



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería Eléctrica

Tema:

**DIAGNOSTICO DE LA GESTION
DEL AREA DE COMERCIALIZACION DE LA
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DE ESMERALDAS S.A.**

TESIS DE GRADO

**Previa a la Obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

Presentada por:

Harold Di-stefano Plaza Luque

**Guayaquil - Ecuador
1.995**

DIAGNOSTICO DE LA GESTION
DEL AREA DE COMERCIALIZACION
DE LA
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DE ESMERALDAS S.A.

Elaborado por HAROLD PLAZA LUQUE

A G R A D E C I M I E N T O

Al ING JOSE LAYANA CHANCAY
Director de Tesis, por su ayuda
y colaboración para la
realización de este trabajo.

Jose Villafuerte P.
J. J. VILLAFUERTE P.

SECAO

Jose Layana Ch.

ING. JOSE LAYANA CH.

PROFESOR SUPERVISOR

Jorge Flores

ING. JORGE FLORES

MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).



.....
Harold Plaza Luque

RESUMEN

El presente informe evalúa las actividades desarrolladas en el Área de Comercialización de la Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A. "EMELESA", durante el período de 1990 a 1993, con el fin de proponer un MODELO DE COMERCIALIZACION que permita corregir y mejorar la gestión comercial, en lo que respecta a facturación, recaudación y control de pérdidas de energía no técnicas.

El modelo propuesto se basa en el análisis efectuado del mercado de la Empresa, considerando que un grupo de abonados, el 23,34% representan ingresos del 81,81% del total de la facturación mensual, reduciendo el tiempo de la facturación de 35 días a 5 días, con lo que la Empresa podrá recaudar oportunamente a este grupo de abonados al quinto día de iniciado el ciclo de comercialización, y no tener que esperar una facturación total para proceder a recaudar dichos valores, teniendo liquidez para ejecutar las actividades prioritarias.

El modelo considera además un tiempo prudencial para el control de los abonados morosos, así como el control de las pérdidas de energía y la facturación puntual.

Aplicando la Empresa este modelo, aprovecha recursos para proyectar eficiencia administrativa y financiera.

INDICE

INTRODUCCION

CAPITULO I. DESCRIPCION DE LA EMPRESA10

- 1.1 Marco Legal
- 1.2 Area de Concesión
- 1.3 El Mercado de EMELESA

CAPITULO II. ANALISIS DE INGRESOS Y GASTOS.....15

- 2.1 Determinación de los Ingresos15
 - 2.1.1 Ingresos por venta de energía
 - 2.1.2 Ingresos que no son por venta de energía
 - 2.1.3 Ingresos ajenos a la explotación
 - 2.1.4 Análisis Comparativo de Ingresos
- 2.2 Determinación de los Gastos17
 - 2.2.1 *Gastos de Comercialización*
 - 2.2.2 Gastos Administrativos
 - 2.2.3 Gastos Operacionales
 - 2.2.4 Análisis Comparativo de los Gastos
- 2.3 Análisis Comparativo de los Ingresos y Gastos20
 - 2.3.1 Tarifas promedio de venta de energía
 - 2.3.2 Tarifas promedio de compra de energía

CAPITULO III. ANALISIS DE LA COMERCIALIZACION.....	22
3.1 Atención al Usuario	22
3.2 Facturación	23
3.3 Recaudación	27
3.4 Atención de Reclamos	30
3.5 Conclusiones	
CAPITULO IV. ANALISIS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA.....	33
4.1 Balance de Energía	33
4.1.1 Consideraciones generales	
4.1.2 Componentes del balance	
4.1.3 Balance global	
4.2 Análisis y Diagnóstico de Pérdidas con base en los balances.....	36
4.3 Pérdidas en sures por el hurto de energía	40
4.4 Conclusiones	
CAPITULO V. ANALISIS DE LA CARTERA VENCIDA	41
5.1 Sector Público	42
5.2 Sector Privado	43
5.3 Conclusiones	
CAPITULO VI. MODELO DE COMERCIALIZACION SELECTIVA.....	45
6.1 Facturación selectiva por tipos de abonados.....	46
6.2 Recaudación selectiva por tipos de abonados	48
6.3 Programa para control y reducción de pérdidas técnicas.....	52
6.4 Análisis Técnico-Económico	58
6.5 Ventajas del Modelo	63

CONCLUSIONES	65
--------------------	----

RECOMENDACIONES	67
-----------------------	----

ANEXOS

Cuadro N.1 Distribución del mercado por tipos de abonados	
---	--

Cuadro N.2 Consumo de energía por tipos de abonados	
---	--

Cuadro N.3 Distribución del mercado por facturación	
---	--

Cuadro N.4 Resumen de Ingresos	
--------------------------------	--

Cuadro N.5 Gastos de Explotación	
----------------------------------	--

Cuadro N.6 Estado de Ingresos y Gastos	
--	--

Cuadro N.7 Ingresos y Gastos. Margen de Contribución	
--	--

Cuadro N.8 Tarifas promedio de compra y venta de energía	
--	--

Cuadro N.9 Balance Energético 1990-1993	
---	--

Cuadro N.10 Cartera vencida por antigüedad de saldos	
--	--

Cuadro N.11 Cartera vencida por sectores	
--	--

Cuadro N.12 Energía facturada y energía consumida de Refinería	
--	--

Cuadro N.13 Balance energético de Atacames	
--	--

Cuadro N.14 Análisis Comparat. de KWH/Abonado San Lorenzo-Borbón	
--	--

Cuadro N.15 Balance energético propuesto	
--	--

Gráfico N.1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico EMELESA	
---	--

Gráfico N.2 Facturación actual	
--------------------------------	--

Gráfico N.3 Facturación y Recaudación selectiva	
---	--

Tabla N. 1 Costos totales Clientes	
------------------------------------	--

Tabla N. 2 Costos totales Recaudación	
---------------------------------------	--

Tabla N. 3 Costos totales Programa reducción pérdidas energía	
---	--

INTRODUCCION

El sector eléctrico del país atraviesa una difícil coyuntura financiera que infortunadamente tiende a agravarse. Esta tendencia y sus proyecciones indican la persistencia del problema y el dilema al cual la mayoría de las Empresas Eléctricas debe enfrentar, de cubrir el servicio de su deuda o tener que limitar las necesidades futuras de inversión para atender el crecimiento de la demanda.

Actualmente vale destacar que salvo muy pocas excepciones, se ha venido observando una declinación en el desempeño operativo, comercial y gerencial del sector eléctrico, debido en parte, a la ausencia de procedimientos e indicadores de gestión como medio para evaluar el desempeño integral de las Entidades Eléctricas.

El papel estratégico del sector eléctrico determina entonces la necesidad de buscar soluciones para enfrentar la crisis financiera y desacelerar la tendencia negativa de su propia gestión funcional. Para aumentar la generación interna de fondos será deseable orientar la política tarifaria sobre la base de cubrir los costos incrementables del servicio a largo plazo y poner mayor énfasis en la recuperación de cartera y el control de pérdidas no técnicas, así como el control de los gastos en general.

Existen muchas alternativas para mejorar la eficiencia económica del sector eléctrico, por lo que las Empresas deben jerarquizar sus

programas teniendo muy en cuenta sus costos y beneficios, motivo por el cual se analizó el período de gestión desde 1990 a 1993, con el fin de proponer un MODELO DE COMERCIALIZACION que permita mejorar la economía y eficiencia de la Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A.

CAPITULO I

DESCRIPCION DE LA EMPRESA

1.1 MARCO LEGAL

La Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A., fué constituida en la ciudad de Esmeraldas, mediante Escritura Pública celebrada el 29 de marzo de 1963 como Sociedad Anónima, Civil y Mercantil, para ejercer actividades dentro del área de su concesión, es decir, la provincia de Esmeraldas. La Empresa tiene por objeto la generación, compra, intercambio, distribución y comercialización de la energía eléctrica, de acuerdo con la Ley Básica de Electrificación, Ley de Compañías, Código de Comercio y demás leyes de la República, así como la realización de toda clase de actos civiles y mercantiles conexos con su actividad principal.

1.2 AREA DE CONCESION

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A., está constituida por la provincia de Esmeraldas y la Empresa ha establecido los siguientes subsistemas eléctricos independientes. El gráfico N. 1 muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico.

Cantón Esmeraldas.- Ciudad de Esmeraldas, Parroquias y sitios rurales como, San Mateo, Tachina, Las Piedras, Camarones, Calope, La Carmelita, Palestina, Rioverde, Altamira,

Rocafuerte, Pauff, Bocana de Ostiones, Montalvo, Lagarto, Bocana de Lagarto, Chontaduro, Majua, Chigue, Vuelta Larga, Tabiazo, Taquísquele, Tabete, Moncaune, Carlos Concha. Servidos por las Subestaciones de La Propicia, Santas Vainas y Montalvo.

Cantón Atacames.- Ciudad de Atacames, La Unión, Súa, Same, Tonchigue, Tonsupa, Sálíma, Muchín Adentro, Muchín Afuera, Las Mareas, Aguacate, Piedra Fina. Servidas por la Subestación Atacames.

Cantón Quinindé.- Ciudad de Quinindé, Nuevo Quinindé, Patria Nueva, La Gorgona, San José, Cupa, Malimpia, Viche, Nueva Jerusalen, Las Golondrinas, La T, La Marujita, La Sexta, Cube. Servidas por la Subestación Quinindé.

