Eléctrica Milagro C.A. (EEMCA).

- 1. Recepción de los Libros de Lecturas.-** Las Compañías tercerisadoras entregan los Libros de Lectura al Departamento de Facturación.
- 2. Modificar la Agenda de Facturación.-** Siguiendo la planificación establecida por el Director de Facturación, personal de la oficina de Operación de Computo modifica la *Agenda de Facturación** ingresando la fecha en que inicia la facturación del ciclo.
- 3. Apertura del Ciclo.-** Personal de la oficina de Operación de Computo da apertura a un ciclo, con los que se habilita el sistema para que los digitadores ingresen las lecturas.

* Glosario.



4. **Ingreso de Lecturas.-** El digitador ingresa al sistema manualmente las lecturas actuales y códigos de observación, digitando uno a uno los datos mencionados. Estas lecturas y códigos se encuentran registrados en los libros de lectura entregados por las tercerisadoras. Este ingreso de lecturas ocasiona problemas y retrasa significativamente el proceso, por lo cual debe ser eliminado.

5. **Generar Libro de Critica.-** Culminado el ingreso de lecturas, personal de la oficina de Operación de Computo, imprimir el *Libro de Criticas** (Anexo 3.6) correspondiente al ciclo que se esta facturando.

6. **Traslado del Libro de Críticas.-** Se traslada el Libro de Criticas desde la oficina de Operación de Computo hacia el Departamento de Facturación donde se procede a *validar** dicho libro.

7. **Validación y Enrutamiento de Nuevos Clientes.-** El validador analiza una a una las lecturas actuales que constan

* Glosario.

en el “Libro de Críticas”, comparándolas con las lecturas registradas en los “Libros de Lectura” del mes actual y anterior o en su defecto con el *Historial de consumo** del cliente y dependiendo del código de observación registra los números 1, 2 o 3 para asignar un consumo al cliente. A continuación se detalla cada caso.

- a. Se Acepta Lectura Actual (#1).**- Se registra el número “1” en el libro de crítica, cuando la lectura actual es mayor a la lectura anterior y además no existe ningún código de observación. Si el validador no puede tomar una decisión con una lectura incoherente, registra el “1” para que aparezca posteriormente en un filtro de consumo y sea revisado por el Director de Facturación.
- b. Se Calcula Promedio (#2).**- Se registra el número “2” en el libro de crítica, tomando en consideración el código de observación, el tipo de consumidor y el consumo propuesto por el sistema, el cual debe ser coherente. Al registrar el #2 el sistema asigna el consumo promedio resultante de los 6 últimos meses.

* Glosario.



- c. **Se Asigna una Lectura Actual (#3).**- Se registra el número "3" cuando el validador observa que la lectura actual es menor a la lectura anterior en el libro de críticas. En este caso se asigna una nueva "lectura actual" , la misma que es también registrada en el libro de criticas.

A continuación se detallan los "criterios" utilizados por el validador para asignar una Lectura Actual y el consumo (KWH) resultado de dicha asignación. Tabla XXVII.

TABLA XXVII. CRITERIOS PARA ASIGNAR LECTURA ACTUAL.

Cod.	Observación	Lect. Act. Registrada en el Libro de Crítica	CRITERIO	Cons. (kw-h)
05	Medidor Abandonado	Lectura anterior del libro de crítica	En el libro de lectura, la lectura actual es igual a la lectura anterior (No puede existir consumo en estas circunstancias).	cero
12	Acometida sin uso			
13	Medidor Cortado			
08	Medidor no existe	Lectura anterior del libro de crítica	Al no existir medidor, no se puede registrar lectura	cero



00	sin observación	Lectura anterior del libro de crítica	El medidor registra consumo pero se espera que la lectura registrada en los libros de lectura igualen a la asignada	cero
00	sin observación	Lectura anterior mas 50 kw-h (residencial)	Lectura actual y anterior de los libros de lectura son iguales y el consumo propuesto por el sistema es muy pequeño	R = 50
		Lectura anterior mas 100 kw-h (comercial)		C = 100
04	Medidor sin sello	Residencial: lectura anterior mas 50 kw-h	Lectura actual y anterior de los libros de lectura son iguales o el consumo es muy pequeño, se asume posible robo de energía	R = 50
		Comercial: lectura anterior mas 100 kw-h		C = 100
06	Medidor Instalado Alto	Residencial: lectura anterior mas 50 kw-h	Cuando el consumo propuesto por el sistema es menor a 50 kw-h (asume lectura errónea por la posición del medidor)	R = 50
06	Medidor Instalado Alto	Comercial: lectura anterior mas 100 kw-h	Cuando el consumo propuesto por el sistema es menor a 100 kw-h (asume lectura errónea por la posición del medidor)	C = 100
17	Relojería Descalibrada	Residencial: lectura anterior mas 50 kw-h	Cuando el consumo propuesto por el sistema es menor a 50 kw-h	R = 50
		Comercial: lectura anterior mas 100 kw-h	Cuando el consumo propuesto por el sistema es menor a 100 kw-h	C = 100

De la tabla se observa que durante la validación existen varios casos en los cuales al asignar una

Lectura Actual da como resultado consumos cero, esto es una causa para el incremento de las pérdidas.

8. **Traslado del Libro de Criticas Modificado.**- El libro de críticas modificado es enviado al digitador encargado de ingresar las modificaciones.
9. **Ingreso de Modificaciones .-** Se ingresan las lecturas validadas al sistema, además se enrutan los nuevos usuarios que aparecen en el libro de críticas.
10. **Genera 1° Filtro de Clientes con Consumo Mayor a 500KWH (CC>500KW-H).**- Concluido el ingreso de las modificaciones, se genera un listado con los clientes con consumo mayor a 500kwh y se imprime.
11. **Traslado del 1° Filtro (CC>500KW-H).**- El filtro de los clientes con consumo mayor a 500kw-h, se envía al Director del Departamento de Facturación.
12. **Revisión del 1° Filtro (CC>500KW-H).**- El Director del Departamento de Facturación, revisa los consumos



considerados inconsistentes, comparándolos con el historial de consumo del cliente.

13. Traslado del 1° Filtro (CC>500KW-H) Modificado.- El

filtro de consumo modificado, se envía al digitador encargado de ingresar dichas modificaciones.

14. Ingreso de Modificaciones 1° Filtro (Lecturas

Anteriores).- Se ingresan las lecturas anteriores corregidas del filtro de consumo.

15. Ingreso de Modificaciones del 1° Filtro (Lecturas

Actuales) .- Se ingresan las lecturas actuales corregidas del filtro de consumo.

16. Generar 2° Filtro (CC>500KW-H).- ingresadas las

modificaciones del primer filtro, se generar un nuevo filtro y se imprime. Estos filtros de consumo hacen ineficiente la facturación y deben ser cambiados por procedimientos que permitan facturar a los clientes con consumos reales a través de inspecciones en el campo y asignar un consumo a criterio.



17. Traslado del 2° Filtro (CC>500KW-H) .- El segundo filtro, es enviado al Director de Facturación.

18. Revisión del 2° Filtro (CC>500KW-H).- El Director del área de Facturación, revisa el 2° filtro para verificar que las lecturas estén correctas. Si existen lecturas con inconsistencia reiterativa, se procede a enviar personal de la EEMCA para realizar una inspección en el campo y posteriormente hacer un estudio de carga del cliente para verificar su consumo; la facturación de ciclo no prosigue mientras las inspecciones no hayan culminado y al realizar esto ineficientemente retrasa notablemente la facturación.

19. Traslado del 2° Filtro (CC>500KW-H).- El 2° filtro es enviado al digitador para que proceda a ingresar modificaciones.

20. Ingreso de Modificaciones del 2° Filtro.- Las modificaciones que ha realizado el Director del área de Facturación, son ingresadas al sistema.



- 21. Traslado del 2° Filtro.-** El 2° filtro modificado, es enviado al director del Departamento de Facturación para su aprobación.
- 22. Autorización del Calculo de Consumo.-** El Director del Departamento de Facturación, autoriza el cálculo de consumo para el ciclo respectivo.
- 23. Traslado del 2° Filtro Autorizado.-** Una vez que el 2° filtro es revisado y aprobado, es enviado junto con la autorización a la oficina de Operación de Computo, para proceder a realizar el cálculo de consumo del ciclo.
- 24. Realiza Cálculo de Consumo.-** Personal de la oficina de Operación de Computo, realiza el cálculo de consumo.
- 25. Liquidación de Planillas.-** Se procede a la liquidación, adicionando al valor del consumo los impuestos según el pliego tarifario.
- 26. Emisión de Facturas.-** Se coloca en las planillas los datos generales del cliente, datos del medidor, además datos



como demanda, factor de potencia, factor de corrección, tipo de tarifa, consumo, fecha de lectura, etc.

27. Creación de Archivo de Planillas.- Se crea un archivo tipo txt para proceder a imprimir y a la vez guardarlo en el sistema y mantenerlo como historial de facturación.

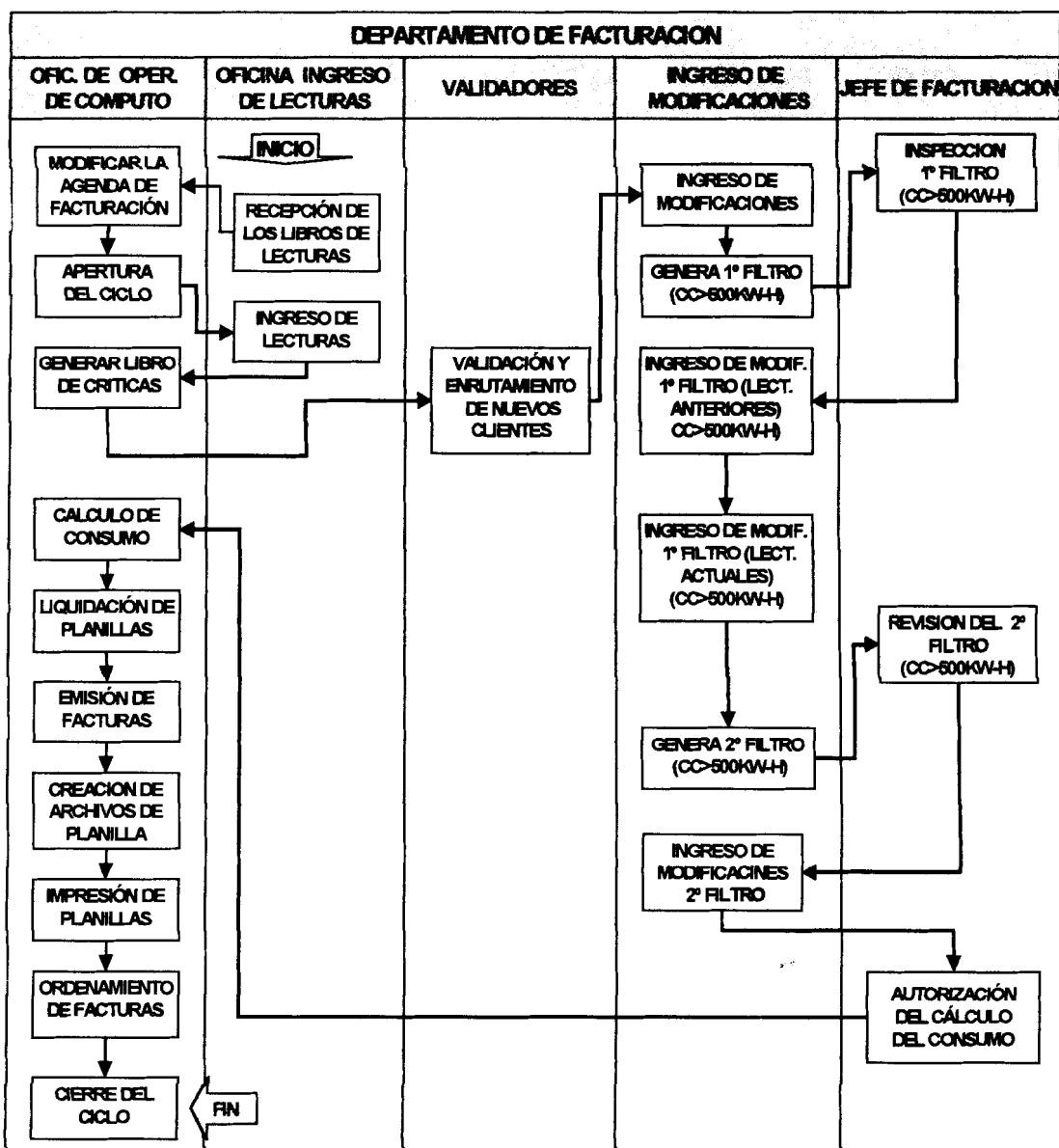
28. Impresión de Planillas.- Se imprimen las planillas en formato establecido.

29. Ordenamiento de Planillas.- Las planillas impresas del ciclo se las ordena por libros.

30. Conteo y Registro del Número de Planillas.- Se cuentan las planillas por libro y se emite un informe de control, el cual es entregado a las Compañías tercerisadoras.

31. Cierre del Ciclo.- Finalmente, se cierra el ciclo. Los pasos 25, 26, 27 y 31 inhiben el sistema haciéndolo extremadamente lento, se recomienda ejecutarlos en la noche.

FIGURA 3.3 FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE FACTURACIÓN ACTUAL.



3.4.2 Análisis de Tiempo y Eficiencia.

Luego de haber identificado y observado los pasos del proceso de facturación que se lleva actualmente en la EEMCA, se procede a realizar un análisis de tiempo, como

a. Análisis de Tiempo del Proceso de Facturación

En el proceso de facturación, se observó e identificó todos los pasos asociados en dicho proceso, sin embargo no es suficiente. Para apoyar las observaciones se recabó datos cuantitativos relacionados con el tiempo.

A continuación se presenta la HOJA DE TRABAJO, que proporciona los datos cuantitativos. Tabla XXVIII.

TABLA XXVIII. HOJA DE TRABAJO (FACTURACIÓN).

PASO	DESCRIPCION DE LOS PASOS	●	➔	◐	■	▼	⊗	TIEMPO PROMEDIO (min)
1	RECEPCIÓN DE LOS LIBROS DE LECTURAS	X						11,11
2	MODIFICAR LA AGENDA DE FACTURACIÓN	X						16,67
3	APERTURA DEL CICLO	X						23,93
4	INGRESO DE LECTURAS			X				1069,65
5	GENERAR LIBRO DE CRITICA				X			11,76
6	TRASLADO DE LIBRO DE CRITICAS		X					6,09
7	VALID. Y ENRUT. DE NUEVOS CLIENTES				X			1310,26
8	TRASLADO DEL LIBRO DE CRITICAS MODIFICADO		X					4,49
9	INGRESO DE MODIFICACIONES						X	148,97
10	GENERA 1° FILTRO (CC>500KW-H)				X			14,24
11	TRASLADO 1° FILTRO (CC>500KW-H)		X					4,49
12	REVISIÓN 1° FILTRO (CC>500KW-H).				X			564,13
13	TRASLADO 1° FILTRO (CC>500KW-H)		X					4,49



	MODIFICADO.							
14	INGRESO DE MODIF. 1° FILTRO (LECTURAS ANTERIORES).						X	35,62
15	INGRESO DE MODIF. 1° FILTRO (LECTURAS ACTUALES).						X	32,06
16	GENERA 2° FILTRO (CC>500KW-H)				X			23,62
17	TRASLADOL 2° FILTRO (CC>500KW-H)		X					4,49
18	REVISION DEL 2° FILTRO				X			32,23
19	TRASLADO DEL 2° FILTRO (CC>500KW-H)		X					4,49
20	INGRESO DE MODIFICACIONES DEL 2° FILTRO						X	32,23
21	TRASLADO DEL 2° FILTRO (CC>500KW-H)		X					4,49
22	AUTORIZACION DEL CALCULO DE CONSUMO			X				11,11
23	TRASLADO DEL 2° FILTRO AUTORIZADO		X					7,00
24	REALIZACIÓN DEL CALCULO DE CONSUMO	X						1,84
25	LIQUIDACION DE PLANILLAS	X						67,29
26	EMISION DE FACTURAS	X						22,28
27	CREACIÓN DE ARCHIVO PLANILLAS					X		40,51
28	IMPRESIÓN DE PLANILLAS	X						114,26
29	ORDENAMIENTO DE PLANILLAS	X						63,49
30	CONTEO Y REGISTRO DE PLANILLAS	X						16,78
31	CIERRE DEL CICLO	X						139,77
TOTAL								3843,82

En la hoja de trabajo, se presentan cada uno de los pasos que corresponden al proceso de facturación, su característica operacional y el tiempo promedio en que se ejecutan.



El tiempo promedio de cada paso, se obtuvo de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo promedio} = \frac{\sum TEC}{C}$$

DONDE:

TEC = Tiempo de Ejecución del Paso por Ciclo

C = Número de Ciclos

Los tiempos de ejecución, de cada paso por ciclo (TEC) se encuentran en el (Anexo 3.7).

El tiempo total es la sumatoria de todos tiempos promedio de cada paso, dando como resultado 3843.82 min. Concluyendo que para facturar un ciclo, la EEMCA tarda **9.15 días laborables promedio**.

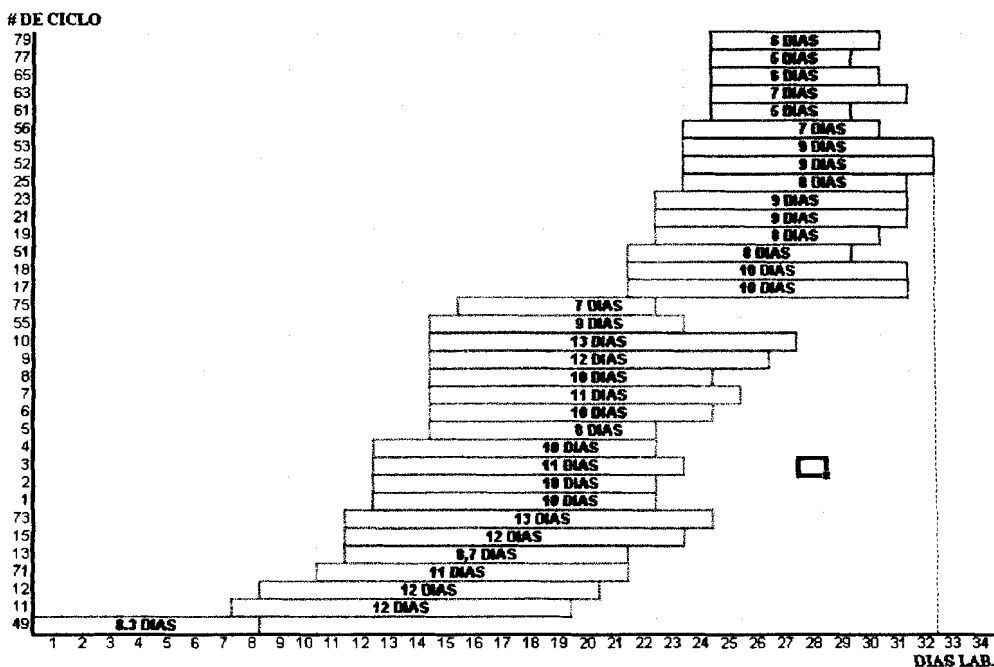
Cabe indicar, que los tiempos fueron recabados durante los meses de JUNIO, JULIO Y AGOSTO de 2003.

Para determinar el tiempo en que se tardó la EEMCA para facturar todos los ciclos en el mes de Agosto de 2003, se utilizó un diagrama de Gham donde se simula como se



efectuó la facturación de cada ciclo considerando la prioridad establecida y el tiempo.

FIGURA 3.4 SIMULACIÓN DEL PROCESO DE FACTURACIÓN.



Del diagrama (figura 3.4), se puede apreciar que la EEMCA tardó 32 días laborables promedio, en facturar todos los ciclos, en el mes de Agosto de 2003.

b. Análisis de la Eficiencia del Proceso de Facturación.

Para analizar la eficiencia del Proceso de Facturación, se utilizó un cuadro sumario de los datos del proceso. Tabla XXIX.

TABLA XXIX. CUADRO SUMARIO DE DATOS (FACTURACIÓN).

ACTIVIDAD	SIMBOLO	CANTIDAD DE PASOS	TIEMPO PROM. (min)	TIEMPO PROM. (días)
OPERACIÓN	●	10	477,42	1.14
TRANSPORTE	➔	8	40,03	0.1
DEMORA	◐	2	1080,76	2.57
INSPECCION	■	6	1956,22	4.65
ALMACENAJE	▼	1	40,51	0.1
RETRABAJO	Ⓜ	4	248,88	0.59
	TOTAL	31	3843,82	9.15

Del cuadro sumario de datos se puede apreciar que solo 10 de los 31 pasos son de operación, lo que indica su ineficiencia. A continuación se determina la eficiencia del actual Proceso de Facturación de la EEMCA.

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

$$EFICIENCIA = \frac{477,42 \text{ (min)}}{3843,82 \text{ (min)}} * 100\%$$

$$EFICIENCIA = 12.42\%$$



CAPITULO 4

REINGENIERIA APLICADA A LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS DE LA EEMCA COMO PROGRAMA PARA LA REDUCCION DE PERDIDAS COMERCIALES

4.1 INTRODUCCION.

La Reingeniería de los procesos, tiene que ver fundamentalmente con la utilización óptima de los recursos tanto humanos como económicos, a través de la búsqueda de un objetivo de eficiencia y calidad.

Si bien existen muchas maneras de mejorar los procesos, el tema básico siempre es el mismo: eliminar o reducir al mínimo el desperdicio. El desperdicio agrega sólo demoras y costos, que las empresas sean cual sean, malamente pueden permitirse en el mundo empresarial tan competitivo de hoy en día

En este capítulo se aplica una Reingeniería a los Procesos Administrativos de la EEMCA como un Programa para la reducción de



las pérdidas No Técnicas de energía, las mismas que como se indica en el Capítulo 2, están ubicadas en el 38.89% , porcentaje inaceptable para un manejo económico eficiente. Para el efecto se realiza un análisis de los procesos comerciales de Contratación de Nuevo Servicio, Medición y Facturación. En este análisis se determinarán los problemas encontrados en cada uno de los procesos, para posteriormente establecer mejoras, planteando un “Proceso Propuesto”, el mismo que, a su implementación, mejoraría de forma notable la eficiencia y rentabilidad de la Empresa, disminuyendo el porcentaje de Pérdidas Administrativas, que a la fecha del estudio están ubicadas en el 10.5%

La determinación de los problemas de los procesos son basados en observaciones en el sitio donde se desarrollan los procesos y mediante la recolección de datos cuantitativos, de opiniones vertidas por las personas que forman parte de dichos procesos, así también de los resultados de Estudios de los Procesos Comerciales realizados por Auditoría.

Dentro de las mejoras se propone entre otras cosas, la eliminación o agilización de ciertos pasos así como la implementación de tecnología.



4.2 ANÁLISIS DEL PROCESO DE CONTRATACION.

4.2.1 Determinación de los Problemas del Proceso.

Para la determinación de los problemas del Proceso de Contratación de nuevo servicio se observó paso a paso en el sitio en que se desarrolla el mismo, además de los problemas observados por el área de Auditoría de la EMMCA a través de la Evaluación de los Procedimientos de Comercialización realizados por la mencionada área.

Dentro de los principales problemas detectados en el proceso de contratación están:

- Aún no se implementa la firma del Contrato de Suministro de Electricidad entre la Empresa y el usuario por lo cual la EEMCA no tiene una base legal para sancionar al usuario, en casos de irregularidades comprobadas en contra de los intereses de la Empresa. Cabe indicar, que la firma del mencionado contrato fue aprobado por el directorio del CONELEC para su ejecución desde el 9 de Mayo de 2002.

- La información ingresada al sistema no es aprovechada en su totalidad por el área de Medidores para la ejecución de las



inspecciones respectivas, pues solo se toma en cuenta las direcciones o referencias que da el cliente respecto al sitio de instalación. Esto provoca que muchas veces el personal encargado de realizar la inspección no encuentre la ubicación del cliente, lo que involucra atraso en todo el proceso establecido.

- Existe una gran cantidad de clientes que en el sistema zeus constan con orden de inspección, que en su gran mayoría han sido ejecutadas por el área de medidores pero que han tenido problemas de diversa índole tal como: datos erróneos, puerta cerrada u otras causas. Estos clientes no han continuado con el tramite propuesto en el proceso, y es muy probable de que se convirtieron en usuarios ilegales.

- Cuando se ha realizado la inspección por parte del Departamento de Medidores, se debe esperar a que el usuario se acerque a la oficina de atención al cliente para cancelar el valor correspondiente al medidor y acometida. Esta espera resulta indeterminada e infructuosa, pues existe una gran cantidad de usuarios que no se acercan a continuar



el trámite correspondiente, convirtiéndose en usuarios ilegales.

- Al otorgarse crédito al cliente, el Jefe de Servicio al Cliente elabora en una hoja electrónica un formulario de crédito, cuya acción en el sistema no se registra ningún documento que legalice el compromiso del cliente sobre el crédito aceptado. Además, los datos del crédito son almacenados en un archivo que no es controlado ni registrado por el área de contabilidad.

- Existe una cantidad considerable de clientes a quienes no se les ha instalado el medidor aún cuando tienen los valores respectivos cancelados. Esto se debe a que muchas veces se espera que exista suficiente cantidad de clientes por determinada zona para realizar el trabajo. Estos usuarios muy probablemente se han convertido en consumidores ilegales.

- El tiempo de instalación promedio de medidores en el área urbana de Milagro es de 25 días laborables, de los cuales un porcentaje muy elevado se encuentra en pasos de demora de



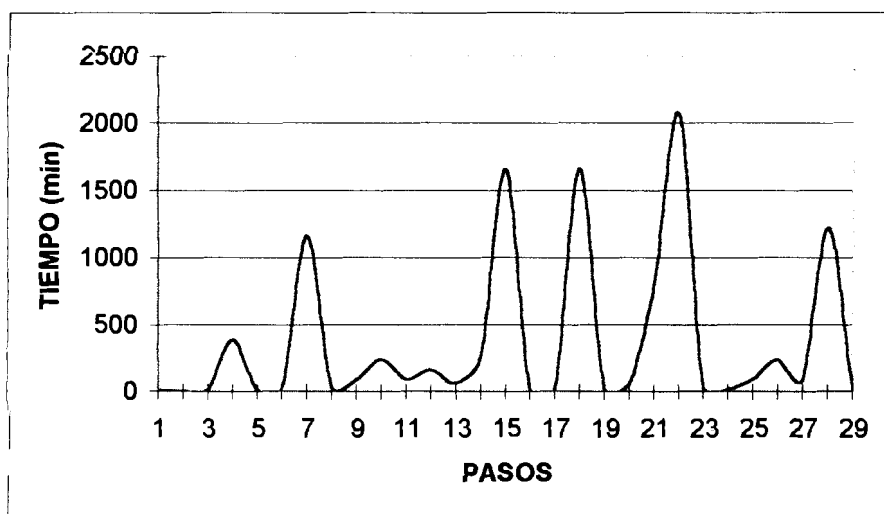
documentos en reposo de bandeja en el Departamento de Medidores.

- El proceso de Contratación de Nuevo servicio se encuentra centralizado en la ciudad de Milagro, por lo que clientes de toda el área de concesión deben viajar grandes distancias hacia las oficinas de la EEMCA para realizar los trámites respectivos.

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

En la grafica a continuación se muestra la curva de tiempo promedio por pasos del Proceso de Contratación en que la EEMCA tarda en instalar un medidor.



FIGURA 4.1 . CURVA DE TIEMPO PROMEDIO (CONTRATACIÓN)

En la grafica podemos apreciar que los pasos 7,15, 18, 22 y 28 son los que consumen la mayor parte del proceso, los cuales se resumen en la siguiente tabla.

TABLA XXX. PASOS QUE CONSUMEN MAYOR TIEMPO (CONTRATACIÓN)

PASO	NOMBRE	TIEMPO (MIN)	TIEMPO (DIAS)
7	DOCUMENTOS REPOSAN EN BANDEJA	1160	3
15	SE ESPERA AL CLIENTE	1655	4
18	DOCUMENTOS REPOSAN EN BANDEJA	1660	4
22	DOCUMENTOS REPOSAN EN BANDEJA	2070	5
28	INGRESO DE DATOS AL SISTEMA	1220	3

En la tabla anterior claramente se puede apreciar que los pasos de Demora son los que mas consumen tiempo en este proceso

sumando 19 de los 25 días promedio que toma todo el proceso de contratación de Nuevo Servicio

Además, los pasos que tienen que ver con la inspección (Pasos del 3 al 14), aunque se los considera como pasos de operación en el proceso actual, podrían ser considerados como pasos de retrabajo en un proceso de "Contratación sin Inspección", el cual es presentado en la mejora del proceso, que se verá más adelante.

4.2.2 Proceso Propuesto y Eficiencia

Para la realización del proceso propuesto de Contratación de Nuevo Servicio se tomó en cuenta la opinión del personal vinculado directamente al proceso, opinión de Auditoría a través de sus informes sobre Evaluación de los procedimientos Comerciales de la empresa y opinión de parte de los usuarios.

La eficiencia del proceso Actual de Contratación de Nuevo servicio alcanza el 10.3 %, porcentaje que es inaceptable para cualquier empresa.



a. Proceso de Contratación Propuesto

El Proceso propuesto elimina o reduce al máximo pasos innecesarios o redundantes, además se propone descentralizar el proceso hacia todas las oficinas sucursales con que cuenta la EEMCA en su área de concesión.

El proceso propuesto de Contratación contiene los siguientes pasos:

1. Elaborar Solicitud Xnear.
2. Cálculo de Valores al Cobro.
3. Firma de Contrato de Suministro Eléctrico.
4. Enviar por Medio del Cliente No. de Solicitud.
5. Cobro por Servicio.
6. Orden de Conexión Permanece en Sistema.
7. Se Imprime del Sistema la Orden de Conexión.
8. Se Elabora Listado de Materiales.
9. Se Aprueba Listado de Materiales.
10. Distribución del Trabajo.
11. Traslado del Personal a Bodega.
12. Traslado del Personal al Sitio de Conexión.
13. Se Ejecuta Instalación del Medidor.
14. Retorno del Personal.



15. Supervisión de los Trabajos.
16. Ingreso de Datos al Sistema.
17. Enrutamiento.

A continuación se describe cada paso del Proceso Propuesto de Contratación.

1. **Elaborar solicitud Xnear.-** El agente del área de Servicio a Clientes solicita los requisitos y elabora la solicitud Xnear.
2. **Cálculo de Valores de Depósitos.-** El Jefe de Servicio al Cliente o los encargados de las agencias realizan el cálculo de los depósitos respectivos. Una vez realizado el cálculo se analiza con el cliente sus posibilidades de pago al contado o a crédito. Si se asigna un crédito, este no debería exceder los 3 meses próximos facturables.
3. **Firma de Contrato de Suministro Eléctrico.-** Se informa al cliente sobre las bondades de acceder a un servicio legal y se procede a firmar el Contrato de Suministro Eléctrico. Una vez legalizado el servicio y el

crédito en caso de existir, se instruye al cliente para que se acerque a la ventanilla a cancelar.

4. **Enviar por medio del cliente No de Solicitud.-** El programa asigna un numero de identificación del cliente, este número es adjuntado con los documentos entregados por el cliente, para que se acerque a la ventanilla de Contratos a cancelar el valor del medidor.
5. **Cobro por Servicio.-** Se realiza el cobro del servicio y se genera la orden de conexión a través del sistema.
6. **Orden de Conexión Permanece en el sistema.-**Todas las ordenes de conexión que se realizan en la mañana esperan en el sistema hasta la tarde, para ser atendidas por parte del Jefe del área de Medidores.
7. **Se imprimen del sistema las ordenes de conexión.-** El jefe del área de Medidores, imprime del sistema las ordenes de conexión y distribuye entre su personal la ejecución de los trabajos.



8. **Elabora Lista de Materiales.-** El jefe del área de Medidores elabora el listado de los materiales que se utilizarán y los solicita a bodega.
9. **Se aprueba Listado de Materiales .-** El listado de materiales elaborado es aprobado por el Director Comercial.
10. **Distribución del Trabajo.-** El jefe del área de Medidores procede a organizar y distribuir entre su personal la ejecución de los trabajos.
11. **Traslado del Personal a Bodegas .-** El personal se traslada a bodega para recibir el material solicitado.
12. **Traslado del personal.-** El personal se traslada a los diferentes sitios de instalación.
13. **Instalación de Medidores.-** Una vez en el sitio, el personal procede a instalar los medidores en el lugar requerido.



14. **Retorno del Personal.-** Culminadas las instalaciones, el personal retorna a las oficinas de le EEMCA con los formularios de instalación.

