



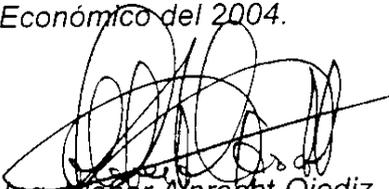
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.  
Machala - Ecuador

Machala, 26 MAY 2005

P. E. 557

**A: DIRECTORIO DE EMELORO**

*Para conocimiento y aprobación, adjunto la Memoria de Gestión Gerencial de Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., correspondiente al Ejercicio Económico del 2004.*

  
Ing. Néber Apreht Ojediz  
**PRESIDENTE EJECUTIVO**

Lucy M.  
2005-05-25

Dist.: Secretaría P.E.  
Archivo General



## MEMORIA DE GESTION GERENCIAL, AÑO 2004

### 1. INTRODUCCION.

#### 1.1 . MARCO LEGAL GENERAL.

Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A. se constituyo en la ciudad de Machala, Provincia de El Oro el 6 de octubre de 1964, cuyas siglas es **EMELORO**, es una Sociedad Anónima que se rige por las leyes del Ecuador y el Estatuto Social de la misma. Constituida para ejercer sus actividades dentro del país y principalmente en la Provincia de el Oro y zonas aledañas de la provincia del Azuay y Guayas. El plazo de duración de la sociedad es de 99 años.

#### 1.2. REFORMA ESTATURIA Y AUMENTO DE CAPITAL SOCIAL

La escritura Pública contiene el Estatuto Social reformado de la Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., celebrada el 13 de agosto de 1998 y debidamente inscrita en Registro Mercantil con número 639 y anotada en el Repertorio bajo el No 1396 en Machala el 25 de agosto de 1998, dando así cumplimiento a la resolución 98-6-61-0518 dictada por la Superintendencia de Compañías, mediante el cual se aprueba la Escritura Pública de la Reforma Estatutaria.

#### 1.3. OBJETIVO

La constitución de la compañía tiene por objetivo realizar una diversidad de actividades tendiente a la distribución y comercialización de energía eléctrica hasta el cliente final (abonado), en el estricto cumplimiento de las disposiciones generales y vigentes reguladas por la Ley de Compañías. La Empresa podrá celebrar toda clase de actos y contratos, además de suscribir acciones en compañías constituidas o por constituirse.

### 2. ASPECTOS GENERALES

#### 2.1. ACCIONISTAS

La Empresa tiene como accionistas locales al H. Consejo Provincial de el Oro y los Municipios de Machala, Pasaje, Santa Rosa, Zaruma, Arenillas, Huaquillas, Piñas, y Marcabelí; como accionistas regionales al H. Consejo Provincial del Azuay y Municipio de Pucará y como accionista nacional y mayoritario al Fondo de Solidaridad.

#### 2.3 INTEGRACION DE LOS ORGANOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

La Junta General de Accionistas y el Directorio de la Empresa en el año 2004 está integrada de acuerdo al detalle que a continuación se indica:



## 2.4 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

Capitán Milton Ordóñez Rubio  
Ecón. Patricio Jijón  
Sr. Marcelo Cabrera Palacios  
Ing. Montgomery Sánchez Reyes  
Dr. Mario Minuche Murillo  
Sr. Francisco Rivera  
Dr. José Paladines Alverca  
Sr. Manuel Aguirre  
Prof. Manuel Calozuma  
Sr. Jaime Granda  
Prof. Norman Astudillo  
Ing. Clemente Bravo Riofrío  
Sr. Milton Mogrovejo

Gerente del Fondo de Solidaridad  
Comisario de Emeloro  
Prefecto Provincial del Azuay  
Prefecto Provincial de El Oro  
Alcalde de Machala  
Alcalde de Pasaje  
Alcalde de Arenillas  
Alcalde de Huaquillas  
Alcalde de Marcabeli  
Alcalde de Piñas  
Alcalde de Zaruma  
Alcalde de Santa Rosa  
Alcalde de Pucara

## 2.5 DIRECTTORIO

Lic. Silvana Dueñas Hurtado  
Ing. Marco Román Gallardo  
Dr. Gabriel Bonilla Lam  
Sra. Bertha Tenezaca de Gavilanes  
Sr. Oscar Luna Montoya

Sra. Karina Brito de Arias  
Ing. Kléber Alprecht Ojediz

Presidenta del Directorio  
Por el Fondo de Solidaridad  
Por el Fondo de Solidaridad  
Por el Gobierno Autónomo de El Oro  
Por el Consejo Provincial del Azuay y  
Municipalidades  
Por los trabajadores  
Secretario

## 3. OBJETIVOS FUNCIONALES

### 3.1 Financieros

- Tiene por objetivo fundamental la administración de los recursos económicos y financieros de la Empresa.

### 3.2. Técnicos.

- Mejorar la calidad del servicio que actualmente se le ofrece a sus usuarios, reducir los tiempos de interrupción del suministro de energía, así como también incrementar la calidad operativa del sistema eléctrico
- Cumplir con lo que establece la LRSE, para la planificación de los Sistemas de Subtransmisión y Distribución de EMELORO, en la que se considera el crecimiento de la demanda y aspectos muy importantes como son mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica, compensar el déficit de reactivos, regular el voltaje, reducir pérdidas, entre otros.
- Mantener actualizada y automatizada la información correspondiente a la compra de energía en el mercado de contratos y ocasional.