Cantón Muisne.- Ciudad de Muisne, Parroquias rurales, Galera, Galerita, Estero de Plátano, Quingue, San Francisco, Bunche. Servidas por la Subestación Muisne.

Cantón Eloy Alfaro.- Ciudad de Limones, Parroquia Borbón, La Tola, La Tolita Pampa de Oro, Cuerbal, Olmedo. Servidas por la Subestación Borbón.

Cantón San Lorenzo.- Ciudad de San Lorenzo, servida por la Subestación San Lorenzo.

EL MERCADO DE EMELESA

La Empresa en su área de concesión al 31 de diciembre de 1993, sirve a 37.492 abonados, clasificando su mercado en los siguientes tipos, de acuerdo al Pliego Tarifario vigente:

Residencial, Residencial Temporal; Comercial, Comercial con Demanda; Industrial, Industrial con Demanda; Entidades Oficiales, Oficiales con Demanda; Asistencia Social; Beneficio Público; Bombeo de Agua y Alumbrado Público.

Para efectos de análisis, estos tipos de abonados se reagruparán así: Residencial, Comercial, Industrial, Oficiales, Bombeo de Agua y Alumbrado Público

Los abonados Residenciales constituyen el mayor número de abonados de la Empresa, alcanzando en 1993 el 87.87% del total, seguidos de los usuarios Comerciales que representan el 9.42% del total de abonados (Cuadro N. 1). A pesar del crecimiento de abonados desde 1990 a 1993, la distribución porcentual del tipo de abonados se mantiene, siendo el residencial el más alto, por las gestiones de legalización de abonados del sector público, mientras que los demás abonados del sector privado representan un bajo porcentaje del total, debido a la falta de inversión en la provincia para la instalación de industrias y comercio en general.

En el cuadro N. 2 se demuestra el comportamiento del consumo de la energía por tipos de abonados, y tomando como referencia el cuadro N. 1, a continuación se detalla el consumo promedio por abonado que nos reflejará exactamente las variaciones que se han presentado a lo largo de este período analizado:

CONSUMO PROMEDIO (KWH/ABONADO)

ABONADOS	1990	1991	1992	1993
Residencial	98	108	99	101
Comercial	343	378	359	311
Industrial	2.116	2.563	3.208	2.631
Servid. Oficiales	614	698	676	611
Bombas Agua	32.181	26.557	16.180	15.678
Alimentad. Público	83.433	115.417	125.417	159.733

El abonado Refinería, se mantiene en consumos estables, por lo que las variaciones de consumos que refleja la Refinería no son reales, debido al tipo de contratación que se hiciera entre INICEL- CEPE- EMELESA, variaciones que se explican más adelante en el análisis de las pérdidas de energía.

Con respecto de las variaciones que reflejan los sectores comercial e industrial, no se evidencian mayormente si analizamos la facturación de energía en sucres para cada una de los grupos de abonados, según se puede observar en el Cuadro N. 3 que demuestra los resultados.

Si bien el sector residencial representa el mayor porcentaje en cuanto a la facturación en KWH, en sucres facturados solamente significa para la Empresa en 1993 un ingreso del 17.24% con relación al total.

En 1993 el sector comercial representa un 16.46% de los ingresos totales, notándose una disminución en el 4.45% con

relación a 1992, que alcanzó un 20.91%.

Los abonados industriales también reflejan un decrecimiento en la participación de los ingresos con relación al total, que apenas representa un 9.60% durante 1993 y si comparamos este porcentaje con 1992 se nota la disminución del 3.06%.

Los abonados de entidades oficiales prácticamente se mantienen en sus porcentajes, ya que las variaciones que reflejan son mínimas.

El sector de bombas de agua alcanzó en 1993 la participación de los ingresos del 8.86%.

La facturación en sures por Alumbrado Público se mantiene en una posición creciente, y en 1993 representa el 12.35% de los ingresos.

El rubro más alto en sures facturados es por el abonado Refinería, que en 1993 significa para la Empresa un ingreso del 28.21% con relación al total, alcanzando el mayor porcentaje de los grupos de abonados.

La situación descrita en los párrafos anteriores, hace concluir que el crecimiento desigual de las tarifas por venta de energía para cada uno de los sectores de abonados, influye en la participación para los consumos de energía, especialmente de los sectores comercial e industrial.

CAPITULO II

ANALISIS DE INGRESOS Y GASTOS

2.1 DETERMINACION DE LOS INGRESOS

Los ingresos de la Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A., están clasificados en:

2.1.1 Ingresos por Venta de Energía

Para efecto de este informe analizaremos solamente los ingresos por venta de energía, que están constituidos por el mercado de Emelesa, en el período 1990 a 1993:

Como se observa en el Cuadro N. 4, la distribución de los ingresos por venta de energía, sufren determinadas modificaciones entre 1990 a 1993. En efecto en 1990 la más alta participación corresponde a los ingresos por venta de energía de los abonados industriales incluyéndose por supuesto a la Refinería, con el 36.20%, seguido del sector residencial con el 24.11%, continúa en orden de importancia el sector comercial con el 17.44%. Durante 1991 el más alto porcentaje de ingresos corresponde al sector industrial (incluida Refinería) con el 36.20%, seguido por el sector residencial con el 25.30% y luego sigue el sector comercial con el 20.91%. En 1992 la participación de los ingresos varía, siendo el sector industrial el de mayor porcentaje con el 39.37%

siguiendo el sector comercial con el 19.78%, bajando notablemente los ingresos por venta de energía del sector residencial, teniendo la participación del 16.82%, este decrecimiento obedece a las políticas implantadas del Gobierno Central, que dispuso la modificación del pliego tarifario, congelando el valor de los KWH consumidos de los abonados de 0 a 200 KWH, lo que incidió en la facturación en sueros. En este año el sector industrial experimenta un decrecimiento en la participación de los ingresos del 1.14% en relación a 1990 y un crecimiento del 3.17% en relación con 1991. En 1993 el mayor porcentaje de ingresos 37.81% se refleja en la venta de energía a los abonados industriales (incluida Refinería) continuando en orden de importancia el sector residencial con el 17.24% para seguir el sector comercial con el 16.46%. En este ejercicio económico también se refleja un decrecimiento en el porcentaje del sector residencial comparando con 1990 y 1991, pero en relación con 1992 refleja un crecimiento del 0.42%, debido a que en el mes de junio/93 la política tarifaria fue modificada por el Gobierno Central, suprimiendo los rangos congelados de 0 a 200 KWH.

2.1.2 Ingresos que no son por Venta de Energía

En este rubro de ingresos constan los valores recaudados por cortes, reconexiones y otros, derivados de la actividad de la Empresa, teniendo una participación del

0.77% con relación al total en 1993, como se demuestra en el Cuadro N. 4.

2.1.3 Ingresos Ajenos a la Explotación

Este rubro de ingresos refleja los valores cobrados por intereses, dividendos, ingresos extraordinarios y otros, teniendo una participación del 0.37% con relación al total de 1993, según se refleja en el Cuadro N. 4.

2.1.4 Análisis Comparativo de los Ingresos

En el Cuadro N. 4, se observa que los ingresos por venta de energía tienen la más significativa participación en relación con los ingresos totales, alcanzando un porcentaje del 98.86% durante 1993. El significativo aumento de los ingresos por venta de energía que se evidencian año a año, obedece al incremento de las tarifas de energía eléctrica, que en el período crecieron a razón del 3% acumulativo mensual hasta agosto de 1992, a partir de esta fecha INECEL cambia la política tarifaria; el incremento de los abonados y el aumento de los KWH facturados.

III DETERMINACION DE LOS GASTOS

Los gastos de la Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A., para fines de este análisis se han agrupado en:

2.2.2.2 Gastos de Comercialización

Los Gastos de Comercialización de la Empresa, se muestran en el Cuadro N. 5, que también contiene el total de los gastos de explotación, gastos que a lo largo del período analizado sufren una disminución en relación con el total de gastos, es así que en 1990 los gastos de comercialización representan el 6.73%, decreciendo en 1991 a 5.83%, en 1992 disminuye aún más, siendo el 5.14% y en 1993 equivalen al 4.23%.

2.2.2.3 Gastos Administrativos

Los gastos administrativos de la Empresa, también se pueden apreciar en el Cuadro N. 5, los mismos que durante el período analizado se comportan de forma irregular con relación al total, es así en 1990 estos representan el 14.03%, en 1991 alcanzan el 17.51%, durante 1992 decrecen al 12.60% y en 1993 se incrementan al 13.61%.

2.2.2.4 Gastos Operacionales

Los gastos operacionales, según los Estados Financieros de la Empresa, se identifican como: Compra de Energía a la BSE, Generación, Subtransmisión y Distribución.

Este grupo de gastos representa la mayor participación de los gastos totales, es así que en 1990 alcanza un 79.24%, en 1991 disminuye su participación y equivale al 76.66%, durante 1992 refleja un crecimiento, siendo su porcentaje

del 82.26% y en 1993 equivale al 82.16%. Esta participación tan significativa de los gastos operacionales se debe principalmente a la compra de energía para la reventa. El incremento que sufren estos gastos a partir de 1992, se debe al aumento en la compra de la energía; el alza de precios de los combustibles, componente indispensable para la generación térmica de las Centrales de Generación; los costos de distribución, se aumentan debido a la extensión de líneas en el sector rural, así como también la inversión realizada en el sistema de subtransmisión en la construcción de la Línea a 69KV Rocafuerte-Borbón y la Subestación Borbón, y la construcción de la Línea Santas Vainas Las Palmas a 69KV.

