

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y
COMPUTACIÓN**

**“Plan Estratégico para la Reducción de Pérdidas
Comerciales de la Corporación para la
Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil”**

**TRABAJO DE GRADUACIÓN
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

PRESENTADO POR:

JOSÉ ALEXANDER ORTEGA MEDINA

**GUAYAQUIL - ECUADOR
2004**

DEDICATORIA

A mis padres quienes con su ejemplo de amor y perseverancia han influido en mi personalidad para poner el frenesí, dedicación y energías necesarias a fin de culminar este logro profesional.

A todas las personas que de forma directa e indirecta me brindaron su apoyo para la realización del mismo.

AGRADECIMIENTO

A la Santísima Virgen y a Dios quienes me han iluminado a lo largo de esta carrera universitaria así como toda la vida.

Mi agradecimiento y gran aprecio al Ing. Adolfo Salcedo Guerrero, Director de este Tópico por su invaluable ayuda.

A la Corporación Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, por todos los recursos facilitados: Entrevistas, información, equipos, personal, tiempo, etc., los que me han permitido desarrollar este trabajo y lograr un feliz término.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Miguel Yapur
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Ing. Adolfo Salcedo
DIRECTOR DE TÓPICO

Ing. Jorge Flores
VOCAL PRINCIPAL

Ing. Jorge Aragundi
VOCAL PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

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

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

JOSÉ ALEXANDER ORTEGA MEDINA

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo consiste en realizar un estudio de los procesos comerciales y administrativos: contratación e instalación, lectura y facturación, analizar la eficacia y eficiencia, identificar causas que originan pérdidas económicas y finalmente presentar un esquema mejorado de estos procesos que persiga disminuir el nivel de pérdidas actuales de la CATEG.

El capítulo 1 expone datos generales: estructura organizacional, área de servicio, infraestructura eléctrica, etc. de la principal entidad de este estudio, la CATEG anteriormente EMELEC Inc.

El capítulo 2 menciona acerca de las pérdidas de energía y su clasificación, factores influyentes en los niveles de pérdidas y consecuencias que originan, enfoca la intervención de sus componentes en el sistema de distribución, muestra la metodología de calcular el nivel de estas pérdidas en la CATEG y menciona acerca del plan de reducción actual y su nivel de alcance.

Los capítulos 3 y 4 estudian las gestiones administrativas de “Contratación e instalación del suministro de electricidad “ y “ Toma de lecturas y facturación de energía”, identifican desordenes e irregularidades, y se plantean esquemas mejorados basados en eliminación, modificación y suplantación de ciertos pasos mediante la implementación de nueva tecnología.

El capítulo 5 evalúa el funcionamiento de la tecnología a implantar, los costos en que se incurriría y los beneficios a obtener a medida que avance la implementación del plan propuesto.

El capítulo 6 desglosa la estrategia del plan: diagnóstico de la situación de la CATEG, define objetivos y alcances del proyecto, recursos básicos a utilizarse, listará prioridades y etapas de desarrollo.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VII
INDICE DE FIGURAS	XII
INDICE DE TABLAS	XIV
INDICE DE ANEXOS	XVI
INTRODUCCION	XVII
I. ASPECTOS GENERALES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ESTATUTO DE LA CATEG	2
1.3 LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE LA CATEG	5
1.3.1 Organigrama Administrativo	5
1.3.2 Área de Concesión y Cobertura de Servicio	6
1.3.3 Servicios que Ofrece	7
1.3.4 Distribución de Clientes.....	8
1.4 LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL SISTEMA GUAYAQUIL ..	9
1.4.1 Configuración y Características Generales	9
1.4.2 Puntos de entrega del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).....	12
1.4.3 Sistema de Subtransmisión a 69 KV	13
1.4.4 Subestaciones de Reducción	16
1.4.5 Alimentadoras Primarias	19
1.4.6 Características de Carga.....	22
1.5 SITUACIÓN TECNICO-COMERCIAL DE LA CATEG	30
1.5.1 Diagnóstico Técnico-Comercial	31
1.5.2 Balance de Energía	33
1.5.3 Cartera Vencida	35

1.5.4	Proyectos: “Plan de Construcción de Obras 2004”	37
II.	PERDIDAS DE ENERGÍA	45
2.1	INTRODUCCIÓN	45
2.2	CAUSAS Y EFECTOS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA	47
2.2.1	Gestión Técnica-Económica	47
2.2.2	Seguridad y Orden Social	50
2.2.3	Ética y Moral.....	52
2.3	CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	53
2.4	PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	55
2.4.1	Aspectos que Inciden en las Pérdidas Técnicas	56
2.4.2	Clasificación de las Pérdidas Técnicas	57
2.4.2.1	Pérdidas Fijas o Constantes	57
2.4.2.2	Pérdidas Variables con la Carga.....	58
2.4.3	Métodos de Reducción de las Pérdidas Técnicas	59
2.4.3.1	Alimentadoras Primarias	60
2.4.3.2	Trafos de Distribución	61
2.4.3.3	Circuitos Secundarios	61
2.4.3.4	Operación Económica del Sistema de Potencia	64
2.5	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (PNT)	65
2.5.1	Aspectos que Inciden en las PNT	66
2.5.2	Clasificación de las PNT.....	67
2.5.2.1	Pérdidas Sociales	67
2.5.2.2	Pérdidas Administrativas.....	68
2.5.3	Programa Actual de Reducción y Control de PNT	70
2.5.3.1	Evaluación Socioeconómica al área de concesión	72
2.5.3.2	Análisis del Mercado de Clientes	72
2.5.3.3	Estudio de la Regulación Ecuatoriana	72
2.5.3.4	Cuantificación y Cualificación de las PNT.....	73

2.5.3.5	Censo de Áreas Urbanas, Rurales y Marginales	74
2.5.3.6	Inspecciones de Suministros.....	75
2.5.4	Acciones del Programa de Reducción y Control de PNT	78
2.5.4.1	Normalizar a Ilegales de Zonas Marginales	78
2.5.4.2	Campañas de Corte	79
2.5.4.3	Inscripción de Clientes	80
2.5.4.4	Uso Racional de la Energía	80
2.5.5	Organización y Distribución de Medios	82
2.6	PÉRDIDAS GLOBALES DEL SISTEMA GUAYAQUIL	84
2.6.1	Nivel de Pérdidas	84
2.6.2	Costos	85
2.6.3	Valores Referenciales	86
III.	ESTUDIO DE LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS DE LA CATEG .	88
3.1	INTRODUCCIÓN	88
3.2	PROCESO DE CONTRATACION E INSTALACIÓN DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD	91
3.2.1	Límites y Observación del Proceso	91
3.2.2	Análisis de Tiempo y Eficiencia	100
3.2.2.1	Análisis del Tiempo	100
3.2.2.2	Análisis de la Eficiencia	104
3.3	PROCESO DE LECTURA Y FACTURACION DE ENERGÍA	106
3.3.1	Límites y Observación del Proceso	106
3.3.2	Análisis de Tiempo y Eficiencia	117
3.3.2.1	Análisis del Tiempo	117
3.3.2.2	Análisis de la Eficiencia	120
3.3.3	Análisis de Pérdidas	123

IV. REINGENIERÍA APLICADA A LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS DE LA CATEG COMO PLAN PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES	124
4.1 INTRODUCCIÓN.....	124
4.2 ANÁLISIS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD	126
4.2.1 Identificación de los Problemas dados en el Proceso	126
4.2.2 Propuesta para el Proceso de Contratación e Instalación	131
4.2.2.1 Nuevo Proceso Propuesto	131
4.2.2.2 Tiempo y Eficiencia del Proceso Propuesto	139
4.3 ANÁLISIS DEL PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA.....	145
4.3.1 Identificación de los Problemas dados en el Proceso	145
4.3.2 Propuesta para el Proceso de Lectura y Facturación.....	149
4.3.2.1 Nuevo Proceso Propuesto	150
4.3.2.2 Tiempo y Eficiencia del Proceso Propuesto.....	160
IV. EVALUACIÓN FUNCIONAL Y ECONÓMICA REINGENIERÍA APLICADA A LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS	164
5.1 INTRODUCCIÓN.....	164
5.2 EVALUACIÓN DEL PROCESO PROPUESTO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD	165
5.3 EVALUACIÓN DEL PROCESO PROPUESTO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA.....	170
5.3.1 Características Funcionales de la Tecnología Aplicada.....	171
5.3.2 Cuantía de la Tecnología a Implementar	179
5.4 INVERSIÓN Y RENTABILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES.....	179
5.4.1 Costos del Proyecto.....	180

5.4.2 Rentabilidad del Proyecto	182
VI. PLAN ESTRATÉGICO PROPUESTO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES DE LA CATEG.....	184
6.1 INTRODUCCIÓN.....	184
6.2 ANTECEDENTES.....	185
6.3 OBJETIVOS GENERALES.....	186
6.4 ALCANCE GENERAL DEL PROYECTO.....	187
6.5 ELEMENTOS BÁSICOS PARA EMPRENDER EL PROYECTO.....	188
6.6 LISTA DE PRIORIDADES	189
6.7 DEFINICIÓN ESTRATÉGICA DEL PROYECTO.....	190
6.7.1 Estructura	190
6.7.2 Etapas	193
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	194
ANEXOS	203
APENDICES.....	253
BIBLIOGRAFIA	298

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1.1. ORGANIGRAMA DE LA CATEG.....	5
FIGURA 2.1. ÁREA DE CONCESIÓN DE LA CATEG.....	6
FIGURA 2.2. CURVA DE CARGA DIARIA DEL SISTEMA-DIA NORMAL .	22
FIGURA 3.1. ENERGÍA NETA CONSUMIDA POR EL SISTEMA	23
FIGURA 1.5. CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	24
FIGURA 1.6. CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	24
FIGURA 1.7. CURVA DE CARGA ALIMENTADORA RESIDENCIAL	27
FIGURA 1.8. CURVA DE CARGA ALIMENTADORA INDUSTRIAL	28
FIGURA 1.9. CURVA DE CARGA ALIMENTADORA COMERCIAL	29
FIGURA 2.1. CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	54
FIGURA 2.2. EFICIENCIA DE TRAFOS	62
FIGURA 2.3. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE CLIENTES.....	73
FIGURA 2.4. MUESTRA DE FORMATO DE INSPECCIÓN.	77
FIGURA 2.5. ORGANIZACIÓN.....	82
FIGURA 2.6. DISTRIBUCIÓN DE MEDIOS	82
FIGURA 2.7. ESQUEMA CONCEPTUAL DEL PROYECTO	83
FIGURA 3.1. FLUJO DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN ACTUAL.....	99
FIGURA 3.2. PORCENTAJE DE INCIDENCIA DE CADA UNO DE LOS PASOS EN EL ACTUAL PROCESO DE CONTRATACIÓN.....	105
FIGURA 3.3. FLUJO DEL PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN	116
FIGURA 3.4. CRONOGRAMA MENSUAL DE DURACIÓN DE CICLOS.	120
FIGURA 3.5. PORCENTAJE DE INCIDENCIA DE CADA UNO DE LOS PASOS EN EL DE LECTURA Y FACTURACION DE ENERGIA	122

FIGURA 4.1. CURVA DE TIEMPO MEDIO EN QUE SE EFECTUA EL PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DE MEDIDORES.....	129
FIGURA 4.2. FLUJO DEL NUEVO PROCESO DE CONTRATACIÓN	139
FIGURA 4.3. PORCENTAJE DE INCIDENCIA DE CADA UNO DE LOS PASOS EN EL PROCESO PROPUESTO DE CONTRATACIÓN	143
FIGURA 4.4 CURVA DE TIEMPO MEDIO EN QUE SE EFECTÚA EL PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA	148
FIGURA 4.5. FLUJO DEL NUEVO PROCESO DE LECTURA FACTURACIÓN	159
FIGURA 4.6. PORCENTAJE DE INCIDENCIA DE CADA UNO DE LOS PASOS EN EL DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA	163

INDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1.1. SERVICIOS PRESTADOS POR LAS DIFERENTES DEPENDENCIAS DE LA CATEG.....	7
TABLA 1.2. USUARIOS REGULARIZADOS HASTA EL 2003	8
TABLA 1.3. FACTURACIÓN DE ENERGÍA A CLIENTES.....	8
TABLA 1.4. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DEL SISTEMA GUAYAQUIL	11
TABLA 1.5. PUNTOS DE ENTREGA DEL MEM A LA CATEG	12
TABLA 1.6. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE 69KV	14
TABLA 1.7. CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS DE 69 KV.....	15
TABLA 1.8. CAPACIDAD INSTALADA EN TODAS LAS SUBESTACIONES DE REDUCCIÓN DEL SISTEMA GUAYAQUIL.....	18
TABLA 1.9. SUBESTACIONES Y ALIMENTADORAS DEL SISTEMA GUAYAQUIL.....	21
TABLA 1.10. DATOS DE CARGA DE UNA SUBESTACIÓN.....	25
TABLA 1.11. DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA EN 2003	33
TABLA 1.12. BALANCE DE ENERGÍA EN 2003.....	34
TABLA 2.1. PÉRDIDAS DEL SISTEMA GUAYAQUIL AL 2003.....	84
TABLA 2.2. COSTOS GLOBALES DE PÉRDIDAS	85
TABLA 2.3. DESGLOSE DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS a	86
TABLA 2.4. VALORES REFERENCIALES DE PÉRDIDAS.....	87
TABLA 3.1. HOJA DE TRABAJO-CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO	101
TABLA 3.2. EXTRACTO DE REPORTES DE CALIDAD	103
TABLA 3.3. CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DE SUMINISTRO	104
TABLA 3.4. HOJA DE TRABAJO DEL CICLO LECTURA Y FACTURACIÓN.....	108

TABLA 3.5.	CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA.....	121
TABLA 3.6.	NOVEDADES DE LECTURA.....	123
TABLA 3.7.	PÉRDIDAS POR ERROR DE LECTURA Y FACTURACIÓN.....	123
TABLA 4.1.	PASOS DE TIEMPO INÚTIL DEL ACTUAL PROCESO	130
TABLA 4.2.	HOJA DE TRABAJO-CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO	141
TABLA 4.3.	CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO PROPUESTO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DE SUMINISTRO	142
TABLA 4.4.	PASOS CON MAYOR TIEMPO DE CONSUMO.....	149
TABLA 4.5.	HOJA DE TRABAJO - LECTURA Y FACTURACIÓN.....	160
TABLA 4.6.	CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO PROPUESTO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA	162
TABLA 5.1.	COSTO EN IMPLEMENTACIÓN DE SOFTWARE.....	180
TABLA 5.2.	COSTO EN IMPLEMENTACIÓN DE HARDWARE	180
TABLA 5.3.	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	181
TABLA 5.4.	RECUPERACIÓN EN EL PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DE SUMINISTRO	182
TABLA 5.5.	RECUPERACIÓN EN SUELDOS.....	183
TABLA 5.6.	RECUPERACIÓN EN EL PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA	183

INDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1.1. Cobertura del suministro eléctrico en la Prov. del Guayas ...	204
ANEXO 1.2. Diagrama de una Línea de 69 Kv. del Sistema Guayaquil....	207
ANEXO 2.1. Casos de Errores Comunes en Conexiones de Medidores que Inciden en el Registro de Energía Eléctrica	208
ANEXO 2.2. Hurto de Energía	215
ANEXO 2.3. Consejos para el Uso Eficiente de la Energía.....	222
ANEXO 3.1. Requisitos para Solicitud de Servicios	226
ANEXO 3.2. Contrato de Suministro de Servicio de Electricidad	228
ANEXO 3.3. Funciones del Sistema Comercial.....	232
ANEXO 3.4. Normalización de Módulos en Instalación de Medidores	237
ANEXO 3.5. Pliego Tarifario de Empresas Eléctricas	242
ANEXO 3.6. Muestra de Agenda de Facturación Mensual para Clientes Masivos	251
ANEXO 3.7. Muestra de una Ruta de Lectura	252

INDICE DE APENDICES

APÉNDICE A. Metodología Utilizada para el Cálculo de Pérdidas de Potencia y Energía del Sistema Guayaquil.....	254
APÉNDICE B. Metodología para la Reingeniería de Procesos.....	265
APÉNDICE C. Metodología para la Reingeniería de Procesos	286

INTRODUCCIÓN

Este proyecto se realizó en respuesta a la importancia del tema de pérdidas, ya que el alto nivel que registran las empresas eléctricas en el Ecuador nos indican niveles inadmisibles de ineficiencias administrativas, es decir en su eficiencia y optimización de recursos, producto de la presencia de administraciones políticas, lo cual ha conllevado a la dificultad de elaborar planes a largo plazo que coadyuven a la reducción de dichas pérdidas y a efectuar cambios que permitan ofrecer un mejor servicio a los usuarios.

Generalmente las pérdidas no técnicas representan el problema más grave, y en ello inciden muchos factores: comercialización, fraude, lentitud en que se ejecutan las instalaciones y otros que se detallan en este proyecto. Dichos factores son transferidos al usuario facturando una tarifa no real, ya que las empresas tienen que comprar una energía adicional para suplir la demanda. Así nosotros los usuarios somos los que costamos dichas pérdidas. La rentabilidad de una distribuidora se logra al facturar y cobrar la energía comercializada, siendo por ello importante que la misma cuenten con planes de acción que faciliten la integración de todas las dependencias Técnico-Administrativas en función de reducir la energía dejada de facturar.

Como autor estoy consciente de que existen empresas en el medio con experiencia y resultados en el tema de reducción de pérdidas que pueden elaborar mejores planes de acción, además de que debido a la situación actual no se puede realizar inversiones en todas las áreas de una empresa, pero con pequeñas inversiones en lugares estratégicos se puede recuperar dicha inversión hasta en un corto plazo. Dejo a criterio de la CATEG el análisis de su situación y la implementación del plan de reducción de pérdidas que en este estudio se propone.

CAPÍTULO 1

ASPECTOS GENERALES

1.1 INTRODUCCIÓN.

Este capítulo expone datos generales de la principal entidad de este estudio, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil anteriormente Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC). Generalidades que abarcan: Estructura organizacional, área de servicio, infraestructura eléctrica del Sistema Guayaquil, etc.

La energía eléctrica, según lo establece la Constitución de la República del Ecuador, es uno de los bienes y/o servicios que como derecho todo ciudadano ecuatoriano puede disponer y demandar. Pudiendo así, exigir la óptima calidad del servicio solicitado a la Empresa Distribuidora. Para este efecto, desde 1925 hasta el 2000, la concesión para la prestación del servicio de energía eléctrica en Guayaquil estaba en manos de EMELEC Inc., compañía constituida en Maine, Estados Unidos.

Mediante Resolución No. 034/00 de 23 de marzo de 2000, el Estado Ecuatoriano, por intermedio del CONELEC, declaró definitivamente terminada la operación de distribución y comercialización de energía de EMELEC Inc. en el área de concesión Guayaquil de 1.400 km². y comenzaron las diferentes administraciones temporales para la distribuidora .

La CATEG, quien se constituye el 8 de Agosto de 2003 mediante decreto ejecutivo dado en el Palacio Nacional en Quito, se compromete para con su área de concesión brindar un servicio eléctrico normal, continuo y con el mínimo de interrupciones en el sistema.

1.2 ESTATUTO DE LA CATEG.

Art. 1.- La "Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil" que se crea de acuerdo con las normas del Código Civil, es una persona jurídica de derecho privado, con finalidad pública, sin fines de lucro, con patrimonio y fondos propios, con domicilio en la ciudad de Guayaquil, con capacidad para ejercer derechos y contraer obligaciones, que se rige por las disposiciones del Título XXIX, del Libro. 1 del Código Civil y el presente estatuto.

Art. 2.- Previa resolución del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), la "Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil", se encargará de administrar el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica para el área de concesión Guayaquil y la actividad de generación y llevará a cabo todas las acciones necesarias a fin de prestar el servicio público indicado, para lo cual, utilizará los bienes, instalaciones y demás recursos afectados al servicio público y que sean necesarios para cumplir su objetivo, sin perjuicio de la obligación de reconocer a favor de los propietarios, los pagos a que tuviere derecho por el uso que se haga de sus propiedades.

Art. 3.- Adicionalmente le corresponde a la "Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil", llevar a cabo todas las acciones necesarias a fin de que el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el área de concesión Guayaquil y la actividad de generación, responda a principios de alta calidad y confiabilidad, que garantice el desarrollo económico y social de Guayaquil y cumpla sus obligaciones con el mercado eléctrico mayorista.

Art. 4.- La representación legal, judicial y extrajudicial de la "Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil", será ejercida por el administrador temporal, designado por el CONELEC. El administrador temporal deberá cumplir entre otras, con las disposiciones de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, sus reglamentos y regulaciones, y resoluciones del Directorio del CONELEC.

Art. 5.- La "Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil", se disolverá una vez que el CONELEC, otorgue las concesiones respectivas a los nuevos concesionarios y éstos inicien su operación.

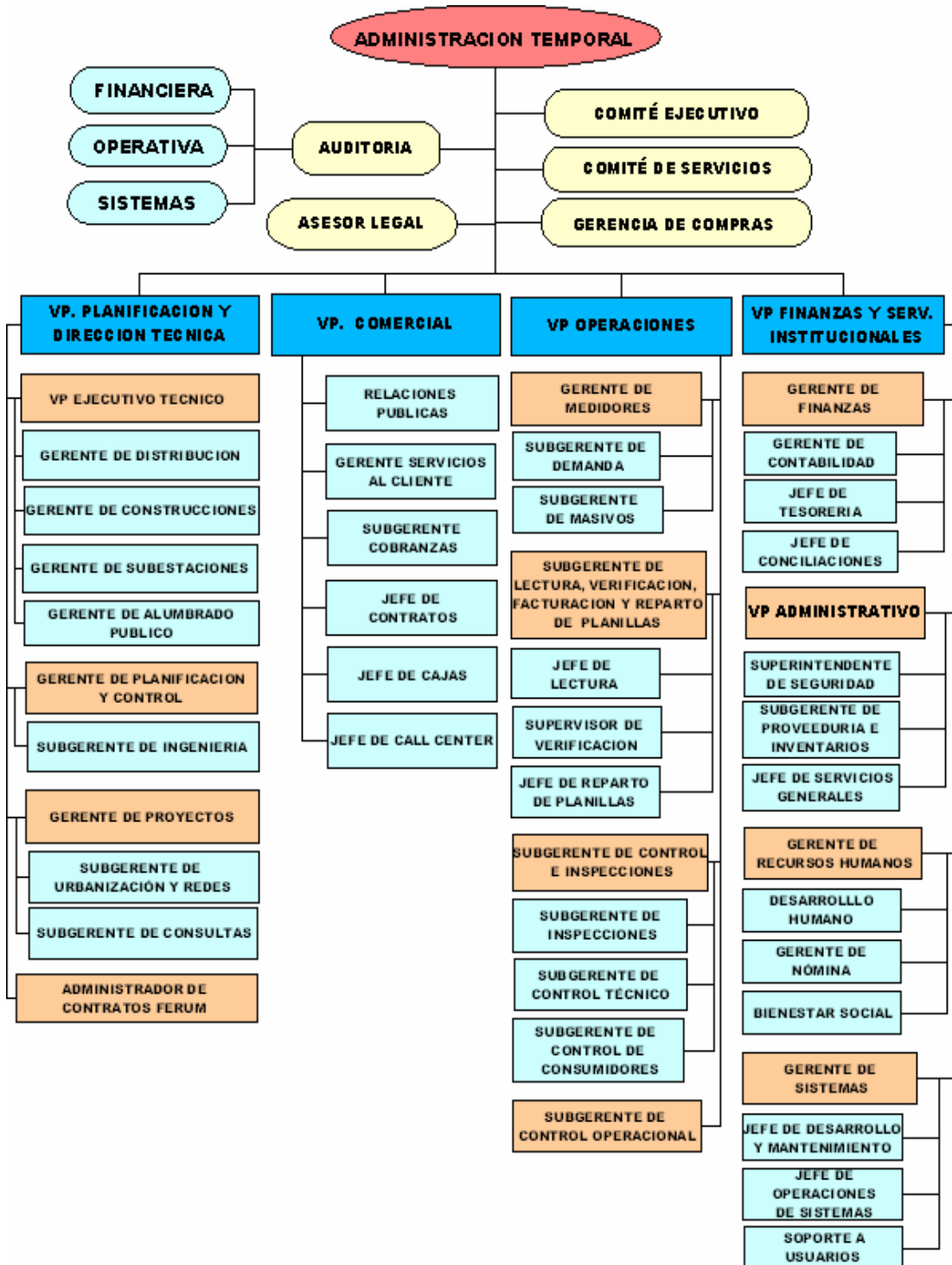
Art. 6.- Con la autorización del CONELEC y previa a su disolución, la "Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil", transferirá a los nuevos concesionarios todos sus activos, pasivos y resultados de su gestión.

Art. 7.- Este decreto ejecutivo regirá a partir de la presente fecha, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial. Dado en el Palacio Nacional, en Quito, a los 8 días del mes de agosto de 2003.

1.3 LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE LA CATEG.

1.3.1 Organigrama Administrativo.

FIGURA 1.1. ORGANIGRAMA DE LA CATEG.



1.3.2 Área de Concesión y Cobertura de Servicio.

El área total de concesión de la CATEG es de 1.400 Km² la misma que cubre el área urbana y suburbana extendiéndose hasta el Km. 33 vía a la Costa, hasta el Km. 26 vía a Daule por el Norte y hasta el Estero Cobina por el Sur.

FIGURA 1.2. ÁREA DE CONCESIÓN DE LA CATEG.



Guayaquil es el área más concentrada del país con 226.570 Km² de superficie y cuya población es de 2'233.395 Hbts. Siendo el porcentaje de cobertura de suministro eléctrico de 96,98% en la Provincia del Guayas, según resumen censal que se muestra en el Anexo 1.1.

1.3.3 Servicios que Ofrece.

Varios de los servicios que prestan las diferentes dependencias de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil se muestran en la Tabla 1.1.

TABLA 1.1. SERVICIOS PRESTADOS POR LAS DIFERENTES DEPENDENCIAS DE LA CATEG.

SERVICIOS QUE PRESTA LA CORPORACIÓN ADMINISTRACION TEMPORAL ELECTRICA DE GUAYAQUIL								
DESCRIPCION DEL SERVICIO	DEPARTAMENTO Y/O AREA PROVEEDORA DEL SERVICIO							
	AP	COB	CON	DIST	FACT	INSP	MED	SC
1	Contratación							
2	Cambio de luminarias							
3	Cambio de medidores							
4	Cambio de nombre de propietario de medidor							
5	Cambio de postes							
6	Contribución por servicios varios							
7	Convenios de pagos							
8	Devolución de depósitos							
9	Ejecución de cuentas							
10	Ejecución de proyectos a través de convenios							
11	Extensiones de redes (Transmisión/Distribución)							
12	Inspección							
13	Instalación de nuevas luminarias							
14	Instalación de nuevos medidores							
15	Instalación de nuevos postes							
16	Instalación de transformadores							
17	Mantenimiento de transformadores							
18	Pago a través de agencias y/o bancos.							
19	Reclamos por facturación							
20	Reclamos por fallas en el servicio							
21	Reconocimiento de indemnizaciones							
22	Reubicación de luminarias							
23	Reubicación de medidores							
24	Reubicación de postes							
25	Servicios eventuales directos							
26	Suspensiones del servicio							

Nomenclatura: Alumbrado Público: **AP** | Facturación : **FACT**
 Cobranzas : **COB** | Inspecciones : **INSP**
 Construcciones : **CON** | Medidores : **MED**
 Distribución : **DIST** | Servicio al cliente : **SC**

1.3.4 Distribución de Clientes

La CATEG en el área urbana tiene concentrado el 99% del total de sus 400.105 abonados, los mismos que se encuentran distribuidos según su demanda. Ver Tabla 1.2.

TABLA 1.2. USUARIOS REGULARIZADOS HASTA EL 2003.

GRUPOS DE TARIFAS	CLIENTES	
	CANTIDAD	%
Residencial	340.722	85,16%
Comercial	54.709	13,67%
Industrial	3.019	0,75%
Otros	1573	0,39%
Alumbrado Público	82	0,02%
TOTAL	400.105	100%

La energía facturada en Kwh. hasta el mes de Diciembre de 2003 según el tipo de usuario se muestra en la Tabla 1.3.

TABLA 1.3. FACTURACIÓN DE ENERGÍA A CLIENTES.

GRUPOS DE TARIFAS	ENERGIA FACTURADA	
	kWh	%
Residencial	59.748.646	30,59%
Comercial	54.065.886	27,68%
Industrial	52.217.323	26,73%
Otros	22.394.981	11,46%
Alumbrado Público	6.912.207	3,54%
TOTAL	195.339.043	100%

1.4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL SISTEMA GUAYAQUIL

Los numerosos y extensos sistemas de distribución en todo el mundo pueden ser aéreos y/o subterráneos y estos a su vez pueden tener un recorrido radial o en anillo, la presente parte señalará únicamente los sistemas de distribución radiales.

1.4.1 Configuración y Características Generales.

El Sistema Distribución Guayaquil tiene una configuración radial, (excepto la Cdla. Santa Cecilia cuya configuración es en anillo) de cuya operación, distribución y comercialización se encarga la CATEG. Este sistema actualmente está constituido por 7 puntos de recepción de energía a 69 KV del Mercado Eléctrico Mayorista, para lo que tiene una red de Sub-transmisión de 69 KV la misma que da servicio a las subestaciones de transformación reductoras.

De las barras de cada una de las subestaciones es de donde nacen las diferentes alimentadoras trifásicas de 13.8 KV, quienes se encargan de transportar la energía eléctrica a varios puntos de carga de su área de concesión. A estas alimentadoras se las denomina alimentadoras principales o troncales; de las cuales parten derivaciones o ramales que a

su vez pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos. Además de estos mismos ramales trifásicos o bifásicos pueden partir subramales bifásicos o monofásicos respectivamente. Estos ramales o subramales energizan los transformadores reductores de 13.8 KV a 120-240 V, alimentando así a los circuitos secundarios, para finalmente hacer la entrega de energía hasta los puntos de recepción del usuario final.

A lo largo de toda la alimentadora, ramal o subramal, existen dispositivos de protección (fusibles para transformadores y/o arranques, reconectores automáticos de circuito, seccionadores e interruptores); los mismos que operan para poder aislar fallas para cualquier evento de sobrecorriente o sobrevoltaje que ocurra en algún lugar del sistema.

El reconector automático, es el primer dispositivo de protección de la alimentadora y está ubicado en la subestación. Los rayos son los principales causantes de sobrevoltajes en el sistema de distribución, para ello la protección contra sobrevoltajes la dan pararrayos de 10 KV (voltaje de línea a neutro).

Los puntos de interconexión a nivel de 69KV y 13.8KV tienen instalados interruptores cuya operación se la hace por medio de un manubrio ubicado en la parte posterior de los postes y equipados con rompe carga para la operación bajo carga. Generalmente se encuentran en la posición normalmente abierto y su operación se la hace bajo condiciones de emergencia. Hay muchos interruptores cerrados que sirven para seccionar carga de una alimentadora. Además, hay cuchillas para el seccionamiento, las cuales se las puede abrir con la alimentadora en frío.

La Tabla 1.4 resume datos de los elementos constitutivos del sistema de distribución hasta Diciembre del 2003.

TABLA 1.4. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DEL SISTEMA GUAYAQUIL.

ELEMENTO	CANTIDAD	LONGITUD	CAPACIDAD
Líneas de Subtransmisión	18	167,45 Km.	39 – 72 MVA
Subestaciones	29	----	750 MVA
Trafos de Poder (Y- D)	39	----	10 – 24 MVA
Alimentadoras Primarias	130	1154,34 Km.	----
Redes Secundarias	14.962	2.702,13 Km.	----
Trafos de Distribución	14.962	----	648,73 MVA
Acometidas y Medidores	22.728	2.386,44 Km.	----
Luminarias	92.235	----	15.89 MW

1.4.2 Puntos de entrega del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

La CATEG, para suministrar el servicio de energía eléctrica a toda la ciudad de Guayaquil y sectores aledaños, recibe la energía eléctrica del MEM en 7 puntos de entrega se detallan en la Tabla 1.5.

TABLA 1.5. PUNTOS DE ENTREGA DEL MEM A LA CATEG.

PUNTOS DE ENTREGA DE ENERGIA ELECTRICA DEL MEM PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCION GUAYAQUIL		
Electroecuador	1	Central Termoeléctrica Álvaro Tinajero
	2	Central Termoeléctrica Aníbal Santos
	3	Central a Vapor Guayaquil (sin generar)
Transelectric	4	S/E Gonzalo Cevallos
	5	S/E Pascuales
	6	S/E Policentro
	7	S/E Trinitaria

Como muestra el recuadro, el Sistema Guayaquil cuenta con tres puntos de generación propia de energía (Electroecuador) y cuatro puntos de compra de energía en bloque al Sistema Nacional Interconectado (Transelectric).

La Planta Termoeléctrica Álvaro Tinajero cuenta 2 unidades con una capacidad instalada total de 78 Mw. Una unidad con una capacidad de 40 Mw. y otra de 38 Mw.

La Planta Termoeléctrica Aníbal Santos cuenta con cinco turbinas a gas con una capacidad instalada total de 106.5 Mw. Dos turbinas generadoras de 21Mw., y tres unidades de 21.5 Mw.

La Planta Vapor Guayaquil cuenta con cuatro unidades a vapor y una turbina a gas, la capacidad instalada es 43.5 Mw. Dos unidades de 5 Mw., dos unidades de 10 Mw. y una turbina a Gas de 13.5 Mw. Actualmente no genera por obsolescencia.

1.4.3 Sistema de Subtransmisión a 69 KV

El Sistema Guayaquil cuenta actualmente con 18 líneas de subtransmisión a 69 KV con un total de 163,19 Km. de línea por conductor, siendo sus calibres los siguientes 477 MCM 26/7 ACSR, 477 MCM 18/1 ACSR, 336.4 MCM 18/1 ACSR, 4/0 AWG 6/1 ACSR, 4/0 AWG AL 5005, 465.4 MCM 5005, 2/0 ACSR.

La Tabla 1.6. muestra la longitud de las líneas de subtransmisión así como el calibre de los conductores y las subestaciones a las que dan servicio dichas líneas.

TABLA 1.6. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE 69KV.

CARACTERÍSTICAS DE LAS LINEAS DE 69 KV					
SUBTRANSMISION	LONGITUD	CALIBRE DE LOS	SUBESTACIONES	TOTAL DE	
No.	NOMBRE	EN KM	CONDUCTORES	SERVIDAS	LINEA EN KM
1	GUASMO	6,35	477 MCM 26/7 ACSR	GUASMO PORTUARIA	12,05
		4,55	4/0 AWG 6/1 ACSR		
		1,15	2/0 ACSR		
2	PRADERA	5,97	477 MCM 26/7 ACSR	PRADERA	6,4
		0,43	4/0 AWG 6/1 ACSR		
3	CHAMBERS	6,58	477 MCM 26/7 ACSR	PADRE CANALS PUERTO LIZA	8,6
		0,27	4/0 AWG 6/1 ACSR		
		1,58	4/0 AWG AL 5005		
4	MOLINERA	5,71	477 MCM 26/7 ACSR	EL UNIVERSO	5,71
		0,17	465.4 MCM 5005		
5	PORTETE	7,21	477 MCM 26/7 ACSR	ESMERALDAS	12,34
		2,57	465.4 MCM 5005		
		2,56	336,4 MCM 18/1 ACSR		
6	SUR	3,3	336,4 MCM 18/1 ACSR	LA TORRE	7,22
		3,92	477 MCM 26/7 ACSR		
7	GARAY	13,08	477 MCM 26/7 ACSR	GARAY AYACUCHO	16,29
		1,68	336,4 MCM 18/1 ACSR		
		1,53	465.4 MCM 5005		
8	CEMENTO	4,61	477MCM 26/7 ACSR	CERRO BLANCO	12,61
		8	4/0 AWG AL 5005		
9	PROSPERINA	8,34	477 MCM 26/7 ACSR	CUMBRES MAPASINGUE	8,34
10	CEIBOS	4,97	477 MCM 18/1 ACSR	CEIBOS AMERICA	12,46
		3,51	336,4 MCM 18/1 ACSR		
		1,28	336,4 MCM 18/1 ACSR		
		2,7	477 MCM 18/1 ACSR		
11	HORTE	4,98	477 MCM 18/1 ACSR	BOYACA ATARAZANA BIEN PUBLICO	14,17
		7,38	477 MCM 26/7 ACSR		
		1,81	336,4 MCM 18/1 ACSR		
12	PIEDRAHITA	0,5	477 MCM 26/7 ACSR	KENNEDY NORTE	0,5
13	CRISTAVID	4,01	477 MCM 26/7 ACSR	ALBORADA	5,23
		1,22	4/0 AWG		
14	ORELLANA	5,61	477 MCM 26/7 ACSR	GUAYACANES GARZOTA	8,05
		2,05	336,4 MCM 18/1 ACSR		
		0,39	4/0 AWG 6/1 ACSR		
15	CERVECERIA	4,63	477 MCM 26/7 ACSR	EL SAUCE	5,19
		0,56	4/0 AWG 6/1 ACSR		
16	VERGELES	10,64	477 MCM 26/7 ACSR	VERGELES GERMANIA	16,44
		5	4/0 AWG 6/1 ACSR		
		0,8	4/0 ACSR		
17	3 CERRITOS	2,05	477 MCM 18/1 ACSR		2,05
18	TRIINITARIA	2,49	477 MCM 26/7 ACSR	TRIINITARIA	2,49
TOTAL DE LINEA 156,14 KM				Sub total	156,14
Sin uso aproximadamente 7,05 km				TOTAL	163,19

La Tabla 1.7. muestra datos del calibre de cada una de las líneas de subtransmisión con su capacidad de carga en MVA.

TABLA 1.7. CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS DE 69 KV.

CAPACIDAD DE LAS LINEAS DE 69 KV			
SUBTRANSMISION		CALIBRE DE LOS CONDUCTORES	CAPACIDAD EN MVA
No.	NOMBRE		
1	GUASMO	477 MCM 26/7 ACSR	72
		4/0 AWG 6/1 ACSR	39
2	PRADERA	477 MCM 26/7 ACSR	72
		4/0 AWG 6/1 ACSR	39
3	CHAMBERS	477 MCM 26/7 ACSR	72
		4/0 AWG 6/1 ACSR	39
		4/0 AWG AL 5005	33
		465.4 MCM 5005	61
4	MOLINERA	477 MCM 26/7 ACSR	72
5	PORTETE	477 MCM 26/7 ACSR	72
		465.4 MCM 5005	61
		336,4 MCM 18/1 ACSR	59
6	SUR	336,4 MCM 18/1 ACSR	59
		477 MCM 26/7 ACSR	72
7	GARAY	477 MCM 26/7 ACSR	72
		336,4 MCM 18/1 ACSR	59
		465.4 MCM 5005	61
8	CEMENTO	477MCM 26/7 ACSR	72
		4/0 AWG AL 5005	59
9	PROSPERINA	477 MCM 26/7 ACSR	72
10	CEIBOS	477 MCM 18/1 ACSR	72
		336,4 MCM 18/1 ACSR	59
11	HORTE	477 MCM 18/1 ACSR	72
		477 MCM 26/7 ACSR	72
		336,4 MCM 18/1 ACSR	59
12	PIEDRAHITA	477 MCM 26/7 ACSR	72
		336,4 MCM 18/1 ACSR	59
		477 MCM 18/1 ACSR	72
13	CRISTAVID	477 MCM 26/7 ACSR	72
14	ORELLANA	477 MCM 26/7 ACSR	72
		336,4 MCM 18/1 ACSR	59
		4/0 AWG 6/1 ACSR	39
15	CERVECERIA	477 MCM 26/7 ACSR	72
		4/0 AWG 6/1 ACSR	39
16	VERGELES	477 MCM 26/7 ACSR	72
		4/0 AWG 6/1 ACSR	39
		4/0 ACSR	39
17	3 CERRITOS	477 MCM 18/1 ACSR	72
18	TRIINITARIA	477 MCM 26/7 ACSR	72

El diagrama unifilar (ver Anexo1.2) muestra el sistema de subtransmisión a cargo de la CATEG, el cual tiene instalado en varios puntos interruptores en aire, para puntos de seccionamiento e interconexión.

En todas las subestaciones y en la salida de las subtransmisiones hay interruptores en aire para la línea y para conexión a tierra de la línea.

1.4.4 Subestaciones de Reducción.

Actualmente el sistema de distribución de la ex Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. cuenta con total de 29 subestaciones de reducción de 69 KV a 13.8 KV y con un total de 39 transformadores de poder, repartidos de la siguiente manera:

- ✍ 10 subestaciones que cuentan con 2 transformadores
- ✍ y 19 subestaciones que cuentan con 1 transformador.

Recientemente se han instalado dos nuevas subestaciones son ORQUIDEAS y FLOR DE BASTION, las mismas que poco a poco están entrando en operación, aliviando la carga de

otras alimentadoras debido al incremento de carga en sectores aledaños al Km. 8.5 Vía Daule, la mayor parte de ellos industriales. Al mismo tiempo, está en ejecución la construcción de la nueva subestación GUAYAQUIL situada a lado de la subestación Planta Guayaquil a la cual se transferirá toda su carga.

El sistema cuenta también con alimentadoras cuyas salidas se encuentran en las barras de generación de las plantas: Aníbal Santos, Planta Vapor Guayaquil a 13.8 KV.

La Capacidad Instalada en las subestaciones del sistema Guayaquil actualmente es de 856 MVA. La Tabla 1.8. muestra la capacidad instalada en el Sistema Guayaquil con los transformadores de reducción con su capacidad a 55 °C de elevación de temperatura del devanado, para las condiciones de enfriamiento OA (Enfriamiento por Inmersión en Aceite), como para el enfriamiento forzado FA (Aire Forzado), y la etapa de enfriamiento FOA (Aire Forzado e Inmersión en Aceite).

TABLA 1.8. CAPACIDAD INSTALADA EN TODAS LAS SUBESTACIONES DE REDUCCIÓN DEL SISTEMA GUAYAQUIL.

CAPACIDAD INSTALADA EN LAS SUBESTACIONES DE REDUCCION DEL SISTEMA GUAYAQUIL					
No.	SUBESTACION	No.	MVA		
			ENFRIAMIENTO		
			OA	FA	FOA - FA
1	ALBORADA	1	18	24	
2	AMERICAS	2	18	24	
3	ATARAZANA	3	18	24	
4	AYACUCHO	4	18	24	
5	BIEN PUBLICO	5	18	10	
6	BOYACA	6	18	24	
		7	18	24	
7	CEIBOS	8	18	24	
		9	18	24	
8	CERRO BLANCO	10	18	24	
9	CUMBRES	11	18	24	
10	ESMERALDAS	12	18	24	
		13	18	24	
11	GARAY	14	18	24	
		15	18	24	
12	GARZOTA	16	18	24	
13	GERMANIA	17	18	24	
14	GUASMO	18	18	24	
		19	18	24	
15	GUAYACANES	20	18	24	
16	KENNEDY NORTE	21	18	24	
		22	18	24	
17	MAPASINGUE	23	18	24	
		24	18	24	
18	PADRE CAHALS	25	18	24	
19	PLAITA GUAYAQUIL	26	16,5	22	27,5
20	PORTUARIA	27	18	24	
21	PRADERA	28	18	24	
22	PUERTO LISA	29	18	24	
23	EL SAUCE	30	18	24	
		31	18	24	
24	LA TORRE	32	12	16	
		33	12	16	
25	EL UNIVERSO	34	12	16	20
26	VERGELES	35	18	24	
27	ORQUIDEAS	36	12	16	NUEVA
28	TRINITARIA	37	12	16	
29	FLOR DE BASTION	38	18	24	NUEVA
Total			653	856	

1.4.5 Alimentadoras Primarias.

El sistema primario de distribución de Guayaquil esta conformado por 130 alimentadoras en configuración radial a un nivel de tensión de 13.8 KV.

Por lo general, la mayor parte las alimentadoras del sistema de distribución son aéreas en la totalidad de su recorrido, con ciertas excepciones que sirven al centro de la ciudad (como es el caso de las obras de regeneración urbana) y a la Cdla Sta. Cecilia al norte de la ciudad.

Los calibres de conductor normalizados para la parte aérea son:

- ✎ 336.4 MCM – ACSR en troncales de alimentadoras.
- ✎ 3/0 AWG-Al para los ramales principales.
- ✎ y el 2 AWG-Al para los ramales secundarios.

Para las salidas de las alimentadoras subterráneas desde las subestación hasta el punto donde se hacen aéreas el conductor normalizado es el 500 MCM Cu., aunque existen algunas con 350 MCM Cu., y también 750 MCM Al con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) para 15.000 voltios y con neutro concéntrico exterior.

El sistema subterráneo en lo que a troncal de alimentadora se refiere, tiene instalado en los centros de distribución principales, interruptores en aceite de operación y en algunas de ellas en SF6 para interconexión con otras alimentadoras. Cabe recalcar que para aumentar la confiabilidad del Sistema de Distribución es de suma necesidad tener un adecuado sistema de seccionamiento e interconexión.

La longitud total de las redes de media tensión a Diciembre del 2001 es de 1102, 16 KM incluyendo arranques monofásicos, bifásicos, trifásicos.

La Tabla 1.9. muestra en detalle las subestaciones y alimentadoras que parten de las diferentes subestaciones, las mismas que transportan el fluido eléctrico a las diferentes zonas de carga preestablecidas. Realizando así, la labor de entregar la energía eléctrica lo más cerca posible del usuario que lo requiera, a través de todos sus ramales y subramales.

TABLA 1.9. SUBESTACIONES Y ALIMENTADORAS DEL SISTEMA GUAYAQUIL

Tabla

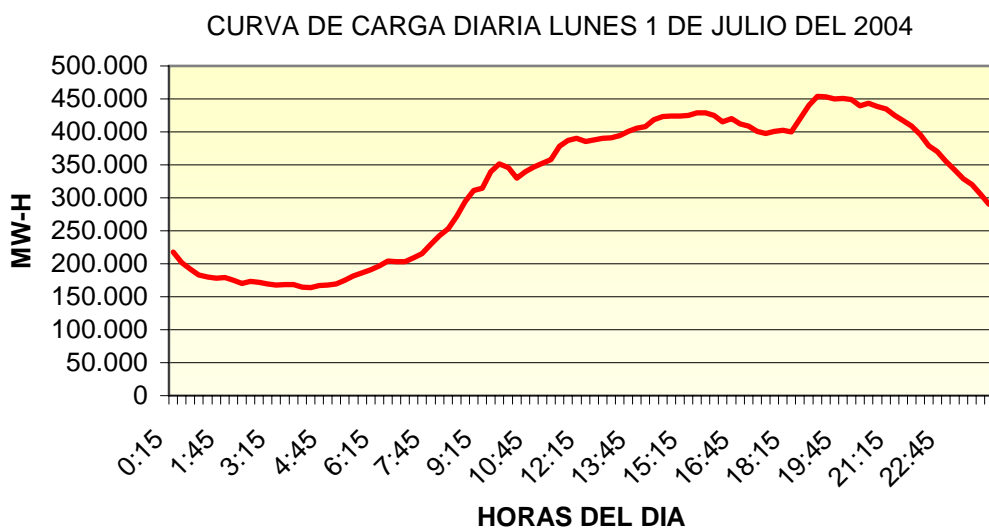
SUBESTACIONES Y ALIMENTADORAS										
EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR										
ALIMENTADORAS										
No	SUBESTACIONES	#	1	2	3	4	5	6	7	8
1	ALBORADA	4	SAMANES	SATIRION	T.MAPENGO					
2	AMERICAS	4	KENNEDY	OLIMPO	P.DAMIN					
3	ANIBAL SANTOS	2	SAN EDUARDO							
4	ATARAZANA	3	ATARAZANA1	ATARAZANA2	ATARAZANA3					
5	AYACUCHO	4	LUQUE	PICHINCHA	C.ROMERO	CENTRO PARK				
6	BIEN PUBLICO	3	J.MASCOTE	QUISQUIS	EL CISNE					
7	BOYACA	8	NVA. BOYACA	MALECON	MENDEBURO	P.SOLANO	CORDOYA	PANAMA	ROCAFUERTE	PREVISORA
8	CEIBOS	6	CARLOS JULIO	CEIBOS	LOMAS	MIRAFLORES	NORTE	URDESA		
9	CERRO BLANCO	3	CHONGON	ODEBRECHT	PUERTO AZUL					
10	CUMBRES	3	CEIBOS NORTE	CELOPLAST	STA. CECILIA					
11	ESMERALDAS	8	ACACIAS	AV DEL EJERCITO	TRUJILLO	TULCAN	ANTEPARA	4 DE NOVIEMBRE	FCO.SEGURA	VENEZUELA
12	GARAY	8	AGUIRRE	COLON	HURTADO	SALADO	DELTA	10 DE AGOSTO	HUANCAVILCA	VELEZ
13	GARZOTA	3	AEROPUERTO	COMEGUA	A.FREIRE					
14	GERMANIA	4	COBRE	PASCUALES	ROSAYIN	LA TOMA				
15	GUASMO	7	ACERIAS	CUBA	UDE BANANEROS	FLORESTA	G.CENTRO	G.SUR	FERTISA	
16	GUAYACANES	4	GUAYACANES 1	GUAYACANES 2	GUAYACANES 3	GUAYACANES 4				
17	KENNEDY NORTE	6	LAS CAMARIAS	CENTRUM	URDENOR	PLAZA DEL SOL	J.CASTILLO	V.T.C	SAN MARINO	
18	MAPASINGUE	7	MAPASINGUE 1	MAPASINGUE 2	MAPASINGUE 3	MAPASINGUE 4	MAPASINGUE 5	MAPASINGUE 6	MAPASINGUE 7	
19	P.V. GUAYAQUIL	6	ALFARO	CORONEL	CHILE	ESMERALDAS	EL ORO	RUMICHACA		
20	PADRE CANALS	4	SUBURBIO 1	SUBURBIO 2	SUBURBIO 3	SUBURBIO 4				
21	PORTUARIA	2	CARTONERA	25 DE JULIO						
22	PRADERA	3	LOS ESTEROS	DEL MAESTRO	VALDIVIA					
23	PTO. LIZA	2	BARRIO LINDO	LA CHALA						
24	EL SAUCE	5	EL SAUCE # 1	EL SAUCE # 2	EL SAUCE # 3	EL SAUCE # 4	EL SAUCE # 5			
25	TORRE	6	TORRE 1	TORRE 2	TORRE 3	TORRE 4	TORRE 5	TORRE 6		
26	UNIVERSO	3	D.COMIN	UNIVERSO	LA SAIBA					
27	VERGELES	4	BASTION	LOS ROSALES	TENENTE ORTIZ	VERGELES 4				
28	ORQUIDEAS	2	LOS RANCHOS	ORQUIDEAS						NUEVA
29	TRINITARIA	3	TRINITARIA NORTE	TRINITARIA SUR	BAJANA PUERTO					
30	FLOR DEBASTION	2	F. DE BASTION ESTE	F. DE BASTION OESTE						

1.4.6 Características de Carga.

1. Curva de Carga del Sistema.

La curva de carga de un día lunes (figura 1.3), muestra el pico de carga a las 19:00 con un valor de 454.362 MW-H y un mínimo a las 04:15 con un valor 163.632 MW-H, el promedio fue 317.159 MW-H. El factor de carga diario que es la razón de la carga promedio y la máxima fue 69,8%.