- Elaborar Estudios de Tarifas: Valor Agregado de Distribución y Déficit Tarifario.
- Formular Estudios de Costos Unitarios para presupuestar obras eléctricas.
- Controlar eficientemente, los activos y bienes de propiedad de EMELORO

### 3.3. Comerciales.

- Incrementar el grado de satisfacción de nuestros clientes
- Fomentar una cultura de pago puntual en nuestros clientes
- Disponer de una facturación oportuna y veraz
- Ampliar los centros de recaudación.
- Reducir el hurto de energía en todas las extractos sociales y sectores productivos
- Crear una cultura de uso racional de la energía eléctrica
- Mejorar el proceso de captación de nuevos abonados

### 3.4. Administrativas

- Realizar un proceso de reingeniería de personal
- Realizar una revisión de los Procedimientos Internos
- Analizar y Rediseñar los Procesos claves de Administración y Finanzas
- Mejorar la Atención a Clientes
- Elaborar un Plan anual de capacitación.

## 4. METAS

### 4.1 Financieros

- Presentación oportuna de los Estados Financieros
- Presentación oportuna del Presupuesto anual, reforma y liquidación
- Determinar oportunidades de cobros y pagos procurando un adecuado equilibrio entre ingresos y gastos.
- Atención eficaz de los procesos de adquisición
- Control y manejo de los inventarios
- Cancelación oportuna de las obligaciones con terceros
- Controlar el correcto y oportuno ingreso de los recursos financieros
- Propender a la automatización de los sistemas de información

### 4.2. Comerciales

- Reducción del 30% de la Cartera Vencida, por lo que se logró recuperara USD\$ 325,193.31 de US\$ 1'087,885.67
- Incremento del índice de recaudación al 84.11%
- El tiempo de reparación de daños en acometidas está dentro de lo planificado, toda vez que al finalizar el año este tiempo fue de 6.6 horas.
- El tiempo de atención de nuevos servicios se logro reducir a 6.8 horas



#### 4.3. Técnicos

- Seguimiento al cumplimiento del Plan de Expansión de EMELORO. (Estado 80%)
- Actualización y Digitalización del Sistema Eléctrico de Distribución por etapa funcional: Subtransmisión, Subestaciones, Primarios, Secundarios y Alumbrado Público (por cantón y/o por centro poblado urbano y rural). (Estado 60%)
- Actualización de la Base de Datos y Sistema de Distribución en el DPA/G. (Estado 60%)
- Balances Energético y Económico de Compra de Energía. (Estado 100%)
- Estudio y Análisis de las Pérdidas del Sistema de Distribución por Etapa Funcional: Monitoreo y Reconfiguración de Alimentadores Primarios
- Actualización de la Información Estadística General de la Empresa. Elaboración de Boletín Estadístico. (Estado 100%)
- Monitoreo de Calidad: Automatización, Procesamiento de la Información y Emisión de Reportes. (Estado 70%)
- Proyección de Demanda de Potencia y Energía.- Presupuesto de Compra y Venta de Energía en el MEM. (Estado 100%)
- Estudios Técnicos de Ingeniería Eléctrica (Estado 90%)
- Estudio para el Cálculo del VAD 2004. (Estado 100%)
- Implementación del Sistema de Medición Comercial, en los puntos de entrega tanto del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador como del Perú.
- Presentación de los balances económicos por compra de energía en el MEM
- Sistematización de la Administración de Activos mediante los módulos informáticos "Sistema de Inventarios", Control de Bienes y Valuación de Activos. (Estado 50%)
- Valoración de Activos con su respectiva depreciación (Estado 100%)
- Elaboración de guías de diseño para codificación de materiales eléctricos Identificar y cuantificar los materiales existentes en las bodegas, clasificándolos en buen estado, con movimiento, sin movimiento y mal estado. (Estado 100%)
- Diseño y ejecución de un plan piloto para el levantamiento de información del Sistema Eléctrico. (Estado 100%)
- Elaboración del Estudio del Valor Agregado de Distribución VAD 2004-2005, y gestión de aprobación ante el CONELEC. (Estado 100%).

#### 5. POLITICAS

- Administrar eficiente, rentable, austera y transparentemente los recursos económicos
- Reducir anualmente los gastos de operación y administración
- Reducir las pérdidas técnicas y por comercialización
- Realizar las negociaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista de tal forma que el análisis Costo – Beneficio sea lo más rentable posible.
- Realizar inversiones en nuevas tecnologías de servicio
- Mejoramiento de la calidad de operación, servicio y producto
- Apoyar el nivel de capacitación y calidad del personal Administrativo y Operativo



- Realizar un manejo eficiente de políticas ambientales

## 6. GESTION ECONOMICA FINANCIERA

Los Estados Financieros de la Empresa, han sido elaborados de conformidad con lo establecido en la Compañía, Estatutos de la Empresa, Sistema Uniforme de Cuentas, Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados y recomendaciones de los Organismos de Control.