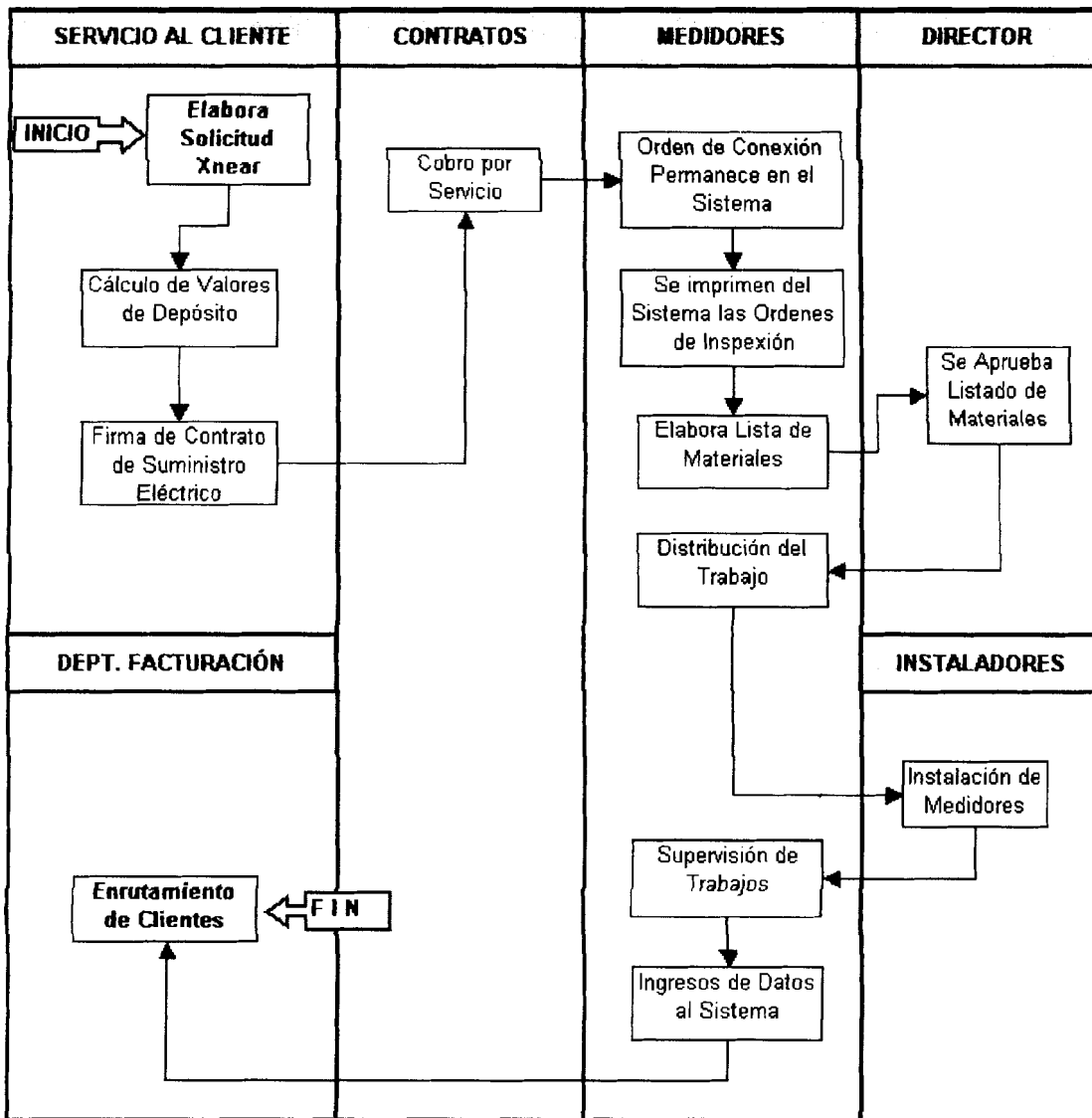
15. **Supervisión de Trabajos .-** El jefe del área de **Medidores** revisa los formularios de las instalaciones ejecutadas y ordena el ingreso de los datos al sistema.

16. **Ingreso de Datos al sistema.-** Personal del área de **Medidores** ingresa los datos de las instalaciones y las observaciones realizadas.

17. **Enrutamiento de Clientes.-** Ingresados los datos de las instalaciones realizadas, se procede a enrutar al cliente para facturar de manera correcta.



FIGURA 4.2 FLUJOGRAMA DEL PROCESO PROPUESTO (CONTRATACION).



b. Eficiencia del Proceso de Medición Propuesto

Con la eliminación de los pasos de inspección que correspondían al proceso anterior, se reduce sustancialmente el tiempo en que la Empresa realiza la conexión de un medidor.

Con el proceso propuesto, el cliente debe ir por una sola vez a las oficinas de la Empresa llevando los documentos requeridos para la correcta ubicación física de su domicilio en el área de concesión.

Como se mencionó anteriormente no se puede esperar la voluntad del cliente a que se acerque a las oficinas para regularizar su situación. La empresa debe emprender campañas de regularización masiva de usuarios que no cuentan con los equipos de medición y por ende sean consumidores ilegales.

A continuación se presenta la Hoja de Trabajo del proceso propuesto. Cabe indicar que el tiempo se lo ha cuantificado en porcentaje, considerando:



1. Tiempo máximo de instalación de medidores en el área urbana correspondiente a 2.5 días.
2. Tiempo máximo de instalación de medidores en el área rural correspondiente a 5 días.
3. Planificación adecuada de las cuadrillas de personal a cargo de las instalaciones.

TABLA XXXI. HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO PROPUESTO (CONTRATACION).

PASO	DESCRIPCION DE LOS PASOS	●	●	▶	■	TIEMPO PROMEDIO %
1	ELABORAR SOLICITUD Xnear	X				1,0
2	CALCULO DE VALORES AL COBRO	X				0,5
3	FIRMA DE CONTRATO DE SUMINISTRO ELECTRICO	X				0,5
4	ENVIAR POR MEDIO DEL CLIENTE No DE SOLICITUD		X			0,3
5	COBRO POR SERVICIO	X				1,0
6	ORDEN DE CONEXON PERMANECE EN SISTEMA			X		5,4
7	SE IMPRIME DEL SISTEMA LA ORDEN DE CONEXIÓN	X				11,4
8	SE ELABORA LISTADO DE MATERIALES	X				14,3
9	SE APRUEBA LISTADO DE MATERIALES			X		5,7



10	DISTRIBUCION DEL TRABAJO	X				2,9
11	TRASLADO DEL PERSONAL A BODEGA	X				1,4
12	TRASLADO DEL PERSONAL AL SITIO DE CONEXIÓN	X				6,2
13	SE EJECUTA INSTALACION DEL MEDIDOR	X				23,3
14	RETORNO DEL PERSONAL	X				6,2
15	SUPERVISION DE LOS TRABAJOS				X	2,9
16	INGRESO DE DATOS AL SISTEMA			X		5,7
17	ENRUTAMIENTO	X				11,4
						100

Los porcentajes que se representan en la tabla XXXI son estimados en base al tiempo aproximado en que se debería realizar cada uno de los pasos para cumplir con la instalación de los medidores en el tiempo establecido, tanto en el área rural como urbana del área de concesión.

Para realizar el cálculo de la eficiencia, se utiliza un cuadro sumario de los pasos del proceso. Tabla XXXII.



TABLA XXXII. CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO PROPUESTO (CONTRATACION)

ACTIVIDAD	SIMBOLO	CANTIDAD DE PASOS	TIEMPO PROM. %
OPERACIÓN	●	12	80.1
TRANSPORTE	➔	5	19.9
DEMORA	▷		
INSPECCION	■		
ALMACENAJE	▼		
RETRABAJO	⊗		
TOTAL		17	100

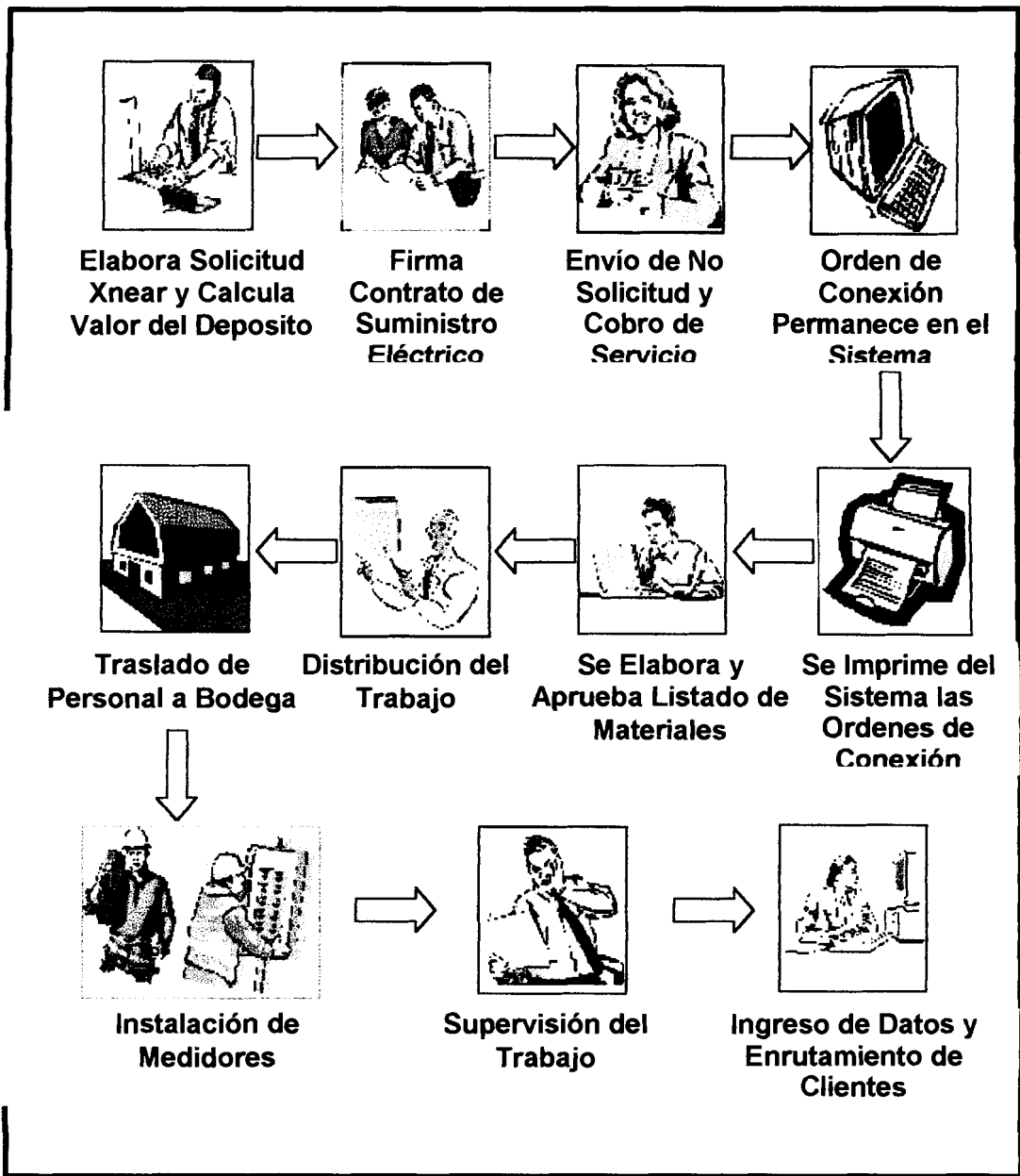
En el cuadro sumario se observa que proceso disminuye su número de pasos, de 29 en el proceso actual a 17 en el propuesto, esto se logra eliminando o reduciendo al máximo los pasos que constituyen demoras, inspecciones y retrabajos.

El porcentaje de eficiencia está representado por la suma de los porcentajes de los pasos considerados como de operación.

$$EFICIENCIA = 80.1\%$$



FIGURA 4.3. PROCESO DE CONTRATACION PROPUESTO



Con la mejora del proceso de Contratación se obtendrán los siguientes beneficios:

1. Incremento de la facturación mensual, al incrementarse el número de clientes registrados y regularizados en forma masiva.
2. Permite cumplir con lo establecido en cuanto a los cronogramas de instalación de medidores.
3. Ocupar eficientemente el tiempo del personal al eliminar las inspecciones.
4. Mejorar la imagen que como empresa proyecta la EEMCA hacia la comunidad que conforma su área de concesión y hacia el país



4.3 ANALISIS DEL PROCESO DE MEDICIÓN

4.3.1 Determinación de los Problemas del Proceso.

Para la determinación de los problemas del proceso de Medición se procedió a observar paso a paso en el sitio en que se desarrolla el mismo, además de los problemas observados por el Área de Auditoría de la EEMCA a través de la evaluación de los procedimientos de comercialización realizados por la mencionada área.

Dentro de los principales problemas detectados están:

- La ausencia de herramientas tecnológicas, hace inevitable el registro manual de los datos en los libros de lectura, lo que ocasiona errores humanos tales como: números incompresibles, dígitos de más, etc. Además elaborar Libros de Lectura ocasiona incremento de tiempo por pasos innecesarios de impresión, clasificación y sellado de los mismos.

- Al ser el área de concesión extensa y en gran parte rural, se dificulta el traslado de los lectores hacia puntos dispersos y de difícil acceso como haciendas, comunas, recintos, etc;



ocupando una considerable cantidad de tiempo, razón por la cual el personal se rehúsa a realizar el trabajo y registra lecturas a su criterio. Para evitar este inconveniente, se recomienda tener personal de lectura en cada agencia y enviar la información a través del sistema de comunicación implementado por la empresa.

- Existen ciclos de lectura que no están actualizados, teniendo en sus rutas medidores que no constan en los libros de lecturas y viceversa.

- Según estudio realizado a los códigos de observaciones durante los meses de Mayo, Junio y Julio (ANEXO 3.8), el 16.5% de las lecturas no son realizadas, equivalente a 15700 clientes; de las cuales el 2% son debido a la ubicación incorrecta del medidor.

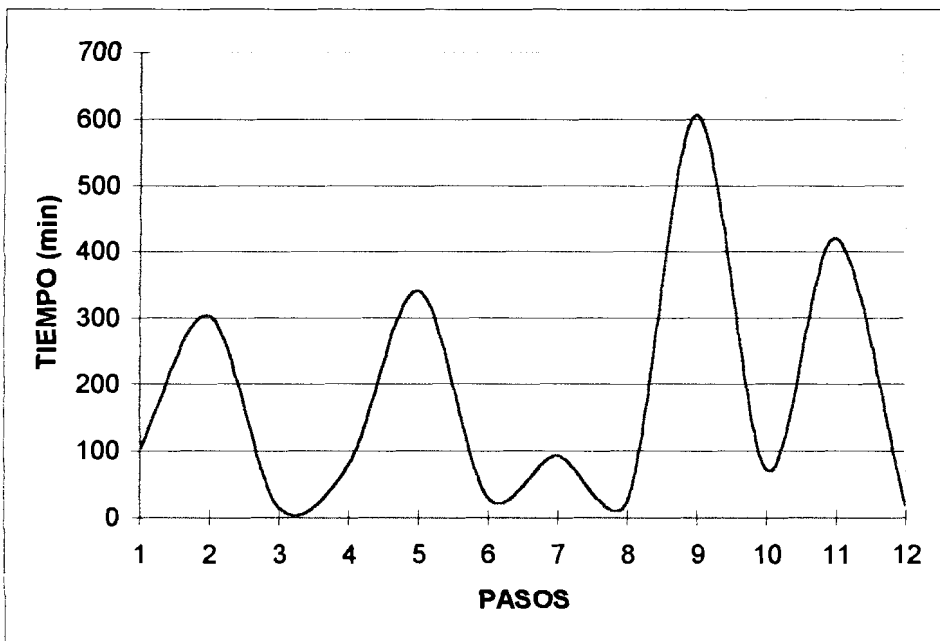
- Algunos códigos de observación, son confusos y en algunos casos redundantes y en consecuencia la información no es clara; se recomienda un tratamiento simple de la información indicada a través de los códigos de observación para hacerla



comprensible por parte del personal de lectores encargado de recabar la información en terreno.

- Para analizar los problemas de retrasos, se realizó un estudio de tiempo de cada paso del proceso; En la grafica siguiente se muestra la curva de tiempo promedio en que la compañía tercerisadora ejecuta la toma de lectura de un ciclo.

FIGURA 4.4 CURVA DE TIEMPO PROMEDIO (MEDICIÓN).



En la gráfica podemos apreciar que los pasos 2, 5 9 y 11 son los que ameritan mayor tiempo de ejecución. Estos pasos respectivamente son:



TABLA XXXIII. PASOS QUE CONSUMEN MAYOR TIEMPO (MEDICIÓN).

PASO	NOMBRE	TIEMPO (MIN)	TIEMPO DIAS
2	LIBROS EN BANDEJA PARA SER RETIRADOS	302,28	0.72
5	LIBROS EN BANDEJA PARA SER DISTRIBUIDOS	339,99	0.8
9	RECOPIACIÓN DE DATOS	606,14	1.44
11	INSPECCIÓN DE LECTURAS	420,00	1

4.3.2 Proceso Propuesto y Eficiencia.

Una vez que se han analizado los problemas del proceso de medición, se propone un proceso donde se considera la utilización de tecnología, así como también la eliminación o reducción al máximo de pasos, los cuales son innecesarios. Para elaborar el proceso de Medición propuesto se tomó en cuenta la opinión de Auditoria a través de sus informes sobre Evaluación de los Procedimientos.

La tecnología a ser implementada en este proceso son los E.P.L's (Equipos Portátiles de Lectura), los cuales permiten registrar lecturas, códigos del lector, multiplicador o dígitos errados, servicios directos, cambios de medidor, medidores sobrantes etc, información que es procesada con mayor agilidad hacia los departamentos técnicos responsables.

Para la implementación de los EPL's se recomienda una readecuación de la oficina de Operación de Computo, creando un área denominada Centro de Computo dentro del Departamento de Facturación, que acogerá a todos los equipos que involucran una facturación automatizada; entre estos equipos se encuentran los denominados TRI's (Terminales Receptoras de Información) donde se conectan los EPL's al Sistema Central de la EEMCA.

Se recomienda también que las sucursales de la Empresa estén previstas de EPL's y TRI's y al estar enlazadas al área de Centro de Computo a través del sistema de comunicación desarrollado por el Departamento de Informática, permitirá obtener la información de las zonas mas alejadas de manera inmediata.

Los EPL's estarán cargados con un sistema denominado TTL (Toma en Terreno de Lecturas) que permitirá procesar la información general de los clientes que se encuentran en los Libros de Lectura, los cuales serán ingresados automáticamente a los EPL's a través de una interfaz denominada ALR (Administrador de Lectura y Rutas) que permite integrar el Sistema Central de la EEMCA y el sistema TTL. que reside en los EPL's.



Además con el TTL se puede validar una lectura en el mismo momento en que se toma la misma, ya que el sistema tiene la opción de rechazar lecturas incoherentes o inconsistentes, obteniendo una información precisa e inmediata. En el Capítulo 5 se presentan las especificaciones funcionales de los equipos EPL's y los sistemas TTL y ALR.

Para conseguir una implementación y ejecución exitosa del Proceso de Medición Propuesto se requerirá de personal capacitado.

a. Proceso de Medición Propuesto.

El proceso propuesto elimina o reduce al máximo pasos innecesarios o redundantes y a consecuencia de esto logra una mayor eficiencia.

Los pasos del Proceso de Medición Propuesto son los siguientes:

1. Apertura del Ciclo.
2. Actualización del Ciclo a Leer.
3. Asignación de Libros en los EPL's.
4. Carga de los EPL's.



5. Distribución del Trabajo por Lector.
6. Traslado del Personal a la Zona.
7. Recolección de Datos.
8. Traslado del Personal a la Empresa.
9. Descarga de Información

La descripción de los pasos del Proceso Propuesto se presenta a continuación:

1. **Apertura del Ciclo.-** Personal del Centro de Computo, actualiza la agenda de facturación y apertura el ciclo a leer según el Cuadro de Toma de Lectura planificado.
2. **Actualización del Ciclo a Leer.-** Personal del Centro de Computo, ingresa automáticamente los datos de los nuevos medidores instalados y aquellos que han sido re-enrutados.

Se recomienda que los pasos 1 y 2 antes señalados se realicen por la noche, pues son pasos que consumen muchos recursos del sistema.



3. **Asignación de Libros a los E.P.L's.**- La información del ciclo es procesada a través por el programa ALR, asignando automáticamente los libros del ciclo a cada uno de los EPL's.
4. **Carga de los EPL's .-** Se ingresan los datos actualizados al sistema TTL de los EPL's, colocándolos en los TRI's (Terminales Receptores de Información).
5. **Distribución del Trabajo por lector.**- El Director del Departamento de Facturación entrega los EPL's a los Lectores de las Compañías tercerisadoras.
6. **Traslado del Personal a la Zona .-** Los lectores se trasladan a la zona asignada para realizar la recolección de los datos.
7. **Recolección de Datos.**- Cada lector es responsable de registrar en el E.P.L: La lectura presentada en el registrador del medidor y cualquier anomalía observada en el sitio, a través de los códigos de observación. Además al contar con el EPL, se garantiza un correcto ingreso de datos en el sitio, ya que el sistema TTL de los medidores es



capaz de realizar la validación en el terreno, al contar con el historial de consumo de los clientes.

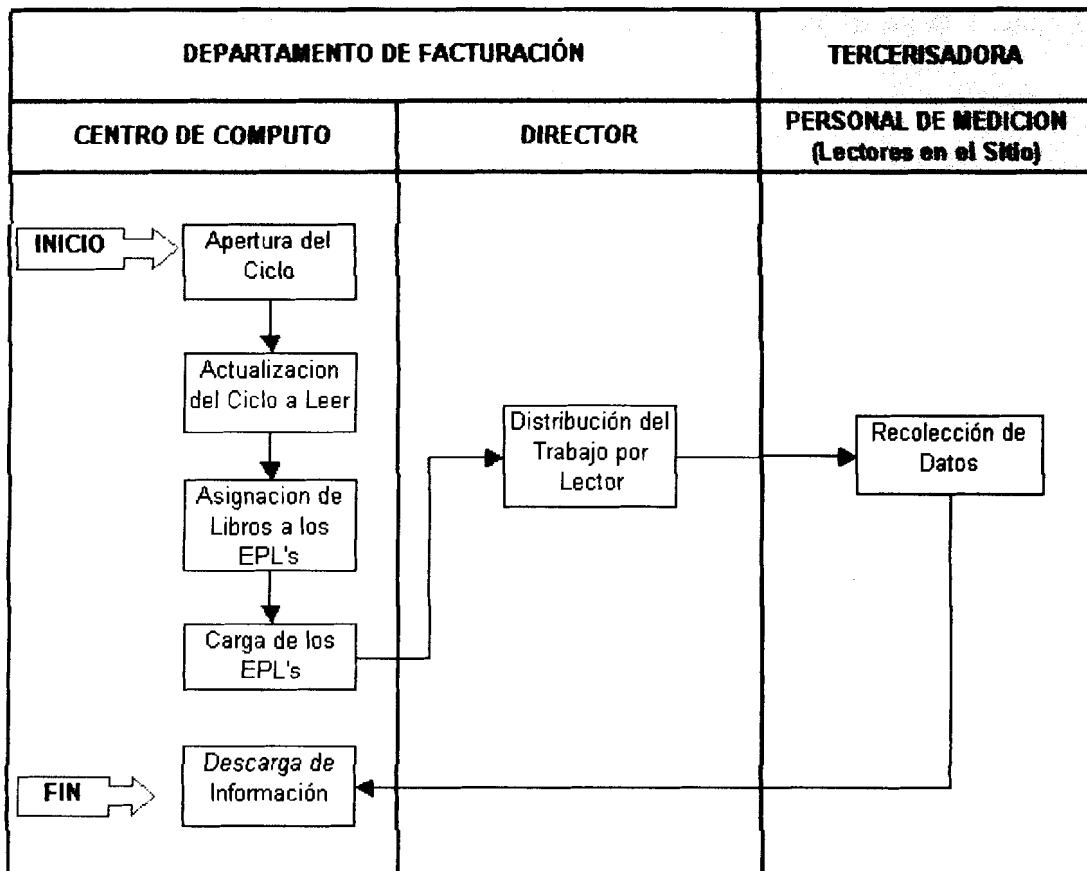
Cabe mencionar, que el EPL registra automáticamente el día y la hora en la que se toma una lectura determinada. Con esto se busca llevar un control mas preciso del trabajo que ejecutan los Lectores en el campo.

8. **Traslado del Personal** .- Los Lectores se trasladan a la EEMCA y entregan los EPL's cargados de información en el área de Centro de Computo.

9. **Descarga de información** .- Se colocan los E.P.L's en los TRI's y se descarga la información en el Sistema Central de la Empresa.



FIGURA 4.5 FLUJOGRAMA DEL PROCESO PROPUESTO (MEDICION)



b. Eficiencia del Proceso de Medición Propuesto.

Con la utilización de los EPL's (Equipos Portátiles de Lectura) se disminuye el proceso a 9 pasos, desechando los tiempos en los cuales se procesan los Libros de lectura, tales como generación, impresión, clasificación y el tiempo de reposo en bandeja de los mismos. Con la implementación de tecnología se realizan estas actividades pero de manera automática.

A continuación se presenta la Hoja de Trabajo del proceso propuesto. Cabe indicar, que el tiempo se lo ha cuantificado en porcentaje, considerando:

1. Medición a 30 días.
2. Lectura de un ciclo por día.
3. Lectura mensual de todos los medidores de los clientes.
4. Planificación rotativa en la asignación de libros.

TABLA XXXIV. HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO PROPUESTO (MEDICIÓN)

PASO	DESCRIPCION DE LOS PASOS	●	→	◐	■	TIEMPO PROMEDIO CICLOS (%)
1	APERTURA DEL CICLO	X				2.5
2	ACTUALIZACION DEL CICLO A LEER	X				8
3	ASIGNACIÓN DE LIBROS EN LOS EPL's	X				5.25
4	CARGA DE LOS EPL's	X				5.25
5	DISTRIBUCIÓN DEL TRABAJO POR LECTOR	X				5
6	TRASLADO DEL PERSONAL A LA ZONA		X			10.5
7	RECOLECCIÓN DE DATOS	X				50
8	TRASLADO DEL PERSONAL		X			5
9	DESCARGA DE INFORMACIÓN	X				8.5
						100%



Los porcentaje que se presentan en la tabla son estimados en base al tiempo aproximado en que se debería realizar cada uno de los pasos para cumplir con la lectura de un ciclo por día.

Con la utilización de los EPL's se incrementaría la eficiencia de forma notable. Para realizar el cálculo de la eficiencia, se utiliza un cuadro sumario.

TABLA XXXV. CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO PROPUESTO (MEDICIÓN).

ACTIVIDAD	SIMBOLO	NUMERO DE PASOS	TIEMPO PROM. %
OPERACIÓN	●	6	84.5
TRANSPORTE	➔	2	15.5
DEMORA	◐	0	0
INSPECCION	■	0	0
ALMACENAJE	▼	0	0
RETRABAJO	Ⓜ	0	0
		TOTAL	100%



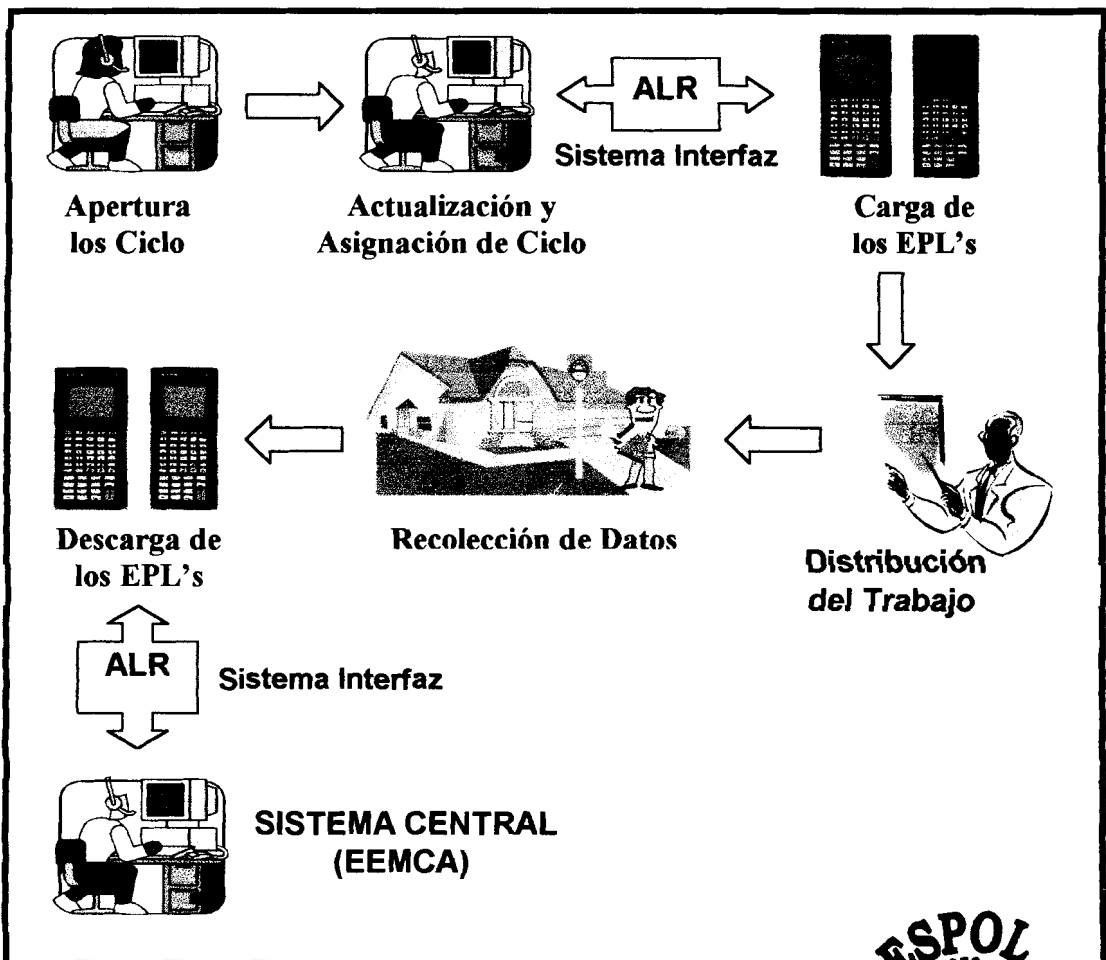
En el cuadro sumario se observa que el proceso incrementa el número de pasos de operación en consideración al proceso

de medición anterior (Tabla XXVI) eliminando además los pasos de demora, inspección, almacenaje y retrabajo.

El porcentaje de eficiencia está representada por la suma de los pasos de operación.

EFICIENCIA. = 84.5%

FIGURA 4.6 PROCESO DE MEDICIÓN PROPUESTO.



Además con el proceso mejorado se obtendrían los siguientes beneficios:

1. Actualización simultánea y oportuna del sistema.
2. Obtención de información precisa e inmediata, al momento de realizar la medición con los EPL's, garantizando que se registren en forma correcta, por medio de algoritmos de validación.
3. Ahorro de tiempo y personal en la digitación de las lecturas la cual se realiza manualmente en la actualidad.
4. Ahorro de inspecciones de campo para corregir errores al tener una información de mayor calidad.
5. Permite medir el tiempo de ejecución de las mediciones y evaluar la productividad de las mismas.
6. Seguimiento más efectivo de la jornada de trabajo de los lectores.
7. Mejoramiento de la imagen que como Empresa proyecta la EEMCA hacia la comunidad que conforma se área de concesión y hacia el País.



4.4 ANALISIS DEL PROCESO DE FACTURACIÓN.

4.4.1 Determinación de los Problemas del Proceso.

Para la determinación de los problemas del proceso de Facturación se procedió a observar paso a paso en el sitio en que se desarrolla el mismo, además de los problemas observados por el área de Auditoría de la EEMCA a través de la Evaluación de los Procedimientos de comercialización realizados por la mencionada área.

Dentro de los principales problemas detectados están:

- Existe una cantidad considerable de lecturas con números incomprensibles por parte de los lectores y en consecuencia el digitador ingresa las lecturas en forma incorrectas.

- A falta de tecnología para el ingreso de lecturas, se tiene que realizar dicho trabajo manualmente, lo que atrasa el proceso tendiendo a cometer errores de digitación.

- Debido a los errores en el registro de las lecturas en los libros de lectura, ingreso de las mismas al sistema y a la falta de personal para realizar las inspecciones, el número de clientes



que aparecen en el libro de crítica aumenta, por lo que se incrementa el tiempo en la facturación al tener que validar mayor cantidad de lecturas.

- La validación se realiza en forma manual con interpretación humana, ocasionando un incremento de los problemas.
- El validador realiza la validación de las lecturas “a su criterio”, limitándose a aceptar, promediar o asignar consumos a los clientes con lecturas incoherentes; en una gran cantidad de casos dicha asignación da como resultado un consumo igual a cero. Estos clientes con consumo cero, al no realizarles inspección alguna, aparecen en los libros de crítica de los próximos meses lo que incrementa en forma alarmante el nivel de perdidas.
- La Dirección Comercial no obtiene ágilmente un reporte de los códigos de observación para orientarlo al área respectiva y depurar los problemas detectados de forma inmediata.
- De acuerdo al estudio realizado a los códigos de observación durante los meses de mayo, junio y julio de 2003, (Anexo 3.8),

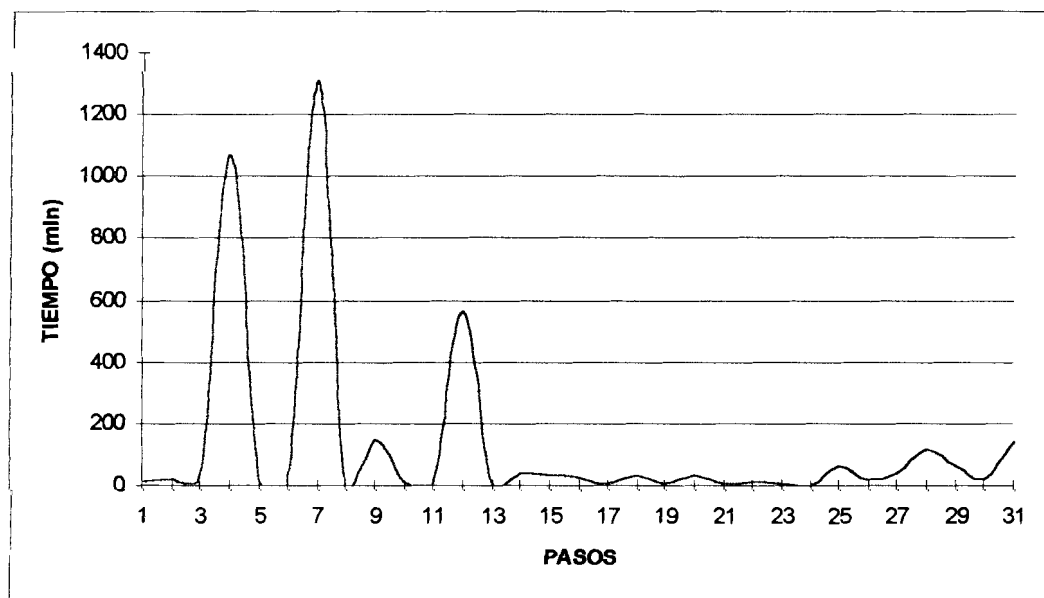


se obtiene que el 83.5% de los clientes no presentan problemas detectados por los códigos de observación, debiendo de realizar inspecciones al 16.5% de los clientes, porcentaje que no se alcanza a cubrir por falta de personal y una planificación adecuada. Esto trae como consecuencia de que se deba asignar lecturas que muy posiblemente están por debajo del consumo real de los clientes.

Cabe indicar, que dentro del 83.5% de las lecturas tomadas sin ningún código de observación, se encuentran también un alto porcentaje de lecturas incoherentes.