2.2.4 Análisis Comparativo de los Gastos

Realizando un análisis general de los gastos de explotación de la Empresa, se aprecia que los gastos operacionales son predominantes en relación a los gastos comerciales, debido a la actividad propia de la Empresa y son de 11.8 veces mayor en 1990, 13.2 veces en 1991, 16 veces en 1992 y 19.4 veces mayor en 1993. Cabe indicar que los gastos de comercialización representan en todo el período analizado, el porcentaje de asignación más bajo, comparando los tres rubros de gastos, a pesar de que la Empresa tiene que comercializar la energía después de comprarla.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE INGRESOS Y GASTOS

En el Cuadro N. 6, se describen los Estados de Ingresos y Gastos de ENEESA, en el período 1990 a 1993.

La incidencia de los gastos de explotación y de otros gastos en los resultados en el Estado de Pérdidas y Ganancias, debido a que superan los ingresos de explotación, lo que produce una Utilidad Operacional Negativa, que a lo largo del período se presenta irregularmente, es decir que en 1990 alcanza su mayor porcentaje, esto es del 53.39%, para descender en 1992 al 18.18%, subiendo en 1993 al 25.92%. Los ingresos y gastos ajenos a la explotación aportan al crecimiento del Superávit-Deficit, que sumados a la Utilidad Operacional Negativa, alcanza un porcentaje de pérdida total que varía del 61.61% en 1990 al 29.32% en 1993.

El análisis anterior se complementa en el Cuadro N. 7, en el que a partir de los valores de ingresos y gastos de explotación y otros gastos, se hace el análisis del margen de contribución, tomando como referencia la energía facturada en cada uno de los respectivos años, para obtener los valores unitarios, que al final nos permiten determinar el Margen de Contribución a la Utilidad Operacional, por KWH facturados. Este margen de contribución negativo para el período 1990-1992, mantiene un comportamiento regular, y en 1993 refleja un alarmante crecimiento, llegando al 29.09%.

2.3.1 Tarifas Promedio de Venta

Los precios promedio de venta de la energía se establecen de los datos constantes en el Cuadro N. 8, en el que se observa que durante 1990 el precio medio de venta es de S/. 22.60 por KWH incrementándose en 1991 a S/. 35.28, y en 1992 sube a S/. 57.28, para llegar en 1993 a S/. 111.36, notándose que en los dos últimos años el crecimiento se debe principalmente a la liberación de las tarifas del sector residencial del grupo congelado de 0 a 200 KWH, así como el incremento de las tarifas para los abonados comerciales e industriales.

2.3.2 Tarifas Promedio de Compra

Los precios promedio de compra de la energía han sido calculados para el período 1990 a 1993. Los valores correspondientes al costo de la energía comprada al Sistema Nacional Interconectado así como la energía generada por la Empresa, se pueden apreciar en el Cuadro N. 8, de donde se establece los precios promedio de compra, que año a año se incrementan, y pasan de S/. 11.85 en 1990 hasta S/49.85 en 1993

CAPITULO III

ANALISIS DE LA COMERCIALIZACION

3.1 ATENCION AL USUARIO

Todas las solicitudes de servicio, sean de la naturaleza que fuesen, son atendidas mediante la Oficina de Contratos o en la Agencia correspondiente, según sea el caso, en la que el usuario paga el derecho de INSPECCION DE SERVICIO.

La Empresa realiza la inspección respectiva, para determinar la potencia de la carga a instalarse y los niveles de voltajes requeridos, con lo que se elabora la lista de los materiales a utilizarse, y se determinan los depósitos en garantía que debe cancelar el usuario por medidor, por consumo, por servicio, así como las contribuciones por acometida, y el valor a pagarse por exceso de acometida, si fuere el caso.

Con esta información, se llena por cuadruplicado el formulario denominado SOLICITUD DE SERVICIO, el mismo que se convierte en un contrato entre La Empresa y el Usuario, en el que constan normas y procedimientos que el abonado tiene que cumplir.

En este formulario, se hacen constar: Ubicación geográfica, cantón, parroquia, sector, ruta, secuencia, calle, número de casa, intersección. Se fija la naturaleza del abonado, el tipo de tarifa, la carga instalada, la longitud de la acometida instalada o retirada, según el caso, la ubicación física del

medidor en el inmueble, la descripción del medidor instalado o desconectado, según el caso, la potencia y número de transformadores, para el caso de abonados con carga superior a los 10KW, el número del circuito y su nivel de voltaje primario.

Los valores que debe pagar el usuario por: Derecho de Servicio, garantía por consumo, por medidor, contribución por acometida, contribución por líneas y redes, otros derechos e intereses, si fuera el caso. Al reverso del formulario, se describen con mayor detalle los materiales a utilizarse en la instalación.

La modalidad incluye la posibilidad de pago de contado o a crédito, según se convenga. Si el pago fuere de contado debe hacerse en ventanilla. Si la forma de pago incluye crédito, se acepta como mínimo el 50% del total a cobrarse, y el 50% restante se cobra en partes iguales en las planillas por consumo más el 10% de interés.

FACTURACION

3.2.1 Proceso de Medición

Para realizar la lectura de los medidores, el área de concesión de la Empresa, ha sido dividida en base al catastro existente, en zonas, sectores y rutas; y se mantiene desde administraciones anteriores. Es necesario señalar que el actual catastro se encuentra desactualizado, en el que se puede resaltar el hecho de que las rutas de medición están desbalanceadas,

saturadas, con abonados inexistentes, abonados no dados de baja, abonados duplicados, un mismo número de medidor con varias referencias, etc.

El número de personas que realizan las lecturas son 12, de las cuales, 8 están bajo la modalidad de contrato y los 4 restantes son Empleados de la Empresa (Borbón, Limones, Muisne, y Esmeraldas), el lector de Esmeraldas se dedica a la toma de lectura de abonados especiales y eventualmente lo hace con el resto de abonados. El promedio de lecturas que realiza cada lector varía entre 250 y 300 diarias, para el área urbana.

La lectura en el área rural es realizada por 3 lectores contratados, y dependiendo del grado de dispersión de los abonados, el promedio de lecturas se sitúa entre 100 y 150 diarias, utilizando para esta acción un período de tres días, tiempo que es insuficiente para cubrir a todos los abonados de la zona rural.

La lectura de los medidores se registran en el Libro de Lecturas, que es un formulario elaborado por la Empresa, el mismo que es entregado al lector.

El Libro de Lecturas contiene la siguiente información: código, mes de facturación, fecha de entrega del formulario del CPD al Dpto. de Clientes, código de identificación del abonado, número de cuenta, nombre del abonado, número del medidor, dirección, tarifa del

abonado, espacio para la lectura actual, espacio para la lectura corregida. Para la Emisión de Agosto de 1994 se incluyó al Libro de Lectura: nombre del lector, fecha de inicio de toma de lectura, fecha de terminación, nombre del digitador.

El período de lecturas tanto para el área urbana como para el sector rural es mensual y se realiza desde el 20 de cada mes hasta el 10 del mes siguiente. En Atacames, se lo hace el primer miércoles de cada mes y su duración es de aproximadamente 4 días. En los cantones de Limones, San Lorenzo y Muisne el registro de lectura se realiza desde el 1 al 14 de cada mes.

Las mediciones que registra el lector en el libro de lecturas son ingresadas directamente al computador para iniciar el proceso de facturación. Es necesario señalar que no existe un control sobre las lecturas efectuadas, es decir sobre el día en que se realizan, (a la fecha este control se ha implantado, en el sentido de registrar la fecha de toma de lectura, para comparar el tiempo de ejecución de la toma de lectura en cada ruta), tampoco existe un proceso permanente de validación de las lecturas comparando con el histórico de consumo o la última lectura existente en el computador, lo que se efectúa es un control de aquellos abonados que por algún motivo el consumo se refleja sobrefacturado en relación al promedio establecido.

Cuando por cualquier motivo no se hubiese podido realizar la lectura del medidor, principalmente por puerta cerrada, se factura consumo promedio, en base a los 3 últimos consumos reales. Si por tres emisiones consecutivas se factura promedio, la facturación en la cuarta emisión será consumo mínimo (20KWH).

3.2.2 Facturación

La facturación es automatizada y se la realiza en el Centro de Procesamiento de Datos de la Empresa, la misma que se ejecuta una vez que se haya ingresado la totalidad de los datos, tanto de la Matriz como de sus Agencias, para luego cargar la emisión para el cobro en las ventanillas de la Empresa. En las Agencias el cargo de la emisión se lo hace utilizando el sistema en BATCH. Como se señaló anteriormente, no se hace la validación de los datos digitados con las lecturas constantes en los libros, lo que se realiza es un control de los abonos que reflejan un consumo mayor al promedio establecido, obteniéndose reclamos por error de digitación que varía entre 100 y 120 mensuales.

En el Gráfico N. 2 se demuestra el ciclo de la facturación que comienza al quinto día, utilizando un tiempo de 23 días para la digitación de datos y 5 días para la validación de la facturación, estando la emisión lista para el cobro en ventanilla a los 34 días hábiles de iniciado el ciclo comercial.

3.3 RECAUDACION

La recaudación es mensual, manteniendo la Empresa personal de planta en las ventanillas, tanto en el sector urbano como en el rural, a excepción del personal que labora en la Ventanilla de Atacames.