Los principales aspectos económicos financieros se detallan a continuación

### 6.1. Estructura Del Capital Social Suscrito y Pagado

El Capital Social, suscrito y pagado es de US\$3,018,467.20 constituido por 7,546,168 acciones ordinarias y nominativas de US\$0.40, distribuido de la siguiente manera:

ACCIONISTAS	ACCIONES	VALOR	%
Fondo de Solidaridad	6,511,385	2,604,554.00	86.29
Consejo Provincial de El Oro	1,008,109	403,243.60	13.36
Consejo Provincial del Azuay	8,000	3,200.00	0.11
Municipio de Machala	2,459	983.60	0.03
Municipio de Santa Rosa	5,651	2,260.40	0.03
Municipio de Pasaje	1,145	458.00	0.02
Municipio de Arenillas	718	287.20	0.01
Municipio de Zaruma	1,387	554.80	0.02
Municipio de Huaquillas	2,303	921.20	0.03
Municipio de Piñas	2,711	1,084.40	0.04
Municipio de Marcabeli	500	200.00	0.01
Municipio de Pucará	1,800	720.00	0.02
<b>TOTAL</b>	<b>7,546,168</b>	<b>3,018,467.20</b>	<b>100.00</b>

La Dirección Financiera a través del Departamento de Contabilidad ha mantenido durante el presente ejercicio económico del 2004 un sistema de control interno que permita conocer la composición de los activos y pasivos para emitir los resultados financieros en forma mensual. Anualmente preparar información para los Organismos Superiores.

Se continuó durante el año 2004 con la implementación de los controles contables, a través de revisiones y conciliaciones de cuentas firmando para el efecto las respectivas actas.

Durante el año 2004 se trabajó en la implementación del Sistema para Control de Inventarios reestructurando la codificación de los materiales eléctricos y suministros, sin embargo en la actualidad solamente las Agencias y Subagencias lo tienen implementado, no así la Bodega General, quién es la encargada del control de los inventarios.



Dentro del proceso de análisis de los Estados Financieros se establece los siguientes índices:

## **6.2 Índice de Gestión Financiera**

Para mejor ilustración en los anexos N° 1, 2 y 3 se presentan los índices de gestión financiera de la Empresa.

### **6.2.1 Ventas**

De acuerdo al análisis comparativo entre los ejercicios económicos 2003 y 2004, se observa un incremento en las ventas del 2.2% que con relación a los periodos 2002 y 2003 sufrió una disminución del 8.34%.

### **6.2.2 Gastos Financieros**

Emeloro durante el año 2003 registro por concepto de gastos financieros \$2,257,208.64 y durante el 2004 \$2,272,533.14, apreciándose un incremento de 0.70%.

## **6.3 INDICE DE LIQUIDEZ O SOLVENCIA**

### **6.3.1 INDICE DE CAPITAL DE TRABAJO**

Este indicador nos presenta que durante el año 2004 la Empresa tiene el valor de US\$-32.948,528.55 en forma negativa, que en relación al 2003 se mantuvo en forma positiva la cantidad de US\$ 1,206,467.87, la presente variación es debido a la transferencia de valores por concepto del servicio de la Deuda Externa que durante el 2003 se contabilizo como una cuenta a largo plazo.

Toda empresa debe mantener un nivel mínimo de capital neto de trabajo, requisito que tiene el propósito de forzar a la empresa a mantener suficiente liquidez operativa, lo cual ayuda a proteger a los préstamos del acreedor.

### **6.3.2 INDICE DE SOLVENCIA**

La transferencia de la Deuda externa al pasivo corriente afecta significativamente su solvencia, en razón que la Empresa tiene US \$0.39, para cubrir su deuda a corto plazo, que en relación a los periodos de años anteriores ha sufrido un decremento de U.S \$0.61.

### **6.3.3. PRUEBA ACIDA**

El ratio de 0.32 en el año 2004 representa el número de dólares que tiene la Empresa para cubrir sus deudas a corto plazo.

Este índice es similar al índice de solvencia con la excepción de que el inventario es excluido, el cual suele ser activo circulante menos líquido.



Se calcula restándole al activo circulante los inventarios y dividiendo el resultado obtenido entre el pasivo a corto plazo.

Esto se debe a que del total de los activos de una empresa, los inventarios suelen ser el renglón menos líquido, además de que pueden producir pérdidas con mayor facilidad. Por lo tanto, esta medida de capacidad para cubrir deudas a corto plazo sin tener que recurrir a la venta de los inventarios es importante.

#### 6.3.4 INDICE DE LIQUIDEZ INMEDIATA

El índice de 0.18 en el año 2004, demuestra un comportamiento de desmejoramiento con relación al año 2003, lo cual indica que la capacidad de pago de los pasivos corrientes con relación a los activos inmediatamente liquidados es crítica.

#### 6.3.5 INDICE DE LIQUIDEZ DEL ACTIVO CORRIENTE

Este índice mide la relación de los activos menos liquidados con respecto al total del activo corriente, presentando para el presente ejercicio 0.18, es importante señalar que mientras más alto sea este índice la Empresa es menos líquida.

#### 6.3.6 COBERTURA DE GASTOS DE OPERACIÓN

Este índice con relación al año 2003 ( 0.30 ) sufrió un incremento de 0.01, en razón que en el presente ejercicio es de 0.31, el cual mide la disponibilidad de efectivo con relación a los egresos de tesorería.

### 6.4 INDICE DE EFICIENCIA

#### 6.4.1 ROTACION DE CUENTAS POR COBRAR

En lo que respecta a cuentas por cobrar el índice de 4.00 para el año 2004 significa que las mismas rotan en un promedio de 4 veces al año, este índice no es muy favorable por cuanto la técnica indica que mientras más alta sea su rotación en menor tiempo se convierten en efectivo.

### 6.5 INDICE DE ENDEUDAMIENTO

#### 6.5.1 SOLIDES

Este índice indica la relación del pasivo total frente al activo total en todos los periodos analizados, esto es: años 2002, 2003 y 2004 observándose que es de 0.84, 1.09 y 1.35 respectivamente, del total de activos.

Conforme se demuestra el índice es elevado y nos indica que la Empresa depende mucho de los acreedores y que dispone de una limitada capacidad de endeudamiento o en su



defecto se puede señalar que se esta descapitalizando y funcionando con una estructura financiera muy arriesgada.