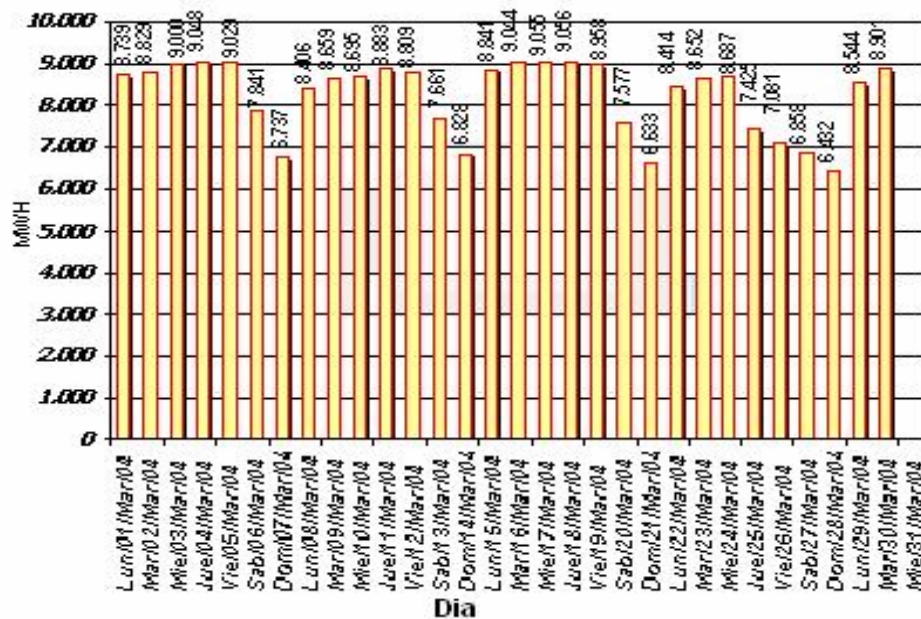
FIGURA 1.3 CURVA DE CARGA DIARIA DEL SISTEMA - DIA NORMAL



Para obtener este tipo de curva, los datos de carga de los puntos de entrega de energía son enviados al Departamento de Planificación e Ingeniería.

En la figura 1.4 podemos observar la energía consumida por el Sistema Guayaquil en el mes de Marzo del 2004, los días sábados y domingos se tuvo menor demanda.

FIGURA 1.4. ENERGÍA NETA CONSUMIDA POR EL SISTEMA.



2. Carga de las Líneas de Subtransmisión

Es necesario conocer la capacidad de la línea de subtransmisión así como la carga que tiene en condiciones normales y sobre todo en las horas de máxima demanda, por cuanto se torna más complicado realizar transferencias en caso de contingencias.

En la Figura 1.5 podemos observar la carga de las líneas de subtransmisión que salen del Salitral y en la Figura 1.6 las que salen de Pascuales, Trinitaria y Policentro en el mes de octubre. La línea de subtransmisión Tres Cerritos sirve de interconexión entre Aníbal Santos y Policentro, normalmente no toma carga.

FIGURA 1.5 CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.

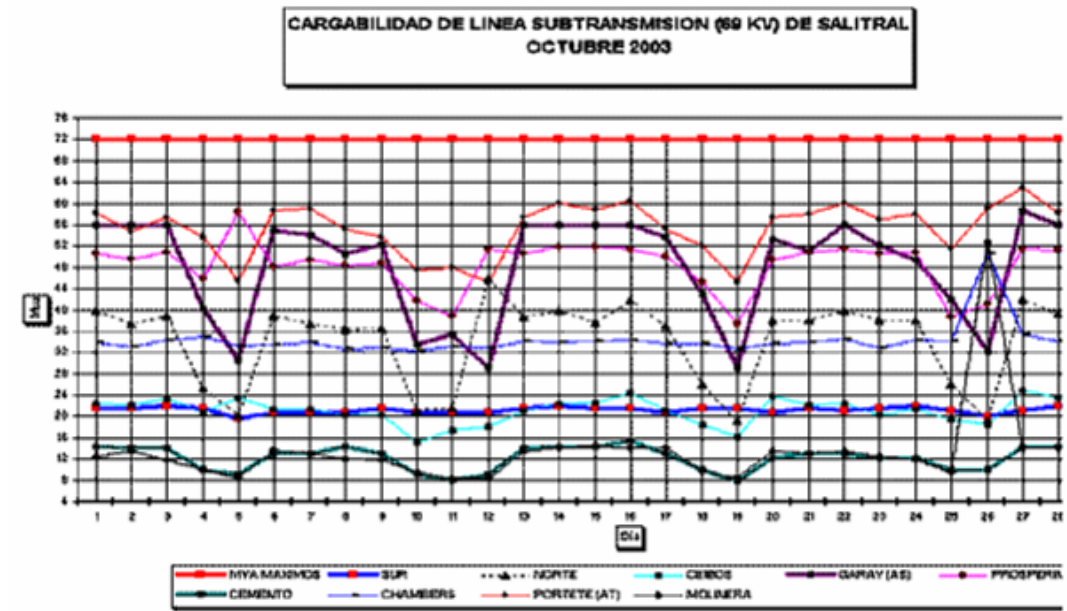
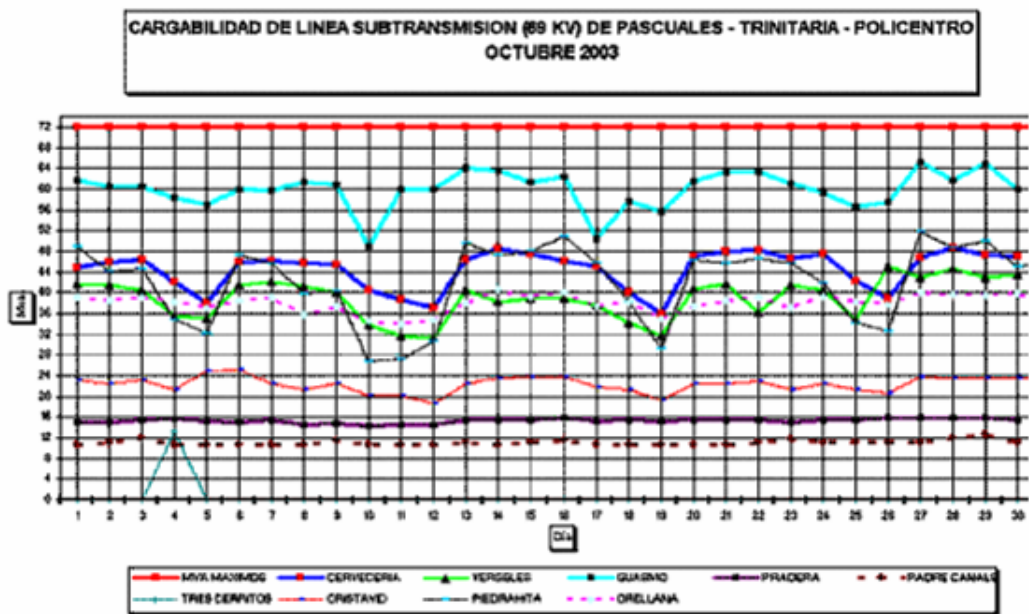


FIGURA 1.6 CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN



3. Carga de Subestaciones.

Es necesario conocer la capacidad de cada uno de los transformadores de las distintas subestaciones, por cuanto se ejecutan transferencias de carga entre alimentadoras que tienen su origen en diferentes subestaciones.

La Tabla 1.10. muestra los datos de carga de la subestación alborada el Jueves 30 de Octubre de 2003, cuyo valor pico a las 19h00 tuvo una carga de 20,31 MVA.

TABLA 1.10. DATOS DE CARGA DE UNA SUBESTACIÓN.

EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR - DEPARTAMENTO SUBESTACIONES
DATOS DE CARGA DE S/E ALBORADA - OCTUBRE 2003

HORAS	ALIM ALBORADA				ALIM SAMANES				ALIM SATIRION				ALIM T. MARENGO				TOTAL
	MVA	F1(A)	F2(A)	F3(A)	MVA	F1(A)	F2(A)	F3(A)	MVA	F1(A)	F2(A)	F3(A)	MVA	F1(A)	F2(A)	F3(A)	MVA
01H00	3,60	137	143	166	3,39	158	126	136	3,43	137	117	172	2,18	93	90	87	12,60
02H00	3,41	129	135	158	3,08	145	114	122	3,40	136	117	168	2,25	96	93	90	12,14
03H00	3,26	124	131	149	2,86	133	107	114	3,32	133	115	164	2,20	94	92	87	11,64
04H00	3,19	121	130	144	2,71	124	101	108	3,32	132	114	163	2,09	89	87	82	11,31
05H00	3,12	118	127	140	2,63	122	97	106	3,32	134	114	163	2,03	86	85	80	11,10
06H00	3,18	121	126	144	2,73	126	101	108	3,47	140	118	170	1,89	80	79	73	11,27
07H00	3,09	117	122	140	2,66	126	96	104	3,49	137	122	169	1,99	86	80	78	11,23
08H00	3,21	123	127	146	2,63	120	98	106	3,73	144	136	180	2,29	106	87	89	11,86
09H00	4,02	162	161	176	2,98	130	119	120	4,35	169	163	208	2,53	121	94	98	13,88
10H00	4,66	189	191	205	3,84	163	163	154	4,59	182	174	220	2,75	132	101	110	15,84
11H00	5,01	206	204	223	4,47	189	189	185	4,61	183	176	222	2,99	144	112	121	17,08
12H00	5,24	214	214	234	4,66	196	194	197	4,66	186	176	226	3,11	151	116	125	17,67
13H00	5,28	212	218	237	4,77	200	202	200	4,63	183	176	226	3,14	151	116	126	17,82
14H00	5,33	217	223	239	4,87	208	206	204	4,73	189	181	232	3,22	157	120	132	18,15
15H00	5,48	222	227	246	5,01	216	210	208	4,83	190	183	240	3,10	153	114	127	18,42
16H00	5,62	230	232	251	5,13	220	216	214	4,78	188	182	237	3,18	154	118	131	18,71
17H00	5,61	227	231	251	5,28	226	220	220	4,69	186	176	231	3,18	152	118	131	18,76
18H00	5,54	223	228	250	5,19	221	214	220	4,59	187	170	222	3,00	143	113	124	18,32
19H00	5,95	241	246	270	5,85	254	236	253	5,38	220	194	270	3,13	148	122	128	20,31
20H00	5,58	223	226	254	5,58	246	221	236	5,33	216	188	267	3,21	152	126	129	19,70
21H00	4,98	195	199	228	4,87	218	186	204	5,11	204	179	255	3,07	140	121	122	18,03
22H00	4,68	180	188	214	4,53	206	168	188	4,69	188	162	233	2,81	127	111	112	16,71
23H00	4,29	164	173	198	4,31	198	159	180	4,23	169	145	212	2,32	102	94	92	15,15
24H00	3,84	148	154	178	3,77	174	141	156	3,61	145	124	182	2,44	107	100	98	13,66

4. Carga de Alimentadoras.

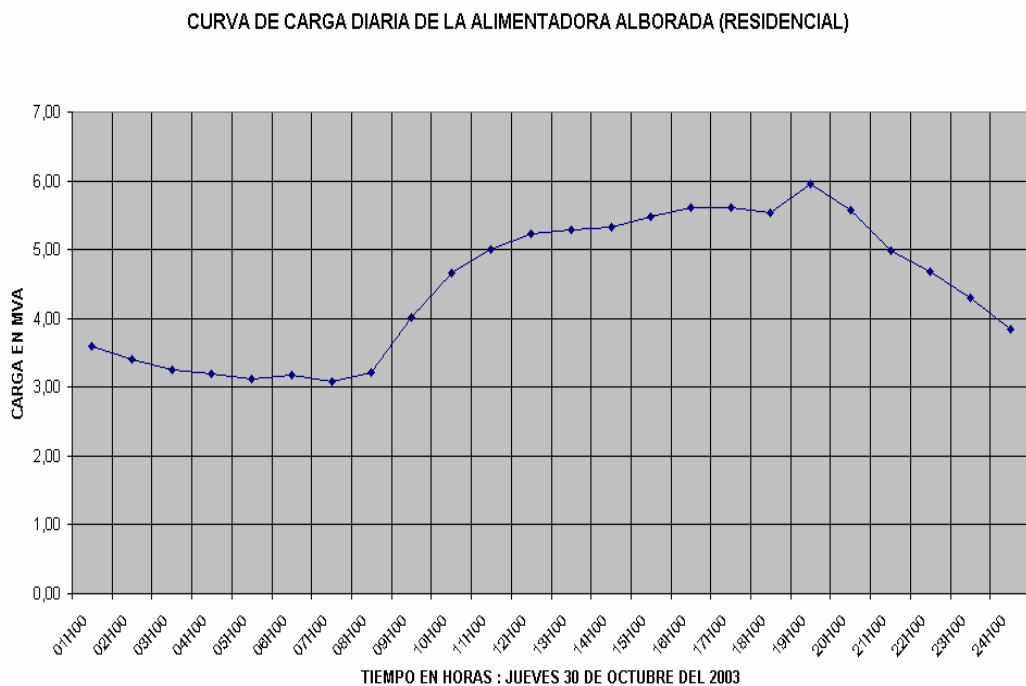
Las alimentadoras a 13.8 kv cuya salida es aérea y el conductor es 336.4 MCM ACSR, tienen una capacidad de 11.8 MVA y las alimentadoras con salida subterránea cuyo conductor es 500 MCM Cu, tienen una capacidad de 9 MVA. El operador de la subestación debe informar cuando una alimentadora tiene un amperaje cercano a los 400 A en alguna fase, para que el ingeniero de distribución realice alguna transferencia de carga.

Las alimentadoras tienen carga tipo: residencial, comercial o industrial. La curva de carga de las alimentadoras se la obtiene con los datos registrados en las subestaciones.

- ✍ Las alimentadoras que salen de las subestaciones ALBORADA, GUAYACANES, VERGELES, tienen carga predominantemente residencial, en las cuales se registra el pico alrededor de las 19h00.
- ✍ Las alimentadoras que salen de la subestación BOYACA tienen carga predominantemente comercial, su pico se registra entre las 11 a 12 horas.
- ✍ Las alimentadoras que salen de las subestaciones MAPASINGUE, GERMANIA, EL SAUCE estas tienen carga de tipo industrial.

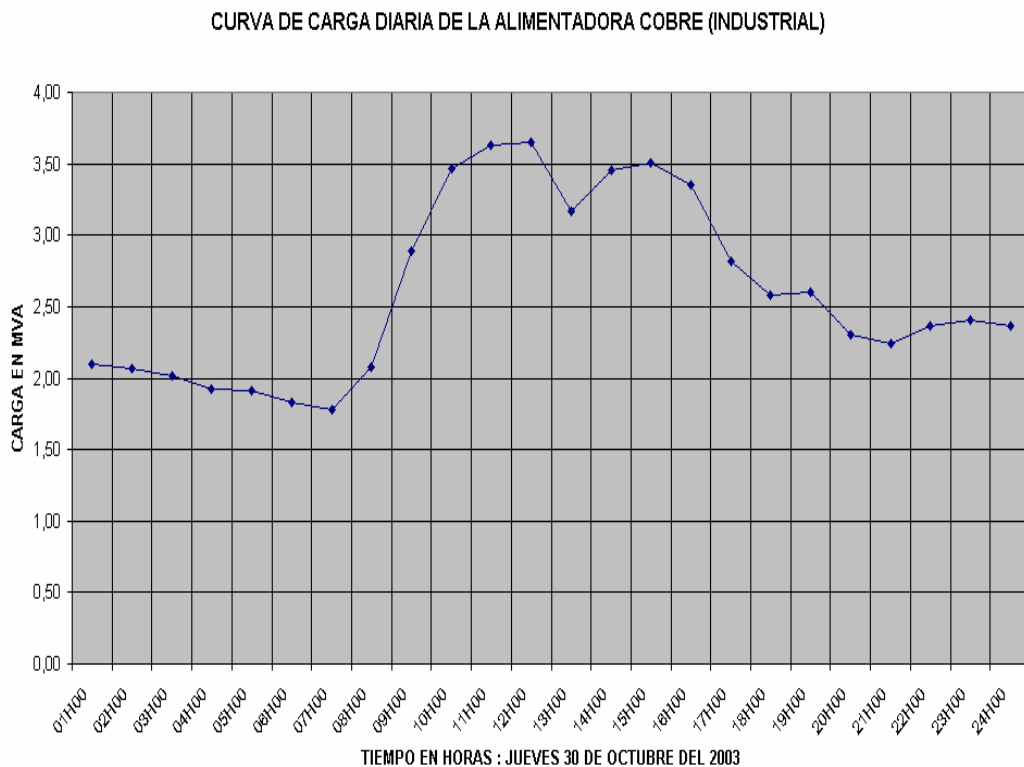
a) **Curva de Carga Diaria - Alimentadora Residencial.** La alimentadora ALBORADA es predominantemente residencial. El recorrido de esta alimentadora es el siguiente Alborada 6ta, 3ra, 5ta, 9na, 4ta, y parte de la 7ma, partiendo de la subestación ALBORADA ubicada en la 6ta. Etapa de la alborada y la salida es aérea. La demanda máxima de esta alimentadora se registro a las 19h00 con un valor de 5.95 MVA y la demanda mínima se registro las 07h00 con un valor de 3.09 MVA. Se puede apreciar las características de la forma de la curva de carga de esta alimentadora en la figura 1.7

FIGURA 1.7 CURVA DE CARGA ALIMENTADORA RESIDENCIAL



b) Curva de Carga Diaria - Alimentadora Industrial. La alimentadora COBRE es del tipo industrial por la carga que esta tiene y su recorrido es el siguiente sale de la subestación GERMANIA ubicada en el Km. 16.5 de la vía a Daule, pasa por el Parque Industrial Ecuatoriano y da a alguna industrias como: ETERNIT, TECNOMADERA, FILOSAN, Pinturas Unidas. La demanda máxima se registró a las 12h00 con un valor de 3.65 MVA y la mínima se registro a las 07h00 con 1.78 MVA. Figura 1.8

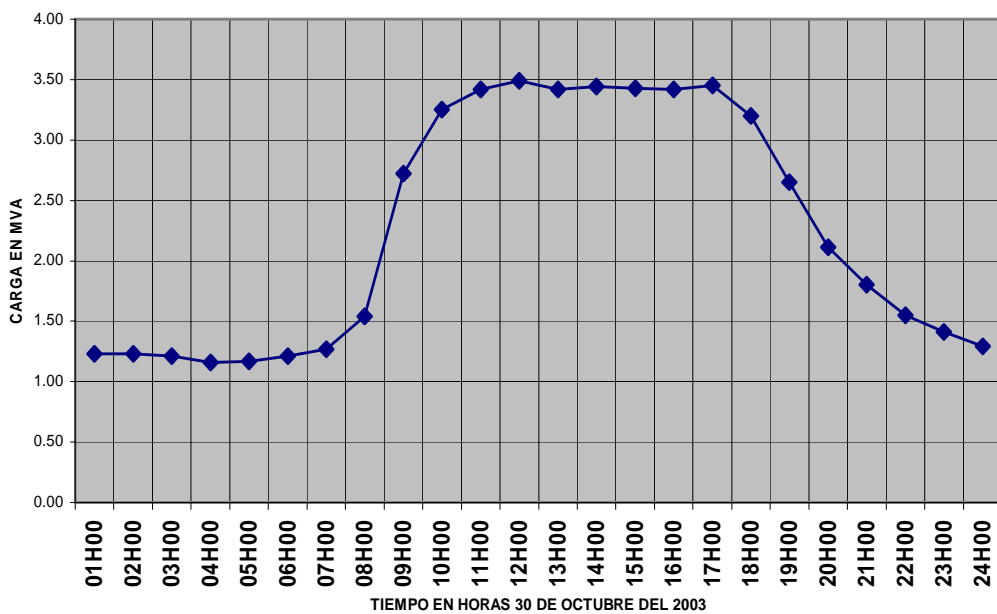
FIGURA 1.8 CURVA DE CARGA ALIMENTADORA INDUSTRIAL.



c) **Curva de carga diaria - Alimentadora Comercial.** La alimentadora ROCAFUERTE es del tipo COMERCIAL por la carga que esta tiene y su recorrido es el siguiente sale de la subestación BOYACA del transformador # 2 ubicada en Boyacá y Julián Coronel, Va por la calle Vicente de Piedrahita desde Boyacá hasta Rocafuerte y luego va por Rocafuerte, alimenta a varios locales comerciales y también a bancos como: Bco. del Pacífico, Bco. Central. etc. La demanda máxima se registro a las 12h00 con un valor de 3.49 y la mínima se registro a las 04H00 con un valor de 1.16 MVA. Ver Figura 1.9

FIGURA 1.9 CURVA DE CARGA ALIMENTADORA COMERCIAL

CURVA DE CARGA DIARIA ALIMENTADORA ROCAFUERTE (COMERCIAL)



1.5 SITUACIÓN TÉCNICO-COMERCIAL DE LA CATEG

La CATEG al igual que otras distribuidoras del país actualmente se encuentra financieramente en crisis, cuya principal causa son un considerable nivel de pérdidas no técnicas, el cual se encuentra entre los más altos de las distribuidoras del país en las que existe el problema.

La carencia de inversión en la infraestructura técnica del sistema de distribución, medición, comercialización, etc. como también la falta de visión de algunos administradores temporales que ha tenido la distribuidora, indudablemente ha sido un factor contribuidor al quebranto en la calidad del servicio prestado así como al incremento de las pérdidas. En vista de ello la necesidad de tomar acciones que inciten eficiencia y optimización de recursos es evidente.

Realizando una exploración acerca de causas que provocan el crítico estado financiero, se determina que las pérdidas de energía no son el único problema. Sino que también se reflejan otros problemas que guardan relación profunda los que son nulos de ser solucionados con tratamientos puntuales pero que debidamente analizados conducirían a encontrar verdaderas causas de deficiencia así como consiguiente a infalibles soluciones de fondo que aborden todas las causas en sí.

1.5.1 Diagnóstico Técnico-Comercial

1. La gestión del año 2001 en relación al año 2000:

En el 2001, la energía disponible o ingresada al Sistema, experimentó un ligero incremento de 0.43%, lo que representó mayor desembolso en relación a la compra de energía para la venta, pues la misma no fue compensada ya que la energía facturada se vio disminuida en 0.31%.

Adicionalmente, se observó que la magnitud comparada de la energía perdida, se incrementó fuertemente en 2.72%, generando el consiguiente incremento de 0.56% del índice comparado de pérdidas de energía.

2. La gestión del año 2002 en relación al año 2001:

Durante el año 2002, la energía disponible o ingresada al Sistema, experimentó un fuerte incremento del 4.02%, lo que representó un fuerte desembolso en relación a la compra de energía para la venta, pues la misma no fue compensada ya que la energía facturada, apenas se incrementó 1.98% con relación al año 2001.

Lo preocupante, es que la magnitud comparada de la energía perdida, se incrementó fuertemente en 10.26%, generando el consiguiente incremento de 1.48% del índice comparado de pérdidas de energía.

3. La gestión del año 2003 en relación al año 2002:

Durante el año 2003 se cumplieron las proyecciones esperadas, para el análisis de crecimiento de energía mediante el método econométrico se había determinado un porcentaje de crecimiento del 4.74% respecto al año 2002. En cuanto al análisis del sistema, en lo que guarda relación con el comportamiento sectorial, es de mencionar que el crecimiento residencial del 2003 respecto del 2002 se ubicó en 6,5% en gran parte debido al ingreso de clientes por el programa FERUM. El crecimiento del consumo comercial se ubicó en 3.48% y el industrial considerando los grandes Consumidores Agentes de mercado, en 5.40%; valores que se encontraban dentro de los parámetros estadísticos promedios normales.

Tal y como se lo había previsto el crecimiento para el año 2002 respecto del año 2001 fue puntual y se estabilizó durante el 2003 con un crecimiento del 4.20%, por lo que mediante la metodología utilizada por esta Corporación para realizar las proyecciones se espera un crecimiento para el año 2004 del 4.62% (3,506 GWH) en energía y del 4.28 % (615.05 MW) en potencia

1.5.2 Balance de Energía.

La distribuidora tuvo en Abril de 2003 una demanda máxima en el sistema que alcanzó los 574.72 MW de potencia cuya ocurrencia se dio en horario pico de las 19:00, ver Tabla 1.11.

TABLA 1.11. DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA EN 2003.

Mes	DEMANDA MAXIMA			Factor de Carga del Distribuidor (%)
	Potencia (MW)	Fecha (dd-mmm-aa)	Hora (hh:mm)	
Ene	542,92	7/ene/03	19:15	70,17
Feb	530,15	17/feb/03	19:30	70,70
Mar	541,55	21/mar/03	19:30	69,41
Abr	574,72	29/abr/03	19:00	68,46
May	556,97	14/may/03	19:30	68,77
Jun	538,77	10/jun/03	19:00	66,31
Jul	517,60	22/jul/03	19:00	66,93
Ago	519,00	20/ago/03	19:00	67,26
Sep	509,19	8/sep/03	19:00	67,53
Oct	530,93	27/Oct/03	18:45	67,12
Nov	540,31	28/Nov/03	19:00	65,69
Dic	563,43	8/Dic/03	19:15	67,88
Total	574,72			66,57

Mediante el balance de energía se determinan las pérdidas del distribuidor que son la diferencia entre la energía total disponible y la energía total facturada a los clientes en el mismo período (sin incluir energía de Terceros). Tabla 1.12. Es de recalcar que los datos dados por el balance de energía son necesarios pero no suficientes para identificar y ubicar las pérdidas eléctricas dadas en el sistema.

TABLA 1.12. BALANCE DE ENERGÍA EN 2003.

Mes	ENERGÍA (MWh)									
	Recibida del MEM para Distribuidor	Recibida para Terceros	Disponible Sistema	Disponible Distribuidor	Facturada a Clientes No Regulados	Facturada a Clientes Regulados	Entregada a Terceros	Pérdidas Distribuidor	Pérdidas Distribuidor %	
Ene	283.451,1	10.870,7	294.321,8	283.451,1	147,0	205.110,7	10.870,7	78.193,4	27,59	
Feb	251.873,4	10.231,1	262.104,5	251.873,4	133,3	192.338,6	10.231,1	59.401,5	23,58	
Mar	279.651,0	10.542,4	290.193,4	279.651,0	137,0	202.638,9	10.542,4	76.875,1	27,49	
Abr	283.291,3	10.564,0	293.855,3	283.291,3	136,4	215.077,3	10.564,0	68.077,5	24,03	
May	284.986,3	9.940,0	294.926,3	284.986,3	142,7	218.004,4	9.940,0	66.839,2	23,45	
Jun	257.235,7	9.760,4	266.996,1	257.235,7	139,4	205.193,2	9.760,4	51.903,1	20,18	
Jul	257.751,8	11.624,5	269.376,3	257.751,8	153,3	196.805,0	11.624,5	60.793,5	23,59	
Ago	259.712,9	13.158,1	272.871,0	259.712,9	202,5	199.035,6	13.158,1	60.474,8	23,29	
Sep	247.558,6	12.280,3	259.838,9	247.558,6	194,1	184.182,2	12.280,3	63.182,2	25,52	
Oct	265.118,0	13.458,4	278.576,4	265.118,0	204,1	191.771,6	13.458,4	73.142,3	27,59	
Nov	255.562,9	13.793,6	269.356,5	255.562,9	201,9	191.607,6	13.793,6	63.753,4	24,95	
Dic	284.555,5	14.650,4	299.205,9	284.555,5	201,1	195.339,0	14.650,4	89.015,4	31,28	
Total	3.210.748,3	140.874,1	3.351.622,4	3.210.748,3	1.992,7	2.397.104,0	140.874,1	811.651,6	25,28	

De la Tabla 1.12. del balance de energía se observa que el nivel de pérdidas al final del año 2003 es del 25,28%. Del mismo modo vemos que la CATEG alcanza un máximo de pérdidas del 31.28% en Diciembre pero durante el segundo cuatrimestre se logró niveles mínimos llegando hasta el 20.18% de pérdidas en el mes de Junio.

1.5.3 Cartera Vencida

A inicios del 2003, la cartera por cobrar llegaba a \$ 69'500.000 aproximadamente, cifra que significa facturaciones mensuales aproximadas de 175 dólares por cada cliente del universo de clientes que actualmente alberga la empresa.

Durante todo el año 2003 la empresa facturó a todos sus clientes un total de \$ 186'642.201,60 pero hasta el final del mes de diciembre apenas se recaudaron \$ 176'001.032,47 quedando así una cartera por cobrar de 10'641.169.13 dólares que se sumarian a la vieja cartera dando una cartera por cobrar que se aproxima a los 80 millones de dólares.

Si la misma cartera es clasificada por sector o cifra, tenemos que aproximadamente el 45% corresponde al sector residencial, el 10% al sector comercial, el 3% al sector

industrial, el 2% a Alumbrado y el 40% restante a escenarios deportivos, plantas de bombeo de agua, entidades oficiales, beneficencia pública, asistencia social y otros.

En afán de mejorar el impositivo nivel financiero actual de la empresa y de disminuir significativamente los impresionantes niveles de morosidad por parte de los clientes se ha tornado urgente el emprender un agresivo plan de recuperación de esta cartera vencida. Para este efecto en Febrero del 2004 entró en vigencia la reforma al reglamento de contratación de suministro del servicio de electricidad, el mismo que ahora compromete legalmente como titular del servicio al dueño del predio frenando de esta manera seguir efectuando convenios con los arrendatarios de dichos predios, este sistema ya ha sido aplicado en Quito y Cuenca sin ningún problema.

La decisión tomada evita el aumento de cartera irrecuperable de seguir efectuándose convenios con arrendatarios de predios ya que el incremento de clientes con status retirado con deuda sobrepasan los 14'000.000 de dólares y durante el segundo semestre del 2003 habían existido casi 10.000 retiros con 2'000.000 de dólares en deuda.

1.5.4 Proyectos: “Plan de Construcción de Obras 2004”

Las condiciones de operación del Sistema Guayaquil según el diagnóstico técnico comercial, permiten proyectar crecimientos para los próximos años, ubicando al año 2004, con una demanda de potencia de 615MW, y una demanda de energía de 3.506GWH, lo que obliga a la preparación del Plan de Construcción de Obras cuya ejecución garantizará la entrega confiable de la energía que requerirá Guayaquil.

El Plan de Construcción de Obras citado en el inciso anterior inicialmente fijó un valor de inversión de \$28`302,354.93, pero luego de un análisis pormenorizado de la situación por parte de la Vicepresidencia de Planificación Y Control, y sobre la base de la disponibilidad de flujos de efectivo de la Corporación, a sabiendas que el VAD aprobado por el Conelec, para este año equivale al 32.5% de la facturación mensual y que a este valor resultante se deberá restar los valores que por concepto de operación, mantenimiento, retenciones, impuestos, etc., deberá también cubrir la Corporación para su funcionamiento normal, se determinó que la posibilidad de inversión máxima en la expansión de sistema, solamente alcanzaría a \$12`433,716.51.

1. Programa FERUM 2004

El 30 de Septiembre de 2003 se presentó al CONELEC un total de 47 proyectos de redes de distribución por un total de \$4`966,870.12, para que se tramitara el financiamiento de los mismos, de acuerdo con las normas previstas en el reglamento del FERUM.

El 14 de Noviembre de 2003, el Conelec informó a esta Corporación la aprobación de 46 proyectos a ejecutarse el 2004 por un monto de \$ 4`620,227.00, esperándose incorporar 27.431 nuevos clientes, en forma directa, y beneficiar en total a 42.156 clientes, con la construcción de redes de distribución de forma técnica y segura.

2. Calidad del Servicio Técnico

La calidad del servicio técnico prestado se ha evaluado en base de la frecuencia y la duración total de interrupción. Actualmente se efectúan controles en función a índices globales discriminando por alimentador de medio voltaje. Para ello se desarrolla el “Módulo de Calidad de Servicio Técnico”, que agilizará procesos de toma de datos de las interrupciones, revisión y cálculos de índices de control.

Al momento se encuentra instalado el módulo desarrollado en la Central de Radio de la Guardia Permanente del Departamento de Distribución y se están obteniendo los primeros resultados de las interrupciones ocurridas en el Sistema Guayaquil, lo cual permitirá en muy corto tiempo obtener el cálculo de los índices de forma automática. Este módulo contempla lineamientos generales establecidos por el Conelec, para la identificación de las interrupciones de la siguiente manera:

- ✍ Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- ✍ Identificación del origen de las interrupciones Internas o externas.
- ✍ Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- ✍ Identificación de la causa de cada interrupción.
- ✍ Relación de Equipos que han quedado fuera de servicio por interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- ✍ Número de consumidores afectados por cada interrupción.

✍ Número total de consumidores de la parte del sistema en análisis.

✍ Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

En lo que respecta al cálculo individual de los índices el módulo contempla el interfase para que cuando se tenga listo el Plan de Digitalización del Sistema se aproveche esta información para cumplir con las siguientes mediciones de acuerdo a los requerimientos del Conelec en cuanto a índices individuales y calculo de energía no servida.

✍ Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (Fs).

✍ Duración Media de las interrupciones (Ds).

✍ Tiempo Total de Interrupción del Sistema (Ts).

3. Cumplimiento de la Regulación Conelec 004-01 “Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”

Luego de un análisis exhaustivo de los diferentes tipos de equipos disponibles en el mercado se ha adquirido:

✍ 12 Topas 1000S Intelligent Power Analyzer.

✍ 12 Memobox 300 Set, 3 Phase Voltage and Power Analyzer.

✍ 35 Medidores ION 8500 ABB.

Esta adquisición está supeditada a la publicación y puesta en vigencia de la reforma a la actual regulación sobre “Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”, pues se desconoce si en ella existen modificaciones que guarden relación con los tipos de equipos, los plazos ó con ambos.

Gerencia de Sistemas y Control de Calidad han creado un módulo especial, el cual logrará los siguientes objetivos:

- ✦ Obtener los índices de la eficiencia en conexiones nuevas.
- ✦ Tipos de lectura de facturación.
- ✦ Número de reconexiones mensuales.

Se encuentra en proceso de diseño de los siguientes módulos informáticos:

- ✦ Módulo de Control de Calidad de servicio técnico que permitirá obtener la información de las fallas del sistema de manera más eficiente, así como realizar la presentación de informes al Conelec.
- ✦ Módulo de Calidad del producto técnico que permitirá controlare los índices de calidad del producto, presentar los informes al Conelec y mejorar la Calidad del Producto de acuerdo a los resultados obtenidos.

4. Implementación Tecnológica

Uno de los últimos beneficios alcanzados por la Administración Temporal a finales del año 2003 es la puesta en paralelo del Sistema Comercial con el sistema de control y atención Qmatic utilizado en la Oficina de Atención y Servicios al Cliente, el mismo que sirve para controlar y realizar muchas de las funciones que forman parte del área comercial y de atención al cliente de la empresa.

La introducción del nuevo sistema Q-matic fue apresurada y brusca, sin considerar primero su implementación como un programa piloto. Ya que a la fecha aún se han detectado problemas en el manejo del programa, esto es, con respecto a la máxima utilización de los recursos y el provecho que se puede obtener del mismo. Así vemos, que a pesar de contar con una excelente herramienta tecnológica, la misma no es utilizada a su mayor capacidad.

El Sistema Comercial se encuentra elaborado bajo la plataforma Telnet y el mismo contiene una base de datos en SQL Server. Su aplicación cubre varias dependencias de trabajo en la empresa; desde el instante en el que el futuro

cliente se acerca a la oficina de Atención y Servicios al Cliente a solicitar el suministro de servicio de electricidad, la instalación de equipo de medición en el Departamento de Medidores, el inicio de lecturas, cálculo y facturación de consumos de energía en el Departamento de Lectura, Verificación, Facturación y Reparto de planillas, la generación de inspecciones de servicio en el Departamento de Inspecciones, así como otras etapas realizadas por otras dependencias de la empresa.

CAPÍTULO 2

PÉRDIDAS DE ENERGÍA

2.1 INTRODUCCIÓN.

Actualmente en todo sistema eléctrico de cualquier empresa distribuidora de energía eléctrica en cualquier parte del mundo, se presenta como uno de sus principales problemas la existencia y crecimiento de las pérdidas de energía eléctrica, una enfermedad que vulnera parámetros de mucha importancia para la distribuidora como: eficacia, eficiencia y optimización de recursos. No obstante en algunas de las empresas distribuidoras de nuestro medio el cálculo y el análisis exhaustivo de los altos índices que se dan en el sistema eléctrico de las mismas no recibe la adecuada importancia y atención.

Sabiendo que es evidente de que toda acción que estimule la eficiencia en la producción, distribución, así como en el uso posterior de la energía eléctrica contribuirá a optimizar los requerimientos de inversión, y mas aún cualquier disminución lograda en los índices de

pérdidas globales de la empresa se traducirán de manera directamente proporcional en eficiencia para la empresa distribuidora del suministro eléctrico.

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

En conocimiento de estos antecedentes este capítulo mencionará acerca de las pérdidas de energía y su clasificación, dará a conocer cuales son los factores que influyen en los niveles de pérdidas de energía y las consecuencias que ellas originan a una empresa distribuidora, se enfocará la forma como los componentes de estas pérdidas intervienen en el sistema de distribución, además se dará a conocer la metodología de calcular el grado de estas perdidas en la CATEG, así como también se mencionará la importancia de elaborar planes de reducción y el nivel de alcance de sus beneficios.

2.2 CAUSAS Y EFECTOS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

El problema de las pérdidas de energía eléctrica puede ser controlado sí la empresa distribuidora del suministro de energía comienza por determinar las principales causas que luego le permitan decidir o tomar acciones capaces de vulnerar cualquier ingrediente que se sume a este mal.

De entre las causas y efectos de las pérdidas de energía eléctrica que usualmente están asociados a una empresa distribuidora se exponen a continuación:

2.2.1 Gestión Técnica-Económica.

Uno de los principales indicadores de la gestión técnico-administrativa de la empresa distribuidora es el nivel de las pérdidas de energía. Razón por la cual es indispensable conocer y evaluar la incidencia de las mismas en todas y cada una de las etapas de la distribución de energía hasta la entrega al usuario. Con esto se podrá establecer criterios o políticas que conlleven a una regulación y control de forma permanente de las mismas en finalidad de empezar su reducción a valores mínimos.

La carencia de intervención en el control de las pérdidas de energía tiene los siguientes efectos sobre la gestión empresarial:

- ✦ Al producirse cortocircuitos y sobrecargas en las redes e instalaciones ocasionan que la empresa efectúe muy altas inversiones tanto en renovación, modificación como en ampliaciones de las mismas. Siendo de esta manera sobredimensionadas a fin de resistir el inapreciable incremento de los consumos originando así pérdidas de ingresos imposibles de ser facturados.

- ✦ La poca, inapropiada o mal llevada forma de mantenimiento de cada uno de los elementos constitutivos de la infraestructura eléctrica (conductores, transformadores, elementos de medición, etc.), por parte de la empresa distribuidora es otra de estas causantes.

Generalmente a la presente fecha las empresas eléctricas de nuestro medio no utilizan los recursos financieros para llevar a cabo grandes proyectos y planes de reducción de pérdidas de energía. Como es conocido la demanda crece hasta ciertos niveles máximos y como alternativa de solución a este

crecimiento se necesita realizar inversiones que de una u otra manera por pequeñas o grandes que sean, requieren de recursos pero así mismo estos son desviados para otros fines.

Cualquier inconveniente de no ejecutar los proyectos y planes de reducción de pérdidas conlleva a un considerable deterioro de la operación dando lugar a:

- ✎ Motivación en el personal de la empresa de un sentido de frustración que con el pasar del tiempo se traduce en indiferencia, la misma facilita a la degradación de la programación, procedimientos y controles.
- ✎ Desarrollo de un sentimiento generalizado de impotencia en el personal responsable de supervisión y control.
- ✎ Encubrimiento de acciones ilícitas por parte de los propios integrantes de la empresa ya sea por beneficio propio o de terceros perjudicándose económicamente a la empresa.
- ✎ Aumento permanente en el hurto de la energía o realización de todo tipo de fraude para reducir ilícitamente los registros de consumo y por ende el valor de la facturación.

2.2.2 Seguridad y Orden Social.

La actual crisis económica por la que atraviesa nuestro país, la deuda externa e interna, la carencia de inversión extranjera, la falta de fuentes de trabajo y el elevado costo del kilovatio-hora, son suficientes factores que han conllevado a que el incremento de las pérdidas de energía eléctrica este directamente vinculado con el empobrecimiento generalizado de los usuarios cuyos ingresos económicos son medios y bajos.

Y es esta misma crisis económica, la que hoy en día ha dado la iniciativa a que muchos de los usuarios pongan en práctica nuevos métodos para apropiarse en forma indebida de la energía eléctrica violentando de esta manera las redes de distribución e instalaciones que generalmente se encuentran en la vía pública sin ninguna vigilancia y poco control por parte de la empresa eléctrica.

Es esta apropiación ilícita de la energía eléctrica, la que también motiva a que los usuarios que cumplen normalmente con las obligaciones para con la empresa así como del pago de sus consumos se vean incitados a realizar lo siguiente:

- ✦ Apropiarse en forma clandestina y gratuita de la energía a fin de evadir los registros reales generalizándose así esta situación.
- ✦ Conectarse directamente de la red de distribución o colgarse de las líneas secundarias.
- ✦ Resistirse a pagar las facturas de energía motivo por el cual la empresa ordena el corte del servicio.

Estos tipos de inconvenientes habitualmente se han dado en las áreas marginales de la ciudad pero a través del paso del tiempo se ha proliferado a la zona centro-urbana residencial, industrial y comercial.

Apropiarse en forma ilegal de la energía eléctrica por parte algunos usuarios genera lo siguiente:

- ✦ Agresiones severas sobre las instalaciones las que acarrear a un precipitado deterioro de las mismas con graves consecuencias para la seguridad pública.
- ✦ En las horas de máxima demanda debido a que el voltaje en estas zonas disminuye por debajo de la demanda aceptable, la utilización normal de los electrodomésticos se vuelve técnicamente peligrosa.

- ✦ Realizar estos ilícitos sin ninguna norma técnica, con uniones manuales y conductores de características inadecuadas, los mismos que atraviesan paredes, árboles, ductos, etc., hasta llegar a las casas.
- ✦ Así mismo, la manipulación realizada por personas no idóneas de partes sustancialmente sensibles de las instalaciones eléctricas como lo son los equipos de medición, produce en éstos un deterioro prematuro de su vida útil, la intervención en el interior de estos como en sus borneras conllevan al recalentamiento de las mismas y por lo tanto a la inutilización del elemento correspondiente, lo que provoca cambios o reparaciones necesarias para normalizarlos.

2.2.3 Ética y Moral.

La apropiación de energía eléctrica a través de conexiones directas sin registro en la empresa y la alteración o manoseo de las mediciones para obtener registros fraudulentos, realizado en forma indiscriminada y con una alta impunidad, producen efectos económicos negativos sobre los ingresos de las empresas distribuidoras, constituyendo de esta forma una fuerte incidencia sobre la moral y la ética de la población.

Debido a las diferentes zonas de ubicación en una población, sería tolerablemente comprensible que en zonas periféricas los habitantes de escasos recursos económicos traten de apropiarse de la energía eléctrica sin pagarla a fin de obtener algo de comodidad básica.

Pero el delito de robar energía no solo lo efectúan los usuarios masivos sino que también existe por parte de los propios sectores industriales y de comercio, donde la peculiar característica del ilícito consiste en el manipuleo de los sistemas de medición indirecta, es decir, una intervención ilícita técnicamente más calificada tanto en CT's como en los medidores, pero este tipo de degradación ética-moral ya no es justificable dado que no se percibe confort sino mas bien fines de lucro, fomentando la deslealtad y la evasión fiscal que repercute luego en la sociedad.

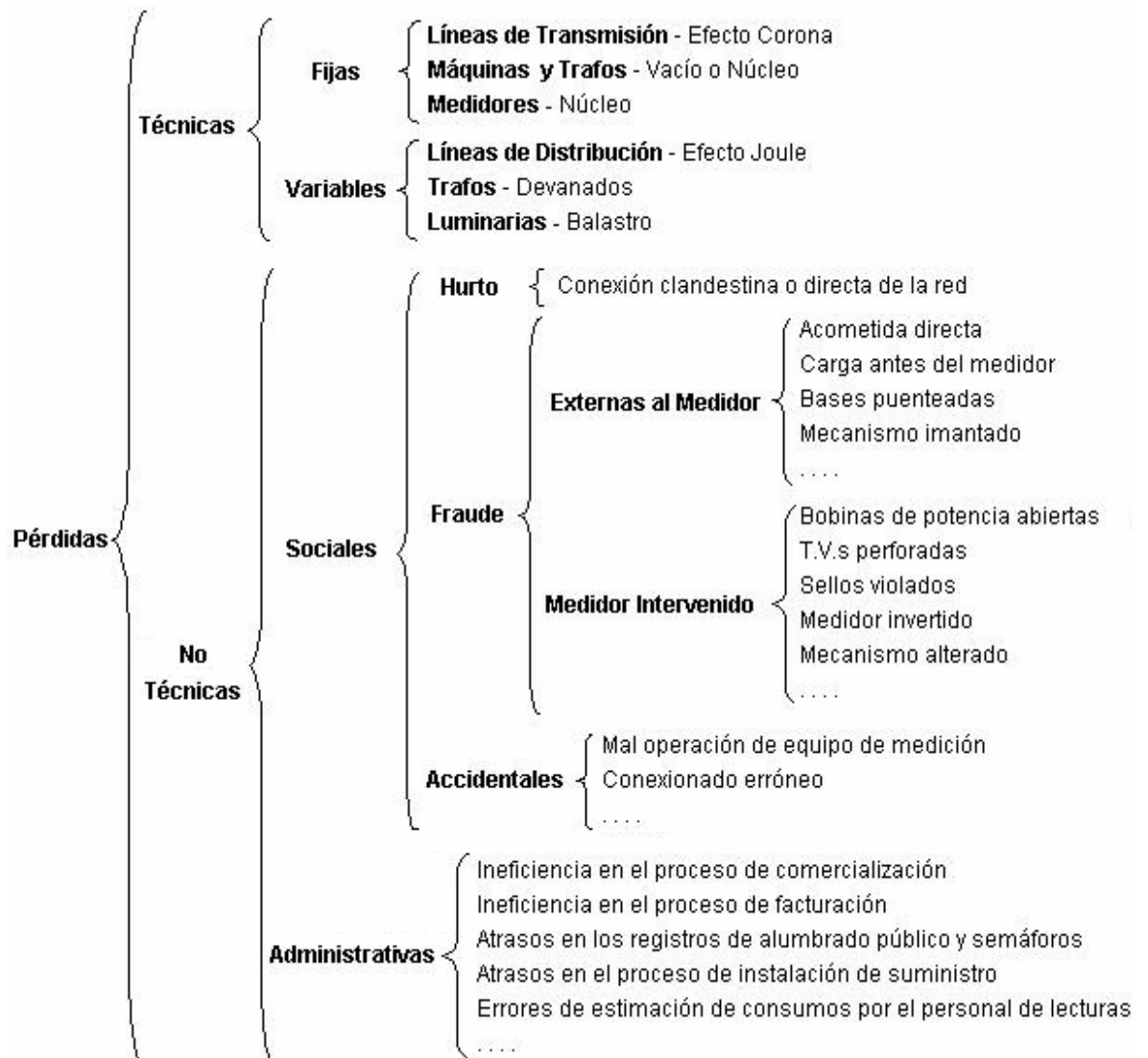
2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En términos sencillos las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada en un periodo de tiempo y la energía vendida en el mismo periodo de tiempo.

En cualquier sistema eléctrico normalmente se identifican dos tipos de pérdidas de energía eléctrica que están clasificadas en Técnicas y No Técnicas.

La Figura 2.1 muestra la manera común de clasificar las pérdidas de energía así como también de sus elementos componentes

FIGURA 2.1. CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.



2.4 PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas representan energía no aprovechable ya que esta se disipa o pierde durante la transmisión y la distribución dentro de la red como consecuencia de un recalentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los consumidores.

Las pérdidas técnicas son un fiel reflejo del estado y la ingeniería de las instalaciones eléctricas, del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, y de las políticas de operación y mantenimiento.

Además, las pérdidas de este tipo son de carácter normal en cualquier distribuidora de energía, no son facturadas de ninguna manera y no pueden ser eliminadas totalmente; no obstante pueden ser reducidas a valores aceptables a través del mejoramiento de la red y según planes establecidos para dicho efecto.

2.4.1 Aspectos que Inciden en las Pérdidas Técnicas

Sin prioridad alguna se señala que este tipo de pérdidas entre varios aspectos surgen:

- ✎ Como secuela de una limitada eficiencia en el funcionamiento de cada elemento del sistema.
- ✎ Por mal dimensionamiento de la capacidad de las líneas de transmisión, transformadores u otros elementos de energía.
- ✎ Consecuencia de un recalentamiento natural de los conductores y otros equipos.
- ✎ Debido al poco, incorrecto o cero mantenimiento de los elementos constitutivos del sistema.
- ✎ Debido a las condiciones propias de las instalaciones.
- ✎ Por cargabilidad excesiva del sistema al crecer la demanda.
- ✎ Por operación no económica del sistema al no proyectar adecuadamente la demanda o por no mejorar el factor de carga.
- ✎ Debido a otras causas propio: Efecto corona, Efecto Joule, Armónicos, otras corrientes.

2.4.2 Clasificación de las Pérdidas Técnicas

Las pérdidas técnicas generalmente pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

- ✎ Pérdidas Fijas o Constantes.
- ✎ Pérdidas Variables con la Carga.

Cualesquiera que sea el criterio tomado para identificar las pérdidas, es de necesidad su estudio en detalle así como identificar su ubicación para poder determinar futuras acciones.

2.4.2.1 Pérdidas Fijas o Constantes.

Las pérdidas fijas llamadas también pérdidas en vacío o núcleo, normalmente se presentan en máquinas eléctricas: transformadores o equipos de medición, sean estos de uso a nivel de distribución, transmisión o subtransmisión de energía y tienen su origen con el solo hecho de energizar alguno de estos elementos del sistema con o sin carga. A este tipo de pérdidas se las asumen fijas o constantes, ya que es insignificante la variación del voltaje de operación de los sistemas eléctricos.

Este tipo de pérdidas esencialmente dependen de:

- ✦ La densidad de flujo magnético quien a la vez depende directamente de la variación del voltaje más no de la variación de la demanda.
- ✦ Las corrientes de histéresis producidas por las corrientes de excitación
- ✦ El efecto corona que se da comúnmente en las líneas de transporte del sistema a altos niveles de voltaje.

2.4.2.2 Pérdidas Variables con la Carga.

Las pérdidas variables están asociadas a la demanda del sistema, así como del efecto Joule, normalmente se producen a nivel de media y baja tensión en: Alimentadoras Primarias, Devanados de los Transformadores de Distribución, Circuitos Secundarios, Luminarias y Acometidas. Cada uno de estos componentes del sistema tiene asociada una resistencia de acuerdo al tipo de material y a sus características técnicas.