En la Empresa existen actualmente 4 maneras para realizar la recaudación:

Recaudación Automatizada en Línea

El proceso de recaudación en las Ventanillas de las Oficinas Centrales de la Empresa, es automatizado y en línea, lo que mejora significativamente la atención al usuario, optimiza el uso de recursos y mejora el control sobre las recaudaciones diarias.

En el sistema de recaudación en línea, el usuario se acerca a cualquiera de las ventanillas instaladas en la matriz, para solicitar el valor de su planilla. El Recaudador, en su terminal del sistema de cómputo, localiza la información del abonado y si este va a cancelar inmediatamente, se digita el valor y se especifica en el computador si el cliente cancela en efectivo o con cheque, en caso de que pague con cheque, se anota el nombre del Banco, el número de la cuenta corriente del usuario y después se imprime la planilla.

En este sistema también se permite el cobro de la deuda parcialmente, es decir si un abonado tiene pendiente 5

planillas, puede cancelar 1, 2, 3 o 4 de ellas, descargando el número de planillas canceladas.

Recaudación Automatizada en BATCH

Este proceso de recaudación es aplicado en las Agencias y es similar al de recaudación en línea, con la diferencia de que funcionarios del CPD cargan mensualmente a un computador personal el archivo correspondiente a la emisión, para luego proceder a la recaudación.

Recaudación por Débito Bancario

Esta modalidad se ejecuta para aquellos abonados que solicitan el pago de sus planillas a través de descuentos de sus respectivas cuentas corrientes o de ahorro. Para este caso, el abonado llena la solicitud pertinente y remite el original al banco y una copia se queda en la Empresa para incluirlo en el listado de este grupo de abonados. Mensualmente se envía el detalle de todos los abonados que constan en esta modalidad, a las Instituciones Bancarias autorizadas, para que procedan al débito de los valores constantes en el listado de cada una de las cuentas del usuario y el crédito a la cuenta de la Empresa.

El tiempo que transcurre entre el envío a los Bancos del listado y el reporte sobre los valores cobrados, es de aproximadamente 15 días. Una vez que la Empresa recibe el listado de los clientes que cancelaron, se procede al descargo de las planillas y se remiten al Banco.

Recaudación por Convenios y Otros

Esta forma de recaudación se aplica para aquellos usuarios que mantienen valores pendientes de pago por varios meses atrasados y no les es posible cancelar inmediatamente toda la deuda, por lo que firman un convenio de pago con la Empresa, donde se establecen condiciones y formas de pagos, recargos de interes y otras cláusulas. Una vez suscrito el documento se descarga la totalidad de la deuda que se mantiene en ventanilla para que se registre en otra cuenta por cobrar de la Empresa.

También se descarga planillas a través de memorandums preparados por la Dirección de Finanzas o del Departamento de Personal, especialmente de aquellas Instituciones que se les mantiene valores en Ordenes de Pago y descuentos de empleados a través de roles de pago.

CORTES Y RECONEXIONES

Los cortes del servicio a los usuarios se ejecutan debido a la falta de pago de las planillas por consumo de energía, para el efecto se aplican las siguientes acciones:

- Todo abonado que adeude más de una planilla está inmerso en el listado de corte que se procesa automáticamente, listado que se entrega al personal de corte para que ejecute esta actividad.
- Cuando el abonado cancela su deuda, se efectúa la reconexión del servicio.

- Si un abonado no dispone de los recursos suficientes para cancelar la totalidad de planillas pendientes, la Empresa acepta cobrarle una parte de la deuda, para poder realizar la reconexión del servicio de energía.
- En casos de abonados especiales que se encuentren en mora en el pago de sus planillas, la Jefatura de Recaudación envía el Estado de Cuenta del abonado para el cobro y realiza previamente la gestión de cobro antes de suspender la energía, en caso de que el abonado no pague después de esta gestión, se procede a la suspensión del servicio de energía.
- No existe control permanente de reconexiones no autorizadas, si no esporádicamente o a veces la detección de este tipo de infracción es fortuita.
- El tiempo promedio de reconexión, posterior al pago de las planillas vencidas, es de hasta 48 horas.

2.4. ATENCION DE RECLAMOS

Los reclamos de los usuarios se encuentran tipificados por la Empresa, y corresponden a: Consumo fijo, tarifa incorrecta, error de lectura, demanda máxima errada, consumo acumulado, refacturación de energía, cargo fijo, factor de multiplicación errado, no consta en catastro y tiene medidor, código incorrecto. Sin embargo los reclamos más frecuentes se dan por: lectura errada, error de digitación, cargos fijos, tarifa incorrecta y consumo elevado.

Los reclamos se presentan verbalmente al Auxiliar de Clientes # 3, que atiende la oficina de reclamos. Para el caso de reclamos por consumo elevado, se verifica la información archivada en la Empresa y si los datos están correctos se concluye en la revisión al medidor, que debe hacerse en el Laboratorio de Medidores de la Empresa, por lo que el abonado debe llenar una solicitud y pagar un valor por este concepto.

Los procedimientos para solucionar los reclamos por las causas indicadas anteriormente, son los siguientes:

Procedimientos

- El Auxiliar de Clientes # 3, de acuerdo al tipo de reclamo lo registra en la solicitud de reclamos.
- El Inspector de Reclamos con la respectiva solicitud procede a constatar el reclamo del abonado.
- Los resultados de la inspección son analizados por el Auxiliar de Clientes y si el caso amerita, este procede a dar solución al reclamo.
- Los resultados obtenidos de las solicitudes aceptadas, son revisadas por el Jefe del Departamento de Clientes para su aprobación o para solicitar al Departamento de Control de Pérdidas una nueva inspección en caso de ser necesario.
- Los resultados de las solicitudes de reclamos aprobados son ingresados para la respectiva refacturación.

- Los listados de las refacturaciones, emitidos por el Centro de Procesamiento de Datos, son revisados por el Jefe de Clientes para su aprobación final.

El tiempo de solución de los reclamos es de 5 días laborables, atendiéndose en toda la Empresa un promedio de 800 reclamos mensuales.

Los procedimientos descritos son aplicados tanto en las Oficinas Centrales como en las Agencias, con la diferencia que en las Agencias los procedimientos se realizan bajo la supervisión del Administrador.

CAPITULO IV

ANALISIS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA

Los datos para el análisis se encuentran concentrados en el Cuadro 4.9, que refleja los datos estadísticos desde 1990 hasta 1993, que se mantienen en la Empresa, sobre la energía disponible, la energía facturada en sucres y en KWH, el precio promedio de venta de la energía, el cálculo de las pérdidas totales.

4.1 BALANCE DE ENERGIA

Al igual que la contabilidad de una Empresa, el balance de energía y su análisis debe dar la información suficiente para indicar diferentes aspectos de la forma como se efectuó la operación de transferencia de energía.

Todo balance debe cumplir dos condiciones básicas: exactitud y detalle. La exactitud se refiere a que los datos del balance deben estar libres de errores que afecten los resultados consignados. Se debe sinembargo aceptar que la exactitud de un balance de energía esta determinada por la precisión derivada de los contadores de energía y de los instrumentos que acondicionan las medidas de tensión y de corriente de entrada a los contadores utilizados para las mediciones. El detalle del balance se refiere a que éste debe contener suficiente información para responder a las necesidades de reporte, estadística, control, análisis histórico, etc.

Según el detalle requerido se identifican dos tipos de balance de energía: Balance Global y Detallado o por Sistemas, aplicándose para nuestro caso el balance global.

4.1.1 Consideraciones Generales

Los siguientes aspectos influyen en los datos utilizados en los balances de energía y por consiguiente en la precisión del balance:

Precisión en las medidas de energía.- La precisión de los contadores de energía y de los transformadores de corriente y de tensión determinan directamente la exactitud de la medida. La precisión también está determinada por la calibración del contador, la cual debe verificarse periódicamente con un contador patrón, cuya exactitud se derive de normas internacionales.

Simultaneidad de las lecturas.- Las lecturas de los contadores de energía a partir de las cuales se elabora el balance de energía deberían tomarse en forma simultánea. Teniendo en cuenta que es imposible lograr simultaneidad en la lectura de los contadores con los métodos manuales actualmente utilizados, especialmente a nivel de usuarios, se debe compensar esta imprecisión de los balances de períodos cortos de tiempo (mensuales) aumentando los períodos de tiempo para los balances complementarios (anuales). Un período de un año por varias razones es adecuado para este propósito aunque

períodos mayores disminuyen aún más el error analizado.

Periodicidad de las lecturas.- La periodicidad con que se puede realizar el balance está determinada por lo general por la toma de lecturas en contadores de usuarios, pudiendose realizar el balance con la periodicidad de la facturación; es decir, mensual.

4.1.2 Componentes del Balance

Con este balance se quiere reflejar en forma general la operación del sistema eléctrico en el período considerado. El sistema eléctrico para propósitos del balance se considera delimitado por una frontera que pasa por todos los puntos donde se efectúa alguna transferencia de energía que da lugar a contabilizar energía que entra o sale del sistema. Los puntos de frontera del sistema se pueden clasificar en:

Generación.- En estos puntos se contabiliza el aporte de energía de las unidades del sistema, la generación que debe llevarse al balance está dada por:

Generación Neta (Planta)=Generación Bruta(Planta)-Consumo propio (Planta)

Intercambio.- En estos puntos se efectúa la compra-venta de energía del sistema eléctrico considerado con otros sistemas eléctricos, en nuestro caso la compra de energía a la DOSNI.