#### 6.5.2 INDICE PASIVO SOBRE PATRIMONIO

Este índice mide el grado de endeudamiento para el año 2004 es de -3.90, debido que el patrimonio de la Empresa es negativo y automáticamente la Empresa está en proceso de liquidación ante la Superintendencia de Compañías, por lo que se tiene que tomar las acciones correctivas con la finalidad de mejorar su situación económica – financiera

#### 6.5.3 PASIVO A CORTO PLAZO SOBRE PATRIMONIO

En el año 2004 tuvo un comportamiento desfavorable de -2.01, ya que indica el número de veces que el pasivo a corto plazo es superior al Patrimonio, el cual es negativo; por lo tanto, la relación del índice analizado es crítica.

#### 6.5.4 INDICE DE COBERTURA DE INTERESES

La situación económica – financiera de la Empresa, conlleva a que las cifras de sus estados de resultados en los periodos de análisis, produzcan cobertura negativa a los intereses pagados, siendo su índice -4.94 en el 2004 .

#### 6.5.5 MARGEN DE UTILIDAD BRUTA

En el análisis este ratio tuvo un comportamiento negativo, debido a la pérdida o déficit que genera EMELORO S. A. por -0.40.

#### 6.5.6 MARGEN DE UTILIDAD NETA

De la misma forma que el índice del margen de utilidad bruta, este indicador mide la relación de la utilidad neta para las ventas, así mismo por la pérdida que genera la Empresa, sus ratios son negativos, ya que para el 2004 es de -0.61 y en el 2003 -0.35.

#### 6.5.7 MARGEN OPERATIVO SOBRE VENTAS

En la relación de utilidad operativa sobre ventas netas, se confirma el comportamiento de los índices anteriores. Los resultados operativos de EMELORO, siguen siendo negativos, esto es: -0.40 para el 2004 y -0.35 para el 2003.

#### 6.5.8 RENTABILIDAD GLOBAL

Los resultados negativos que arrojan los Estados Financieros de EMELORO S.A, determina que la rentabilidad global también sea negativa. En resumen los activos de la Empresa no son capaces de generar utilidades, siendo sus índices para el periodo de análisis los siguientes: -0.17 para el 2004 y -0.12 para el 2003.



### 6.5.9 RENTABILIDAD SOBRE EL PATRIMONIO

Por los resultados negativos que produce la Empresa, la relación de utilidad neta sobre el patrimonio promedio es negativa, cuyo ratio para el 2004 es de -0.76.

### 6.5.10 RENTABILIDAD SOBRE EL ACTIVO

Este ratio que relaciona la utilidad neta dividido para los activos totales, tiene igualmente un comportamiento negativo durante los años de análisis siendo los mismos: -0.26 para el 2004 y -0.15 para el 2003.

### **6.6 VALORES ADEUDADOS A LAS GENERADORAS**

EMELORO al 31 de diciembre de 2004 mantiene en cuentas por pagar a las generadoras la cantidad de \$45,419,489.11, rubro que mes a mes se ha ido incrementado debido a la falta de disponibilidades para cumplir con nuestras obligaciones.

Sin embargo, se debe señalar que esta acumulación de obligaciones pendientes se deben básicamente al déficit tarifario, lo que ocasiona un nivel bajo de liquidez.

### **6.7 LIQUIDACION DEL PRESUPUESTO DE OPERACIÓN**

En la presente ilustración se presenta la Liquidación del Presupuesto de Operación del ejercicio económico del 2004

#### *LIQUIDACION DEL PRESUPUESTO DE OPERACIÓN*

<b>PART. PRES.</b>	<b>DENOMINACION</b>	<b>PRESUP.</b>	<b>EJECUT.</b>	<b>SALDO</b>	<b>%</b>
<b>INGRESOS</b>					
400	DE OPERACION	35.717.013,90	33.899.752,05	1.817.261,85	94,91
420	AJENOS A LA OPERACION	242.679,23	212.009,33	30.669,90	87,36
	<b>TOTAL DE INGRESOS :</b>	<b>35.959.693,13</b>	<b>34.111.761,38</b>	<b>1.847.931,75</b>	<b>94,86</b>
<b>GASTOS</b>					
500	DE OPERACION	42.538.551,35	47.860.823,73	-5.322.272,38	112,51
520	AJENOS A LA OPERACION	96.594,00	96.458,83	135,17	99,86
	<b>TOTAL DE GASTOS :</b>	<b>42.635.145,35</b>	<b>47.957.282,56</b>	<b>-5.322.137,21</b>	<b>112,48</b>
	<b>SUPERAVIT(DEFICIT)PRESUP.</b>	<b>-6.675.452,22</b>	<b>-13.845.521,18</b>	<b>7.170.068,96</b>	<b>207,41</b>



**CUADRO COMPARATIVO DEL PRESUPUESTO DE CAJA  
AÑO 2003**

CONCEPTOS	PRESUPUESTO	EJECUTADO	%
Ingresos	42,863,186.71	38,691,234.20	90.27
Egresos	44,024,007.18	37,303,717.77	84.73
Saldo	-1,160,820.47	1,387,516.43	-119.53
Saldo de Caja-Banco	1,517,227.86	2,418,036.74	
Fideicomiso	1,103,404.72	1,100,093.29	
Superávit(Déficit) de Caja	1,459,812.11	4,905,646.46	