Las pérdidas (P) crecen en relación directa al producto del cuadrado de la corriente (I) y la resistencia (R), puede ser expresada mediante la siguiente expresión:

$$P = I^2 \times R \text{ (W)}$$

Donde:

I : depende de la demanda o carga del sistema.

R : depende de la conductividad del material transportador de la energía, la temperatura ambiental, la configuración técnica del sistema, la distancia entre los puntos de entrega y recepción de energía, etc.

2.4.3 Métodos de Reducción de las Pérdidas Técnicas.

Existen diversos criterios técnicos que pueden ser utilizados para la reducción y control del nivel de pérdidas técnicas producidas en cada uno de los elementos constitutivos del sistema de potencia de una distribuidora, entre estos mencionamos:

2.4.3.1 Alimentadoras Primarias.

a. Balanceo de la Carga.

Se divide la carga por igual en las tres fases y se determinan las pérdidas de potencia para demanda máxima y el factor de pérdidas dado por la curva de carga de la alimentadora típica, valores con los que se determinan las pérdidas de energía.

b. Conversión de Alimentadoras Monofásicas en Alimentadoras Trifásicas.

En zonas cuya densidad de carga es elevada se transforman las líneas monofásicas en trifásicas para dividir la carga por igual en las tres fases.

c. Mejora del Factor de Potencia (f.p).

Se instala capacitores a $2/3$ de la longitud total de la alimentadora a partir de la subestación, considerando un f.p de 0.96 en la barra de B.T de la subestación.

2.4.3.2 Trafos de Distribución

a. Transformador Económico.

Transformador económico es el cual su tecnología de construcción tiene índices de alta eficiencia y pérdidas mínimas.

b. Cargabilidad de los Trafos.

Se considera una cargabilidad en horas de máxima demanda hasta la sobrecarga límite que garantiza la vida útil del transformador y la que corresponde a la capacidad nominal. El ahorro de potencia se determina por la sobrecarga del trafo, considerando la diferencia entre las pérdidas de potencia debido a la sobrecarga límite y las correspondientes a la capacidad nominal.

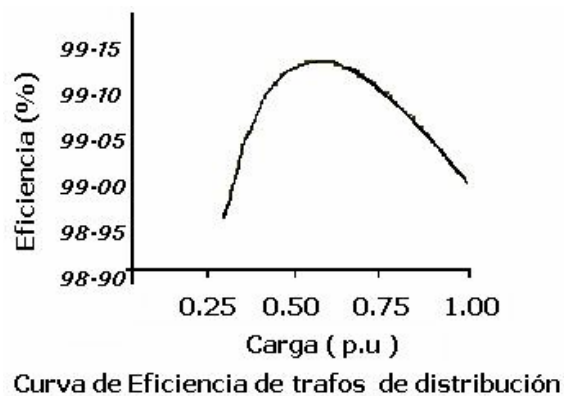
2.4.3.3 Circuitos Secundarios.

a. Optima Ubicación del Trafo de Distribución.

Se considera la óptima ubicación del trafo de distribución reubicando aquellos subutilizados o sobreutilizados a fin de que trabajen dentro de la curva "U" de eficiencia de transformadores que define la eficiencia de un trafo como máxima

cuando la utilización de su capacidad nominal está entre 50% y 70%, esto es, que el trafo es menos eficiente si se carga por debajo de la mitad de su capacidad o arriba del 70% de su capacidad nominal. Por ello se deben realizar mediciones en los trafos de distribución a fin de determinar el factor de utilización y proceder a reubicarlos si fuese necesario.

FIGURA 2.2. EFICIENCIA DE TRAFOS.



b. Cambio de Conductor.

Se determina la cargabilidad de cada línea de un circuito respecto a su capacidad térmica para una temperatura de 50°C considerando una carga normal correspondiente al 70% de la capacidad térmica. Aumentar de calibre al conductor aumentará la resistencia, disminuyéndose las pérdidas por efecto joule, para ello se debe tomar

en cuenta que la máxima carga del conductor no debe superar los $2/3$ de su capacidad nominal. Para determinar si el conductor tiene sobrecarga se considera la energía consumida en la red determinando así la corriente que se tiene para demanda máxima con lo cual se determina si es mayor o no a los $2/3$ de la capacidad nominal del conductor de la red a fin de realizar el cambio de conductor en caso de ser necesario. Arriba de los $2/3$ de la capacidad nominal, el conductor soportará sobrecargas capaces de dejar sin servicio a los usuarios la misma que produce de pérdidas y si exceden del 120% su capacidad nominal provocará deterioro del conductor.

c. División de Circuitos.

Se busca hallar el centro de carga para evitar la distribución de energía mas allá de la distancia donde las pérdidas se incrementan debido a la longitud recorrida por la corriente. Para ello se procede a realizar levantamientos de los circuitos secundarios y en cada poste se incluye la suma de los consumos promedios mensuales de los

abonados conectados a dicho poste, así se logra determinar en que poste debe estar ubicado el trafo a fin de tener consumos equilibrados.

2.4.3.4 Operación Económica del Sistema de Potencia.

a. Proyección de la Demanda.

La proyección de demanda se la realiza dividiendo las zonas de desarrollo en categorías de consumo residencial, comercial, industrial, etc., las que consideran factores como: tasa de crecimiento poblacional, relación habitante-abonado, consumo promedio específico y otros factores macro económicos indicativos del futuro desarrollo de dichas zonas. La proyección de la demanda debe identificar zonas cuyo desarrollo económico y eléctrico crecerá determinando así los futuros niveles de demanda que servirá para configurar líneas de subtransmisión, dimensionar y ubicar subestaciones y alimentadoras de distribución.

b. Mejora del Factor de Carga del Sistema.

Se puede disminuir la demanda máxima del sistema si se considera las siguientes acciones:

- ✦ Elaborar políticas para mejorar el factor de carga de industrias, incentivando por medio de tarifas preferenciales el consumo de energía en horas de menor demanda.
- ✦ Elaborar políticas para mejorar el factor de carga del sector residencial y comercial, concientizando a los usuarios en la racionalización del uso de la energía en las horas de máxima demanda.

2.5 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (PNT)

El término de pérdidas no técnicas se lo puede definir como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Pero en términos más sencillos representa a toda aquella energía distribuida a través del sistema hacia los consumidores y que de alguna manera no se factura y/o cobra correctamente por medio de la distribuidora.

Las pérdidas no técnicas o también denominadas pérdidas negras desde el punto de vista macroeconómico no constituyen una pérdida real para la economía dado que la energía que no se factura es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra a nivel general.

2.5.1 Aspectos que Inciden en las Pérdidas no Técnicas

Sin orden de prioridad se han determinado que los principales aspectos que provocan las PNT son los siguientes:

- ✎ Incremento desmedido de las tarifas de energía, en muchos casos con altas cargas impositivas.
- ✎ Condiciones socioeconómicas desfavorables para las compañías distribuidoras.
- ✎ Condiciones socioeconómicas desfavorables a los usuarios que provocan dificultad del pago normal de las facturas y en muchos casos originan la apropiación ilícita de energía.
- ✎ Apreciación de bajo riesgo de sanción es decir impunidad.
- ✎ Concepto de "estado benefactor" que en muchas empresas estatales se toleró y se utilizó como herramienta política.
- ✎ Obsolescencia de la infraestructura, lo que facilita la acción sobre las redes de distribución y el sistema de medición.
- ✎ Escasez de recursos financieros y humanos para implementar proyectos y planes de reducción de pérdidas.
- ✎ Continuidad de los proyectos y programas para asegurar resultados permanentemente.
- ✎ Desplazamientos de estos planes dando mayor prioridad a otros programas de inversión.

2.5.2 Clasificación de las PNT.

Las PNT surgen como el resultado del uso ilegal de la energía que luego se convierten en pérdidas financieras para la distribuidora. Pero también las PNT guardan relación directa principalmente con los errores administrativos, del grado de automatización de los procesos de comercialización y atención al cliente, la ineficiencia de los sistemas de instalación de suministros, lectura de consumos, facturación, recaudación así como la falta de programas de inspección y control para verificar la exactitud de los equipos de medición. Las PNT pueden ser agrupadas en Sociales y Administrativas.

2.5.2.1 Pérdidas Sociales

Estas pérdidas de energía, se conocen básicamente como conexiones ilegales, hurto y fraude que habitualmente se dan en los diferentes asentamientos de crecidos sectores sociales de nuestra urbe cuyos ingresos económicos son muy limitados. En estos sectores existen muchos hogares en los que es común observar las alteraciones e inexistencia de los equipos de medición y la modificación ilegal de las conexiones con la finalidad de inducir errores en los consumos registrados los medidores de la empresa distribuidora.

La inversión en líneas y redes de distribución para el suministro del servicio eléctrico en estas áreas marginales, resulta lenta y difícil debido a la baja recuperación de la inversión a causa de las actuales incobrables tarifas eléctricas.

La recaudación de la facturación en estos barrios marginales torna muy difícil cualquier gestión de recuperación de cartera en dichos sectores, dado el peligro que reviste a la integridad física del personal técnico de la Empresa.

2.5.2.2 Pérdidas Administrativas

Las pérdidas administrativas se originan en varias tareas que ejecuta el personal de la empresa ya sea internamente como externamente, por ejemplo podemos citar irregularidades de los departamentos comerciales al evadir facturaciones de consumos reales, siendo de esta manera perjudicada la propia empresa.

Toda deficiencia en gestión administrativa de una empresa pone de manifiesto cómo se encuentra organizada y la forma cómo esta contribuye al incremento de sus propias pérdidas.

Es importante señalar que el personal tercerizado o que ha laborado para la empresa está en capacidad de manipular los equipos de medición para conseguir registros de consumos irreales y que la intervención fraudulenta de cualquiera de estas personas es de gran incidencia en el porcentaje de pérdidas.

Cualquier proceso comercial incide de una u otra forma en el aumento o disminución de los niveles de pérdidas no técnicas, y para demostrar aquello en los capítulos posteriores se estudiará y analizará ampliamente procesos importantes como son el:

- ✍ Proceso de Contratación e Instalación del Servicio de Electricidad
- ✍ Proceso de Lectura y Facturación de Consumos de Energía.

2.5.3 Programa Actual de Reducción y Control de PNT.

CONCURSO DE OFERTAS PARA EL PLAN DE REDUCCIÓN DE PNT

1.- Empresas invitadas al concurso:

1	Iberdrola	España
2	Consultoria Colombiana.S.A.	Colombia
3	Provident Group Ltda. AENE	Colombia
4	Levin.S.A.	Argentina
5	Empresas Públicas de Medellín. E.P.M	Colombia
6	Unión Temporal Prepec	Colombia
7	Soinco Proyectos Ltda..	Colombia
8	Soluziona Unión Fenosa.	Colombia - España
9	Codensa	Colombia
10	Main Engineers	Brasil
11	Sainco Telvent	España
12	Optimalcorp.S.A	Ecuador
13	Synapsis	Perú
14	Tecnored	Chile

2.- Empresas que Expresamente Comunicaron su Decisión de No Participar:

1	Empresas Públicas de Medellín. E.P.M	Colombia
2	Unión Temporal Prepec	Colombia
3	Codensa	Colombia
4	Main Engineers	Brasil
5	Synapsis	Perú
6	Tecnored	Chile

3.- Empresas que Presentaron Ofertas:

1	Provident Group Ltda. AENE	Colombia
2	Soluziona Unión Fenosa	Colombia - España
3	Sainco Telvent	España
4	Optimalcorp.S.A	Ecuador

4.- Empresas Calificadas para el Concurso:

1	Provident Group Ltda. AENE	Colombia
2	Soluziona Unión Fenosa	Colombia - España
3	Optimalcorp.S.A	Ecuador

5.- Empresa Ganadora del Concurso:

1	Optimalcorp.S.A	Ecuador
---	-----------------	---------

En su primera fase el programa identificará la situación actual de la CATEG, y a partir de ella emitirá recomendaciones y acciones a seguir para lograr disminuir y controlar las PNT. Esto implica involucrar a todas las áreas o departamentos: Distribución, Comercial o Contratación del Servicio, Lectura y facturación, así como todo aquella dependencia que de una u otra manera presta soporte a la CATEG.

En base a esta condición es de advertir que de no existir la requerida colaboración de alguna dependencia en cualquier instante del programa, no solo disminuye la eficacia y/o eficiencia del mismo sino que también creará una sensación generalizada de impotencia sobre los responsables de la supervisión, control y desarrollo, ante la no consecución de los logros esperados.

El programa comprenderá las siguientes actividades:

- ✍ Evaluación socioeconómica del área de concesión.
- ✍ Análisis del mercado de clientes.
- ✍ Estudio de la regulación ecuatoriana.
- ✍ Cuantificar y cualificar las PNT.
- ✍ Censo de áreas marginales.
- ✍ Inspecciones de suministros.

2.5.3.1 Evaluación Socioeconómica al área de Concesión.

Recabar información de indicadores Socioeconómicos del área de concesión de la CATEG con la mayor desagregación posible (Geográfica, por tipo de cliente, etc.). Esta información permite entre otras cosas:

- ✍ Cuantificar y Cualificar las PNT.
- ✍ Priorizar las actividades de planificación.
- ✍ Definir estrategias de acercamiento para prever situaciones de riesgo (levantamientos sociales).

2.5.3.2 Análisis del Mercado de Clientes.

✍ Segmentación del mercado de acuerdo a la genealogía de clientes y su comportamiento comercial característico como:

- Comportamiento de pago.
- Cultura de robo de energía.

- ✍ Distribución geográfica de segmentos identificados.
- ✍ Determinación de perfiles comerciales por áreas geográficas: barrios, cooperativas, etc.

2.5.3.3 Estudio de la Regulación Ecuatoriana.

Determinación del impacto del programa como ser:

- ✍ Pérdidas técnicas reconocidas en la tarifa.
- ✍ Indicadores de Calidad de servicio.

FIGURA 2.3. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE CLIENTES.

DIVISION DE LOS CLIENTES MASIVOS DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL

SECTOR No.1:		Suburbio
ZOIA	Abonados	
1	7.449	De calle 8va.hasta 49ava.Calle
5	10.564	De calle A.hasta Calle T
9	9.466	Batallón del Suburbio
12	3.920	Plan Piloto
13	7.999	O'connors - Galapagos - Amazonas - Callejon Parra - Oriente - Sedalana
15	7.933	Fco.Segura - Cristobal Colon - Chambers - Rosendo Aviles - N.A.Gonzalez
17	7.195	Maracaibo - El Oro - Vacas Galindo - Bolivia - G.Goyena - Camilo Destruge
21	7.297	Colombia - Venezuela - Portete - Gral. Gomez - Argentina - San Martin
25	7.728	Letamendi - Fco. de Marcos - Calicuchima - Maldonado - G. Rendón - Brasil - Cuenca - F.cordero - C.Najera M.A. Silva - Huancavilca - Ayacucho - G. Valenzuela - Sedalana - D. Savio - 4 de Noviembre - Inmov. Sur - Chala
Total	69.551	

SECTOR No.2:		Centro Urbano
ZOIA	Abonados	
29	1.966	Cerro del Carmen
33	6.393	Cerro Santa Ana
34	6.304	De Malecon Simon Bolivar hasta 8va. Calle
38	7.012	De J.Coronel hasta Avda. J.V Trujillo
42	7.212	Centro
46	7.453	Centro
50	6.628	Centro
54	6.904	Centro
58	5.907	Centro
62	5.473	Centro
66	13.823	Centro
Total	75.075	

SECTOR No.3:		Urdesa - Cdilas del Norte - Mapasingue - Via a la Costa y Alborada
ZOIA	Abonados	
70	12.675	Avda. C. J. Arosemena hasta Km. 4 1/2 - Via a la Costa
77	11.067	Cdilas. De la Via a la Costa hasta Puerto Azul
81	14.429	Cdilas. Kennedy - Sagrada Familia - Bolivariana - Modelo - Naval Norte - Bella Aurora - Albatros
89	9.594	Coop. Aguirre Abad - 29 de Junio - Cdilas. Guayaquil - Adace - S.Bolivar - Vernaza Norte - Kennedy Norte Cdilas. Consejo Prov. del Guayas(Las Garzas) - Unión y Progreso - Alamos - FAE - Atarazana - Sta.leonor Coop. Viv. Guayaquil - Urb.Unión y Progreso - Rio Guayas Club - Mapasingue LE y LO (Cooperativas) Cdia. Alborada (todas las etapas)
90	14.300	
Total	62.065	

SECTOR No.4:		Cdilas del Norte (Por Avda. J. Tanca Marengo y Fco de Orellana), Via a Daule y Sauces
ZOIA	Abonados	
71	17.062	Urdenor - Colinas de la Alborada - Coop. San Francisco - Lot. San Felipe
72	37.756	Lot. Sta.Adriana - Lot. Prosperina - Cdilas. Marta de Roldós - J.T. Marengo - Prosperina - Colinas del Sol P. Jácome - La Florida - Pajaro Azul - J. Montalvo - Orquideas - Geranios - Bastión - Vergeles - Coop. Via a Daule
83	15.048	Garzota - Guayacanes - Samanes - Los Rosales - Justicia Social - Abdon Calderón
91	23.506	Sauces (todas las etapas)
	-29.000	F.E.R.U.M.
Total	64.372	

SECTOR No.5:		Cdilas del Sur y Guasmos
ZOIA	Abonados	
50	6.628	Barrio del Seguro - Barrio del Centenario - Sur - Oeste I, II y III
85	16.321	Edif. Alban Borja - La Ronda - Conj. Resid. Granada - Cdia Villamil - Centenario Sur
86	13.401	Cdia Las Palmas - Urb. La Saiba - Cdia.La Saiba - Praderas I, II y III - Guayasur
88	7.121	Los Almendros - Las Terrazas - Florestas I, II y III - cond. La Primavera - Los Delfines
98	24.052	Cond. Valdivia - Laureles - Jazmines - Tulipanes - Casas Colectivas (G Rendon y Venezuela)
99	8.944	Avdas. Ernesto Alban - 25 de Julio y Aurora Estrada - Acacias I, II y III - Los Claveles I y II - Coop. 18 de Agosto A. Portuaria - Eloy Alfaro - Jaime Roldós - Assad Bucaram I y II - Rumiñahui - Progresista - Un techo para todos Samuel Gomez - Fragata - Luis Vargas Torres - Nueva Venecia y Los Palestinos - Cdilas. Huancavilca - Cipreses Del Maestro - I.E.S.S. - Moran Valverde - 25 de Julio - Periodista - Los Esteros - Amazonas - Jambelí - Coviess Coviem - Guangala - Sopeña - Los Jardines y Bloques Base Naval Sur - Guasmos e Isla Trinitaria F.E.R.U.M.
	-12.300	
Total	64.167	

2.5.3.4 Cuantificación y Cualificación de las PNT.

Cuantificar el nivel o estado de pérdidas de la empresa distribuidora e identificar las áreas o zonas en las que las PNT presentan muestras o índices de mayor ocurrencia es uno de los primeros pasos en el desarrollo del programa para la reducción de PNT en la CATEG. Para realizar esta labor está dividida en:

- ✍ Censo de zonas marginales.
- ✍ Inspección de suministros en varias modalidades.
- ✍ Balance de energía por áreas o zonas.

2.5.3.5 Censo de Áreas Urbanas, Rurales y Marginales.

Los parámetros básicos que comprende el censo de estas áreas son:

- ✍ Cantidad aproximada de usuarios.
- ✍ Estado y tipo de las líneas de distribución.
- ✍ Porcentaje de conexiones directas.
- ✍ Nivel de tensión y Factibilidad de carga.
- ✍ Grado marginal y peligrosidad de los habitantes.

De este censo se podrá diferenciar áreas en las que se podrán proyectar obras de infraestructura.

2.5.3.6 Inspecciones de Suministros.

La labor de inspección de suministros está encargada a personal con suficientes principios éticos, morales y capaces de poder transmitir conocimientos precisos para lograr una efectiva y eficiente detección de irregularidades, ya que las mismas no siempre son de fácil detección dado que muchos usuarios tienden a ocultar mediante muchas formas el ilícito.

Esta labor se podrá realizar dividiéndola en:

- ✍ Inspección de suministros dirigidas.
- ✍ Inspección de suministros por barrido completo.

a. Inspecciones de Suministros Dirigidas

Podrán ser generadas por diferentes criterios a saber y por orden de prioridad:

- **Por juicio (no probabilístico).** Suministros con alto grado de certeza en cuanto a irregularidad, variaciones de consumos importantes, denuncias de terceros, clientes con antecedentes de irregularidades, etc.
- **Por Áreas (probabilístico).** Suministros de áreas linderas a zonas marginales, zonas comerciales, rurales, etc.

- **Estratificado (probabilístico).** Clientes con consumos superiores a los 2000 Kw/h por bimestre, tarifas determinadas, comercios, industrias, entes oficiales, etc.
- **Aleatorio Simple (probabilístico).** Se generarán inspecciones en forma aleatoria del universo de clientes.

Con las inspecciones dirigidas generadas en forma aleatoria simple del tipo probabilístico se obtendrá un índice para determinar la realización de inspecciones por barrido.

b. Inspecciones de suministros por barrido.

Este método de inspección o fiscalización de los suministros es un excelente método de determinar, cuantificar y tratar las PNT de clientes de diferentes tarifas fuera de áreas marginales.

Por este método de inspección se podrá obtener también otros datos del suministro tales como:

- ✍ registro de lectura
- ✍ número de medidor,
- ✍ año de fabricación y condiciones, etc.

Toda información adicional recabada servirá para:

- ✧ Detectar cualquier clase de ilícitos.
- ✧ Proyectar planes de normalización.
- ✧ Comprobar la correcta toma de lectura.
- ✧ Determinar la existencia de medidores sin identificación comercial.
- ✧ Confirmar la existencia de medidores instalados o inexistentes que constan o no en registros de la empresa.

La Figura 2.4 Presenta una muestra del formato utilizado para detectar medidores fuera del sistema con cuyos datos se validará el Sistema Comercial.

FIGURA 2.4. MUESTRA DE FORMATO DE INSPECCIÓN.

MEDIDORES FUERA DE SISTEMA				
#	_____ Zona	_____ Sub-zona	_____ Sección	_____ Orden
Nombre: _____				
Dirección: _____				
Medidor: _____ Lectura: _____ Multiplicador: _____ Fecha: _____				
# Medidor Anterior: _____ # Medidor Posterior: _____				
Observaciones: _____				

				Fiscalizador

2.5.4 Acciones del Programa de Reducción y Control de PNT.

Aquí se detallan varias consideraciones así como acciones a tomar para reducir las PNT.

2.5.4.1 Normalizar a ilegales de zonas marginales.

- a) Área de consumidores clandestinos con red de distribución en condiciones y con adecuado nivel de tensión.** En este caso lo conveniente es no realizar modificaciones técnicas y optar por intensificar medidas comerciales, tales como: condonación de deudas, convenios para pagar deudas acumuladas, etc.

- b) Área de consumidores clandestinos sin red de distribución o con red precaria con bajo nivel de tensión.** En este caso existen varias opciones en cuanto a la elección del modelo de red a reemplazar, entre las cuales podemos mencionar:
 - Distribución en MT con trafos de tipo rural.**

Este modelo es de gran ventaja en cuanto al acceso a la red de distribución ya que cualquier manipulación en MT se torna peligrosa y mortal. Pero el costo es considerablemente elevado.

- **Línea de conductores preensamblados.**

Cuya postación puede ser a 7,5 metros de altura libre, con acometidas concéntricas desde la caja de derivación (Cajas Antihurto) en suspensión.

El grado de peligrosidad en estas áreas determinará la implementación de acciones correctivas para evitar el acceso a la red y la tarea de suspensión de servicios. Estos dos problemas pueden ser corregidos con la colocación de mantas de protección termocontraíbles con placa metálica conectada al neutro del conductor a ambos lados de la postación y cajas de derivación con corte remoto, esto último con el fin de minimizar la relación entre el cliente a desconectar y el operario.

2.5.4.2 Campañas de Corte

Coordinar con las dependencias de la CATEG para agilizar campañas masivas de corte en acometidas o en el interior de medidores según la gravedad de la infracción observada y reportada en los informes de las inspecciones en zonas rurales y urbanas.

2.5.4.3 Inscripción de Clientes.

En todas las zonas lograr ingresar como clientes a los usuarios que se encuentran fuera del sistema, por ello es conveniente minimizar y facilitar los requisitos de inscripción especialmente en zonas marginales.

En varios casos la inscripción de clientes se ve dificultada dado el requerimiento de documentación perteneciente a la propiedad ya que la gran mayoría de estos consumidores se aloja en invasiones.

Se ha comprobado la efectividad de la inscripción de clientes en su propio domicilio ya que así se facilita la tarea de comercialización-conexión durante la obra y conjuntamente se brinda un asesoramiento completo en cuanto a: documentación, beneficios de legalizar su situación y uso de la energía, etc.

2.5.4.4 Uso Racional de la Energía.

Es conveniente asesorar al nuevo cliente al momento de la contratación del suministro de energía eléctrica, en el uso prudente y racional de la energía contratada a fin de lograr que el cliente una vez ingresado

modere sus consumos y evitar abonar exagerados valores en sus facturas con posibles consecuencias de: avisos de corte, inmediatas suspensiones del servicio de energía eléctrica, etc.

✍ Enseñar a los usuarios a controlar sus consumos utilizando el medidor de energía instalado, por simple observación de lecturas en intervalos de tiempo, con objeto de que el cliente realice por sus propios medios las proyecciones mensuales de sus consumos. Para lo que la empresa encargada de la medición de energía, podría realizar tomas de lecturas parciales en esas zonas antes de la primera facturación, para de esta forma lograr prevenir a los clientes que tiendan a alcanzar consumos por encima de los 300 Kwh. mensuales de perder el subsidio.

✍ Dar a conocer al usuario una tabla de consumos Kwh. de cada uno de los aparatos eléctricos mayormente utilizados en sus hogares así como también de alternativas de ahorro al reemplazar estos aparatos eléctricos para obtener el mismo fin o beneficio.

2.5.5 Organización y Distribución de Medios.

La estructura del proyecto permite una eficiente coordinación de acciones para el control y disminución de pérdidas. Como resultado de implantación de los planes de acción, la CATEG debe dimensionarse para poder atender las operaciones técnicas y comerciales que se deriven de ellos.

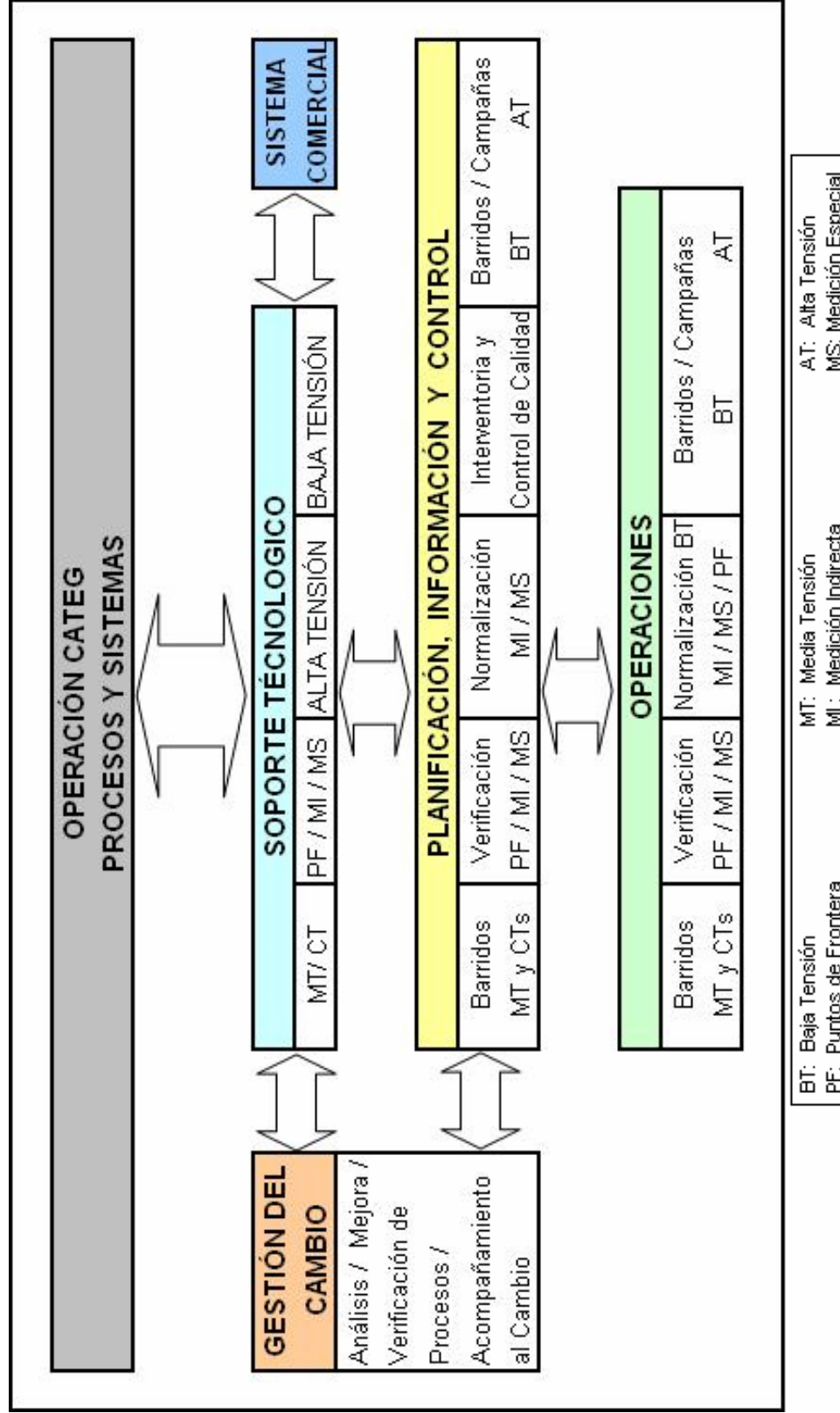
FIGURA 2.5 ORGANIZACIÓN



FIGURA 2.6. DISTRIBUCIÓN DE MEDIOS

ACTIVIDAD	MEDIOS APORTADOS POR	
	OPTIMALCORP.S.A	CATEG
Equipo del Proyecto: Dirección Unidades de Apoyo Campañas LMT / CT / Campañas de Corte Planificación, Inf y Control de Calidad	Personal, medios e Instalaciones	Acceso a Sistema Comercial Modificaciones Base Datos Instalaciones puestos de Trabajo Medios de Comunicación y Telemática Software / Hardware Archivos, planos, etc
Barrido de LMT/ CT Verificación Equipos Medición PF	Personal, medios e Instalaciones	Actualización de datos en Sistema Comercial Realizar refacturaciones y tratar irregularidades
Suministro Equipos Medida Instalación Sustitución Equipos	Personal, medios e Instalaciones	Actualización de datos en Sistema Comercial Suministro de Materiales

FIGURA 2.7. ESQUEMA CONCEPTUAL DEL PROYECTO



2.6 PÉRDIDAS GLOBALES DEL SISTEMA GUAYAQUIL.

El cálculo de pérdidas globales para el Sistema Guayaquil se lo realizó considerando ciertos índices del balance energético a Diciembre de 2003 y según la metodología considerada por el Departamento de Control de Calidad. Ver Apéndice A.

2.6.1 Nivel de Pérdidas Globales.

La Tabla 2.1 muestra los niveles de pérdidas que se calcularon para cada uno de los elementos del Sistema Guayaquil.

TABLA 2.1. PÉRDIDAS DEL SISTEMA GUAYAQUIL AL 2003.

PÉRDIDAS ELEMENTOS	TÉCNICAS				NO TÉCNICAS			
	POTENCIA		ENERGIA		POTENCIA		ENERGIA	
	MW	%	MWH	%	MW	%	MWH	%
Lineas de Subtransmisión	6.62	1.12	27,530.2	0.82				
Trafos de Poder	3.99	0.68	16,600.6	0.50				
Alimentadoras Primarias	15.21	2.58	65,244.0	1.95	11.72	1.99	50,274.3	1.50
Trafos de Distribución	21.91	3.72	94,070.2	2.80				
Circuitos Secundarios	8.60	1.46	36,920.2	1.10	113.59	19.28	487,454.1	14.54
Luminarias de Alumbrado	3.94	0.67	17,249.4	0.51				
TOTAL PÉRDIDAS	49.67	10.23	213,483.9	7.67	125.30	21.27	537,728.4	16.04

La empresa a la fecha de este calculo presenta un índice de pérdidas totales del 25.28% y dado que valor total de 23.71% según los cálculos mostrados en la Tabla 2.1 no se ajusta y conociendo que el aumento anual en pérdidas técnicas es mínimo, notamos que el valor real de pérdidas no técnicas es del 17.61%. Se estima que esta diferencia está considerada en el balance energético de manera alguna dada la variabilidad de cobro en cartera deudora o a causa de errores comerciales.

2.6.2 Costos

Para determinar los costos globales que representados por las pérdidas de los componentes señalados en la Tabla 2.2, se consideró un costo de la tarifa promedio de USD 0.079 para evaluar los costos generados por PNT y un costo promedio de la compra en el MEM de USD 0.073 para evaluar los costos que generan las pérdidas Técnicas. Estos valores se tomaron de reportes del Área Comercial de la empresa, además se consideró un valor de \$ 203.495,6 por cada punto % para evaluar los costos estimados de pérdidas comerciales.

TABLA 2.2. COSTOS GLOBALES DE PÉRDIDAS

PÉRDIDAS ELEMENTOS	TÉCNICAS		NO TÉCNICAS	
	ENERGIA MWH	COSTO USD	ENERGIA MWH	COSTO USD
Líneas de Subtransmisión	27,530.2	2,009,706.6		
Trafos de Poder	16,600.6	1,211,842.8		
Alimentadoras Primarias	65,244.0	4,762,814.8	50,274.3	3,971,672.5
Trafos de Distribución	94,070.2	6,867,125.0		
Circuitos Secundarios	36,920.2	2,695,174.3	487,454.1	38,508,870.9
Luminarias de Alumbrado	17,249.4	1,259,209.6		
	213,483.9		537,728.4	42,480,543.4
Costo SubTotal Técnicas		10,821,508.9		
Pérdidas Comerciales Asumidas del 25.28%			501,596.3	39,626,107.8
Costo SubTotal No Técnicas				82,106,651.2
Costo Global Pérdidas = Técnicas + No Técnicas (USDs)				92,928,160.1

De la Tabla 2.2 vemos que el Costo total representado por el nivel de Pérdidas Globales en el 2003 es de USD 92' 928.160.

TABLA 2.3. DESGLOSE DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Desglose de Pérdidas No Técnicas	Prom. Pérdidas Mensuales	
Causas	Mwh	USD (\$)
Procesos Administrativos de Contratación, Lectura y Facturación	501.596.3	39.626.107.8
Sociales y Hurto	537.728.4	42,480,543.4
TOTAL		82,106,651.2

La tabla 2.3 desglosa valores en Mwh y USD originados por concepto de pérdidas sociales y hurto de los que se lleva registro en la empresa y para lo que ya se está llevando a cabo un programa de reducción de dichas perdidas, así también la tabla 2.3 muestra el estimado de pérdidas producidas por ineficiencia de los procesos administrativos de contratación, instalación, lectura y facturación, los mismos que serán justificados mediante el estudio del siguiente capítulo.

2.6.3 Valores Referenciales.

Según la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) un nivel de Pérdidas Globales excesivo resultaría aquel mayor que un 15% mientras que un valor deseable estaría alrededor del 13%. La tabla 2.4 distribuye este porcentaje según el nivel de tensión, elementos y su etapa de funcionalidad.

TABLA 2.4. VALORES REFERENCIALES DE PÉRDIDAS

NIVEL DE TENSIÓN	ETAPAS FUNCIONALES	ELEMENTOS	% PÉRDIDAS				
			2000	2001	2002	2003	CIER
AT	SubTransmisión	Líneas de Subtransmisión.	0.69	0.52	0.64	0.82	2.50
AT / MT		Trafos de Poder.	0.22	0.17	0.18	0.50	0.65
MT	Distribución	Alimentadoras Primarias.	1.21	1.25	1.25	1.95	0.90
MT / BT		Trafos de Distribución.	2.59	2.75	2.77	2.80	1.45
BT		Circuitos Secundarios.	3.51	3.53	2.54	1.10	2.00
BT	Alumbrado Público	Luminarias.	0.58	0.58	0.58	0.51	
AT / BT	Medición	Medidores, PTs, CTs, etc.	----	----	----	----	0.50
SUBTOTAL TÉCNICAS			8.80	8.80	7.96	7.67	8.00
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS			15.62	16.17	18.17	17.61	5.00
TOTAL = TÉCNICAS + NO TÉCNICAS			24.42	24.97	26.13	25.28	13.00

Comparando los niveles de pérdidas de la CATEG para los años 2000 al 2003 con los niveles óptimos según la CIER, vemos que en cuanto al nivel de Pérdidas Técnicas la CATEG se ajusta a la normativa de la CIER, no así las PNT que exceden en el triplo, finalmente se refleja que durante este lapso de tiempo el porcentaje global de pérdidas de energía de la CATEG presenta un excedente alrededor del 100% de lo propuesto como óptimo, cuyo mayor componente son las PNT.

Cabe notar que algunos países europeos han logrado reducir las Pérdidas Globales a valores muy cercanos a estos niveles de pérdidas propuestos, mientras que sí en Sudamérica es común encontrar niveles arriba del 15%, distribuidoras de Chile y Argentina se encuentran desarrollando severas acciones de reducción y control de PNT en fin de lograr beneficiosos niveles óptimos.

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS DE LA CORPORACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN TEMPORAL ELECTRICA DE GUAYAQUIL

3.1 INTRODUCCIÓN.

El capítulo 2 hacía referencia a las causas, métodos de mejoras, costos y niveles de pérdidas técnicas y PNT, distinguiendo entre ellas que las PNT son muy elevadas para la CATEG. Por ello en este capítulo se propone estudiar e iniciar un plan que permita identificar desordenes y deficiencias que provocan pérdidas de carácter administrativas, prefiriendo para dicho fin las siguientes gestiones administrativas que pone a disposición para con su área de concesión la CATEG:

- ✦ Contratación e instalación del suministro de electricidad.
- ✦ Toma de lecturas y facturación de energía.

Es importante tener presente que cualquier desorden, deficiencia, irregularidad o desconcierto en la gestión administrativa se traducen en notables pérdidas económicas e incide negativamente en situaciones financieras catastróficas para la CATEG, motivo por el cual el seguimiento minucioso a las mismas y la razón para que estas insuficiencias deban ser eliminadas debe ser un tema de relevante importancia que a los administradores de la misma no debe de dejar de preocuparles, esto si es que la administración pretendiese conquistar cambios de fondo con la difícil problemática de pérdidas que frenan todo objetivo de rentabilidad para la actual Administración.

Para efecto del desarrollo de este estudio se ha considerado la sistemática planteada en el apéndice B. Cuya aplicación de este método de reingeniería de procesos tiene como objetivo general exigir la eficiencia, eficacia y la optimización de recursos: tiempo-dinero en pos de la consecución de logros significativos al momento de su implantación.

El contenido de los dos procesos estudiados en el presente Capítulo empezará por definir sus límites con meticulosas y detalladas observaciones de cada una de las acciones o tareas relacionadas con el desarrollo del proceso, luego se indicaran resultados de dicha

observación así como de la recolección de datos relativos al tiempo en que se ejecutan las tareas o actividades y como parte final se estimará o determinará el tiempo y la eficiencia del desarrollo del proceso.

Posterior a este estudio y contando con fundamentos necesarios para plantear el esquema de un plan de mejoras a dichos procesos, el capítulo 4 se centrará básicamente en analizar los todos los datos ya recabados y procederá a identificar las áreas que contienen pasos que posiblemente al aplicárseles una reingeniería y ser corregidos se traducirán notablemente en una significativa reducción de las pérdidas comerciales originadas por dichos procesos estudiados.

3.2 PROCESO DE CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD.

Cuando cualquier persona natural o jurídica necesita el suministro del servicio de electricidad para su residencia y/o local comercial. Esta se acerca a solicitar dicho servicio a la Oficina de Atención y Servicios al Cliente de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, en la cual la persona solicitante del servicio debe presentar la documentación indicada (ver anexo) y cumplir las disposiciones y/o requerimientos de la empresa distribuidora del servicio.

3.2.1 Límites y Observación del Proceso.

El proceso de contratación de suministro del servicio de electricidad de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil inicia cuando la persona solicitante del mismo toma un ticket de espera, luego al darle atención sus datos son ingresados al sistema comercial elaborándole su contrato y asignándole su número de cuenta para concluir finalmente con la instalación de la acometida y de un medidor de energía y el enrutamiento del nuevo abonado para su facturación mensual de consumos.

A continuación se detallan el orden de cada uno de los pasos del proceso de contratación de suministro del servicio de electricidad de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil.

Paso 1 Cliente Espera Atención.- El cliente acude a la Oficina de Atención y Servicios al Cliente, y toma el ticket de espera del Q-matic hasta ser atendido por alguno de los módulos de atención.

Paso 2 Atención del Módulo de Contratos.- El cliente se acerca al módulo de contratos y el agente le solicita de los documentos indicados en la lista de requisitos para contratación del servicio, Así el agente desde el Sistema Comercial y/o Telnet procede a:

- a) Revisar ruta de lectura (**TORUTA**), para asignar ruta en la que se estaría ubicando el nuevo consumidor en referencia a datos ya existentes en el libro de rutas.
- b) Registrar los datos del nuevo consumidor en Ingreso y actualización de clientes (MEBAS), asignándole al nuevo consumidor su código o número de cuenta.
- c) Registrar y actualizar datos técnicos. (METECN)

- d) Ingresar a Información General Actual del Cliente (TOGENE).
- e) Ingresar a Liquidación de contratos (MACALC), donde se procede a asignar el estrato (comercial, residencial, medio, marginal)
- f) Realizar el financiamiento de pago (CAFINA) para poder enviar por medio del sistema a imprimir la orden de pago hacia la caja de Cobro de Convenios para que el cliente se acerque a cancelar.
- g) Llenar y rubricar el Contrato de Suministro. (Ver anexo)

Paso 3 Espera de Atención en Caja.- El cliente se acerca a la ventanilla de Cobro de Contratos y Convenios y espera en la cola para cancelar el abono inicial del contrato de suministro ya financiado.

Paso 4 Cobro del Contrato de Suministro.- El cliente es atendido por el cajero(a), quien recauda el abono inicial, registra en el Sistema Comercial e imprime la factura con el valor del pago efectuado, quedando así generada una base de datos que contiene las Ordenes de Revisión y Conexión de Medidores para una subsiguiente ejecución del Departamento de Medidores.

Paso 5 Datos reposan temporalmente en el Sistema.-

Los datos de nuevos consumidores reposan temporalmente en la base de datos del Sistema Comercial y/o Telnet, hasta su apertura por un agente del departamento de Medidores.

Paso 6 Impresión de Ordenes desde el Sistema.-

Los datos de nuevos consumidores se obtienen del sistema por medio del archivo MICONE, imprimiéndose así todas las Ordenes de Revisión y Conexión de medidores, conjuntamente se verifica si coinciden con el número de órdenes generadas en el archivo CONORD (consulta de ordenes).

Paso 7 Ordenes reposan en bandeja.-

Las Órdenes de Conexión de medidores reposan en bandeja hasta existir la cantidad suficiente de Órdenes de instalación, reconexión y suspensión que justifiquen al Gerente de Medidores su respectiva organización y distribución de los trabajos para el personal de la empresa y contratistas.

Paso 8 Clasificación y Distribución de Ordenes.- El gerente organiza y distribuye los trabajos para la respectiva ejecución de los trabajos por parte del personal de la empresa y contratistas tercerizados.

Paso 9 Elaboración de la Lista de Materiales a Usar.- Una vez organizado el trabajo se elabora el listado de todos los materiales que se utilizarán en las instalaciones del suministro, tales como: herrajes de acometidas, conductor, sellos, tipo, número y marca de medidores.

Paso 10 Aprobación del Listado de Materiales.- La lista de materiales elaborada espera la aprobación del Gerente de Medidores para que luego esta sea retirada de bodega.

Paso 11 Retiro de materiales.- La solicitud de materiales es liquidada en la bodega de materiales, pero si no existe stock se espera hasta que la empresa realice la adquisición de los materiales.

Paso 12 Distribución de los Trabajos de Conexiones.-

El Jefe del área de conexiones de medidores procede a organizar y distribuir entre su personal las Ordenes de instalación y conexión para la respectiva ejecución de los trabajos.

Paso 13 Traslado del Personal al Sitio de Trabajo.- Se

realiza el traslado del personal desde la empresa hacia el sitio de trabajo para ejecutar las órdenes de instalación y conexión de los medidores a los nuevos usuarios.

Paso 14 Ejecución de las Instalaciones de Medidores.-

El personal ya en el sitio de trabajo ejecuta las instalaciones de los medidores así como las conexiones de los mismos, chequean y llenan cualquier dato faltante y de relevancia en cada una de las órdenes de Revisión y Conexión para su posterior ingreso en el sistema una vez regresadas estas al Departamento de Medidores.

Paso 15 Retorno de Órdenes de Conexión Trabajadas.-

Una vez concluido el trabajo en el sitio, el personal retorna a la empresa con las respectivas órdenes de revisión y conexión trabajadas para entregárselas a un empleado del Departamento de Medidores.

Paso 16 Verificación de Ordenes trabajadas.- Un

empleado del Departamento de Medidores supervisa las órdenes trabajadas y luego las clasifica por: órdenes ejecutadas, motivadas o pendientes.

Paso 17 Ingreso de Datos al Sistema.- Las Órdenes

clasificadas como ejecutadas, son ingresadas al Sistema Comercial de acuerdo al número de cuenta y examinando que los datos del medidor instalado estén correctos, además se ingresan otros datos requeridos por el sistema, tales como de: medidores contiguos, Número de serie de sellos, etc.

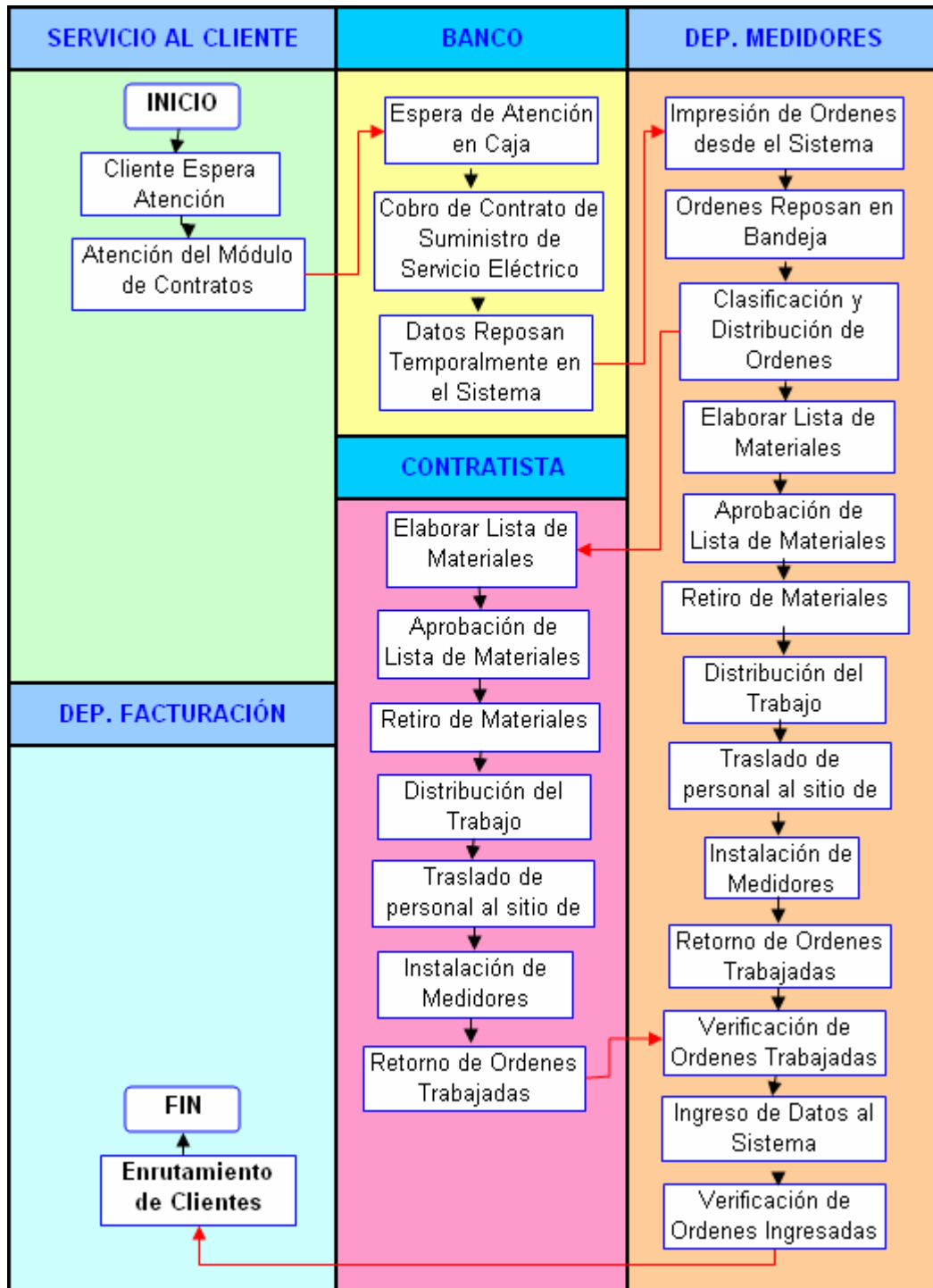
Con esta información el sistema automáticamente realiza el enrutamiento, asignando la zona, ciclo y libro respectivamente al nuevo cliente.

Paso 18 Verificación de Órdenes Ingresadas.- Un agente del Departamento de Medidores realiza una lista de las órdenes que han sido ingresadas al sistema para luego remitirla al Departamento de Inspecciones.

Paso 19 Re enrutamiento.- Si se detectan problemas de enrutamiento en los libros de crítica, estos pueden ser modificados en el Departamento de Facturación y así re-enrutarlo correctamente.

Para ilustrar mejor los pasos detallados del proceso de contratación y estos tengan una mejor visualización, se desarrolla un flujograma de pasos del proceso, como se muestra en la Figura 3.1.

FIGURA 3.1. FLUJO DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN ACTUAL.



3.2.2 Análisis de Tiempo y Eficiencia.

Una vez identificado los límites y observado minuciosamente todos y cada uno de los pasos que tiene el proceso de contratación de suministro del servicio de electricidad de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, se procede a realizar un análisis del tiempo total en que se efectúa el proceso, determinando promedio de tiempos en cada uno de los pasos y simultáneamente clasificamos a estos pasos según lo establece el Apéndice B “Metodología para la Reingeniería de Procesos” en seis tipos de pasos que son:

Operación: “○”

Inspección: “□”

Transporte: “➔”

Almacenamiento: “▽”

Demora: “D”

Retrabajo: “®”

3.2.2.1 Análisis de Tiempo.

Una vez que se detalló cada uno de los pasos del proceso se procedió a recabar todos los datos cuantitativos relacionados con el tiempo de desarrollo de cada uno de los pasos de que consta el proceso de contratación e instalación del servicio de electricidad.