Para analizar los pasos que presentan problemas en la agilidad de ejecución, se midió el tiempo que tardan y de esta forma determinar el tiempo promedio para facturar un ciclo, los cuales son mostrados en la gráfica a continuación:



FIGURA 4.7 CURVA DE TIEMPO PROMEDIO (FACTURACIÓN).

En la gráfica podemos apreciar que los pasos 4, 7 y 12 son los que ameritan mayor tiempo de ejecución, los cuales se resumen en la siguiente tabla.

TABLA XXXVI. PASOS QUE CONSUMEN MAYOR TIEMPO (FACTURACIÓN).

PASO	NOMBRE	TIEMPO (MIN)	TIEMPO (DIAS)
4	INGRESO DE LECTURAS	1069.65	2.5
7	VALIDACIÓN Y ENRUTAMIENTO DE NUEVOS CLIENTES	1310.26	3.1
12	INSPECCIÓN DEL 1° FILTRO DE CLIENTES CON CONSUMO MAYOR A 500 KW-H.	564.13	1.3



En síntesis, los pasos que consumen mayor tiempo y por ende atrasan el proceso son los que se efectúan de forma manual, estos pasos consumen aproximadamente 7 días laborables y se trata de corregirlos con una serie de inspecciones realizadas a los filtros de consumo, con escasa verificación de campo, haciendo de éste un proceso ineficiente.

4.4.2 Proceso Propuesto y Eficiencia.

Para la realización del proceso propuesto de Facturación se tomó en cuenta la opinión del personal vinculado directamente al proceso, además de la opinión de las áreas de Informática y Auditoría.

La tecnología a ser implementada en este proceso son los EPI's (Equipo Portátil de Inspecciones), la cual tiene las mismas características de los EPL's utilizados en el Proceso de Medición Propuesto. Los EPI's permite la captura en el campo de los datos de las inspecciones tales como: consumos incoherentes, sellos, tipo de fraude o cualquier anomalía que ha sido detectada por los lectores y que aparecen en la hoja de crítica.



Los EPI's estarán cargados con un sistema denominado IT (Inspección en Terreno) que permitirá procesar la información general de los clientes que se encuentran en los Libros de Critica, los cuales serán ingresados automáticamente a los EPI's a través de un interfaz AI (Administrador de Inspecciones), permitiendo integrar el Sistema Central de la EEMCA y el sistema IT que reside en los EPI's.

Además con el IT se puede se puede calcular el consumo mediante un estudio de carga efectuado en el momento de la inspección. En el Capítulo 5 se presentan las especificaciones funcionales de los equipos EPI's y los sistemas IT y AI.

La eficiencia del proceso actual de Facturación de la EEMCA alcanza el 12.42%, porcentaje que es inaceptable para una empresa cuya rentabilidad depende de la correcta facturación de los consumos de sus clientes. Con la utilización de los EPI's se mejora sustancialmente la facturación ya que se cuenta con información real del consumo del cliente, eliminando la asignación de consumo al azar y los procedimientos manuales.



a. Proceso de Facturación Propuesto.

El proceso propuesto elimina o reduce al máximo pasos innecesarios o redundantes y se plantea a continuación.

Los pasos del Proceso de Facturación Propuesto son los siguientes:

1. Generación del Libro de Criticas.
2. Cargar los EPI's.
3. Distribución del Trabajo.
4. Traslado de Inspectores al Sitio
5. Cálculo de Carga de Clientes con Anomalías.
6. Traslado de Inspectores a la Empresa.
7. Descarga de los EPI's.
8. Realizar Calculo de Consumo.
9. Liquidacion de Planillas.
10. Emision de Planillas.
11. Crear Archivos de Planillas.
12. Imprimir Planillas.
13. Ordenamiento de Planillas.
14. Cierre del Ciclo.

A continuación se detalla cada paso del Proceso de Facturación Propuesto:



- 1. Generación del Libro de Críticas.-** Culminado el ingreso de las lecturas al Sistema Central, se genera el Libro de Críticas, donde aparecen los clientes con anomalías.
- 2. Cargar de los EPI's.-** La información de los Libros de Crítica, es ingresada a los EPI's.
- 3. Distribución del Trabajo.-** El director del Departamento de Facturación distribuye el trabajo entre los inspectores.
- 4. Traslado de Inspectores al Sitio.-** Los inspectores se trasladan al sitio para efectuar las inspecciones.
- 5. Cálculo de Carga de Clientes con Anomalías.-** El inspector a través del programa IT del EPI verifica: los datos del consumidor, el estado del medidor para constatar que la lectura es errónea por fallas en el mismo y proceder a realizar un censo de carga automático. Si se determina que el cliente se encuentra interviniendo el sistema, es decir, se detecta el hurto de energía, se ingresan los datos al EPI y se notifica al Departamento de Pérdidas. Cabe indicar, que se deben planificar las

inspecciones de cada ciclo de tal manera que se ejecuten en un día; por esta razón se recomienda la redistribución de los ciclos para cumplir con la planificación.

- 6. Traslado de Inspectores a la Empresa.-** Culminadas las inspecciones, el personal se dirige a la EEMCA.
- 7. Descarga de los EPI's.-** Colocando los EPI's en los TRI's, se descarga la información del ciclo inspeccionado al Sistema Central de la EEMCA.
- 8. Realizar Cálculo de Consumo.-** Ingresada automáticamente la información de las inspecciones se realiza el cálculo de consumo del ciclo.
- 9. Liquidación de Planillas.-** Se adicionan al valor del consumo de energía los impuestos según lo indica el pliego tarifario.
- 10. Emisión de Planillas.-** Se colocan los datos generales del cliente en las planillas.



- 11. Creación de Archivo de Planillas.-** La información de las planillas es archivada en el sistema.
- 12. Impresión de Planillas.-** Se imprimen las planillas del ciclo.
- 13. Ordenamiento de las Planillas.-** Las planillas del ciclo se ordenan y se cuentan por libros.
- 14. Cierre del Ciclo.-** Al finalizar la facturación se cierra el proceso y se registra en la Agenda de Facturación la fecha en la que se ha culminado el ciclo respectivo.



b. Eficiencia del Proceso de Facturación Propuesto.

Con la utilización de un sistema automatizado de ingreso de información de las inspecciones y al realizar la validación en el sitio de la medición por parte de los lectores se reduce el proceso a 14 pasos.

Analizando la hoja de trabajo del proceso de facturación anterior, apreciamos que al validar las lecturas durante la medición, se evitan las inspecciones realizadas a las lecturas en el primer y segundo filtro y además los pasos que son consecuencia de los mismos.

A continuación se presenta la hoja de trabajo del proceso de Facturación propuesto:

TABLA XXXVII. HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO PROPUESTO (FACTURACIÓN).

PASO	DESCRIPCION DE LOS PASOS	●	→	◐	■	▼	TIEMPO PROMEDIO CICLOS (%)
1	GENERACIÓN DEL LIBRO DE CRITICAS	X					3,0
2	CARGAR LOS EPI's	X					2,4
3	DISTRIBUCIÓN DEL TRABAJO	X					3,6

4	TRASLADO DE INSPECTORES AL SITIO		X				4,8
5	CALCULO DE CARGA DE CLIENTES CON ANOMALIAS	X					35,7
6	TRASLADO DE INSPECTORES A LA EMPRESA		X				4,8
7	DESCARGA DE LOS EPI'S	X					2,6
8	REALIZAR CALCULO DE CONSUMO	X					3,3
9	LIQUIDACION DE PLANILLAS	X					6,7
10	EMISION DE PLANILLAS	X					2,2
11	CREAR ARCHIVOS DE PLANILLAS					X	4,5
12	IMPRIMIR PLANILLAS	X					11,4
13	ORDENAMIENTO DE PLANILLAS	X					8,0
14	CIERRE DEL CICLO	X					7,1
TOTAL							100%

En la hoja de trabajo, se muestran los tiempos en porcentaje considerando como tiempo base, dos días promedio en los cuales se debería realizar la facturación de un ciclo.

Para el análisis de la eficiencia se utiliza el cuadro sumario de datos de tiempo del proceso propuesto.



TABLA XXXVIII. CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO PROPUESTO (FACTURACIÓN)

ACTIVIDAD	SIMBOLO	NUMERO DE PASOS	TIEMPO PROM. %
OPERACIÓN	●	11	86
TRANSPORTE	➔	2	9.5
DEMORA	◐	0	0
INSPECCION	■	0	0
ALMACENAJE	▼	1	4.5
RETRABAJO	Ⓡ	0	0
		TOTAL	100%

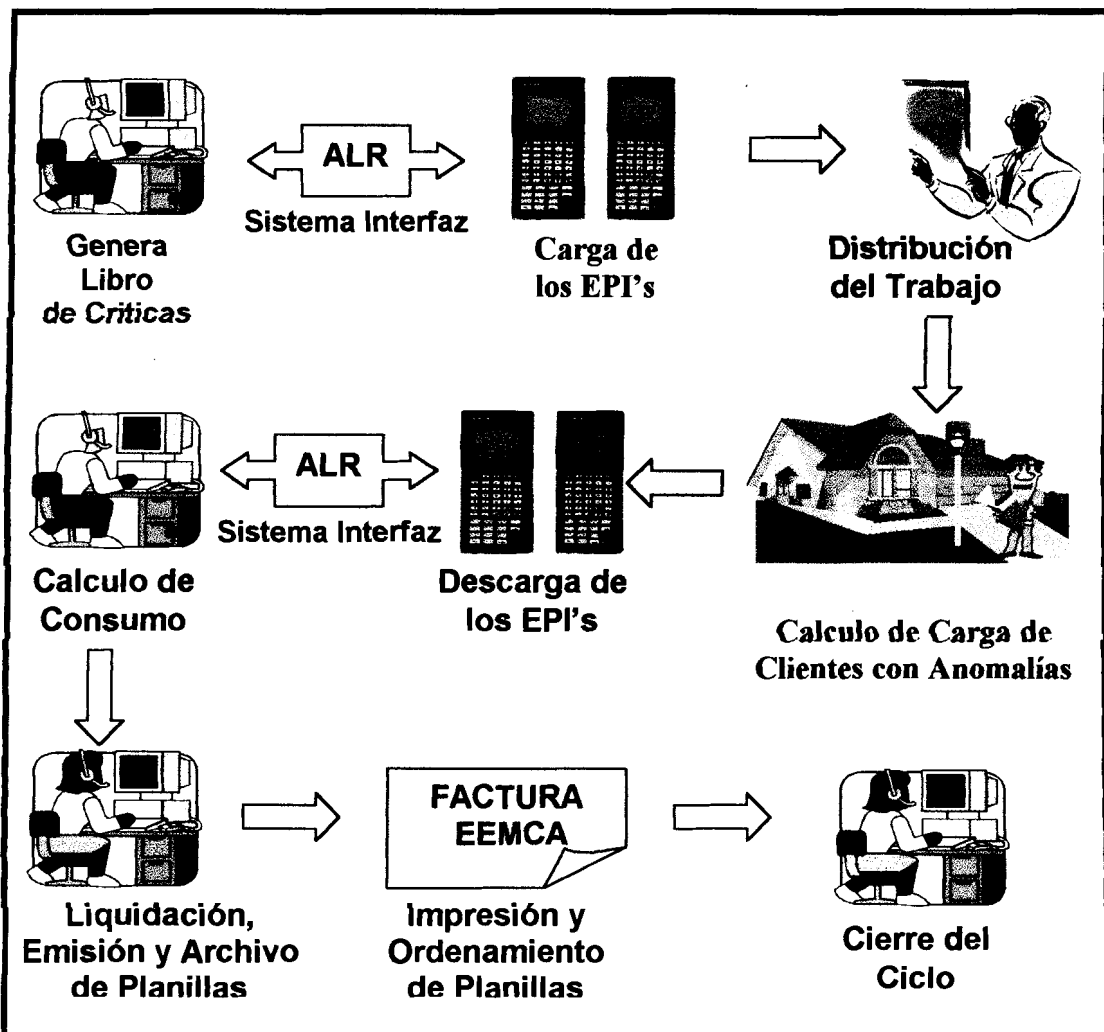
Como los tiempos están dados en porcentaje, se determina que la eficiencia del nuevo proceso de Facturación es la sumatoria de los tiempos de la pasos de operación.

La Eficiencia del Proceso Propuesto es igual a :

$$\text{EFICIENCIA} = 86\%$$



FIGURA 4.9 PROCESO DE FACTURACIÓN PROPUESTO



Con la mejora del proceso de Facturación obtenemos los siguientes beneficios:

1. El trabajo de cálculo de carga realizado a los clientes marcados por códigos de anomalías y/o fraudes;



constituye el aporte del departamento de Facturación a la reducción de las pérdidas no técnicas.

2. Actualización ágil y oportuna del sistema, con la información de los clientes con problemas en sus equipos de medición, de esta manera se va depurando las pérdidas no técnicas y se factura mas eficientemente.
3. Incremento de la eficiencia del proceso de un 12.42% a un 86%.
4. Ahorro de tiempo y personal para: transcripción de datos, validación manual e inspecciones de filtros.
5. Seguimiento efectivo de las actividades realizadas por el personal durante la jornada de trabajo.



CAPITULO 5.



EVALUACIÓN FUNCIONAL Y ECONOMICA

5.1 INTRODUCCIÓN.

La rentabilidad de las Empresas Eléctricas se logra facturando y cobrando la energía que se genera, siendo por ello importante que las mismas cuenten con planes de acción que faciliten la integración de todas las unidades de la empresa en función de reducir la energía dejada de facturar.

Desde hace varias décadas, la EEMCA, ha capturado la información con métodos inadecuados que han generado lentitud en la búsqueda de datos, registrados en cientos de páginas para su posterior transcripción manual a diferentes medios de almacenamiento central.

Surge pues la necesidad de disminuir la transcripción manual de la información en los diferentes procesos, evitando así el retrabajo,

minimizando el error humano y agilizando la ejecución de las tareas. Esto se lo logra cambiando los procesos actuales a unos mas eficientes y confiables.

El usar la tecnología para mejorar los procesos, significan costos. Es de vital importancia determinar si la inversión que se va a realizar es factible tanto en lo económico como en lo funcional.

En el presente capítulo se evaluarán los procesos propuestos de Contratación de Nuevo Servicio, Medición y Facturación, determinando sus características técnicas funcionales y los costos implícitos de la implementación de cada uno de ellos. Al final se plantea el costo total del proyecto de reducción de Pérdidas Administrativas.

Muchas veces las empresas gastan fortunas en equipos de alta tecnología, sólo para decepcionarse de los resultados subsecuentes. Gran parte del problema radica en no percibir la tecnología como un eliminador o reductor del desperdicio. Estos instrumentos o equipos pueden comprimir los tiempos de ciclo, reducir los costos del proceso y mejorar le eficacia y confiabilidad



EVALUACIÓN DEL PROCESO PROPUESTO DE CONTRATACIÓN.

El proceso propuesto de Contratación de Nuevo Servicio, involucra esencialmente la eliminación de los pasos que generan demoras y hacen lento e ineficiente al proceso que a la actualidad se lleva en la Empresa

El proceso actual hace que el usuario que requiere la instalación de un medidor y por ende, su regularización, vaya más de una vez a las oficinas de la Empresa, haciendo de esta manera, que el usuario pierda interés en realizar los trámites que se exigen. Además, la lentitud con que se realizan los trabajos, trae consigo grandes pérdidas económicas por la no facturación de la energía consumida por parte de los usuarios.

Si se revisa el Proceso Propuesto en el capítulo 4, se podrá notar que se trata prácticamente del mismo proceso actual, pero en el que se han quitado los pasos de "Inspecciones" y lo que estos involucran, los mismos que a opinión de las personas inmersas en el proceso no hacen más que incrementar de manera innecesaria el tiempo de instalación y regularización del cliente. Además en el nuevo proceso, se propone una coordinación adecuada entre la oficina de Atención al Cliente y la de Medidores, siguiendo una agenda preestablecida que permita atender los requerimientos de los clientes de forma efectiva en el tiempo justo.



Otra de las recomendaciones que se dan, es la de descentralizar el proceso hacia las sucursales que tiene la empresa en toda el área de concesión, haciendo aún más eficiente el proceso, al incrementar de manera más rápida el número de clientes efectivos.

Una acción adicional que se debe realizar es la implementación dentro del sistema actual (Zeus), de una opción que permita realizar el cálculo de los depósitos y del crédito concedido a los clientes, llevando de esta manera un control estricto sobre las cuentas.

Lo que se logra con el nuevo proceso es la optimización del tiempo de atención a los usuarios en las oficinas de servicio al cliente, permitiendo de esta manera ahorrar recursos e incrementar la capacidad de atención.

La mejor manera de no crear clandestinos es convirtiéndolos en clientes, con la mejor predisposición de condiciones alcanzables para ellos. Cuando no se atiende oportunamente los nuevos suministros, el usuario opta por tomar el servicio mediante conexiones clandestinas.

En el nuevo proceso se plantea eliminar el concepto "no es posible atender su solicitud de nuevo suministro", la Empresa debe



acondicionar de manera constante sus procesos para servir los requerimientos del cliente en el menor plazo requerido.

De igual manera, eliminar el concepto "el cliente debe ir a la Empresa", es posible realizar una atención personalizada.

Para implementar el proceso propuesto, la Empresa no incurriría en ningún tipo de inversión, ya sea tecnológica o de personal, en cambio su aplicación generaría ingresos notables por la recuperación de Kwh en la facturación mensual.

La aplicación del nuevo proceso requiere de decisión por parte de la Empresa, así como de coordinación y compromiso por parte de las áreas inmersas en el desarrollo del mismo. Estas acciones emprendidas conllevarán una atención más personalizada al cliente, mejorarán la imagen de la Empresa y por ende incrementarán los ingresos de la misma.

Para la EEMCA, es fundamental lograr una imagen positiva entre sus clientes y en general, entre todos los usuarios del servicio eléctrico. Basados en dichos principios, esta empresa debe desarrollar un extenso programa de comunicación y de contacto permanente,



orientado a facilitar la interrelación con el público externo. Esta presentación comprende una serie de estrategias y programas, orientados a mejorar la imagen de la empresa y a reducir las pérdidas no técnicas de electricidad.

Para ello se deben desarrollar diferentes actividades, con el fin de mejorar la imagen de la empresa, realizar asesorías para incorporar nuevos usuarios en electrificaciones definitivas y desarrollar programas comunicacionales en pro del trabajo de las áreas operativas; donde se brinda un contacto directo con las diferentes comunidades, escuelas, entes gubernamentales y no gubernamentales.



5.3 EVALUACIÓN DEL PROCESO PROPUESTO DE MEDICIÓN.

Una vez desarrollado un nuevo proceso de Medición, es menester evaluar el costo en que incurriría la EEMCA en implementarlo.

El proceso Propuesto de Medición requiere de la aplicación de tecnología, la misma que ha sido evaluada mediante un asesoramiento técnico profesional, el cual detalla la utilización de Equipos Portátiles de Lectura (EPL's), que a su vez requieren ser manejados mediante un sistema de Toma en Terreno de Lecturas (TTL), que permita aprovechar al máximo las bondades de esta tecnología y que se enlace al Sistema Central de la EEMCA a través de un interfaz denominado Administrador de Lecturas y Rutas (ALR).

Los EPL's requieren de un equipo denominado Terminal Receptora de Información (TRI), en el cual los EPL's reposarán para recibir y enviar información, como también cargar las baterías necesarias para su funcionamiento. Para el efecto se requerirá de un espacio físico que albergue todos aquellos equipos que forman parte de los procedimientos automatizados, por esto, es innata la necesidad de una readecuación de la oficina de Operación de Computo, para crear un Centro de Computo dentro del Departamento de Facturación.



Además se considera la capacitación de personal que coadyuve en una exitosa implementación y ejecución del proceso de Medición Propuesto.

5.3.1 Características Funcionales de la Tecnología Aplicada.

A continuación se detallan las características funcionales de las aplicaciones o programas TTL y ALR además de las especificaciones de los Equipos requeridos para la implementación del nuevo proceso.

a. Sistema de Toma en Terreno de Lecturas (TTL).

El sistema TTL (Toma en Terreno de Lecturas) es un programa desarrollado para funcionar dentro del Equipo Portátil de Lectura (EPL), permitiendo aprovechar al máximo las bondades de dichos equipos.

Una de las opciones que presenta el sistema TTL es validar en el terreno las lecturas inconsistentes, es decir, que cuando existan dudas acerca de las mismas el sistema permitirá asignar una lectura e ingresar un código de observación.

Como la EEMCA tiene diferentes tipos de abonados entre los cuales están: residenciales, comerciales e industriales; el



sistema TTL permite hacer una diferenciación entre los abonados e ingresar adicionalmente otras lecturas dependiendo de la configuración del medidor.

El sistema TTL permitirá registrar medidores nuevos, con los datos que pueda tomar el Lector, para ser procesados posteriormente.

Debido a la subcontratación del servicio de toma de lecturas, se crearán claves generales para el uso del sistema TTL para cada compañía tercerisadora.

En general las principales características funcionales del sistema TTL son:

- Control de acceso a procesos mediante clave.

- Búsqueda del cliente mediante sus datos básicos, tales como: numero de serie del medidor, numero de serie de la EEMCA o en su defecto por el código del cliente.



- Visualización de los datos del cliente, como son: nombre, código, tipo de tarifa (residencial, comercial, industrial), dirección , número de esferas del medidor y los datos básicos antes mencionados.

- Para los clientes con tarifas comerciales e industriales el programa permite el ingreso de lecturas activa, reactiva y demanda pico.

- Validación de lectura, mediante el historial de consumo del cliente de los 6 últimos meses.

- Ingreso de observaciones tales como: medidores nuevos, medidores que no están en la ruta o que no existen y toda aquella anomalía en el sistema de medición. Esto realizado a través de los códigos de observaciones.

- Comunicación con el Sistema Central de la EEMCA, para envío y recepción de datos.

b. Sistema de Administración de Lecturas y Rutas (ALR).

Para la integración entre el Sistema Central de la EEMCA (Zeus Eléctrico) y el Sistema TTL que reside en los EPL's, se desarrollará el sistema ALR. Este es un programa de interfaz entre ambos sistemas, el mismo que estará ubicado los PC's de las diferentes agencias de la EEMCA y será desarrollado en Visual Basic 6.0 con base de datos Access.

El Sistema de Administración de Lecturas y Rutas es una aplicación que tiene como funciones:

- Organizar y controlar la logística de toma de lectura.
- Receptor / Emisor de los datos hacia y desde el PC.
- Puerta de Enlace hacia el sistema Central de la Empresa.

Los datos de los ciclos, ubicados en el Sistema Central de la EEMCA se encuentran en archivos tipo textos, los cuales deben de ser redefinidos para el correcto envío y recepción de información entre los sistemas. Por esta razón, el sistema ALR redefine estos archivos, haciéndolos compatibles con el lenguaje del programa TTL, permitiendo transportar la información de forma bidireccional.



El sistema ALR procesará la información del ciclo al cual se realizará la toma de lectura, distribuyendo los libros de lectura en los Equipos, previa planificación; al contar con este sistema se puede actualizar frecuentemente la información de los abonados.

En general las características funcionales que se requerirían son:

- Generación de archivos compatibles con el sistema TTL.
- Asignación de libros a los EPL's.
- Carga de datos en las unidades EPL's.
- Descarga de datos desde las unidades EPL's.
- Generación de archivos tipo texto para el Sistema Central.

El sistema ALR también permitirá elaborar reportes de las lecturas, con el afán controlar la eficiencia de los lectores y regularizar las anomalías presentadas en los medidores. Los reportes son los siguientes:

- **Visitas.-** Reporte que mostrará a los abonados que atendió el lector en una determinada fecha, con sus



respectivos tiempos de ejecución en la captura de información.

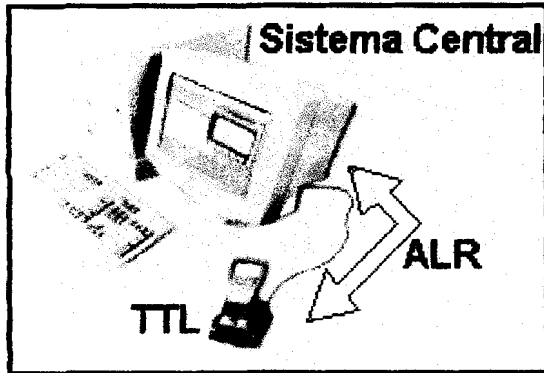
- **Totalizado de Lecturas Tomadas.-** Este reporte mostrará por fecha y Lector los siguientes parámetros:
 - El total de los abonados atendidos con una lectura.
 - Abonados atendidos con código de observaciones.
 - El total de abonados que no se les tomó lectura.

- **Observaciones Adicionales.-** Este informe listará por fecha y lector las observaciones adicionales reportadas, presentando el código de observación, nombre del abonado y observaciones adicionales. Esta información deberá se canalizada hacia los departamentos competentes, para que procedan a regularizar todas aquellas anomalías presentadas en este reporte.

- **Medidores Nuevos.-** Se listarán todos los medidores nuevos encontrados durante el proceso de Medición, para posteriormente incluirlos en la ruta de lectura.



FIGURA 5.1 APLICACIONES PARA EL SISTEMA AUTOMATIZADO DE MEDICIÓN



c. Equipos Portátiles de Lectura (EPL's) y Terminales Receptores de Información (TRI).

Las características funcionales del Equipo Portátil de lectura (EPL) son las siguientes:

- El EPL es un ordenador de mano con un procesador de 16-bits y una memoria suficientemente grande y expandible, para satisfacer las demandas de almacenamiento de datos y aplicaciones más exigentes.
- Su diseño es compacto y ligero, para mayor comodidad de uso durante períodos prolongados.

FIGURA 5.2 EQUIPO PORTÁTIL DE LECTURA

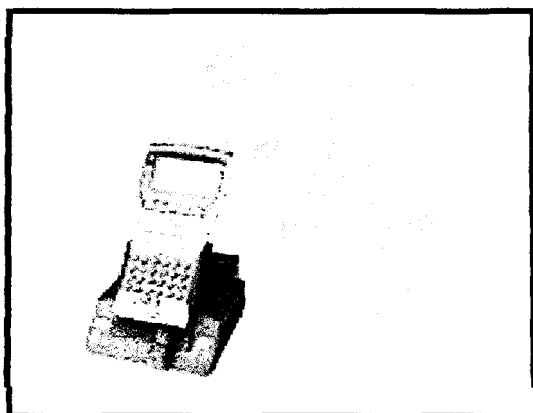
- El EPL dispone de un teclado y además, para asegurar una lectura a prueba de fallos, una luz brillante y un zumbador en el equipo, confirman que ha leído y aceptado con éxito la lectura tomada, es decir, realiza la validación en el terreno.

- Resistente al polvo y al rociado en todas direcciones. Diseñado para que resista una caída de 1,5 metros sobre cualquier superficie.

- Para facilitar la conexión de los ELP'S a los equipos y periféricos normales, se cuenta con los Terminales

receptores de Información (TRI's), que permiten, además, la recarga de baterías y comunicación externa.

FIGURA 5.3 TERMINALES RECEPTORAS DE INFORMACIÓN



Para la implementación del Proceso Propuesto de Medición se requiere de 20 Equipos Portátiles de Lectura (EPL), con sus respectivas Terminales Receptoras de Información.

Dichos equipos serán distribuidos en las diferentes agencias de la EEMCA de la siguiente manera:

TABLA XXXIX. DISTRIBUCIÓN DE LOS EQUIPOS EN LAS AGENCIAS DE LA EEMCA

AGENCIAS	CANT. DE EPL's	CANT. DE TRI's
Milagro	9	2 múltiple
La Troncal	2	2 individual
El Triunfo	2	2 individual
Yaguachi	2	2 individual
Naranjal	1	1 individual
Naranjito	1	1 individual

M. Maridueña	1	1 individual
S. Bolívar	1	1 individual
Bucay	1	1 individual

5.3.2 Costos de la Implementación del Nuevo Proceso de Medición.

La inversión total que la empresa tendrá que realizar tanto en equipos como en desarrollo de los programas con los parámetros anteriormente expuestos se detallan en las siguientes tablas.

TABLA XL. COSTO DE IMPLEMENTACION DE EQUIPOS PORTÁTILES DE LECTURA

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO Unitario (USD)	PRECIO Total (USD)
Equipo Portátil de Lectura (Hand Held Workabout)	20	875,00	17.500,00
Baterías para EPL (Batería de NiMH 1600 mAh)	20	25,00	500,00
Terminales Receptores de Información (W/A Multiple Docking Station-US) Para 4 unidades workabout	2	1.315,00	2.630,00
Terminales Receptores de Información (W/A Docking Station-US) Para 1 unidad workabout	12	395,00	4.740,00
		Sub-Total	25.370,00
		IVA	3.044,40
		Total	28.414,40

**TABLA XLI. COSTO DE IMPLEMENTACION DE APLICACIONES
(MEDICIÓN)**

APLICACIÓN	TIEMPO ESTIMADO (DIAS)	INVERSION TOTAL (USD)
Desarrollo del sistema de Toma en Terreno de Lecturas (TTL) 20 licencias en 9 ubicaciones	75	6.930,00
Desarrollo del Sistema Administrador de Lectura y Rutas (ALR) 9 licencias en 9 ubicaciones	15	2.750,00
	Total	9.680,00

TABLA XLII. INVERSION TOTAL EN IMPLEMENTACION DEL NUEVO PROCESO DE MEDICION

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (USD)
Equipos	2.8814,40
Aplicaciones	9.680,00
Inversión Total	38.494,40

La inversión total que incurriría la Empresa para la implementación del proceso de Medición Propuesto sería de USD 38.494,40.

Cabe indicar, que los costos por capacitación operacional y administrativo del personal, se encuentran incluidos en el valor antes mencionado.



5.4 EVALUACIÓN DEL PROCESO PROPUESTO DE FACTURACION.

Una vez desarrollado un nuevo proceso de Facturación, es importante evaluar el costo en que incurriría la EEMCA en implementarlo.

El proceso Propuesto de Facturación requiere de la aplicación de tecnología, la misma que ha sido evaluada mediante un asesoramiento técnico profesional, el cual detalla la utilización de Equipos Portátiles de Inspección (EPI's), con las mismas características físicas y técnicas de los EPL's. Los Equipos Portátiles de Inspección requieren también de un programa para ser manejados, dicho programa se denomina IT (Inspección en el Terreno), el cual permite aprovechar al máximo las bondades de esta tecnología.

El programa IT se enlaza al Sistema Central de la EEMCA a través de un interfaz denominado Administrador de Inspecciones (AI).

Los EPI's reposan también en TRI's (Terminales Receptoras de Información), necesarios para trasladar la información y cargar las baterías del equipo, dichos equipos necesitan de un espacio físico para ser instalados, es por esto, que se recalca la necesidad de crear un Centro de Computo dentro del Departamento de Facturación de la EEMCA, donde se desarrolle una facturación automatizada.

Además, se considera la capacitación de personal que coadyuve en una exitosa implementación y ejecución del proceso de Facturación Propuesto.

A Continuación se detallan las especificaciones funcionales de los Equipos y Sistemas mencionados, además de los costos que representarían para la EEMCA su implementación inmediata.

5.4.1 Características Funcionales de la Tecnología Aplicada.

La tecnología a ser aplicada consta de dos componentes: SOFTWARE y HARDWARE.

Se requiere de dos sistemas o software: IT (Inspecciones en el Terreno) y AI (Administrador de Inspecciones) y en lo que respecta a Hardware se requiere del Equipo Portátil de Inspecciones (EPI), también conocido como "HAND HELD", además de los Terminales Receptores de Información (TRI), denominados también "Cunas".

A continuación se detallan las características funcionales de los sistemas IT y AI, además de la cantidad de Equipos requeridos para la implementación del nuevo proceso.



a. Sistema de Inspecciones en Terreno (IT).

El sistema de Inspecciones en Terreno (IT) es un programa que permite manejar y aprovechar al máximo las bondades de los EPI's.

El programa IT recibe del Sistema Central de la EEMCA la "Hoja de Críticas" por ciclo. En este archivo se encuentran los clientes que presentan ciertas irregularidades, ya sea en consumo o reiterados códigos de observación y al final del trabajo el programa entrega la información recopilada.

El sistema IT permite al inspector ejecutar las siguientes actividades:

- Ingresar códigos especiales de observación.
- Realizar un censo de carga por cliente, el mismo que consiste en la suma del consumo de los distintos equipos que tiene una residencia, entre los que a manera de ejemplo se mencionan: focos, televisores, refrigeradores, licuadoras, computadoras, etc. El programa IT cuenta para el efecto con tablas con cada uno de los posibles artefactos que se encuentran en una residencia, industria

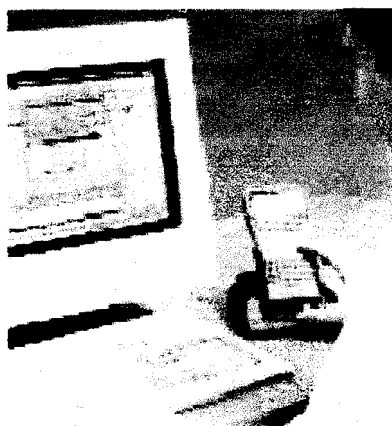
o comercio, sus consumos promedio y además ponderaciones.

b. Sistema de Administración de Inspecciones (AI).

El sistema de Administración de Inspecciones permite integrar el Sistema Central de la EEMCA y el programa IT que reside en los EPI's, siendo éste un interfaz entre ambos sistemas residentes en un PC y desarrollado en Visual Basic 6.0 y base datos Access.

El sistema (AI) permite un correcto envío y recepción de información entre estos sistemas definiendo los archivos tipo texto que contienen los datos a ser procesados.