**AÑO 2004**

CONCEPTOS	PRESUPUESTO	EJECUTADO	%
Ingresos	42,415,879.99	39,107,590.79	92.20
Egresos	45,840,979.31	38,359,097.26	83.68
Saldo	-3,425,099.32	748,493.53	-21.85
Saldo de Caja-Banco	1,596,956.98	2,968,842.75	
Fideicomiso	1,828,273.47	1,711,051.19	
Superávit(Déficit) de Caja	131.13	5,428,387.47	

**7. DIRECCION DE COMERCIALIZACION**

**7.1. PRINCIPALES INDICADORES DE GESTION**

INDICADORES	Estatus 31-dic-03	Estatus 31-dic-04
a) Energía Facturada (KWH)	314'029.868	325'062.473
b) Facturación importe (US\$)	32'072.631.19	32'630,831.88
c) Recaudación importe	31'182,364.99	32'695,691.51
d) Recaudación (%)	97.22%	100.20%
e) Cartera vencida (US\$)	1'600,658	1'506,240.
f) Cartera vencida (%)	4.99%	4.61%
g) Número de abonados	145.141	149.129
h) Precio medio de venta	0.10213	0.10038
i) Población servida	96.18%	97%



### OTROS INDICADORES

INDICADORES	Estatus 2003	Estatus 2004	Variación respecto a al año-04
1) Incremento de usuarios con Débito Automático *	2.632	2.495	- 5.20 %
2) Tiempo de solución de reclamos comerciales. +	2.3 días	1.95 días	-0.15%

\* Se nota un decrecimiento del 5.20% en relación al año anterior.

## 7.2 ANALISIS DEL MERCADO

### 7.2.1 AREAS GEOGRAFICAS SERVIDAS

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A. comprende las 14 cabeceras cantónales con sus parroquias y recintos, adicionalmente y por razones de factibilidad geográfica se expande hasta los cantones Pucará y Ponce Enríquez, de la Provincia del Azuay, el cantón Balao y la parroquia Tenguel pertenecientes a la provincia del Guayas, en lo que respecta al Archipiélago de Jambelí y las islas Pongalillo, Bellavista y Costa Rica, no tienen suministro de energía eléctrica las 24 horas del día, debido a que en el mismo el servicio se brinda con generación térmica ubicada en el sector, el cual se brinda por razones de solidaridad social, toda vez que lo recaudado no sirve para compensar los gastos de operación.

### 7.2.2 CLIENTES

El año 2004 inicia con 145.535 clientes y en su transcurso se registraron 3.594 nuevos usuarios, atendándose hasta el final de éste año 149.129 clientes, lo que representa un incremento global del 2.47%.

### 7.2.3. CONSUMO PROMEDIO POR ABONADO

El consumo promedio anual por abonado fue de 2.179.74 Kwh., lo cual representa un incremento del 0.74% con respecto al año 2003, cuyo promedio fue de 2.163.61 Kwh.

### 7.2.4. POBLACION SERVIDA

La población servida por la empresa al 31 de diciembre del 2004 asciende a aproximadamente 605.697 habitantes, que representan el 97% de la población dentro del área de concesión.



### NUMERO DE ABONADOS CLASIFICADOS POR TARIFA

TIPOS DE SERVICIO	Año 2004	Incidencia porcentual
Residencial	129.205	86.64
Comercial	16.138	10.82
Industrial	1.585	1.06
Beneficio Público	1.376	0.92
Asistencia Social	212	0.14
Bombeo de agua	92	0.06
Oficial	462	0.31
Escenario deportivo	35	0.02
Alumbrado Público	24	0.02
<b>TOTAL</b>	<b>149.129</b>	<b>100%</b>

### 7.3. ENERGIA FACTURADA

Durante el año 2004 se facturo 325'062.473 Kwh, lo que representa un 3.51 % de incremento facturado en Kwh, en el año 2003 ( 314'029.868 Kwh), a continuación se detalla el consumo y facturación por tipo de tarifa:

TARIFA	KWH	% Incidencia en Kwh	Facturación (US\$)	Incidencia en Dolares
Residencial	141'328.927	43.48	15'320,586.	46.95
Comercial	64'070.467	19.71	5'919,389.9	18.14
Industrial	51'298.488	15.78	4'099,273.5	12.56
Bombeo de agua	6'411.299	1.97	646'058.07	1.98
Ent. Oficiales	21'068.265	6.48	1'780,570.8	5.46
Alumbrado	40'885.027	12.58	4'864,952.5	14.91
<b>TOTAL</b>	<b>325'062.473</b>	<b>100 %</b>	<b>32'630,831.</b>	<b>100 %</b>

### 7.4. CARTERA VENCIDA

Como puede apreciarse en el cuadro referente a los principales indicadores de gestión, la cartera ( importe) a finales del año 2004 asciende a USD \$1'506.240, lo que significaría una disminución de la cartera solo importe de USD \$94,418.