Estos datos fueron tomados directamente en el sitio de trabajo mientras se efectuaba el proceso, extraídos de archivos así como también de la base de datos del Sistema Comercial y/o de Telnet.

La presente hoja de trabajo (Tabla 3.2), muestra en resumen cada uno de los pasos del proceso de contratación, sus condiciones de ejecución y el tiempo promedio en que se ejecutan dichos pasos en el proceso.

TABLA 3.1. HOJA DE TRABAJO – CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO

	#	Descripción de Pasos del Proceso	Flujo	Símbolo en la gráfica						Tiempo		Proceso (%)
				○	➔	D	□	▽	®	Min	Dias	
Servicio al Cliente	1	Cliente Espera Atención	D		↗					76	1	15
	2	Atención del Módulo de Contratos	○	↗					9			
	3	Espera de Atención en Caja	D		↗				4			
	4	Cobro del Contrato de Suministro	○	↗					6			
	5	Datos reposan en el Sistema	▽				↗		1440	1		
Departamento de Medidores	6	Impresión de Ordenes desde el Sistema	○	↗					30	7	50	
	7	Ordenes reposan en bandeja	D		↗				7200			
	8	Clasificación y Distribución de Ordenes	○	↗					30			
	9	Elaboración de la Lista de Materiales a Usar	○	↗					60			
	10	Aprobación del Listado de Materiales	D		↗				60			
	11	Retiro de materiales	○	↗					15			
	12	Distribución de los Trabajos de Conexiones	○	↗					20			
Departamento de Medidores	13	Traslado del Personal al Sitio de Trabajo	➔		↗				30	5	35	
	14	Ejecución de las Instalaciones de Medidores	○	↗					300			
	15	Retorno de Órdenes de Conexión Trabajadas	➔		↗				60			
	16	Verificación de Ordenes trabajadas	○	↗					120			
	17	Ingreso de Datos al Sistema	D		↗				60			
	18	Verificación de Órdenes Ingresadas	○	↗					120			
	19	Enrutamiento	○	↗					25			
TOTAL									9665	14 días	100%	

Todos los tiempos medios que muestra la hoja de trabajo, fueron recabados en el sitio donde se efectuaban los pasos del proceso así como también de muestras aleatorias de la base de datos del Sistema Comercial y del programa de Telnet.

Para efectos de realizar la mejor estimación del tiempo promedio, se calculó estadísticamente el valor de la Media Acotada despreciando un 5% de datos aberrantes de los datos recabados como también de las muestras aleatorias tomadas de la base de datos del Sistema Comercial desde el mes de Septiembre hasta Diciembre de 2003.

En consecuencia, se determinó un Tiempo Medio de instalación de 14 días laborables por cliente en el lapso de estos cuatro meses, cifra que se acerca al tiempo medio de instalación de medidores en el mes de Noviembre según la Tabla 3.2. Esta tabla resume para los meses de Septiembre a Diciembre de 2003, el total de órdenes ingresadas, ejecutadas, anuladas y pendientes así como los tiempos promedio de instalación de medidores.

Para la determinación de estos datos también se consideraron los reportes mensuales de calidad tanto del Departamento de Medidores como del Área de Atención y Servicios al Cliente.

TABLA 3.2. EXTRACTO DE REPORTES DE CALIDAD

REPORTES MENSUALES DEL PROCESO DE CONTRATO E INSTALACION DE MEDIDORES					
PERIODO DE INGRESO DE 1 a 31 de:	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.	Promedio
Ordenes Ingresadas al Sistema	5764	5816	5135	3343	5015
Ordenes Ejecutadas: Dep. Medidores	3756	5802	3523	1943	
Contratistas	991	1017	976	980	
Total	4747	6819	4499	2923	4747
Ordenes Anuladas: Dep. Medidores	90	119	85	65	
Contratistas	395	432	442	310	
Total	485	551	527	375	485
Total de Ordenes Pendientes	2805	1251	1360	1401	1704
Instalaciones Nuevas (días)	13,894	12,987	14,175	13,700	14

Considerando que el Tiempo Medio de instalaciones nuevas es de 14 días, un consumo mínimo de 100 Kwh por cada abonado de los 5015 promedio (solicitantes en espera de instalación del suministro) durante este tiempo y asumiendo un consumo de artefactos básicos como: televisor, focos, plancha, licuadora, radio, etc. La CATEG estaría dejando de facturar un consumo de 501.596,3 Mwh a un costo promedio de 0.079 USD cada Kwh. significarían alrededor de 40 millones de USD en pérdidas en este proceso justificándose los datos de la tabla XVII.

3.2.2.2 Análisis de la Eficiencia.

Para efectuar el análisis de la eficiencia del actual proceso de contratación, se utilizó los datos recabados de tiempo promedio en que se desarrolla todo el proceso los cuales están denotados en la hoja de trabajo (Tabla 3.3) y se elaboró un Cuadro Sumario de Datos del proceso, según lo establece el Apéndice B “Metodología para la Reingeniería de Procesos”.

TABLA 3.3. CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DE SUMINISTRO

PASOS	Simbolo	No.de Pasos	Tiempo Medio Minutos	Tiempo Medio Días
Operación	○	11	735	4
Transporte	➔	2	90	1
Demora	D	5	7400	7
Inspección	□			
Almacenaje	∇	1	1440	2
Retrabajo	®			
	TOTAL	19	9665	14

Esta tabla resume los pasos correspondientes al proceso, la cantidad de dichos pasos y el tiempo medio en que son realizados. A partir de estos datos podemos calcular la eficiencia del proceso de contratación e instalación del servicio de electricidad. La misma que es igual a:

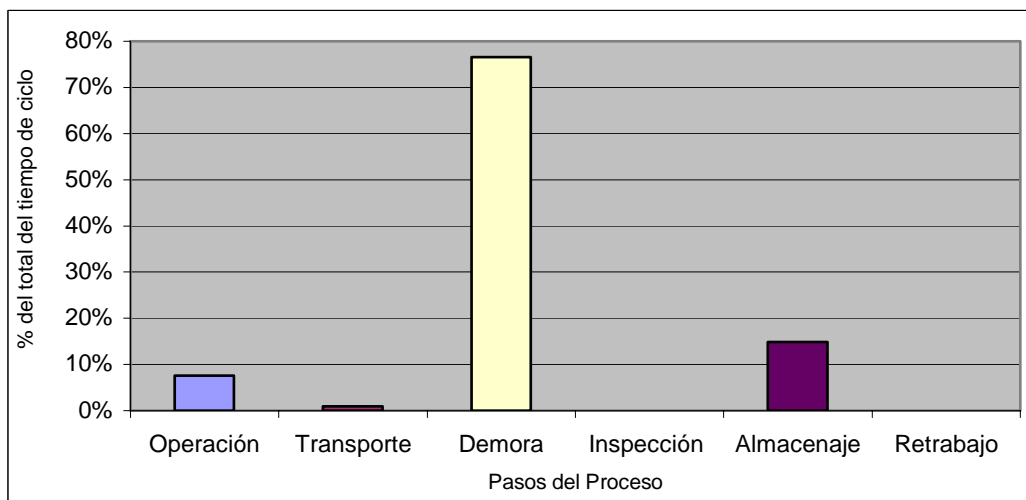
$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{TiempodeOperacion}}{\text{TiempoTotal}} * 100\%$$

$$\text{Eficiencia} = \frac{735 \text{ min}}{9665 \text{ min}} * 100\%$$

$$\text{Eficiencia} = 7.6\%$$

Para ilustrar mejor los pasos resumidos en la gráfica sumario de datos, se presenta la siguiente gráfica de barras que muestra el porcentaje de Incidencia de cada uno de los pasos del proceso. Figura 3.2

FIGURA 3.2. PORCENTAJE DE INCIDENCIA DE CADA UNO DE LOS PASOS EN EL ACTUAL PROCESO DE CONTRATACIÓN.



Como indica la gráfica, existe un excedido porcentaje de demora con un valor estimado del 77 % el cual está por sobre el 7.6% de operación. A este paso de operación se buscará mejorarlo, ya que es el que realmente agrega valor a la eficiencia del proceso.

3.3 PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN.

El proceso de Lectura y Facturación de energía se lleva a cabo según el cronograma establecido mediante la Agenda de Facturación mensual en el Departamento de Lectura, Verificación, Facturación y Reparto de Planillas de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil.

A continuación se presenta la descripción del proceso de lectura y facturación desde su origen hasta su culminación.

3.3.1 Límites y Observación del Proceso.

El proceso de Lectura y Facturación de energía inicia con la apertura de los ciclos y la generación de los libros de lectura, sigue con la entrega de los mismos con lecturas tomadas y novedades de lectura por parte de los lectores y culmina con el cierre de ciclos.

A continuación se detalla el orden de cada uno de los pasos del proceso de lectura y facturación de energía que realiza la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil.

- Paso 1 Apertura del Ciclo.-** Se da inicio al proceso con la apertura del ciclo siguiendo el cronograma detallado en la Agenda de Facturación para Clientes Masivos del mes correspondiente. Ver Anexo. Para ello se abre una base de datos temporal del ciclo.
- Paso 2 Generar Libros de Lectura.-** Se generan los Libros de Lectura de acuerdo a la Zona, Subzona, Libro e Identificación de Ruta, a través del Sistema Comercial una vez que el ciclo ya ha sido aperturado.
- Paso 3 Libros Reposan en Bandeja para su Retiro.-** Una vez impresos los Libros de Lectura, estos esperan temporalmente en bandeja para ser retirados por el personal de la empresa.
- Paso 4 Retiro de los Libros de Lectura.-** Los Libros de lectura son retirados por un empleado de la empresa para su organización.

Paso 5 Organización de los Libros de Lectura.-

Después de retirados los Libros de Lectura, se procede a organizar a estos para luego distribuirlo al personal de lecturas de la empresa.

Paso 6 Distribuir Libros de Lecturas.-

Todos los días se da inicio a un período de lectura según el cronograma establecido mediante la "Agenda de Facturación" mensual de clientes masivos, se procede a distribuir los Libros de Lecturas al personal de lecturas de la empresa.

Paso 7 Traslado del Personal de Lecturas a la Zona.-

El personal de lecturas es trasladado a la zona respectiva a la que han sido asignados para realizar la correspondiente toma de lecturas.

Paso 8 Traslado del Personal de Lectura al Sitio.-

Una vez que el personal de lecturas se encuentra en la zona, se dividen en grupos según lo indica el libro de lectura asignado a cada lector.

Paso 9 Recopilación de los Datos de Medición.- Cada lector en su ruta comienza a recabar los datos que está marcado en el registrador del medidor de cada uno de los consumidores registrándolos respectivamente en el libro de lecturas. Si existe alguna irregularidad se la registra en el libro con un código según está detallado en la tabla de Novedades de Lectura. Figura .

Paso 10 Retorno del Personal de Lecturas.- Después que el personal de lecturas ha concluido con la respectiva toma de lecturas asignada para ese día, estos retoman hacia la empresa con los respectivos libros de lectura trabajados.

Paso 11 Supervisión de Libros de Lectura.- Personal del departamento de facturación reciben los libros de lecturas, examinan y contabilizan tanto las lecturas tomadas como las que no lo fueron y retomaron en blanco por algún motivo con su respectivo código de novedades de lectura.

Paso 12 Ingreso de Lecturas al Sistema Comercial.-

Los digitadores del departamento de facturación se encargan de ingresar en el Sistema Comercial de acuerdo al ciclo programado en la Agenda de Facturación cada una de las nuevas lecturas y los códigos de novedades de lectura detallados en los libros de lectura por los lectores.

Paso 13 Generar Libro de Crítica.- Después de que los

digitadores hayan ingresado las correspondientes lecturas al ciclo respectivo, se verifica el ingreso de estas en su totalidad al Sistema Comercial y mediante el mismo se procede luego a generar e imprimir el libro de crítica de dicho ciclo según la Agenda de Facturación.

Paso 14 Validación o Análisis de Crítica.- El Personal

del Departamento examina una a una las lecturas que constan en el "Libro de Criticas", y comparan a estas con las lecturas registradas en el reciente "Libro de Lecturas".

Es decir a los datos del mes actual se los compara con los anteriores 3 meses o de ser necesario con el historial de consumo de los últimos 24 meses.

Así se determina un especial énfasis el estado en el que se encuentra el cliente en el Sistema:

- a. Clientes sin lecturas
- b. Fuera del rango de variación permitido con respecto al promedio de 3 meses anteriores.

Paso 15 Ingreso al Sistema de Modificaciones al Libro de Críticas.- Después de realizada la validación los digitadores del departamento proceden a ingresar al Sistema Comercial toda modificación que se haya reconocido en el libro de críticas.

Paso 16 Autorización del Cálculo de Consumo.- El Gerente del departamento de Lectura, Verificación, Facturación y Reparto de Planillas, autoriza el cálculo de consumo para el ciclo respectivo.

Paso 17 Cálculo del Consumo y Liquidación de

Planillas.- Un agente del Departamento ingresa al módulo de facturación del Sistema Comercial y en el procede a:

- a. Mediante el archivo Consumo de Clientes se elige el ciclo a ser calculado y el Sistema automáticamente verifica el estado del cliente, datos del equipo de medición, etc. Luego realiza el cálculo de consumo que resulta de la diferencia entre la lectura actual y anterior las cuales fueron tomadas del medidor del cliente, luego a este valor resultante se lo multiplica por el factor multiplicador.

- b. Mediante el archivo Liquidación de Planillas se elige el ciclo abierto en el anterior paso, el muestra a los clientes organizados por ruta, zona, subzona y libro, el Sistema Comercial tomará en cuenta información del equipo de medición, factor de potencia, nivel de tensión, etc., así como los diferentes pliegos tarifarios para proceder a liquidar el valor a cobrar.

Paso 18 Creación de Archivo y Emisión de Planillas.-

En cuanto se haya realizado la liquidación de Planillas(ver anexo) se crea un archivo a la vez se emiten las mismas con información como:

- a. Datos de la empresa: nombre, dirección, Ruc.
- b. Código de cuenta del usuario
- c. Mes y día de emisión de la planilla
- d. Datos del cliente: nombre, dirección, RUC/CI, ruta.
- e. Datos del medidor: tipo, número, factor multiplicador, lectura anterior y actual, demanda de facturación, factor de potencia, factor de corrección
- f. Datos de facturación: fecha de lectura, días de consumo, tipo de tarifa, consumo de Kwh.
- g. Valores de la empresa: energía eléctrica, comercialización, intereses
- h. Tasas: FERUM, Bomberos, Seguro contra Incendio, Alumbrado Público, Recolección de Basura.
- i. Gráfica del histórico de demanda anual.
- j. Estado de Cuenta



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

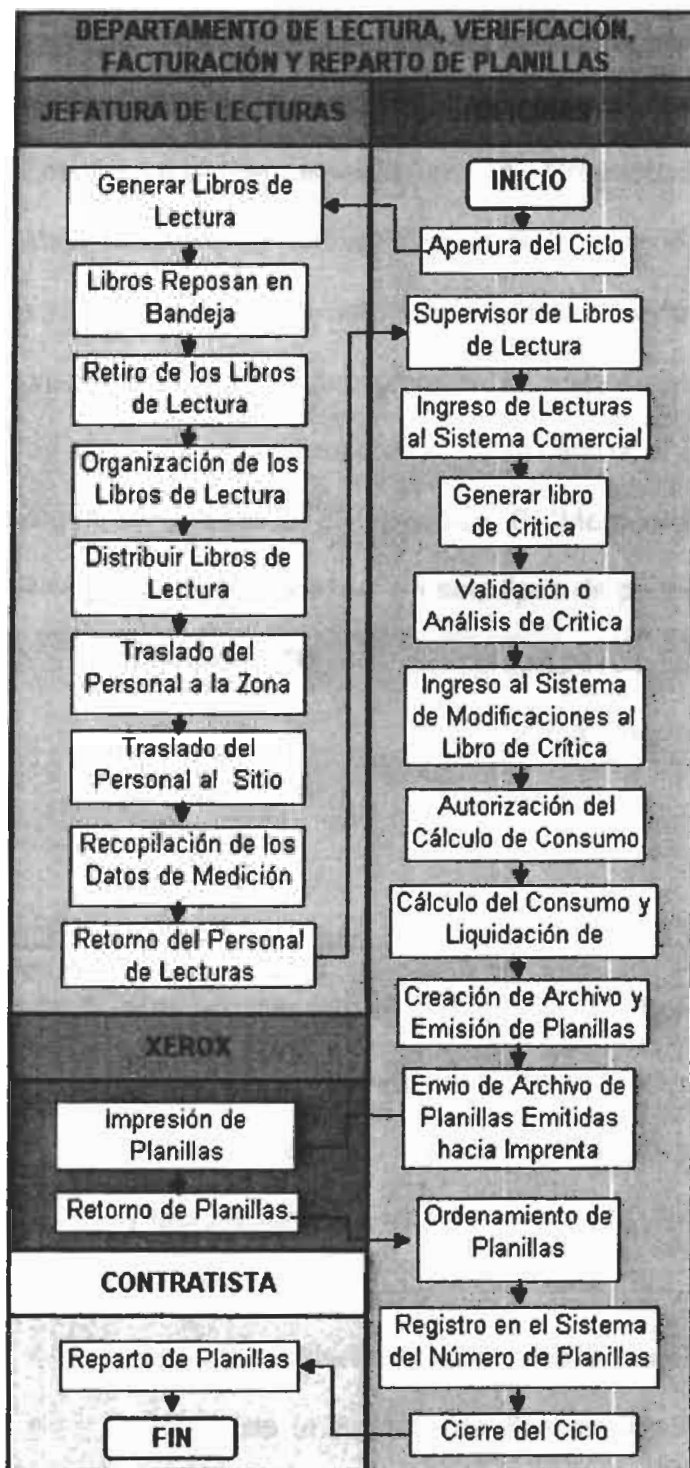
- Paso 19 Envío de Archivo de Planillas Emitidas hacia Imprenta.-** El archivo creado de las planillas emitidas es enviado a Xerox de Ecuador S.A.
- Paso 20 Impresión de Planillas.-** El archivo de planillas emitidas llega a la oficina de Xerox del Ecuador S.A. y allí se ejecuta la impresión de facturas.
- Paso 21 Llegada de Planillas.-** Las planillas llegan a la empresa desde Xerox del Ecuador S.A.
- Paso 22 Ordenamiento de Planillas.-** Las planillas llegan a la empresa y se procede a su ordenamiento el mismo que consiste en tomar dichos ciclos impresos y separarlos por libros.
- Paso 23 Registro en el Sistema del Número de Planillas.-** Con las planillas ordenadas por libros se cuenta el número de planillas diferenciando entre el número final e inicial de planillas que corresponden a cada libro, luego se registran estos datos en el sistema.

Paso 24 Cierre del Ciclo.- Por último el cierre del ciclo se logra ingresando al sistema el ciclo a cerrar y el Sistema capturará del archivo temporal de facturación datos correspondiente al ciclo a cerrar y de la ruta de lectura como también verificará que el cliente se encuentre en estado de facturación emitido y por último actualizará el estado de facturación de los clientes.

Paso 25 Distribución de Planillas para su Reparto.- Conjuntamente al cierre del ciclo, del registro de planillas elaboradas por libros se obtiene un informe con el detalle de las planillas a distribuir al personal de la Empresa Contratista para su respectivo reparto a los clientes.

Para ilustrar mejor los pasos detallados del Proceso de Lectura y Facturación y dar una mejor visualización a estos, se desarrolla un flujograma de pasos del proceso, como se muestra en la Figura 3.3.

FIGURA 3.3. FLUJO DEL PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN



3.3.2 Análisis de Tiempo y Eficiencia.

Una vez identificado los límites y observado cada uno de los pasos que tiene el proceso de Lectura y Facturación de Energía que se efectúa en la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, se procede a realizar un análisis del tiempo total en que se efectúa el proceso, determinando promedio de tiempos en cada uno de los pasos y simultáneamente clasificamos a estos pasos según lo establece el Apéndice B “Metodología para la Reingeniería de Procesos” en seis tipos de pasos que son:

Operación: “O”

Inspección: “□”

Transporte: “➡”

Almacenamiento: “□”

Demora: “D”

Retrabajo: “®”

3.3.2.1 Análisis de Tiempo.

Una vez descrito el proceso, se recabaron los datos cuantitativos relacionados con el tiempo cíclico en que se desarrollan los pasos del proceso de lectura y facturación de energía.

Estos datos fueron tomados directamente del sitio de trabajo, de la Agenda de Facturación Mensual así

como también extraídos de archivos de la base de datos del Sistema Comercial mientras se efectuaba el respectivo proceso.

La presente hoja de trabajo (Tabla 3.4), muestra en resumen cada uno de los pasos del proceso de lectura y facturación, sus condiciones de ejecución y el tiempo cíclico en que se ejecutan dichos pasos.

TABLA 3.4. HOJA DE TRABAJO DEL CICLO LECTURA/FACTURACIÓN

#	Descripción de Pasos del Proceso	Flujo	Símbolo en la gráfica				Tiempo	
							%	Min Dias
1	Apertura del Ciclo	/					3,94%	
2	Generar Libros de Lectura	/					4,73%	
3	Libros Reposan en Bandeja para su Retiro		/				1,58%	1
4	Retiro de los Libros de Ruta Lecturas		/				0,83%	
5	Organización de los Libros de Lectura	/					4,26%	
6	Distribuir Libros de Lecturas	/					0,79%	
7	Traslado del Personal de Lecturas a la Zona		/				1,42%	
8	Traslado del Personal de Lectura al Sitio		/				0,63%	1
9	Recopilación de los Datos de Medición	/					8,60%	
10	Retorno del Personal de Lecturas		/				1,89%	
11	Supervisión de Libros de Lectura			/			6,29%	1
12	Ingreso de Lecturas al Sistema Comercial	/					7,57%	
13	Generar Libro de Crítica	/					4,73%	
14	Validación o Análisis de Crítica			/			5,68%	1
15	Ingreso al Sistema de Modificaciones al Libro de Crítica			/			6,88%	
16	Autorización del Cálculo de Consumo			/			0,95%	
17	Cálculo del Consumo y Liquidación de Facturas	/					8,74%	1
18	Creación de Archivo y Emisión de Facturas	/					8,11%	
19	Envío de Archivo de Planillas Emitidas a Imprenta		/				1,89%	
20	Impresión de Planillas			/			9,09%	
21	Llegada de Planillas		/				1,89%	
22	Ordenamiento de Planillas			/			3,19%	
23	Registro en el Sistema del Número de Planillas	/					3,96%	1
24	Cierre del Ciclo	/					0,95%	
25	Distribución de Planillas para su Reparto	/					1,42%	
TOTAL							100%	8

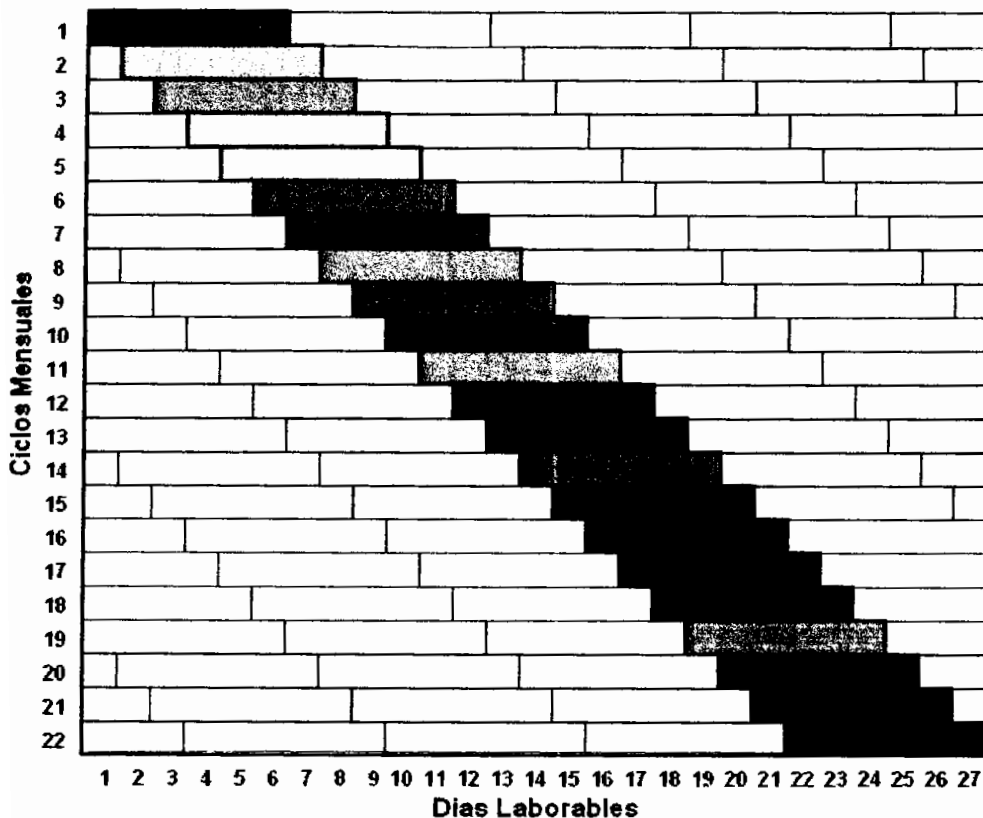
Departamento de Lectura, Verificación, Facturación y Reparto de Planillas

Todos los tiempos cíclicos que muestra la hoja de trabajo, fueron recabados en el sitio donde se efectuaban los pasos del proceso así como también de extraídos de la base de datos del Sistema Comercial.

Para efectos de realizar la mejor estimación del tiempo promedio de cada ciclo, se calculó estadísticamente el valor de la Media Acotada despreciando un 5% de datos aberrantes de los datos recabados como también de las muestras aleatorias tomadas de la base de datos del Sistema Comercial desde el mes de Diciembre de 2003 hasta Febrero de 2004.

En consecuencia, se determinó un tiempo medio de lectura y facturación que dio como resultado 3169,94 min. Es decir 6 días laborables por cada periodo de apertura y cierre de ciclo, lapso de tiempo que se cumple estrictamente según el cronograma de duración de ciclos establecido mediante la Agenda de Facturación Mensual. Figura 3.4.

FIGURA 3.4. CRONOGRAMA MENSUAL DE DURACIÓN DE CICLOS



3.3.2.2 Análisis de la Eficiencia.

Para efectuar el análisis de la eficiencia del actual proceso de lectura y facturación, se utilizó los datos recabados de tiempo promedio en que se desarrolla cada ciclo del proceso los cuales están denotados en la hoja de trabajo (Tabla 3.4) y se elaboró un Cuadro Sumario de Datos del proceso, según lo establece el Apéndice B "Metodología para la Reingeniería de Procesos".

TABLA 3.5. CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA.

	Símbolo	No. de Pasos	Tiempo Medio Minutos	Tiempo Medio Días del Ciclo
Operación	○	9	1397,37	3
Transporte	→	6	271,05	1
Demora	○	6	822,23	1
Inspección	□	4	679,30	1
Almacenaje	∇			
Retrabajo	⊗			
TOTAL		25	3169,95	6

Esta tabla resume los pasos correspondientes al proceso, la cantidad de dichos pasos y el tiempo medio del ciclo en que los mismos son realizados.

A partir de los datos del Cuadro Sumario de Datos, podemos calcular la eficiencia del proceso de lectura y facturación de energía.

La misma que es igual a:

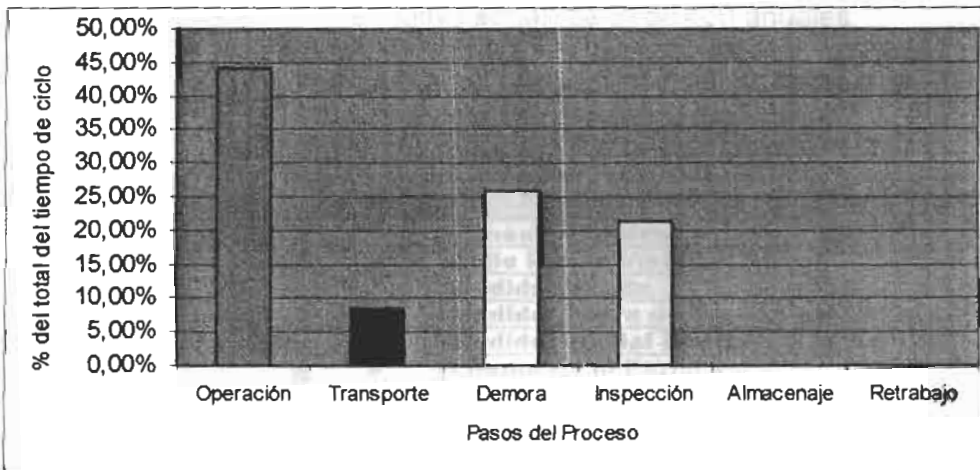
$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{TiempodeOperacion}}{\text{TiempoTotal}} * 100\%$$

$$\text{Eficiencia} = \frac{1397.37 \text{ min}}{3169.95 \text{ min}} * 100\%$$

$$\text{Eficiencia} = \underline{\underline{44.08\%}}$$

Para ilustrar mejor los pasos resumidos en la gráfica sumario de datos, se presenta la siguiente gráfica de barras que muestra el porcentaje de Incidencia de cada uno de los pasos del proceso. Figura 3.5.

FIGURA 3.5. PORCENTAJE DE INCIDENCIA DE CADA UNO DE LOS PASOS EN EL DE LECTURA Y FACTURACION DE ENERGIA.



Como vemos en la gráfica en el proceso los porcentajes de transporte, demora e inspección juntos es del 55.92 % el mismo que está por sobre el 44.08 % de operación efectiva en el proceso. A este paso de operación se buscará mejorarlo, ya que es realmente quién agrega valor efectivo a la eficiencia del proceso.

3.3.3 Análisis de Pérdidas.

Se reporta un 2% del total de clientes con errores de lecturas esto es 8.000 lecturas y asumiéndoles un consumo de 100 Kwh. por ciclo debido a algún código detallado por la tabla 3.6 la CATEG estaría dejando de facturar 800 Mwh a un costo promedio de 0.079 USD cada Kwh. lo que significaría alrededor de 63.200 USD en pérdidas, así las pérdidas totales por este motivo serían de \$758.400 anuales.

TABLA 3.6. NOVEDADES DE LECTURA.

NOVEDADES DE LECTURA	
	Descripción
1	Conexión Directa
2	Sello Roto o Violado
3	Medidor Virado
4	Medidor Fuera de Base
5	Medidor en Mal Estado
6	Cliente no lo Permite
7	Medidor no Visible
8	Local Cerrado
9	Medidor Abandonado
10	Medidor Robado o Retirado
11	Medidor Cambiado
12	Dígitos Errados
13	Nombre / Dirección Errada
14	Ruta Incorrecta con Lectura
15	Tarifa Incorrecta
16	Cortado
17	F.M. Incorrecto
18	Zona Peligrosa
19	Ruta Incorrecta sin Lectura

TABLA 3.7. PÉRDIDAS POR ERROR DE LECTURA Y FACTURACIÓN

Tiempo	Lecturas Erróneas	Pérdidas Mwh	Pérdidas USD
Mes	8.000	800	63.200
Año	96.000	9.600	758.400

CAPÍTULO 4

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

4.1 INTRODUCCIÓN.

La aplicación de reingeniería a los procesos en que se desarrollan ciertos bienes y servicios, persigue básicamente el óptimo uso de recursos económicos y humanos a fin de hacer de estos bienes y servicios confiables y eficientes. Por ello muchos autores proponen diversas formas de mejorar procesos, coincidiendo todos en que el objetivo básico siempre es el de eliminar o reducir al mínimo el desperdicio que sólo agrega demoras y costos para la empresa.

Evidentemente si la empresa pierde dinero y no considera tomar acciones correctivas está sentenciada al fracaso. Como aportación a estas acciones correctivas, en el presente capítulo se aplicará reingeniería a los dos procesos estudiados en el capítulo anterior

para lo que primero se hará el análisis de cada uno de ellos a fin de fijar las falencias encontradas y en base a estos parámetros luego se plantearán esquemas mejorados de los actuales procesos que consistirán básicamente de eliminación, modificación y suplantación de ciertos pasos con ayuda de la implementación de nueva tecnología, dichos esquemas al implementarse disminuirán el nivel de pérdidas originadas en estos dos procesos.

4.2 ANÁLISIS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD.

4.2.1 Identificación de los Problemas dados en el Proceso.

Para poder identificar los problemas dados en el Proceso de Contratación de suministro del servicio de electricidad se empezó por observar minuciosamente cada uno de los pasos en el sitio de trabajo al llevarse a cabo dicho proceso.

De este modo de entre los mayores problemas encontrados en el proceso tenemos:

- ✎ En cuanto a la información que se puede ingresar al sistema, no es lo suficientemente explotada en su totalidad por los empleados de las diferentes áreas de la empresa debido al desconocimiento total de cada una de las funciones del Sistema Comercial, pues solo se toma en cuenta pasos básicos: direcciones o referencias dadas por el cliente respecto al sitio de instalación. Así como también no se toma en cuenta el fiel cumplimiento de los requisitos solicitados. Esto complica el trabajo al personal encargado de realizar la instalación ya que no se dá con la ubicación exacta del

predio del cliente, produciéndose así pérdida de tiempo y la motivación de la orden de conexión.

✎ Debido a que en varias ocasiones se espera que exista una cantidad suficiente de clientes por determinada zona (mayoritariamente marginales) para ejecutar las Órdenes de Revisión y Conexión de nuevas instalaciones. Existe un cuantioso número de clientes a los que aun no se les ha instalado el respectivo medidor a pesar de que estos ya tienen los iniciales valores respectivos cancelados. Estos usuarios en vista de sus necesidades probablemente ya comienzan por consumir ilegalmente la energía eléctrica.

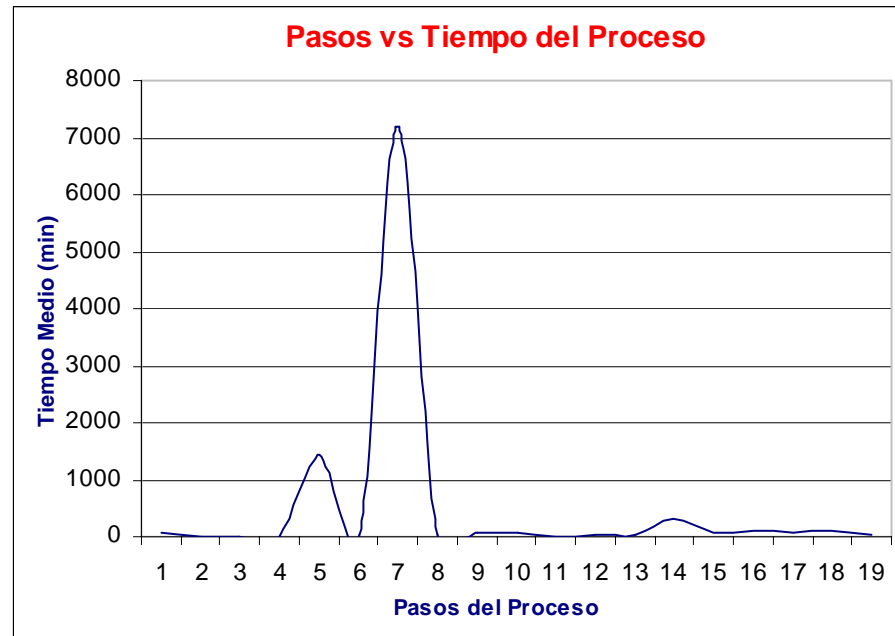
✎ Existe una gran cantidad de órdenes de conexión de los nuevos clientes que al ser motivadas en su fracaso por instalar el medidor debido a diversas situaciones como: no ubicación, datos erróneos, puerta cerrada, etc. En el sistema como en bandeja constan como ordenes pendientes para realizar inspecciones al sitio. Para los clientes que se encuentran en esta situación es muy probable de que se hayan convertido en consumidores ilegales del servicio debido a la necesidad del mismo.

✈ El tiempo medio de instalación de medidores para los nuevos consumidores en el área de concesión es de 14 días laborables, de los que según análisis de la Hoja de Trabajo y el Cuadro Sumario de Datos existe un paso con contribución muy elevada de tiempo inútil al proceso, como lo es el paso de demora. Dicho tiempo inútil en este paso es debido al reposo de Órdenes de Conexión en bandeja en espera de sus respectivas revisiones y aprobación por parte de la gerencia del departamento de medidores.

Para identificar las áreas a optimizar, reformar, excluir o reducir al máximo, es de importancia considerar los pasos redundantes y aquellos que involucran mayor cantidad de tiempo en su desarrollo, como: demora, transporte, inspección y retrabajo.

La siguiente figura muestra la curva calculada del tiempo medio en que se actualmente se efectúan los pasos del proceso de contratación e instalación de medidores a los nuevos clientes.

FIGURA 4.1. CURVA DE TIEMPO MEDIO EN QUE SE EFECTUA EL PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DE MEDIDORES.



Como se puede apreciar mediante la curva de la Figura 4.1, los pasos 5 y 7 son realmente quienes consumen la mayor parte de tiempo en el proceso de contratación e instalación del suministro. También los pasos 1, 14, 16 y 18 son de relevante consideración con respecto al tiempo que ocupan el resto de pasos del proceso.

La siguiente tabla resume en detalle la descripción de los pasos a los que se hace mención, así como también el tiempo en que se efectúan dichos pasos.

TABLA 4.1. PASOS DE TIEMPO INÚTIL DEL ACTUAL PROCESO.

#	Descripción de Pasos del Proceso	Flujo	Símbolo en la gráfica						Tiempo Medio
			○	➔	D	□	▽	®	Min
1	Cliente Espera Atención	D			✓				76
5	Datos reposan en el Sistema	▽					✓		1440
7	Ordenes reposan en bandeja	D			✓				7200
14	Ejecución de las Instalaciones de Medidores	○	✓						300
16	Verificación de Ordenes trabajadas	○	✓						120
18	Verificación de Órdenes Ingresadas	○	✓						120
TOTAL								9256	

En esta tabla evidentemente se puede notar que los pasos que consuman mucho del tiempo de este proceso son dos pasos de Demora, también se suman tres pasos de operación y uno de almacenaje. Entre ellos el mas notable es el paso 7 ocupa una media de tiempo de 7200 minutos.

El tiempo total que ocupan estos 6 pasos es de 9256 minutos que en relación con los 9665 minutos que implica el proceso nos dá una representatividad de 95.77% en el proceso actual. Este valor sugiere la optimización de estos pasos del actual proceso, para lo que se propondrá un nuevo esquema.

En el capítulo anterior también se analizó la eficiencia del actual proceso de contratación de servicio de electricidad para lo que se calculó 7.6% de eficiencia, porcentaje inaceptable para cualquier empresa.

4.2.2 Propuesta para el Proceso de Contratación.

4.2.2.1 Nuevo Proceso Propuesto.

El nuevo proceso de contratación propuesto optimiza, elimina o reduce al máximo los pasos innecesarios o redundantes, que ya se detallaron en el capítulo 3.

Este nuevo proceso se bosqueja a continuación:

Paso 1 Cliente Espera Atención.- El cliente acudirá a la Oficina de Atención y Servicios al Cliente, y el ticket del Q-matic que tomará le indicará el tiempo máximo de espera en el que será atendido por alguno de los módulos de atención. Así el cliente podrá decidir si esperará o no.

Además se le podrá facilitar un formulario para que mientras el esté esperando de atención, aproveche parte del tiempo de espera pre-registrando datos requeridos por la base de datos del Sistema Comercial. De esta manera el cliente también realiza parte del proceso.

Esta acción evitaría al cliente y al agente del modulo de atención en el momento de efectuarse la contratación obviar datos de relevancia y que serán de suma importancia para el resto del proceso a efectuarse en el Departamento de Medidores.

Otra propuesta sería descentralizar el proceso de contrato que actualmente se realiza en una sola oficina de Atención y Servicios al Cliente al norte de la ciudad mediante nuevas oficinas sucursales en el resto del área de concesión de la empresa.

Paso 2 Atención del Módulo de Contratos.- El cliente será atendido por un agente del módulo de contratos el que le solicitará el formulario de pre-registro de datos y la documentación indicada en la lista de requisitos para contratación del servicio, luego los ingresará en la base de datos del Sistema Comercial y/o Telnet para:

- a) Asignar ubicación y ruta de lectura del nuevo consumidor mediante el archivo **TORUTA**.
- b) Asignar código o número de cuenta al nuevo consumidor mediante el archivo **MEBASI**.
- c) Asignar datos técnicos mediante el archivo **METECN**.
- d) Ingresar a Información General Actual del Cliente (TOGENE).
- e) Asignar el estrato (comercial, residencial, medio, marginal) para calcular la liquidación del contrato mediante el archivo **MACALC**.
- f) Financiar el pago mediante el archivo **CAFINA** y luego enviar a través del sistema la impresión de la orden de pago hasta la caja de Cobro de Convenios para que el cliente se acerque a cancelar.
- g) Llenar y rubricar el Contrato de Suministro.

Se propone la opción adicional en el Sistema Comercial que permita al agente de contratos verificar el pago hecho en Caja y generar una a una las Órdenes de Revisión y Conexiones. Así se eliminaría almacenaje de datos y permitiría que un empleado del Departamento de medidores por las noches al final de la jornada de contratos imprima todas las órdenes de contratos de ese día.

Paso 3 Espera de Atención en Caja.- El cliente cancelará el abono inicial del contrato en la ventanilla de Cobros de Convenios.

Paso 4 Cobro del Contrato de Suministro.- El cliente será atendido por el cajero(a), quien recaudará y registra el abono inicial en el Sistema Comercial e imprimirá la factura con el valor del pago efectuado.

Paso 5 Impresión, Clasificación y Distribución de Ordenes.- Un agente del Departamento de Medidores en el mismo día los datos de nuevos consumidores serán obtenidos del sistema y así se imprimirán todas las Ordenes de Revisión y Conexión de medidores que ingresaron a la base de datos del sistema comercial, conjuntamente mediante el archivo de consulta de órdenes CONORD se verificará si coinciden con el número de órdenes generadas en ese día. Este mismo agente deberá estar acreditado para organizar y distribuir las órdenes de

conexión para la respectiva ejecución de los trabajos por parte del personal de la empresa y contratistas tercerizados.

Paso 6 Elaboración de la Lista de Materiales a Usar.- Una vez organizado el trabajo se elaborará y se solicitará por medio del sistema a la bodega la respectiva lista de materiales a utilizar en las instalaciones del suministro de servicio eléctrico.

Paso 7 Aprobación del Listado de Materiales.- La lista de materiales elaborada será aprobada por el mismo Jefe de Medidores el cual está acreditado para aquello.

Paso 8 Retiro de Materiales.- La solicitud de materiales será liquidada en la bodega de materiales a través del sistema comercial.

La empresa deberá contar con el stock necesario para los trabajos, para ello se llevan registros mensuales de demanda de

material los que prevén la cantidad a usar mensualmente.

Paso 9 Distribución de los Trabajos de Conexiones.- El Jefe de conexiones de medidores de la empresa así como el de la empresa contratista procederán a organizar y distribuir de entre su personal la ejecución de los trabajos.

Debe buscarse medios alternativos al de rutear, para que se considere como prioridad las órdenes de instalación y conexión antes que las órdenes de suspensión y reconexión del servicio.

Paso 10 Traslado del Personal al Sitio de Trabajo.- El personal será trasladado desde la empresa hacia el sitio de trabajo para ejecutar las órdenes de instalación y conexión de los medidores a los nuevos usuarios.

Paso 11 Ejecución de las Instalaciones de

Medidores.- Una vez que el personal ya halla llegado al sitio de trabajo, procederán a chequear y confirmar los datos detallados en las órdenes de revisión y conexión de medidores para luego ejecutar las instalaciones así como las conexiones de los medidores.

Paso 12 Retorno de Órdenes de Conexión

Trabajadas.- Una vez concluido el trabajo de las instalaciones en el sitio, el personal retornará a la empresa con las respectivas órdenes de revisión y conexión trabajadas.

Paso 13 Verificación de Órdenes Trabajadas.-

Un empleado del Departamento de Medidores examinará las Órdenes trabajadas y luego las clasificará por: órdenes ejecutadas, motivadas o pendientes.

Paso 14 Ingreso de Datos al Sistema.-

Las Órdenes clasificadas como ejecutadas,

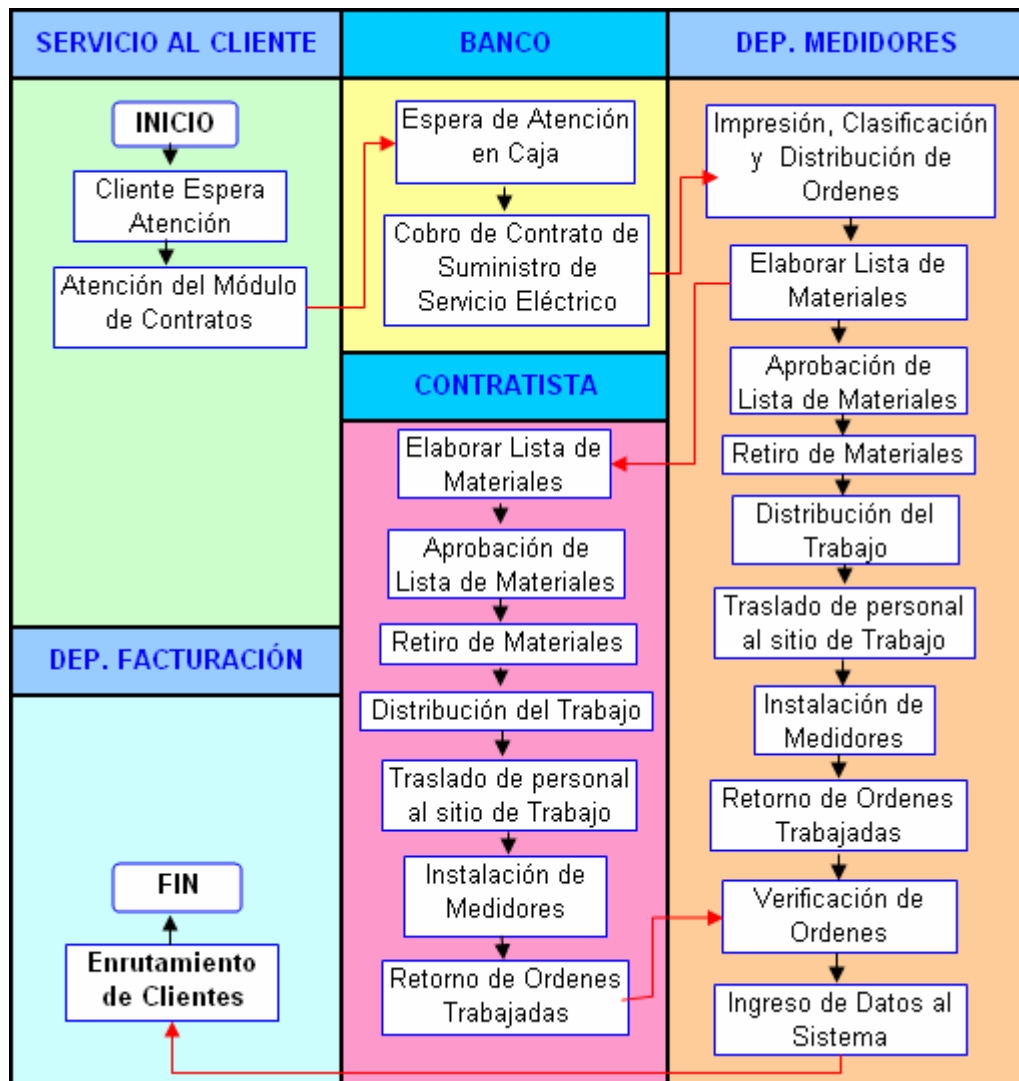
serán ingresadas al Sistema Comercial de acuerdo al número de cuenta y examinando que los datos del medidor instalado sean correctos.

Con el ingreso inequívoco de la información en la base de datos del sistema comercial, el mismo automáticamente realizará el enrutamiento, asignando la zona, ciclo y libro respectivamente al nuevo cliente.

Asimismo sería innecesaria la verificación de órdenes ingresadas al sistema, pues se supone que el personal está perfectamente capacitado para realizar un buen trabajo.

Para ilustrar de mejor manera los pasos del proceso de contratación mejorado, se desarrolla un flujograma de pasos del proceso, como muestra la Figura 4.2.

FIGURA 4.2. FLUJO DEL NUEVO PROCESO DE CONTRATACIÓN.



4.2.2.2 Tiempo y Eficiencia del Proceso Propuesto.

Para optimizar el proceso estudiado en el capítulo 3, se realizó la reorganización y eliminación de los pasos de demora y almacenaje los cuales no agregaban valor alguno al proceso anterior, así se logra una valiosa

reducción en el lapso de tiempo el mismo que se traduce directamente en aumento de la eficiencia del actual proceso de Contratación e Instalación del servicio eléctrico.

Con la eliminación del paso de almacenaje la generación de órdenes de conexión puede ser automática y no dependería de operación por alguna persona, así como con la eliminación de los pasos de demora se evita retardar inútilmente las ordenes y por ende la secuencia del proceso.

La presente hoja de trabajo (Tabla 4.2), muestra en resumen cada uno de los pasos del proceso de contratación propuesto, sus condiciones de ejecución y el tiempo estimado en que se ejecutarían dichos pasos en el proceso.

TABLA 4.2. HOJA DE TRABAJO – CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO

	#	Descripción de Pasos del Proceso	Flujo	Símbolo en la gráfica						Tiempo		Proceso (%)
				○	➔	D	□	▽	⊗	Min	Dias	
Serv. al Cliente	1	Cliente Espera Atención	D			/				76	1	12,5%
	2	Atención del Módulo de Contratos	○	/					9			
	3	Espera de Atención en Caja	D			/			4			
	4	Cobro del Contrato de Suministro	○	/					6			
Departamento de Medidores	5	Impresión, Clasificación y Distribución de Ordenes	○	/					780	2	25,0%	
	6	Elaboración de la Lista de Materiales a Usar	○	/					60	1	12,5%	
	7	Aprobación del Listado de Materiales	D			/			30			
	8	Retiro de materiales	○	/					15			
	9	Distribución de los Trabajos de Conexiones	○	/					360	2	25,0%	
	10	Traslado del Personal al Sitio de Trabajo	➔	/					30			
	11	Ejecución de las Instalaciones de Medidores	○	/					300			
	12	Retorno de Órdenes de Conexión Trabajadas	➔	/					60			
		13	Verificación de Ordenes trabajadas	○	/					390	2	25,0%
		14	Ingreso de Datos al Sistema	D	/					390		
TOTAL									2510	8	100%	

Como se puede ver, la Hoja de Trabajo ahora sólo consta de 14 pasos, habiéndose logrado reducir 5 de 19 pasos, ya que estos 5 pasos sólo causaban retardo de tiempo en el proceso.