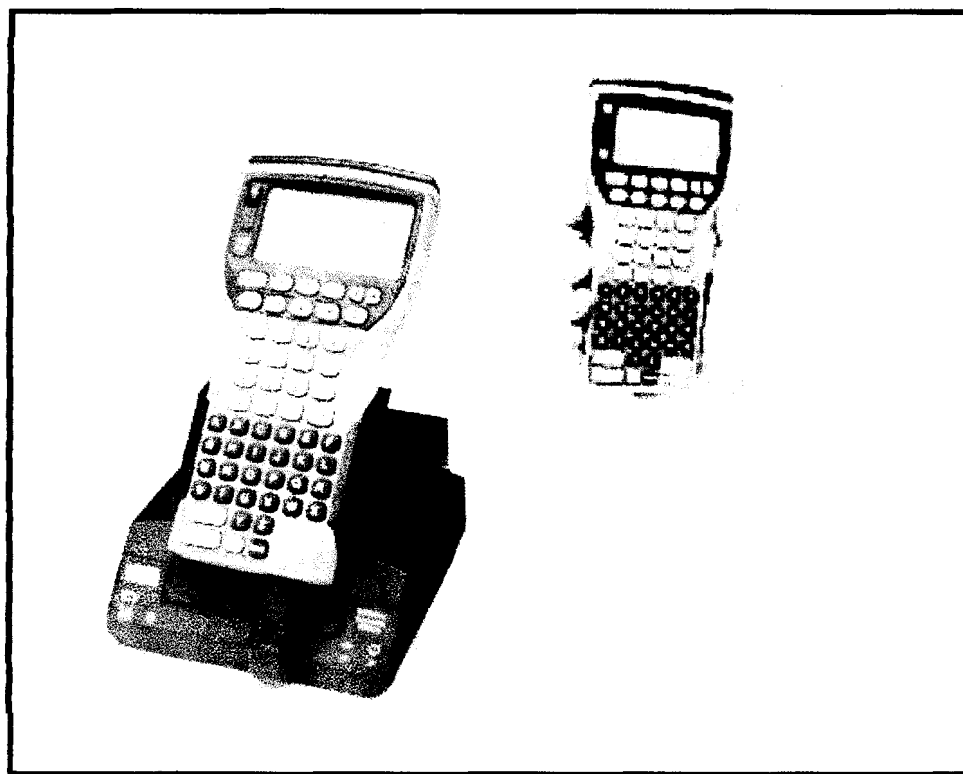
FIGURA 5.4 SISTEMA AUTOMATIZADO DE INGRESO DE DATOS.



c. Equipos Portátiles de Inspección (EPI's) y Terminales Receptores de Información (TRI).

Para la implementación del Proceso Propuesto de Facturación se requiere de 4 Equipos Portátiles de Inspección (EPI), con un Terminal Receptor de Información que albergue a los 4 equipos.

FIGURA 5.5 EQUIPO PORTÁTIL DE INSPECCIONES (EPI) EN SU TERMINAL RECEPTORA DE INFORMACIÓN.



5.4.1 Costos de la Implementación del Nuevo Proceso de Facturación.

La inversión total que la Empresa tendrá que realizar tanto en equipos como en desarrollo de los programas con los parámetros anteriormente expuestos se detallan en las siguientes tablas.

TABLA XLIII. COSTO DE IMPLEMENTACION DE EQUIPOS PORTÁTILES DE INSPECCIÓN.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO Unitario (USD)	PRECIO Total (USD)
Equipo Portátil de Inspección (Hand Held Workabout)	4	875,00	3.500,00
Baterías para EPL (Batería de NiMH 1600 mAh)	4	25,00	100,00
Terminales Receptores de Información (W/A Multiple Docking Station-US) Para 4 unidades workabout	1	1.315,00	1.315,00
		Sub-Total	4.915,00
		IVA	589,80
		Total	5.504,80



**TABLA XLIV. COSTO DE IMPLEMENTACION DE APLICACIONES
(FACTURACIÓN).**

APLICACIÓN	TIEMPO ESTIMADO (DIAS)	INVERSION TOTAL (USD)
Desarrollo del Sistema de Inspecciones en Terreno (IT) 4 licencias en 1 ubicación	45	2.156,00
Desarrollo del Sistema Administrador de Inspecciones (AI) 1 licencia en 1 ubicación	30	1.290,00
	Total	3.446,00

TABLA XLV. INVERSION TOTAL EN IMPLEMENTACION DEL NUEVO PROCESO DE FACTURACIÓN

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (USD)
Equipos	5.504,80
Aplicaciones	3.446,00
Inversión Total	8.950,80

La inversión total en que incurriría la Empresa para la implementación del proceso de Facturación Propuesto sería de USD 8.950,80.

Cabe indicar, que los costos por capacitación operacional del personal, se encuentran incluidos en el valor antes mencionado.



5.5 COSTOS DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS ADMINISTRATIVAS.

Para determinar el costo total de ejecución del proyecto de reducción de pérdidas administrativas, se consideró el costo para mejorar cada uno de los procesos (Contratación, Medición, Facturación) y el costo de la adecuación del área de trabajo de las ocho agencias, que se encuentran enlazadas con la matriz de la EEMCA ubicada en la ciudad de Milagro.

A continuación se presentan los equipos necesarios para la adecuación de dichas áreas de trabajo.

TABLA XLVI. EQUIPOS PARA LAS ÁREAS DE TRABAJO.

CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNIT (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
PC's	8	1050,00	8400,00
Mobiliario Para PC's	8	120,00	960,00
Módulos de Oficina	8	420,00	3360,00
Materiales de Conexión de Red	8	78,75	630,00
		Sub-Total	13350,00
		IVA	1602,00
		Total	14952,00



Las áreas de trabajo de las agencias, conformarían en su totalidad el Departamento de Facturación de la EEMCA. Las mismas son necesarias para mantener el control de los procesos, ya que serían ocupadas únicamente por personal autorizado.

Para optimizar los recursos, los equipos (PC's, mueblería, instalaciones), que se encuentran ubicados actualmente en el Departamento de Facturación de la EEMCA, deben ser utilizados para el proceso propuesto.

Con las readecuaciones efectuadas en el Departamento de Facturación y con el enlace de la Empresa con sus agencias, se obtendría una facturación tecnificada

En la tabla XLVII a continuación se muestra el costo total de los equipos necesarios para emprender el proyecto, constituyendo la inversión inicial del Plan de Reducción de Pérdidas Administrativas.



TABLA XLVII. COSTO TOTAL DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS ADMINISTRATIVAS

CONCEPTO	COSTO DEL PROYECTO (USD)
CONTRATACIÓN	Solo Decisión
MEDICION	38.494,40
FACTURACIÓN	8.950.80
EQUIPOS PARA ÁREAS DE TRABAJO	14.952,00
TOTAL	62.397,20

De la Tabla XLVII, se observa que el costo total del Proyecto de Reducción de Pérdidas Administrativas es de USD 62.397,20.

Cabe mencionar, que no se consideran los costos correspondientes a la mano de obra, pues la Empresa cuenta con la fuerza laboral necesaria para efectuar los trabajos de readecuación y además la empresa que comercializa los equipos y sistemas de los procesos automatizados, incluye en sus costos la instalación de los mismos.



CAPITULO 6

PLAN ESTRATEGICO PARA LA REDUCCION DE PERDIDAS ADMINISTRATIVAS DE LA EEMCA

6.1 INTRODUCCIÓN

La estructura de un plan requiere de una secuencia lógica que especifique la prioridad de las acciones a ejecutar, comenzando por el diagnóstico de la situación actual de la Empresa, es por esto que se han estudiado los procesos comerciales de la EEMCA para determinar con claridad los problemas existentes y más que esto, las causas que los producen, tratando de ir a la raíz de los males, estableciendo soluciones que sean realmente efectivas.

Por otro lado, se deben establecer los objetivos, en otras palabras, la situación que se tiene como aspiración y que representa a dónde se quiere llegar por medio de la ejecución del plan, estableciéndose luego metas suficientemente claras y medibles.



Adicionalmente, se requiere un control sistemático de la ejecución del plan. El sistema de control es importante para la realización de cualquier plan, en este caso resulta particularmente necesario a fin de verificar, además, el cumplimiento de las responsabilidades encomendadas al personal relacionado con los procesos a ser mejorados, a fin de recuperar la energía perdida..

Para el plan de Reducción de Pérdidas Administrativas, se presenta una Reingeniería que modifica la estructura interna de los procesos comerciales mas importantes, para adaptarlos a los requerimientos de control más exigentes de los que actualmente se emplean y que han demostrado no ser lo suficientemente eficaces.

Finalmente, la forma de cambiar la situación actual de la EEMCA hacia la imagen objetivo requiere de una estrategia que se concrete en acciones, debidamente organizadas para facilitar la concepción de la nueva estructura requerida en los procesos comerciales. La estrategia pretende tomar en cuenta las restricciones existentes, el tiempo y los recursos adecuados; así como, el entorno en el que deberá desarrollarse el plan y las actividades consecuentes necesarias para una mayor reducción del nivel de pérdidas comerciales existentes.



Entendiendo que existen varios problemas de fondo que deben ser afrontados, es claro que la solución requiere un tratamiento integral. Se ha podido demostrar en Latinoamérica que la única forma efectiva de lograr reducir las pérdidas es a través 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.

6.2 DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS.

En el Capítulo 2, se determinó la rentabilidad de reducir las Pérdidas Técnicas y Comerciales, concluyendo que se debe atacar a las Pérdidas Comerciales por ser económicamente mas rentable.

Es por esto que se ha realizado un análisis de los Procesos Comerciales de Contratación de nuevo servicio, Medición y Facturación en búsqueda de soluciones adecuadas a la necesidad de información precisa que permita la reducción de las pérdidas de energía de la EEMCA.

Se determinó que el nivel de pérdidas administrativas al mes de Agosto de 2003 alcanzó el 10.5% , el mismo que es intolerable y dice mucho de cómo se están llevando las cosas dentro de la Empresa. A partir de esto se planteó un proyecto que permita reducir este nivel de pérdidas



mediante la aplicación de una Reingeniería Integral de los Procesos Comerciales ya mencionados.

Para llevar a cabo este proyecto, se considera la elaboración de un Plan Estratégico el cual abarca los siguientes objetivos:

- Tener Procesos Comerciales de alto rendimiento y eficiencia
- Tener un recurso humano altamente capacitado, productivo y entusiasta.
- Usar Integralmente tecnología de punta en todos los departamentos de la empresa.
- Rescatar la imagen Corporativa de la EEMCA hacia la sociedad
- Lograr un aprovisionamiento de recursos justo a tiempo; y,
- Contar con información precisa y al día.

La búsqueda de estos objetivos traerá consigo los siguientes resultados:

- Reducir el nivel de pérdidas administrativas
- Mejorar la efectividad de los Procesos Comerciales
- Mejorar la imagen de la empresa hacia sus clientes
- Mejorar la situación financiera de la empresa; y,
- Crear en los trabajadores conciencia de alcanzar los objetivos.



6.3 DETERMINACION DE LA ESTRATEGIA.

Después de que se han determinado los objetivos, hay que definir “cómo se alcanzarán dichos objetivos”, es decir, la estrategia a seguir.

Entre las acciones a realizar están: Identificar, analizar, controlar y eliminar las anomalías detectadas al interior de los procesos comerciales; aumentar los esfuerzos de todo el personal y su participación para lograr la disminución de las pérdidas administrativas; mejorar los resultados mediante cambios en los procesos.

Parar poder implementar el proyecto de reducción de pérdidas administrativas se requiere definir el Plan Estratégico, que no es otra cosa que determinar las actividades que se van a realizar.

El Plan Estratégico esta conformado por dos etapas:

- **Periodo de Prueba.-** En esta etapa se pone a prueba el proyecto, para el caso de Contratación se realizarían instalaciones inmediatas de medidores a una determinada zona, para Medición se envía al personal a que realice su trabajo con el equipo pero no en su totalidad, es decir, ir incrementando paulatinamente el número de ciclos a los que se realice la toma de lectura y en facturación se realizan las inspecciones de



prueba, todo esto con el objetivo de determinar las fallas que pueden presentarse, para consecuentemente corregirlas. Este periodo de prueba es también necesario para adiestrar al personal, capacitándolo y motivándolo a utilizar la tecnología. Se considera que esta etapa del Plan sea realizada durante los tres primeros meses del proyecto.

- **Un Cambio Total.**- Esta etapa comprende, eliminar totalmente los procedimientos administrativos antiguos y emprender los procesos propuestos en el capítulo 4 mejorados y automatizados. Para el efecto se realiza un esquema para determinar las actividades, las metas, los sistemas de control, la fuerza de trabajo, cómo se desarrollará la actividad y su frecuencia.

6.4 ELEMENTOS NECESARIOS PARA EMPRENDER EL PLAN ESTRATÉGICO.

El Plan Estratégico requiere de todos los sectores de la EEMCA, pero específicamente de los departamentos que han sido objeto de estudio, ya que para poder realizar una recaudación efectiva se necesita que los demás departamentos realicen eficientemente su tarea y actividades tales como: como regularización de medidores en mal estado y mal



ubicados, regularización de clientes sin medidores, mal enrutados o aquellos que tiene conexiones clandestinas, etc. Además se deben efectuar actividades paralelas que coadyuven estratégicamente a la reducción de las pérdidas.

Para emprender el plan estratégico se han definido dos elementos primordiales:

a. Tecnología de Punta.

El Plan Estratégico considera la puesta en marcha del proyecto de Reingeniería de los Procesos Administrativos, realizando una facturación automatizada, mediante:

- Equipos Portátiles de recolección de datos, que permiten la captura en campo de las lecturas de los medidores e inspecciones.

- Centro de Cómputo dentro del departamento de facturación, creando un área de trabajo adecuada para los equipos informáticos



- Enlace entre las sucursales a través del sistema de comunicación implementado por la EEMCA, que permita el intercambio de información en forma inmediata.

- Aplicaciones o programas para manejar y optimizar el trabajo de los Equipos Portátiles de recolección de datos.

- Programas de interface entre los Equipos Portátiles de recolección de datos y el Sistema Central de la EEMCA.

b. Fuerza Laboral.

La fuerza laboral es de vital importancia para alcanzar el éxito del proyecto abarca a todos los trabajadores pero principalmente a los lectores, supervisores, tecnólogos, ingenieros, jefes, abogados, gerentes y personal contratista concientes en la reducción de las pérdidas. Solo cuando se logra lo anterior es cuando verdaderamente se puede decir que la reducción del índice es una meta de toda la empresa.

Debe existir un conocimiento total de las pérdidas por parte de los ejecutivos y además conocer la importancia que representan los procesos comerciales en la facturación mensual.



El personal Comercial y Técnico debe estar también comprometido con la reducción de las pérdidas, previsto de buena información, de tal forma que sepan como esta estructurado el hurto. Se deben incluir criterios como por ejemplo: bonificaciones para los trabajadores en dinero por reporte de fraudes y contrabandos de energía además de sanciones para aquellos que cometan faltas tales como recibir coimas de los clientes por realizar instalaciones clandestinas o dejar pasar dichas instalaciones durante la inspección.

6.5 DEFINICION Y CONTROL DE METAS DE REDUCCION DE PERDIDAS.

Después de haber determinado los objetivos de proyecto, se deben de definir las metas, estableciendo el nivel de pérdidas al cual se desea llegar y el sistema de control de las mismas.

El sistema de control, es un conjunto de indicadores que muestran si se están cumpliendo las metas, efectuando una medición de cómo la Empresa se va acercando al objetivo planteado.



6.5.1 Definición del Nivel de Pérdidas Esperado.

En el capítulo 2, se analizó la situación actual de la EEMCA determinando que el nivel de pérdidas administrativas es del 10.5%; de esta manera se establece la meta, la cual es: Corregir y automatizar los procesos administrativos para reducir las pérdidas del 10.5% al 3.5%; es decir alcanzar una reducción de 7 puntos en el porcentaje de pérdidas administrativas. En la tabla XLVIII se detalla el lapso en el cual se alcanzará la meta establecida.

TABLA XLVIII. RECUPERACIÓN DE ENERGÍA DEL PROYECTO

PERIODO (MESES)	Energía Disponible	Recuperación de Energía (%)	Recuperación de Energía (MWH)	Recuperación de Energía (USD)	% de Pérdidas Administrativas (Con Plan)	% de Pérdidas Administrativas (Sin Plan)
12	35344,25	3,00	1060,33	114727,43	7,50	11,06
24	37381,78	5,00	1869,09	202235,46	5,50	12,06
36	39536,78	7,00	2767,57	299451,57	3,50	13,06

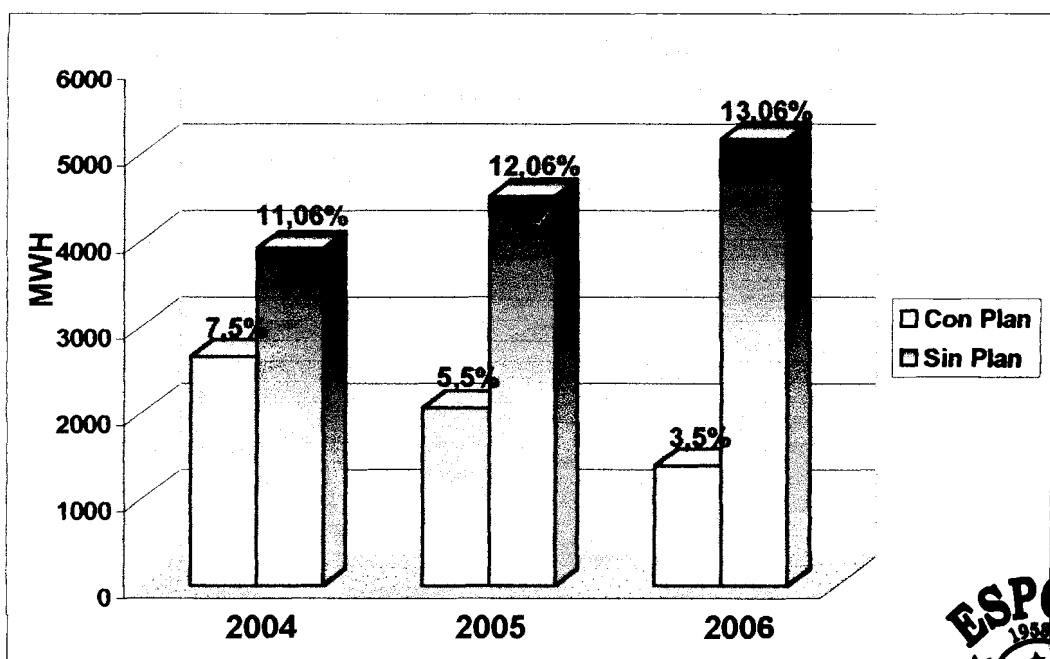
Como se puede observar en la Tabla XLVIII, el lapso en el cual se espera reducir las pérdidas administrativas al 3.5% es de 36 meses o 3 años. Esto se lo realizaría incrementalmente alcanzando en el primer año una reducción de 3 puntos en el porcentaje de pérdidas administrativas, posteriormente

alcanzando en el segundo y tercer año una reducción de 2 puntos adicionales respectivamente.

Cabe mencionar, que la los datos de la energía total disponible fueron tomados de la proyección de la demanda para el 2004, efectuado por el Departamento de Planificación de la EEMCA.

A continuación se presenta un gráfico de la meta propuesta de recuperación de pérdidas.

FIGURA 6.1 PLAN DE RECUPERACIÓN DE PERDIDAS



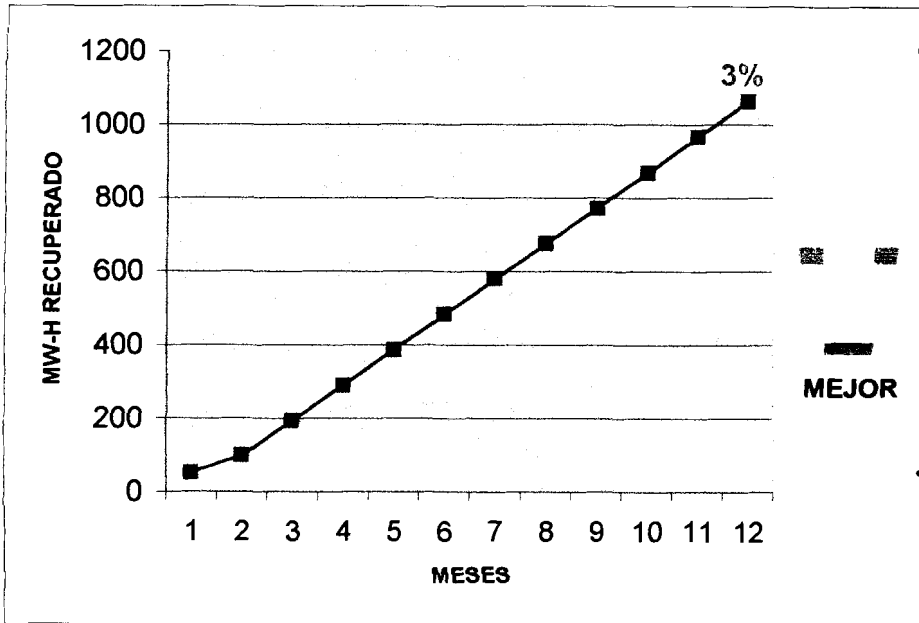
6.5.2 Sistema Indicador de la Meta Propuesta.

Para cumplir y asegurar el alcance de la meta trazada en el Plan Estratégico, se deben realizar una serie de actividades, las cuales tiene asociadas un indicador de verificación, que permite monitorear el avance y cualquier desviación para tomar inmediatas acciones correctivas, asegurando la continuidad en la mejora de los procesos administrativos. Si persiste un problema se debe buscar las causas y las medidas necesarias para su eliminación.

El principal indicador es el total de KWH recuperados por mes con respecto a la energía total disponible. En la Figura 6.1 se puede apreciar el indicador de control, donde se especifica el comportamiento esperado en la recuperación de energía durante el primer año del proyecto.



FIGURA 6.2 INDICADOR DE CONTROL DE ENERGIA RECUPERADA



Como se puede observar en la gráfica, la meta es recuperar 3% de la energía al final del primer año.

El porcentaje de pérdidas, es uno de los indicadores del proyecto, pero además se debe de controlar el plan a través de otros índices tales como: Ingresos totales, Costos totales, Lecturas tomadas, Inspecciones realizadas y el Tiempo de ejecución de las actividades necesarias para cumplir con las metas.

El plan de acción correspondiente a cada proceso, son las mejoras que deben ser alineadas con los objetivos del proyecto.

El Plan Estratégico es elaborado considerando las causas del problema, las medidas que se deben ejecutar, Quién las va a realizar, Dónde, Para Qué, Cómo y Cuando se las realizará.

Para el éxito del proyecto, se presenta a continuación la planificación de la acciones a tomar durante el desarrollo del mismo, con sus respectivos indicadores.



TABLA XLIX. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO (CONTRATACIÓN)

CAUSA	MEDIDA	QUIEN	DONDE	PARA QUÉ	COMO	FRECUENCIA	INDICADOR
Usuarios sin Medidor	Instalar Medidores, sin inspecciones ni trámites.	Dep. de Medidores	Campo	Recuperar energía no facturada.	Atendiendo los Informes de Lectores donde se indican los usuarios sin medidor	Permanente hasta su finalización o según la necesidad	KWH Recuperado
Retraso en la Instalación de Medidores	Atención de solicitudes inmediatamente	Dep. de Medidores	Oficina y Campo	Recuperar energía y satisfacer al cliente	Instalar el medidor sin largos trámites y sin inspecciones	Permanente	No. De Instalaciones realizadas y tiempo de ejecución.
Planificación	Reuniones con el personal operacional y administrativo para elaborar procedimientos	Director del Dep. de Medidores	Oficina	Evaluar y Organizar los procedimientos	Elaborando esquemas de trabajo, con la participación de todos, cumpliendo con las resoluciones obtenidas en las reuniones	Según la necesidad	Tiempo de ejecución de los trabajos programados



TABLA L. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO (MEDICIÓN)

CAUSA	MEDIDA	QUIEN	DONDE	PARA QUÉ	COMO	FRECUENCIA	INDICADOR
Daños ocasionados a los Equipos de Toma de Lectura	Responsabilizar los costos de los daños a los Lectores	Compañías Tercerisadoras	Oficina	Mantener en buen estado los Equipos y aumentar su vida útil	Capacitando y concientizando al personal con el equipo.	Permanente	Equipos en buen estado
Lecturas Erróneas	Validar correctamente la lectura	Lectores	Campo	Facturar con valores aceptables	Con el historial de consumo cargado en el equipo de lectura	Permanente	KWH Recuperado
Ineficiencia de los Lectores	Control de las Lecturas Tomadas	Director de Facturación de la EEMCA	Oficina	Controlar la eficiencia de los Lectores	Revisando el informe de las Lecturas tomadas	Cada vez que finaliza un mes de facturación	No. De Lecturas tomadas
	Control de las Lecturas Validadas	Director de Facturación de la EEMCA	Oficina	Verificar que la Lectura sea tomada y no puesta al azar	Revisando el informe de Lecturas validadas proporcionado por el equipo	Cada vez que finaliza un ciclo de lectura	KWH Recuperado y No. De Lecturas tomadas
	Control de Tiempo de ejecución del Trabajo	Director de Facturación de la EEMCA	Oficina	Controlar la eficiencia y que la lectura no sea puesta al azar	Revisando el informe del tiempo de ejecución de cada lectura del equipo	Cada vez que finaliza un ciclo de lectura	No. De Lecturas tomadas
Imposibilidad de tomar lectura por ubicación del cliente	Reportar anomalías mediante los códigos de observación	Lectores	Campo	Para corregir problema	Ingresando el código de observación al Equipo	Según necesidad	KWH Recuperado
Imposibilidad de tomar lectura por problemas en el medidor	Reportar anomalías mediante los códigos de observación	Lectores	Campo	Para corregir problema y poder tomar lectura	Ingresando el código de observación al equipo, emitiendo informe y pasar al departamento correspondiente	Según necesidad	KWH Recuperado y No. De Lecturas tomadas.
Planificación	Reuniones con el personal operacional y administrativo para elaborar procedimientos	Jefe de Lectores	Oficina	Evaluar y Organizar los procedimientos	Elaborando esquemas de trabajo, con la participación de todos, cumpliendo con las resoluciones obtenidas en las reuniones	Según la necesidad	Tiempo de ejecución de los trabajos programados



TABLA LI. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO (FACTURACIÓN)

CAUSA	MEDIDA	QUIEN	DONDE	PARA QUÉ	COMO	FRECUENCIA	INDICADOR
Cientes con consumos incoherentes	Inspeccionar todos los clientes con anomalías	Inspectores de Facturación	Campo	Para disminuir las Pérdidas y facturar el verdadero consumo	Revisando en el sitio la carga consumida.	Cada vez que se termina un ciclo de lectura	KWH recuperado
	Llevar un control de los KWH/MES recuperado	Director de Facturación	Oficina	Conocer y controlar las pérdidas y aplicar correctivos inmediatos	Llevar un registro mensual y comparar con la meta	cada mes	KWH recuperado
Cientes con sospechas de hurto	Inspeccionar todos los clientes con sospechas	Inspectores de Facturación	Campo	Para disminuir las Pérdidas y facturar el verdadero consumo	Revisando en el sitio, la carga consumida y elaborando un nuevo historial de consumo	Cada vez que se termina un ciclo de lectura	KWH recuperado
Tarifa incorrecta	Revisar los clientes con tarifa diferente a la contratada	Inspectores de Facturación	Campo	Facturar el consumo a la verdadera tarifa	Revisar en el sitio la carga consumida y actualizar registros	Según la necesidad	KWH recuperado y No. De clientes regularizados
Problemas por la ubicación de clientes	Inspeccionar los clientes por periodos	Inspectores de Facturación	Campo	Para agilizar la facturación	Revisando en el sitio, la carga consumida.	Cada 4 meses	KWH recuperado y No. De clientes regularizados
Planificación	Reuniones con el personal operacional y administrativo para elaborar procedimientos	Director de Facturación	Oficina	Evaluar y Organizar los procedimientos	Elaborando esquemas de trabajo, con la participación de todos, cumpliendo con las resoluciones obtenidas en las reuniones	Según la necesidad	Tiempo de ejecución de los trabajos programados

6.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN ESTRATÉGICO.

La última etapa del plan es evaluar el proyecto financieramente, determinando la inversión, los ingresos asociados con la recuperación de la energía y finalmente analizar el costo – beneficio.

6.6.1 Determinación de la Inversión.

El proyecto de reducción de pérdidas administrativas tiene asociada las siguientes inversiones:

- Implementación Tecnológica.
 - Equipos Portátiles de Adquisición de Datos.
 - Programas de Aplicación.
- Adecuaciones.
 - Computadores (PC's)
 - Mobiliario para PC's.
 - Módulos de Oficina.
 - Materiales de conexión de Red.



El desglose de los costos asociados a las inversiones mencionadas fueron presentados en las Tablas XLVI y XLVII del Capítulo 5. El costo de la inversión total asciende a USD **62.397,20.**

6.6.2 Determinación de los Ingresos.

El proyecto reporta ingresos por concepto de **Energía Recuperada** debido principalmente a:

- Regularización de clientes sin medidor.
- Incorporación de clientes con solicitudes de medidor pendientes.
- Normalización de consumos no facturados. (Consumos Cero y estimados).
- Información precisa de las lecturas.
- Cálculo de Consumos mas precisos.



En la tabla LII se presenta los MWH que se espera recuperar los 3 años de implementación del proyecto, juntamente con los ingresos que estos generarían.

TABLA LII. INGRESOS POR RECUPERACIÓN DE ENERGIA

PERIODO	Recuperación de Energía (MWH)	Recuperación de Energía (USD)
12	6.411,96	693.774,60
24	17.703,51	1'915.519,50
36	28.127,47	3'043.392,22
TOTALES	52.242,94	5'652.686,33

De la tabla LII, se observa que los ingresos totales al tercer año ascienden a **USD 5'652.686,33**, correspondiente a 52.242,94 MWH recuperados.

6.6.3 Análisis Costo – Beneficio

Para evaluar correctamente los beneficios financieros del proyecto, los ingresos y egresos deben ser descontados por efecto del tiempo, para ello se determinó el costo de oportunidad del capital real, que fue utilizado como tasa de descuento en la evaluación, la misma que se ubica al momento del presente estudio en un 18%.

Otras variables utilizadas en la evaluación financiera fueron: % de Crecimiento de la Demanda, % de Reducción de Pérdidas, Tasa de inflación, Costo del personal de Toma de Lectura, las cuales permitieron efectuar una mejor evaluación. Además se consideró un análisis de la recuperación de la inversión dentro del **primer año** del proyecto.

Para la evaluación del proyecto se realizan las siguientes consideraciones:



- 1.- Se estiman los flujos de efectivos esperados futuros del proyecto.
- 2.- Se evalúa el riesgo y se determina el rendimiento requerido (Costo de Capital) para descontar los flujos de efectivo esperados futuros.
- 3.- Se calcula el valor presente de los flujos de efectivo esperados futuros.
- 4.- Se determina el costo del proyecto y se lo compara con su valor. Si el proyecto vale mas de lo que cuesta (Valor Presente Neto Positivo) creará valor.

A continuación se presenta el detalle de los ingresos esperados durante el primer año del proyecto. Para el efecto se consideró la proyección de la demanda realizada por el Departamento de Planificación de la EEMCA. Tabla LIII.

TABLA LIII. INGRESOS DEL PROYECTO AL PRIMER AÑO

Periodo	Energía Disponible	Recuperación de Energía (%)	Recuperación de Energía (MWH)	Recuperación de Energía (USD)
1	34.642,36	0,14	50	5410,00
2	29.980,53	0,32	96	10429,77
3	33.849,15	0,57	193	20859,53
4	33.249,50	0,87	289	31289,30
5	35.877,74	1,07	386	41719,07
6	33.555,22	1,44	482	52148,83
7	34.694,87	1,67	578	62578,60



8	34.895,31	1,93	675	73008,37
9	33.449,37	2,31	771	83438,13
10	34.769,23	2,50	868	93867,90
11	32.620,61	2,95	964	104297,67
12	35.344,25	3,00	1060	114727,43

En la tabla LIII, se observa que la recuperación de energía se efectúa de manera gradual, obteniéndose al doceavo periodo una reducción de 3 puntos en el porcentaje de pérdidas administrativas, equivalentes a 1060 MWH lo que significa un ingreso de USD 114.727.43.

Para determinar el flujo de efectivo también se deben definir los egresos esperados futuros. Para el efecto se consideró como egresos la inversión inicial y el pago a las tercerisadoras por toma de lectura.

A continuación se detalla el costo por toma de lectura, el mismo que está en función del incremento de clientes proyectado por el Departamento de Planificación de la EEMCA.

Cabe mencionar, que se considera un costo promedio por lectura tomada de USD 0.20.



TABLA LIV. EGRESOS DEL PROYECTO POR TOMA DE LECTURA AL PRIMER AÑO

PERIODO	Proy. # de Clientes	Costo por Toma de Lectura
1	107003,00	21400,60
2	108772,36	21754,47
3	110541,73	22108,35
4	112311,09	22462,22
5	114080,45	22816,09
6	115849,82	23169,96
7	117619,18	23523,84
8	119388,55	23877,71
9	121157,91	24231,58
10	122927,27	24585,45
11	124696,64	24939,33
12	126466,00	25293,20



De la tabla se observa para cada uno de los períodos del primer año del proyecto, la proyección del número de clientes y el costo en que incurriría la empresa en tomar las lecturas a dichos abonados.

Determinados los ingresos y egresos esperados, así como el valor de la Inversión Inicial, se procede a determinar los flujos de efectivo esperados en el primer año, los mismos que corresponden a la diferencia entre los ingresos y los egresos en cada período del proyecto.

Además se determina el Valor Presente Neto del proyecto (VPN).

El VPN de un proyecto de inversión es el valor presente de todos los flujos de efectivo que están relacionados con el proyecto, todos sus costos e ingresos ahora y en el futuro.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FE_t}{(1+r)^t}$$

Donde: FE = Flujo de efectivo de cada periodo.

r = Tasa de descuento.

El criterio para aceptar un proyecto de inversión es que el VPN sea positivo.