Ventas.— Estos puntos agrupan los de venta de energía a grandes y pequeños consumidores usuarios del servicio eléctrico, alumbrado público y demás servicios comunitarios y en general todos los puntos donde se efectúe entrega de energía eléctrica. Las Ventas totales del sistema se calculan como la suma de todas las ventas efectuadas, entendiéndose por ventas no solo las facturadas sino en general toda transacción de energía aunque esta no de lugar a una recaudación.

4.1.3 Balance Global

Teniendo en cuenta que se considera una frontera cerrada alrededor del sistema eléctrico si se toma en cuenta todos los puntos de transacción de energía, se debe cumplir la ecuación siguiente:

$$\text{Generación Neta} + \text{Intercambio} - \text{Ventas} = \text{Pérdidas}$$

De esta ecuación se deduce que los errores que afectan cada uno de los términos del lado izquierdo afectan las pérdidas del sistema.

ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE PÉRDIDAS CON BASE EN LOS BALANCES

Las pérdidas de energía se pueden clasificar en dos grupos, según su origen, y son: Pérdidas Técnicas y Pérdidas no Técnicas

En el Cuadro N. 9, que contiene datos según la información registrada en la Sección de Estadísticas de la Empresa, sobre

energía generada, comprada y facturada (vendida), se ha incluido el cálculo de las pérdidas que tiene la Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas hasta la facturación, que las entenderemos como **pérdidas totales**, las mismas que han sido calculadas teniendo en cuenta el total de energía neta entregada al Sistema y la energía facturada en MWH.

Según el Cuadro referido, las pérdidas totales tienen un comportamiento irregular, a través del período 1990 a 1993; en el año 1990, las pérdidas totales fueron del orden del 30.03%, para situarse finalmente en 1993 en el 25.71%, siendo el porcentaje de pérdidas más alto en 1990 del 30.03%. A partir de 1990 hasta 1993 el nivel de pérdidas tiende a disminuir, según los datos estadísticos registrados en la Empresa, pues en el año de 1990 se creó la Unidad de Control de Pérdidas de Energía.

a) Pérdidas Técnicas

Según información de la Dirección Técnica y considerando que el sistema eléctrico es prácticamente nuevo, las pérdidas técnicas se sitúan en el orden del 7%, de acuerdo a estudios realizados por esa Área y por INECEL.

b) Pérdidas no Técnicas

Las pérdidas no técnicas, conocidas también como pérdidas negras, se obtuvieron restando de las pérdidas totales, el valor de las pérdidas técnicas. Así se obtuvieron los valores que constan en el Cuadro N. 9. Como es lógico,

estas siguen la misma tendencia que las pérdidas totales: en 1990 son del 23.03%; para luego situarse en el 18.71.% durante 1993, reflejándose el porcentaje más bajo en 1991 del 15.81%.

Como se indicó anteriormente, se puede presumir que el alto porcentaje de pérdidas no técnicas, se encuentra posiblemente en el sector industrial así como en el comercial. Esta hipótesis es sustentable si se considera el crecimiento de estos sectores en términos del número de abonados y la disminución en el número de KWH facturados.

A pesar de tener el porcentaje de pérdidas técnicas dentro del valor deseable, la Dirección Técnica está realizando un esfuerzo importante para reducir las pérdidas técnicas, especialmente a nivel de subtransmisión. En efecto, se está modificando la sección del conductor de la red de distribución del cantón Esmeraldas también se ha considerado un análisis del dimensionamiento de los centros de transformación, con lo que se espera tener un porcentaje de pérdidas técnicas más bajo.

A más de las pérdidas técnicas, que como se señaló son del 7%, tienen también incidencia las pérdidas no técnicas, en una magnitud superior a lo que ocurre en otras Empresas Eléctricas del país. Las pérdidas no técnicas tienen su explicación por los siguientes factores:

Por Robo o Hurto: corresponde a la energía que es apropiada ilegalmente de las redes por usuarios que no poseen medición

como es: conexiones clandestinas (colgados), conexiones en instalaciones provisionales no registradas (obras en construcción, circos, kermeses, etc)

Por Fraude: Corresponde a aquellos casos en que a pesar de tener medición, los usuarios manipulan la misma, a fin de lograr que los consumos registrados sean inferiores a los reales.

Por Administración: Corresponde a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la Empresa, como es:

- Errores en la medición de los consumos
- Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos
- Inadecuada información que produce errores y o demoras en la facturación
- Falta de registro adecuado de los consumos propios
- Errores en la estimación de consumos en los casos que por cualquier motivo no es posible registrarlos con la medición
- Errores y o atrasos en los registros y censos de instalaciones de alumbrado público.
- Errores de montaje de los equipos de medición
- Falta de supervisión en la calidad de medidores

adquiridos, sin tener en cuenta el error propio del medidor por fabricación.

Las deficiencias en la gestión administrativa de las Empresas lleva generalmente a un incremento de las pérdidas no técnicas, que son el reflejo de la organización y eficiencia empresarial y de los recursos y esfuerzos que se dedican a la operación comercial y a los controles y seguimiento de los procesos administrativos y de gestión de la clientela.

4.3 PERDIDAS EN SUCRES POR EL HURTO DE ENERGIA

Como la Empresa no vende en su totalidad la energía disponible, le ocasiona pérdidas que están consideradas en el Cuadro N. 9. En el período analizado el monto que la Empresa dejó de recaudar en 1990 fué de 788 millones y en 1993 alcanzó un monto de 3.975 millones de sucres.

CAPITULO V

ANALISIS DE LA CARTERA VENCIDA

La Cartera Vencida de la Empresa es aquella que está constituida por los valores impagos de los abonados que adeudan más de dos meses de consumo.

Para el análisis de la cartera vencida de la Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A., se ha tomado el período comprendido entre 1990 y 1993, clasificándose dicha cartera por los siguientes períodos de vencimiento: de 01 a 60 días; de 61 a 90 días; de 91 a 180 días; de 181 a 360 días, y, más de 360 días.

Como se puede observar en el Cuadro N. 10, la cartera vencida global se incrementa desde 1990 a 1993 en el 383,97%, desglosada para fines de este análisis en dos sectores: público y privado. La cartera vencida tanto del Sector Público como Privado refleja un incremento del 379,72% y 393,41% entre 1990 y 1993, respectivamente. Los resultados de estos incrementos tanto del sector público como del sector privado obedece principalmente a la falta de pago por parte de los usuarios en las planillas de consumo de energía eléctrica, así como también al incremento de las tarifas que aumentan los montos de las facturaciones.

La cartera vencida hasta 60 días en 1990 llegó al 11.24%, mientras que en 1993 alcanzó el 22.20% incrementándose en un 10.96%. En el rango de 61 a 90 días también sufrió un incremento del 2.34% en

relación con 1990 y 1993. En el rango de 91 a 180 días en 1990 alcanzó el 8.55% y en 1993 el 19.41%. En el rango de 181 a 360 días durante 1990 la cartera vencida llegó al 16.55%, y en 1993 fue de 19.31%. En el rango de mayor a 360 días la cartera vencida en 1990 estaba en el 57.57%, mientras que en 1993 disminuye al 30.63%, reduciéndose en el 26.94%.

Cabe señalar que en el segmento de más de 360 días la cartera vencida ha sufrido una disminución considerable, representando para la Empresa una gestión importante, puesto que en este rango el monto de la cartera vencida corre el riesgo de tornarse incobrable.

Los resultados del análisis efectuado son el producto de las políticas de cobro implantadas en la Empresa, tolerando un atraso en el pago de las facturas de hasta dos meses.

A continuación se hace un análisis de la cartera vencida por sectores de abonados. Cuadro N. 11:

5.1 Sector Público

En el sector público están considerados los siguientes tipos de abonados: Entidades Oficiales, Seccionales, Asistencia Social, Beneficencia Pública, Bombeo de Agua y Alumbrado Público.

En el año de 1990 el sector público mantenía un monto de cartera vencida en 568.5 millones de sucres, equivalentes al 69% del total de la cartera vencida. De este monto el abonado que mayor representación alcanzó fue el Agua Potable con un 52%, Institución que no posee los recursos necesarios para

cubrir las planillas mensuales por consumo de energía eléctrica, factor que incide en el incremento total de la cartera vencida. Seguidamente le corresponde al Alumbrado Público, que tiene uno de los porcentajes más altos en el monto de la cartera, en 1990 alcanzó el 28%.

En 1993 la participación del sector público en la configuración de la cartera vencida de la Empresa, alcanzó el 68.40%, incidiendo también los montos correspondientes al Agua Potable y Alumbrado Público con porcentajes del 47,27% y 34,87%, respectivamente.

A pesar de las gestiones realizadas por la Empresa para recaudar los valores por consumo de energía de los abopados Agua Potable y Municipio (Alumbrado Público), los montos de la cartera vencida se incrementan año a año, y la Empresa se ve imposibilitada de ejecutar las acciones pertinentes, pues son servicios públicos que no se les puede suspender la energía porque ocasionaría otros problemas de índole social.

5.2 Sector Privado

El sector privado está constituido por los abonados, residenciales, comerciales e industriales.