Se disminuyó el retardo que causaban los pasos de demora reduciendo estos a sólo 2 y convirtiendo a estos en 9 pasos de operación, así mismo se logró que el paso de almacenaje ocupe un lapso de tiempo despreciable en el proceso.

Mediante este nuevo esquema, se pretende proveer de electricidad al usuario en 6 días y atrasar su ingreso al sistema máximo 2 días después. Consiguiéndose reducir de 14 a 8 días laborables el lapso de tiempo del proceso contratación e instalación de suministro del servicio de electricidad.

Para realizar el análisis de la eficiencia del proceso de contratación propuesto, analizamos la nueva hoja de trabajo y utilizamos los datos estimados de tiempo en que ahora se desarrollaría todo el proceso. Elaborando con ellos un nuevo Cuadro Sumario de Datos del proceso. Tabla 4.3.

TABLA 4.3. CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO PROPUESTO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DE SUMINISTRO.

	PASOS	Símbolo	No.de Pasos	Tiempo Medio Minutos	Tiempo Medio Días
1	Operación	○	9	2310	6
2	Transporte	➔	2	90	1
3	Demora	D	3	110	1
4	Inspección	□			
5	Almacenaje	∇			
6	Retrabajo	Ⓜ			
	TOTAL		14	2510	8

Con los datos del Cuadro Sumario calculamos la eficiencia del proceso propuesto.

Ahora el porcentaje de eficiencia está representado por la razón del tiempo estimado de los 9 pasos de operación entre el tiempo total que duran todos los pasos del proceso.

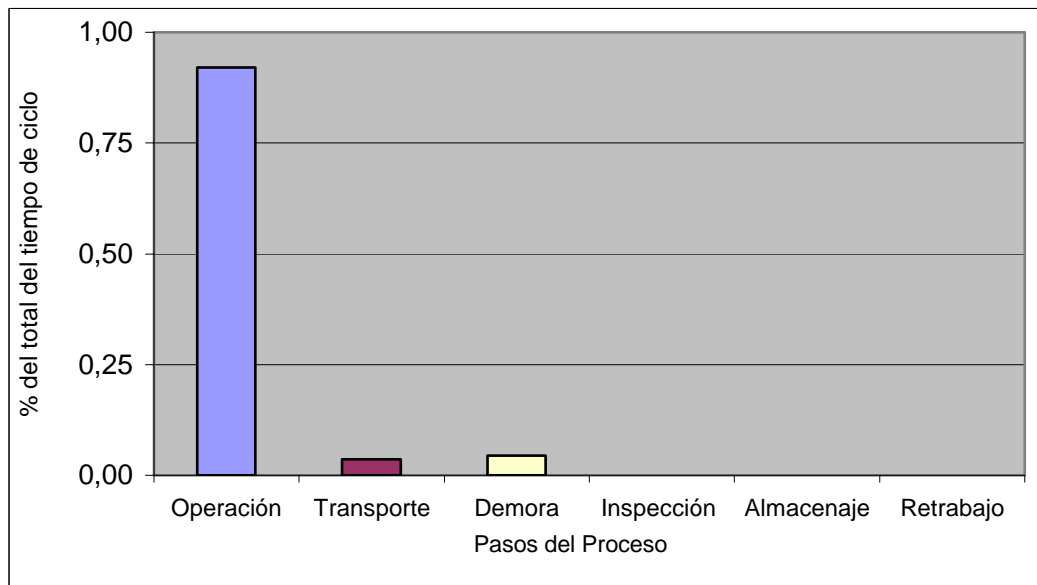
Este valor es:

$$\text{Eficiencia} = \frac{2310 \text{ min}}{2510 \text{ min}} \times 100\%$$

Eficiencia = 92%

Cifra que puede ser visualizada mediante la Figura 4.3.

FIGURA 4.3. PORCENTAJE DE INCIDENCIA DE CADA UNO DE LOS PASOS EN EL PROCESO PROPUESTO DE CONTRATACIÓN.



Como muestra la gráfica el exagerado porcentaje de demora disminuyó al realizarse las mejoras en el proceso, pero el paso de operación fue mejorado notablemente agregando valor a la eficiencia del proceso.

Es de apreciar que al aumentarse a esta cifra el porcentaje de operación de todo el proceso, se alcanza un rendimiento de 12 veces el rendimiento de seguir con la operación proporcionada con el proceso anterior. Esto indica que realmente de existir la viabilidad de mejorar el proceso, evidentemente se obtendrán cambios muy significativos y provechosos en la calidad de operación que se está dando en estos departamentos y por ende sustanciosos para la empresa distribuidora del servicio de electricidad.

4.3 ANÁLISIS DEL PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN.

4.3.1 Identificación de los Problemas dados en el Proceso.

Para poder identificar los problemas dados en el Proceso de Lectura y Facturación, se consideró el cronograma de tiempos establecidos para el proceso del mismo mediante la Agenda de Facturación Mensual y luego con una idea global del proceso se empezó por observar minuciosamente cada uno de los pasos en el sitio de trabajo en que se efectuaban.

A pesar de que la duración de cada ciclo es corta, finalizada esta fase de observación se encontraron los siguientes problemas:

Las cuadrillas de lectura no están realizando un trabajo cien por cien adecuado pues según lo visto en el campo existen muchos medidores a los que no se les puede tomar lectura por varias razones: demasiado alto, dentro del predio, fuera del libro de lecturas, encerrados en cuartos, etc. Como contraparte, en la Oficina de Atención y Servicios al Cliente varios clientes atendidos en los módulos de reclamos se mostraron inconformes con el valor facturado ya que en su sector muy rara vez toman lecturas o ven a los lectores pasar de largo, afirmaciones que dejan mucho que pensar.

A pesar de observar diariamente dichos sentimientos de inconformidad y de rechazo de los clientes respecto a si son o no reales las facturaciones realizadas por la empresa, y dada la ausencia de herramientas tecnológicas en el proceso de lecturas se puede afirmar que por lo menos de cada 15 lecturas 2 son ilegibles dada la pésima caligrafía de algunos lectores razón que genera una cadena de errores de apreciación que crecen hasta la facturación, situación que justifica la insatisfacción demostrada por los clientes. Como vemos la falta de tecnología dificulta el trabajo y genera pérdida de tiempo en ciertos pasos innecesarios.

Esta cadena de errores que va desde el registro de mediciones en el libro de lectura del personal lector, su posterior ingreso al Sistema Comercial y la falta de predisposición del personal por hacer un trabajo óptimo, repercute significativamente en el aumento de la cantidad de clientes al libro de crítica, además se ve incrementado el trabajo y tiempo de verificación de lecturas por el personal del área de facturación.

La verificación de lecturas del libro de críticas no siempre cuenta con resultados cien por cien puntuales ya que

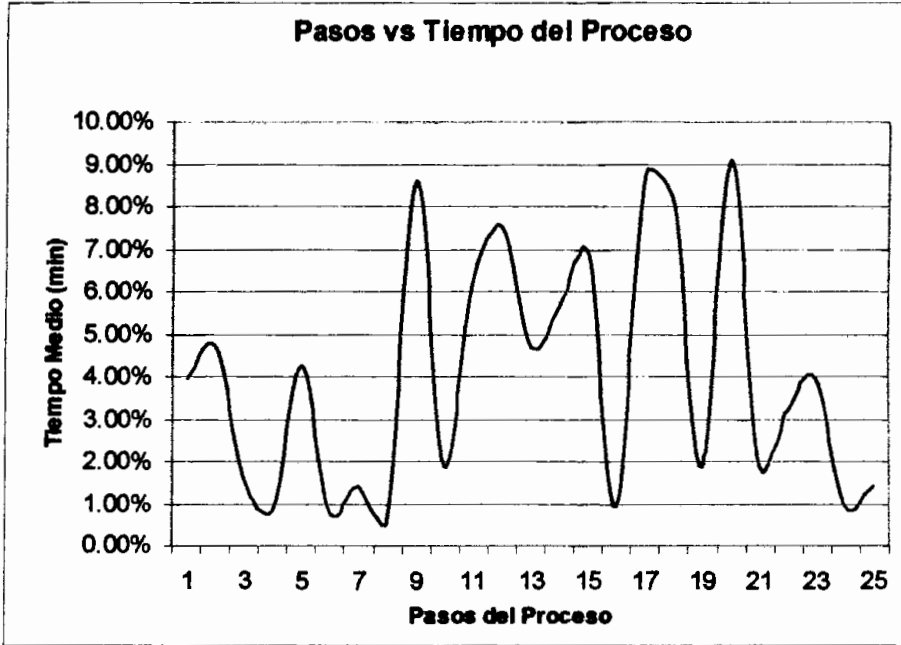
después de haberse realizado una nueva toma de lecturas en la zona a los clientes con incoherencias en el consumo medido con respecto al historial de consumos anteriores esta nueva toma de lecturas no trae los resultados deseados y se tiende a aceptar el criterio de promediarle para el presente mes los consumos de meses anteriores o facturarle consumo cero, cuando en la realidad puede ser que: el medidor esté abandonado, el lector no realizó la lectura, existe consumo pero no es fácil acceder a la lectura, etc.

En este proceso no existe la utilización óptima de datos ya que las novedades de lectura solo sirven para realizar las verificaciones de crítica mas no para elaborar informes al área respectiva y conseguir la actualización de clientes que aparecen fuera del sistema a fin de ir depurando paralelamente los inconvenientes detectados.

Para identificar las áreas a optimizar, reformar, excluir o reducir al máximo, es de importancia considerar los pasos redundantes y aquellos que involucran mayor cantidad de tiempo en su desarrollo, como: demora, transporte, inspección y retrabajo.

La figura 4.4 muestra la curva calculada del tiempo medio en que se actualmente se efectúan los pasos del proceso de lectura, verificación y facturación de energía a los clientes.

FIGURA 4.4 CURVA DE TIEMPO MEDIO EN QUE SE EFECTÚA EL PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA



Como se puede apreciar mediante la curva de la Figura 4.4, los pasos 1, 2, 5, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18 y 20 son los más elevados y quienes sumados entre si consumen alrededor del 79% del tiempo total de cada ciclo de lectura y facturación es decir entre 4 y 5 días laborables aproximadamente. Paralelamente existen otros pasos que pueden ser considerados innecesarios.

La siguiente tabla resume en detalle la descripción y tiempo en que se efectúan estos pasos que muestra la Figura 4.4, y posibles candidatos a remoción.

TABLA 4.4. PASOS CON MAYOR TIEMPO DE CONSUMO

Descripción de Pasos del Proceso	Flujo	Símbolo en la gráfica				Tiempo % Min
		1	2	3	4	
Apertura del Ciclo	N					3,94%
Generar Libros de Lectura	N					4,73%
Organización de los Libros de Lectura	N					4,26%
Recopilación de los Datos de Medición	N					8,60%
Supervisión de Libros de Lectura				N		6,29%
Ingreso de Lecturas al Sistema Comercial	N					7,57%
Generar Libro de Crítica	N					4,73%
Validación e Análisis de Crítica				N		5,68%
Ingreso al Sistema de Modificaciones al Libro de Crítica				N		6,88%
Cálculo del Consumo y Liquidación de Facturas	N					8,74%
Creación de Archivo y Emisión de Facturas	N					8,11%
Impresión de Planillas				N		9,09%
TOTAL						22

Según podemos notar de la Tabla 4.4 entre los pasos que consuman el 78.62% del proceso, el 50.68% son de operación valor que sugiere la utilización de equipos tecnológicos para optimizar aquellas tareas realizadas manualmente, para lo que se propondrá un nuevo esquema. Cabe recordar que es el proceso de operación quien agrega valor y por ende eficiencia al proceso en si.

4.3.2 Propuesta para el Proceso de Lectura y Facturación.

Para proponer la optimización del proceso y elaborar un nuevo diseño del proceso de lectura y facturación de energía,

se examinó los resultados de eficiencia del proceso analizados en el capítulo anterior.

Además para esta propuesta de mejora se consideró también, la opinión del personal vinculado directamente al proceso así como también la opinión recabada de parte de los usuarios.

4.3.2.1 Nuevo Proceso Propuesto.

El nuevo proceso de lectura y facturación induce al uso de tecnología que permita optimizar, eliminar o reducir al máximo los pasos innecesarios, muy lentos o redundantes ya detallados en el capítulo 3.

Dentro de la tecnología considerada a implementarse en la fase de lectura son los Equipos Portátiles de Lectura "EPL's" los que serán incorporados con un sistema denominado Toma de Lecturas en Terreno "TTL's" cuya operación es: reemplazar a los libros de lectura, permitir el registro de lecturas y registrar novedades de lectura (error del factor multiplicador, conexiones directas, medidores inexistentes, etc.) así

como cualquier información de importante relevancia que puede ser transmitida a mayor velocidad mediante el interfaz denominado Administrador de Lectura y Rutas "ALR's" hacia las Terminales Receptoras de Información "TRI's", equipos que enlazarían los EPL's al Sistema Comercial.

Cabe recalcar que los EPL's registran la fecha y hora exacta en que se toma una lectura, así se llevarían controles en cuanto a la forma en que se recaban los datos en el terreno.

Otro de los inconvenientes dados en el proceso, es el análisis de crítica a considerarse para las lecturas incoherentes y con otras novedades reportadas, análisis que puede realizarse instantáneamente en el mismo sitio con solo asignar esta función a los TTL's.

También se puede considerar para esta función los denominados Equipos Portátiles de Inspecciones "EPI's" quienes vienen incorporados con un sistema

denominado Determinación de Consumos en Terreno "DTC's" que como su nombre lo dice permite calcular consumos mediante estudios de carga efectuados en el terreno, además los DTC's pueden reemplazar la función de los libros de Crítica permitiendo manejar la información general de los clientes a la cual se puede ingresar cualquier novedad mediante el interfaz ALR y transmitir dicha información a las TRI's.

Dentro de la implementación de esta tecnología debe considerarse las adecuaciones necesarias en el sistema de información y comunicación de las oficinas en que se efectúa este proceso. Así como también disciplinarse al personal involucrado en todo proceso de una profunda capacitación técnica y moral comprometiéndolos a realizar un trabajo a conciencia que permita calcular y facturar correctos consumos a fin de disminuir las pérdidas, mejorar la eficiencia y de aumentar la satisfacción de los clientes.

Este nuevo proceso de lectura y facturación íntegramente innovado tecnológicamente se bosqueja a continuación:

Paso 1 Apertura del Ciclo.- Inicia el proceso con la apertura del ciclo abriéndose una base de datos temporal. Este proceso sigue el cronograma detallado en la Agenda de Facturación para Clientes Masivos del mes correspondiente.

Paso 2 Cargar Libros hacia los EPL's.- La información del ciclo aperturado en el Sistema Comercial, se transmite desde los TRI's a través del ALR hacia cada uno de los EPL's de acuerdo a la respectiva Zona, Subzona, Identificación de Ruta, etc.

Paso 3 Distribuir los EPL's a Lectores.- El jefe de lecturas procede a distribuir los EPL's al personal de toma de lecturas de la empresa.

- Paso 4 Traslado de Lectores al Sitio.-** Una vez que el personal de lecturas se encuentra en el sitio, se dividen en grupos según el trabajo asignado a cada lector.
- Paso 5 Recopilación de los Datos de Medición.-** Cada lector comienza a registrar en el EPL: datos que marca el registrador del medidor, irregularidades observadas así como realizar críticas.
- Paso 6 Retorno de Lectores.-** Después que los lectores han concluido el trabajo asignado, estos retornan hacia la empresa con los EPL's cargados con nueva información de los clientes.
- Paso 7 Descarga de Información de los EPL's.-** Se descarga la información de los EPL's hacia las TRI's, así se actualiza la información del Sistema Comercial

- Paso 8 Generar Libro de Crítica.-** Después de que se haya descargado la información de los EPL's al Sistema Comercial en el mismo se genera las novedades en el Libro de Críticas para una nueva recolección de datos o inspección.
- Paso 9 Cargar Libro de Crítica a los EPI's.-** La información de los Libros de Crítica del Sistema Comercial se transmite desde los TRI's a través del ALR hacia cada uno de los EPI's.
- Paso 10 Distribuir los EPI's a Inspectores.-** El jefe de facturación procede a distribuir los EPI's a los inspectores de lecturas.
- Paso 11 Traslado de Inspectores al Sitio.-** Los inspectores de lecturas se trasladan al sitio al que han sido asignados para realizar las inspecciones.

Paso 12 Cálculo de Carga a Clientes con Novedades.- Cada inspector mediante el sistema DTC del EPI verifica: datos del cliente, estado de funcionamiento del medidor, conexiones directas, etc. De esta manera el inspector les podrá realizar un censo de carga automático.

Paso 13 Retorno de Inspectores.- Los inspectores retornan a la empresa con los EPI's cargados con información.

Paso 14 Descarga de Información de los EPI's.- Se descarga la información recabada en la inspección desde el sistema DTC de los EPI's mediante el interfaz ALR hacia las TRI's para actualizar la información general del cliente.

Paso 15 Cálculo del Consumo y Liquidación de Planillas.- El Gerente del departamento de Lectura, Verificación, Facturación y Reparto de Planillas, autoriza el cálculo

de consumo para el ciclo respectivo y se procede a realizar de la misma forma en que esta detallado en el paso 17 del proceso anterior.

Paso 16 Creación y Envío de Archivo a Sucursal de Imprenta.- Realizada la liquidación de Planillas se crea un archivo a la vez que se emiten las mismas de la forma como detalla el proceso anterior. Así es enviado por medio del Sistema Comercial hacia una sucursal de Xerox de Ecuador S.A. ubicada en la misma empresa para imprimir las mismas.

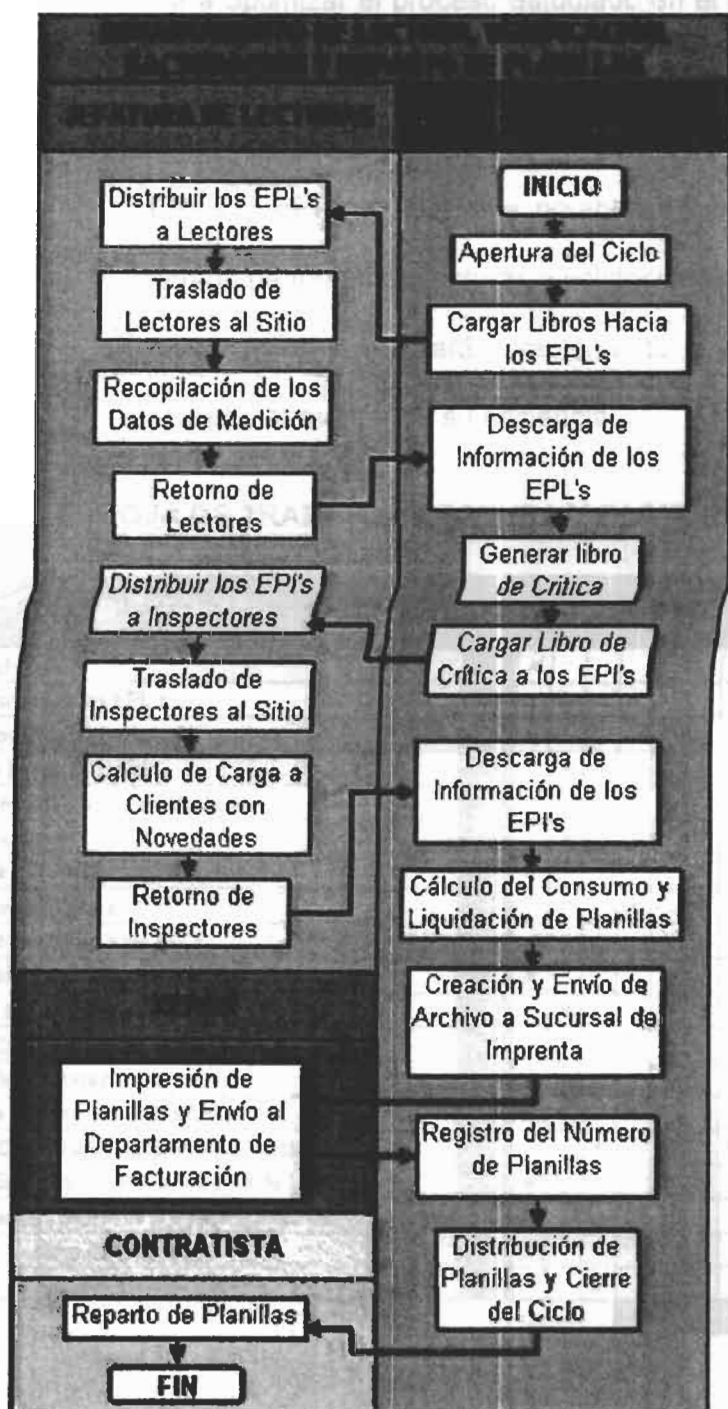
Paso 17 Envío de Planillas Impresas al Departamento de Facturación.- La sucursal de Xerox del Ecuador S.A. envía las planillas al Departamento donde ordenan las mismas para formar los libros de reparto.

Paso 18 Registro del Número de Planillas.- Se registra en el sistema número de planillas llegadas de Imprenta diferenciando entre el número final e inicial de planillas que corresponden a cada libro y que van a ser entregadas a la Empresa Contratista para su reparto.

Paso 19 Distribución de Planillas para su Reparto y Cierre del Ciclo.- Se distribuyen las planillas al personal de la Empresa Contratista para su respectivo reparto a los clientes. Paralelamente se procede al cierre del ciclo como se lo hace en el paso 24 del proceso estudiado anteriormente.

Para ilustrar de mejor manera los pasos del Proceso de Lectura y Facturación mejorado, se desarrolla un flujograma de pasos del proceso como muestra la Figura 4.5.

FIGURA 4.5. FLUJO DEL NUEVO PROCESO DE LECTURA FACTURACIÓN



4.3.2.2 Tiempo y Eficiencia del Proceso Propuesto.

Para optimizar el proceso estudiado en el capítulo 3, se reorganizó tecnológicamente aquellos pasos que no le agregaban valor pues la implementación de EPL's y EPI's logrará una notable reducción en el tiempo de tomas de lecturas y validaciones en el sitio de medición y mejorará notablemente la calidad del proceso aumentando su eficiencia.

TABLA 4.5. HOJA DE TRABAJO – LECTURA Y FACTURACIÓN

#	Descripción de Pasos del Proceso	Flujo	Símbolo en la gráfica				Tiempo	
							%	Min Dias
1	Apertura del Ciclo	/					5,66%	1
2	Cargar Libros hacia los EPL's	/					6,80%	
3	Distribuir Los EPL's a Lectores	/					1,13%	
4	Traslado de Lectores al Sitio	/	/				2,04%	1
5	Recopilación de los Datos de Medición	/					12,37%	
6	Retorno de Lectores	/	/				2,72%	
7	Descarga de Información de los EPL's	/					8,16%	
8	Generar Libro de Critica	/		/			6,80%	1
9	Cargar Libro de Critica a los EPI's	/					8,16%	
10	Distribuir Los EPI's a Inspectores	/					1,13%	
11	Traslado de Inspectores al Sitio	/	/				2,04%	
12	Calculo de Carga a Clientes con Novedades	/		/			12,56%	1
13	Retorno de Inspectores	/	/				2,72%	
14	Descarga de Información de los EPI's	/					8,16%	
15	Cálculo del Consumo y Liquidación de Facturas	/		/			10,89%	1
16	Creación y Envío de Archivo a Sucursal de Imprenta	/					1,36%	
17	Envío de Planillas Impresas al Departamento de Facturación	/					5,44%	
18	Registro del Número de Planillas	/					5,44%	1
19	Distribución de Planillas para su Reparto y Cierre del Ciclo	/	/				2,04%	
TOTAL							100%	5



La Tabla 4.5 resume todos los pasos del proceso de Lectura y Facturación propuesto, sus condiciones de ejecución y el tiempo estimado en que se ejecutarían dichos pasos en el proceso.

Podemos ver que el proceso sólo se llega a reducir a 19 pasos, pero lo interesante de este nuevo proceso es que la forma automatizada en que se realizará el mismo permitirá obtener los siguientes beneficios:

1. Rápida Obtención de Información.
2. Actualización de Información Real.
3. Ahorro de Tiempo y Costos en Mano de Obra.
4. Seguimiento Temporizado a Jornadas de Trabajo.
5. Mejor Calidad de Inspecciones en el Sitio.
6. Incremento de la Eficiencia del Proceso.

Para realizar el análisis de la eficiencia del proceso de contratación propuesto, analizamos la nueva hoja de trabajo y utilizamos los datos estimados de tiempo en que ahora se desarrollaría todo el proceso. Elaborando con ellos un nuevo Cuadro Sumario de Datos del proceso. Tabla 4.6.

TABLA 4.6. CUADRO SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO PROPUESTO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA.

	Símbolo	No.de Pasos	Tiempo % Minutos	Tiempo Medio Días del Ciclo
Operación		11	63,00%	3
Transporte		4	9,00%	1
Demora		2	11,00%	1
Inspección		2	17,00%	1
Almacenaje				
Retrabajo				
TOTAL		19	100%	6

Esta tabla resume los pasos correspondientes al proceso, la cantidad de dichos pasos y el tiempo medio del ciclo en que los mismos son realizados.

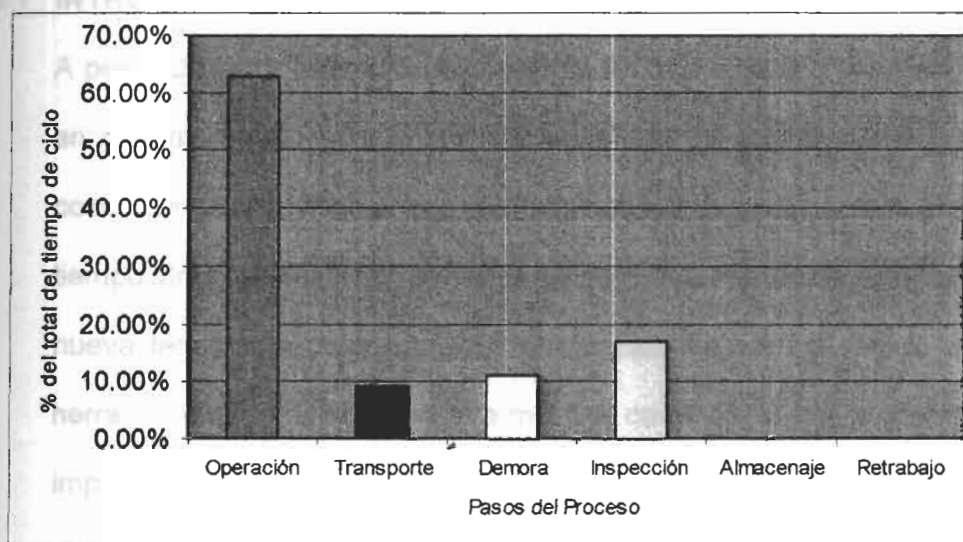
A partir de la suma de los 11 pasos de Operación mostrados en el Cuadro Sumario de Datos, podemos calcular la eficiencia del proceso de lectura y facturación de energía.

La misma que es igual a:

$$\text{Eficiencia} = 63\%$$

Para ilustrar mejor los pasos resumidos en la gráfica sumario de datos, se presenta la siguiente gráfica de barras que muestra el porcentaje de Incidencia de cada uno de los pasos del proceso. Figura 4.6.

FIGURA 4.6. PORCENTAJE DE INCIDENCIA DE CADA UNO DE LOS PASOS EN EL DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA.



Como vemos en la gráfica en el proceso propuesto se logra agregar valor efectivo al proceso de Operación, con ello la eficiencia de este proceso automatizado se ubica por arriba del 60%.

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN FUNCIONAL Y ECONÓMICA

5.1 INTRODUCCIÓN.

A pesar de la globalización tecnológica en que estamos inmersos, en nuestro medio aún existe la mentalidad de querer hacer las cosas del mismo modo al que venimos acostumbrados hace mucho tiempo atrás, aun estando conscientes de que la implementación de nueva tecnología para manejar información ha venido siendo la herramienta que ha conllevado a muchos cambios de trascendente importancia en cuanto al desarrollo óptimo de tareas reemplazando el manipuleo de información en distintos procesos y evitando así el retrabajo, lográndose así alcances de potenciales beneficios para quienes han optado por este medio de desarrollar actividades.

En base a este argumento este capítulo replantea los procesos analizados en este estudio y como soluciones viables para un mejor desempeño del mismo plantea: la opción de conseguir mejoras solo con tomar decisiones y la necesidad de invertir en implementación de tecnología para conseguir dichos objetivos de mejoras.

5.2 EVALUACIÓN DEL PROCESO PROPUESTO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD.

Como muestra el capítulo 4, el proceso propuesto simplemente es un arreglo de la secuencia y operación en que se dan los pasos del proceso actual, al que se le han eliminado retardos de tiempo que producían especialmente los pasos de demora y también el paso de almacenaje. Pasos que poseían cifras de tiempo substanciales, y que según lo observado en innumerables ocasiones e incluso expresado por el mismo personal involucrado en dicho proceso lo único que provocan es extender inútilmente el lapso de tiempo en que el cliente debe de disponer de la instalación de su medidor una vez que este ha contratado el servicio.

a. Propuestas.- A continuación se plantean las siguientes propuestas para la implementación del nuevo proceso:

✎ Debe existir una mejor coordinación entre las dependencias involucrados en el proceso: la Oficina de Atención y Servicios al Cliente y el Departamento de Medidores, para lo que debe existir una agenda preestablecida que responda a las expectativas que demandan los clientes al instante de contratar, esto es disponer del suministro contratado en el mínimo lapso de tiempo posible y gozar de un servicio eficiente y eficaz.

✎ El proceso de contratación no se realiza de la mejor forma ya que al instante de ingresar un nuevo usuario al sistema se obvian muchos datos que según lo expresado por el personal del Departamento de Medidores son excesivamente importantes. Ellos dicen que poseen archivos que indican el tipo de servicio instalado en las inmediaciones de determinados edificaciones de la ciudad, la existencia de dicha información es ignorada por completo en el Área de Contratación pero la misma podría ser complementada mediante un formulario de pre-registro que lo llenaría el usuario mientras espera atención, así él también realiza parte del proceso. De existir coordinación entre las dependencias de seguro se ahorraría mucho del tiempo que regularmente se desperdicia cuando el personal llega al sitio y encuentra que los datos de la orden de conexión no responden al tipo de servicio instalado en dicho predio.

✎ Gran parte del sistema de distribución de la CATEG es totalmente vulnerable a cualquier intento de hurto de electricidad, para lo que todo alargue de tiempo al proceso incita a que el solicitante a pesar de haber contratado y cancelado la instalación de un medidor opte por sustraer la energía circulante en las redes, exponiendo esta acción a la tentativa de quienes ya posean o no de dicho servicio. Este atraso en la ejecución de los

trabajos es una causante de las elevadas pérdidas económicas dada la no facturación de la energía realmente consumida.

✎ De atender idóneamente los nuevos suministros este costoso inconveniente no se originaría, inhabilitando a cualquier persona la opción de apropiarse del servicio mediante conexiones clandestinas. La mejor forma de evitar crear clandestinos es transformándolos en nuevos clientes, para ello debe ofrecérseles las mejores condiciones alcanzables. Hoy en día, muchas empresas con la finalidad de aumentar clientes van hacia las personas y no esperan que estas acudan a ellas, por ello se debe analizar la opción de regularizar clientes a través de “Campañas Precontrato de Suministro” dirigidas a zonas donde existen altos índices de pérdidas según registros de la empresa.

✎ Con el mismo fin de aumentar rápidamente el número de clientes, debería figurarse cuan beneficioso sería descentralizar el proceso de contratación que actualmente se realiza en una sola oficina de Atención y Servicios al Cliente al norte de la ciudad, mediante la creación de oficinas sucursales o eventuales en sectores alejados de la oficina principal de contratos pero que sin embargo están dentro del área de concesión de la empresa.

✦ Otra gestión que debe ser abordada, es la de diseñar una opción adicional en el Sistema Comercial, que permita al agente de contratos verificar el pago hecho en Caja y generar una a una las Órdenes de Revisión y Conexiones o mejor aún que las órdenes se generen automáticamente al ingresar el pago liquidado por el cliente siendo accesible instantáneamente o al final de la jornada de contratos, así por las noches un empleado del Departamento de Medidores imprimirá las órdenes de contratos para el día siguiente y evitar el almacenaje improductivo en la base de datos del Sistema Comercial de la información del nuevo usuario.

✦ Por otra parte la empresa deberá aprovechar completamente la tecnología que posee ya que en muchas dependencias solo se manejan parámetros básicos, desechándose quizá beneficios múltiples capaces de ajustar constantemente sus procesos para cumplir las demandas de clientes en el mínimo período posible.

b. Alcances.- implementar el nuevo proceso logrará lo siguiente:

- ✦ Máximo aprovechamiento de la tecnología disponible.
- ✦ Ahorro de recursos aumentando la capacidad de atención al usuario.
- ✦ Optimización del tiempo de atención a usuarios en oficinas de Atención y Servicios al cliente.

- ✦ Optimización de tiempo de instalación de suministros.
- ✦ Aumento de la cartera de clientes al legalizar a clandestinos.
- ✦ Conseguir una imagen positiva entre sus clientes.

La inversión tecnológica o humana en la implementación del proceso propuesto es mínima (ver tabla 5.3) ya que solo se necesitará elaborar nuevas formas de precontratación, los ajustes de la base de datos lo realizará el personal del Departamento de Sistemas y en caso de realizarse las campañas se puede disponer del personal con que cuenta la empresa o en su defecto contratar personal eventual, sin embargo se reducirían costos y se generarían ingresos notables por la recuperación de Kwh. consumidos y no facturados cada mes.

Obtener logros positivos requerirá de compromiso, coordinación y decisión de todas las dependencias involucradas en el desarrollo del proceso. Recuperar y presentar una imagen de empresa sólida y confiable a sus clientes es fundamentalmente importante y para ello la CATEG está obligada realizar asesorías para desplegar una serie de diferentes actividades, estrategias y programas enfatizados en incorporar nuevos usuarios, reducir las PNT, conseguir una mejor presentación de comunicación así como de ofrecer buen trato permanentemente asegurando la mejor interrelación entre la empresa y el público en general.

5.3 EVALUACIÓN DEL PROCESO PROPUESTO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA.

Para implementar el proceso automatizado de Lectura y Facturación, es necesaria la evaluación funcional y económica que implicaría el mismo y para ello se consideraron sugerencias técnicas de profesionales entendidos en el tema.

Entre la tecnología a utilizar para la medición tenemos:

✦ Manejo de Equipos Portátiles de Lectura “EPL’s”, los que requerirán ser operados mediante un sistema de Toma en Terreno de Lecturas “TTL’s”, para que a través de un interfaz denominado Administrador de Lecturas y Rutas “ALR’s” se permita el enlace de información al Sistema Comercial. Pero para lograr este enlace los EPL’s requieren reposar sobre equipos denominados Terminales Receptoras de Información “TRI’s”, los serán necesarios para cargar baterías de los EPL’s.

Entre la tecnología a utilizar para la Facturación tenemos:

✦ Manejo de Equipos Portátiles de Inspección “EPI’s”, con similares características físicas y técnicas de los EPL’s. Los EPI’s requieren ser operados mediante el sistema denominado Determinación de Consumos en Terreno “DTC”, para que a

través de un interfaz denominado Administrador de Inspecciones “AI’s” se permita el enlace de información al Sistema Comercial. Para lograr este enlace los EPI’s requieren reposar sobre las Terminales Receptoras de Información “TRI’s”.

Considerar que el espacio físico que necesitan para ser instalados los equipos que forman parte de la propuesta automatizada requerirá de una readecuación del Departamento de Facturación.

Iniciar una capacitación constante del personal a fin de favorecer exitosamente la implementación y ejecución del proceso propuesto.

5.3.1 Características Funcionales de la Tecnología Aplicada.

Las características y especificaciones funcionales de las aplicaciones (Software) y equipos requeridos (Hardware) para la implementación del nuevo proceso se detallan a continuación:

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

El sistema TTL es un programa desarrollado para funcionar dentro del EPL así permitirá aprovechar al máximo las virtudes de dichos equipos.

El sistema TTL permitirá validar en el terreno las lecturas inconsistentes, es decir que de existir dudas acerca de las mismas el sistema permitirá asignar una lectura e ingresar un código de observación.

El sistema TTL permitirá diferenciar de entre los abonados: residenciales, comerciales o industriales para ingresar las correspondientes lecturas dependientes de la configuración del medidor.

El sistema TTL permitirá registrar medidores nuevos y los datos que pueda tomar el Lector adicionalmente.

El sistema TTL permitirá para su uso crear claves generales para cada grupo del personal del servicio de toma de lecturas.

En general las principales características funcionales del sistema TTL son:

✎ Control de acceso a procesos mediante clave.

- ✎ Búsqueda del cliente mediante sus datos generales como: número de serie del medidor, número de serie de la empresa o por el código del cliente.

- ✎ Visualización de datos generales como: nombre, código, tipo de tarifa (residencial, comercial, industrial), dirección, etc.

- ✎ Ingreso de lecturas activa, reactiva y demanda pico a clientes con tarifa comercial o industrial.

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

- ✎ Ingreso de observaciones como: medidores nuevos, medidores fuera de ruta o inexistentes.

- ✎ Asignación a través de las novedades de lectura de cualquier anomalía observada en el sistema de medición.

✎ Comunicación con el Sistema Comercial de la CATEG, para envío y recepción de datos.

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

El sistema ALR 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 Comercial.

El sistema ALR enlazará el Sistema Comercial de la CATEG con el sistema TTL residente en los EPL's. Este es un programa de interfaz entre ambos sistemas, el cual estará instalado a las PC's cuyo desarrollo es en Visual Basic 6.0 con base de datos Access.

El sistema ALR redefine los archivos tipo texto en los que constan los ciclos, haciéndolos compatibles con el lenguaje del programa TTL permitiendo transportar la información de forma bidireccional entre los sistemas.

El sistema ALR procesará la información del ciclo al cual se realizará la toma de lectura, distribuyendo los libros de

lectura en los EPL's, además diariamente podrá actualizar la información de los abonados.

El sistema ALR permitirá elaborar reportes de las lecturas para controlar la eficiencia de los lectores y regularizar anomalías en medidores. Entre los reportes que se podrán elaborar tenemos:

✎ **Toma de Lecturas:** Presentará lista de abonados, fecha y tiempos de ejecución a la que el lector recabó información.

✎ **Totalizador de Lecturas Tomadas:** Presentará por fecha y lector los siguientes parámetros:

1. Total de abonados atendidos con una lectura.
2. Abonados atendidos con novedades de lectura.
3. Total de abonados a los que no se pudo tomar lectura.

✎ **Medidores Nuevos:** Detallará datos de medidores nuevos hallados durante cada ciclo de lectura con la finalidad de enrutarlos.

✎ **Novedades Adicionales:** Enumerará por fecha, nombre de abonado y lector las novedades de lectura observadas adicionalmente. Información que servirá al departamento de control de pérdidas para realizar las acciones regulativas de dichas anomalías reportadas.

En general las características funcionales del sistema son:

- ✎ Generar archivos compatibles con el sistema TTL.
- ✎ Asignación de libros hacia los EPL's.
- ✎ Carga de datos hacia las unidades EPL's.
- ✎ Descarga de datos desde las unidades EPL's.
- ✎ Generar archivos tipo texto al Sistema Comercial.

c. Sistema de Determinación de Consumos en Terreno (DTC).

El sistema DTC es un programa que permite recibir del Sistema Comercial de la CATEG el "Libro de Críticas" por ciclo en el que constan clientes que presentan anomalías de consumo o novedades de lectura para que luego el programa entregue la información validada por el inspector en el campo.

El sistema DTC permite al inspector ejecutar lo siguiente:

- ✎ Ingresar códigos especiales de observación.
- ✎ Realizar censos de carga por cliente, sumando el consumo de todos los equipos en una residencia. Para ello el programa lista los artefactos que normalmente hay en una residencia, comercio o industria, consumos promedio y ponderaciones.

d. Sistema de Administración de Inspecciones (AI).

El sistema AI enlazará el Sistema Comercial de la CATEG con el sistema DTC residente en los EPI's. Este es un programa de interfaz entre ambos sistemas, el cual estará instalado a las PC's cuyo desarrollo es en Visual Basic 6.0 con base de datos Access.

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

e. Equipos Portátiles de Lectura (EPL's), Equipos Portátiles de Inspección (EPI's) y Terminales Receptores de Información (TRI's).

En lo que se refiere al hardware, se requiere de EPL's, EPI's conocidos como "Hand Held" y de los TRI's conocidos como "Cunas".

✎ El EPL y el EPI son ordenadores de mano con un procesador de 16-bits con una extensa memoria posible de expandirla si la demanda de almacenar información así lo requiera.

✎ El EPL y EPI facilitan comodidad de uso durante períodos prolongados ya que sus diseños son compactos y ligeros.

✎ El EPL y EPI presentan facilidad de manejo de su teclado, pero para evitar lecturas erróneas una luz brillante y un zumbador en el equipo, confirman que ha leído y aceptado con éxito la lectura tomada.

- ✎ El EPL y EPI son resistentes al polvo y climas bruscos, capaces de resistir caídas hasta de 1,5 metros sobre cualquier superficie.

5.3.2 Cuantía de la Tecnología a Implementar.

Dentro de los requerimientos para la implementación del Proceso Propuesto de Lectura y Facturación tenemos:

- ✎ 4 Equipos Portátiles de Inspección con un Terminal Receptor de Información con cunas múltiples para los 4 equipos.
- ✎ 1 Equipo Portátil de Inspección con un Terminal Receptor de Información con una cuna.
- ✎ 24 Equipos Portátiles de Lectura con 6 Terminales Receptoras de Información con cunas múltiples para los 24 equipos.
- ✎ 1 Equipo Portátil de Lectura con un Terminal Receptor de Información con una cuna.

5.4 INVERSIÓN Y RENTABILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES.

Las siguientes tablas detallan costos que la CATEG tendrá que realizar en el desarrollo del Software como en la adquisición del Hardware respectivo y la rentabilidad del proyecto.

5.4.1 Costos del Proyecto

TABLA 5.1. COSTO EN IMPLEMENTACIÓN DE SOFTWARE

Descripción	Cant. Licencias	Precio Total USD
Desarrollo del sistema TTL	25	7430.00
Desarrollo del sistema ALR	25	4500.00
Desarrollo del sistema DTC	5	2750.00
Desarrollo del sistema AI	5	1490.00
Sub-Total		16170.00
IVA		1940.40
Inversión Total USD		18110.40

TABLA 5.2. COSTO EN IMPLEMENTACIÓN DE HARDWARE

Descripción	Cant.	Precio Unit. USD	Precio Total USD
EPL: Hand Held Workabout	25	870.00	21750.00
Bateria de NiMH 1600 mAh para EPL's	25	30.00	750.00
TRI: W/A Station-US para 1 unidad EPL	1	395.00	395.00
W/A Multiple Docking Station-US para 4 unidades EPL's	6	1310.00	7860.00
EPI: Hand Held Workabout	5	870.00	4350.00
Bateria de NiMH 1600 mAh para EPI's	5	30.00	150.00
TRI: W/A Station-US para 1 unidad EPI	1	395.00	395.00
W/A Multiple Docking Station-US para 4 unidades EPI's	1	1310.00	1310.00
Sub-Total			36960.00
I.V.A			4435.20
Inversión Total USD			41395.20

El detalle de la inversión total del proyecto de reducción de pérdidas administrativas lo muestra la tabla 5.3.

TABLA 5.3. COSTO TOTAL DEL PROYECTO.

Descripción	Costo USD
Material para Contratación e Instalación del Suministro	4000.00
Desarrollo de Software para Lectura y Facturación	18110.40
Adquisición de Hardware para Lectura y Facturación	41395.20
Adquisición y readecuación de Muebles de Oficina	8000.00
Mano de Obra por Instalación de Equipos	4500.00
Gastos Extras	3994.40
Inversión Total de Implementar el Proyecto	80000.00

La inversión total que le significaría a la CATEG implementar el proyecto de reducción de pérdidas administrativas para los procesos de Contratación, Instalación de Suministro, Lectura y Facturación de Energía sería de 80,000.00 USD.

Los costos por capacitación del personal para la operación correcta tanto del software como del hardware vienen incluidos dentro de la proforma mostrada por la proveedora del servicio. Y los costos de mantenimiento de los equipos están cubiertos por la proforma en el tiempo de garantía que es de un año.

5.4.2 Rentabilidad del Proyecto.

✈ Proceso de Contratación e Instalación de Suministro.

Realizando las mejoras desarrolladas en el capítulo 4 y reduciendo el tiempo de contratación e instalación de 14 a 8 días laborables se espera incorporar inicialmente a 350 clientes que quedaban en espera y asumiéndoles un consumo mensual de 200 Kwh (focos, televisor, radio, refrigerador) se detalla la recuperación esperada.

TABLA 5.4. RECUPERACIÓN EN EL PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN DE SUMINISTRO.

Tiempo Meses	Nuevos Clientes	Mwh Recuperados		Total USD
		Por Cliente	Total	
1	350	70	24.500	1.935.500
2	700	140	98.000	7.742.000
3	1050	210	220.500	17.419.500
4	1400	280	392.000	30.968.000
5	1750	350	612.500	48.387.500
6	2100	420	882.000	69.678.000
7	2450	490	1.200.500	94.839.500
8	2800	560	1.568.000	123.872.000
9	3150	630	1.984.500	156.775.500
10	3500	700	2.450.000	193.550.000
11	3850	770	2.964.500	234.195.500
12	4200	840	3.528.000	278.712.000

Según lo planteado se podrá recuperar la inversión del proyecto entre el sexto y séptimo mes de implementación.

✈ **Proceso de Lectura y Facturación de Energía.**

Implementando las mejoras propuestas y la tecnología detallada para automatizar el proceso se mejorará la calidad de lecturas, validación y facturación y a la vez reducirá el número de lectores, supervisores y digitadores evitando egresos por sueldos innecesarios, así por concepto de disminución de personal tendríamos los siguientes ahorros.

TABLA 5.5. RECUPERACIÓN EN SUELDOS.

Recuperación USD			Total
Lector	Supervisor	Digitador	USD
400	500	500	1.400

Como detalla la tabla 5.6 se espera arrancar con una recuperación en lecturas erróneas, Mwh y USD que vaya desde el 10 hasta un 95% de las pérdidas existentes por este concepto durante los 5 primeros meses.

TABLA 5.6. RECUPERACIÓN EN EL PROCESO DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA.

Tiempo Mes	Recuperación			
	Lecturas	Mwh	USD	
1	10%	800	80	6.320
2	25%	2.000	200	15.800
3	50%	4.000	400	31.600
4	75%	6.000	600	47.400
5	95%	7.600	760	60.040

CAPÍTULO 6

PLAN ESTRATÉGICO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES DE LA CATEG

6.1 INTRODUCCIÓN

Organizar esta estrategia ha requerido de un orden lógico que empezó con el diagnóstico de la situación de la CATEG señalando las causas de los problemas existentes para listar sus soluciones.

Desarrollar este plan necesita fijar objetivos, es decir que es lo que se espera alcanzar mediante el avance y período de duración del mismo. Pero para obtener dichos objetivos es sumamente importante disponer de un sistema de control y supervisión durante la ejecución del plan, verificándose así el fiel cumplimiento de las tareas delegadas al personal vinculado directamente a un proceso.

Corregir los actuales problemas requiere afrontarlos completamente uno a uno y para lograr reducir las pérdidas solo hay una forma efectiva que se consigue realizando un esfuerzo integral que

represente a toda la empresa, entendido como una prioridad de la institución y que debe involucrar a todo el personal.

La estrategia definirá acciones técnicamente organizadas facilitando así la confección de una nueva estructura en cada proceso. Así también, la estrategia considerará limitaciones existentes, tiempo, recursos adecuados, entorno en que se desarrollará el plan y otras actividades necesarias para lograr mejores resultados en la reducción del actual nivel de pérdidas comerciales.

6.2 ANTECEDENTES

Pérdidas Administrativas	
Problemas	Acciones
<ul style="list-style-type: none"> ✎ Lentitud de Procesos ✎ Calidad de Datos ✎ Ineficiencia Ciclo Comercial ✎ Trámites Burocráticos ✎ Controles Internos Ineficientes ✎ Procedimientos no Estandarizados ✎ Control de Campo Ineficiente ✎ Usuarios no Clientes ✎ Lucros Indevidos ✎ Debilidades Legales ✎ Subutilización Sistema Comercial 	<p style="text-align: center;"><u>Reingenieria</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ✎ Mejoramiento de Procesos Comerciales (Procedimientos, Sistemas, Herramientas y Datos) en: Servicio y Atención al Cliente, Contratación, Instalación de Suministros, Lectura y Facturación. ✎ Verificación / Normalización de Procedimientos <p style="text-align: center;"><u>Paralelas</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ✎ Campañas Pre-inscripción de usuarios No Clientes ✎ Aceleración de Procesos Penales ✎ Información y Difusión

6.3 OBJETIVOS GENERALES.

El nivel de pérdidas administrativas de la CATEG se encuentra alrededor del 17.61% el mismo que resulta excesivo en cuanto al análisis hecho en el Capítulo 2 donde se comparó con valores óptimos. A partir de este análisis surgió la elaboración del presente plan, el mismo que persigue alcanzar los siguientes objetivos generales:

- ✎ Implantar el Plan Estratégico de Reducción de Pérdidas basado en la aplicación de Reingeniería para reducir la relación entre la energía comprada y la facturada a partir del incremento de los Kwh. puestos al cobro.
- ✎ Actualizar datos generales de los clientes y de instalaciones resultado de los planes de acción en oficinas y campo.
- ✎ Mejorar los procesos comerciales que guardan relación directa con los planes de reducción de PNT.

Estos objetivos motivarán 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.
- ✎ Crear conciencia en los trabajadores para alcanzar objetivos.

6.4 ALCANCE GENERAL DEL PROYECTO.

- ✎ Diagnóstico de los procesos de operación relacionados con el plan de reducción de PNT.
- ✎ Propuesta de mejorar la eficacia y eficiencia de los procesos de Contratación e Instalación de Suministro de Electricidad y de Lectura y Facturación de Energía.
- ✎ Acompañamiento a los planes de acción del proyecto e integración con la operativa de la CATEG para garantizar el éxito del proyecto.
- ✎ Optimizar totalmente la tecnología de punta disponible en todas las dependencias de la CATEG.
- ✎ Poseer personal altamente capacitado y productivo capaz de manejar la información de manera inmediata y precisa.
- ✎ Actualización de datos de los clientes y técnicos con direcciones exactas de los suministros.
- ✎ Incorporación al ciclo comercial a los usuarios No Clientes de la CATEG.
- ✎ Medir y Facturar correctamente la energía vendida.
- ✎ Proyectar credibilidad y confianza a los usuarios de la CATEG.
- ✎ Aportar en la recuperación de la cartera vencida.
- ✎ Ejecutar acciones legales aplicadas a infractores con capacidad de pago.