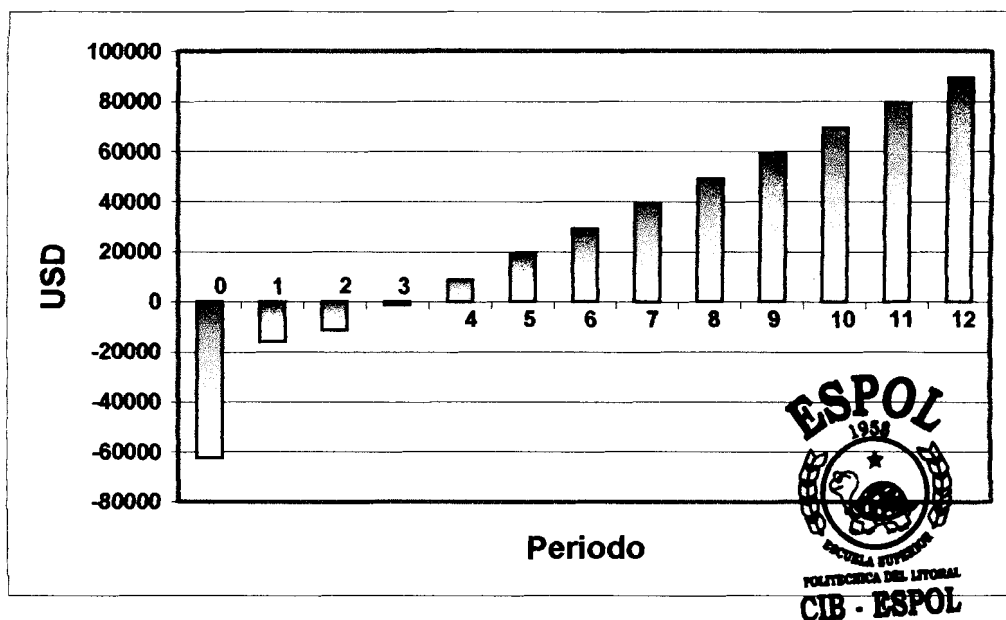


TABLA LV. FLUJOS DE EFECTIVO

Periodo	Inversión inicial	INGRESO	EGRESO	FLUJO DE EFECTIVO	VPN
0	62.397,20	0,00	0	-62397,20	-62397,20
1	0	5410,00	21400,60	-15990,60	-13551,36
2	0	10429,77	21754,47	-11324,71	-8133,23
3	0	20859,53	22108,35	-1248,81	-760,07
4	0	31289,30	22462,22	8827,08	4552,91
5	0	41719,07	22816,09	18902,98	8262,66
6	0	52148,83	23169,96	28978,87	10734,69
7	0	62578,60	23523,84	39054,76	12260,27
8	0	73008,37	23877,71	49130,66	13070,63
9	0	83438,13	24231,58	59206,55	13348,48
10	0	93867,90	24585,45	69282,45	13237,41
11	0	104297,67	24939,33	79358,34	12849,63
12	0	114727,43	25293,20	89434,23	12272,12
				VPN	15746,95

Como se puede apreciar en la tabla LV, la recuperación de la inversión inicial se produce a partir del cuarto periodo, y el Valor Presente Neto (VPN) es de 15746.95 lo que significa que el proyecto es por demás justificable. En la Figura 6.3 se presentan los flujos de efectivos esperados durante el primer año.

FIGURA 6.3. FLUJOS DE EFECTIVO DURANTE EL PRIMER AÑO



Cabe mencionar, que se debe considerar la depreciación de los equipos, lo que significa que se deberá hacer una nueva inversión con respecto al tiempo de vida útil de los mismos, el cual es de 3 años, es decir que, terminado dicho tiempo de vida, se debe realizar una nueva inversión que signifique la actualización o cambio total de los equipos. El proyecto debe de actualizarse continuamente y mantenerlo a largo plazo, debe ir

adquiriendo nueva tecnología y desechando la tecnología obsoleta, para que de esta manera se pueda mantener procesos eficientes que signifiquen bajos niveles de pérdidas administrativas

6.7 ACTIVIDADES CONSECUENTES PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES.

Para garantizar el éxito del proyecto de reducción de pérdidas administrativas, se deben definir otras acciones de apoyo, que son necesarias para corregir los problemas; es así por ejemplo, en el proceso de Contratación, se debe comenzar de forma inmediata la firma del Contrato de Suministro de Energía Eléctrica a los clientes masivos y comerciales.

Así también, la efectividad de los nuevos procesos de Medición y Facturación, dependen de acciones que deben ser ejecutadas en forma paralela; así por ejemplo, normalizar los problemas en los equipos de medición, tales como: mala ubicación, deterioro, equipos averiados y manipulados; así se lograría que los lectores recolecten una buena

A continuación se presentan las **ACCIONES DE APOYO**, según su **ORDEN DE PRIORIDAD**.



TABLA LVI. ACCIÓN DE APOYO 1. DEL PLAN DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS ADMINISTRATIVAS

ACTIVIDAD	OBJETIVO	TAREA A DESARROLLAR	FRECUENCIA
Adecuación de recursos y medios administrativos jurídico – legales	(Corto Plazo) Disponer de medios administrativos y jurídico – legales más efectivos e idóneos para apoyar la acción contra los ilícitos y anomalías detectadas, que sirvan para lograr un real efecto de moralización sobre la imagen de impunidad total actual.	Creación del Contrato de Suministro, apegado al Reglamento de Suministro vigente, con el fin de lograr mejor eficiencia en el tratamiento de ilícitos y anomalías detectadas para la recuperación de consumos, acotación de responsabilidades del usuario, etc.	Única vez
		Realizar acciones ante las autoridades (CONELEC) con el fin de perfeccionar las herramientas legales que permitan que la energía eléctrica, sea considerada como bien mueble y se aplique lo que manda el Código Penal.	Única vez.
Atención Personalizada	Captar y Regularizar la mayor cantidad de clientes	Acudir a los barrios con personal necesario y regularizar a los clientes en su domicilio	Permanente



TABLA LVII. ACCIÓN DE APOYO 2. DEL PLAN DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS ADMINISTRATIVAS

ACTIVIDAD	OBJETIVO	TAREA A DESARROLLAR	FRECUENCIA
Verificación y control de alumbrado público, semáforos y varios	<p>(Corto Plazo) Asegurar que los consumos de las instalaciones de alumbrado público y otros servicios similares se contabilicen y facturen, de acuerdo a su existencia y uso real.</p> <p>Mantener actualizada esta situación en forma permanente.</p>	Realización de un inventario de luminarias y otros servicios similares en cada uno de los cantones de área de concesión, con el fin de actualizar la cantidad de luminarias, tipo y potencia instalada	Una vez por año
		Verificación y corrección de luminarias que se encuentran permanentemente prendidas	Permanente
		Identificación y corte de luminarias clandestinas	Permanente
		Seguimiento y control de la facturación mensual a los cantones por alumbrado público y a otras entidades	Permanente
		Estudio de la normalización de uso de luminarias de bajo consumo	Dos meses



TABLA LVIII. ACCIÓN DE APOYO 3. DEL PLAN DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS ADMINISTRATIVAS

ACTIVIDAD	OBJETIVO	TAREA A DESARROLLAR	FRECUENCIA
Verificación y control de clientes	(Mediano Plazo) Asegurar en el lapso de un año la normalización de las mediciones y registros de consumos de los clientes de la Empresa.	Identificar a todos los clientes en el área de concesión de la Empresa con anomalías en sus sistemas de medición.	Actualización permanente
		Normalización de los equipos de medición mal ubicados	Permanente
	Mantener en forma permanente el registro de clientes y consumos.	Normalización de los equipos de medición averiados	Permanente
		Normalización de las acometidas y equipos de medición manipulados	Permanente
Actualización de los medios técnicos e informáticos	Mejorar luego de 3 años, los medios técnicos e informáticos disponibles para optimizarlos	Actualizar la tecnología existente, para mantener el bajo nivel de pérdidas administrativas obtenido en el proyecto	Cada 3 años



TABLA LIX. ACCIÓN DE APOYO 4. DEL PLAN DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS ADMINISTRATIVAS

ACTIVIDAD	OBJETIVO	TAREA A DESARROLLAR	FRECUENCIA
Normalización de usuarios clandestinos masivos	(Largo Plazo) Concretar la normalización de la totalidad de los usuarios clandestinos en barrios suburbanos, tanto en los aspectos técnicos (conexiones y mediciones) como en lo comercial (facturación y control de pago)	Efectuar un levantamiento de todos los usuario clandestinos dentro del área de concesión	Una vez por año
		Diseño de sendos programas para cumplir en los tres años, para: 1. Regularizar los servicios de los usuarios clandestinos, 2. Electrificación de los barrios periféricos y normalización de usuarios.	Permanente hasta su finalización
		Seguimiento y control de pagos de los usuarios normalizados, organizándolos dentro de un subsistema comercial, para garantizar al acostumbramiento de estos clientes a la cultura de uso racional y pago de la energía.	Hasta la incorporación definitiva de los clientes al sistema. (no menor a 24 meses)
		Diseño de un sistema estadístico especial para controlar la evolución global de los clientes normalizados.	Hasta la incorporación definitiva de los clientes al sistema. (no menor a 24 meses)
		Estudio de la normalización de uso de luminarias de bajo consumo	Dos meses

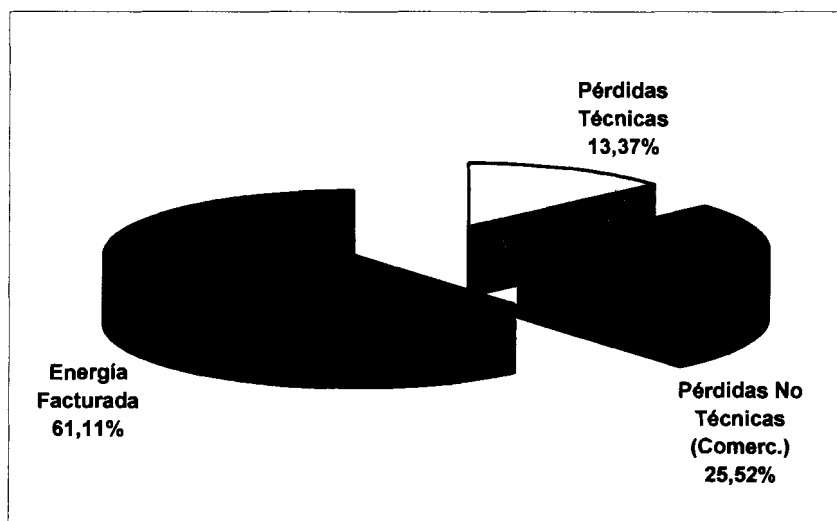
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



CONCLUSIONES

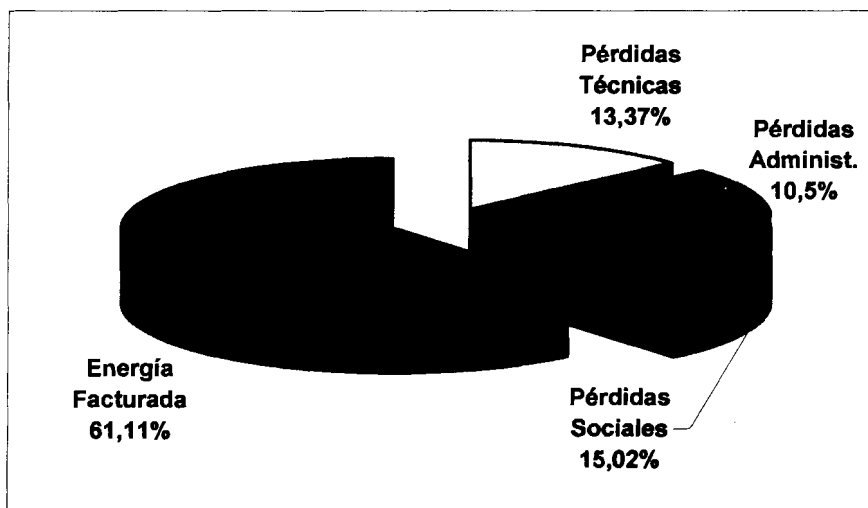
1. El nivel de Pérdidas de la EEMCA al momento de este estudio (Agosto de 2003), es de 38.89% y mediante un análisis global, se determinó que las pérdidas No Técnicas (Comerciales) son significativamente mayores, con un nivel del 25.52% representando **USD 768.503,68**, mientras las pérdidas Técnicas tienen un nivel del 13.37%, representando **USD 402.550,72**, se concluye que se debe prioritariamente atacar a las pérdidas No Técnicas (Comerciales) por el mayor volumen que estas representan con respecto a las pérdidas Técnicas.

DISTRIBUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE LA EEMCA



2. Del 25.52% de pérdidas No Técnicas (Comerciales), 10.5% corresponden a Pérdidas Administrativas y 15.02% a las de tipo Social.

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS



3. El 10.5 % de Pérdidas Administrativas representó para la EEMCA, en el mes de Agosto de 2003, un total de **USD 316194**, equivalentes a 2922.32 MWH, mientras que el 15.02% de pérdidas Sociales representó a la misma fecha, un total de **USD 452.308,98**, equivalentes a 4180.30 MWH.
4. Los niveles de eficiencia de los actuales Procesos Comerciales de la EEMCA son: Contratación 10.3%, Medición 35.15% y Facturación 12.42%, concluyendo que estos bajos porcentajes son una de las

causas principales del alto nivel de Pérdidas Administrativas en detrimento a la economía de la Empresa.

5. Con las mejoras propuestas a los Procesos Comerciales se espera alcanzar los siguientes niveles de eficiencia: Contratación 80.1%, Medición 84.5% y Facturación 86%. Para lo cual se requiere de una inversión inicial de **USD 62.397,00**, en el que se incluye el costo por la adquisición de nueva tecnología (Hand Held), y la adecuación de las áreas de trabajo de las sucursales.

PROCESO	EFICIENCIA ACTUAL	EFICIENCIA CON REINGENIERIA
CONTRATACION	10,3	80,1
TOMA DE LECTURAS	35,15	84,5
FACTURACION	12,42	86

6. A través de un ejemplo, se determinó que para reducir 1.02% de Pérdidas Técnicas se requiere realizar una inversión de **USD 1.091.350,00**, mientras que para reducir 3% de Pérdidas Administrativas se necesita realizar una inversión de **USD 62.397,00**, es decir que para reducir las perdidas No técnicas la inversión es menor (costo) y se



obtiene una mayor recuperación de energía (beneficio), teniendo un índice beneficio-costos de 1.84.

7. Se determinó que el periodo de recuperación de la inversión para reducir 1.02% de pérdidas Técnicas es de 3 años, mientras que la inversión para reducir 3% de pérdidas Administrativas se recuperarían en 4 meses. Con esto se concluye que se debe reducir prioritariamente las pérdidas No Técnicas (Comerciales), dando énfasis a las Pérdidas Administrativas, pues es económicamente más conveniente.
8. Dar énfasis en reducir la Pérdidas Administrativas no significa que se deba descuidar la reducción de las pérdidas de tipo Social, pues no sirve de mucho tener procesos administrativos eficientes si los clientes insisten en el hurto de energía
9. Con la implementación del Plan Estratégico se pretende reducir el nivel de pérdidas Administrativas del 10.5% al 3.5%, es decir **7 puntos al cabo de 3 años**, distribuidos de la siguiente manera: 3 puntos que representan una recuperación total de **USD 693.774,60** al final de primer año, y los 4 puntos restantes al final de los siguientes 2 años. Paralelamente a este plan y como punto de apoyo al mismo, se debe emprender una regularización masiva de clientes con conexiones



ilegales siempre que sea económicamente conveniente, para de esta manera reducir el índice de pérdidas Sociales.

10. Por experiencias obtenidas en las empresas eléctricas en condiciones similares a la EEMCA, se determina que los porcentajes de recuperación de pérdidas Sociales varía del 1 al 3% anual, esto si se realiza un trabajo serio y constante que involucre a todo el personal de la Empresa.
11. Implementando los Procesos Comerciales automatizados, controlando a los clientes Industriales, y reduciendo el hurto de energía de los clientes masivos, se obtendrá al final del 2004 reducir 3 puntos de Pérdidas Administrativas.
12. Con la implementación continua del Plan Estratégico y la normalización de los equipos de medición averiados y manipulados, controlando las instalaciones de alumbrado publico, semáforos y varios, se alcanzaría a reducir 5 puntos de Pérdidas Administrativas al final de año 2005.
13. Concretando la normalización de la mayoría de los usuarios clandestinos, se alcanzaría la meta de reducir 7 puntos de Pérdidas Administrativas, al final del ano 2006.



14. El crecimiento desordenado de la ciudad de Milagro, especialmente en áreas cuya ocupación ocurrió de forma irregular, la falta de continuidad e incapacidad de la alta administración, aliados a la pasividad de los gobiernos estatales y municipales, permitieron un crecimiento intolerable del nivel de pérdidas No técnicas y un deterioro de la imagen de la Empresa y sus Procesos Comerciales.
15. Las organizaciones solo sobreviven gracias a su capacidad de satisfacer las exigencias de los clientes obteniendo con esto utilidades. Las necesidades de los clientes deben impulsar todos los procesos internos a fin de lograr cambios y generar un servicio que realmente sea el requerido.
16. El tiempo de vida útil de los equipos (Hand Held) es de tres años, al termino de los cuales, se debe realizar una nueva inversión para mantener el porcentaje de pérdidas esperado.
17. El control de las pérdidas de energía eléctrica debe ser una preocupación permanente de todos los sectores de la Empresa, y no solo de algún departamento especializado al que se disponga como estratégicamente responsable de esta función.



RECOMENDACIONES

1. Implementar inmediatamente el uso de Equipos Portátiles de Lectura (HAND HELD) en el Proceso de Medición (Toma de Lectura), lo cual permitirá realizar las siguientes tareas: trasladar el trabajo de digitación al terreno; realizar la validación de las lecturas en el sitio, ingresar al sistema los Códigos de Observación detectados en el campo por el lector y realizar un control del desempeño del lector en su jornada diaria de trabajo. Con esto se eliminan los pasos innecesarios de retrabajo, minimizando los errores de lecturas.
2. Canalizar la información de los códigos de observación obtenidas por los lectores, de forma inmediata hacia los departamentos operativos responsables, los mismos que deben tener como meta reducir al mínimo las anomalías que presenten los clientes.
3. Redistribuir o balancear la carga de Lecturas de Consumo de los clientes masivos para realizar la tarea en los días laborables del mes,

eliminando con esto los cuellos de botella que se producen en el Proceso de Facturación.

Descentralizar el Proceso de Medición (Toma lectura) hacia cada una de las 9 agencias de la EEMCA en su área de concesión, equipando con HAND HELD'S a cada una de las mismas. (En el Capítulo 4 se describe la cantidad de equipos necesarios para cada una de las agencias).

5. Implementar de forma inmediata en el Proceso de Contratación, la firma del Contrato de Suministro de Energía Eléctrica hacia los clientes masivos, ya que en la actualidad solo se esta realizando con los clientes industriales. Esto con la finalidad de legalizar el uso correcto de la energía eléctrica y sancionar si este fuera el caso a clientes que cometan una infracción contra los intereses de la Empresa.
6. Implementar de forma inmediata el Proceso de Contratación "sin inspección" en las áreas que se encuentren electrificadas por la Empresa, eliminando los trámites engorrosos para que de esta manera se realice la instalación de medidores en un tiempo máximo de tres días en el área urbana y cinco en el área rural.



7. Realizar campañas masivas de regularización de clientes acudiendo con personal y equipos a los sectores en donde se detecten usuarios clandestinos con capacidad de hurto.
8. Verificar y controlar a los clientes, asegurando en el lapso de un año la normalización de los equipos de medición que se encuentran mal ubicados, averiados y manipulados.
9. Para reducir las Pérdidas Comerciales, se debe en primera instancia controlar a los clientes industriales, ya que son apenas 270 y consumen el 16.94% de la energía facturada, siendo de esta manera más sencillo de controlar y económicamente más conveniente.
10. Una vez han sido controlados los clientes industriales, se debe normalizar y verificar a los demás clientes según su consumo de energía, en el siguiente orden de prioridad: Bombeo de Agua, Comerciales, Entidades Públicas, Residenciales y Alumbrado Público.
11. Llevar un control estricto de los KWH/MES recuperado, con el fin de tomar decisiones correctivas durante el desarrollo del proyecto y de esta manera llegar a la meta establecida.



12. Dentro del Proceso de Facturación se deben eliminar o reducir al mínimo todos aquellos procedimientos manuales tales como: ingreso de lecturas, ingreso de modificaciones de los filtro de consumo y eliminar procedimientos que involucren apreciación humana tal como la validación, a través de la implementación de los Hand Held con los cuales se automatiza el proceso y se valida en el campo.

13. Realizar un programa específico de seguimiento y control a todos aquellos clientes que se les ha facturado con consumo promedio o consumo cero durante últimos 3 meses.

14. Planificar reuniones con el personal, cada vez que sea necesario, para efectuar correctivos en los Procesos Comerciales, de tal manera que se puedan alcanzar las metas propuestas.



ANEXO 1

ANEXO 1.1

INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEMCA

A. LINEAS DE SUBTRANSMISION

Líneas de Subtransmisión	DESDE S/E o Punto.	HASTA S/E o Punto.	No. de Torres	No. de Tramos	Longitud (m)
Milagro 1	Transelectric	Pradera	1	69	80000
Milagro 2	Transelectric	Milagro Sur1	1	69	80000
Milagro 3	Transelectric	Marcel. Maridueña	1	69	55000
Milagro 1	Pradera	Milagro Norte	1	69	80000
Milagro 1	Pradera	Milagro Sur 1	1	69	80000
Milagro 2	Milagro Sur 2	Montero	1	69	55000
Milagro 2	Montero	Pto Inca	1	69	55000
Milagro 2	Pto Inca	Naranjal	1	69	55000
Milagro 2	Montero	Bodegas	1	69	55000
Milagro 3	Marcel. Maridueña	Bodegas	1	69	55000
Milagro 3	Bodegas	El Triunfo	1	69	55000
Milagro 3	El Triunfo	Bucay	1	69	55000
Milagro 3	El Triunfo	La Troncal	1	69	55000



B. ALIMENTADORES PRIMARIOS

ALIMENTADORES PRIMARIOS	SE	kV Nominal	Long. (km)	No. Transformador Instalados	Trans. Instalados
S2 B6	Sur 2	13,8	30,8	310	14220,5
S2 B8	Sur 2	13,8	111,1	362	23054,5
S2 B9	Sur 2	13,8	8,5	200	5588
MN Mariscal Sucre	Milagro Norte	13,8	42,7	42	1263,4
MN Lorenzo' Garay.	Milagro Norte	13,8	152,1	291	3048
MN Pradera	Milagro Norte	13,8	2,2	58	1584,08
MN Carrizal	Milagro Norte	13,8	215,3	321	2406,7
MN TIA	Milagro Norte	13,8	6,5	174	4769,42
Mon1 Km4	Montero 1	13,8	133,4	292	4343
Mont2 Base Taura	Montero 2	13,8	2,0	27	3204
Mont2 Parroq. Taura	Montero 2	13,8	61,0	68	1875,5
Mont2 Boliche	Montero 2	13,8	123,2	253	5952,5
MM Papelera	Marcel. Marid.	13,8	6,5	59	1485,75
MM Naranjito	Marcel. Marid.	13,8	277,2	755	7683,9
MM Previsora	Marcel. Marid.	13,8	14,3	2	67,534
MM San Carlos	Marcel. Marid.	13,8	1,3	46	4657,9
MM San Antonio	Marcel. Marid.	13,8	17,4	64	1620,82
ET Man. Jesús	El Triunfo	13,8	26,5	68	1445
ET El Triunfo	El Triunfo	13,8	171,0	367	7955
ET Centro Triunfo	El Triunfo	13,8	33,7	112	1715
LT Aztra	La Troncal	13,8	6,8	69	1000
LT Pancho Negro	La Troncal	13,8	42,9	74	1220
LT Cochancay	La Troncal	13,8	160,7	433	8278
B Pollera	Bucay	13,8	29,7	149	1948
B Faenasa	Bucay	13,8	0,5	0	0
B Takara	Bucay	13,8	28,2	88	5623,5
B San Pedro	Bucay	13,8	40,9	68	1531
N Av. Olmedo	Naranjal	13,8	1,5	61	845
N Rocafuerte	Naranjal	13,8	18,5	49	1168
N Villanueva	Naranjal	13,8	91,0	30	696
N. Balao	Naranjal	13,8	45,1	113	1830,5
Pancho Negro	Pto. Inca	13,8	58,9	70	903,1
Pto. Villa Nueva	Pto. Inca	13,8	65,3	103	1293,4
Pto. Balanq. Churute	Pto. Inca	13,8	26,4	44	5115
Privado	Álamos	13,8			

C. TRANSFORMADORES

Propietario	Instalación	No. de Transformadores			Potencia (MVA)		
		1F	3F	Total	1F	3F	Total
Empresa	Aérea	4937		4937	78,59		78,59
Particular	Aérea		288	288		51,53	51,53
	Total	4937	288	5225	78,59	51,53	130,1

D. REDES SECUNDARIAS

Instalación	Cantidad (#)	Longitud (Kmt.)
Aérea	4690	764,32
Total	4690	764,32



E. ACOMETIDAS

Instalación	Cantidad (#)	LONGITUD (km)		
		1F	2F	3F
Alta Tensión	1	0	0	0,03
Media Tensión	488	6	0	8,64
Baja Tensión	90923	2720,67	0	7,02
Total	91412	2726,67	0	15,69

F. MEDIDORES

Instalación	Cantidad (#)	NÚMERO DE FASES DEL SUMINISTRO		
		1F	2F	3F
Alta Tensión	1	0	0	1
Media Tensión	488	200	0	288
Baja Tensión	90923	90689	0	234
Total	91412	90889	0	523

G. ALUMBRADO PUBLICO

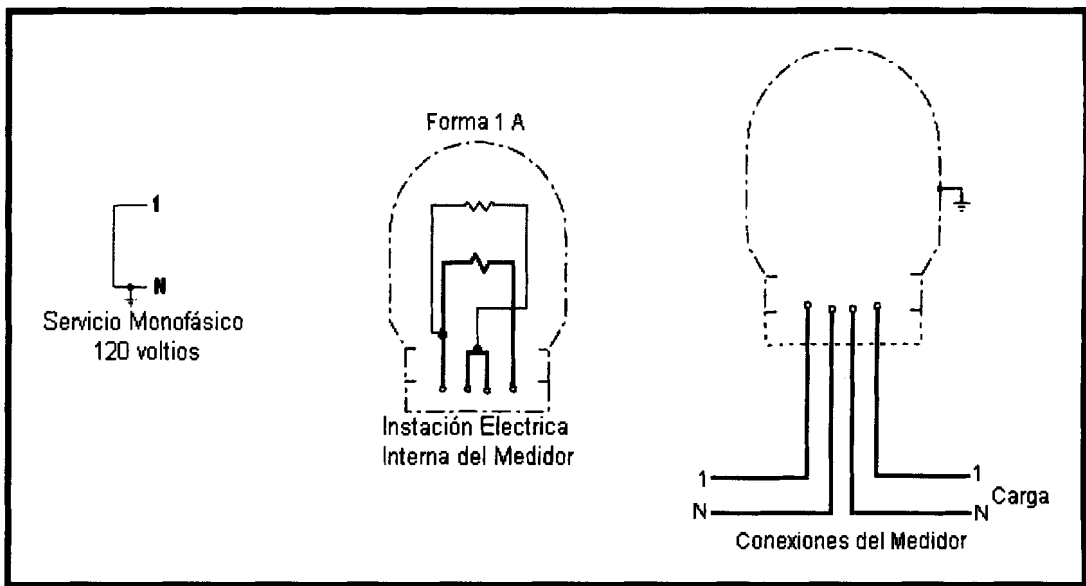
Tipo de Luminaria	Potencia (kW)	Cantidad (#)	Potencia Total (kW)
MERCURIO (Hg)	125	660	82,50
MERCURIO (Hg)	175	8.756	1.532,30
MERCURIO (Hg)	250	101	25,25
MERCURIO (Hg)	400	36	14,40
MERCURIO (Hg)	150	56	8,40
MERCURIO (Hg)	80	506	40,48
UNALUX	150	215	32,25
METHAHALADI	400	3	1,20
METHAHALADI	1500	8	12,00
SODIO (Na)	250	1.332	333,00
SODIO (Na)	400	715	286,00
SODIO (Na)	100	1.064	106,40
SODIO (Na)	150	49	7,35
SODIO (Na)	70	2.028	141,96



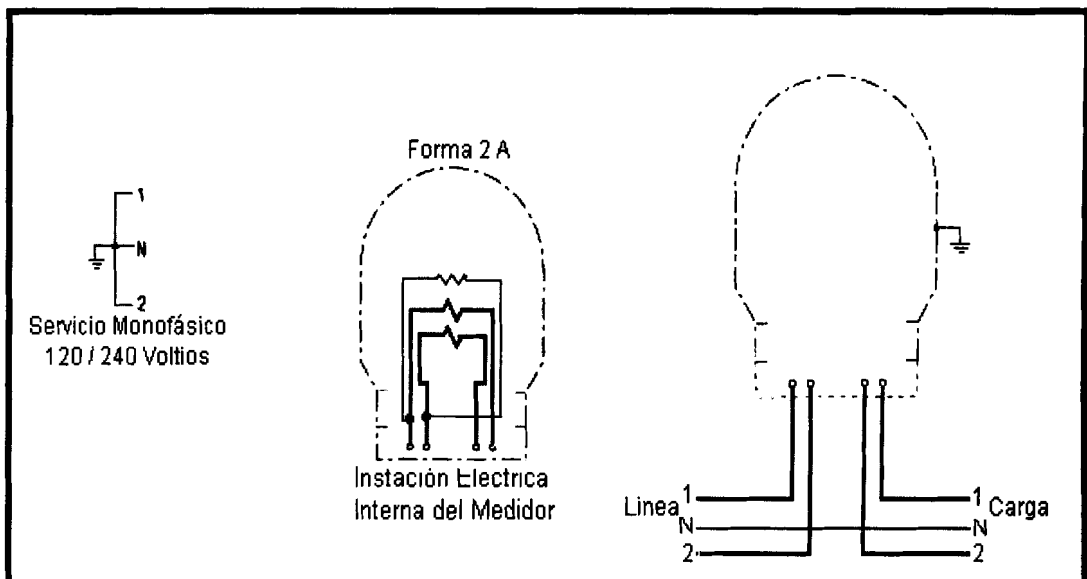
ANEXO 1.2

DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LOS MEDIDORES UTILIZADOS POR LA EEMCA.

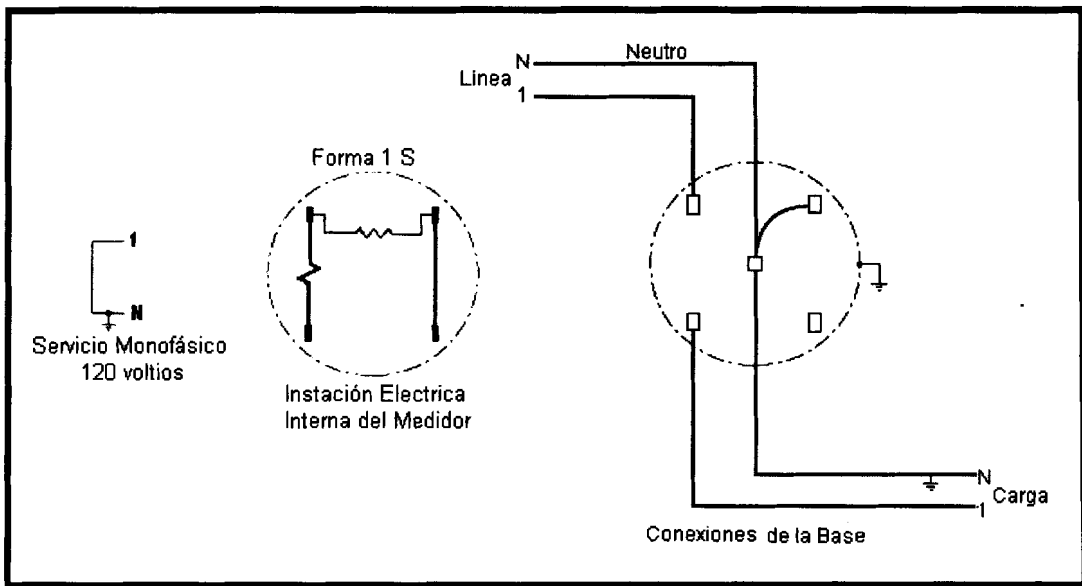
A. CONEXIONES PARA UN MEDIDOR MONOFASICO 120 V, FM 1 A.



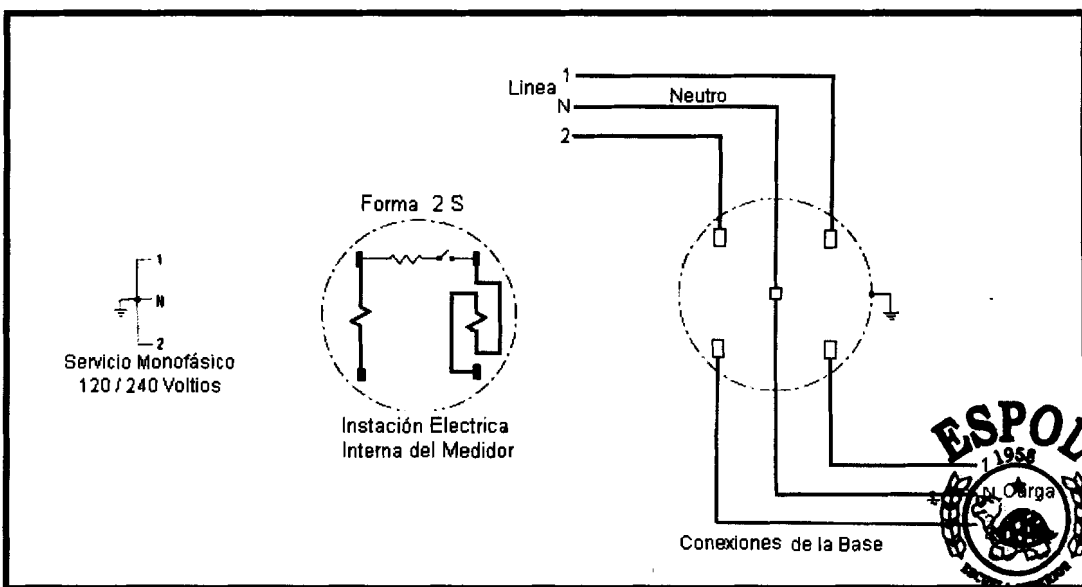
B. CONEXIONES PARA UN MEDIDOR MONOFASICO 120/240 V, FM 2 A.