La cartera vencida del sector privado en relación con el total de la cartera vencida de la Empresa, equivale al 31% en 1990 y en 1993 alcanzó el 31,60%, incrementándose a lo largo del período analizado en 0,60%. Es necesario resaltar que este rubro alcanzó su mayor participación en el monto total de la

cartera en 1992, con un porcentaje del 42.07%. Este incremento se debió a la crisis administrativa y laboral que sufrió la Empresa en ese año, disminuyendo este porcentaje en 1993 en un 10,47%.

Los incrementos experimentados por la cartera vencida, se deben por una parte a la política que tiene la Empresa de aceptar un atraso de hasta dos meses en el pago de las planillas, así como también la falta de inversión en el Área de Comercialización para apoyar las gestiones que se realizan.

La atención a la cartera vencida es importante porque su crecimiento, especialmente en el período de hasta 60 días, repercute en la liquidez de la Empresa, con el consiguiente peligro de que luego pase a constituirse en cartera vencida de períodos mas grandes, llegando hasta el punto de tornarse incobrable.

CAPITULO VI

MODELO DE COMERCIALIZACION SELECTIVA

El sistema actual de comercialización de la Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A., contempla las siguientes etapas: captación nuevos clientes, toma de lectura, facturación, recaudación, corte - reconexión y control de pérdidas de energía no técnicas. Como la ejecución de cada una de estas etapas se realiza íntegramente y en forma secuencial, esto es, no se inicia la actividad siguiente si no se ha completado totalmente la actividad previa, esto implica que la Empresa otorga un crédito regular de aproximadamente 45 días, a cada demandado por el valor del consumo, lo que se traduce en costos financieros que no están incluidos en la recaudación que se realiza, en cambio obtendría un mejor rendimiento si la Empresa recaudara los valores por consumo de energía al término del consumo de la misma, o reduciendo al máximo el tiempo del proceso actual, rendimiento que se lograría aplicando el Modelo de Comercialización que se propone, que comprende las mismas etapas que se ejecutan actualmente, modificando los procesos, para lograr los siguientes objetivos:

- Optimizar el tiempo del ciclo de comercialización
- Facilitar la gestión de comercialización
- Mantener un mejor control para la reducción de pérdidas
- Recaudar en menor tiempo los valores facturados

- Reducir el costo financiero, respecto de las recaudaciones posteriores a las emisiones
- Optimizar la utilización del recurso humano
- Proyectar eficiencia administrativa

6.1 FACTURACION SELECTIVA POR TIPOS DE ABONADOS

La facturación selectiva se basa considerando que el menor porcentaje de abonados (23.34%), representa para la Empresa el mayor porcentaje de ingresos (81.81%). Este grupo de abonados está distribuido así: Abonados de consumo fijo (instalación con breaker); Abonados Comerciales; Abonados Industriales; Abonados Oficiales.

El 81.81% del total de los ingresos se lo puede apreciar de la siguiente manera:

MATRIZ.- En Esmeraldas estos abonados son el 19.84% y representan el 68.76% de la facturación total y el 84% de la matriz.

AGENCIA ATACAMES.- Son el 1.23% y representan el 5.24% de la facturación total y el 65.40% de la Agencia.

AGENCIA QUININDE.- Son el 1.87% y representan el 6.65% de la facturación total y el 66.74% de la facturación de la Agencia.

AGENCIA MUISNE.- En el cantón Muisne son el 0.4% y representan el 1.16% de la facturación total y el 70.70% de la facturación de la Agencia.

La estructura del sistema de facturación, está conformada por 4 fases o emisiones, donde se utilizarán los siguientes procedimientos. Ver el Gráfico N. 3:

EMISION N. 1

Facturación Directa: Este tipo de facturación se realizará automáticamente el primer día de iniciado el proceso a los abonados con consumo fijo (breaker).

EMISION N. 2

Toma de Lectura: Los dos primeros días se tomará las lecturas de los abonados comerciales, industriales y oficiales, abonados que representan el 10.87% del total.

Facturación y Validación: Este grupo de abonados por representar el 10.87% se procederá inmediatamente a la facturación de la información en un tiempo de 2 días, estando lista en ventanilla al quinto día de iniciado este proceso.

EMISION N. 3

Toma de Lectura: La toma de lectura de los abonados residenciales se hará desde el tercer día de iniciado el proceso y tendrá una duración de 8 días, considerando que este grupo de abonados representa el 55% del total. Este tiempo se reducirá con la utilización de los micro-lectores que la Empresa adquirió para este fin, toda vez que con estos equipos no se digita la información, si no que se carga automáticamente a la información de la red.

Facturación y Validación: La facturación se ejecutará en forma paralela a la toma de lectura, iniciándose desde el cuarto día de comenzado el proceso, con un tiempo de ejecución de 10 días, y con una holgura de 3 días para la validación de la información. La emisión saldrá a ventanilla al 17 día de iniciado el proceso.

EMISION N. 4

Incluye a los abonados residenciales y públicos de los cantones de Quinindé, Muisne y Atacames, y a todos los abonados de los cantones Eloy Alfaro y San Lorenzo.

Toma de Lectura: Debido a su ubicación geográfica la toma de lectura se realizará con personal propio de las Agencias Muisne, Limones y San Lorenzo y para el caso de Quinindé y Atacames se utilizará personal contratado de la matriz, iniciándose el decimo primer día del proceso.

Facturación y Validación: Este grupo representa el 30% del total de abonados, para lo cual se requerirá de 7 días para su ejecución. Esta emisión saldrá a las diferentes ventanillas para su cobro al 21 día de haberse iniciado este proceso.

6.2 RECAUDACION SELECTIVA POR TIPOS DE ABONADOS

La recaudación selectiva se realizará con el mismo esquema actual que esta computarizado, es decir la recaudación en línea para Esmeraldas, y en batch para la recaudación fuera de Esmeraldas.

Es este sistema de recaudación se considera que los valores por consumo de energía sean cancelados conforme se emita las facturaciones para cada grupo de abonado, programándose así:

Recaudación de Abonados con Consumo Fijo

Los primeros 4 días se recaudarán las planillas de los abonados con consumo fijo, es decir que tendrán un tiempo de 4 días para cancelar sus consumos. Los siguientes 5 días servirán para controlar a aquellos abonados que no hubieren cancelado sus planillas, utilizando para el efecto 4 grupos de trabajo, conformado por dos personas cada uno y un vehículo.

Recaudación de Abonados Comerciales, Industriales y Oficiales

A este tipo de abonados se les recaudará los valores por consumo de energía en 5 días, es decir tendrán 5 días para cancelar sus planillas y no incurrir en mora. En los siguientes 5 días se controlará a aquellos abonados que no hubieren cancelados sus planillas, utilizando para esta acción 4 grupos de trabajo, conformados por dos personas cada uno y un vehículo.

Recaudación de Abonados Residenciales y otros del Sector Público

Los abonados residenciales y otros del sector público, como los de tarifa de asistencia social, beneficencia pública, se les cobrará los valores por consumo de energía en un período de 8 días, teniendo por consiguiente 8 días para cancelar sus

planillas y no incurrir en mora. A este grupo de abonados, por representar el mayor porcentaje del total se los controlará en un período de 8 días, utilizando 8 grupos de trabajo conformados por dos personas cada uno y un vehículo. Así mismo se mantendrá un control permanente de aquellos abonados que adeuden a la Empresa un elevado número de planillas, hasta disminuir el monto de la cartera vencida, para esta acción se utilizará permanentemente dos grupos de trabajo.

Las recaudaciones en las Agencias se realizarán utilizando los mismos procedimientos de la Matriz y el control de los abonados se efectuará con personal y equipos de cada Agencia. En este nuevo modelo de recaudación no se incluye a los abonados de las Agencias de Limones y San Lorenzo, cuyas recaudaciones se mantendrán con el proceso actual que mantiene la Empresa.

Para obtener los resultados deseados, la Empresa implantará en el Programa de Recaudación el cobro de interes por mora.

La Empresa realizará también inversiones en: adquisición o alquiler de vehículos; contratación de personal para corte-reconexión.

Con el fin de mantener un control sobre los abonados de las rutas establecidas y lograr una reducción de la cartera vencida, se adoptará los siguientes procedimientos:

- Implantar en el Programa de Recaudación un control que no acepte descargar planillas por un monto inferior al 50% de la deuda total del abonado. Este procedimiento se

sugiere a fin de controlar poco a poco a aquellos abonados que adendan muchas planillas y que mantienen un alto índice de morosidad, que incrementan la cartera vencida por antigüedad de vencimiento.

- Hasta crear conciencia en los abonados, de la importancia del suministro de energía eléctrica, difundir permanentemente por los medios de comunicación el cobro de las planillas a efectuarse, así como también las suspensiones del servicio a realizarse, recalcando los perjuicios que ocasionan estas suspensiones, resaltar los beneficios para el abonado de mantenerse al día en el pago de sus planillas, etc.
- Suspender el servicio de energía a los abonados morosos, controlándoles de acuerdo a los sectores establecidos y los tiempos previstos para el cobro de las facturas.
- Mantener control de las suspensiones realizadas, conjuntamente con el Departamento de Pérdidas de Energía.
- Realizar las reconexiones del servicio a los abonados en un tiempo máximo de 48 horas, dando prioridades a los abonados especiales.
- Coordinar con la Dirección Técnica el control del personal de dicha Area, con el fin de evitar reconexiones indebidas.