Revisando la información estadística desde el año 2000 la cartera vencida se ha venido incrementando de manera sistemática, **siendo éste año el único en que la cartera ha experimentado una reducción.**

La Dirección de Comercialización consciente de que es necesario agotar todos los esfuerzos para mejorar resultados, implementó una serie de medidas tendentes a reducir la cartera vencida e incrementar la recaudación, para ello elaboró el **PLAN GENERAL**



**PARA MEJORAMIENTO DE LA GESTION DE COBRANZAS EN LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.**, el mismo que contempla las siguientes acciones:

- Llamar a concurso público a compañías o profesionales con experiencia en recuperación de cartera. (II etapa)
- Realizar cortes continuos hasta llegar a un convenio o cancelación total de la deuda. (I etapa)
- Cancelar deudas pasivas con Depósitos en Garantía. (I etapa)

La Gestión de cobro también se ha apoyado en las siguientes actividades:

- Realizar visitas a los clientes a efectos de viabilizar de mejor manera la gestión de cobro.
- Cobros a través de la vía legal.
- Realizar cortes y recortes a clientes con un mes de deuda.
- Realizar la desconexión definitiva del equipo de medición.
- La emisión de notificaciones a clientes morosos.
- Se están realizando cortes masivos en barrios donde la recaudación es menor al 30%.
- Durante los meses de septiembre y octubre-04 se realizaron cortes nocturnos con las compañías de cortes y reconexiones.
- Distribución de zonas responsabilizando de la cartera del sector a 4 supervisores contando con la colaboración de personal de las direcciones Comercial y técnica.
- Se reestructuró los programas de cobranzas como de facturación para corregir varios inconvenientes y para controlar la cartera, en la actualidad se ejecutan cortes con deudas mayores a 7 dólares y únicamente se paga por el corte y reconexión a la compañía siempre y cuando el cliente cancele sus facturas.
- En la emisión de noviembre-04 las compañías comenzaron a retirar las acometidas y medidores a clientes con deudas mayores a cinco meses.

**En la gestión de cobranzas se encuentran los siguientes inconvenientes:**

- Edificios que no permiten abrir paneles.
- Lugares en que el ingreso es inaccesible, debido al elevado nivel delincuencia.
- Deficiente gestión del departamento Legal para ésta gestión.
- Servicio deficiente del banco, respecto a la recaudación en ventanilla en días de máxima demanda.

Es preciso indicar que los resultados del Plan hasta ahora obtenidos son satisfactorios, toda vez que los índices de cartera vencida tienden a bajar.

En el Anexo # 4 se demuestra el comportamiento de la cartera vencida.



### **7.5. ANTIGÜEDAD Y EVOLUCION DE LA CARTERA VENCIDA (SOLO IMPORTE)**

La cartera vencida durante éste periodo experimentó las siguientes variaciones, de acuerdo a lo que se puede evidenciar en el gráfico que adjunto.

### **7.6. INCREMENTO DE PORCENTAJE DE LA RECAUDACION**

En el año 2004 se facturó por importe la cantidad USD \$32'630,831.88 recaudándose así mismo por importe la cantidad de USD \$32'695,691.51 lo cual representa que se ha recaudado el 100.20% del valor facturado.

**Es preciso recalcar que en los últimos cinco años este indicador como máximo había llegado al 97.22%, ahora se ubica en un 100.20%.**

Gracias a la predisposición de quienes efectúan la gestión de cobranzas tanto en Machala como en las agencias y subagencias del sistema se está logrando mejorar la cultura de pago de nuestros clientes, los resultados obtenidos son favorables, toda vez que se está despertando el interés por pagar en los clientes morosos.

Se están aplicando las acciones contempladas en el Plan General para el mejoramiento de la gestión de cobranzas a efectos de incrementar los índices de recaudación, en los siguientes aspectos:

- Se nombraron Agentes de Cobranzas por zonas, con la finalidad de mantener controlada la ejecución de las tareas encomendadas, los mismos que serán responsables del cumplimiento de las cláusulas contractuales de las compañías de cortes y reconexiones.
- Se establecen indicadores de evaluación para cada Agente de Cobranzas de manera tal que conozcan como evoluciona la recaudación y la cartera vencida en las zonas de su responsabilidad.
- Se está desarrollando un manual de procedimientos de cobranzas.
- Se cambió el modelo de los contratos para las compañías de corte y reconexión, a fin de que se pague por corte y reconexión en función de planilla cancelada.
- Se está velando por la estricta aplicación de las cláusulas de los contratos de cortes y reconexiones.

### **7.8. ATENCION DE REPARACION DE DAÑOS EN ACOMETIDA**

El tiempo empleado para la reparación de daños en acometidas está dentro de la meta planificada, toda vez que a finales del año 2004, éste tiempo es de 6.6 horas, pese a que en estos momentos se realiza la atención de otros servicios como cambio de medidor, servicio nuevo, desconexión definitiva y no se cuenta con el suficiente personal.



### 7.9. TIEMPO DE ATENCION DE NUEVOS SERVICIOS

Al finalizar el año 2004 el tiempo de atención de nuevos servicios masivos se ubica en 6.8' horas, en tanto que el tiempo para la instalación de servicios especiales es de 48 horas.

### 7.10. OTRAS GESTIONES:

- Se concluyó en su totalidad el Proyecto para automatizar el historial de vida de medidores.
- Se terminó satisfactoriamente el rediseño y automatización del proceso de aprobación de proyectos eléctricos.
- La Junta General de Accionistas aprobó una política crediticia en los sectores urbano marginales (clientes de escasos recursos) consistente en la suscripción de convenios de pago sin cuota inicial y con la posibilidad de diferirlos a 48 meses.
- Se reubicó el Laboratorio de Medidores.
- La Superintendencia de Acometidas y Medidores procedió a cambiar los medidores mecánicos trifásicos a electrónicos en toda el área de concesión de Emeloro.
- Se gestionó el convenio de recaudación con la Cooperativa de Ahorro y Crédito 11 de Junio Limitada, así como con la Cooperativa de Ahorro y Crédito Arenillas.
- La Superintendencia de Contratos y Servicios en coordinación con la Superintendencia de Acometidas y Medidores, procedieron a igualar las fechas de lectura de todos los clientes especiales de Machala y Agencias del sistema, para la creación de los ciclos de clientes especiales.
- Se efectuó un censo de Alumbrado Público en las agencias y Subagencias del sistema.
- Se efectuó la facturación de la cartera de EMELGUR a los clientes de Balao y Tenguel.
- De acuerdo a la resolución del CONELEC se implementó el nuevo modelo de contrato de suministro de energía.
- Se implementó el nuevo modelo de la factura de consumo de energía eléctrica, de acuerdo a la regulación del CONELEC.