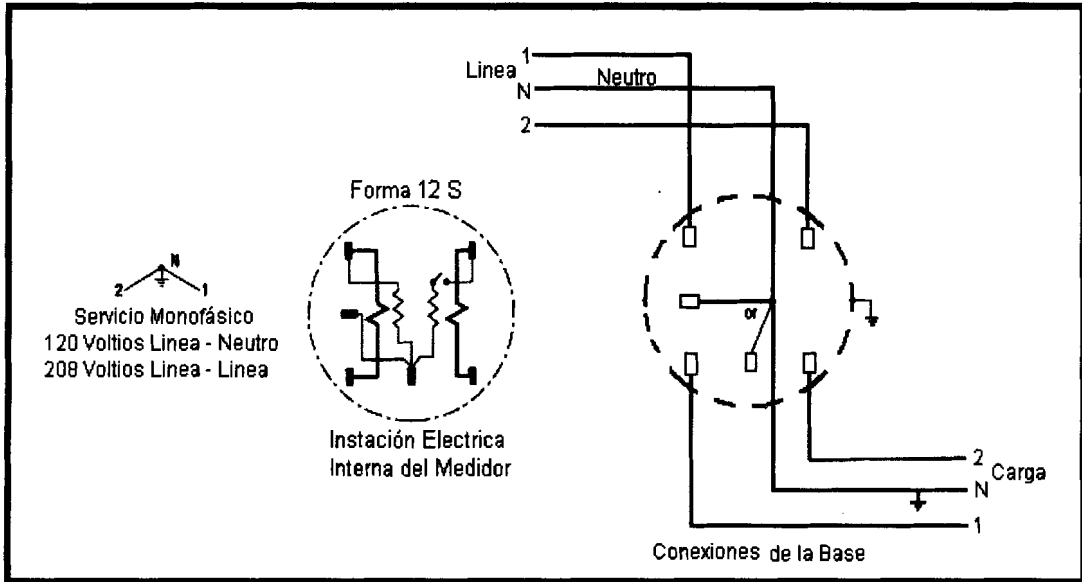
C. CONEXIONES PARA UN MEDIDOR MONOFASICO 120 V, FM 1 S.



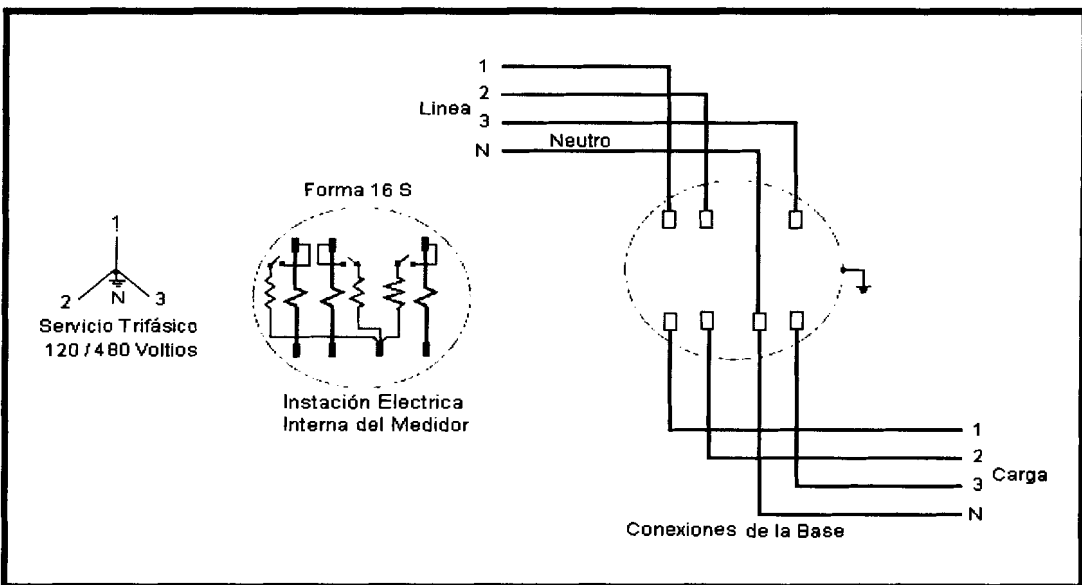
D. CONEXIONES PARA UN MEDIDOR MONOFASICO 120/240 V, FM 2 S.



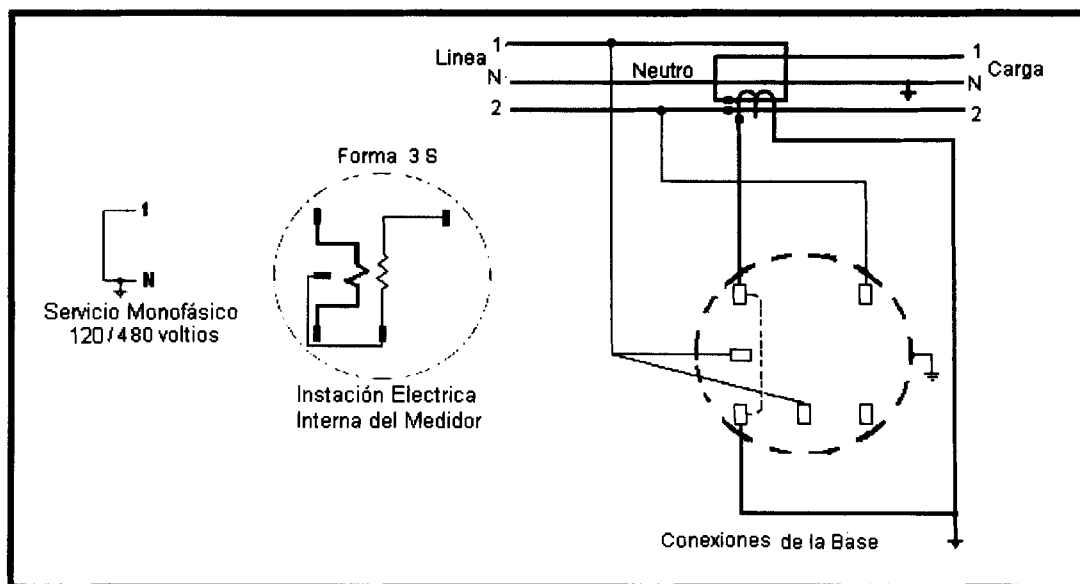
E. CONEXIONES PARA UN MEDIDOR MONOFASICO 120/208 V, FM 12 S.



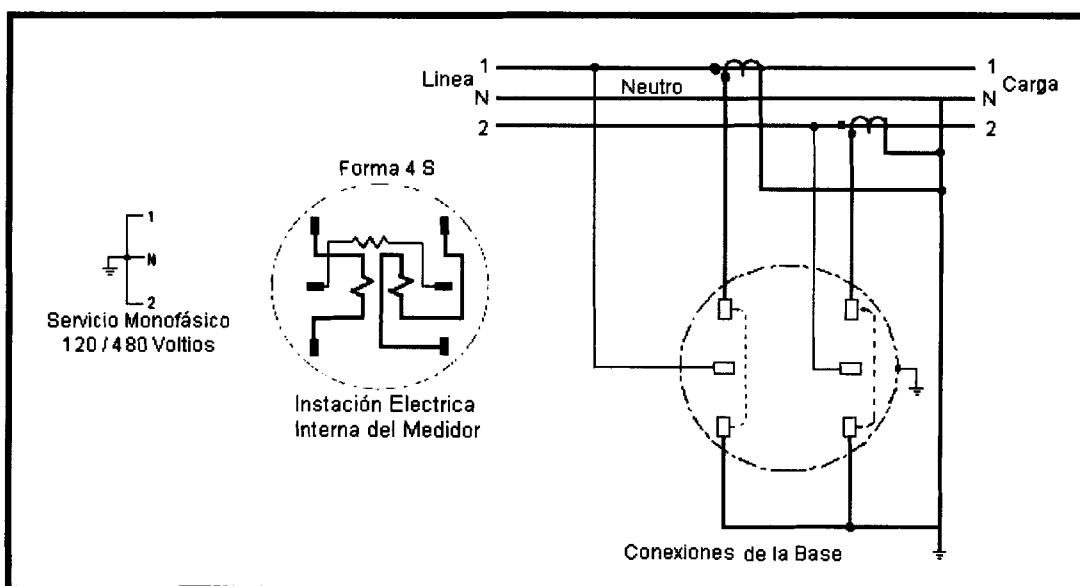
F. CONEXIONES PARA UN MEDIDOR TRIFASICO 120/208 V, FM 16 S.



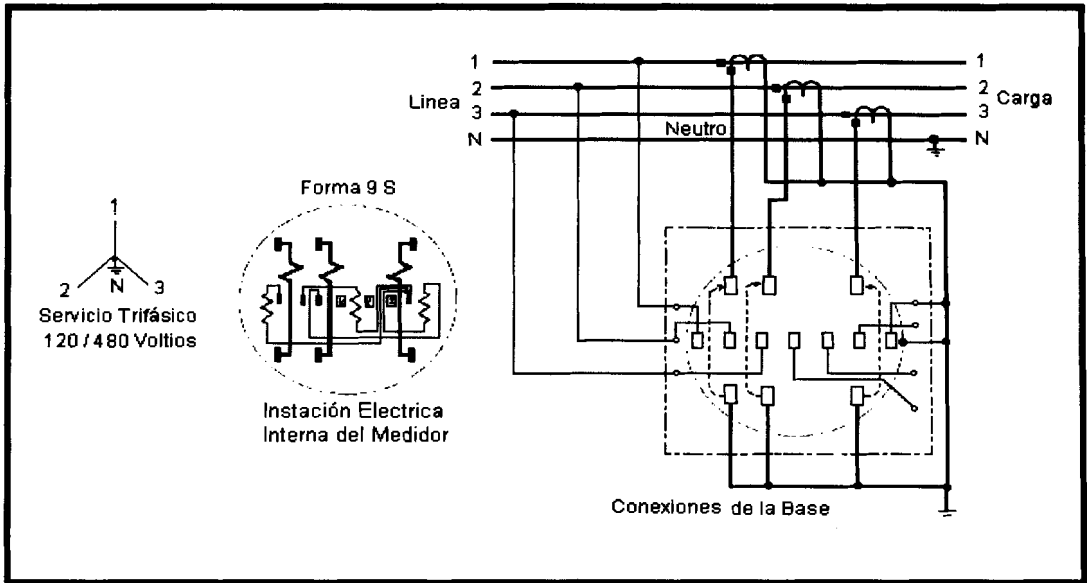
G. CONEXIONES PARA UN MEDIDOR MONOFASICO 120/480 V, FM 3 S.



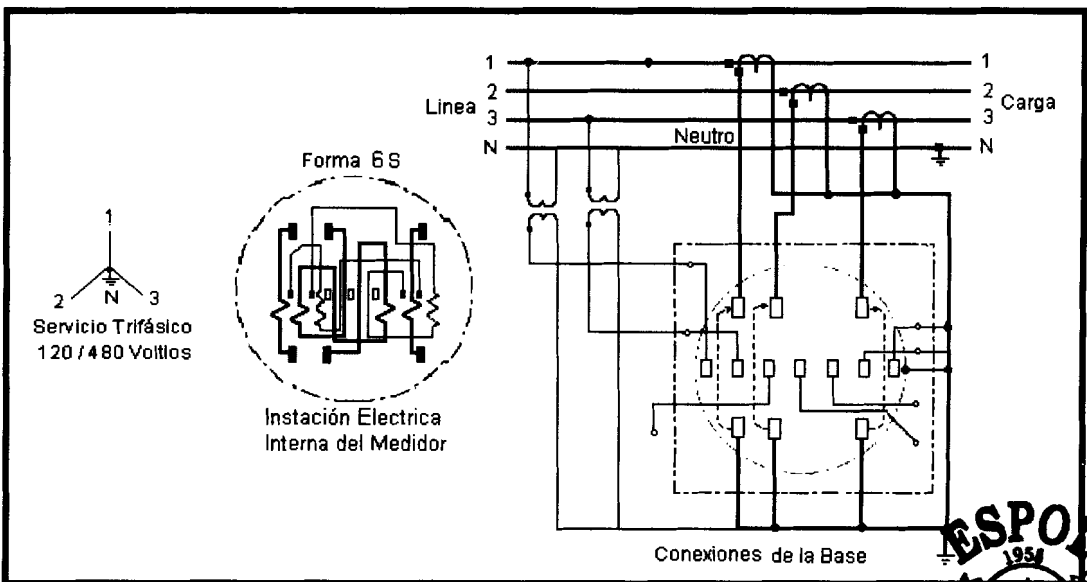
H. CONEXIONES PARA UN MEDIDOR MONOFASICO 120/480 V, FM 4 S



I. CONEXIONES PARA UN MEDIDOR MONOFASICO 120/480 V, FM 9 S



J. CONEXIONES PARA UN MEDIDOR MONOFASICO 120/480 V, FM 6 S



ANEXO 2



ANEXO 2.1

TIEMPO DE INSTALACION DE MEDIDORES EN EL MES DE AGOSTO DE 2003.

#	CODIGO CLIENTE	FECHA DE SOLICITUD	FECHA DE INSTALACION	TIEMPO (DIAS)	ENERGIAS DEJADA DE FACTURAR (KWH)
1	307172	2003-08-01	2003-08-20	19	63,3
2	307366	2003-08-01	2003-09-16	46	153,3
3	307394	2003-08-01	2003-10-11	71	236,7
4	307467	2003-08-01	2003-08-23	22	73,3
5	307488	2003-08-01	2003-09-05	35	116,7
6	311412	2003-08-04	2003-10-07	64	213,3
7	311428	2003-08-04	2003-08-26	22	73,3
8	311794	2003-08-04	2003-08-26	22	73,3
9	311807	2003-08-04	2003-09-22	49	163,3
10	312663	2003-08-04	2003-08-26	22	73,3
11	313723	2003-08-05	2003-08-26	21	70,0
12	313763	2003-08-05	2003-08-26	21	70,0
13	313767	2003-08-05	2003-08-23	18	60,0
14	313793	2003-08-05	2003-09-05	31	103,3
15	313818	2003-08-05	2003-10-01	57	190,0
16	313824	2003-08-05	2003-08-26	21	70,0
17	313856	2003-08-05	2003-09-05	31	103,3
18	313969	2003-08-05	2003-10-08	64	213,3
19	314575	2003-08-06	2003-08-26	20	66,7
20	314643	2003-08-06	2003-10-10	65	216,7
21	314681	2003-08-06	2003-08-26	20	66,7
22	314738	2003-08-06	2003-09-09	34	113,3
23	314819	2003-08-06	2003-08-26	20	66,7
24	315702	2003-08-07	2003-09-05	29	96,7
25	316231	2003-08-07	2003-09-05	29	96,7
26	316766	2003-08-07	2003-09-30	54	180,0
27	316954	2003-08-07	2003-10-07	61	203,3
28	317334	2003-08-07	2003-09-20	44	146,7
29	317341	2003-08-07	2003-09-20	44	146,7
30	317342	2003-08-07	2003-09-16	40	133,3

ANEXO 2.2

CONSUMO ASIGNADO EN EL LIBRO DE CRÍTICAS

CLIENTE	LECTURA ANTERIOR	LECTURA ACTUAL ASIGNADA		
1	5838	5848	10	90
2	1080	1090	10	90
3	5766	5787	21	79
4	9942	9954	12	88
5	291	321	30	70
6	2484	2494	10	90
7	7521	7531	10	90
8	1041	1519	478	0
9	57725	57980	255	0
10	5764	5774	10	90
11	12081	12258	177	0
12	4005	4017	12	88
13	641	681	40	60
14	9431	9441	10	90
15	3185	3397	212	0
16	2770	2770	0	100
17	13846	13846	0	100
18	1198	1218	20	80
19	100405	0	0	100
20	4903	4905	2	98
21	23809	23891	82	18
22	501	505	4	96
23	52536	52546	10	90
24	5795	5828	33	67
25	1905	1917	12	88
26	6633	6740	107	0
27	639	639	0	100
28	18884	19043	159	0
29	435	445	10	90
30	3738	3738	0	100

ANEXO 2.3

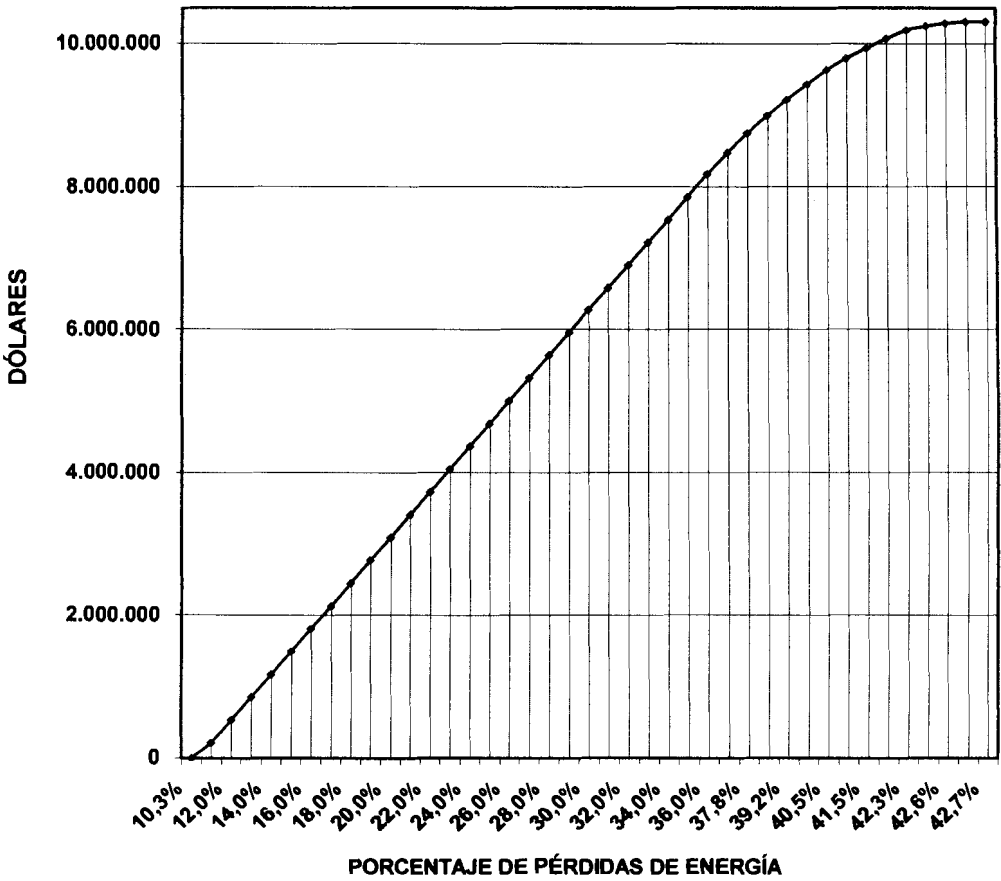
CUADRO RESUMEN DE COSTOS DE PERDIDAS

MESES	TOTAL (MMT)	FACT. NETO (MMT)	TOTAL (MMT)	FACT. NETO (MMT)	TOTAL (MMT)	FACT. NETO (MMT)	TOTAL (MMT)
Ago-03	27831,59	17006,74	10824,85	0,39	7952,63	860.458,17	1.171.226,42
Sep-03	26384,10	16378,98	10005,12	0,38	7282,28	800.637,69	1.099.995,65
Oct-03	28169,54	16659,76	11509,78	0,41	8602,68	945.430,95	1.264.919,65
Nov-03	27626,53	17269,09	10357,45	0,37	7506,39	795.842,01	1.098.116,77
TOTAL 1999	326525,88	240674,87	85851,01	0,26	53267,69	2.335.337,90	3.787.984,18
TOTAL 2000	326132,70	220256,21	105876,50	0,32	72219,60	3.013.922,43	4.396.605,95
TOTAL 2001	293854,06	174736,78	119117,28	0,41	88791,54	6.936.943,03	8.956.965,95
TOTAL 2002	310005,34	177695,42	132309,92	0,43	100317,37	10.310.698,94	13.596.489,88



ANEXO 2.4

COSTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL 2002 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A. SOBRE EL 10.32% PERMITIDO



ANEXO 3



ANEXO 3.1

REQUISITOS PARA CONTRATACIÓN DE NUEVO SERVICIO

Empresa Eléctrica Milagro C.A

Requisitos Básicos para Solicitar un Nuevo Servicio



- Copia de escritura de la casa; minuta o derecho de posesión; o últimos pagos de impuestos.
- Copia de la cédula de identidad.
- Dirección: Calle frontal y laterales.
- Una Planilla de luz del vecino.
- Valor de la inspección \$1.27 ctvs.

Una vez que paga la inspección deberá esperar 3 días para que la Empresa realice dicho trabajo, luego el usuario se acercará a conocer y pagar el valor del medidor más la acometida en la ventanilla 6. Ya cancelado el medidor, la Empresa procederá a instalarlo aproximadamente en 3 días.

Costo de Medidores

TIPO	RESIDENCIAL	COMERCIAL
110-120 W	\$ 22.73	\$ 35.47
220-240 W	\$ 44.55	\$ 53.63

Acometida: **Dúplex** 0.25 c/m **Tríplex**: 0.36 c/m

Si los usuarios no cuentan con el valor total del medidor, la Empresa le concede un crédito con el 50% de entrada y el saldo se lo facturará en las planillas a 3 meses plazo.

Instalado el medidor la Empresa procede a tomar lectura y emitir factura al término de 2 meses.

EEMCA al servicio de la región más productiva del País

* El presente es el formato del documento que se entrega al cliente para informar los detalles requeridos para solicitar un Nuevo servicio.



CIB - ESPOL

ANEXO 3.2

TIEMPOS DE INSTALACIÓN DE MEDIDORES (AGOSTO – SEPTIEMBRE)

#	CLIENTE	FECHA CREACIÓN SOLIC.		
1	307394	2003-08-01	2003-10-11	71
2	311412	2003-08-04	2003-10-07	64
3	313969	2003-08-05	2003-10-08	64
4	314575	2003-08-06	2003-08-26	20
5	317328	2003-08-07	2003-08-16	9
6	319996	2003-08-08	2003-10-08	61
7	322352	2003-08-11	2003-10-10	60
8	325079	2003-08-12	2003-10-11	60
9	325502	2003-08-13	2003-09-30	48
10	326565	2003-08-15	2003-09-05	21
11	327341	2003-08-18	2003-10-11	54
12	328194	2003-08-19	2003-09-03	15
13	329495	2003-08-20	2003-09-08	19
14	330189	2003-08-21	2003-10-11	51
15	330504	2003-08-22	2003-10-01	40
16	335553	2003-08-25	2003-10-06	42
17	336742	2003-08-26	2003-09-25	30
18	338805	2003-08-27	2003-10-08	42
19	343019	2003-09-01	2003-10-01	30
20	343945	2003-09-02	2003-10-06	34
21	345384	2003-09-03	2003-10-06	33
22	345654	2003-09-04	2003-09-22	18
23	346505	2003-09-05	2003-10-08	33
24	352718	2003-09-10	2003-09-19	9
25	353063	2003-09-11	2003-09-19	8
26	353816	2003-09-12	2003-09-16	4
27	354430	2003-09-15	2003-09-26	11
28	356478	2003-09-22	2003-10-07	15
31	365758	2003-09-30	2003-10-09	9

* En la tabla se presentan los tiempos más representativos para la instalación del Servicio.



ANEXO 3.3

CUADRO DE TOMA DE LECTURAS (SEPTIEMBRE DE 2003)

DIAS DE CONSUMO	31	31	30	30	30	30		31	31	30	30	30
DIA	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
FECHA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CICLO LIBRO	13	13	13	6	7	8		10	17	18	19	21
USUARIO	4	18	34	2	8	12		2	6	20	10	25
	395	319	319	569	437	591		435	366	441	362	472
CICLO LIBRO	13	13	13	6	7	8		10	17	18	19	21
USUARIO	5	20	36	4	10	100		4	8	22	12	30
	361	192	265	282	609	368		518	358	335	407	372
CICLO LIBRO	13	13	5	6	7	9		10	17	18	19	
USUARIO	6	22	2	6	100	2		6	9	24	14	
	244	187	353	465	435	304		482	360	441	435	
CICLO LIBRO	13	13	5	6	8	9		10	17	18	19	
USUARIO	8	24	4	8	2	4		8	10	26	16	
	286	327	435	550	449	250		476	256	490	292	
CICLO LIBRO	13	13	5	6	8	9		10	17	18	21	
USUARIO	10	26	6	100	4	6		10	12	28	5	
	200	387	365	213	286	358		533	362	293	342	
CICLO LIBRO	13	13	5	7	8	9		10	17	19	21	
USUARIO	12	28	8	2	6	8		12	14	4	10	
	222	382	346	504	262	387		140	363	450	393	
CICLO LIBRO	13	13	5	7	8	9		10	18	19	21	
USUARIO	14	30	10	4	8	10		100	16	6	15	
	158	397	294	266	410	282		491	314	278	208	
CICLO LIBRO	13	13	5	7	8	9		17	18	19	21	
USUARIO	16	32	12	6	10	100		4	18	8	20	
	528	198	259	475	440	301		402	398	295	405	

ANEXO 3.4

CODIGOS DE OBSERVACIÓN

COD	DESCRIPCIÓN
00	SIN OBSERVACION
01	MEDIDOR NO MARCA
02	MEDIDOR EN EL INTERIOR (REUBICARLO)
03	MEDIDOR CON GIRO AL REVES
04	MEDIDOR SIN SELLO DE BORNERA
05	MEDIDOR ABANDONADO
06	MEDIDOR INSTALADO ALTO (REUBICARLO)
07	PUERTA CERRADA, NADIE EN CASA, NO SE PUEDE TOMAR LECTURA
08	MEDIDOR NO EXISTE EN EL SITIO, SI EN EL LIBRO DE LECTURA
09	MEDIDOR RETIRADO POR LA EMPRESA PARA REVISARLO
10	MEDIDOR CEDIENDO A TERCERAS PERSONAS
11	ACOMETIDA ADICIONAL DIRECTA AL DOMICILIO
12	ACOMETIDA SIN USO (RETIRARLA)
13	MEDIDOR CORTADO, ABONADO ESTA DIRECTO
14	MEDIDOR CON VIDRIO ROTO
15	MEDIDOR ESTA MAL COLOCADO, PROXIMO A CAERSE
16	MEDIDOR EN BUEN ESTADO, NO CONSUME, SIN USO
17	RELOJERIA DEL MEDIDOR DESCALIBRADA
18	INSTALACIÓN DEL MEDIDOR CLANDESTINA
19	INCONSISTENCIA DE LECTURA, USUARIO PRESENTO LECTURA
20	LECTURA NO TOMADA POR LA EMPRESA
21	ACOMETIDA PERFORADA PARA SACAR CONEXIÓN DIRECTA
25	DIRECTO QUE NO CONSTA EN EL CATASTRO
26	MEDIDOR OBSOLETO
27	MEDIDOR GUARDADO, ACOMETIDA DIRECTA
31	MEDIDOR CORTADO ABONADO SIN ENERGIA
40	MEDIDOR SIN SELLO EN EL SUNCHO
41	MEDIDOR EN MAL ESTADO, NO SE PUEDE TOMAR LECTURA
42	MEDIDOR SIN TAPA DE BORNERA
51	MEDIDOR ESTA COLOCADO AL REVES
71	DIGITOS DEL MEDIDOR ENTRE DOS NUMEROS
72	MEDIDOR GUARDADO, ABONADO SIN ENERGIA
90	MEDIDOR RETIRADO, ABONADO ESTA DIRECTO POR VARIOS MESES.

- Los códigos de Observación presentados en la Tabla fueron obtenidos al mes de Agosto de 2003.

ANEXO 3.5

TIEMPOS DE EJECUCIÓN DEL PROCESO DE MEDICIÓN

PASO	DESCRIPCIÓN DE LOS PASOS	CICLO								
		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	
		3613	4152	3487	3729	2052	2079	2726	2806	
1	GENERAR LIBROS DE LECTURA	124,64	116,79	113,84	111,74	140,67	93,72	97,22	94,09	
2	LIBROS EN BANDEJA PARA SER RETIRADOS	283,69	293,65	293,27	296,93	265,06	306,19	306,88	310,97	
3	RETIRAR LIBROS DE LECTURA	11,66	9,56	12,89	11,33	14,27	20,09	15,89	14,94	
4	SELLAR Y CLASIFICAR LOS LIBROS DE LECTURA	73,14	68,54	89,80	77,92	98,10	106,97	110,97	83,14	
5	LIBROS EN BANDEJA PARA SER DISTRIBUIDOS	346,86	351,46	330,20	342,08	321,90	313,03	309,03	336,86	
6	DISTRIBUCIÓN DE LOS LIBROS DE LECTURA.-	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	
7	TRASLADO DE LECTORES A LA ZONA	12,00	18,00	36,00	8,00	9,00	8,00	20,00	24,00	
8	TRASLADO AL SITIO DE LECTURA	16,00	20,00	24,00	20,00	6,00	9,00	24,00	14,00	
9	RECOPIACIÓN DE DATOS	472,50	577,50	525,00	525,00	315,00	262,50	315,00	367,50	
10	EL LECTOR RETORNA A LA OFICINA	36,00	39,00	42,00	34,00	39,00	38,00	40,00	42,00	
11	INSPECCIÓN DE LECTURAS	420,00	420,00	420,00	420,00	420,00	420,00	420,00	420,00	
12	TRASLADO Y ENTREGA DE LIBROS DE LECTURA	14,00	11,47	15,47	13,60	17,12	24,11	19,07	17,93	

PASO	DESCRIPCIÓN DE LOS PASOS	CICLO								
		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	
		3613	4152	3487	3729	2052	2079	2726	2806	
1	GENERAR LIBROS DE LECTURA	128,89	139,82	129,06	129,03	96,22	133,17	107,57	111,47	
2	LIBROS EN BANDEJA PARA SER RETIRADOS	264,88	263,25	277,62	277,46	317,34	276,73	296,57	293,51	
3	RETIRAR LIBROS DE LECTURA	26,23	16,93	13,32	13,51	6,44	10,10	15,87	15,02	
4	SELLAR Y CLASIFICAR LOS LIBROS DE LECTURA	164,47	131,90	121,75	121,72	90,77	125,62	102,40	106,12	
5	LIBROS EN BANDEJA PARA SER DISTRIBUIDOS	255,53	288,10	298,25	298,28	329,23	294,38	317,60	313,88	
6	DISTRIBUCIÓN DE LOS LIBROS DE LECTURA.-	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	
7	TRASLADO DE LECTORES A LA ZONA	9,00	10,00	120,00	130,00	240,00	90,00	40,00	40,00	
8	TRASLADO AL SITIO DE LECTURA	13,00	11,00	24,00	18,00	24,00	18,00	20,00	24,00	
9	RECOPIACIÓN DE DATOS	315,00	367,50	577,50	525,00	945,00	735,00	367,50	367,50	
10	EL LECTOR RETORNA A LA OFICINA	39,00	40,00	90,00	95,00	110,00	60,00	50,00	50,00	
11	INSPECCIÓN DE LECTURAS	420,00	420,00	420,00	420,00	420,00	420,00	420,00	420,00	
12	TRASLADO Y ENTREGA DE LIBROS DE LECTURA	31,47	20,32	15,99	16,21	7,72	12,13	19,04	18,03	

ANEXO 3.6

LIBRO DE CRÍTICAS

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C. A.