6.5 ELEMENTOS BÁSICOS PARA EMPRENDER EL PROYECTO.

Para emprender el proyecto se definen los siguientes elementos:

- ✦ **Tecnología de Punta.-** El Plan Estratégico considera la puesta en marcha del proyecto de reingeniería de los procesos administrativos tal y como se lo ha analizado, propuesto y detallado en los Capítulos 3,4 y 5.
 - ✓ Equipos Portátiles para recolección de datos.
 - ✓ Desarrollo de aplicaciones capaces de optimizar el trabajo de los Equipos Portátiles de recolección de datos.
 - ✓ Equipamiento del Departamento de Lectura y Facturación.
 - ✓ Mejora del enlace entre las dependencias de Atención y Servicios al cliente, Medidores y Lectura y Facturación mediante el Sistema Comercial.

- ✦ **Fuerza Laboral.-** Se requiere que todo el personal que presta sus servicios a la empresa: lectores, supervisores, tecnólogos, ingenieros, jefes, abogados, gerentes y personal contratista conozcan la importancia que representan los procesos comerciales en la facturación mensual, que estén concientes de los beneficios que implica colaborar con el proyecto de reducción de las pérdidas para lograr el compromiso de todos.

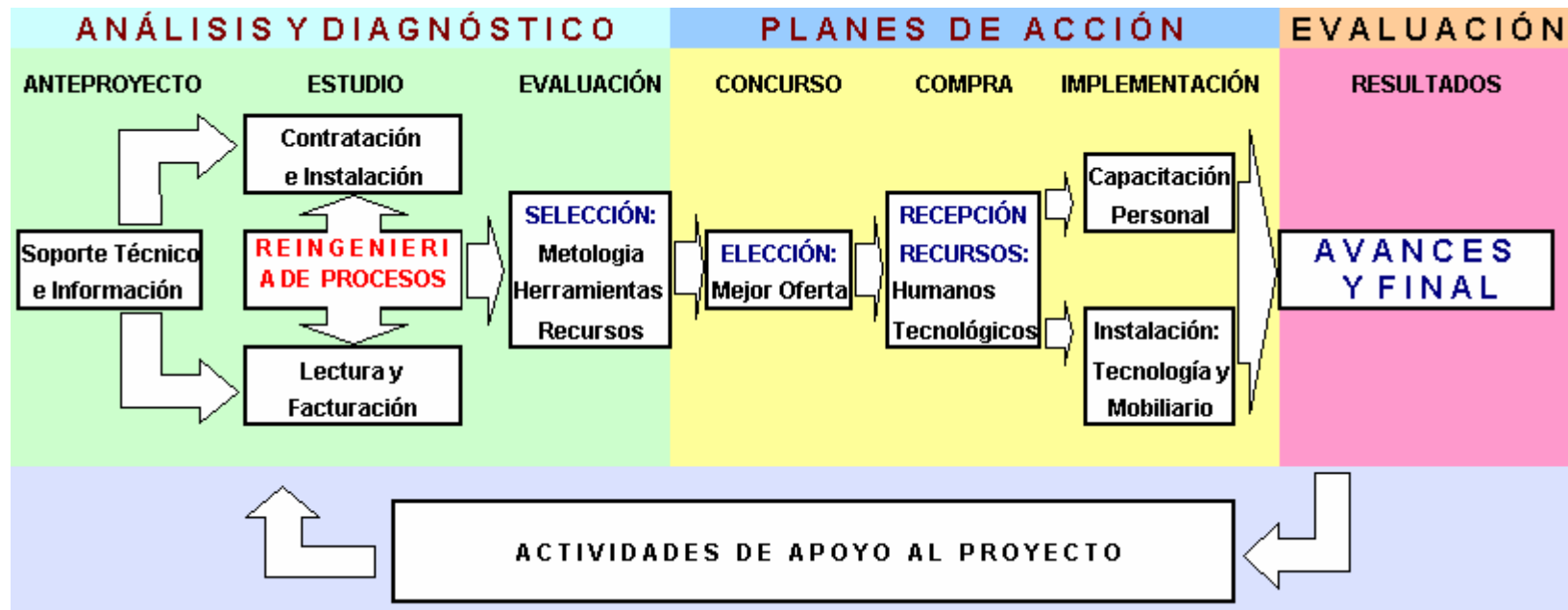
6.6 LISTA DE PRIORIDADES.

CRITERIOS A CONSIDERAR PARA ELABORAR EL PLAN DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PNT	
1	Priorizar la resolución de las PNT antes que las pérdidas técnicas.
2	Cuantificar el índice de las PNT.
3	Elaborar un diagnóstico de las pérdidas y sus causales.
4	Medición de pérdidas por sucursales y distritos.
5	Diferenciar por zonas y por tipo de clientela; de ser posible sectorizar las acciones en usuarios residenciales por tipo de barrios (de bajos ingresos, ingresos medios, o altos ingresos).
6	Verificación y control de clientes mediante inspecciones permanentes.
7	Perfeccionar procedimientos administrativos y comerciales a fin de minimizar las pérdidas por administración.
8	Lograr compromisos de colaboración de todo el personal de la empresa.
9	Adiestrar al personal de toma de lecturas para advertir cualquier irregularidad existente en los suministros.
10	Precintado y normalización general de todos los suministros.
11	Adecuar mecanismos técnicos y administrativos para la prevención de ilícitos.
12	Minimizar los tiempos de conexión y reconexión de servicios.
13	Elaborar planes periódicos de actualización de facturación de luminarias, semáforos y cabinas telefónicas.
14	Verificación de alumbrado público con encendido permanente y su corrección.
15	Incentivar la eliminación de impuestos en las facturas de energía a fin de reducir el costo final al cliente.
16	Difusión constante del uso racional de la energía en los sectores de clientes de bajos recursos.
17	Perfeccionar medios administrativos y legales a fin de aumentar efectividad de acciones y lograr efectos correctivos.
18	Facturar multas a clientes infractores con capacidad de pago.
19	Facilitar convenios de pago por multas y gastos de conexión a clientes de bajos recursos.
20	Al normalizar a usuarios de zonas marginales, implementar sistemas de inspección de suministros permanentes.
21	Evaluaciones constantes de inversiones y montos recuperados o no perdidos de energía.
22	Adecuar los medios técnicos e informáticos para optimizar acciones de apoyo en la reducción de PNT.
23	Relaciones con organismos públicos y privados, a fin de desarrollar planes de difusión e intercambio de información.

6.7 DEFINICIÓN ESTRATÉGICA DEL PROYECTO.

6.7.1 Estructura.

La estructura del proyecto consta de 3 fases: Análisis y Diagnostico, Planes de Acción y Evaluación.



1. Análisis y Diagnóstico:

a. Anteproyecto:

- ✍ Información a Clientes-Personal acerca del plan.
- ✍ Compromiso de áreas involucradas.
- ✍ Soporte técnico e información

b. Estudio:

- ✍ Identificación de procesos y sistemas que afectan la actividad comercial con respecto a la reducción de las pérdidas.
- ✍ Propuesta del Plan (Reingeniería de Procesos).

c. Evaluación:

- ✍ Selección de la metodología, herramientas y recursos humanos o tecnológicos.

2. Planes de Acción:

a. Concurso / Compra:

- ✍ Concurso de precios, selección oferta y adquisición de recursos.

b. Implementación:

- ✍ Capacitación al personal.
- ✍ Readecuación de oficinas e instalación de nuevos equipos.
- ✍ Definición de las propuestas para cada uno de los planes de acción.

- ✍ Definición de los puntos de partida y las metas a alcanzar para cada uno de los planes de acción.
- ✍ Puesta en marcha de los nuevos procesos.

3. Evaluación:

- ✍ Valoración de la etapa de avance del proyecto en función del diagnóstico.
- ✍ Valoración de la etapa final del proyecto en función a los avances.

4. Actividades de Apoyo al Proyecto:

a. Ejecución del plan.- En la ejecución del plan se identifican 2 grupos de actividades a seguir que son:

- ✍ **Temporales:** Las actividades temporales a desarrollar son: corte y reconexión, campañas de publicidad: radio, televisión, Internet, etc.
- ✍ **Permanentes.-** Uso de EPL's y EPI's, centros móviles de pre-contratación de suministro, censos, consultas y precontratación por Internet, etc.

b. Acciones del Entorno.- Son todas aquellas actividades a efectuarse mediante los medios de publicidad para educación de los clientes de la CATEG.

c. Aceleración de Procesos Penales.

6.7.2 Etapas.

Las actividades a realizarse durante de ejecución del plan de reducción de pérdidas administrativas según las etapas de desarrollo serian:

1. Una corrida Piloto.- Esta etapa se ejecutaría durante los 3 primeros meses de prueba del proyecto.

✎ **Contratación e Instalación.-** Inmediatamente a la contratación del suministro se realizarán instalaciones de medidores en una zona considerada piloto.

✎ **Toma de Lecturas.-** Se enviará al personal a tomar lecturas con una cierta cantidad de EPL's que se incrementarán gradualmente con el número de ciclos a los que se realizarán estas tomas de lectura.

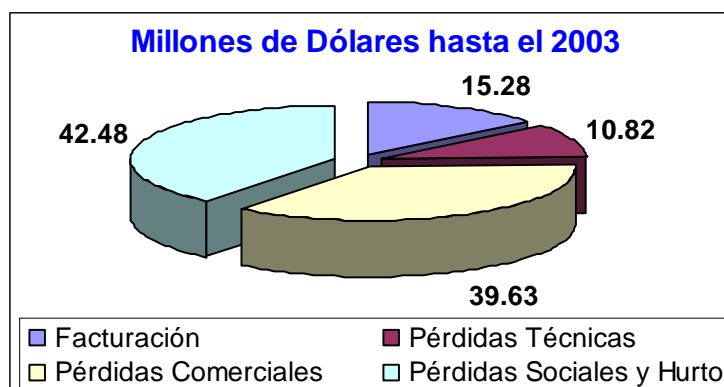
✎ **Facturación de Energía.-** Se realizarán inspecciones de prueba con los EPI's a fin de determinar y normalizar fallas.

2. Un Cambio Total.- Esta etapa se dará al haber suplido totalmente los antiguos procedimientos de los procesos por los mejorados y automatizados. Así se podrá elaborar un esquema que especifique cómo y cuando emplear recursos y desarrollar actividades, frecuencia, metas, sistemas de control, fuerza de trabajo, etc.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La CATEG tiene pérdidas de energía producidas por dos factores:
 - ✦ Técnicas debidas al normal calentamiento de conductores y equipos de transformación bajo condiciones de carga o sin ella.
 - ✦ No Técnicas que surgen debido a errores comerciales: lentitud en conexión de medidores, errores de medición y facturación, conexiones fraudulentas; así como también por parte del usuario: conexiones directas, intervención en medidores, etc.
2. Para justificar el nivel de pérdidas que la CATEG tiene al instante del estudio de pérdidas se realizaron los cálculos según la metodología estimada por la empresa (Apéndice A), ya que la misma no presentaba todos los datos a fecha obteniéndose la siguiente representación en millones de dólares:



3. El nivel de pérdidas globales al 2003 es del 25.28% que equivalen a USD 92.928.160,10 valor del que el 7.67% corresponde a pérdidas técnicas que equivalen a USD 10.821.508.90 y el valor restante corresponde a pérdidas no técnicas que equivalen a un total de USD 82.106.651,20.

4. El nivel de pérdidas técnicas no representa un valor tan colosal como el que si representan las PNT y además es considerable dentro de lo permitido por normas razón por la que un estudio para reducir dichas pérdidas no resulta justificable ya que para lograr recuperar un punto porcentual del valor ya mencionado tendría que reinvertirse en mantenimiento, cambio y adquisición de elementos y equipos tanto de alta tensión como de baja tensión.

5. Actualmente la CATEG está empeñada en reducir los niveles de pérdidas en todos sus frentes y para ello conjuntamente con la empresa Optimalcorp.S.A está llevando a cabo un plan de recuperación de PNT (Sociales, hurto o fraude).

6. La experiencia demuestra que los tipos de fraudes eléctricos cometidos por los usuarios son innumerables.

7. Los usuarios reconocen que la prestación del servicio eléctrico es cada día más costoso y en efecto se hace más significativo para la economía de los mismos recurriendo a la mora, robo o fraude.
8. Para la consecución de mejores resultados a la difícil tarea de lograr una agresiva reducción de PNT sería ideal poner en marcha paralelamente este plan de reducción de pérdidas en los procesos administrativos estudiados ya que el mismo por ahora no está considerado dentro del plan que desarrolla Optimalcorp.S.A.
9. Los resultados del presente estudio demuestran que reducir las pérdidas originadas a malos procesos administrativos tiene mucha mayor viabilidad y rentabilidad económica que el tratar de reducir las pérdidas por fraude o tratar de legalizar a clandestinos.
10. Durante el estudio de los actuales procesos administrativos se obtuvo que:
 - a. El proceso de Contratación e Instalación del Suministro de Electricidad al realizarse en 14 días tiene una eficiencia del 7.6%
 - b. Proceso de Lectura y Facturación de Energía al realizarse con el actual ciclo de 6 días tiene una eficiencia del 44.08%.

Valores que representan un bajo nivel de eficiencia de la forma como se realizan ambos procesos.

11. Debido a que en los dos procesos estudiados presentan baja eficiencia en cuanto a la forma en que se desarrollan los mismos se decidió realizar un análisis de reingeniería cuya finalidad sea la de incrementar su eficiencia y mejorar su eficacia.

12. Al aplicar Reingeniería a los actuales procesos administrativos se tiene que:

- a. El proceso de Contratos e Instalación del Suministro Electricidad se podrá realizar en 8 días y lograr una eficiencia del 92%
- b. El Proceso de Lectura y Facturación de Energía al realizarse con el mismo ciclo de 6 días pero apoyado en tecnología de punta y lograr una eficiencia del 62%.

Vemos un notablemente aumento del nivel de eficiencia de ambos procesos que dependiendo de la forma como se ponga en marcha el plan propuesto serian mayores.

13. Implementar el proyecto de reingeniería a los procesos estudiados requerirá contar con recursos humanos y tecnológicos para lo que se presupuestó una inversión de USD 80.000,00.
14. Obtener una notable recuperación económica y financiera con la implementación del presente plan solo requerirá de planificación, información y control de calidad a ambos procesos a mejorar.
15. Luego de implementar el plan estratégico propuesto se habrá logrado reducir el porcentaje de pérdidas evaluado al área administrativa.
16. Ofrecer el servicio Internet On-Line de manera que el público en general pueda acceder a información de la empresa y facilitar varios procesos de servicio al cliente a través de este medio.
17. Una conclusión determinante es que la tentación del fraude eléctrico se hace presente y como consecuencia de la falta de una ley que penalice su acción, los usuarios se atreven cada día más a participar directamente en la ejecución de un acto ilegal en contra de los intereses de la empresa distribuidora del servicio.

18. Las sanciones que las empresas distribuidoras del servicio pueden aplicar, se fundamentan en su mayoría a lo establecido en sus reglamentos de servicio. no hay posibilidad de acción penal.

RECOMENDACIONES

1. Dirigir todas las actividades del proyecto (operativas, de apoyo y administrativas) de acuerdo al alcance definido, cumpliendo con los objetivos establecidos y asegurando la calidad de servicio.

2. Antes de implementar el proyecto se deberá considerar las siguientes funciones:
 - a. Informar a clientes como al personal acerca del plan.
 - b. Involucrar y comprometer a todo el personal de la empresa.
 - c. Capacitar técnica y socialmente al personal involucrado en los métodos y procedimientos correspondientes.
 - d. Asegurar la integración de los equipos de trabajo del proyecto.

3. Durante el desarrollo del proyecto los equipos de trabajo deberán:
 - e. Asegurar la coordinación de todos los departamentos con la Oficina de atención y servicios al cliente.

- f. Perfeccionar continuamente el Sistema Comercial.
 - g. Ejecutar paralelamente la implementación en ambos procesos.
 - h. Ejecutar los trabajos de campo dentro del alcance y plazos definidos.
 - i. Garantizar la calidad del servicio prestado al cliente.
4. En fases finales del proyecto los equipos de trabajo deberán:
- j. Controlar y Validar la calidad de los trabajos ejecutados e información recabada en el terreno.
 - k. Analizar los resultados de los nuevos procesos.
 - l. Gestionar acciones de mejora necesarias para el óptimo resultado de los objetivos.
 - m. Elaborar y presentar informes periódicos al público y en general de las actividades realizadas.
 - n. Determinar debilidades que afecten el flujo normal y eficiente de información generada de los planes de acción
5. Se sugiere el constante control técnico a todos los clientes por personal técnicamente calificado para detectar, corregir y reportar inmediatamente cualquier anomalía, y penalizar económicamente a los infractores con multas severas.

6. Para fortalecer la implantación de los procesos por parte de la empresa y la correcta ejecución de las acciones por parte del proyecto será básico contar con el siguiente apoyo:
 - a. Preparar, procesar y validar la información necesaria para que esté a disposición de los demás equipos del proyecto.
 - b. Implantar metodologías y políticas necesarias para la ejecución de diversos pasos del proyecto, avalando y verificando la adaptación a las soluciones propuestas por parte de la CATEG para asegurar el éxito y la calidad de los cambios esperados.
 - c. Coordinar las actividades entre la CATEG y el Proyecto, efectuando la planificación, control y seguimiento a los planes operativos y garantizando la actualización de la información, encargándose a su vez del control de calidad y verificación de la correcta ejecución de las tareas de campo.

7. Reinstalar equipos de medición y conexiones que imposibiliten la manipulación de los mismos por parte de los clientes residencial, comercial e industrial.

8. Realizar control de calidad estricto a luminarias de alumbrado público ya que existen muchas que producen pérdidas de energía al estar encendidas innecesariamente durante el día.

9. Debatir la creación de la Ley de Defensa a las Empresas de Distribución, estableciendo normas, convenios, compromisos y severas sanciones a acciones que las perjudiquen financiera e institucionalmente.

10. Masificar las campañas de corte y suspensión del servicio para evitar acumulación de deudas y frenar acciones ilegales.

11. Además se deben adoptar medidas de incentivo y sanciones al personal como por ejemplo:
 - a. Bonificaciones por reporte de anomalías, fraudes y robo de energía.
 - b. Sanciones legales a quienes reciben coimas de los clientes por realizar conexiones clandestinas o por no reportar dichas instalaciones durante la inspección.

Anexos

ANEXO 1.1

COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS (%) (Estimado con datos censales de 2001)		
<p>⚡ Los datos de las parroquias urbanas de capitales provinciales, se agrupan en forma total en: Urbana en el censo 2001 y Urbana y Rural en 1990.</p> <p>⚡ Viviendas con personas presentes el día del censo.</p>		
Provincia del Guayas		
Cantón	Parroquia	Total
Alfredo Baquerizo Moreno	Alfredo Baquerizo Moreno (Jujan)	85,63
Total Alfredo Baquerizo Moreno		85,63
Balao	Balao	92,12
Total Balao		92,12
Balzar	Balzar	71,39
Total Balzar		71,39
Colimes	Colimes	56,07
Total Colimes		56,07
Coronel Marcelino Maridueña	Crnel. Marcelino Maridueña	91,16
Total Coronel Marcelino Maridueña		91,16
Daule	Daule	92,95
	Juan Bautista Aguirre (Los Tintos)	93,88
	Laurel	95,31
	Limonal	90,96
	Los Lojas (Enrique Baquerizo Moreno)	91,51
Total Daule		92,92
Durán	Eloy Alfaro (Durán)	96,10
Total Durán		96,10
El Empalme	El Rosario	70,04
	Guayas (Pueblo Nuevo)	42,39
	Velasco Ibarra (El Empalme)	88,45
Total El Empalme		74,12
El Triunfo	El Triunfo	92,03
Total El Triunfo		92,03

General Antonio Elizalde (Bucay)	General Antonio Elizalde (Bucay)	91,43
Total General Antonio Elizalde (Bucay)		91,43
Guayaquil	Guayaquil	96,98
	Juan Gómez Rendón (Progreso)	89,37
	Morro	89,45
	Posorja	89,83
	Puná	63,36
	Tenguel	92,46
Total Guayaquil		96,77
Isidro Ayora	Isidro Ayora (Soledad)	86,23
Total Isidro Ayora		86,23
La Libertad	La Libertad	91,92
Total La Libertad		91,92
Lomas de Sargentillo	Lomas de Sargentillo	89,79
Total Lomas de Sargentillo		89,79
Milagro	Chobo	89,18
	Mariscal Sucre (Huaques)	90,20
	Milagro	93,94
	Roberto Astudillo (Cab. en Cruce de Venecia)	93,95
Total Milagro		93,74
Naranjal	Jesús María	85,03
	Naranjal	91,82
	San Carlos	88,33
	Santa Rosa de Flandes	92,37
	Taura	74,77
Total Naranjal		88,09
Naranjito	Naranjito	95,15
Total Naranjito		95,15
Nobol (Piedrahita)	Narcisa de Jesús	87,36
Total Nobol (Piedrahita)		87,36
Palestina	Palestina	86,66
Total Palestina		86,66
Pedro Carbo	Pedro Carbo	79,28
	Sabanilla	65,18
	Valle de La Virgen	74,22
Total Pedro Carbo		76,46
Playas	General Villamil (Playas)	92,20
Total Playas		92,20

Salinas	Anconcito	90,38
	Jose Luis Tamayo (Muey)	92,52
	Salinas	93,75
Total Salinas		92,92
Samborondón	Samborondón	92,76
	Tarifa	93,32
Total Samborondón		93,14
San Jacinto de Yaguachi	Gral. Pedro J. Montero (Boliche)	91,86
	Virgen de Fátima	94,38
	Yaguachi Nuevo (San Jacinto de Yaguachi)	91,87
	Yaguachi Viejo (Cone)	93,98
Total San Jacinto de Yaguachi		92,85
Santa Elena	Atahualpa	87,16
	Chanduy	91,01
	Colonche	84,44
	Manglaralto	80,55
	Santa Elena	90,70
	Simón Bolívar (Julio Moreno)	74,83
Total Santa Elena		86,79
Santa Lucía	Santa Lucía	90,16
Total Santa Lucía		90,16
Simón Bolívar	Crnel. Lorenzo de Garaicoa (Pedregal)	87,01
	Simón Bolívar	90,41
Total Simón Bolívar		88,97
Urbina Jado	El Salitre (Las Ramas)	90,18
	General Vernaza (Dos Esteros)	89,06
	Junquillal	92,48
	La Victoria (Nanza)	81,94
Total Urbina Jado		89,59
Total General		94,01

ANEXO 1.2

DIAGRAMA DE UNA LÍNEA DE 69 KV. DEL SISTEMA GUAYAQUIL

ANEXO 2.1

CASOS DE ERRORES COMUNES EN CONEXIONES DE MEDIDORES QUE INCIDEN EN EL REGISTRO DE ENERGIA ELÉCTRICA

CASO 1

Si se tiene un medidor Tipo 2S y es instalado en una base Tipo 12S con servicio 120/208 (V) ¿Cuál será el porcentaje de medición?

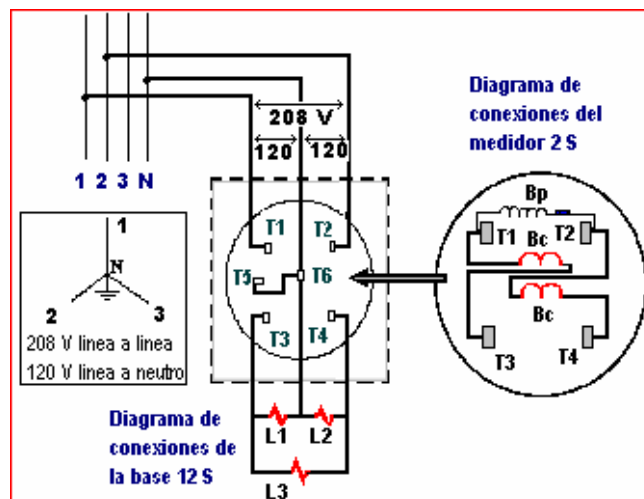


Figura 1

Dado el servicio de tres hilos, a un nivel de tensión de 120 V entre los terminales **T1-T6** y/o **T2-T6** y a un nivel de tensión de 208 V entre los terminales **T1-T2**, obtenido de un sistema de transformadores en estrella con neutro puesto a tierra como se muestra en la **Figura 1** y al colocar un medidor tipo 2S sobre una base tipo 12S.

Existirán inconvenientes en la medición de energía, debido a que:

El neutro N y las líneas 1 y 2 alimentan a las cargas L_1 y L_2 respectivamente, recibiendo cada una de las cargas, un nivel de tensión de 120 V. Así la bobina de potencial B_p del medidor 2S, está en capacidad de medir un valor de tensión igual a la mitad del voltaje de línea a línea ($208/2$ V) referenciado 30° , como se ve en la **Figura 1a**.

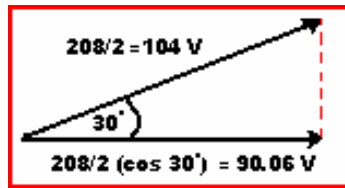


Figura 1a

Donde:

V_{BP} = Voltaje o tensión de la bobina de potencial

V_L = Voltaje o tensión que recibe la carga

La bobina de potencial B_P del medidor 2S mide el siguiente nivel de tensión:

$$V_{BP} = \frac{208}{2} * \cos 30^\circ$$

$$V_{BP} = 90.06 \text{ V}$$

El porcentaje de medición estará dado por la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Medición} = \frac{V_{BP}}{V_L} * 100 \%$$

Así, el porcentaje de medición para las cargas L_1 y L_2 será:

$$\% \text{ Medición} = \frac{90.06}{120} * 100\%$$

$$\% \text{ Medición} = 75 \%$$

El porcentaje de medición para la carga L_3 será:

$$\% \text{ Medición} = \frac{208}{208} * 100\%$$

$$\% \text{ Medición} = 100 \%$$

Al observar los resultados del porcentaje de medición para las cargas L_1 , L_2 , L_3 y al ser comparados entre sí; fácilmente puede notarse una pérdida del 25% de energía para las cargas cuya alimentación es con voltaje de línea a neutro (cargas L_1 y L_2). Esto es, realizando la errónea acción de instalar un medidor tipo 2S sobre una base 12S.

CASO 2

Se tiene un medidor tipo 1S y es instalado en una base tipo 2S servicio 120/240 (V) ¿Cual será el porcentaje de medición?.

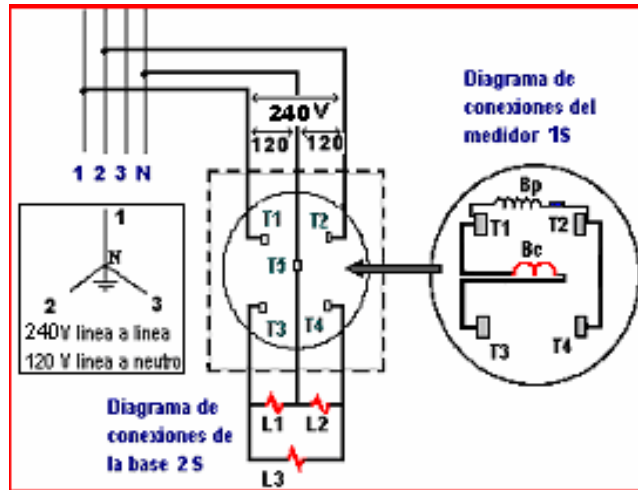


Figura 2

Dado el servicio de tres hilos como se muestra en la **Figura 2** a un nivel de tensión de 120V entre los terminales **T1-T5** y/o **T2-T5** y a un nivel de tensión de 240 V entre los terminales **T1-T2**, al colocar un medidor tipo 1S sobre una base tipo 2S. Además de tener en cuenta que la bobina de potencial B_p del medidor 2S esta diseñada para recibir 240V de línea a línea. Existirán inconvenientes en la medición de energía que dependerán de la carga instalada debido a que:

El neutro N y la línea 1 alimentan a la carga L_1 , proporcionando a la misma un nivel de tensión de 120V entre sus terminales **T3-T5**, al mismo tiempo que la bobina de potencial B_p censa un nivel de tensión de 240V entre los terminales T1-T2 del medidor.

Obteniendo así el siguiente porcentaje de medición:

$$\% \text{ Medición} = \frac{V_{Bp}}{V_L} * 100 \%$$

$$\% \text{ Medición} = \frac{240}{120} * 100 \%$$

$$\% \text{ Medición} = 200 \%$$

El neutro N y la línea 1 alimentan a la carga L_2 , proporcionando a la misma un nivel de tensión de 120V entre sus terminales T3-T5; pero al no existir bobina de corriente entre los terminales T2-T3 del medidor, este no censa la corriente circulante entre las mismas al consumirse energía del sistema por medio de la carga L_2 .

Obteniéndose el siguiente registro, por medio de la ecuación:

$$P_{Reg} = V_{Bp} * I_{Bc}$$

$$P_{Reg} = 240 V * 0 A$$

$$P_{Reg} = 0 W$$

Donde:

P_{Reg} : Potencia registrada por el medidor

V_{BP} : Voltaje de la Bobina de Potencial

I_{Bc} : Corriente de la Bobina de Corriente

Las líneas 1 y 2 alimentan a la carga L_3 , proporcionando a la misma un nivel de tensión de 240 V de línea a línea entre sus terminales T1-T2, así como también proporciona un nivel de tensión de 240V entre los terminales T1-T2 de la bobina de potencial del medidor 1S.

Obteniendo así el siguiente porcentaje de medición:

$$\% \text{ Medición} = \frac{V_{Bp}}{V_L} * 100 \%$$

$$\% \text{ Medición} = \frac{240}{240} * 100 \%$$

$$\% \text{ Medición} = 100 \%$$

Al observar y analizar los resultados del porcentaje de medición para la carga L_1 , vemos que se estará registrando en el medidor el doble del consumo normal de energía de la carga consumida por el usuario, causándole así un perjuicio a este. Esto es debido a que, el motor de inducción del medidor tiene como característica que; al aumentar su

voltaje de entrada, mayor será el torque magnético y por consecuente su potencia mecánica.

Al observar y analizar los resultados del porcentaje de medición para la carga L_2 , vemos que en el medidor no estará registrando valor alguno de la energía consumida por la carga, por lo que se estaría perjudicando la empresa distribuidora de energía.

Analizando los resultados del porcentaje de medición para la carga L_3 , vemos que no existirán problemas en el registro de energía del medidor 1S.

CASO 3

Si se tiene un *medidor tipo 2S* y es instalado en una *base tipo 1S* con servicio 120 (V) ¿Cual será el porcentaje de medición?

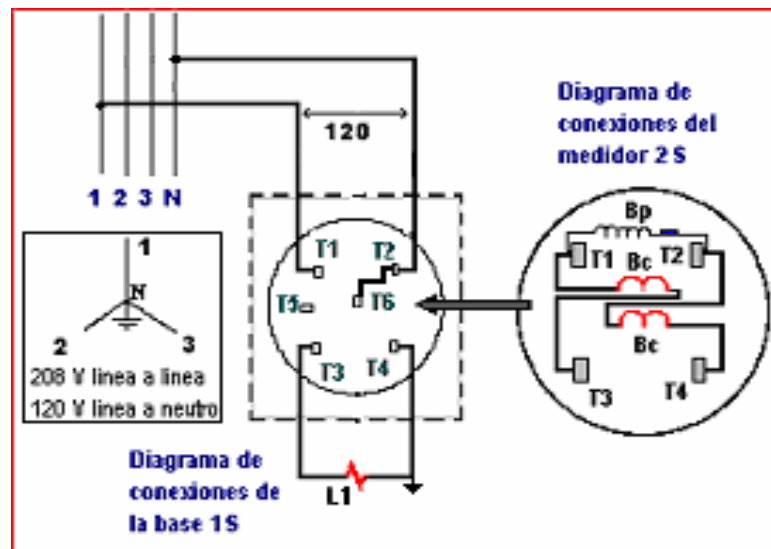


Figura 3

Dado el servicio de dos hilos como se muestra en la **Figura 3** a un nivel de tensión de 120 V entre los terminales **T1-T2** y al colocar un medidor tipo 2S sobre una base tipo 1S. Existirán inconvenientes en la medición de energía debido a que:

El neutro N y la línea 1 alimentan a la carga L_1 , proporcionando a la misma un nivel de tensión de 120V entre sus terminales **T3-T4**. Al mismo tiempo que la bobina de potencial B_p del medidor 2S esta en capacidad para recibir un valor de tensión de 240 V de línea a línea en los terminales T1 y T2 del medidor 1S.

Obteniendo así el siguiente porcentaje de medición:

$$\% \text{ Medición} = \frac{V_{Bp}}{V_L} * 100 \%$$

$$\% \text{ Medición} = \frac{120}{240} * 100\%$$

$$\% \text{ Medición} = 50\%$$

Al observar y analizar los resultados del porcentaje de medición para la carga L_1 , vemos que en el medidor no estará registrando el 50 % de la energía consumida por la carga, por lo que se estaría perjudicando a la empresa distribuidora de energía.

CASO 4

Se tiene un medidor tipo 12S y es instalado en una base tipo 1S con servicio 120 (V) ¿Cual será el porcentaje de medición?

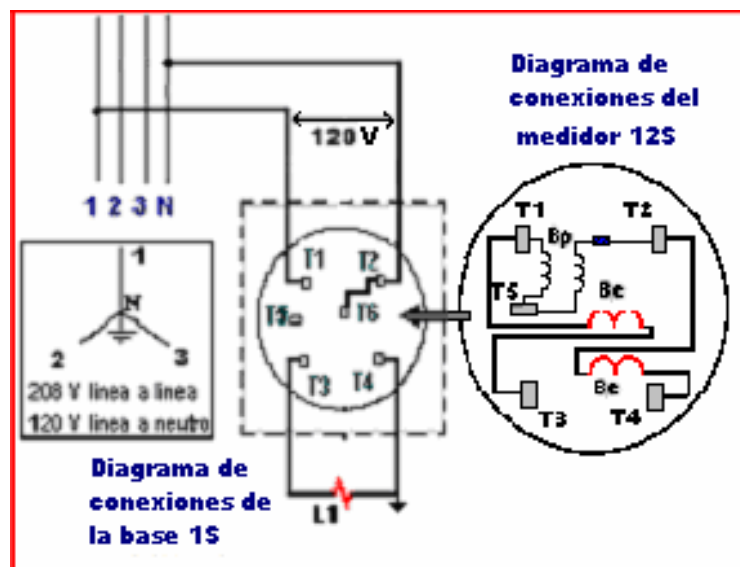


Figura 4

Dado el servicio de dos hilos como se muestra en la **Figura 4** a un nivel de tensión de 120V entre los terminales **T1-T2** y al colocar un medidor tipo 12S sobre una base tipo 1S. Nunca existirán problemas en la medición de energía debido a que:

El neutro N y la línea 1 alimentan a la carga L_1 , proporcionando a la misma un nivel de tensión de 120V entre sus terminales **T3-T4**, ya que el medidor de tipo 12S está diseñado para operar cualquier tipo de base.

Como se ve en la **Figura 4**, las 2 bobinas de potencial B_p se unen en serie en el terminal T5 del medidor y aun siendo instalado en la base 1S, este terminal T5 no se conecta al neutro, logrando de esta forma ambas bobinas actuar como una sola bobina y por tanto recibir entre los terminales T1-T2 del medidor un nivel de tensión de 120V.

Al calcular el porcentaje de medición, tenemos:

$$\% \text{ Medición} = \frac{V_{Bp}}{V_L} * 100 \%$$

$$\% \text{ Medición} = \frac{120}{120} * 100 \%$$

$$\% \text{ Medición} = 100 \%$$

Analizando los resultados del porcentaje de medición para la carga L_1 , vemos que no existirán problemas en el registro de energía del medidor 1S.

ANEXO 2.2

HURTO DE ENERGÍA

¿EL HURTO DE ENERGÍA ES UN BUEN SUBSIDIO?

El desarrollo propio de las necesidades de energía, sumado al aumento demográfico de la población y a problemas de tipo socioeconómico, permiten suponer el motivo principal del crecimiento de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de electrificación se debe a los hurtos de energía.

En reiteradas ocasiones se ha mencionado que el problema de hurto de energía, es una consecuencia lógica de la situación socioeconómica. Este hecho por supuesto es válido; pero, si se observa lo que ocurre con otros bienes y servicios, por ejemplo, el suministro de agua potable, el sistema telefónico, la locomoción colectiva y otros, en los cuales los usuarios deben obligadamente cancelar el costo de sus beneficios; nace la interrogante: ¿Por qué solamente el suministro de energía eléctrica es afectado por el hurto masivo? ¿Es socialmente conciente permitir esto?. La respuesta es simple, la situación actual sólo es producto de las facilidades que ofrece la red de distribución de energía.

1.- HURTO DE ENERGÍA.

Existen diferentes modalidades de hurto de energía, que se han clasificado de la siguiente manera.

- ✎ Arranques clandestinos con Medidor.
- ✎ Intervención de equipos.
- ✎ Arranques clandestinos sin medidor.

a. Arranques clandestinos con medidor

Son aquellos clientes que hurtan energía, conectándose en forma fraudulenta directamente de la red de Baja Tensión o de la acometida del empalme, eliminando (cuenteando), la medida de energía consumida.

b. Intervención de equipos

En este punto es necesario distinguir tres tipos de intervención.

- 1.- Bajada intervenida (canalización comprendida entre el rack y la caja de empalme).
- 2.- Caja de empalme intervenida (Bypass del medidor a través de puentes).
- 3.- Medidor intervenido (se actúa en el mecanismo interior del medidor o reloj).

Dentro de los tipos de hurtos, éste es el más sofisticado y por ende, el de más difícil detección.

c. Arranques clandestinos sin medidor

Este tipo de hurto, que no corresponde a clientes de la Empresa, es aquel que hurta energía conectándose directamente a la red de distribución, consumiendo en forma indiscretamente.

2.- OTRAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

Además de los puntos expuestos anteriormente, hay que considerar dos situaciones que sin ser hurtos propiamente tal, representan pérdidas de energía significativas.

Estas situaciones son:

- ✍ Módulos
- ✍ Campamentos

a. Módulos

Es un empaque sin medidor, limitado con automático de 3 Amperes. Por una tentativa de suministros de empalme de bajo costo, realizado los años 1971 y 1972 (12.000) que se computa con un consumo estimado de 30 AWH mensuales para todos estos usuarios. A medida que éstos incrementaron sus consumos y a fin de evitar la operación del automático, los clientes los fueron punteando, o cambiando por uno de mayor capacidad, de lo cual resulta que en casi la totalidad de los casos comentados, el consumo real es superior a los 30 AWH mensuales facturados.

Por la razón antes expuesta, se inicio en el año 1982 la normalización de estos módulos, instalándose medidores. Esta normalización llevo a facturaciones más elevadas que las anteriores, y este tipo de consumidor no estaba en condiciones económicas de cancelar, transformándolos en clientes morosos colgados de la red. Por éste motivo se suspendió el plan de normalización que sólo alcanzo a 600 clientes.

b. Campamentos

Es una agrupación de viviendas de condiciones mínimas y en situación irregular, en cuanto a la propiedad del terreno. Para revisar provisoriamente las necesidades eléctricas de estas agrupaciones, se proyectaron en el año 1971-197 , empalmes colectivos, que alimentan redes interiores particulares a los cuales se conectan las viviendas.

Inicialmente se pretendió facturar los consumos medidos prorrateándolos entre los usuarios, lo que produjo dificultades que llevaron a cambiar el sistema, en Noviembre de 1975, por un consumo

estimado por vivienda según potencia “declarada” por el poblador, dividiéndolos en cuatro niveles.

Con relación a éstos niveles de consumo, se han presentado dos problemas. El costo de la energía de los niveles inferiores es menor que el de la tarifa residencial normal (subsidio); y además en forma similar a lo ocurrido con los módulos, el consumo real a sucedido según potencia declarada. Este exceso viene a constituir una nueva fuente de consumo no facturado.

Esta situación, o sea, que el consumidor de campamentos pague menos que el valor real de su consumo, hace que el regularizarse con el tiempo (redicación o arredicación del campamento), este mismo consumidor no esté en condiciones de pagar su consumo medido y facturado con tarifa normal, induciéndolo a transformarse en cliente moroso colgado de la red.

EFFECTOS DEL HURTO DE ENERGIA EN EL SISTEMA DE ELECTRIFICACIÓN

El actual sistema se diseña para satisfacer la Demanda diversificada del conjunto de clientes, sin considerar en absoluto que los clientes cancelan o no sus consumos, aceptando más un porcentaje de sobrecarga por tiempo limitado pero suficiente como para soportar los periodos críticos.

El sistema se diseña para satisfacer sólo las necesidades de los clientes, pero en los casos estudiados además de los usuarios originales, existe un numero igual o mayor de “no” clientes (los que han sido desconectados o que nunca han estado conectados). Por tanto al ocurrir el periodo de demanda máxima (peak), el sistema se sobrecarga por encima de su

capacidad (es importante señalar, que los transformadores de distribución utilizados actualmente, se proyectan para trabajar a un 80% de su capacidad nominal.

La utilización irracional de la energía eléctrica para fines no tradicionales son:

- ✘ Uso de energía eléctrica para cocinar, en reemplazo de los medios usuales, (gas, parafina, etc.).
- ✘ Uso de energía eléctrica para calefacción, (esta situación es crítica en periodos de invierno).

EL RECARGO DEL SISTEMA CAUSADO POR EL HURTO DE ENERGIA AFECTA LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO.

La continuidad de servicio se considera determinada en condiciones normales por dos factores:

- 1.- Continuidad de servicios de los alimentadores.
- 2.- Indicios de falla del sistema de distribución.

La falla usual en poblaciones y campamentos es producto de la sobrecarga del sistema y se manifiesta como interrupciones periódicas del suministro de energía. Según datos oficiales y estudios efectuados con posterioridad, la continuidad de servicios está relacionada directamente con las estaciones del año. En meses de invierno la interrupción del servicio se produce todos los días en casos extremos y cada dos o tres días en situaciones generales. La interrupción ocurre normalmente en horas de peca.

Lo anterior no es absoluto; en muchos casos no se produce la interrupción total del servicio y es común que sólo sea una la fase afectada por sobrecarga. Esta situación es permanente debido a que los usuarios conectados a dicha fase trasladan su conexión fraudulenta a otra fase de la red. En el caso de los no clientes, es lógico suponer la facilidad que tienen para cambiar su empalme de una fase a otra; pero los clientes que hurtan energía utilizando otras modalidades, usualmente disponen para la emergencia de un empalme fraudulento auxiliar.

Debido a estos hechos, el suministro de energía se interrumpe totalmente en un lapso no mayor a una o dos horas. La sobrecarga se traslada de una fase a otra, produciéndose fallas consecutivas en las tres fases incluyendo la línea de alumbrado público.

La situación antes descrita continúa siendo fuentes de problemas aún después de suspendido el suministro de energía. En otras ocasiones, los equipos de emergencia que deben reponer el suministro, se encuentran con el sistema totalmente desequilibrado y además los clientes que tienen conexiones fraudulentas permanentes en una fase, continúan con la conexión directa a la red de baja tensión en otra, conformando una serie de cortocircuitos simultáneos. Estas situaciones dificultan el extremo la reposición del servicio.

CONCLUSIONES

El sistema actual carece totalmente de las cantidades técnicas suficientes para soportar los rigores del hurto de energía. No es posible diseñar el sistema para absorber los consumos irracionales que se producen en las zonas estudiadas; pues cualquier solución que pretenda satisfacer las necesidades de estos consumos resultará antieconómica y además fomentará esta práctica.

En consideración a los hechos descritos, el sistema actual no tiene aplicación práctica, debido principalmente a la vulnerabilidad de la red de Baja Tensión y a las facilidades que ofrece la misma; ya sea por:

- ✎ Proximidad de la red de la vivienda.
- ✎ Facilidad de cambiar de fase por falla de la del empalme.
- ✎ Alimentación aún en caso de suspensión del suministro por mora en el pago o por retiro del medidor.
- ✎ Alimentación a “no” clientes.

El sistema de distribución sin red de Baja Tensión elimina gran parte de estos problemas y además permite controlar el volumen del hurto de energía en forma directa o indirecta.

Considerando que la distribución de energía es importante en el desarrollo de la nación; deben darse las condiciones que eficazmente garanticen su crecimiento y desarrollo. Para que la ampliación del sistema sea normal, naturalmente debe controlarse el actual problema, para obtener así un sistema eficiente rentable y económicamente sano, y socialmente justo.

El sistema de distribución propuesto aparece como el resultado de la búsqueda de una mayor eficiencia en el transporte de energía eléctrica, y la mayor justicia social.

ANEXO 2.3

CONSEJOS PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

La energía eléctrica es uno de los mayores beneficios que posee nuestro hogar, y con su uso correcto podríamos ahorrar mensualmente dinero en nuestra planilla de pago si seguimos una serie de útiles consejos para el ahorro energético.

LA ILUMINACIÓN EN EL HOGAR:

- ✎ Utilice un atenuador electrónico para graduar la luz al mínimo necesario.
- ✎ Pinte las paredes de su hogar con colores claros.
- ✎ Realice el mayor número de actividades aprovechando la luz solar.
- ✎ Sustituya focos incandescentes y halógenos por lámparas ahorradoras.
- ✎ 5 focos ahorradores consumen lo mismo que un foco de 100w.
- ✎ Limpie periódicamente focos y lámparas, pues el polvo bloquea la luz que emiten.
- ✎ Mantenga abierta las cortinas y persianas durante el día.

EL VENTILADOR:

- ✎ Manténgalo en buen estado.
- ✎ No lo deje encendido innecesariamente.
- ✎ Limpie periódicamente las aspas.
- ✎ Vigile la instalación de los ventiladores de techo.

EL REFRIGERADOR O CONGELADOR: ...consume mucha energía

- ✎ Use la regulación correcta.
- ✎ Evite adquirir un refrigerador usado.
- ✎ Descongélelo con regularidad.
- ✎ Manténgalo nivelado.
- ✎ Manténgalo limpio.
- ✎ Manténgalo cerrado.
- ✎ Verifique los sellos de las puertas.
- ✎ Mantenga los alimentos cubiertos.
- ✎ Nunca introduzca alimentos calientes .
- ✎ Manténgalo frío, en un espacio bien ventilado.

EL TELEVISOR:

- ✎ Enciéndalo solo cuando realmente desee ver algún programa.
- ✎ Reúna a los miembros de familia ante un mismo televisor cuando deseen ver el mismo programa.
- ✎ Mantenga bajo los niveles de iluminación en el lugar donde está instalado el televisor, así evitará reflejos en la pantalla y ahorrará energía en iluminación.
- ✎ Use el reloj programador (Sleep-Timer); de esta manera, el televisor se apagará en caso de que se duerma y no termine de ver su programa.
- ✎ Si su televisor usa regulador de voltaje, apáguelo también cuando deje de ver televisión.

LAVADORA DE ROPA: ...consume mucha energía

- ✎ Deposite siempre la cantidad de ropa indicada como máximo permisible.
- ✎ Use siempre el ciclo más corto posible para un lavado apropiado.
- ✎ Evite utilizar agua caliente.
- ✎ Use solo el detergente indispensable.

SECADORA DE ROPA: ...consume mucha energía

- ✎ Úsela solo cuando sea estrictamente indispensable.

LA PLANCHA: ...consume mucha energía

- ✎ Revise la superficie de la plancha.
- ✎ Al rociar la ropa con agua hágalo ligeramente
- ✎ No deje conectada la plancha innecesariamente.
- ✎ Planche la mayor cantidad de ropa posible en cada sesión.
- ✎ Procure planchar durante el día, así ahorra en iluminación.
- ✎ Revise que el cable y enchufe estén en buenas condiciones.

EL COMPUTADOR:

- ✎ Cada vez mas hogares cuentan con una o mas computadoras, el consumo de energía d estos equipos también depende del tiempo que permanezcan encendidos.
- ✎ No deje encendido innecesariamente el equipo cuando no lo esté utilizando, pues todos sus componentes estarán gastando energía (Cpu, Monitor, Impresora, etc).

ELECTRODOMESTICOS EN GENERAL:

- ✎ No utilice hornilla eléctrica para cocinar, consume mucha energía.
- ✎ Mantenga siempre limpios los aparatos eléctricos de cocina.
- ✎ Utilice los aparatos de acuerdo con recomendaciones de uso, mantenimiento y seguridad que aconseje el fabricante.
- ✎ Apague los aparatos que producen calor antes de terminar de usarlos; planchas, tubos o pinzas para el cabello.
- ✎ Desconecte los aparatos desde el enchufe, no tire del cable.
- ✎ Evite mantener encendidos innecesariamente televisores.
- ✎ Pique la comida antes de licuarlas, afile las aspas de la licuadora periódicamente y cámbielas si se rompen.

¿COMO MEDIR MI CONSUMO DE ELECTRICIDAD?

En una casa se puede medir el consumo de electricidad utilizando el medidor que la empresa eléctrica instala en los domicilios de los usuarios para el cobro del servicio. El usuario puede verificar permanentemente su consumo mediante la lectura de su medidor, si considera que el medidor no está haciendo una medición correcta, el usuario debe solicitar en la empresa eléctrica la inspección de su medidor.

ANEXO 3.1

REQUISITOS PARA SOLICITUD DE SERVICIOS

Contratación de Suministro Eléctrico

Para predios nuevos:

Presentar:

- ✎ 3 carpetas con planos eléctricos.
- ✎ Memoria técnica.
- ✎ Comprobante de pago al Colegio Regional de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos del Litoral - CRIEEL.

Solicitar:

- ✎ Valorización del Servicio de suministro.

Para carretillas, quioscos, carros publicitarios, parque de diversiones, conciertos, ferias, concentraciones políticas, desfiles, etc., únicamente deben solicitar:

- ✎ Valorización de servicio de suministro.
- ✎ Permiso de Vía Pública.

Para predios con suministro:

Para personal Natural:

- ✎ Fotocopia de Cedula de Identidad.
- ✎ Ultimo Certificado de Votación.
- ✎ Dirección exacta de predio.
- ✎ Croquis de la ubicación del predio.
- ✎ Numero de teléfono.
- ✎ Fotocopia de Escrituras (inscritas en el Registro de la propiedad) en caso de ser dueño del predio o Contrato de Arrendamiento.
- ✎ Comprobante de pago de Impuestos prediales.
- ✎ Depósito de garantía por el servicio.

Para Persona Jurídica:

- ✎ Carta membretada firmada por el representante Legal de la compañía.
- ✎ Fotocopia de RUC
- ✎ Fotocopia de Nombramiento del Representante Legal inscrito en el Registro Mercantil (Actualizado).
- ✎ Fotocopia de Cedula de Identidad del Representante Legal.
- ✎ Dirección exacta del predio.
- ✎ Numero de teléfono.
- ✎ Numero de casilla postal (opcional).
- ✎ Fotocopia de Escrituras (inscritas en el Registro de la propiedad) o Contrato de Arrendamiento (Inscrito en el Juzgado de inquilinato).
- ✎ Comprobante de pago de impuestos prediales.
- ✎ Deposito de Garantía por el Servicio.

El valor del depósito en garantía puede ser cancelado:

- ✎ En efectivo.
- ✎ Con cheque certificado a nombre de Corporación Administración Temporal.
- ✎ Mediante un convenio, cancelado una cuota inicial del 20% del valor del depósito y el saldo diferido a 3 meses.