## 8. DEL REORDENAMIENTO AL PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Una vez aprobada la propuesta en forma inmediata la Superintendencia de Control de Energía determina como fecha inicial el 2 de junio del 2004 para la ejecución de los operativos, dejando las 2 ultimas semanas de mayo para las actividades de capacitación de personal y suministro de materiales.

En cuanto al suministro de materiales todo se cumplió exitosamente a excepción de la adquisición del conductor duplex No. 6(2x6) y los medidores de 120 V 15/100 Amp., lo cual aun se encontraba en proceso de adquisición. Aquello originó un cambio en la distribución de los dos frentes de trabajo, el mismo que detallo a continuación.



El Reordenamiento al Plan de reducción de pérdidas plantea la distribución de 3 equipos de trabajo: 3 unidades operativas para actuar en los sectores periféricos, 3 unidades operativas destinadas a los cascos urbanos y 1 unidad operativa para los abonados especiales.

### 8.1. OPERATIVO POR CUADRANTE

Se delimita el casco urbano de la ciudad de Machala en función de la densidad de consumo y presencia masiva de abonados con tarifa comercial, de la siguiente manera:

De norte a sur desde la Avenida Marcel Laniado hasta la Avenida Arízaga, y de este a oeste desde la calle 10 de Agosto hasta la Avenida Las Palmeras.

Los operativos se realizaron con resultados exitosos por cuanto la revisión de las acometidas y medidores se llevaron a efecto casa por casa con los siguientes promedios por cuadrilla de acuerdo a un cuadro estadístico.

PERIODO	PROMEDIO DE ABONADOS CONTRASTADOS POR DIA
1ra semana (del 1 al 4 jun)	15.52
2da semana (del 7 al 11 jun)	21.17
3ra semana (del 14 al 18 jun)	24.74
4ta semana (del 21 al 25 jun)	22.66
5ta semana (del 28 jun al 2 de jul)	19.43
6ta semana (del 5 al 9 de julio)	25.46
7ma semana (del 12 al 16 de jul)	6.49
8va semana (del 19 al 23 de jul)	29.17
9na semana (del 26 al 30 de jul)	22.54
10ma semana (del 2 al 6 de ago)	23.17
11va semana (del 9 al 13 de ago)	22.09
12va semana (del 16 al 20 de ago)	20.06
13va semana (del 23 al 27 de ago)	14.29
14va semana (del 30/ago al 3/ sept)	17.26
15va semana (del 6 al 10 de sept)	15.62

La revisión y normalización del cuadrante trazado fue concluido en la décima semana, a partir de la cual, se reorientó las 7 Unidades operativas al sector periférico, zona 12, de acuerdo al cronograma establecido en la propuesta al Reordenamiento al Plan.



## 8.2. OPERATIVOS EN EL SECTOR PERIFÉRICO

Con la estrategia planteada en el Reordenamiento al Plan de reducción de pérdidas se procede en la semana once a la aplicación horizontal de normalización a todos los abonados de la zona 12 los cuales describo a continuación.

- Eliminación general de los ganchos, presionando al pago de los haberes pendientes a varios abonados.
- Otorgamiento de nuevos servicios a usuarios enganchados que no constan en el sistema comercial
- Otorgamiento de nuevos servicios a abonados con línea directa que no constan en el sistema comercial.
- Otorgamiento de nuevos servicios con transferencia de deudas a abonados pasivos con línea directa.
- Otorgamiento de plazos para transferir deudas.
- Retiro de medidores presuntamente trasteados.
- Retiro de acometidas con conductor inadecuado.
- Reubicación de acometidas y medidores.
- Normalización de acometidas.
- Normalización de medidores.

Un caso muy particular es el reclamo de muchos abonados quienes se encontraban enganchados, y solicitaron el servicio en las oficinas principales, pero no fueron atendidos en su momento por falta de medidores, debilidad de la instalación, falta de puesta a tierra, entre otros.

Durante la 12va semana la normativa de exigir el pago del 20% a los abonados que mantienen deudas por energía, además de un límite de tiempo para diferir sus deudas, relegó a las Unidades operativas a convertirse en cuadrillas de corte, por cuanto no estaban autorizadas para normalizar las acometidas y restablecer el servicio. Este impedimento nuevamente exigió la reorganización de las Unidades operativas a los cascos urbanos en los cantones conflictivos, específicamente Huaquillas y Santa Rosa, para luego continuar en las Ciudadelas urbanas con altas densidades de consumo. Paralelo a las acciones indicadas se está ejecutando las fases de hostigamiento a los abonados que reinciden en evadir la energía, mediante las visitas continuas y desconexión de la acometida, además de la reinspección a aquellos abonados que disminuyeron el consumo después del operativo, sobre todo a los abonados del casco urbano.