Milagro - Ecuador

Pag. 1

#####

Emission : Agosto -03



Libros de Críticas

Cielo:	10 Urbano Milagro				Zona:	01	Zona 01	Subzona:	01	Subzona 01	Libro:	002	S.MIGUEL/SEGURO		
Orden	Código	Nombre	Tipo	L.Ant.	Tarifa	Nivel Tensión	L.Prop.	Consumo	Dias Cons.	C.Prop.	C.Ant.	Obs.	Tipo	Lectura	Observ.
	Medidor	Marca			L.Tom.										
0140		941890 PIEDRA VINUEZA JOSE	C			BTCR									
	94338	VER	AC	9349,00	18660,00	10513	9311,00		32	1164	1107	00	—	—	—
0160		484501 MERA GENOVEVA SILVANIA DI C				BTCGC									
	67921	SDC	AC	6376,00	199,00	6461	3823,00		32	86	134	00	—	—	—
0221		388041 RIVERA CASTILLO SIXTO	R			BTCR									
	27342	SAN	AC	5465,00	313,00	5677	4848,00		33	213	174	00	—	—	—
0322		839621 ARGUDO PIEDRA RINA(B.PIEDR RS				BTCR									
	80198	WES	AC	22809,00	22947,00	22812	138,00		33	4	4	00	—	—	—
0420		591941 SANCHEZ MOREIRA CARLOS E. R				BTCR									
	38298	GEN	AC	3073,00	3562,00	3696	489,00		33	623	559	00	—	—	—
0460		598284 CARVAJAL TORO WILFRIDO G. R				BTCR									
	20452	WES	AC	55619,00	55778,00	55978	159,00		33	360	268	00	—	—	—
0500		520551 MAYORGA FIALLOS LOURDES R				BTCR									
	33416	GEN	AC	4974,00	5454,00	5625	480,00		33	652	560	00	—	—	—
0545		935106 CARDENAS MALDONADO GERAC				BTCGC									
	18433	SAN	AC	1340,00	1277,00	1343	9937,00		33	4	0	04	—	—	—
0590		787366 OCHOA AGUIRRE JAIME E.	R			BTCR									
	72720	GEN	AC	9407,00	9612,00	9479	205,00		33	73	51	00	—	—	—
0601		103861 SOLIS NUNEZ VICTOR S.	C			BTCGC									
	106208	VER	AC	822,00	1943,00	947	1121,00		33	125	119	00	—	—	—

ANEXO 3.7

TIEMPOS DE EJECUCIÓN DEL PROCESO DE FACTURACIÓN

PASO	DESCRIPCION DE LOS PASOS	CICLO	U1	U2	U3	U4	U5	U6
		USUARIO	3613	4132	3487	3729	2052	2079
1	RECEPCIÓN DE LOS LIBROS DE LECTURAS		8,33	6,83	9,21	8,10	10,19	14,35
2	MODIFICAR LA AGENDA DE FACTURACIÓN		12,50	10,24	13,81	12,14	15,29	21,52
3	APERTURA DEL CICLO		26,98	25,28	28,77	27,06	18,74	26,73
4	INGRESO DE LECTURAS		1254,26	1175,25	1337,52	1257,91	871,47	1242,96
5	GENERAR LIBRO DE CRITICA		10,70	10,03	11,42	10,74	7,44	10,61
6	TRASLADO DE LIBRO DE CRITICAS		5,00	3,75	4,74	4,05	5,10	7,32
7	VALIDACIÓN Y ENRUTAMIENTO DE NUEVOS CLIENTES		1400,50	1312,28	1493,48	1404,58	973,08	1387,89
8	TRASLADO DEL LIBRO DE CRITICAS MODIFICADO		2,50	2,05	2,76	2,43	3,06	4,30
9	INGRESO DE MODIFICACIONES		159,24	149,21	169,81	159,70	110,64	157,81
10	GENERA 1° FILTRO (CC>500KW-H)		16,69	15,64	17,80	16,74	11,60	16,54
11	TRASLADO 1° FILTRO (CC>500KW-H)		2,50	2,05	2,76	2,43	3,06	4,30
12	INSPECCION 1° FILTRO (CC>500KW-H).-		661,49	619,83	705,41	663,42	459,61	655,54
13	TRASLADO 1° FILTRO (CC>500KW-H) modificado		2,50	2,05	2,76	2,43	3,06	4,30
14	INGRESO DE LECTURAS ANTERIORES MODIF. 1° FILTRO		41,77	39,14	44,54	41,89	29,02	41,39
15	INGRESO DE LECTURAS ACTUALES MODIF. 1° FILTRO		37,59	35,22	40,09	37,70	26,12	37,25
16	GENERA 2° FILTRO (CC>500KW-H)		27,69	25,95	29,53	27,77	19,24	27,44
17	TRASLADO DEL 2° FILTRO (CC>500KW-H)		2,50	2,05	2,76	2,43	3,06	4,30
18	REVISION DEL 2° FILTRO		37,79	35,41	40,30	37,90	26,26	37,45



TIEMPOS DE EJECUCIÓN DEL PROCESO DE FACTURACIÓN

PASO	DESCRIPCION DE LOS PASOS	CICLO	U1	U2	U3	U4	U5	U6
		USUARIO	3613	4132	3487	3729	2052	2079
19	TRASLADO DEL 2° FILTRO (CC>500KW-H)		2,50	2,05	2,76	2,43	3,06	4,30
20	INGRESO DE MODIFICACIONES DEL 2 FILTRO		37,79	35,41	40,30	37,90	26,26	37,45
21	TRASLADO DEL 2° FILTRO (CC>500KW-H)		2,50	2,05	2,76	2,43	3,06	4,30
22	AUTORIZA EL CALCULO DE CONSUMO		8,33	6,83	9,21	8,10	10,19	14,35
23	TRASLADO DEL 2° FILTRO AUTORIZADO		4,17	3,41	4,60	4,05	5,10	7,17
24	REALIZA CALCULO DE CONSUMO		1,94	1,82	2,07	1,95	1,35	1,92
25	LIQUIDACION DE PLANILLAS		91,49	85,73	97,56	91,75	63,57	90,66
26	EMISION DE FACTURAS		29,37	27,52	31,32	29,46	20,41	29,11
27	CREACION DE ARCHIVO PLANILLAS		78,73	73,77	83,96	78,96	54,70	78,02
28	IMPRESIÓN DE PLANILLAS		138,49	129,77	126,49	124,15	156,30	104,13
29	ORDENAMIENTO DE PLANILLAS		53,47	50,10	73,83	60,72	76,44	82,35
30	CONTEO Y REGISTRO DE PLANILLAS		19,67	18,43	15,97	17,20	21,66	24,62
31	CIERRE DEL CICLO		161,00	150,86	171,69	161,47	111,87	159,55

ANEXO 3.8

ESTUDIO DE LOS CODIGOS DE OBSERVACIÓN

Código	Descripción	Mayo	Junio	Julio	Total	%
0	Sin Observación.	76870	20588	65050	162508	83,5
1	Medidor no marca	9	0	2	11	0,006
2	Reubicar Medidor Exterior	36	6	10	52	0,027
3	Medidor sin sello	0	3	0	3	0,002
4	Medidor Abandonado	0	0	0	0	0,000
5	Medidor instalado alto	64	19	36	119	0,061
6	Puerta cerrada	122	34	85	241	0,124
7	No existe Medidor	1487	277	1528	3292	1,691
8	Servicio Directo	4245	909	3111	8265	4,245
9	Cediendo a terceros	1319	371	916	2606	1,338
10	Acometida clandestina	0	0	0	0	0,000
11	Acometida sin uso	2	13	1	16	0,008
12	Medidor sin uso	47	13	23	83	0,043
13	Medidor cortado	68	3	39	110	0,056
14	Vidrio Roto	40	20	17	77	0,040
15	Medidor virado	12	1	3	16	0,008
16	Medidor en buen estado	0	0	0	0	0,000
17	Relojería dañada	104	18	70	192	0,099
18	Inst. Medidor clandestino	2	0	1	3	0,002
19	Inconsistencia de lectura	0	0	2	2	0,001
20	Lectura No Tomada Empresa	7501	2699	6901	17101	8,783
	TOTAL	91928	24974	77795	194697	100,0

APÉNDICE A

METODOLOGÍA PARA LA REINGENIERIA DE LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS.

Muchos esfuerzos de reingeniería y mejora de procesos fracasan porque carecen de un plan. Las mejoras se basan en opiniones, no en hechos. Es preciso un método capaz de proporcionar resultados cuantificables, que ayude a identificar con rapidez las áreas de mejora, que repare lo que está descompuesto y que reduzca el desperdicio en el lugar de trabajo. A continuación se presenta la metodología a seguir para la reingeniería de los procesos administrativos.



ELEGIR Y DEFINIR LOS LÍMITES DEL PROCESO.

Para mejorar un proceso, es preciso seleccionarlo primero. Elegir un proceso o subproceso candidato. El primer paso así mismo supone definir los límites del mismo (es decir, el inicio y el final del proceso). Cualquier proceso es candidato a la reingeniería. Las sugerencias para elegir un proceso apropiado incluyen:

- Buscar primero el más grande: elegir primero los procesos que cuestan grandes sumas de dinero, requieren mucho tiempo o tienen serios problemas de calidad.
- Elegir el nivel adecuado. Quizás aplicar la reingeniería a todo el proceso sea demasiado grande. Dividir primero los procesos grandes en parte manejables.
- Elegir procesos con ciclos dentro de un parámetro apropiado de tiempo.

Después de elegir un proceso, familiarizarse con él. Discutirlo. Leer sobre él. Asimismo, es preciso determinar el propósito del análisis del proceso en este paso. ¿Cuál es el objetivo? :

- Aumentar la eficiencia del proceso reduciendo el tiempo del ciclo del proceso.
- Reducir los costos relativos del proceso.
- Mejorar la confiabilidad o calidad del proceso.
- Hacer el trabajo mas seguro.
- Hacer el trabajo mas sencillo y menos frustrante.
- Lograr una combinación deseable de las metas precedentes.



Una vez determinado el propósito del análisis, elegir las medidas apropiadas. Por ejemplo, si el propósito es reducir el tiempo de ciclo, la

medida obvia será el tiempo. Reducir la distancia física entre dos procesos puede ayudar a disminuir el tiempo de ciclo. Si el propósito es mejorar la calidad, una medida útil podría ser el número de defectos de cada paso específico del proceso. Al final del paso 1 se habrá:

- Identificado al proceso candidato.
- Determinado el principio y fin del proceso.
- Identificado el propósito del análisis del proceso
- Elegido las medidas apropiadas.
- Alcanzado una familiaridad generalizada con el proceso.

2. OBSERVAR LOS PASOS DEL PROCESO.

Luego de concluir los aspectos preliminares, es tiempo de observar el proceso. Cuando las personas describen un proceso sin observarlo en realidad, casi siempre dejan algunas cosas fuera. Por ejemplo pasar por alto todos los pasos importantes que no agregan valor incluyendo transporte, demora, inspección, almacenaje y retrabajo.

Es posible utilizar varias técnicas de observación. Una hoja de trabajo de análisis del proceso es útil herramienta para registrar esta información. Proporciona un método bien estructurado para recabar la información correcta. En la figura 1 muestra la hoja de trabajo de análisis del proceso. Otra herramienta útil es el Flujograma del Proceso. Este indica el flujo o

3. RECABAR LOS DATOS RELATIVOS AL PROCESO.

Para apoyar las observaciones, también se requieren datos cuantitativos como tiempo, número de personas, distancia y cantidad de defectos.

Al final del paso 1, se eligieron las medidas relevantes. Ahora, en el paso 3 solo se recaban. Al final del paso tres se habrá:

- Calculado todas las medidas del proceso.
- Registrado todas las medidas en una hoja de trabajo de análisis del proceso.

4. ANALIZAR LOS DATOS RECABADOS.

Una vez que se recabaron los datos de los procesos 2 y 3 es hora de recabarlos y resumirlos. No es necesario pasar mucho tiempo en el paso 4. Por lo general, los problemas evidentes surgen sin tener que realizar muchos cálculos. Si se recabaron datos de tiempo, se deberá calcular la eficiencia de trabajo y el tiempo de ciclo del proceso.

Una Gráfica sumario de Datos es una eficaz herramienta para ilustrar los datos recolectados. Al presentar estos en una grafica sumario, por lo general se tornan obvias las áreas de mejora. La figura 2, a continuación representa un ejemplo de grafica sumario de datos. Al final del paso 4 se habrá:



- Resumido todas las medidas de cada paso del proceso.
- Concluido una grafica sumario de datos.

FIGURA 2. GRAFICA SUMARIO DE DATOS

Actividad		Pasos	Temp.
Operación	●		
Transporte	●		
Demora	▷		
Inspección	■		
Almacenamiento	▼		
Retrabajo	Ⓜ		

5. IDENTIFICAR Y PRIORIZAR LAS ÁREAS DE MEJORA.

La meta de la reingeniería de procesos es eliminar o reducir al mínimo el desperdicio. Los primeros objetivos serán siempre transporte demora, inspección, retrabajo y almacenaje. Cuando se eliminan o reducen al mínimo estos pasos es posible comenzar a mejorar los pasos de operación. Entre los buenos candidatos a objetivos para la mejora se incluyen:

- Pasos de transporte redundantes o innecesarios.
- Pasos de transporte que consumen tiempo.
- Pasos de demora redundantes o innecesarios.
- Pasos de demora que consumen tiempo.
- Pasos redundantes de inspección.
- Todos los pasos de retrabajo.
- Diagramas ineficientes de procesos.

- Secuencias o flujos de procesos ineficientes.

Al buscar áreas a mejorar, se deberán hacer preguntas como:

- ¿Cuál es el propósito o función de este paso?
- ¿Agrega este paso valor al proceso en forma directa?
- ¿Es posible eliminar este paso? Si se elimina, ¿cuál será el efecto en la calidad y confiabilidad del rendimiento?
- Si no es posible eliminar el paso, ¿Se puede reducir al mínimo?
- ¿Es posible combinar le paso con uno de operación?

Este paso deberá tomar muy poco tiempo. Al final del mismo se identifican objetivos específicos de mejora. Así mismo, se clasifican las mejoras por orden de importancia; es decir, se tiene una buena idea de lo que es preciso mejorar en primer, segundo, tercer lugares, etc. Es preciso recordar que las prioridades de mejora se basan en datos cuantitativos no en opiniones. El método es sistemático, defendible, cuantificable y se basa en hechos. A la dirección le gusta eso. Después del paso 5, se habrá:

- Identificado las áreas potenciales de mejora.
- Clasificado las áreas de mejora.



6. DESARROLLAR MEJORAS DEL PROCESO.

Para mejorar los procesos se debe considerar:

- Eliminar varios pasos del proceso, en especial a los que no agregan valor.
- Reducir al mínimo el tiempo asociado con ciertos pasos.
- Simplificar el proceso.
- Utilizar tecnología para elevar eficiencia y eficacia
- Elegir métodos más rápidos de transporte.
- Combinar pasos de procesos.
- Crear rutas simultáneas de procesos.
- Crear rutas alternas basadas en decisión.

Mejoras sencillas y de poco costo pueden traducirse en enormes ahorros en calidad, tiempo de ciclo y costos.

7. IMPLANTAR Y CONTROLAR LAS MEJORAS.

Supone implantar la mejora desarrollada. Es el paso en el que se pone en funcionamiento la mejora. Existen 3 formas de implementar las mejoras:

- Una prueba piloto.
- Un cambio gradual.
- Un cambio total.

Se debe llevar a cabo un período posterior de control y ajuste.

APÉNDICE B

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

a. ASPECTOS METODOLOGICOS.

Las pérdidas técnicas del sistema, las cuales son consecuencia de una eficiencia limitada en el funcionamiento de cada elemento, pueden ser clasificadas en general de muchas formas, entre las cuales se citan:

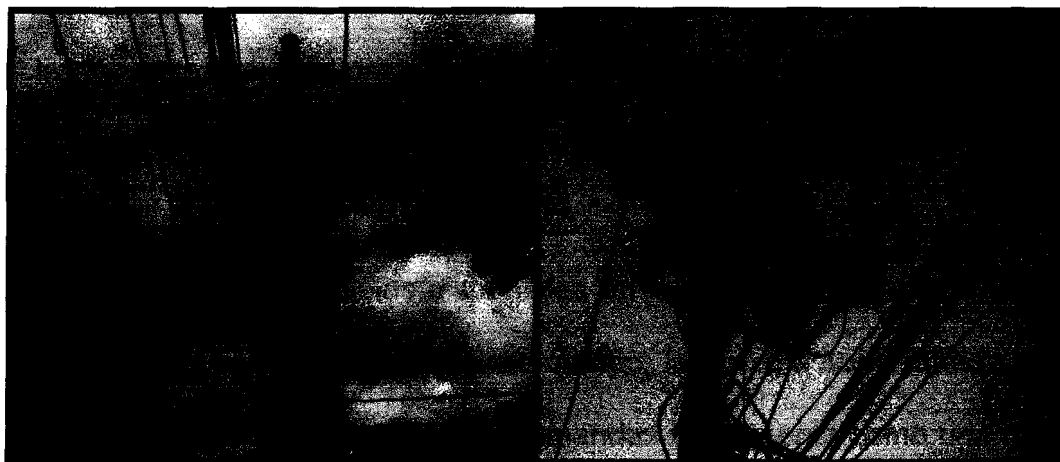
- a) Fijas y variables con la carga.
- b) Por Transporte y por transformación.
- c) Según la causa: Efecto corona, efecto Joule, armónicos, otras corrientes.

Indistintamente del criterio seleccionado para identificar las pérdidas, es necesario estudiarlas en detalle y ubicarlas para poder establecer futuras acciones.

b. PERDIDAS TÉCNICAS EN DISTRIBUCION

El presente método se aparta del tradicional basado en un factor de pérdidas calculado a partir del factor de carga y en constantes estimadas. En dicho método tradicional, se desprecian efectos como por ejemplo de las pérdidas resistivas que se concentran en los picos, al ser función del cuadrado de la corriente. Esta particularidad no ha permitido conocer la verdadera relación de la demanda con la energía de las pérdidas. El verdadero factor de pérdidas está lejos de aquel calculado a partir del factor de carga.

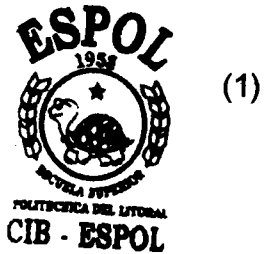
FIGURA 1. SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA.



Si la energía medida en la subestación al inicio del alimentador primario se la denomina como "Energía Suministrada" (E_s) e igualmente, se

denomina como "Energía Registrada" (E_R) a la suma de energía facturada, la destinada al alumbrado público y los consumos en las instalaciones propias de la empresa eléctrica, las "Pérdidas Totales" (E_{TL}) en energía resultan de la diferencia entre la "Energía Suministrada" y la "Energía Registrada", tal como muestra la ecuación (1). Dichas pérdidas comprenden el conjunto de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, cuya magnitud será el dato de partida para la separación de las pérdidas en el alimentador.

$$E_{TL} = E_S - E_R$$



Las pérdidas totales agrupan dos componentes: las pérdidas técnicas y las no técnicas. Las primeras corresponden a la inversión que se debe realizar para transmitir y distribuir la energía eléctrica.

Los registradores digitales disponibles en la actualidad permiten obtener la curva de demandas y al mismo tiempo, la energía suministrada en el punto de medición. La curva de demandas se presenta como una matriz con los siguientes vectores-columna: fecha (d), hora (t), demanda de potencia activa (D_P [kW]) y demanda de potencia reactiva (D_Q [kvar]). El intervalo de demanda normalmente puede ser seleccionado a voluntad del operador, pero el más empleado es de 15 minutos. La matriz de

registro se muestra como en la ecuación (2). El período de registro puede ser de un año completo, con vectores columna de 35,040 elementos en total. Sin embargo, se considera como mínimo emplear un registro con 672 datos de una semana completa representativa de cada estación del año.

$$\text{Registro} = \begin{bmatrix} 2/15/98 & 00:00 & 2.345 & 1.225 \\ 2/15/98 & 00:15 & 2.360 & 1.325 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 2/21/98 & 23:45 & 2.450 & 1.345 \end{bmatrix} = [d \ t \ D_p \ D_Q] \quad (2)$$

El sumatorio de los elementos del vector DP multiplicado por el tiempo del intervalo de demanda empleado es la energía de todo el período considerado en el registro, ecuación (3). Esto se cumplirá solo si se trata de demandas, es decir potencias medias en cada intervalo, debido a que estas provienen de la integración de las potencias instantáneas, o sea de la misma energía.

$$\text{KWh} = \sum_{i=1}^n D_{pi} * (\text{intervalo de demanda}) \quad (3)$$

Las pérdidas técnicas en el sistema de distribución de la empresa eléctrica comprenden las pérdidas resistivas de los alimentadores primarios, las pérdidas en los transformadores de distribución (resistivas

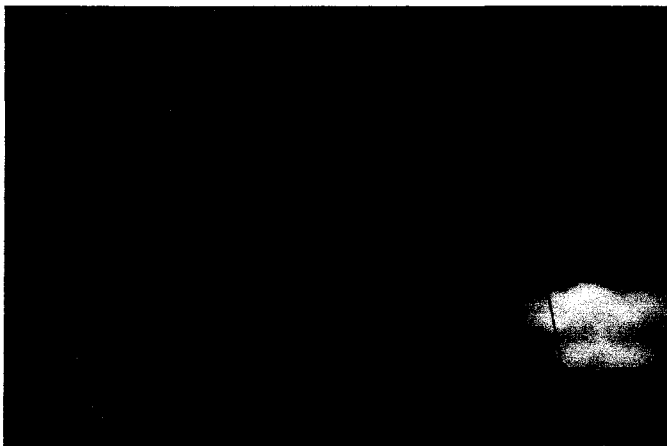
en los devanados y en el núcleo), las pérdidas resistivas en redes secundarias, las pérdidas resistivas en acometidas y las pérdidas en contadores de energía.

c. Pérdidas Resistivas.

Las pérdidas resistivas se calculan con base en la expresión I^2R . En cualquiera de los subsistemas se calculan las pérdidas resistivas para la demanda máxima de la carga por los métodos usuales y con esa base se obtienen las pérdidas resistivas en un intervalo dado a través de la relación cuadrática entre la demanda en dicho intervalo y la demanda máxima, como se demuestra a continuación.

Para el caso de las pérdidas resistivas de los transformadores de distribución, se considera como una buena aproximación la misma curva de demanda registrada al inicio del alimentador primario.

FIGURA 2. SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN



La demanda de pérdida resistiva (D_{RL-max}) a demanda máxima de la carga (D_{Pmax}) se determina de la relación expresada por la ecuación (4).

$$D_{RLmax} = I_i^2 R = \left(\frac{D_{Pmax}}{\sqrt{3} V \cos\theta_i} \right)^2 R \quad (4)$$

La demanda de pérdida resistiva (D_{RL-i}) a una demanda i cualquiera de la carga (D_{Pi}) se calcula con la ecuación (5).

$$D_{RL-i} = I_i^2 R = \left(\frac{D_{Pi}}{\sqrt{3} V \cos\theta_i} \right)^2 R \quad (5)$$

La relación entre las dos pérdidas será la presentada en la ecuación (6).

$$\frac{D_{RL-max}}{D_{RL-i}} = \frac{I_{max}^2 R}{I_i^2 R} = \frac{\left(\frac{D_{Pmax}}{\sqrt{3} V \cos\theta_{max}} \right)^2 R}{\left(\frac{D_{Pi}}{\sqrt{3} V \cos\theta_i} \right)^2 R} \quad (6)$$

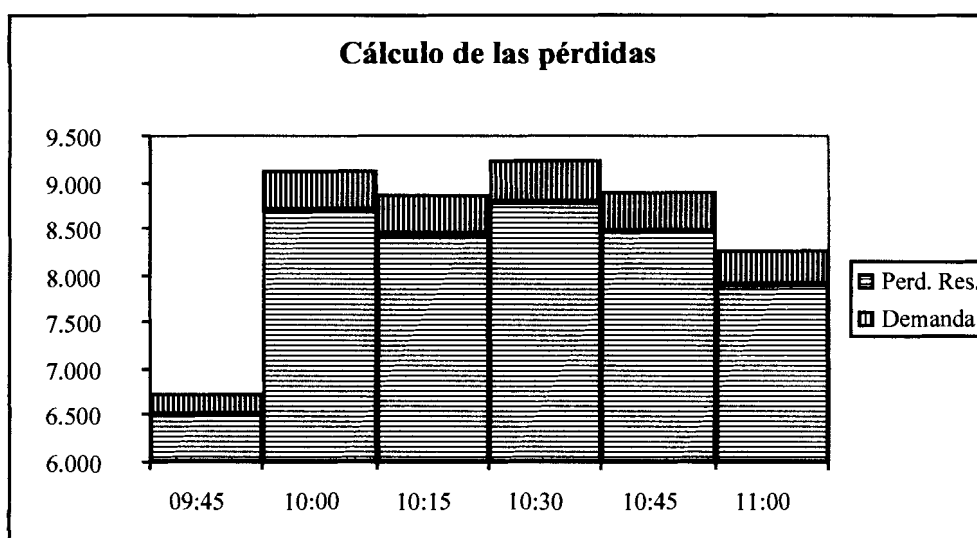
De donde se deduce que la pérdida a la demanda i puede calcularse mediante la ecuación (7).

$$D_{RL-i} = \left(\frac{D_{Pi} \cos\theta_{max}}{D_{Pmax} \cos\theta_i} \right)^2 D_{RL-max} \quad (7)$$

La ecuación (7) se aplica para cada una de las demandas de la carga y se obtiene la curva de demandas de las pérdidas resistivas. El procedimiento resulta correcto porque la demanda es una función escalón en el intervalo; por lo tanto, la relación se cumple durante el intervalo

completo y produce como resultado la demanda de pérdida, que es otra función escalón, como se ilustra en la figura 3.

FIGURA 3. DEMANDA DE PÉRDIDAS CALCULADA CON BASE EN LA DEMANDA DE LA CARGA.



Al obtener las demandas de las pérdidas resistivas, se cumple lo expresado en la ecuación (3), es decir que el sumatorio de las demandas multiplicado por el tiempo del intervalo de demandas es la energía de la pérdida resistiva en el período de registro. Es decir que la energía no necesita ser calculada por integración, cuando se emplean registros de demandas.

d. Pérdidas en el Núcleo de los Transformadores.

Tomando en cuenta que las pérdidas en el núcleo (D_{CL}) dependen de la densidad de flujo magnético en el mismo, la cual a su vez depende del voltaje de alimentación al transformador, puede ser considerada como independiente de la variación de la demanda es decir, permanece constante durante el período de análisis.

$$D_{CL} = N \neq f(D) \quad (8)$$

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 mas elevados. La determinación de los valores se los realiza a partir de las pruebas directas a los transformadores.

Obtenida la potencia de la pérdida en el núcleo de los transformadores se tiene la curva de demandas correspondiente a dicha pérdida que será totalmente plana durante todo el período de registro.

Al igual que en el caso de las pérdidas resistivas el sumatorio de las demandas multiplicado por el tiempo del intervalo de demanda es la

energía de las pérdidas en los núcleos de los transformadores para el período de estudio.

e. Pérdidas en Redes Secundarias.

A través de un muestreo de las redes secundarias del alimentador se pueden calcular las pérdidas resistivas en el grupo de secundarios (D_{SL}) pertenecientes a dicho primario. El cálculo de las pérdidas para los secundarios de la muestra, se realiza con base en los registros de la curva de demanda en los bornes de bajo voltaje de los transformadores de distribución que los alimentan, con base de por lo menos una semana representativa del año. Luego, se obtiene una curva típica para aplicar sobre ella el procedimiento general para las pérdidas resistivas descrito previamente; tomando como base las pérdidas a demanda máxima obtenidas de la modelación de las redes secundarias de la muestra.

f. Pérdidas en Acometidas.

Las acometidas se agrupan en los tamaños más usuales y se consideran las longitudes más empleadas para definir la potencia de pérdidas resistivas a demanda máxima del cliente correspondiente. A partir de la potencia de pérdidas para demanda máxima se emplea el procedimiento general para determinar las pérdidas en las acometidas (D_{sdL}), con la curva de demandas registrada a los bornes del transformador de

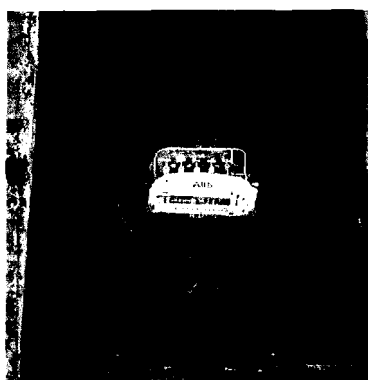


distribución más próximo a la carga correspondiente, pero considerando la demanda máxima individual en lugar de la demanda máxima diversificada.

g. Pérdidas en Contadores de Energía.

Los contadores de energía tienen una pérdida (D_{mL}) que se debe fundamentalmente a la excitación de las bobinas voltimétricas; es decir que se puede considerar que no depende de la carga. Puede calcularse de las familias de contadores presentes en el sistema.

FIGURA 4. CONTADOR DE ENERGIA.



h. Ejemplo Para un Alimentador Primario.

Con el propósito de ilustrar el procedimiento se presenta a continuación la curva de demanda de un alimentador primario junto con la curva de demanda calculada para las pérdidas resistivas de los conductores del mismo.

Se demuestra que la aplicación del procedimiento descrito en la sección anterior, permite obtener la curva de demanda de las pérdidas y en consecuencia, calcular la energía de pérdidas. Es decir, se elimina la estimación de dicha energía como se hace usualmente, a través de un factor de pérdidas estimado.

Para el alimentador primario del ejemplo, la demanda máxima en la barra de la subestación es de 9,13 MW con un factor de carga de 42,8%. Las pérdidas resistivas a demanda máxima tienen una demanda de 0,44 MW con una energía anual de 1,32 GWh. Con la información presentada el factor de pérdidas calculado es de 34,25%.

Si a partir del factor de pérdidas calculado se determina la constante A de la ecuación (9) se encuentra que su valor debe ser de 0,65. Dicho valor no corresponde a ninguna de las recomendaciones que se pueden encontrar en la literatura para estimar el factor de pérdida.

$$F_{LS} = A(F_{LD}) + (1 - A)(F_{LD})^2 \quad (9)$$



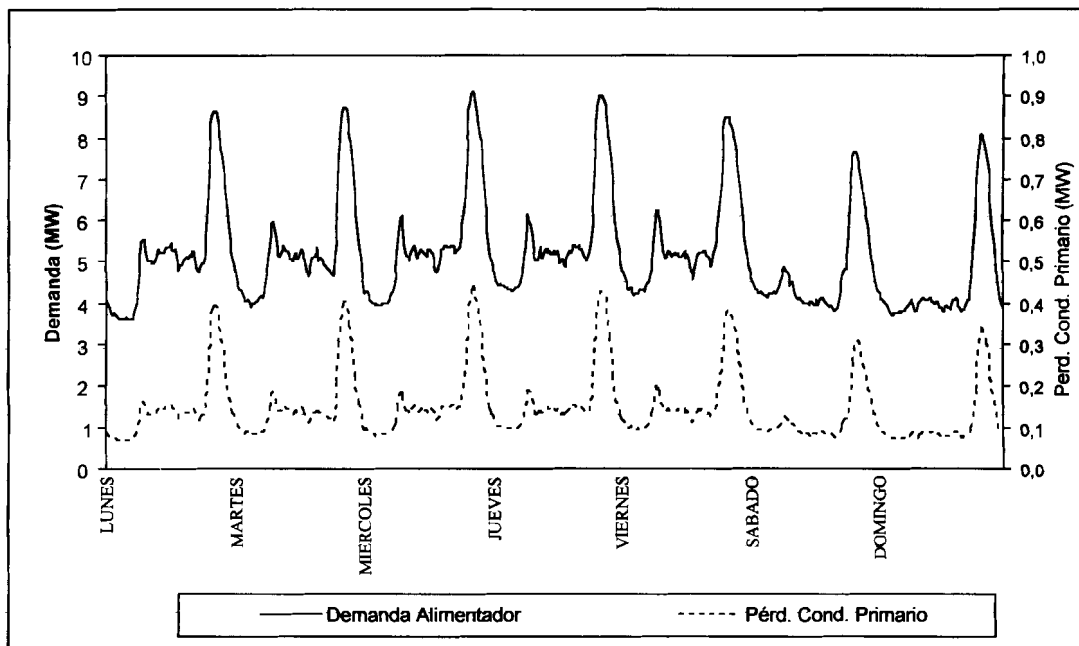


FIGURA 5. PERDIDAS RESISTIVAS EN CONDUCTORES PRIMARIOS (CURVA DE DENANDA).

El ejemplo presentado sirve para demostrar como el cálculo de la energía de pérdidas en cada uno de los componentes de los sistemas eléctricos pueden diferir de una estimación realizada con el método antiguo, pues la forma de la curva de carga, la composición relativa de las pérdidas, entre resistivas y de los núcleos y no técnicas, puede hacer que el factor de pérdidas varíe sustancialmente de un valor aproximado y constante que proviene únicamente del factor de carga, ecuación (9).

APÉNDICE C

MEDIDORES

1. GENERALIDADES

El equipo de medición o contador es un dispositivo que registra la cantidad de energía eléctrica consumida (Kwh), y puede ser de dos tipos: Electromecánico o Electrónico.

1.1 CARACTERISTICAS DE LOS MEDIDORES.

Dependiendo del equipo usado, pueden registrar otros parámetros tales como: Demanda Máxima (Kw), Factor de Potencia, Energía Reactiva (Kvar H), Distorsión de armónicos; y Eventos: Apagones, suspensiones, interrupciones, etc.

Estos equipos de medición, trabajan en base a señales de voltaje y corriente, las cuales sirven para censar de forma correcta los parámetros para el que fue diseñado.



1.2 CLASES DE MEDIDORES.

Los equipos de medición del tipo de “base socket” (enchufables) y del tipo de conexiones, “base A” o también denominados “button connected” o “Tipo Bornera”, se clasifican de la siguiente manera:

- **Medición directa**, también denominados “autocontenidos o autosuficientes”; son equipos electro-mecánicos o electrónicos que utilizan directamente las señales de corriente y voltaje, y no requiere transformadores de medición.
- **Medición Indirecta**, son equipos electrónicos que para su funcionamiento utiliza señales de control provenientes desde los transformadores de medición.

Los contadores modernos del tipo de base de enchufe (socket) y del tipo de conexiones en la parte inferior (bottom-connected), son designados como Clase 100, Clase 200, Clase 10 o 20.

Los de Clase 100 (capacidad nominal de ensayo: TA = 15 amperios) tienen como capacidad nominal 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 (capacidad nominal de ensayo: TA = 30 amperios)

admiten cargas de hasta 200 amperios cuando están conectados y montados adecuadamente.

Los de Clase 10 o 20 (diseñados para funcionar con transformadores de medida) son utilizados con transformadores de corriente y de potencial, y, requieren bases de enchufe especiales provistas de dispositivos para el cierre de circuitos.

1.3 PARTES PRINCIPALES DE UN MEDIDOR MONOFÁSICO.

Las partes básicas que conforman un equipo de medición son las siguientes: Motor de inducción del medidor, Sistema de retardamiento magnético, Registrador, Armazón o estructura, Cubierta o tapa de vidrio, Los terminales (bayonetas) y la Base.

a. Motor de Inducción del Medidor.

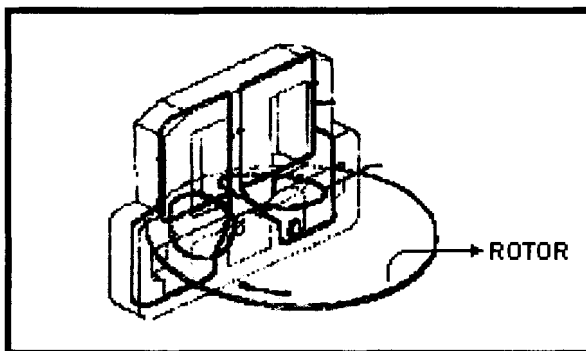
El motor del medidor está conformado por un rotor, un estator, bobinas de potencial y bobinas de corriente.

- **Rotor:** Es de tipo de inducción, su rotor es un disco de aluminio montado concéntricamente sobre un eje el cual gira libremente en cojinetes. Los cojinetes pueden ser de tres tipos: Suspensión Magnética, de joya y pivote y ball-bearings.



En todos los casos, el rotor es montado de tal forma que una porción del disco, gira en el espacio de aire del estator. En la figura 1 se muestra la estructura interna de un medidor.

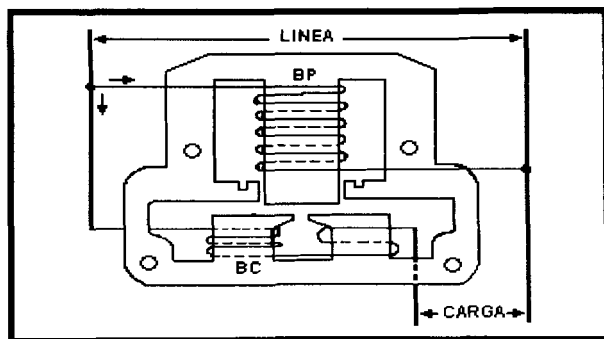
FIGURA 1. ESTRUCTURA INTERNA DE UN MEDIDOR MONOFASICO.



- **Estator:** Es un electroimán, el cual tiene dos juegos de bobinas, ensamblados sobre un núcleo laminado de aleación de acero. Uno de los devanados, se denomina: Bobina de Potencial, conectada a través del circuito del medidor. El otro devanado, es denominado: Bobina de Corriente, y se encuentra conectado en serie con el circuito medido
- **Bobina de Potencial (BP):** 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 muchas vueltas de alambre fino de alta resistencia

- **Bobina de Corriente (BC):** El objetivo principal de esta es proporcionar un campo magnético que sea proporcional a la corriente suministrada a la carga, por lo que se conecta en serie con la corriente. La bobina de corriente esta constituida de pocas vueltas de alambre grueso de baja resistencia. En la Figura 2, se presenta un diagrama donde constan las bobinas del estator.