Para la instalación del medidor es indispensable que sus instalaciones cuenten con:

- ✎ Base socket
- ✎ Barra de conexión a tierra.
- ✎ Breaker principal.

La base de socket debe ubicarse en el exterior del predio para facilitar instalación del medidor, la toma de las lecturas y las inspecciones.

Convenios de pago

Persona Natural

- ✎ Fotocopia de Cedula de Identidad del titular del servicio.
- ✎ Planilla ó código de cuenta (No es indispensable).

Persona Jurídica

- ✎ Carta membreteada solicitando convenio, firmada por el Representante Legal de la compañía.
- ✎ Fotocopia de RUC.
- ✎ Fotocopia de Cedula de Identidad del Representante Legal.
- ✎ Planilla ó Código de cuenta (No es indispensable).

Convenio	Cuota inicial	Plazo máximo
Facturas	20%	12 meses
Infracciones	10%	12 meses
Construcción de Redes	20%	12 meses

A los clientes que hayan realizado convenio de pago o hayan pagado el 50% de su saldo pendiente se les reconectará el servicio automáticamente.

Retiro de Suministro

Persona Natural:

- ✎ Fotocopia de Cédula de Identidad del titular del servicio.
- ✎ Fotocopia de planilla del último mes cancelado.

Persona Jurídica:

- ✎ Carta membreteada solicitando el retiro, firmada por el Representante Legal de la compañía.
- ✎ Fotocopias de RUC.
- ✎ Fotocopia de la Cedula de Identidad del Representante Legal.
- ✎ Fotocopia de la planilla del ultimo mes cancelada.

Reclamos

Persona Natural:

- ✎ Fotocopia de la Cedula de Identidad del titular del servicio.
- ✎ Fotocopia de la última planilla cancelada.

Persona Jurídica:

- Carta membretada con descripción del reclamo, firmada por el Representante Legal de la compañía.
- Fotocopia de RUC.
- Fotocopia de Cedula de Identidad del Representante Legal.
- Fotocopia de la última planilla cancelada.

*Los reclamos por **electrodomésticos dañados** deben presentarse por escrito en el formato diseñado para el efecto, los cuales deben ser solicitados en Información de Servicios al Cliente, y entregadas en esa misma área adjuntos a los documentos descritos.*

ANEXO 3.2

CORPORACIÓN PARA LA ADMINISTRACION TEMPORAL ELECTRICA DE GUAYAQUIL

CONTRATO DE SUMINISTRO DE SERVICIO DE ELECTRICIDAD

Nº 007272

La Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, denominada en adelante y para los efectos de este Contrato como "El Distribuidor", por una parte; y por otra.

- ◆ El Señor(a)
- ◆ La Compañía.....
que es representada por el señor(a)

a quien en adelante se le denominara como "El Consumidor", convienen en suscribir el presente Contrato de Suministro de Servicio de Electricidad, contenido de las siguientes cláusulas:

1. ANTECEDENTES

- a) El Distribuidor, de conformidad con lo Previsto en el Artículo 36 de la Ley de Régimen de Sector Eléctrico y el respectivo Contrato de Concesión, presta el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica de la respectiva área de concesión.
- b) El Consumidor, mediante solicitud N°..... ha solicitado el suministro de servicio eléctrico para

2. OBJETO

Por el presente contrato el distribuidor se obliga para el consumidor a suministrar el servicio de energía eléctrica en la forma establecida en la normativa vigente para el sector eléctrico, cumplidos los requisitos que constan en la cláusula tercera de este contrato, una vez que la solicitud ha sido aprobada y se hayan cancelado o financiado los valores correspondientes para la prestación del servicio, en los casos en los cuales fuere aplicable.

El bien para el cual solicita el servicio está ubicado en:

Calle / Supermez:
Nº de casa / lote: Intersección:
Referencia / Mz: Barrio./Urbaniz./Edif.:
Provincia: Cantón:
Parroquia:

La carga instalada (o carga declarada) por el Consumidor, motivo del presente Contrato es de: vatios, para uso:

- residencial comercial industrial otros

3. REQUISITOS PARA EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD:

Previo al otorgamiento del servicio, el solicitante deberá cumplir los siguientes requisitos:

1. Otorgar las facilidades necesarias para la prestación del servicio.
2. Requerir el servicio para fines lícitos, de conformidad con lo declarado en la solicitud de servicio.
3. Haber cumplido con todas las obligaciones derivadas de anteriores contratos de suministros.
4. Disponer de instalaciones eléctricas interiores adecuadas, incluido el sistema de puesta a tierra, de conformidad con las especificaciones e instructivos establecidos por el Distribuidor.
5. Realizar por su cuenta las obras civiles para la instalación del servicio.
6. Adicionalmente a los requisitos que anteceden, cuando la carga instalada supere los 10 Kw., A la solicitud del servicio se deberá adjuntar el estudio de demanda correspondiente, realizado por un profesional en la materia.

4. INSTALACION Y MODIFICACIONES AL SERVICIO:

El distribuidor instalara la Acometida y un Sistema de Medición de su propiedad, dentro de los plazos que se indican a continuación, contados a partir de la fecha de entrega del depósito en garantía y del pago de los valores correspondientes a la prestación de servicio, en los casos en los cuales fuere aplicable.

Zona Urbana:	Sin modificación de redes	4 días
	Con modificación de redes	10 días
Zona Rural:	Sin modificación de redes	7 días
	Con modificación de redes	15 días

El distribuidor, a través de su personal o el de sus contratistas, es el único autorizado para instalar, modificar, mantener o reubicar el equipo de medición y sus instalaciones conexas.

5. CONSUMO Y FORMA DE PAGO:

El consumidor se obliga a pagar al Distribuidor, por el suministro de electricidad recibido y medido el contador instalado para el afecto, el valor constante en la respectiva factura mensual de consumo, en la que el Distribuidor aplicara el pliego tarifario aprobado por el CONELEC, para el mes de consumo correspondiente . Solamente la carta de pago, con el respectivo sello del recaudador y / o Centro Autorizado de Recaudación, certifica su cancelación y extingue la obligación respecto a este.

Las facturas mensuales corresponderán a mediciones directas, salvo los casos de excepción señalados en la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, Artículo 40, inciso segundo, en que los consumos pudran ser facturados con valores presuntivos o estimados. En estos casos, el Distribuidor procederá a refacturar los mismos en el momento que se obtenga la lectura real, lo que dará lugar a una recuperación por parte del Distribuidor de los consumos no cobrados, o restitución al Consumidor de los valores por consumos sobrestimados.

El Consumidor cumplirá su obligación de pago por el valor de la electricidad consumida, dentro de la fecha señalada en la respectiva factura, misma que deberá ser entregada al Consumidor con no menos de diez días de anticipación a su vencimiento, conforme lo señalado en el Art. 37 de la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor.

La obligación del Consumidor se extiende a concurrir a los lugares de recaudación y ejecutar el pago en forma mensual, refiriéndose al número de suministro o el medidor con el que es servido, el nombre o cualquier otro dato que permita su identificación.

El Distribuidor podrá establecer convenios de pago, de acuerdo a la política de créditos vigente, con el propósito de facilitar el cumplimiento de las obligaciones emanadas de la prestación del servicio.

6. PLAZO, EXTENCION Y SUSPENSIÓN:

- 6.1. El presente Contrato tendrá una validez de un año, contado a partir de la fecha de suscripción y será prorrogado automáticamente e identificadamente, siempre y cuando no haya manifestado0 expresa en contrato de las partes.
- 6.2. El presente Contrato se considera extendido en beneficio de terceros, previa la justificación que corresponda, única y exclusivamente en los siguientes casos:
 - a) Muerte del titular, en beneficio de la Cónyuge sobreviviente o sus legítimos sucesores.
 - b) Divorcio, en beneficio del Cónyuge a quien le corresponda la propiedad o administración del inmueble en donde se presta el servicio.
 - c) Adjudicación del inmueble donde se presta el servicio, consecuente de una resolución o fallo dictado por autoridad competente.
 - d) Transferencia de dominio legalmente instrumentada.
 - e) Cambio de un arrendatario-consumidor, en beneficio de un nuevo arrendatario.

En todos los casos que anteceden, el beneficiario del servicio esta obligado a modificar, documentadamente, el hecho al Distribuidor y solicitar las modificaciones sobre la información contenida en el registro, lo cual será atendido inmediatamente por el Distribuidor.

- 6.3. El suministro del servicio podrá ser suspendido por las siguientes causas:
 - a) Cuando por caso fortuito o fuerza mayor, sea imposible la prestación de servicio.
 - b) Cuando las instalaciones ya sea del distribuidor o del consumidor pongan en riesgos a las personas o bienes de las partes o de terceros.

c) En casos de suspensión previstos en el Anexo N° 1 (Infracciones y Sanciones).

7. TERMINACION DEL CONTRATO:

Cuando el Consumidor decida prescindir del servicio porque no lo requiere, se deberá proceder a la terminación definitiva del contrato y a la suscripción del acta respectiva entre el Distribuidor y el Consumidor, en la cual se deje constancia de que las obligaciones de parte y parte han sido liquidadas y satisfechas mutuamente, de tal manera que un nuevo suscriptor del servicio que ocupe ese mismo inmueble, no tenga que reclamar derechos ni responder por obligaciones pendientes atribuibles al anterior.

8. INFRACCIONES Y SANCIONES:

Las infracciones y sanciones aplicables al Consumidor, son las contenidas en el Anexo N°. 1 del presente Contrato, del que forma parte integrante y tiene igual valor legal.

9. DEPÓSITO EN GARANTIA:

De conformidad con el Artículo 22 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, el Consumidor se obliga a realizar un depósito en calidad de garantía por consumo de energía y por el buen uso de la acometida y del equipo de medición, el cual será equivalente a un mes de consumo calculado a la tarifa vigente, según el tipo de Consumidor.

Si a futuro el Consumidor requiere cambiar de servicio a otro de características diferentes (tarifa y / o variación de carga), el valor de la garantía se calculará del mismo modo que para un nuevo Consumidor, y se incrementarán o deducirán de los valores del servicio anterior.

10. LIBRE ACCESO:

El Consumidor se compromete permitir el libre acceso del personal autorizado por la Empresa, al inmueble en el que se suministra el servicio de electricidad, para realizar las inspecciones técnicas necesarias, así como para la toma de lecturas del equipo de medición.

11. RESPONSABILIDAD DEL DISTRIBUIDOR:

Sin perjuicio de las responsabilidades establecidas en la Ley, Reglamentos, Regulaciones y en el Contrato de Concesión, al Distribuidor le corresponderá:

1. Proporcionar un servicio con los niveles de calidad establecidos en la Regulación sobre "Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución".
2. Cumplir con las compensaciones, a favor de los consumidores, originadas por el incumplimiento de las normas que regulan la calidad del servicio eléctrico de distribución, y cuya metodología de cálculo está establecida en un Anexo del Contrato de Concesión.
3. Emitir las planillas a sus consumidores, reflejando con absoluta transparencia, los valores resultantes de la aplicación de tarifas vigentes aprobadas por el CONELEC.
4. Publicar y poner a disposición de los consumidores que los soliciten, un Instructivo de servicio, en los términos establecidos en el inciso final del Artículo 7, Obligaciones del Distribuidor, del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

12. RESPONSABILIDAD DEL CONSUMIDOR:

Sin perjuicio de las responsabilidades establecidas en el Reglamento de Suministro de Servicio de Electricidad y además normas aplicables, el Consumidor es el único responsable civil y penalmente de la correcta utilización del servicio de electricidad, por tanto es su obligación velar por el buen uso de integridad del equipo de medición, instalaciones y dispositivos conexos, responsabilizándose ante el Distribuidor del daño, destrucción o robo de los mismos. En caso de que esto ocurra los valores serán cargados a la factura de consumo como parte de la misma.

13. NORMAS APLICABLES:

Se entienden incorporadas a este Contrato. Todas las normas legales vigentes para el sector eléctrico, por consiguiente tanto el Distribuidor como el Consumidor, darán estricto cumplimiento a los derechos y obligaciones que se consagran de manera especial en las Leyes de Régimen de Sector eléctrico y

Orgánica de Defensa del Consumidor, en sus Reglamentos de aplicación, en el Contrato de Concesión, en las Regulaciones expedidas por el CONELEC; y en las demás normas, instructivos y procedimientos emitidos por el Distribuidor en sujeción a las disposiciones legales vigentes.

14. CONTROVERSIAS:

Las partes, en todo lo que no estuviese previsto en el presente contrato, se sujetan a las disposiciones legales pertinentes; en caso de controversias que no haya podido ser resuelta por las mismas, podrán someterla a conocimiento y resolución del CONELEC. Para el caso de juicio, expresamente se sometan a la jurisdicción. De los jueces competentes de esta ciudad y al trámite verbal sumario. Para constancia y fiel cumplimiento de lo convenido, las partes firman el presente Contrato por duplicado en la ciudad de..... a los..... días del mes de..... del.....

Por el distribuidor

El Consumidor
Cd. / RUC / Pasaporte

ANEXO Nº. 1 INFRACCIONES Y SANCIONES

INFRACCIÓN DEL CONSUMIDOR	CARGO / SANCIÓN
a) Mora hasta 30 días en el pago de la factura de consumo eléctrico.	1
b) Mora mayor a 30 días en el pago de las facturas de consumo eléctrico.	2+1+3+5
c) Conexiones directas antes del medidor (Contrabando).	2+3+5+6+7+8
d) Conexiones realizadas por usuarios no vinculados contractualmente.	2+3+5+6+7+8
e) Alteraciones u obstrucciones al registro normal del medidor.	2+4+5+6+7+8
f) Reconexión, por parte del Consumidor, del servicio eléctrico suspendido por el Distribuidor por falta de pago o por infracciones inherentes a la prestación del servicio.	2+4+5+6+7+8
g) Modificación, reemplazo o reubicación de la acometida o equipo de medición, o de cualquiera de sus partes.	2+5+6+7+8
i) Entregar una declaración falsa de la carga instalada.	2+8
j) Destinar el servicio eléctrico a un uso diferente al declarado en el Contrato de Suministro.	2+5+7+8
k) Agredir física o verbalmente al personal autorizado por el Distribuidor por motivo de la prestación del servicio.	2+9
l) Presentar un factor de potencia (FP) menor a 0.60 como lo establece el artículo 12 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.	2+3+5+8
m) Producir perturbaciones o armónicos que alteren las ondas de corriente o de voltaje suministrados por el Distribuidor, sobre los valores establecidos en las normas técnicas.	2+3+5+8

ANEXO 3.3

FUNCIONES DEL SISTEMA COMERCIAL

SISTEMA COMERCIAL		
SERCLI	1	ATENCIÓN Y SERVICIOS A CLIENTES
MATRUT	2	Asignación de Rutas de Lectura
MADEPO	3	Aumento de Depósitos
CENSO	4	Censo de Medidores
PMECON	5	Consulta General

× Seleccione opción por Número o Nombre ×

Count: 12

< Replace >

SISTEMA COMERCIAL		
MEBASI	1	Ingreso y Actualización de Abonados
METECN	2	Actualización de Datos Técnicos
MACALC	3	cálculo de la Liquidación de Contrato
SATESU	4	Busqueda y Consulta de Información del Cliente
CTECO1	5	Menú de Control Técnico
CAFISA	6	Credito por Sanción
TESOLI	7	Ingreso de Solicitudes y Reclamos
TORECL	8	Consulta Combinada de Solicitudes y Reclamos
TOCOSU	9	Detallae de una Solicitud o Reclamo
ROHIST	10	Historia de Medidores
TEACCI	11	Acciones a solicitudes y Reclamos
FARECL	12	Reporte de Notas Debito/ Credito por Cliente

× Seleccione opción por Número o Nombre ×

Count: 24

< Replace >

FOHMAN	13	Registro Histórico de Cargos Manuales
TOSFAC	14	Orientación de Facturación de Consumos
LIQCON	15	Consulta de Liquidaciones
SEESPE	16	Orden Especial de Corte o Retiro
CAFINA	17	Ingreso de Clientes a Financiación de Pago
CICRET	18	Generación de Listados de Creditos
PASSWD	19	Cambio de Clave de Acceso
CONSUL	20	Consulta de Medidores
RIREVI	21	Emisión Ordenes de Revisión para Medidores
REREVI	22	Solicitud de Revisión para Medidores
CONDEP	23	Consulta Individual de Depositos
MADEPO	24	Aumento de Depositos

× Seleccione opción por Número o Nombre ×

<MEBASI>		EMELEC	
INGRESO Y ACTUALIZACIÓN DE CLIENTES		PAG.1/3	
Código de Cuenta: 80258 - 7			
Nombre del Cliente	: VITE MARTINETTI, DIANA		
Documento Identif.	: C CEDULA DE IDENT No. 92210577 - 0	T.PAGC :	
Dirección del Suministro:			
Calle	: FEBRES CORDERO	No :	5818
Intersección	: 35VA. - 36VA. CALLES	Piso. :	PB
Localidad	:	Dpto. :	
Provincia	: GUAYAS		
Inform. Adicional	: SERV. 120V.		
Direcc. Adicional	:		
Código Area	: 1 URBANO		
Categoría Cliente	: 8 REGULAR		
Tipo Reparto	: 1 DIRECCIÓN DEL SERVICIO		

<MEBASI>		EMELEC	
INGRESO Y ACTUALIZACIÓN DE CLIENTES		PAG.2/3	
Código de Cuenta: 80258 - 7			
Cod. Postal :			
Dirección Postal	:		
Calle	:	No :	
Intersección	:	Piso. :	
Localidad	:	Dpto. :	
Provincia	:		
Otros Datos :			
No. Formulario	: 35		
Carnet Electrico Partic.	: 11 CONTRATOS		
Fecha Tope	:		

<MEBASI>		EMELEC	
INGRESO Y ACTUALIZACIÓN DE CLIENTES		PAG.3/3	
Código de Cuenta: 80258 - 7			
Datos Catastrales :			
Estrato SocioEconómico :		Ficha Catastral :	
Clase de servicio	: 1 RESIDENCIAL		
Código S.I.E.	: 4 PRIVADO RESIDENCIAL		
Código C.I.I.U	: 0 TRASPASO INICIAL		
No. Servicios	: 1		
Ruta Lectura	: Ciclo 4 Zona 21 SubZona 11 Secc. 12 Orden 4525 Dv. 0		
Datos Tarifarios :			
Tarifa	: 10 RESIDENCIAL		
Tipo Responsable IVA	: 4 PRIVADO RESIDENCIAL		
Tipo Vencimiento	: 0 TRASPASO INICIAL		
Tipo Contrato	: 1 RESIDENCIAL		
Facturación :		Potencia Solicitada : 1	
Carga Contratada	:	Consumo Fijo :	
Gran Cliente S/N	: N	Cliente VIP (S/N) : N	
Totalizador S/N	: N	Código Totalizador :	

ORDENES DE CONEXIÓN, REVISIÓN Y RETIRO

< MICONE >

FECHA : 06/01/04

PAG : 19

ORDEN DE REVISIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES No: 984406

CÓDIGO DE LECTURA : 827597 - 1
RUTA DE LECTURA : 09050040875 - 7
NOMBRE DEL CLIENTE : SABANDO VASQUEZ ,CARLOS G.
LOCALIDAD :
CALLE : 29AVA.CALLE NÚMERO : 800
INTERSECCIÓN : ESQ.S.O.-MALDONADO PISO : PB DPTO : _____
INFORMACIÓN ADICIONAL : SERV.120 / 240V.-TALLER DE REFRIGERACIÓN
DIRECCIÓN ADICIONAL :
ZONA : FEBRES CORDERO
SUBZONA : 29AVA CALLE
TIPO DE CONTRATO : COMERCIAL
LETRA DEL MEDIDOR : SI

MEDIDOR ANT. : _____
MEDIDOR POS. : _____
CONDUCTOR : _____ COLOR :
LONGITUD : _____
FLEJE : _____
BASE 4 TERM. : _____
BASE 5 TERM. : _____
GRAPAS : _____ # _____
UNIDAD : _____

MEDIDORES INSTALADOS :
FECHA DE EJECUCIÓN : _____ CÓDIGO INSTALADOR : _____

TIPO	NÚMERO	MARCA	LECTURA ACTUAL	SELLOS INSTALADOS
AO	_____	_____	_____	_____

FIRMA REVISOR : _____

FIRMA ABONADO : _____

< SIRET >		ORDEN DE RETIRO DE SUMINISTRO No: 660383-1	
TIPO	: ESPECIAL	RESPONSABLE :	60
RUTA DE LECTURA	: 86030054312	CÓDIGO :	660383-1
NOMBRE	: TAMAYO VELAZQUEZ, OSCAR	PLAN. PENDIENTES:	1
		FECHA ULT. PAGO	30/12/2003
DIRECCIÓN	: MZ#D-5, SOL#15 PB SERVICIO 120V.		
LOCALIDAD	: ACACIAS		
ZONA	: XIMENA		
SUBZONA	: CIUD.LAS ACACIAS , LOS CLAVELES		
TARIFA	: RES RESIDENCIAL		
CLASE SERVICIO	: RESIDENCIAL		
MOTIVO DE RETIRO	: DEVOLUCIÓN DE DEPOSITOS		
LETRA DEL MEDIDOR	: SO		
FECHA SOLICITUD	: 3/2/2004		
EJECUTOR	:		
NOVEDAD:	TIPO RETIRO:	FECHA RETIRO: ___/___/___ (DD/MM/YY)	

MEDIDORES			
TIPO	NUMERO	MARCA	LECTURA
AO	SO- 578239	GEN	05980

SELLOS				
ENCONTRADO	UBICACIÓN	ESTADO	INSTALADO	UBICACIÓN
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____

CÓDIGOS DE NOVEDAD		
A RETIRO DE MEDIDOR	B RETIRO DE ACOMETIDA	C RETIRO ACOMETIDA Y MEDIDOR
E BLOQUEO EN CAJA DE DISTRIBUCIÓN	F BLOQUEO EN DISYUNTOR	
H NO SE PUDO REALIZAR RETIRO	Z MAL INGRESO ACCIÓN	

TIPOS DE RETIRO		
A RETIRO DE EQUIPOS	B CORTE EN MEDIDOR	Z MAL INGRESO TIPO ACCIÓN

CÓDIGOS DE UBICACIÓN DE SELLOS		
1 FLEJE	2 TAPA BORNERAS	3 CAJA DE CONEXIÓN
4 FAJA DE VIDRIO	5 TAPA BASE SOCKET	6 TAPA TABLERO
7 TAPA TC	8 TAPA TP	9 TAPA SP
10 ACCESO AREA MEDICIÓN		

ANEXO 3.4

NORMALIZACIÓN DE MÓDULOS EN INSTALACIÓN DE MEDIDORES

Módulo para Medidor Monofásico CL-100

El módulo debe construirse tipo vitrina con dimensiones de 40x30x20 cm. de alto, ancho y profundidad respectivamente y se construirá en un solo cuerpo dividido en dos compartimientos, uno para alojar la base socket con dimensiones 30x30 cm. y el otro en su parte inferior para alojar el disyuntor principal de 10x30 cm. Fig1.

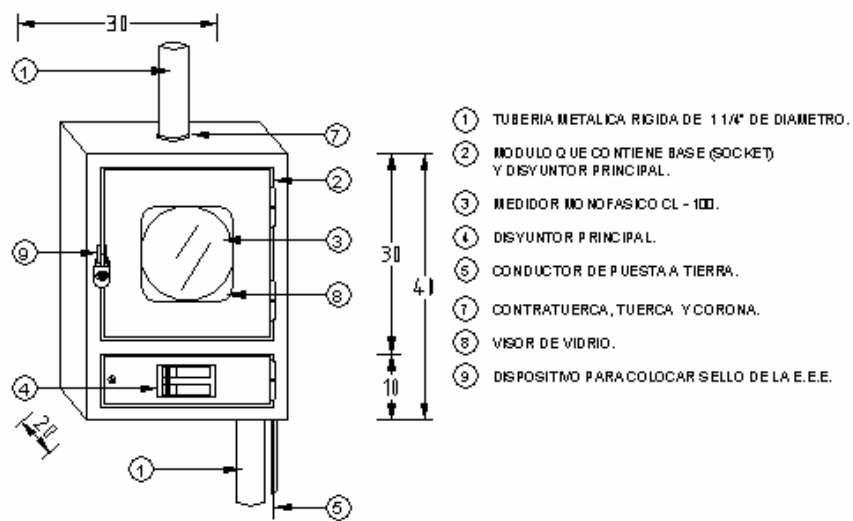


FIGURA 1. MÓDULO PARA MEDIDOR MONOFÁSICO CL-100

La puerta que da acceso a la base (socket) contará con dos bisagras encontradas, soldadas en su lado derecho, llevará un elemento (orejas) para la colocación del sello de seguridad de la Empresa y un visor de vidrio que permita la lectura del medidor.

Como alternativa el módulo puede ser construido con tapa de dimensiones de 40x30x10 cm., asegurada con cuatro tornillos y contará con un orificio que permita que el medidor sobresalga del módulo, para facilitar la colocación del zuncho en la base (socket) CL-100 con el sello de seguridad de la Empresa. Fig2.

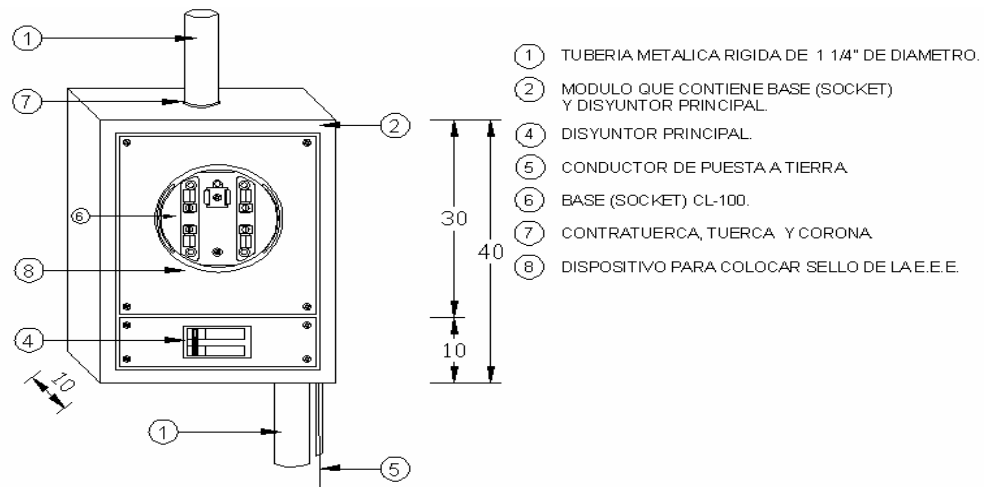


FIGURA 2. MÓDULO PARA MEDIDOR MONOFÁSICO CL-100

El compartimiento del disyuntor principal llevará una puerta con cerradura o tapa atornillada, dependiendo si es accesible desde el exterior o interior respectivamente.

El módulo dispondrá de dos orificios de 1¼" de diámetro, uno en la parte superior y otro en la parte inferior, que se conectarán mediante tuerca y contratuerca metálica con una tubería metálica rígida de 1¼" de diámetro para entrada y salida de conductores.

Cualquiera de los dos tipos de módulos deben tener además, de un orificio de ½" de diámetro en su parte inferior que se conectará mediante conector y tuerca con una tubería de ½" de diámetro que contendrá el sistema de puesta a tierra del módulo y el neutro de la base socket del medidor.

La altura de montaje para estos módulos en cerramientos y fachadas frontales, será de 1,20 metros medidos desde la parte inferior al piso. Con una tolerancia de +/- 10 centímetros, y su parte superior no excederá los 2,00 metros de altura.

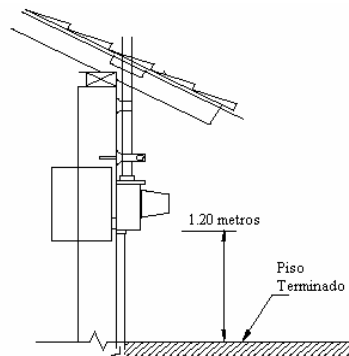


FIGURA 3. LA ALTURA DE MONTAJE PARA MÓDULOS

Módulo para Medidor Monofásico CL-200

El módulo para el medidor debe ser construido tipo vitrina con dimensiones 70x30x30 cm. de alto, ancho y profundidad respectivamente y se construirá en un solo cuerpo dividido en dos compartimientos, uno para alojar la base (socket) con dimensiones 50x30 cm. y el otro en su parte inferior para alojar el disyuntor principal de 20x30 cm. Fig4.

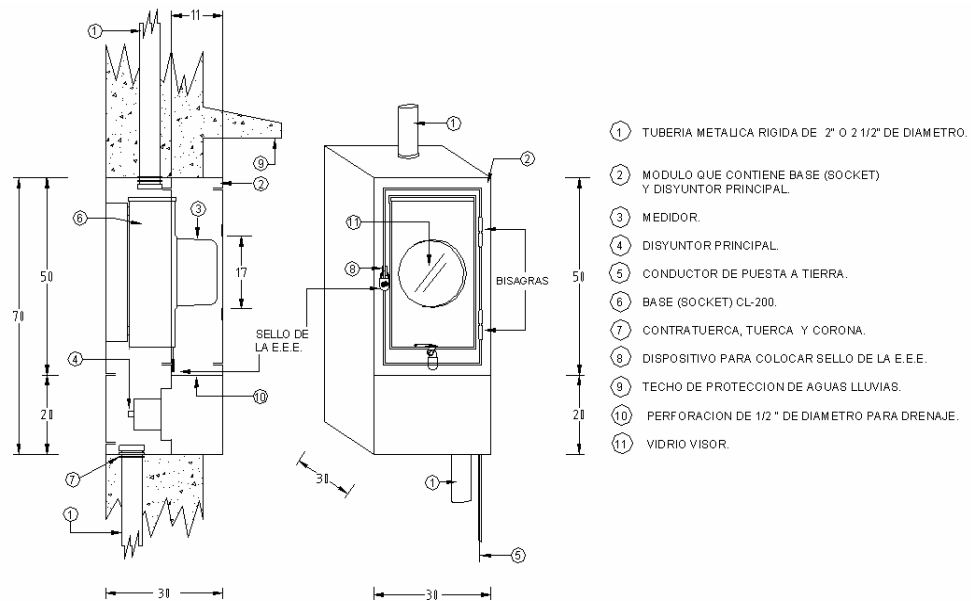


FIGURA 4. MÓDULO PARA MEDIDOR MONOFÁSICO CL-200

La puerta que da acceso a la base (socket) llevará dos bisagras encontradas, soldadas en su lado derecho, así como un elemento (orejas) para la colocación del sello de seguridad de la Empresa y dispondrá de un visor de vidrio cuando sea un medidor monofásico CI-200 sin demanda, que permita la lectura del medidor o de un orificio cuando se trate de un medidor monofásico CI-200 con demanda, para permitir que el medidor sobresalga 1cm. fuera del módulo para facilitar la operación del reposicionador de la demanda y el cambio de su sello de seguridad.

Como alternativa, el módulo puede ser construido con tapa de dimensiones 70x30x15 cm., asegurada con cuatro tornillos, con una perforación que permita colocar la tapa de la base (socket) CI-200 con el sello de seguridad de la Empresa. Fig5.

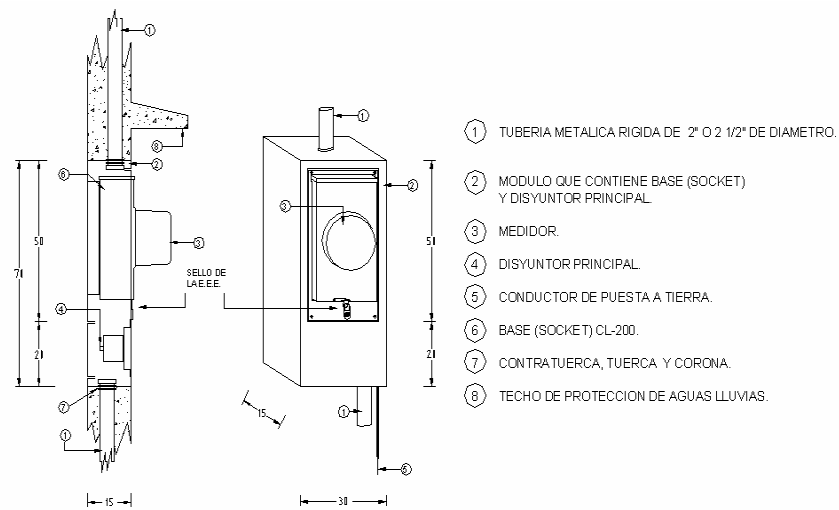


FIGURA 5. MÓDULO PARA MEDIDOR MONOFÁSICO CL-200

El compartimiento del disyuntor principal llevará una puerta con cerradura o tapa atornillada, dependiendo si es accesible desde el exterior o interior.

El módulo tendrá dos orificios de 2" ó 2 ½" de diámetro, uno en la parte superior y otro en la parte inferior para acometidas aéreas, los cuales se conectarán mediante tuerca y contratuerca metálica con la tubería metálica rígida de 2" o 2 ½" de diámetro para entrada y salida de conductores.

Cualquiera de los dos tipos de módulos deben tener además, de un orificio de ½" de diámetro en su parte inferior que se conectará mediante conector y tuerca con una tubería de ½" de diámetro que contendrá el sistema de puesta a tierra del módulo y el neutro de la base socket del medidor.

La altura de montaje para estos módulos en cerramientos y fachadas frontales, será de 1,20 metros medidos desde la parte inferior al piso. Con una tolerancia de +/- 10 centímetros, y su parte superior no excederá los 2,00 metros de altura.

Módulo para Medidores Trifásicos CI-100 y CI-200

El módulo será construido tipo vitrina con dimensiones 80x40x30 cm. de alto, ancho y profundidad respectivamente y se construirá en un solo cuerpo dividido en dos compartimientos, uno para alojar la base (socket) con dimensiones 60x40cm. y el otro en su parte inferior para alojar el disyuntor principal de 20x40 cm.

La puerta de acceso a la base (socket) llevará dos bisagras encontradas, soldadas en su lado derecho, así como un elemento (orejas) para la colocación del sello de seguridad de la Empresa y dispondrá de un orificio que permita que los medidores trifásicos CI-100 o CI-200 sobresalgan 1cm. fuera del módulo para facilitar la operación del reposicionador de la demanda y el cambio del sello de seguridad. Fig6.

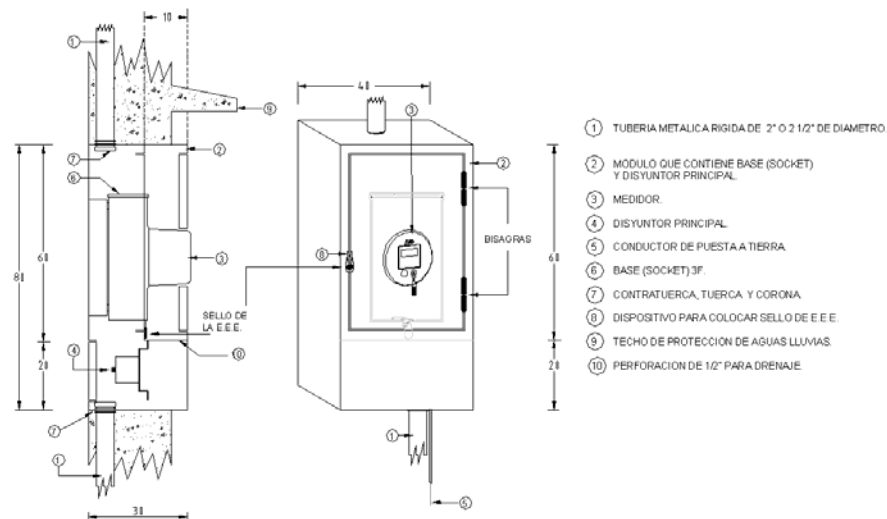


FIGURA 6. MÓDULO PARA MEDIDORES TRIFÁSICOS CL-100 Y CL-200

El compartimiento del disyuntor principal llevará una puerta con cerradura, dependiendo si es accesible desde el exterior o interior.

El módulo llevará dos orificios de 2" ó 2 ½" de diámetro, uno en la parte superior y otro en la parte inferior para acometidas aéreas los cuales se conectarán mediante tuerca y contratuerca metálica con la tubería metálica rígida de 2" o 2 ½" de diámetro para entrada y salida de conductores.

Cualquiera de los dos tipos de módulos deben tener además, de un orificio de ½" de diámetro en su parte inferior que se conectará mediante conector y tuerca con una tubería de ½" de diámetro que contendrá el sistema de puesta a tierra del módulo y el neutro de la base socket del medidor.

ANEXO 3.5

PLIEGO TARIFARIO DE EMPRESAS ELÉCTRICAS

1. ASPECTOS GENERALES

El presente Pliego Tarifario se sujeta a las disposiciones que emanan de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y del Reglamento de Tarifas.

El Pliego Tarifario contiene: tarifas al consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes.

2. DEFINICIONES

Para su aplicación se deberán considerar las siguientes definiciones:

- i) **Las tarifas al consumidor final**, estarán destinadas a todos los Consumidores que no hayan suscrito un contrato a plazo con un generador o un Distribuidor. La correcta aplicación de estas tarifas estará a cargo de los Distribuidores en su zona de concesión.
- ii) **Las tarifas de transmisión y los peajes de distribución**, serán los pagos que deberán realizarse a favor del Transmisor o del Distribuidor, respectivamente, por quienes utilicen dichas instalaciones. La liquidación de estos pagos estará a cargo del CENACE en coordinación con el Transmisor y los Distribuidores.

3. CATEGORÍAS Y GRUPOS DE TARIFAS

Conforme con el artículo 17 del Reglamento de Tarifas pueden ser:

- ✓ Por las características de consumo
- ✓ Por el nivel de tensión

3.1 Por las Características de Consumo:

- a) **Categoría de Tarifa Residencial:** Corresponde al servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los Consumidores, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. También se incluye a los Consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

b) Categoría General: Servicio eléctrico destinado a los Consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial y básicamente comprende el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria.

Se consideran dentro de esta categoría, entre otros, los siguientes:

- ✍ Locales y establecimientos públicos o privados comerciales o de carácter fabril o industrial
- ✍ Servicios de telecomunicaciones: radio, televisión, etc.
- ✍ Instalaciones para el bombeo de agua potable.
- ✍ Asociaciones civiles y entidades con o sin fines de lucro.
- ✍ Oficinas y locales de entidades deportivas.
- ✍ Locales públicos o privados destinados a la elaboración, o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial y sus oficinas administrativas.
- ✍ Clínicas y hospitales Privados.
- ✍ Entidades de Asistencia Social o Beneficio Público (guarderías, asilos, hospitales, centros de salud, escuelas, colegios y universidades del Estado).
- ✍ Tiendas, almacenes, salas de cine o teatro, restaurantes, hoteles y afines.
- ✍ Organismos internacionales, embajadas, legaciones y consulados.
- ✍ Cámaras de comercio e industria tanto nacionales como extranjeras.
- ✍ Entidades del sector público, de carácter seccional, regional y nacional.
- ✍ Instituciones Educativas privadas.
- ✍ Y demás, no considerados en la Categoría de Tarifa Residencial.

c) Categoría Alumbrado Público: Se aplicará a los consumos destinados al alumbrado de calles, avenidas y en general de vías de circulación pública; a la iluminación de plazas, parques, fuentes ornamentales, monumentos de propiedad pública; y, a los sistemas de señalamiento luminoso utilizados para el control del tránsito.

3.2 Por el nivel de tensión:

a) Grupo Nivel de Alta Tensión: Para voltajes de suministro en el punto de entrega superiores a 40 kV y asociados con la Subtransmisión.

b) Grupo Nivel de Media Tensión: Para voltajes de suministro en el punto de entrega entre 600 V y 40 kV. Dentro de este grupo se incluyen los consumidores que se conectan a la red de Media Tensión a través de Transformadores de Distribución de su propiedad o de la Empresa de Distribución, para su uso exclusivo.

- c) **Grupo Nivel de Baja Tensión:** Para voltajes de suministro en el punto de entrega inferiores a 600 V.

3.3 Punto de Entrega:

Se entenderá como Punto de Entrega el lado de la carga del sistema de medición, es decir, los terminales de carga del medidor, en los sistemas de medición directa y el lado secundario de los transformadores de corriente, en los sistemas de medición indirecta o semi-indirecta, independientemente de donde estén ubicados los transformadores de potencial.

3.4 Consumidores Comerciales e Industriales

Los Distribuidores tienen la obligación de mantener en sus registros una clasificación adicional para identificar a los Consumidores Comerciales e Industriales, para efectos de recaudación del 10% sobre el valor neto facturado por consumo de energía eléctrica, destinado al FERUM.

Para el efecto se considerarán las siguientes definiciones:

- a) **Consumidor Comercial:** Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.
- b) **Consumidor Industrial:** Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial.

4. TARIFAS DE BAJA TENSIÓN.

4.1 Tarifa Residencial (BTCR).

Se aplica a todos los consumidores sujetos a la Categoría de Tarifa Residencial, independientemente del tamaño de la carga conectada. En el caso de que el consumidor residencial sea atendido a través de un transformador de su propiedad y el registro de lectura sea en baja tensión, la empresa considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 2% en el monto total de energía consumida.

El consumidor deberá pagar:

- ✎ Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- ✎ Cargos crecientes por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

4.2 Tarifa Residencial Temporal (BTCRT).

Se aplica a los consumidores residenciales que no tienen su residencia permanente en el área de servicio y que utilizan la energía eléctrica en forma puntual para usos domésticos (fines de semana, períodos de vacaciones, etc.).

El consumidor deberá pagar:

- ✎ Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- ✎ Un cargo único por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

4.3 Tarifa General (BTGG)

4.3.1 Tarifa General sin Demanda (BTGGSD)

Tarifa G1. (Comercial sin demanda y Entidades Oficiales sin demanda)

Tarifa G2. (Industrial Artesanal)

Tarifa G3. (Asistencia Social y Beneficio Público, sin demanda)

Se aplica a los consumidores sujetos a la Categoría de Tarifa General en Baja Tensión, cuya potencia contratada o demanda facturable sea de hasta 10 kW.

El consumidor deberá pagar:

- ✎ Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía;
- ✎ Cargos variables por energía expresados en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

4.3.2 Tarifa General Con Demanda (BTGGCD)

Se aplica a los consumidores de la Categoría de Tarifa General en Baja Tensión, cuya potencia contratada o demanda facturable sea superior a 10 kW

El consumidor deberá pagar:

- ✎ Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía;
- ✎ Un cargo por potencia, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, establecido en el pliego para la Tarifa de Media Tensión (MTD).
- ✎ Un cargo por energía, expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida, correspondiente al cargo superior de las tarifas G1 y G2 disminuido en un 20 %.

En el caso de los abonados de asistencia social y beneficio público que cumplan con la condición de una potencia contratada o una demanda

superior a 10 kW, se aplicará los mismos cargos tarifarios definidos para estos abonados en el numeral 5.3 de este pliego tarifario.

4.4 Tarifa de Alumbrado Público (BTAP)

Por el consumo de energía eléctrica para Alumbrado Público, se pagará los siguientes cargos:

- ✎ Un cargo por potencia, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo.
- ✎ Un cargo por energía, expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

5. TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN.

Las tarifas de media tensión se aplicarán a los consumidores comerciales, entidades oficiales, industriales, bombeo de agua, etc, servidos por la empresa en los niveles de voltaje entre 40 kV y 600V. Si un consumidor de este nivel de tensión, está siendo medido en baja tensión, la empresa considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente al 2 % del monto total consumido en unidades de potencia y energía.

5.1 Tarifa de Media Tensión con Demanda (MTD) .

Esta tarifa se aplicará a los consumidores que disponen de un registrador de demanda máxima o para aquellos que no disponen de registrador de demanda, pero tienen potencia contratada o calculada.

El consumidor deberá pagar:

- ✎ Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- ✎ Un cargo por potencia, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo.
- ✎ Un cargo por energía, expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

5.2 Tarifa de Media Tensión con Registrador de Demanda Horaria (MTDH)

Se aplicará a los consumidores que disponen de un registrador de demanda horaria que les permite identificar los consumos de potencia y energía en los períodos horarios de punta, demanda media y de base, con el objeto de incentivar el uso de energía en las horas de la noche (22H00 hasta las 07H00).

El consumidor deberá pagar los mismos cargos señalados para la tarifa del numeral 5.1, bajo la siguiente estructura:

- ✎ Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- ✎ Un cargo por demanda, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, afectado por un factor de corrección.
- ✎ Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida en el período de demanda media y de punta (07H00 hasta las 22H00), que corresponde al cargo por energía de la tarifa del numeral anterior.
- ✎ Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida, en el período de base (22H00 hasta las 07H00), que corresponde al cargo por energía del literal anterior disminuido en el 20%..

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00 – 22H00) y la demanda máxima mensual del consumidor, el cargo por demanda aplicado a estos consumidores deberá ser ajustado mediante un factor de corrección (F_c), que se obtiene de la relación:

$$F_c = D_p/D_m,$$

donde:

D_p = Demanda máxima registrada por el consumidor en las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00 – 22H00).

D_m = Demanda máxima del consumidor durante el mes.

En ningún caso este factor de corrección (F_c), deberá ser menor que 0.60.

La demanda mensual facturable, es la demanda máxima mensual registrada por el consumidor, la que no podrá ser menor al 70 % de la potencia contratada o de la demanda facturable del consumidor, definida en el numeral 8.

5.3 Tarifa de Media Tensión para Asistencia Social y Beneficio Público.

Se aplica para todos los consumidores que estén catalogados como de la Categoría de Tarifa General Asistencia Social y Beneficio Público servidos en media tensión.

El tratamiento tarifario es igual al descrito en los numerales 5.1 y 5.2, aplicando los cargos tarifarios señalados en el cuadro de cargos tarifarios para asistencia social y beneficio público en media tensión.

6. TARIFAS DE ALTA TENSION.

Las tarifas de alta tensión se aplicarán a los consumidores servidos por la empresa en los niveles de voltaje superiores a 40 kV y que deben disponer de un registrador de demanda horaria.

El consumidor deberá pagar los siguientes cargos:

- ✦ Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- ✦ Un cargo por demanda, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, afectado por un factor de corrección.
- ✦ Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida en el período de demanda media y de punta (07H00 hasta las 22H00), disminuido en un 10 %.
- ✦ Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida, en el período de base (22H00 hasta las 07H00), que corresponde al cargo por energía del literal anterior disminuido en el 20 %.

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00 – 22H00) y la demanda máxima mensual del consumidor, el cargo por demanda aplicado a estos consumidores deberá ser ajustado mediante un factor de corrección (F_c), que se obtiene de la relación:

$$F_c = D_p/D_M,$$

donde:

D_p = Demanda máxima registrada por el consumidor en las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00 – 22H00).

D_M = Demanda máxima del consumidor durante el mes.

En ningún caso este factor de corrección (FC), deberá ser menor que 0.60.

La demanda mensual facturable, es la demanda máxima mensual registrada por el consumidor, la que no podrá ser menor al 70 % de la potencia contratada o de la demanda facturable del consumidor, definida en el numeral 8.

7. CONSUMOS ESTACIONALES Y OCASIONALES.

Los consumidores de la categoría general ubicados en media y alta tensión, con regímenes de consumo estacional, pueden acogerse a esta tarifa. Estos usuarios pueden definir hasta dos períodos estacionales para el año, siendo el uno denominado de estacionalidad alta y el otro de estacionalidad baja. Los cargos por energía y el de

comercialización serán los mismos que se utilizan para los clientes estables. Los cargos por demanda en la estación baja serán los correspondientes a las tarifas relacionados con la demanda del cliente en ese período, el cargo por potencia en la estacionalidad alta estará afectado por un factor de recargo del 100% del cargo correspondiente a la demanda.

Si la estacionalidad alta supera los seis meses, el cargo por potencia de esta estacionalidad estará afectado por un factor de recargo resultante de la relación: $12/n$, donde n es el número de meses de la estacionalidad alta.

8. Demanda Facturable

a) En el caso de disponer de un Registrador de Demanda Máxima:

La demanda mensual facturable corresponde a la máxima demanda registrada en el mes por el respectivo medidor de demanda, y no podrá ser inferior al 70 % del valor de la máxima demanda de los doce últimos meses incluyendo el mes de facturación.

Para el caso de los consumidores que utilizan la energía para bombeo de agua de usos agrícola y piscícola, la demanda mensual facturable, será igual a la demanda mensual registrada en el respectivo medidor.

b) En el caso de no disponer de un Registrador de Demanda:

La demanda facturable se computará de la siguiente manera:

El 90 % de los primeros 10 kW de carga conectada;

El 80 % de los siguientes 20 kW de carga conectada;

El 70 % de los siguientes 50 kW de carga conectada;

El 50 % del exceso de carga conectada.

c) Demanda de aparatos de uso instantáneo:

Los procedimientos para la determinación de la demanda facturable señalados en a) y en b), no se aplicarán en el caso de cargas correspondientes a aparatos de uso instantáneo como son por ejemplo: soldadoras eléctricas, equipos de rayos X, turbinas de uso odontológico, etc. En estos casos la demanda facturable considerará adicionalmente la potencia de placa o la medición de la potencia instantánea de tales equipos. La demanda total facturable corresponderá a la suma de la demanda registrada o calculada según lo establecido en a) y b), más la potencia de placa o potencia instantánea medida de dichos aparatos, afectada por un factor de coincidencia para el caso de varios equipos.

9. CARGOS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA.

Para aquellos consumidores con medición de energía reactiva, que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0,92, el Distribuidor aplicará los cargos establecidos en el Reglamento de Tarifas, en concepto de Cargos por bajo factor de potencia.

10. TARIFA DE TRANSMISIÓN.

Los distribuidores y grandes consumidores deberán pagar por el uso del sistema nacional de transmisión, una tarifa que tendrá un cargo en US\$/kW, por cada kW de demanda máxima mensual no coincidente, que incluye el transporte de energía y el derecho de conexión.

11. PEAJES DE DISTRIBUCIÓN A GRANDES CONSUMIDORES.

Para el caso de los Grandes Consumidores que efectúen contratos directamente con los Generadores, el Distribuidor percibirá en concepto de peaje, como máximo, la totalidad del Valor Agregado de Distribución, en función del nivel de tensión en el punto de entrega.

12. FACTURACIÓN.

La facturación a consumidores se efectuará con periodicidad mensual, y no podrá ser menor a 28 días ni exceder 33 días calendarios. No deberá haber más de 12 facturaciones anuales; salvo motivos de fuerza mayor que deberán ser debidamente justificados y puestos a consideración de CONELEC. Sin embargo, el distribuidor y el consumidor, de así convenir a sus intereses, podrán acordar períodos de facturación distintos.

En caso de que un medidor de un abonado no haya sido leído por alguna causa justificada, la factura mensual se calculará sobre la base del consumo promedio de los 3 últimos meses facturados. Si en 2 meses consecutivos no es posible efectuar la medición por causas atribuibles al usuario, la empresa notificará de esta circunstancia, pidiéndole dar facilidades para tal medición. En todo caso, la facturación que se realice hasta que se regularice esta situación, seguirá efectuándose siempre con el promedio de consumo de los 3 últimos meses facturados.