4.3 PROGRAMA PARA EL CONTROL Y REDUCCION DE PERDIDAS NO TECNICAS

La reducción de las pérdidas eléctricas se traducen en una mayor disponibilidad de capacidad instalada y menores gastos de operación para un mismo beneficio social y económico de consumo de electricidad. Esto implica, a nivel del sector energético una menor utilización de energía primaria y una eventual disminución de inversiones.

La reducción de pérdidas libera recursos financieros que, de acuerdo con prioridades de la Empresa pueden ser utilizados en otras áreas de la misma.

Es difícil establecer en forma general un nivel óptimo de pérdidas totales, dado que el mismo depende de las características propias y de los costos y beneficios que se deriven, de la reducción de las pérdidas de energía. Estudios técnicos sobre pérdidas de energía establecen que el porcentaje de pérdidas totales no debería superar del 10 al 12% de la energía entregada a la red y más aún se considera como deseable que sea inferior al 10% (8 a 9% óptimo deseable).

El programa de reducción de pérdidas comprende fundamentalmente:

Balace Energético: En el cual se cuantifica el valor de las pérdidas totales del sistema así como las causas en las diferentes partes que lo componen. También trata de estimar la contribución de las diferentes causas al monto global.

Control: Consiste en la implantación de medidas tendientes a lograr la desaparición o atenuación de las causas de las pérdidas.

EMELESA en la actualidad aplica estos dos procesos de manera errada, según se demuestra en el Cuadro N. 9, el porcentaje de pérdidas no técnicas para el año 1993 fue de 18.71% pero en realidad este porcentaje es de 24.79%, pudiendo incrementarse al 30.81%. La diferencia entre estos porcentajes se debe a los abonados Refinería, Alumbrado Público, con consumo fijo y los cargos y descargos de energía por refacturaciones.

Factores no considerados para un real Balance Energético

Abonado Refinería: Para el cálculo de las pérdidas totales en el modo actual, se incluye el total de la energía facturada a este abonado (1'728.000 KWH fijos como consumo mínimo, según contrato suscrito entre Refinería-EMELESA-INECEL, vigente hasta junio/94), mientras que el consumo real es variable. En el Cuadro N. 12, se observa lo dicho anteriormente, donde el porcentaje de la energía facturada contra lo consumido es 19.16% para el año 1992 y para 1993 se incrementa al 25.37%, contribuyendo al incremento de las pérdidas totales en un 2.71%.

Alumbrado Público: Según la Sección Inventarios y Avalúos, la potencia instalada por alumbrado público en el área de concesión de EMELESA es de 1.806 KW, lo que significa un consumo de energía de 650.000 KWH mensuales.

El valor fijo establecido para la facturación de este abonado actualmente es de 953.900 KWH, lo que refleja una sobrefacturación del 47%, contribuyendo al incremento de las pérdidas totales de energía en un 2.63% anualmente.

Abonados con Consumo Fijo: Son los abonados a los cuales se les factura como energía consumida fija 160 KWH y representan 4.896 abonados, facturándose por consiguiente 783.355 KWH mensualmente. Estos abonados por su condición socio-económica, y de las inspecciones realizadas tienen como carga instalada uno o dos focos, un radio, un televisor blanco y negro, por consiguiente la energía consumida aproximada es de 80 KWH, lo que equivaldría a 391.600 mensual, existiendo una sobrefacturación del 99.9%, incidiendo en un 3.39% en el incremento de las pérdidas de energía totales.

Calidad de la Facturación: No se toma en consideración los KWH refacturados, debido a los reclamos de los abonados, donde la energía por este concepto influye en la determinación de las pérdidas de energía totales, de tal manera que para 1992 la facturación inicial disminuye en un 2.98% y para 1993 es del 3.15%.

El Departamento de Clientes para este informe ha realizado los Balances Energéticos de los cantones Atacames (Cuadro N. 13), San Lorenzo, y la parroquia Borbón, siendo los porcentajes de pérdidas: Atacames, 29.58%; San Lorenzo, 35% Borbón 45.01% (hasta emisión de mayo/94).

Es importante anotar que el porcentaje de pérdidas de Borbón se debía exclusivamente a error de toma de lectura, donde la relación KWH/Abonado era de 76.23 y luego de corregido este desfase esta relación se incrementa a 138.64. Cuadro N. 14.

Para calcular las pérdidas de energía no técnicas de San Lorenzo se tomó como base de comparación la relación KWH/Abonado de Borbón y la de San Lorenzo (133.76 KWH/Ab.), y debido a las condiciones socio-económicas de las habitantes de San Lorenzo esta relación debe ser estimativamente de 180 KWH/Ab.

Los porcentajes antes dichos reflejan la realidad de la comercialización de la energía eléctrica por parte de EMELESA durante los años 1992 y 1993, lo mismo que está muy por encima del valor óptimo deseado (8-9%), de acuerdo a lo que refleja el Cuadro N. 15.

Ante tan crítica situación, los programas de reducción de pérdidas no técnicas deben ser totalmente reestructurados, así como los procedimientos administrativos.

El Departamento de Control de Pérdidas de Energía comerciales, para poder estructurar un programa de reducción de pérdidas, tendiente a disminuir este porcentaje, debe conocer los índices de pérdidas por tipo de tarifa, por S/E, por alimentadores, por estación o agencia, etc.; utilizando los métodos establecidos por los Estudios del Banco Mundial.

A continuación se plantea el siguiente programa tendiente a reducir el alto porcentaje de pérdidas comerciales:

- 1.- Instalación de medidores a los abonados facturados con valor fijo, a excepción de aquellos abonados de difícil acceso y que el costo de toma de lectura resulte elevado para la Empresa.
- 2.- Cambio de medidores a las instalaciones legalizadas, pero que tienen el medidor fuera de servicio o retirado.
- 3.- Detección de instalaciones fraudulentas y corte de las mismas, así como de las instalaciones legalizadas
- 4.- Legalización de usuarios arbitrariamente enganchados a las redes de distribución.
- 5.- Controlar a todos a aquellos abonados que se les suspenda el servicio por deuda.
- 6.- Instalación de medidores ajustándose a las Normas Técnicas y Reglamentos para Acometidas y Medidores.
- 7.- Para abonados con demanda superiores a los 390 KW (1.200 amp), registrar la medición en alta tensión.
- 8.- Controlar el factor de potencia a todos los abonados comerciales con demanda e industriales con demanda.
- 9.- Chequear el desfase de registro del consumo por error propio del medidor en instalaciones donde existan varios medidores.

- 10.- Educación del usuario sobre las acciones de control de pérdidas.
- 11.- Actualizar el catastro para eliminar las cuentas duplicadas, abonados inexistentes, ubicación correcta del abonado, reducir las rutas para un mejor control, tanto de toma de lectura, corte y reconexión, y actualizar la información del abonado.
- 12.- Sistemas de evaluación y planificación de las acciones. Para que el plan de reducción y control de pérdidas sea efectivo, se debe elaborar el plan de acciones en el cual se especifique la tarea a desarrollar, el tiempo de duración, los recursos necesarios y el responsable de la misma. La fecha de iniciación y terminación de cada acción y su evaluación forman parte integral del programa.
- 13.- Recolectar y procesar la información que se derive de todas y cada una de las acciones efectuadas.
- 14.- Elaborar informaciones mensuales sobre los resultados del programa de disminución y control de pérdidas.
- 15.- Determinar las dificultades que se presentan para el cumplimiento de las acciones con miras a formular los correctivos necesarios.
- 16.- Elaborar evaluaciones periódicas de la relación Beneficio-Costo, de cada una de las acciones

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

Debido a las restricciones económicas que afectan a las Empresas Eléctricas del país, se deben analizar alternativas que sin descuidar la calidad del servicio, faciliten el desempeño económico y financiero de las mismas. A continuación se presenta el análisis, técnico-económico de las Areas: de Clientes, Recaudación y Control de Pérdidas, que intervienen para la implantación del modelo de comercialización selectiva propuesto, tomando en cuenta las siguientes condiciones: para la estimación de la mano de obra de 1995, se considera un incremento del 22% con respecto a 1994 y para 1996 un incremento del 23% con relación a 1995, de acuerdo a lo establecido por la contratación colectiva de la Empresa. Para los equipos y herramientas se considera un escalonamiento del precio promedio del 4.17% mensual.

- a) **DEPARTAMENTO DE CLIENTES.**— Con la implantación del modelo propuesto se tiene previsto facturar al 23,34% de los abonados, que equivale el 81.81% de la facturación total, en un promedio de 5 días, utilizando para el efecto los recursos descritos en la Tabla N. 1. En caso de que la Empresa no aplicara el modelo propuesto, persistirá indefinidamente un costo financiero, que se demuestra en el siguiente cuadro, tomando en cuenta un crecimiento de la energía disponible del 5.5% anual y un interés anual del 48.36% para 1995 y manteniéndolo constante para el siguiente año:

COSTO FINANCIERO POR FACTURACION

(miles de sucres)

COSTOS DPTO. CLIENTE	1995	1996
Mano de Obra	38.722	47.628
Equipos y Material	17.735	24.055
TOTAL COSTOS	56.457	71.683
Facturac.Vta.Energi	11'989.665	13'788.115
Costo Financiero	483.183	555.661

- b) DEPARTAMENTO DE RECAUDACION.- Para el control de la recaudación de los abonados, se prevee la utilización de 10 grupos de trabajo, conformados por dos personas cada uno y un vehículo alquilado, según consta en la Tabla N.2, grupos que serán distribuidos por rutas y tipos de abonados, de acuerdo a la facturación selectiva, que tiene por objetivo principal la recuperación del 100% de la facturación, manteniendo además constantemente dos grupos de corte-reconexión para la recuperación de la cartera vencida. Los costos y beneficios que tendría la Empresa al aplicar el modelo se resumen en el siguiente cuadro:

BENEFICIOS POR RECAUDACION

(miles de sucres)

COSTOS RECAUDACION	1995	1996
Mano de Obra.	202.523	249.103
Equipos y Herramientas	158.303	193.642
TOTAL COSTOS	360.826	442.745
Facturación Vta.Energía	14'655.501	16'853.826
Recaudación Selectiva	14'655.501	16'853.826
Beneficio del Modelo	2'491.436	2'865.151

En caso de que la Empresa no aplicara el modelo de recaudación selectiva propuesto, le representaría un incremento de la cartera vencida para 1995 de 2.491 millones de sucres y para 1996 de 2.865 millones de sucres, comparación basada con el promedio de recaudación histórico que se ha mantenido en estos últimos años (83%).