FIGURA 2. DIAGRAMA ELÉCTRICO DE UN MEDIDOR MONOFÁSICO



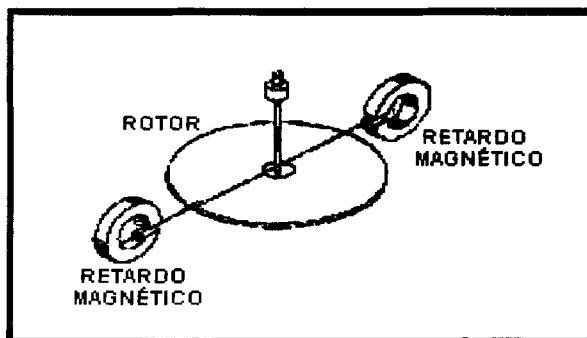
b. Sistema de Retardamiento Magnético.

El Sistema de retardamiento magnético, actúa sobre el disco o rotor, para establecer, en combinación con el estator, la velocidad a la cual el eje girará para una determinada condición de carga. Esta velocidad, determina la constante de ensayo del medidor $[K_h]$.

En la figura 3, se presenta el sistema de retardamiento magnético.



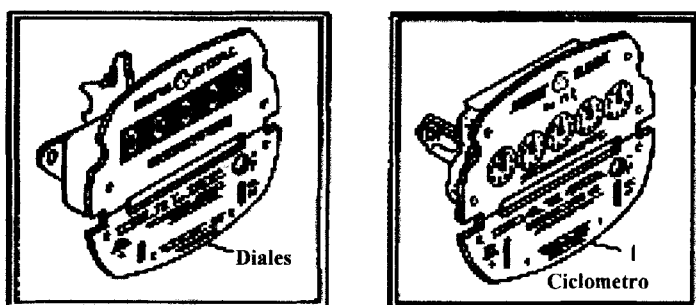
FIGURA 3. SISTEMA DE RETARDAMIENTO MAGNÉTICO.



c. Registrador.

Es un mecanismo, el cual graba el número de revoluciones del eje del rotor. Sus diales y engranaje, están arreglados tal que cada revolución del eje, incrementa el registro por una cantidad igual a la constante de ensayo K_h . El registrador puede ser de dos tipos: Con punteros o diales y Ciclométrico. El registro es una unidad desmontable y movida por el elemento giratorio. En la figura 4 se muestran los dos tipos de registradores.

FIGURA 4. TIPOS DE REGISTRADOR DE UN MEDIDOR DE ENERGÍA.



d. Armazón.

Es la estructura sobre la cual los componentes del medidor son ensamblados, es un metal vaciado o de aleación muerta, montado sobre la base.

e. Cubierta (TV).

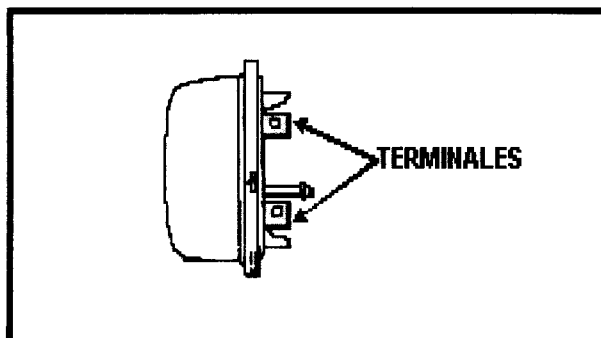
Encierra o encapsula al medidor, es sellada a la base para prevenir alteraciones y protegerlo del polvo y humedad. En la figura 5 se presenta la cubierta del medidor.

FIFURA 5. CUBIERTA DEL MEDIDOR



f. Terminales (Cuchillas).

Están localizados en el estator y se extienden a través de la parte posterior de la base. En la figura 6 se muestran los terminales de un medidor.

FIGURA 6. TERMINALES DEL MEDIDOR.**g. Bases para la Instalación de un Medidor.**

Es la plataforma o el elemento sobre el cual se realiza el montaje físico del medidor. Existen diversos tipos de bases entre las más usuales tenemos: Base S, Base A, y Switchboard

➤ Base Socket.

Es la base de más común usada en el mercado, generalmente redonda y permite “enchufar” al medidor cuando se realiza su montaje e instalación. Medidores de todos los tipos (1F y 3F), de hasta 600 V y corrientes de hasta 320 A, son construidos para este tipo de configuración de base.

➤ **Base A.**

También llamada, caja de conexiones o Bottom Connected. Los medidores son montados sobre la superficie de una pared, o pedazo de madera.

La instalación de los conductores de servicio y los que van hacia la carga, se realiza a través de su caja de conexiones. Medidores con voltajes de hasta 480 V, y corrientes de hasta 100 A son construidos para este tipo de configuración de base. Estos Medidores pueden medir corrientes por encima de los 600 A y hasta 480 V.

➤ **Switchboard.**

Su alambrado es similar a cualquier otro medidor, pero gracias al switch de prueba, se permite más fácilmente, instalar o remover al medidor.

1.4. CONSTANTES DE LOS MEDIDORES.

Los medidores traen en sus placas de identificación varias constantes que resultan de mucha utilidad a la hora de realizar pruebas de ensayo o calibraciones del equipo en mención, entre las principales tenemos:



K_h = Constante de vatios-horas (o constante de revoluciones del disco) es el número de vatios-horas por revolución del disco del contador.

PK_h = Constante de vatios-horas del primario (vatios-horas por revolución del disco, capacidad del primario) = $K_h \times TF$.

R_r = Relación del mecanismo integrador (vueltas del tornillo sin fin del mecanismo integrador por cada revolución de la aguja indicadora más rápida (puntero de la derecha).

R_s = Reducción del engranaje del eje (relación entre el eje del rotor y la rueda dentada de acoplamiento) NOTA: R_s se designaba anteriormente como G_r

R_g = Relación de engranajes (número de revoluciones del disco para producir una revolución de la aguja indicadora más rápida (puntero de la derecha).

TF = Factor de Transformación = $CT \times PT$

K_r = Factor del mecanismo integrador (o constante de relojería).

Multiplicar por K_r para obtener el total de kilovatios-horas.

Usualmente $K_r = 1$; en medidores antiguos $K_r = 2, 4, 5, 10, 20, 40$

2. PROTOCOLO DE PRUEBA.

La prueba consiste en determinar el valor exacto de energía que está circulando por el medidor y contabilizando el número de vueltas del



mismo, verificar que el registrador o relojería indique el consumo de un Kilovatio-hora.

2.1 PROCEDIMIENTO DEL PROTOCOLO DE PRUEBA.

El Procedimiento de la prueba que se debe realizar, requiere del conocimiento de los datos técnicos básicos referidos al funcionamiento del medidor y las fórmulas relacionadas con la constante de la relojería. Al considerar que la **Kh** se relaciona con todas las variables del medidor, se plantea que la prueba que se debe realizar debe girar en torno a esta constante.

Como se considera que en condiciones normales de funcionamiento la carga del consumidor es variable, es probable que realizar esta prueba pueda tardar un tiempo considerable, por lo que se debe disponer de una carga fija aplicada al medidor para garantizar que dicha prueba se realice en el menor tiempo posible. Para obtener este consumo fijo en el medidor, se debe disponer de un equipo que posea una Carga Fantasma o Fuente Ficticia, así como de un dispositivo para contar el número de vueltas.

La realización de la prueba tendrá los siguientes pasos:



- a. Calcular el número de revoluciones para el registro deseado. En caso de que se desee un registro de varios Kilovatios-hora, se tomará el valor por la siguiente fórmula:

$$\text{Rev} = \frac{100 \times M \times \text{Kwh}}{k_h}$$

Donde:

M: es el multiplicador interno del medidor

KWH: es el número de Kilovatios-hora que se desea registrar.

- b. Desconexión de la carga del medidor.
- c. Conexión de la carga fantasma.
- d. Toma de lectura inicial.
- e. Establecimiento del número de revoluciones a contar, el cual dependerá del número de Kilovatios-hora que se desea obtener.
- f. Inicio del conteo de revoluciones.
- g. Toma de lectura final.
- h. Verificación de registro.



Para determinar si un medidor posee o no relojería intercambiada, se debe primeramente evaluar el historial de consumo del consumidor y compararlo con el consumo actual y con la cantidad y tiempo de uso de los artefactos que el consumidor posee. Cuando

se sospeche de un bajo consumo y que no existe coherencia entre estos tres valores, se debe proceder a realizar la prueba de relojería.

3. ERRORES LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.

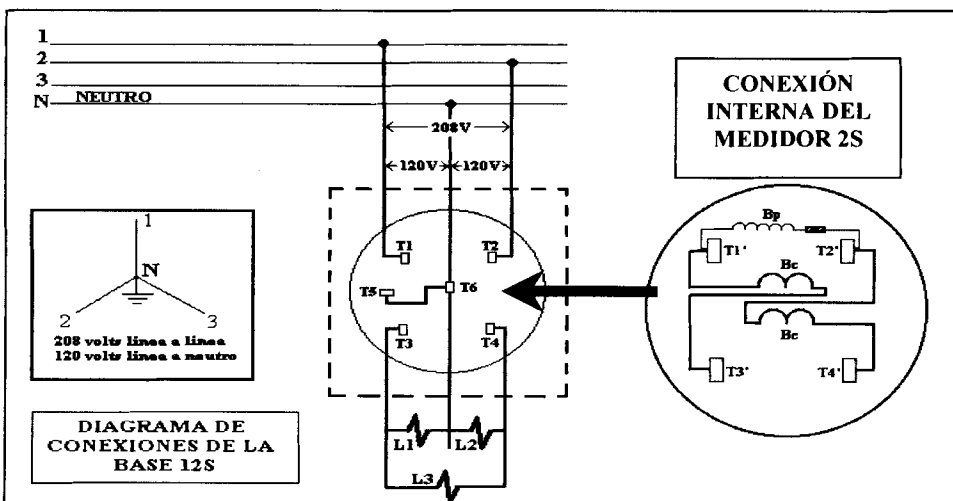
Se presentan algunas de las acciones erróneas en las que se podría incurrir al momento de instalar un medidor de energía; dependiendo de las conexiones eléctricas de la base y el servicio eléctrico que se presta, se trata de la selección incorrecta del medidor de energía para una base instalada.

3.1 MEDIDOR FM 2-S INSTALADO EN BASE TIPO 12-S.

Se tiene un medidor forma 2S y es instalado en una base tipo 12S con servicio 120/208 (V), tal como se muestra en la figura 7.

¿Cuál es el porcentaje de medición?

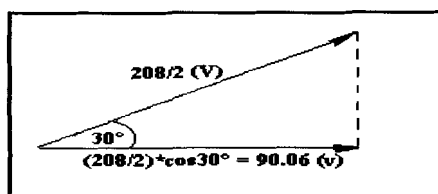
FIGURA 7. INSTALACION DE UN MEDIDOR FM 2S EN UNA BASE 12S.



El servicio eléctrico es de tres hilos a un nivel de voltaje de 120/208 Voltios, obtenido de un banco de transformadores conectados en estrella, con el neutro aterrizado; al instalar un medidor tipo 2S sobre una base tipo 12S, existirá un problema en la medición de energía dependiendo de la alimentación de la carga, por la siguiente razón:

Para las cargas L1 y L2; observamos que se encuentran alimentadas por la línea 1 y 2 respectivamente y con un neutro común, recibiendo 120 (V) cada una. Pero la bobina de potencial Bp del medidor 2S, censa un voltaje igual a la mitad del voltaje de línea a línea (208/2 V) referenciado 30°, como se observa en la figura 8.

FIGURA 8. INSTALACION DE UN MEDIDOR



El voltaje que censa la bobina de potencial (VBP) del medidor 2S es igual a:

$$\text{VBP} = (208/2) * \cos 30^\circ = 90.06 \text{ (V)}$$

El porcentaje de medición esta dado por la siguiente ecuación:

$$\% \text{ medición} = (\text{VBP}) / (\text{VRC}) * 100\% \quad (\text{ecu. 1})$$

Siendo:



VBP: Voltaje de la bobina de potencial

VRC: Voltaje que recibe la carga

Considerando la ecuación 1 tenemos que el porcentaje de energía censada a las cargas L1 y L2 es igual a:

$$\% \text{ medición} = (90.06 / 120) * 100\% = 75\%$$

Para la carga L3 el porcentaje de medición es igual a:

$$\% \text{ medición} = (208 / 208) * 100\% = 100\%$$

Resultados de % de medición:

Carga L1: 75%

Carga L2: 75%

Carga L3: 100%

Analizando los resultados podemos aducir que existirá una pérdida de energía del 25% para las cargas alimentadas con voltaje de línea a neutro, si se incurre en el error de instalar de un medidor tipo 2S sobre una base 12S.

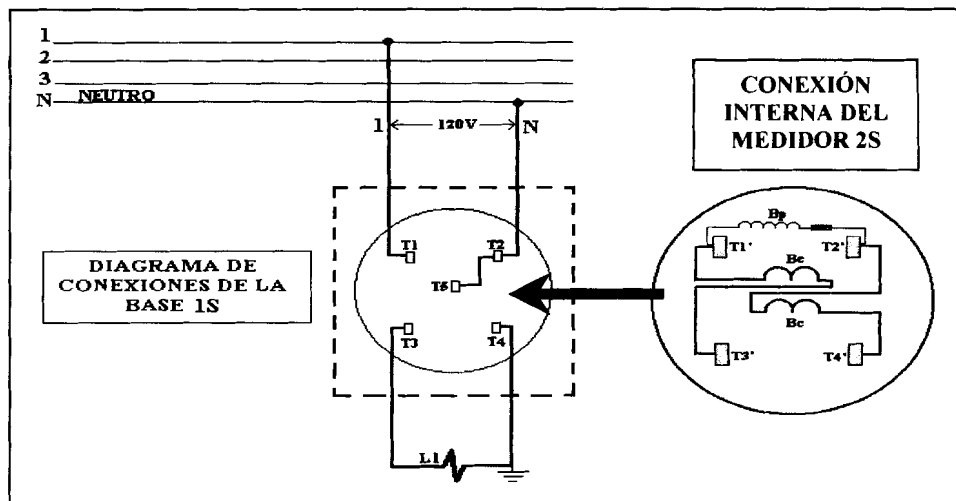
3.2 MEDIDOR FM 2-S INSTALADO EN BASE 1-S.

Se tiene un medidor de forma 2S y es instalado en una base tipo 1S con servicio 120 (V), tal como se presenta en la figura 9.

¿Cual es el porcentaje de medición?



FIGURA 9. INSTALACION DE UN MEDIDOR FM 2S EN UNA BASE 1S.



Dado el servicio de dos hilos a un nivel de voltaje de 120 Voltios entre los terminales T1 y T2 y al instalar un medidor tipo 2S sobre una base tipo 1S, existirá un problema en la medición de energía por la siguiente razón:

La carga L1 se encuentran alimentada por la línea 1 con un neutro, recibiendo 120 (V) entre los terminales T3 y T4 de la base. Pero la bobina de potencial **Bp** del medidor **2S** esta diseñada para recibir 240 (V) de línea a línea; considerando que un medidor de energía es un motor de inducción que varía su velocidad en función del voltaje de entrada; las revoluciones del disco del medidor 2S presentará una reducción en el siguiente porcentaje:

$$\% \text{ medición} = (VBP)/(VRC) * 100\% = 120/240 = 50\%$$

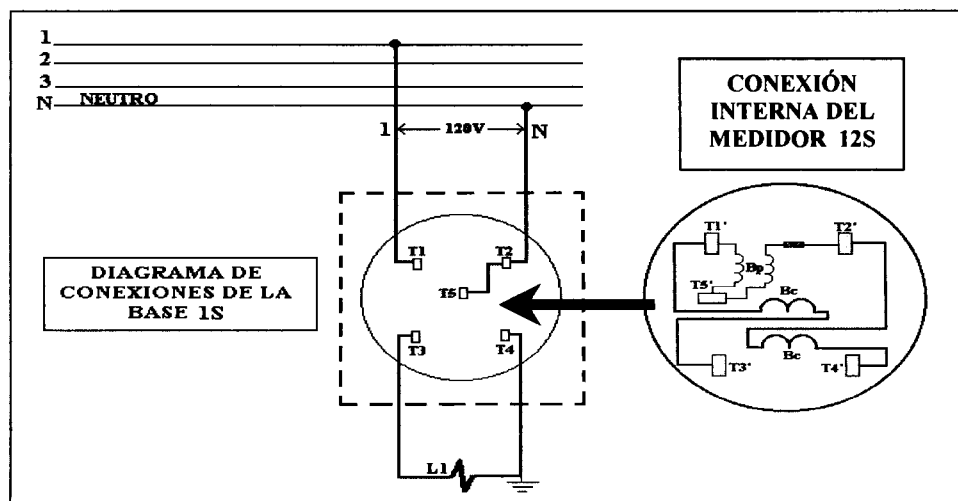
Al cometer el error de instalar un medidor de forma 2S sobre una base 2S, existirá una pérdida de energía del 50%.

3.3 MEDIDOR 12-S INSTALADO EN BASE 1-S.

Se tiene un medidor tipo 12S y es instalado en una base tipo 1S con servicio 120 (V), como se muestra en la figura 10.

¿Cual es el porcentaje de medición?

FIGURA 10. INSTALACION DE UN MEDIDOR FM 12S EN UNA BASE 1S.



El servicio eléctrico es de dos hilos a un nivel de voltaje de 120 (V) y al instalar un medidor tipo 12S sobre una base tipo 1S, **NO** existirán problemas en la medición de energía por la siguiente razón:

La carga L1 se encuentran alimentada por la línea 1 con un neutro, recibiendo 120 (V) entre los terminales T3 y T4. Pero 12S esta diseñado para trabajar en cualquier base.

A pesar de que las bobinas **Bp** están unidas en el terminal T5', al instalarlo en la base 1S, dicho terminal no se conecta con el neutro por tanto las dos bobinas combinadas reciben los 120 (V) entre los terminales T1' y T2' actuando como una sola bobina. Para demostrarlo aplicaremos la ecuación 1 de porcentaje de medición:

$$\% \text{ medición} = (VBP)/(VRC)*100\% = 120/120 = 100\%.$$

3.4 MEDIDOR 1-S INSTALADO EN BASE 2-S.

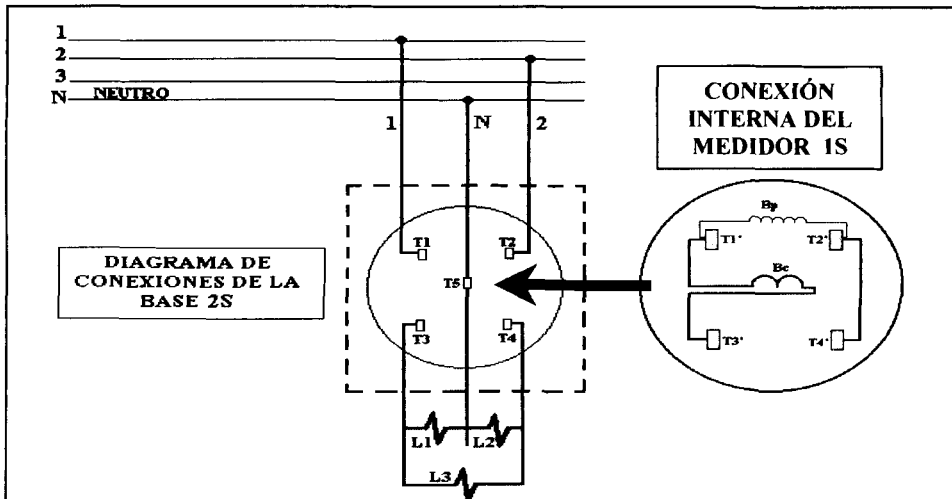
Se tiene un medidor tipo 1S y es instalado en una base tipo 2S servicio 120/240 (V), tal como se presenta en la figura 11.

¿Cual es el porcentaje de medición?

Dado el servicio de tres hilos a un nivel de voltaje de 120/240 (V) y al instalar un medidor tipo 1S sobre una base tipo 2S, existirán problemas en la medición de energía dependiendo de la conexión de la carga, por la siguiente razón:



FIGURA 11 INSTALACION DE UN MEDIDOR FM 1S EN UNA BASE 2S.



Para este caso hay que considerar que la bobina de potencial **Bp** del medidor **2S** esta diseñada para recibir 240 (V) de línea a línea y que un medidor de energía es un motor de inducción que varía su velocidad en función del voltaje de entrada.

Carga L1.- Esta carga se encuentra alimentada por la línea 1 a un nivel de voltaje de 120 (V), pero la señal que esta censando la bobina **Bp** que se encuentra entre los terminales **T1'** y **T2'** es de 240(v); si consideramos la característica de motor de inducción del medidor, al recibir mayor voltaje, mayor es el torque magnético y la potencia mecánica; el porcentaje de medición es igual a:

$$\% \text{ medición} = (VBP)/(VRC) * 100\% = 240/120 = 200\%.$$

Carga L2 .- Esta carga se encuentra alimentada por la línea 2 a un nivel de voltaje de 120 (V), pero la señal de corriente no es censada por el medidor S1, ya que no existe bobina de corriente entre los terminales T2'y T4'; a pesar de esto la carga sigue consumiendo energía; la potencia registrada es igual a:

$$\text{Potencia Registrada} = (\text{VBP})(\text{IBC}) \quad (\text{ecua. 2})$$

Siendo:

VBP: Voltaje de la Bobina de Potencial

IBC: Corriente de la Bobina de Corriente

Por tanto, la potencia que registra el medidor 1S en este caso

$$\text{Potencia Registrada} = 240(\text{V}) * 0(\text{A}) = 0 \text{ (watts).}$$



Carga L3: Esta carga se encuentra alimentada por las líneas 1 y 2 a un nivel de voltaje de línea a línea de 240 (V) y la bobina del medidor 1S recibe también 240(v) entre los terminales T1' y T2'; por tanto el porcentaje de medición es igual a:

$$\% \text{ medición} = (\text{VBP})/(\text{VRC}) * 100\% = 240/240 = 100\%.$$

Observaciones del Caso 4.

Analizando los resultados se puede aducir que existirá una mala medición para la carga L1 perjudicando al usuario; ya que el medidor registrará el doble de la energía que la carga está consumiendo. En el caso de la carga

L2 existirá pérdida de energía, perjudicando a la empresa distribuidora de energía; ya que el medidor no registra la energía que consume la carga. En el caso de la carga **L3** no existirá problemas en el registro de energía.

4. MANIPULACION DE LOS EQUIPOS DE MEDICION.

A continuación se analizarán los tipos de fraudes eléctricos que mas se cometen por parte de los consumidores. Así tenemos:

4.1 PUENTES DESPLAZADOS.

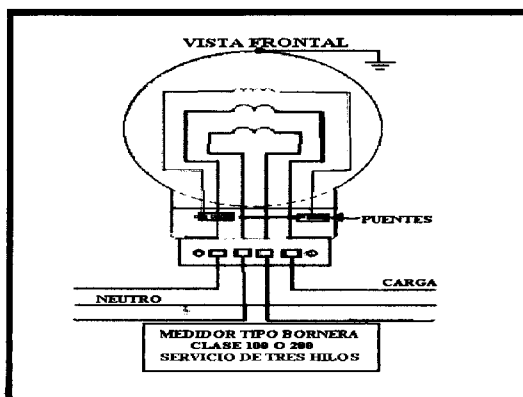
a. Características.

Consiste en el desplazamiento de los puentes ubicados en la parte exterior de las borneras de los medidores monofásicos, bifásicos y/o trifásicos. En la figura 12 se presenta este tipo de fraude.

b. Consecuencia:

Dependiendo del número de puentes desplazados, el medidor dejara de registrar un aproximado del 33%, 66%, o 100% de la energía consumida por el Consumidor. En los casos de los medidores monofásicos el medidor no trabaja, lo que permite reportarlo.

FIGURA 12. MEDIDOR MONOFASICO FM 2A, CON PUENTE DESPLAZADO.



c. Daños:

Violación de los sellos de la tapa bornera, y manipulación de los elementos de la bornera con riesgo de producirse cortocircuitos.

d. Posibilidad de detección del fraude:

Por tratarse de manipulación externa del medidor es fácil detectarlo y reportarlo.

e. Corrección:

Colocación de puentes internos.

4.2 DESCONEXIÓN BOBINAS INTERNAS.

a. Características:

Consiste en desconectar el puente de alimentación de una o más bobinas de potencial del medidor. En algunos casos se intercepta el conductor de la bobina de tensión colocándole un



suiche, con el objeto de controlar el giro del disco. Otra acción que realizan sobre el medidor es conectar uno de los extremos de la bobina de potencial con la carcasa del medidor, tal como se muestra en la figura13.

b. Consecuencias:

Idénticas a las indicadas en el tipo 1.

c. Daños:

Violación de sellos de aferición (tapa-medidor), y manipulación y corte cableado interno.



FIGURA 13. DESCONEXION DE LA BOBINA DE POTENCIAL.



d. Posibilidad de detección del fraude.

No es fácilmente detectable, sale por reporte de anomalías de consumo. Pero la evidencia queda.

e. Corrección:

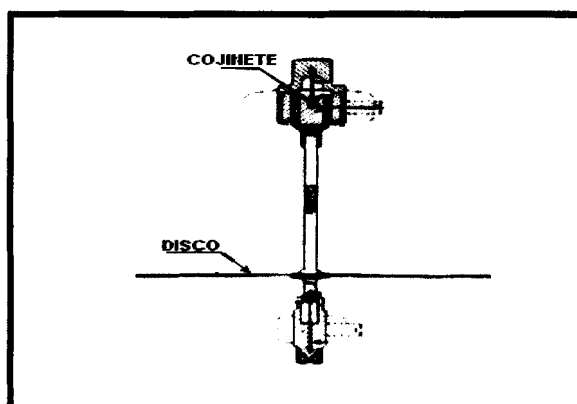
Reposición y/o conexionado del cable cuando lo permite.

4.3 COJINETE APRETADO.

a. Características.

Consiste en manipular los cojinetes sobre los que descansa el disco, apretándolo o, moviéndolo un poco, así aumenta la fricción que se ejerce sobre el disco y los cojinetes, lo que impide que el disco gire normalmente. En la figura 14 se muestra los cojinetes, superior e inferior, sobre el cual gira el disco.

FIGURA 14. COJINETES SOBRE EL CUAL GIRA EL DISCO.



b. Consecuencias:

Por lo general se deja de registrar mas del 45 % del consumo real del suscriptor.

c. Daños:

Violación de sellos de aferición (tapa medidor), y manipulación de partes internas del medidor.

d. Posibilidad de detección del fraude.

Difícil de detectar y de probar por cuanto se alega que es un error de aferición.

e. Corrección.

Uso de medidor con suspensión magnética.

4.4 CAMBIO DE CONSTANTE DE MEDICIÓN (REV/KWH).

a. Características.

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.

Consiste en sustituir en el integrador del medidor, las dos (2) ruedas o engranajes dentados que permiten arrastrar los números en el integrador por el movimiento del disco, tal como se muestra en la figura 15.

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 limitante que solo es posible realizar en medidores de la misma marca.



FIGURA 15. SISTEMA DE ENGRANAJE DEL REGISTRADOR.

El porcentaje de cambio de relación normalmente supera el 500 % pero se han encontrado casos más significativos, por ejemplo sustituir una relación de 187.5 Rev/Kwh. por otra de 1.200 rev/kwh. Los kwh dejados de facturar son considerables.

c. Daños.

Violación de sellos de aferición (tapa medidor), manipulación de partes internas del medidor (integrador), y sustitución de componentes.

d. Posibilidad de detección del fraude.

Difícil detectarlo, sale por reporte de anomalía de consumo, y solo mediante inspección por parte de personal calificado (aferidor con experiencia).

e. Corrección.

Solo queda restituir la relación original.

4.5 ENGRANAJE INTEGRADOR DAÑADO.

a. Características.

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 mas 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.

b. Consecuencias.

Se deja de facturar más del 50 % de la energía consumida por el suscriptor.

c. Daños.

Violación sellos de aferición (tapa medidor), manipulación de partes internas del medidor.

- Rotura de componentes del medidor (engranaje de plástico)

d. Posibilidad de detección.

Difícil de detectar, sale por reporte de anomalías de consumo, pero la evidencia es inmediata.

e. Corrección.

Sustitución de medidor con integrador de engranajes metálicos.

4.6 PUENTE EN LA BORNERA (BASE).

Consiste en instalar un puente por la parte posterior de la bornera, haciendo un by-pass a una o ambas bobinas de corriente. En este caso la mayor corriente circulará por la vía de menor resistencia (el puente) dejando de registrar un alto porcentaje de la energía consumida.

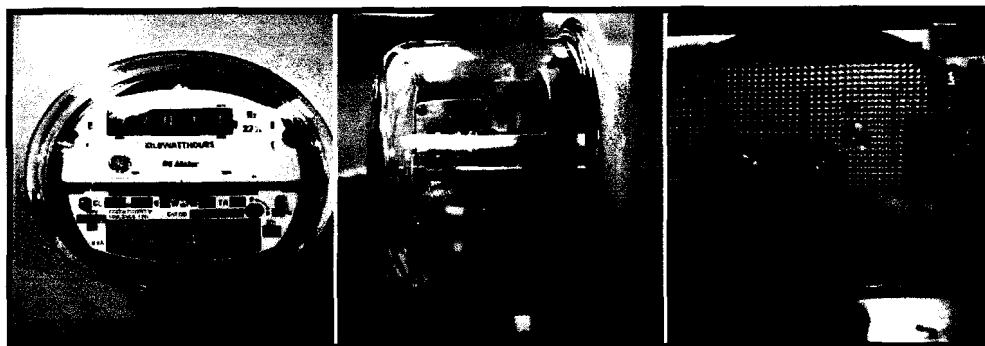
4.7 OTROS TIPOS DE FRAUDES.

a. Características.

Se trata de métodos mas rudimentarios, como por ejemplo, perforación mínima de la cubierta (TV) del medidor para introducir alambres muy finos que impiden el funcionamiento normal del equipo, otros 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. En la figura 16 se muestra como realizan este tipo de fraude.



FIGURA 16. PERFORACION DE LA CUBIERTA DEL MEDIDOR.



4.8 EL FRAUDE LEGAL.

Es un tipo de fraude de monta mayor, íntegramente administrativo y que tiende a generalizarse por la ineficacia de los controles de la empresa distribuidoras del servicio.

f. Característica.

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. El medidor no presenta signos de violación, simplemente se atrasa la lectura.

g. Consecuencias.

Se deja de facturar más del 50 % de la energía consumida por el cliente.

h. Daños:

Manipulación de parte interna del medidor (integrador).

i. Posibilidad de detección.

Sale por denuncia cuando se "rompe el convenio".

j. Corrección.

Por lo general se sustituye el contador.





GLOSARIO

AGENDA DE FACTURACIÓN.- Agenda electrónica del software Zeus, donde se registran el Ciclo, Fecha de apertura, Fecha de toma de lectura, Fecha de liquidación, Fecha de emisión, Fecha de vencimiento, Fecha de cierre del ciclo y el estado del ciclo, para poder observar como se desarrolla el proceso cronológicamente.

CONSUMIDOR.- Persona natural o jurídica, que acredite dominio sobre una instalación que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el distribuidor, dentro del área de la concesión. Incluye al Consumidor Final y al Gran Consumidor.

CICLO.- Es un conjunto de libros de lectura, que corresponden a una zona de consumidores determinada, que se encuentran dentro del área de la concesión de una empresa de distribución de energía eléctrica.

CODIGOS DE OBSERVACION.- Códigos creados por la compañía de toma de lectura, para identificar ciertas anomalías al momento de tomar la lectura que registra el medidor de un consumidor.

HISTORIAL DE CONSUMO: Informe efectuado por el programa (Zeus Eléctrico) correspondiente a los consumos registrados por el cliente durante el último año.

LIBROS DE LECTURAS .- Libros donde se realiza el registro del valor que presenta el *registrador del medidor* (energía) y código de observaciones; además en dichos libros consta los datos pertenecientes al libro(ciclo, zona, sub-zona y número); datos de los consumidores (orden de enrutamiento, código, nombre, tarifa, poste y dirección); datos del medidor (número, marca, serie y tipo).

LIBRO DE CRITICAS.- Libro generado automáticamente por el programa de comercialización (software Zeus eléctrico), donde constan las lecturas no tomadas, nuevos usuarios, lecturas erróneas (es decir cuando la lectura actual es menor que la anterior o excesivamente elevada.).

REGISTRADOR DEL MEDIDOR .- Es un mecanismo, el cual graba el número de revoluciones del eje del rotor.

RUTA.- Recorrido establecido para tomar la lectura que registran los medidores de los clientes que constan en el libro de lectura.

SERVICIO.- La utilización de la electricidad por parte del consumidor (según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico L.R.S.E.).

VALIDAR.- Acción de revisar a criterio una a una las lecturas Actuales del libro de crítica para ser aceptada, promediada o de ser necesario asignada.





BIBLIOGRAFÍA

1. ESTUDIO DEL CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A, Convenio INECCEL – ESPOL, Enero, 1999.
2. MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS, OLADE & VID, Volumen 1.
3. MODELO DE PLANIFICACIÓN DE NEGOCIOS APLICADO A PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS NO TÉCNICAS, CIER, Maracaibo, Octubre, 1999.
4. ESTUDIO DE PÉRDIDAS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A, Tesis de Grado FIEC – ESPOL, Ing. Whimper Sánchez – Kleber Morales, Enero, 2000.

5. PLANES DE RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, Compañía Anónima de Electricidad de los Andes, CADELA, Octubre, 1999.
6. NORMAS DE ACOMETIDAS, CUARTOS DE TRANSFORMADORES Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, NATSIM, EMELEC.
7. LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO.
8. REGLAMENTO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELECTRICO.
9. METODOLOGÍA PARA LA REALIZACIÓN DE PROGRAMAS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN MEDIDORES Y ACOMETIDAS DE LA C.A LA ELECTRICIDAD DE CARACAS, CIER, Maracaibo, Octubre, 1999.
10. DESPLIEGUE DE LA DIRECTRIZ REDUCIR Y CONTROLAR LAS PÉRDIDAS DE LA C.A ENERGÍA ELÉCTRICA DE BARQUISIMETO – ENELBAR, CIER, Maracaibo, Octubre, 1999.