13. VIGENCIA

El presente pliego tarifario rige a partir del 1º. de Noviembre de 2003 y tendrá vigencia de un año calendario.

ANEXO 3.6

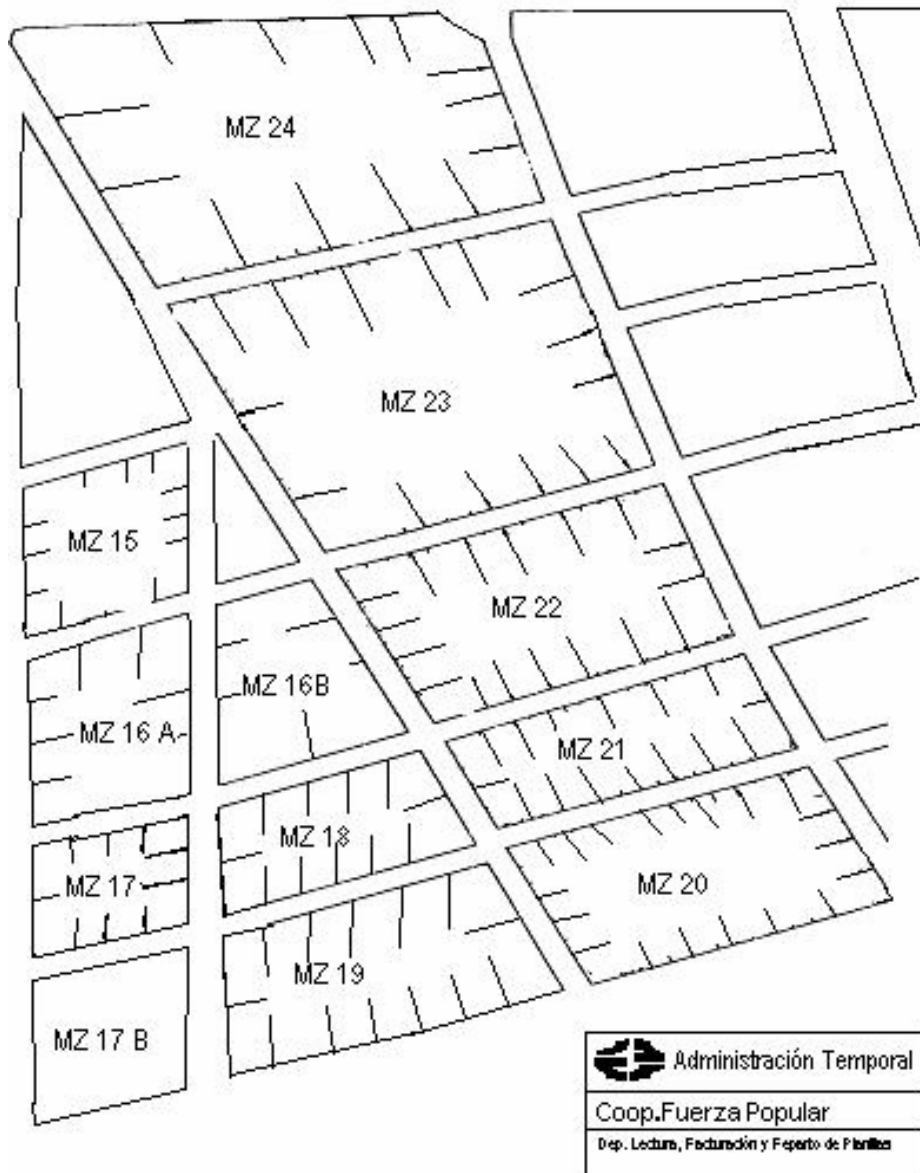
MUESTRA DE AGENDA DE FACTURACIÓN MENSUAL PARA CLIENTES MASIVOS

AGENDA DE FACTURACIÓN MENSUAL

	V	M	J	V	S	L	M	M	J	V	L	M	M	J	V	L	M	M	J	V	L	M	M	J	V	L	M
	20	25	26	27	28	1	2	3	4	5	8	9	10	11	12	15	16	17	18	19	22	23	24	25	26	29	30
Apertura del Ciclo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22					
Toma de Lecturas		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22				
Ingreso de Lecturas			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22			
Toma de Crítica o Verificación				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
Facturación				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
Impresión de Facturas y Cierre de Ciclo					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Días de Consumo	33	31	31	31	32	32	30	30	30	30	32	32	30	30	30	32	32	32	31	31	33	33	33				

ANEXO 3.7

MUESTRA DE UNA RUTA DE LECTURA - MASIVOS



Apendices

APÉNDICE A

METODOLOGÍA UTILIZADA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA GUAYAQUIL

1.1 INTRODUCCIÓN.

En este apéndice se muestra de entre diversos criterios existentes para el cálculo de pérdidas en una empresa distribuidora, cual es la metodología utilizada para calcular las pérdidas de potencia y energía en el sistema de distribución de la CATEG.

Primero se determina el nivel de pérdidas de potencia y a partir de éstas las pérdidas de energía. Así pues, para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía se requieren de distintos factores técnicos tales como: Energía Total Consumida, Demanda Máxima, Factor de Pérdidas, Factor de Carga, Factor de Potencia entre otros datos, los mismos que se obtienen a partir de la curva de flujo de carga de los distintos elementos constitutivos del sistema de potencia como son: Líneas de Subtransmisión, Transformadores de Poder, Alimentadores Primarias, Transformadores de Distribución., Circuitos Secundarios y Luminarias de Alumbrado Público.

1.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO.

A continuación el detalle de calculo de pérdidas cada uno de los elementos del Sistema Guayaquil.

Pérdidas Técnicas a Nivel de 69Kv.

Estos valores de pérdidas técnicas son obtenidos del flujo de carga del sistema para condiciones de Demanda Máxima a Diciembre del 2003, además de ser simulados por simulado por el programa CYMFLOW.

Subtransmisión	
Líneas	Pérdidas Mw
Pradera	0.17
Guasmo	0.41
Chambers	0.2
Molinera	0.03
Portete	0.00
Garay	0.60
Sur	0.42
Norte	0.53
Cemento	0.22
Ceibos	0.62
Orellana	0.59
Vergeles - AS	0.88
Vergeles - PAS	0.17
SubTotal (Mw)	4.84

Demanda Máxima en 2003 589.25 Mw

Pérdidas en Líneas de 69 KV 4.84 Mw

% Pérdidas en Líneas de 69KV 0.8214%

Transformadores de Poder			
Subestación	Pérdidas Mw	Subestación	Pérdidas Mw
Alborada	0.07	Guayacanes	0.10
América	0.12	Kennedy	0.19
Atarazana	0.08	Mapasingue 1 y 2	0.18
Ayacucho	0.08	Padre Canals	0.07
Boyacá 1 y 2	0.16	Portuaria	0.07
Bien Público	0.05	Pradera	0.09
Ceibos 1 y 2	0.14	Puerto Liza	0.07
Cerro Blanco	0.06	Sauce 1 y 2	0.12
Cumbres	0.08	Torre 1 y 2	0.23
Esmeralda 1 y 2	0.14	Trinitaria	0.07
Garay 1 y 2	0.15	Universo	0.07
Garzota	0.08	Vergeles	0.08
Germania	0.08	Orquídeas	0.06
Guasmo 1 y 2	0.15	Flor de Bastión	0.08
SubTotal	1.44	SubTotal	1.48
Total Pérdidas Técnicas en Subestaciones			2.92

Demanda Máxima en 2003	589.25 Mw		
Pérdidas en Líneas de 69 KV	4.84 Mw	0.8214%	
Pérdidas en S/E de 69 KV	2.92 Mw	0.4953%	
Pérdidas Totales (Línea + S/E)	7.76 Mw	1.3167%	

Pérdidas en Alimentadoras de 13.8Kv

Para efectuar el cálculo de pérdidas asumimos todas las troncales de las alimentadoras de 5.183 Km. y conductor Al ACSR 336MCM.

Cantidad	Distancia Promedio (Km.)	R (Ω / Mi)	R (Ω)	Amperaje por Alimentadora
132	5.183	0,306	0,9857	350

350 A →	250 A →	150 A →
1,29575 Km	2,5915 Km	1,29575 Km
0.246425 Ω	0.49285 Ω	0.246425 Ω

$$\text{Pérdidas} = \text{Raíz}(3) \times I^2 \times R$$

$$P = \text{Raíz}(3) \times 350^2 \times 0.246425 = 52,286 \text{ W}$$

$$P = \text{Raíz}(3) \times 250^2 \times 0.492850 = 53,353 \text{ W}$$

$$P = \text{Raíz}(3) \times 150^2 \times 0.246425 = \underline{9,603 \text{ W}}$$

Total	115.242 W
--------------	------------------

En 132 Alimentadoras 15.212 KW

Máx. Demanda en 2003 - Abril 589.250 KW

% Pérdidas en Alimentadoras	2.58 %
------------------------------------	---------------

Pérdidas en Trafos de Distribución 13800 / 120 - 240 V

A ENERO DE 2004

Monofásicos

KVA	Cantidad	Pérdidas (w) *	Total (Kw)	TOTAL KVA
5	20	195	3.90	100
10	1159	242	280.48	11,590
15	236	324	76.46	3,540
25	2808	445	1,249.56	70,200
37.5	812	592	480.70	30,450
50	9040	768	6,942.72	452,000
75	625	994	621.25	46,875
100	127	1250	158.75	12,700
167	51	2290	116.79	8,517
250	27	3261	88.05	6,750
SUBTOTAL			10,018.66	642,722

Trifásicos

KVA	Cantidad	Pérdidas (w) *	Total (Kw)	TOTAL KVA
50	21	845	17.75	1,050
75	16	1093	17.49	1,200
100	11	1375	15.13	1,100
150	1	2267	2.27	150
167	8	2519	20.15	1,336
250	6	3587	21.52	1,500
300	1	3960	3.96	300
333	3	4511	13.53	999
SUBTOTAL			111.80	7,635

TOTAL: Kw pérdidas EEE 10,130.00

* Dato de EBASCO M901C

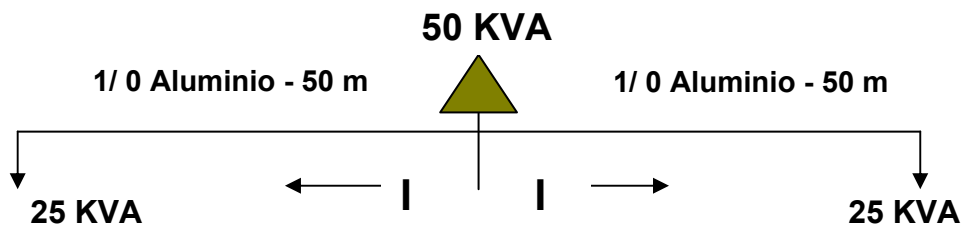
TOTAL KVA INSTALADOS EEE	650,357.0
TOTAL KW INSTALADOS EEE A F.P. 0.92	598,328.4
% PERDIDAS RESPECTO A LO INSTALADO	1.693%
TOTAL KVA INSTALADOS PARTICULARES	756,541.5
KVA Instalados particulares con medición a 13.8 KV	
TOTAL KW INSTALADOS PARTICULARES* A F.P. 0.92 SIN MEDICION A 13.8 KV	696,018.2
PERDIDAS EN KW USANDO % EEE KW	11,784
TOTAL PERDIDAS EEE+PARTICULARES (Kw)	21,914

Demanda Máxima en 2003 - Abril	589,250 Kw.
Pérdida en Transformadores de distribución a Enero 2004	21,914 Kw.
% Pérdida en Transformadores de Distribución	3.72%

Pérdidas en Circuitos Secundarios 120 / 240 V

Para efectuar el cálculo de pérdidas se asumen todos los circuitos secundarios de calibre 1/0 Aluminio y con carga concentrada al final del circuito como muestra la figura.

Cantidad	Distancia (m)	R (Ω / Km)	Amperaje por Circuito
14.962	100	0,539	112.10



$$\text{Pérdidas} = I^2 \times R$$

$$P = (112.10)^2 \times (50 \times 0.539 / 1000) = 339 \text{ W}$$

$$\text{Potencia del Ramal} = 23.250 \text{ W}$$

$$\text{Pérdidas en el ramal} = 339 \text{ W}$$

$$\text{En 14.962 circuitos} = 5.067 \text{ KW}$$

% Pérdidas en Secundarios	1.46 %
----------------------------------	---------------

Pérdidas en Luminarias de Alumbrado Público

A DICIEMBRE DE 2003

Pérdidas de Potencia en la Instalación del Alumbrado Público

Pérdidas calculadas en el balastro	10.65 %
Pérdidas asumidas en el conductor	10.00 %
Subtotal	<u>20.65 %</u>

Capacidad Instalada hasta 2003 15,893 Kw

Pérdidas de Potencia 2003 = Cap.Inst x 20.65% 3,282 Kw

Pérdidas de Energía

Horas de Uso Diario	12 horas
Días del Año	365 días
Horas de Uso Anual	4,380 horas

Pérdidas de Energía 2003 = P. Potencia x Horas Anuales 14,374,538 Kwh

Pérdidas Técnicas de Lámparas Encendidas Durante el Día

Luminarias encendidas en el día por falla de la fotocelula	20 %
Capacidad de luminarias que permanecen encendidas	3,179 Kw

Pérdidas de Potencia 2003 = Cap.Lum Encendidas x 20.65% 656 Kw

Pérdidas de Energía

Horas de Uso Diario	12 horas
Días del Año	365 días
Horas de Uso Anual	4,380 horas

Pérdidas de Energía 2003 = P. Potencia x Horas Anuales 2,874,908 Kwh

Energía Total Consumida en 2003 3,351,622,417 Kwh
Demanda Máxima en 2003 - Abril 589,250 Kw

Pérdidas Totales de Energía 2003	17,249,446 Kwh
Pérdidas Totales de Potencia	3,938 Kw

Resumen de Calculo de Pérdidas en el SISTEMA GUAYAQUIL

Utilizamos una fórmula que relaciona las variables de pérdidas de Potencia y Energía .
La usamos de acuerdo a lo que se necesita calcular y al dato que tengamos de referencia

$$\text{Energía de pérdidas} = \text{Potencia de Pérdidas} \times \text{Factor de Pérdidas}$$

Para determinar del Factor de pérdidas utilizamos la siguiente fórmula

$$\text{Factor de Pérdidas} = 0.3 \times \text{Factor de Carga} + 0.7 \times \text{Factor de Carga}^2$$

El Factor de Carga del sistema Guayaquil lo determinamos para el año 2003

Consumo total de energía	3,351,622,417 Kwh
Demanda Máxima del sistema	589,250.00 Kw

$$\text{F.C} = \text{Dem. Prom.} / \text{Dem. Max} = 0.6493$$

Entonces:

Factor de Pérdidas =	0.4899
-----------------------------	---------------

Pérdidas en líneas a 69 Kv

Dato obtenido del Flujo % Pérdidas Energía A Diciembre del 2003	0.8214%
--------------------------------------------------------------------	---------

Energía en 2003	3,351,622,417 Kwh
Pérdidas de Energía	27,530,227 Kwh
Pérdidas de Potencia = $Pe / 365 / 24 / 0.4899 =$	6,624 Kw
Demanda total	589,250 Kw
% Pérdidas de Potencia	1.12%

Pérdidas en Trafos de Poder

Dato obtenido del Flujo % Pérdidas Energía A Diciembre del 2003	0.4953%
--------------------------------------------------------------------	---------

Energía en 2003	3,351,622,417 Kwh
Pérdidas de Energía	16,600,586 Kwh
Pérdidas de Potencia = $Pe / 365 / 24 / 0.4899 =$	3,994 Kw
Demanda total	589,250 Kw
% Pérdidas de Potencia	0.68%



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

Pérdidas en Alimentadoras de 13800 voltios

a) Pérdidas Técnicas

Dato calculado para pérdidas de Potencia	2.58%
Demanda total en 2003	589,250 Kw
Pérdidas	15,203 Kw
Pérdidas de Energía = $P_p \times 365 \times 0.4899 \times 24 =$	65,244,039 Kwh
Energía Total en 2003	3,351,622,417 Kwh
% Pérdidas de Energía	1.9466% redondeo a 1.95%

b) Pérdidas No Técnicas

Porcentaje de pérdidas de energía atribuidas a Media
tensión por el Dpto. de control Técnico 1.50%

Energía en 2003	3,351,622,417 Kwh
Pérdidas No Tecnicas en 13.8 Kv	50,274,336 Kwh
Pérdidas de Potencia = $P_e / 365 / 0.4899 / 24$	11,715 Kw
Demanda Máxima en 2003	589,250 Kw
% Pérdidas de Potencia No Técnicas a 13.8 KV	1.99%

Pérdidas Totales a 13.8 Kv

Pérdidas de Energía	3.45%
Pérdidas de Potencia	4.57%

Pérdidas en transformadores de Distribución

Dato calculado para pérdidas de Potencia	3.720%
Demanda Máxima en 2003	589,250 Kw
Pérdidas de Potencia en 2003	21,920 Kw
Pérdidas de Energía	94,070,206 Kwh
% Pérdidas de Energía	2.80%

Pérdidas en Lineas Secundarias

a) Pérdidas Técnicas

Dato calculado para pérdidas de Potencia	1.46%
Demanda Máxima en 2003	589,250 Kw
Pérdidas de Potencia en 2003	8,603 Kw
Pérdidas de Energía = $P_p \times 365 \times 0.4899 \times 24 =$	36,920,196 Kwh
Energía en 2003	3,351,622,417 Kwh
% Pérdidas de Energía	1.10%

b) Pérdidas No Técnicas

Porcentaje de pérdidas de energía atribuidas a Baja Tensión por el Dpto. de Control Técnico 14.54%

Energía en 2003	3,351,622,417 Kwh
Pérdidas No Tecnicas en 13.8 Kv	487,454,062 Kwh
Pérdidas de Potencia = $P_e / 365 / 0.899 / 24$	113,585 Kw
Demanda Máxima en 2003	589,250 Kw
% Pérdidas de Potencia No Técnicas a 13.8 KV	19.26%

Pérdidas en Alumbrado Público

Consumo total de energía	3,351,622,417 Kwh
Pérdidas Calculadas de Energía 2003	17,249,446 Kwh
% Pérdidas de Energía	0.51%

Demanda Máxima 2003 - Abril	589,250 Kw
Pérdidas Calculadas de Potencia	3,938 Kwh
% Pérdidas de Potencia	0.67%

PORCENTAJE DE PERDIDAS DE ENERGIA EN EL SISTEMA GUAYAQUIL

Barra de Entrega

Subtransmisión

Lineas de 69 KV

0.82%

Subestacion

Trafos de 69 / 13.8 KV

0.50%

Alimentadoras

Lineas de 13.8 KV

1.50%

Distribución

Trafos de 13.8 KV / 120 - 240 V

Lineas Secundarias

120 / 240

14.54%

Alumbrado Público

Clientes de Baja Tensión



Pérdidas Técnicas Obtenidas del Flujo de Carga



Pérdidas Técnicas Calculadas



Pérdidas No Técnicas Estimadas

APÉNDICE B

METODOLOGÍA PARA LA REINGENIERIA DE PROCESOS

1.1 INTRODUCCION.

Cada vez muchos esfuerzos de reingeniería y mejora de procesos fracasan. ¿Por qué? Porque carecen de un plan. No existe un método para la locura. Las personas a menudo se guían solo por un “yo creo que”. Las mejoras se basan en opiniones, no en hechos.

Asimismo, las personas persiguen los muchos triviales: las pequeñas cosas que no representan mucho, si bien pasan por alto las cosas de verdad importantes. Pasan por alto cosas que cuestan a las empresas millones de dólares; cosas que, si se cambian, pueden mejorar en forma importante el desempeño; cosas susceptibles de mejorar la calidad, acortar los tiempos de ciclo, reducir los costos, o de hacer el trabajo mas sencillo, seguro y menos exigente.

Para evitar tales fracasos, se requiere un método, es decir, una forma sistemática de aplicar la reingeniería de procesos. 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.

El método se conoce como mejora de procesos. Debido a que el nombre es un poco largo, se abreviará con sus iniciales como método MP. El método consta de siete pasos de modo que se llamará método de siete pasos de MP.

No se debe confundir los siete pasos del método MP con los seis pasos básicos del proceso. Son cosas distintas.

Es preciso recordar que los pasos del proceso son:

- | | |
|----------------|----------------|
| 1.- Operación | 4.- Inspección |
| 2.- Transporte | 5.- Retrabajo |
| 3.- Demora | 6.- Almacenaje |

Los siete pasos del método MP son diferentes:

1. Definir los límites del proceso
2. Observar los pasos del proceso
3. Recolectar los datos relativos al proceso
4. Analizar los datos recolectados
5. Identificar las áreas de mejora.
6. Desarrollar mejoras
7. Implantar y vigilar las mejoras

El método MP es sencillo y fácil de seguir:

1. Primero se identifica el proceso, o parte del mismo, que se desea mejorar. Después, se definen los límites del mismo, es decir, su inicio y su fin. Asimismo se identifican rendimientos y se seleccionan las medidas pertinentes.
2. A continuación, se observan los pasos del proceso, incluyendo lo que en realidad ocurre y cual es el flujo del proceso. Mientras se observa todo esto, se registra lo que se descubre.
3. Ya sea durante o después de la fase de observación también se recaban todos los datos cuantitativos relevantes relativos al proceso. Es preciso recordar que una medida es un dato cuantitativo del proceso.
4. Después de recolectar los datos se les analiza y resume. En otras palabras, se determina lo que significa y de que manera son importantes.
5. Con base en los datos analizados, se identifican áreas de mejora. Primero se va detrás de las más grandes. Después de eso se sigue con las más pequeñas.

6. Una vez que se identificó lo que se desea mejorar, se desarrolla algún tipo de método de mejora. Se desarrolla una cura para la enfermedad.
7. Después de desarrollar un arreglo, implantarlo. Comprobarlo. Durante este periodo de pruebas se vigila asimismo la mejora para vigilar su funcionamiento.

Estos son los siete sencillos pasos que se discutirán cada uno de ellos con más detalle.

Existen varios puntos del método que deben ser considerados:

- ✦ El método de MP de siete pasos puede utilizarse en forma individual o en equipo, si bien los equipos de mejoras de procesos son más eficaces. Sin embargo, si se utilizan equipos, se sugiere que se reciba capacitación antes de comenzar el esfuerzo de mejora del proceso. La capacitación deberá incluir el aprendizaje de los procesos y la manera de mejorarlos.
- ✦ El uso del método de MP de siete pasos no debe requerir demasiado tiempo. La necesidad de tiempos exagerados para

mejorar un proceso no es el objetivo de la reingeniería de procesos. El tiempo de ciclo del método de MP de siete pasos debe medirse en unas pocas semanas, no en meses. Para lograr esto, es importante elegir el tamaño adecuado del proceso.

- ✦ Al elegir los procesos a mejorar, se debe perseguir primero los más grandes. Es decir, buscar primero todas las ganancias más importantes.

- ✦ Al lanzar los esfuerzos de reingeniería de procesos hay que establecer objetivos grandes, metas del 20 al 50 por ciento. Establecer metas alargadas obliga a una empresa a observar de verdad los procesos.

- ✦ Por último, no pasar por alto las consideraciones organizacionales y gerenciales.

1.2 EL MÉTODO DE MP DE SIETE PASOS

PASO 1:

Definir los límites del proceso. Para mejorar un proceso, es preciso seleccionarlo primero. Elegir un proceso o subproceso candidato. El primer paso asimismo 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 de manufactura o de abastecimientos sea demasiado grande. Dividir primero los procesos grandes en parte manejables. Por ejemplo, en vez de tratar de aplicar reingeniería al procesamiento de todos los formatos, elegir uno solo. El conocimiento que se adquiere con esa experiencia puede aplicarse entonces a otros formatos. Una regla aconsejable es comenzar en pequeño y crecer.

- ✎ Elegir procesos con ciclos dentro de un parámetro apropiado de tiempo. El tiempo de ciclo puede medirse en horas o en días. Es difícil seguir o analizar procesos que se alargan durante lapsos muy prolongados. Una vez más mantener las cosas más o menos estrictas. De ser necesario dividir los procesos en porciones mas manejables.

Después de elegir un proceso, familiarizarse con él. Discutirlo. Leer sobre él. Andarlo en forma casual.

Asimismo, es preciso determinar el propósito del análisis del proceso en este primer 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 más seguro.
- ✦ Hacer el trabajo más sencillo y menos frustrante.
- ✦ Lograr alguna 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.

A veces no es posible obtener de forma directa una medida requerida. Por ejemplo, suponer que se desea calcular el costo de mano de obra de cierto paso del proceso. Sin embargo, para calcular tal costo, tal vez sea necesario recabar primero los datos en términos de tiempo, y después convertir el tiempo de mano de obra en costos.

Al elegir una medida adecuada, emplear el sentido común. Recabar todo respecto a un proceso puede ser agradable, pero requiere tiempo. Elegir las medidas que se pueden utilizar, incluyendo tiempo, número de defectos o de personas, distancias y costosa. Por último, es preciso determinar el tipo de análisis de proceso que se efectuará.

El paso 1 del método de MP de siete pasos es un inicio. Establece la dirección de los siguientes seis. Al final del paso 1 se habrá:

- ✍ Identificado al proceso candidato.
- ✍ Determinado el principio y fin del proceso.
- ✍ Identificado los insumos y rendimientos del proceso
- ✍ Identificado el propósito del análisis del proceso
- ✍ Elegido las medidas apropiadas.
- ✍ Determinado el tipo de análisis (es decir de tarea o de producto)
- ✍ Alcanzado una familiaridad generalizada con el proceso.

PASO 2:

Observar los pasos del proceso. Luego de concluir los aspectos preliminares, es tiempo de observar el proceso. Es importante en hacer énfasis en la palabra observar. Esta es una parte muy importante del esfuerzo de mejora de procesos.

Muchos esfuerzos de mejora de procesos consisten de personas que se reúnen en algún rincón y elaboran algún flujo grama de lo que creen que debería ser el proceso, o de lo que creen que es. Por desgracia un proceso es casi siempre distinto de lo que deberá ser, o de lo que se piensa que es. 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. Por ejemplo se puede observar un proceso en forma física asimismo es posible grabarlo en video. O bien usar un viajero el mismo que es simplemente un formato para registrar información de los pasos de un proceso.

De ser posible observar el proceso mas de una vez. Esto proporciona una mejor imagen del proceso real.

Durante el paso 2 se deberá:

- ✎ Identificar y registrar todos los pasos del proceso
- ✎ Hacer una breve descripción de cada paso
- ✎ Arreglar todos los pasos en el orden correcto
- ✎ Identificar cada paso del proceso por su tipo (operación, transporte, etc.)

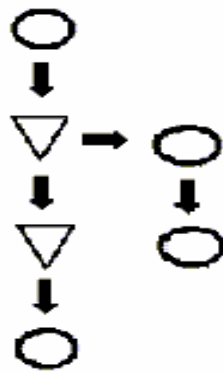
Una muy útil herramienta para registrar esta información es una hoja de trabajo de análisis del proceso. Esta excelente herramienta proporciona un método bien estructurado para recabar la información correcta. Dependiendo de la situación, se puede crear un diagrama de la visión global del proceso. La orientación va de arriba hacia abajo. Un diagrama de visión global del proceso es útil en entornos que no cubren grandes distancias (por ejemplo entornos de oficina y de manufactura). Se debe utilizar un diagrama de visión global del proceso en forma adicional a la hoja de trabajo de análisis del proceso.

Hoja de Trabajo de Análisis del Proceso

#	Descripción del Paso	Flujo	Tiempo	Símbolo en la gráfica					
				○	➔	D	□	▽	®
1									
2									
3									
4									
5									
.									
.									
.									
.									
n									

Un diagrama de visión global del proceso es simplemente un mapa del proceso. Indica en donde se lleva cada paso. Asimismo ilustra lo que ocurre entre estos. Los números en el diagrama de visión global del proceso corresponden al orden de los pasos en la hoja de trabajo de análisis del proceso. En la medida que se requiera, es posible agregar información al diagrama de visión global del proceso. Se puede añadir las distancias reales que supone cada paso de transporte y la cantidad de personas que trabajan en cada estación.

Otra herramienta útil es el flujo grama del proceso. Este indica el flujo o secuencia globales del proceso. Cada tipo de paso se describe en la secuencia correcta. Los flujo gramas del proceso son de particular utilidad para ilustrar procesos paralelos, divergentes, convergentes y de árboles de decisiones.



Flujograma del proceso

El paso 2 es uno de los más importantes en el método de MP se siete pasos. Comprender el aspecto del proceso es esencial para el éxito en la reingeniería de procesos. Al final del paso 2, se deberá tener una buena imagen del proceso. Esta imagen incluye la identificación y secuencia adecuadas de todos los pasos del proceso. Al concluir el paso 2, se habrán:

- ✦ Observado todos los pasos del proceso
- ✦ Registrado todos los pasos del proceso
- ✦ Identificado el flujo y secuencia del proceso
- ✦ Clasificado todos los tipos de pasos del proceso

PASO 3:

Recabar los datos relativos al proceso. Observar e identificar todos los pasos asociados a un proceso es extremadamente importante pero no es suficiente. Para apoyar las observaciones, también se requieren datos cuantitativos como tiempo, número de personas, distancia y cantidad de defectos. Cuando se combinan los pasos 2 y 3, se puede decir que se cuenta con algo.

Al final del paso 1, se eligieron todas las medidas relevantes y en el paso 3 solo se recaban. Al combinarse los pasos 2 y 3 y se observa un proceso, en muchas ocasiones tiene sentido recabar las medidas al mismo tiempo que otra información necesaria. Al emplear un viajero (hoja de trabajo) se pueden combinar los pasos 2 y 3. Al final del paso 3, la hoja de trabajo de análisis del proceso se encuentra completa. Se llenaron ya todas las columnas, incluyendo las de medidas.

Resumiendo, el paso 3 proporciona para la reingeniería de procesos datos cuantitativos de significativa importancia, los cuales respaldan las opiniones con hechos sólidos. Al final del paso 3 se habrá:

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

PASO 4:

Analizar los datos recabados. Una vez que se recabaron los datos de los procesos 2 y 3 es hora de analizarlos 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. Se obtiene poco en refinar estos en forma continua.

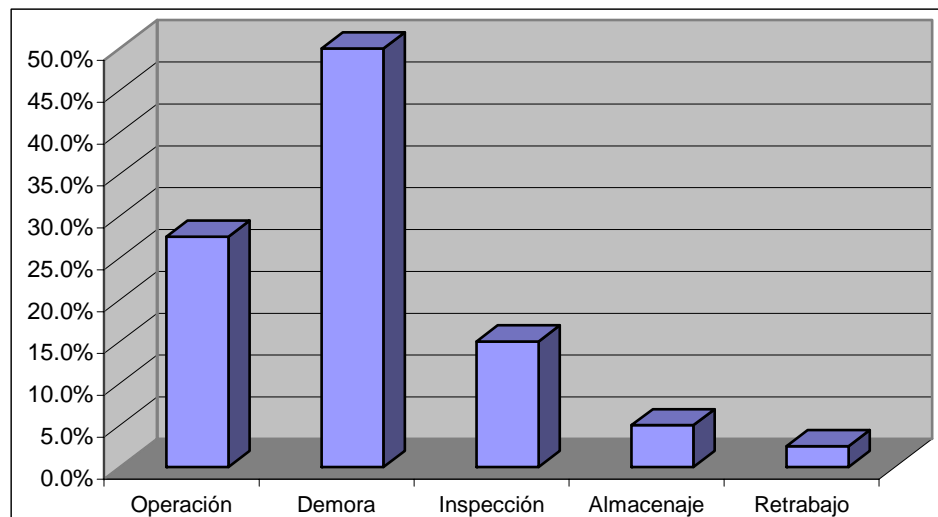
Si se recabaron datos de tiempo, se deberá calcular la eficiencia de trabajo y el tiempo de ciclo del proceso. Asimismo en caso que se desee calcular el costo asociado de mano de obra. Una vez mas, calcular y resumir lo que tiene sentido y es relevante.

La figura a continuación representa un ejemplo de grafica sumario de datos.

PASO	SÍMBOLO	No. PASOS	MINUTOS
Operación	○		
Transporte	➔		
Demora	D		
Inspección	□		
Almacenaje	▽		
Retrabajo	Ⓜ		
Total			

Una grafica 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 mejoras.

A veces, una sencilla grafica de barras es asimismo muy eficaz para resumir los datos. La misma que sirve para mostrar el porcentaje del tiempo total del ciclo para cada tipo de paso.



Al final del paso 4, todos los datos relacionados con el proceso se analizan, livianamente. Al final del paso 4 se habrá:

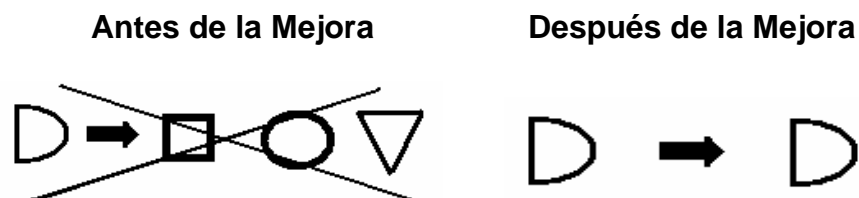
- ✦ Resumido todas las medidas de cada paso del proceso.
- ✦ Concluido una grafica sumario de datos.

PASO 5:

Identificar las áreas de mejora. Si se realizaron en forma correcta los pasos 1 a 4, el paso 5 será relativamente sencillo. Ya que 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 tomará muy poco tiempo y al final del mismo se identifican objetivos específicos de mejora. Así mismo, se clasifican las mejoras por orden de importancia; es decir, *se tiene buena idea de lo que es preciso mejorar en primer, segundo, tercer lugares, etc.* Cabe recordar que las prioridades de mejora están basadas en datos cuantitativos no en opiniones o “pienso que”. Allí radica la belleza del método MP de siete pasos. El método es sistemático, defendible, cuantificable y se basa en hechos. A la dirección le gusta eso.

Concluido el paso 5, se identifican y clasifican las áreas de mejora. Con esta información, es posible comenzar la parte de mejora de la reingeniería de procesos. Después del paso 5, se habrá:

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

PASO 6:

Desarrollo de mejoras. El paso 6 supone diseñar y desarrollar una mejora del proceso. Es la cura para la enfermedad identificada. Entre las ideas de mejora de procesos se incluyen:

- ✎ Eliminar varios pasos, en especial los que no le agregan valor.
- ✎ Reducir al mínimo el tiempo asociado con ciertos pasos.
- ✎ Reducir la complejidad del proceso al simplificar éste.
- ✎ Elegir un método alternativo de transporte
- ✎ Combinar varios pasos del proceso.
- ✎ Cambiar un proceso lineal a paralelo.
- ✎ Usar rutas alternas de proceso que se basan en decisiones.
- ✎ Cambiar la secuencia de pasos del proceso.
- ✎ Usar tecnología para elevar la eficacia o eficiencia del proceso.
- ✎ Dejar que los clientes hagan algo del trabajo del proceso.

La frase de ingeniería “*eliminar, simplificar y combinar*” es el mejor consejo. También lo es **MES**, que significa *¡Mantenlo estúpidamente sencillo!*. Pero. Mejoras sencillas y de muy poco costo pueden traducirse en enormes ahorros en calidad, tiempo de ciclo y costos. Hay que cuidar que al elegir una mejora, el remedio no sea peor que la enfermedad. Esto reviste especial importancia si se ha de adquirir equipo costoso y de alta tecnología, lo que requiere de un análisis de costos y beneficios.

Una grafica de antes y después es un método eficaz para documentar los beneficios que se esperan de una mejora propuesta. Comparando así, el proceso antes y después de dicha mejora.

La siguiente figura representa un ejemplo de gráfica de antes y después, que utiliza el tiempo como medida.

		ANTES		DESPUES	
PASO	SÍMBOLO	PASOS	MINUTOS	PASOS	MINUTOS
Operación	○				
Transporte	➡				
Demora	D				
Inspección	□				
Almacenaje	▽				
Retrabajo	Ⓜ				
Total					

El paso 6 del método de MP de siete pasos supone desarrollar una mejora apropiada. También incluye calcular los beneficios que se esperan. Después del paso 6, se habrá:

- ✍ Desarrollado mejoras específicas.
- ✍ Calculado beneficios potenciales.
- ✍ Concluido las comparaciones de antes y después.

PASO 7:

Implantar y vigilar las mejoras. El paso 7 supone implantar la mejora desarrollada, en este paso entra en funcionamiento la mejora.

Por lo general, las mejoras al proceso se implantan de una de las tres formas:

- 1. Corrida piloto.-** Una corrida piloto es una prueba en la que se ve si funcionará.

- 2. Cambio completo** Un cambio completo es simplemente hacer las cosas. Un momento se hace de la forma antigua y al siguiente es de la nueva forma.

- 3. Cambio gradual** Un cambio gradual es una transición paulatina hacia la mejora.

¿Cuál es la mejor forma?

Depende de varios hechos: el costo de la mejora, de la complejidad y el riesgo de fracaso. Un cambio completo es adecuado para mejoras sencillas del proceso, posibles de implantar de manera sencilla y con poco riesgo de fracaso. Por lo general los procesos complicados o de alta tecnología requieren de pruebas piloto. Los cambios graduales tienen sentido en mejoras de proceso cuyo fracaso supondría altos costos. Una vez más, el método corregido de implantación depende del costo, la complejidad y la posibilidad de fracaso.

Cada vez que se implanta una nueva mejora al proceso, ésta debe vigilarse. En el paso 6, se creó una gráfica propuesta de antes y después. En el paso 7, es posible desarrollar una gráfica auténtica. Ambas gráficas deberían ser similares. De no ser así, tratar de buscar la razón y realizar acciones correctivas. Una palabra de advertencia: no esperar siempre enormes milagros al principio. A veces, es necesario un breve período de ajuste.

Después del paso 7, se habrá:

- ✎ Identificado el método de implantación.
- ✎ Implantado el método de mejora.
- ✎ Vigilado la mejora.

APÉNDICE C

GLOSARIO DE TÉRMINOS

A

ACOMETIDA: Instalación comprendida entre el punto de entrega de la electricidad al consumidor y la red pública de la CATEG.

ALTA TENSIÓN: Sistema Trifásico a 69.000 voltios. Este servicio se suministrará al voltaje indicado, cuando la demanda del consumidor sea mayor a 1.000 KW, para cuyo efecto el interesado deberá instalar una subestación de su propiedad.

AMPERE o AMPERIO (A): Unidad que mide la intensidad de una corriente eléctrica. Representa la cantidad de electrones que circulan en un conductor en un segundo.

B

BAJA TENSIÓN: Nivel de voltaje inferior a 600 voltios.

C

CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO: Resolver sobre las revisiones tarifarias periódicas, o cambios y/o modificaciones que presenten los concesionarios del servicio.

CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO: Se mide en base a dos parámetros:

- ✎ Cantidad de interrupciones (cortes x cliente x año).
- ✎ Tiempo medio de interrupción del servicio (horas x cliente x año).

CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL: Debe tener en cuenta los tiempos utilizados para:

- ✎ Responder a pedidos de conexión.
- ✎ Errores en la facturación y facturación estimada.
- ✎ Demoras en la atención a los reclamos del usuario.

CATEGORIA ALUMBRADO PÚBLICO: Consumos del alumbrado de calles, avenidas, vías de circulación pública, plazas, parques, fuentes ornamentales, monumentos de propiedad pública y sistemas de señalamiento luminoso utilizados para el control de tránsito.

CATEGORIA RESIDENCIAL: Servicio eléctrico de uso doméstico.

CATEGORIA GENERAL: Servicio eléctrico diferente de la categoría residencial como comercio, servicios públicos y privados e industria.

CD: Centro de Distribución. Instalación a la cual llegan alimentadores de energía eléctrica y salen distribuidores, ambos en media tensión.

CENTRAL ELÉCTRICA: Instalación donde se realiza la transformación de cualquier tipo de energía en energía eléctrica.

CICLO: Conjunto de libros de lectura correspondientes a una zona de consumidores determinada, cuyo periodo de valides está determinado por la agenda de facturación.

CIRCUITO: Trayecto o ruta de una corriente eléctrica formado por conductores, que transporta energía eléctrica entre fuentes (centrales eléctricas) y cargas (consumidores).

CLIENTES NORMALIZADOS: Clientes que reciben el suministro en forma reglamentaria.

CLIENTES AUTOCONECTADOS: Clientes con servicio suspendido por falta de pago, que se han conectado ilegalmente a la red.

CLIENTES ESPECIALES: Quienes contratan en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor.

CONDUCTOR: Material que opone mínima resistencia ante una corriente eléctrica. Cable.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad. Organismo estatal que, de acuerdo a la LRSE, controla y regula el sector eléctrico.

CONEXIONES CLANDESTINAS: Son las realizadas con fines de hurto, generalmente en forma precaria. Suelen ser muy peligrosas.

CONSUMIDOR: Persona natural o jurídica que acredite dominio sobre una instalación que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el Distribuidor. Incluye al consumidor final sea este masivo o gran consumidor.

CONSUMIDOR COMERCIAL: Persona natural o jurídica, pública o privada; que utiliza los servicios de energía eléctrica para las actividades de negocio, profesionales o cualquier otra, con fines de lucro.

CONSUMIDOR INDUSTRIAL: Persona natural o jurídica, pública o privada que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial.

CONTRATO A TERMINO: Es el celebrado directamente entre un gran usuario o una distribuidora con el generador, por un período de tiempo.

CONTRATO DE CONCESIÓN: Es el celebrado entre el poder concedente (Gobierno Nacional) y el adjudicatario, siguiendo lo establecido en el pliego respectivo y de conformidad (en el orden nacional) con las disposiciones de las leyes y sus modificatorias, complementarias y/o reglamentaciones de las mismas.

CORRIENTE: Es el flujo de electrones a través de un conductor. Su intensidad se mide en Amperes (A).

C.T.: Centro de Transformación. Aquel que rebaja el nivel de tensión (69/13,8kV) a baja tensión (240/120 voltios).

D

DISTRIBUIDOR: CATEG, empresa privada autorizada por el CONELEC, quién dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer del servicio de energía a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

DISYUNTOR DIFERENCIAL: Aparato que sirve para desconectar automáticamente el paso de la corriente eléctrica ante la mínima pérdida de energía a tierra que pueda producirse por algún desperfecto de la instalación. Se utiliza para la protección de personas.

E

ENERGÍA: Capacidad de un cuerpo o sistema para realizar un trabajo.

ENERGÍA ELÉCTRICA: Aquella que es producida por un generador cuando gira en un campo electromagnético. El generador produce una energía que es igual a la potencia (W) multiplicada por el tiempo de funcionamiento.

La energía eléctrica se mide en: Vatios por hora (Wh): $1.000 \text{ Wh} = 1 \text{ Kwh}$.
(un kilovatio).

F

FACTOR DE POTENCIA: Indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica y se la define como la relación entre la potencia activa (KW) y la potencia aparente (KV).

FRAUDE ELÉCTRICO: Manipulación de medidores y/o acometidas, por parte del consumidor a fin de lograr que sus registros sean inferiores a los que realmente deberían ser.

FERUM: Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal. De acuerdo al artículo 62 de la LRSE consiste en un aporte del 10% del valor de los

cargos imputables al servicio de todos los consumidores comerciales e industriales.

G

GENERACIÓN: Producción de energía eléctrica.

GENERADOR: Titular de una central eléctrica o concesionario de servicios de generación que coloca su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución.

GW: Gigawatt = 1 millón de watts ó 1.000 kW.

H

HISTORIAL DE CONSUMO: Informe efectuado por el Sistema Comercial que muestra los consumos de los clientes durante meses anteriores.

K

KV: Kilovoltio = 1.000 voltios

KVA: Kilo Volt Ampere. Es la potencia aparente.

KW: Kilowatt: unidad equivalente a 1.000 watts.

KWH: Kilowatt-hora. Unidad de energía utilizada para registrar los consumos.

L

LIBRO DE CRÍTICAS: Libro generado automáticamente por el Sistema Comercial donde constan: lecturas no tomadas, nuevos usuarios, lectura actual menor que la anterior, lectura elevada, cero lectura, etc.

LIBRO DE LECTURAS: Libro 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 numero); datos de los consumidores (orden de enrutamiento, código, nombre, tarifa, poste y dirección); datos del medidor (numero, marca, serie y tipo).

LRSE: Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No 43 del 10 de octubre de 1996 con sus correspondientes reformas.

M

MEDIA TENSIÓN: Nivel de voltaje entre 600 voltios y 40 kilovoltios.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

MW: Megawatt o megavatio: Unidad de consumo de energía equivalente a un millón de vatios: 1.000 kW.

N

NODO (Nudo): Punto determinado de intersección o convergencia de las líneas de transporte de energía eléctrica.

NOVEDADES DE LECTURA: Códigos creados para identificar diversas anomalías al momento de tomar la lectura que registra el medidor de un consumidor.

P

PEAJE: Gravamen que se cobra por el uso de líneas para el transporte y/o distribución de energía eléctrica.

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS: Es la energía consumida en el sistema, la cual no es facturada, excluyendo las pérdidas técnicas. Puede ser por mala administración, fraude, errores o anomalías de medición, clientes autoconectados o con servicio directo.

PERDIDAS TÉCNICAS: Es la energía consumida por los equipos propios de los sistemas de generación, transmisión y distribución.

PLIEGO TARIFARIO: Fija el valor unitario de los cargos que se utilizan en la facturación del servicio eléctrico.

POTENCIA: Es la capacidad de producir o demandar energía por unidad de tiempo. Se mide en vatios (W); $1.000\text{ W} = 1\text{ kW}$.

POTENCIA INSTALADA: Es la capacidad de la instalación eléctrica.

R

REGISTRADOR DEL MEDIDOR: Es un mecanismo, el cual graba el número de revoluciones del eje del rotor.

REINGENIERÍA DE PROCESOS: Un método general para mejorar drásticamente cualquier proceso o función. Ver Apéndice B.

RESISTENCIA: Cualidad de un material de oponerse al paso de una corriente eléctrica.

RESOLUCIÓN: Disposiciones oficiales cuyo origen puede emanar del Consejo Nacional de Electricidad o de algún Ente Regulador.

RUTA: Recorrido establecido para tomar la lectura que registran los medidores de los clientes que constan en el libro de lectura.

S

SERVICIO DIRECTO: Usuario conectado ilegalmente al sistema de distribución eléctrica. Ver: Pérdidas no técnicas.

SERVICIO ELÉCTRICO: La utilización de la electricidad por parte del consumidor con los niveles de calidad garantizados en la correspondiente regulación o registro de la energía, demanda máxima o de otros parámetros involucrados en el servicio.

SERVICIO ELÉCTRICO TEMPORAL: Servicio eléctrico suministrado por el Distribuidor dentro de su área de concesión, destinados a proyectos de

construcción, ferias, circos, actos públicos u otros que no requieran de un uso continuo o por períodos suficientemente largos que justifiquen la instalación de un servicio definitivo.

SERVICIO TÉCNICO: Involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

SUBESTACION TRANSFORMADORA: Instalación eléctrica donde se rebaja la tensión en un nivel inferior al de las estaciones transformadoras. Puede ser de 69/13,8 kV.

SNI: Sistema Nacional Interconectado.

T

TARIFA: Es el precio que los usuarios deben pagar por el servicio público de distribución de energía eléctrica.

TARIFA MEDIA: Es el precio promedio por Kwh. consumido, en un determinado período de tiempo.

TARIFA ÓPTIMA: Es la menor tarifa media que un usuario puede obtener, atento a las características de su actividad.

TASA DE ALUMBRADO PÚBLICO: Tributo municipal que se cobra por el servicio de alumbrado público.

TENSIÓN: Es la capacidad para hacer circular la corriente por un conductor. Se la llama comúnmente voltaje. Se mide en voltios (V).

TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO: Ver Calidad del servicio.

TRANSFORMADOR: Maquinaria eléctrica estática encargada de subir o bajar la tensión que proviene de los conductores.

TRANSMISIÓN: Sistema constituido por el conjunto de líneas, cables y subestaciones transformadoras.

TRANSPORTE: Sistema de transmisión.

TRANSPORTISTA: Titular de una concesión de transporte de energía eléctrica responsable de la transmisión y transformación vinculada a ésta, desde el punto de entrega por el generador hasta el de recepción por el distribuidor o gran usuario.

V

VATIO: Unidad de potencia (W). Ver watt.

VALIDAR: Acción de inspeccionar a criterio una a una las lecturas actuales del libro de crítica para ser aceptada, promediada o de ser necesario rechazada.

VOLTAJE: Es el trabajo eléctrico que se realiza para transportar una carga entre dos puntos.

VOLT o VOLTIO (V): Unidad que mide la tensión. En la industria eléctrica se usa también el kilovolt (kV) que equivale a 1.000 V.

W

WATT (W): Es la unidad de potencia de la energía eléctrica. También se lo denomina vatio.

Q

QMATIC: Ordenador cuyo sistema permite identificar, organizar, clasificar y repartir el trabajo de cada categoría de servicio que presta el programa, estableciendo así, prioridades y sectorizando la atención hacia la categoría con el mayor número de usuarios en espera, balanceando de esta manera el trabajo de cada módulo de atención.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADMINISTRACIÓN FINANCIERA CORPORATIVA, Douglas R. Emery, John D. Finnerty.
2. MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PERDIDAS ELECTRICAS, OLADE & BID, Volumen 1.
3. DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCIÓN, CATEG.
4. DEPARTAMENTO DE MEDIDORES, CATEG.
5. DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES, CATEG.
6. UNIDAD DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS, CATEG.
7. DEPARTAMENTO DE LECTURA, FACTURACIÓN Y REPARTO DE PLANILLAS, CATEG.
8. OFICINA DE ATENCIÓN Y SERVICIOS AL CLIENTE, CATEG.
9. LOAD CHARACTERISTICS, WESTINGHOUSE DISTRIBUTION SYSTEM, Vol. 3.
10. MANUAL DE INGENIERIA, Donald Fink G y Wayne Beaty, Mc.Graw Hill 13^{ava} Edición.
11. LÍNEAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA, Luis Maria Checa, Alfaomega Marcombo 3^{era} Edición.

12. POCKET GUIDE TO WATTHOUR METERS, Richard Alexander, Alexander Publications, 2^{da} Edición.
13. LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO, Corporación de estudios y publicaciones. 1999
14. NORMAS DE ACOMETIDAS, CUARTOS DE TRANSFORMADORES Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, "NATSIM".
15. INSTRUCTION MANUAL ALTERNATING CURRENT WATTHOUR METERS, Sangamo Energy Management Division. April 1, 1981.
16. www.conelec.gov.ec
17. www.cenace.org.ec
18. www.ecuacier.org
19. www.menergia.gov.ec
20. www.olade.org.ec
21. www.meterguy.com
22. www.elconsultorweb.com
23. www.electrica.com.ar

24. www.electrogremio.com.ar

25. www.virtual.unal.edu.ec/cursos/ingenieria

26. www.cieepi.org/forum/default.asp

27. www.ing.unlp.edu.ar/sispot/deeindex.htm