- c) DEPARTAMENTO CONTROL DE PERDIDAS DE ENERGIA.- Al aplicar el modelo propuesto se tiene programado recuperar el 3% anual de las pérdidas totales de energía, mediante la legalización de acometidas clandestinas, reemplazo de medidores, chequeo de abonados de consumos elevados, necesitando para el efecto la utilización de los recursos requeridos en la Tabla N. 3. y tomando en cuenta un crecimiento de la energía disponible del 5.5%, según datos históricos. Los costos y beneficios que tendrá la Empresa por la reducción de las pérdidas de energía, se

resumen en el siguiente cuadro:

BENEFICIOS POR CONTROL DE PERDIDAS

miles de sucres

COSTOS C.P.E.	1995	1996
Mano de Obra	170.521	209.740
Equip. y Herram	278.988	434.890
TOTAL COSTOS	449.509	644.630
KWH Recuperados	4'657.000	4'913.000
S/. Recuperados	698.550	992.426
P M V	150	202

El siguiente cuadro resume los costos y beneficios de las tres áreas estudiadas que intervienen en la aplicación del modelo de comercialización selectiva propuesto:

MODELO DE COMERCIALIZACION SELECTIVA

RESUMEN DE COSTO-BENEFICIO

en miles de sucres

AÑOS	CLIENTES	RECAUDACIO	CTRL. PERD	TOTAL
1995				
COSTOS	56.457	360.826	449.509	866.792
BENEFICIO	483.183	2'491.436	698.550	3'673.169
1996				
COSTOS	71.683	442.745	644.630	1'159.058
BENEFICIO	555.661	2'865.151	992.426	4'413.238

En el cuadro anterior se observa que la relación Beneficio/Costos para 1995 es de 4.24 y para 1996 es de 3.81, lo que demuestra que las inversiones orientadas a la pronta facturación, oportuna recaudación y la reducción de pérdidas comerciales, son rentables, presentando altas relaciones de beneficio-costos.

ANÁLISIS A VALOR PRESENTE.- Para llevar todos los beneficios a la fecha de referencia del análisis, se utilizará la siguiente expresión:

$$VP = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1 + i)^t}$$

Donde: VP = valor presente
 B = beneficios en el año t
 C = costos en el año t
 i = tasa de retorno
 t = número de años

La definición del valor de tasa de retorno que se usa en la evaluación de un proyecto, está íntimamente relacionada con la naturaleza de la empresa y la finalidad del proyecto analizado.

En la situación presente, por tratarse de una empresa de servicio público, la finalidad de las inversiones que se realicen serían básicamente, para dar un servicio continuo y en las mejores condiciones.

Una tasa de retorno adecuada es la que considera el costo del dinero, que en forma general, dadas las condiciones actuales del país, es mayor que los niveles de inflación, tomándose en este caso el 48.36%.

Para el caso de este análisis los beneficios que la empresa obtendría a la fecha, aplicando el modelo propuesto, sería de 4,999 millones de sucres.

6.5 VENTAJAS DEL MODELO

La aplicación del modelo propuesto tendrá las siguientes ventajas para la Empresa:

Facturación Inmediata.- Las facturaciones se harán en bloque de acuerdo por sectores de abonados, según lo expuesto anteriormente, facturaciones que se procesarán en un tiempo mínimo, es decir dentro de 4 días para los sectores comercial, industrial y oficiales y 8 días para el sector residencial, obteniendo una optimización del tiempo en aproximadamente 30 días y la disponibilidad de recaudar en menor tiempo las emisiones.

Recaudación de Emisiones en menor tiempo .- Las recaudaciones de los valores por consumo de energía se realizarán en menor tiempo de lo previsto actualmente, considerando que el primer bloque facturado saldrá a ventanilla al segundo día de iniciado

el proceso, mientras que el segundo bloque se cargará en ventanilla al quinto día de iniciado el proceso, es decir que los dos bloques facturados se podrán recaudar en menor tiempo, con una facturación de aproximadamente 772 millones, que cubre el 64.37% de la actual facturación total, resultando un adelanto en la recaudación de 33 días.

Recuperación costo financiero .- Obteniendo un adelanto en las recaudaciones de los valores por consumo de energía, en 33 días, significa que la Empresa recupera en relación al sistema actual un monto aproximado de 40 millones de sucres mensuales en la prontitud del pago por parte de los usuarios.

Liquidez .- Con el modelo propuesto la Empresa recaudará oportunamente los valores facturados a los usuarios, y podrá disponer de ese dinero para cubrir los gastos de las necesidades inmediatas, así como cancelar oportunamente los valores a INECEL, por la compra de energía.

Mejor Control de los Usuarios.- Tanto para el Area de Recaudación como para el Area de Control de Pérdidas de Energía, resulta manejable el control de los abonados morosos e ilegales o con conexiones defectuosas, debido a la holgura del tiempo entre cada emisión.

CONCLUSIONES

1.- Los ingresos de la Empresa son menores a los gastos, principalmente por las siguientes razones:

- Pérdidas de sures en la facturación
- Incremento de la cartera vencida, por falta de pago
- Mala distribución de los gastos

Esto ha ocasionado que el deficit acumulado de la Empresa al 31 de diciembre de 1993, ascienda a 3.393 millones de sures, que corresponde al 29.32% de los ingresos.

2.- El Departamento de Pérdidas de Energía no conoce los índices de perdidas por tipo de abonados, por bloques de energía (S/E),etc., lo que significa que no dispone de los datos reales para elaborar un programa de trabajo que de resultados eficientes.

3.- El cálculo del porcentaje de pérdidas de energía no técnicas está mal concebido, por lo tanto, en el Capítulo N. 6 se establece la forma para calcular correctamente este porcentaje.

- 4.- Las recaudaciones de los valores por venta de energía son inferiores al monto total de las emisiones, consecuentemente no existe recuperación de la cartera vencida, si no más bien que se incrementa. Resultado debido básicamente por la falta de equipos para el control de los abonados morosos y errores administrativos.
- 5.- Los gastos de comercialización son los más bajos de la Empresa, a lo largo del período analizado, y es más año a año decrecen, debido a la falta de planificación en base a políticas de comercialización.

Debido a las conclusiones expuestas, podemos afirmar que la gestión de comercialización es deficiente, y basado en estos resultados, se propone el Modelo de Comercialización Selectivo.

RECOMENDACIONES

- 1.- Implantar el modelo propuesto, con el que se obtendrá una importante disminución del tiempo que se utiliza para los procesos de toma de lectura, facturación y recaudación de las emisiones por consumo de energía, lográndose reducir aproximadamente 30 días en estos procesos.
- 2.- Mejorar la atención al usuario, a través de la automatización de la Ventanilla de Contratos, con lo que se obtendrá información oportuna para agilizar los procesos de captación de nuevos clientes e informar mejor a los usuarios de la Empresa. Con esta automatización se logrará implantar el programa de cálculo automático por cobros de derechos a los diferentes usuarios, que en la actualidad es fijo para todo tipo de usuario, valores que incrementarían los ingresos de explotación que no son por venta de energía.
- 3.- Que los Organismos Superiores de la Empresa asignen mayores recursos al Presupuesto del Area de Comercialización, a fin de conseguir los objetivos propuestos y obtener mayores ingresos por la recaudación de los valores por consumo de energía, inversión que se estaría recuperando en el primer año de la aplicación del modelo propuesto.

- 4.- El Departamento de Pérdidas de Energía, debe recopilar información mensual sobre el consumo y facturación de los abonados, para establecer políticas de recuperación y planes de trabajo, con el fin de lograr resultados eficientes.
- 5.- La determinación de las pérdidas de energía totales debe basarse en los KWH consumidos reales, para esto debe conocerse el monto exacto de KWH consumidos tanto por Alumbrado Público como por el Abonado Refinería. Cuadro N. 14.
- 6.- Exigir la instalación de banco de capacitores para compensar el bajo factor de potencia a 0.9 de aquellos abonados con factor de potencia menor a 0.9.
- 7.- Controlar los gastos de operación y administración, a fin de acortar la brecha entre los gastos y los ingresos.

Como la Gerencia como los Organismos Superiores de la Empresa deben dar todo el apoyo necesario para lograr que el Area de Comercialización crezcan eficientemente y pueda lograr los mejores resultados que redundarán en el beneficio de la misma.