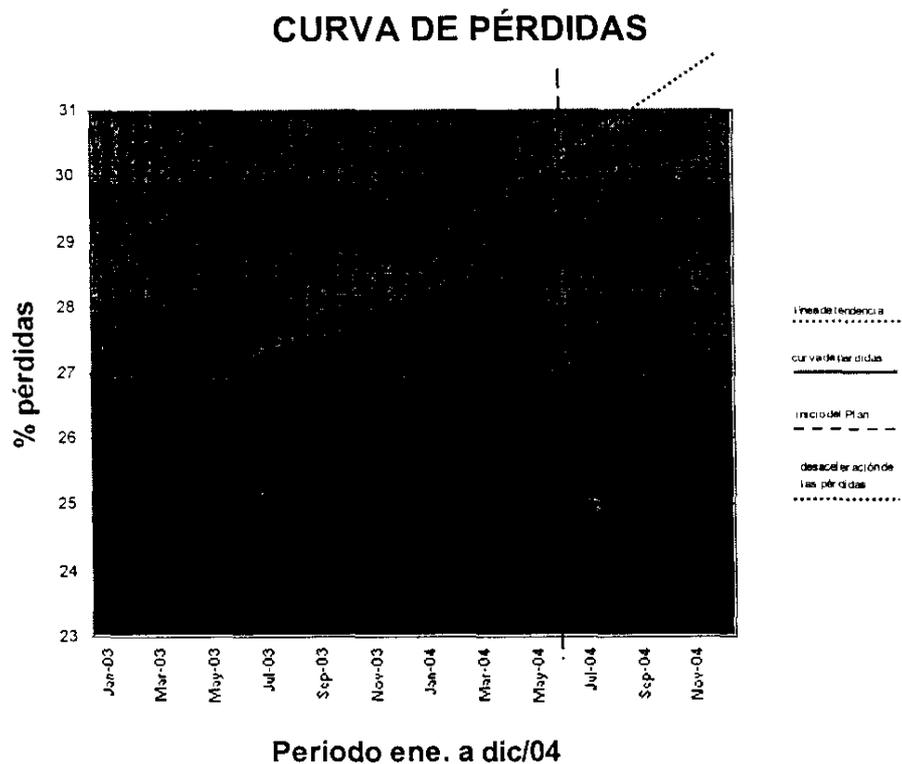
## 8.3. RESULTADOS

El análisis de la curva de pérdidas en base al balance energético muestra una tendencia de crecimiento desde enero/2003 hasta abril/2004, de mantenerse esta proyección al mes de diciembre /2004, hubiera superado el 31.5 % de las pérdidas, no obstante con las facturaciones netas se observa un decrecimiento significativo, lo que permite prever una incidencia positiva de las acciones que se realizan en coordinación con las áreas respectivas.



De acuerdo al Balance Energético que se muestra a continuación, elaborado por la Dirección de Planificación la línea de tendencia de pérdidas proyectada a diciembre/2004 preveía cerrar el año con aproximadamente el 31.6%.

La aplicación del plan permitió reducir las pérdidas desde su inicio hasta diciembre/2004 en aproximadamente 5,45 %, acumulados, gestión que generó una facturación con ingresos estimados de \$ 209.280, USD.



Las tendencias a reducir aun más las pérdidas enfrenta 2 grandes gestiones al interior de la Empresa. Por un lado la actualización de la energía con cargo a Alumbrado Publico y por otro una depuración de abonados con consumo cero tarifados como residenciales y comerciales, para lo cual las áreas respectivas se encuentran elaborando una serie de acciones utilizando al máximo los recursos disponibles.

#### 8.4. INGRESOS

Por este concepto a partir de el 1ro de junio al 10 de septiembre, se refactura por energía un valor equivalente a \$ 54.189,67 dólares a 218 abonados. Lo que permite promediar una facturación mensual de \$ 16.400,00 dólares a través de las 8 Unidades operativas distribuidas hasta la semana 10 en el casco urbano, a estos datos no se incluye las refacturaciones de la Unidad operativa destinada a la supervisión de los abonados



especiales, cuyas refacturaciones por concepto de infracciones superan enormemente a las impuestas en los abonados del casco urbano. Estos índices hasta fines del 2004 se han reducido paulatinamente en virtud del mismo efecto regulatorio.

Una de las fortalezas del Plan consiste en la normalización de los sistemas de medición incluida la acometida de manera horizontal, esto indica que los trabajos que realizan las Unidades operativas por concepto de otorgamiento de nuevos servicios y normalización de acometidas directas, no se incluyan como ingresos sin embargo este procedimiento es asumido íntegramente por las Unidades de Control y facturadas en las respectivas emisiones.

#### **8.5. RENDIMIENTO**

En la fase de planificación se proyectó un promedio de 18 inspecciones unidad-día, con este índice se elaboró el cronograma de actividades distribuidas en la zona de concesión de la Empresa, en sus tres frentes: casco urbano, periféricos y especiales, con sus respectivas normativas de avance.

Como podemos observar en el anexo adjunto hasta la semana 15 se inspeccionan 10.392 abonados, aproximadamente el 90% en zonas de alta densidad de consumo (casco urbano). Contabilizando un promedio de 19,61 inspecciones unidad-día, lo que representa un rendimiento general de casi 1.6 inspecciones adicionales por día, esto es 108% de lo esperado.

#### **8.6 INGRESOS NO CONSIDERADOS**

El Plan aprobado inicialmente en el año 2002 por la Junta General de Accionistas, previó un autofinanciamiento parcial por concepto de medidores que fueron adquiridos e instalados en su totalidad y forman parte de los activos fijos de EMELORO S.A. sin embargo estos valores no ha retornado a la cuenta del Plan, con el valor correspondiente que equivale a un total de 6.637 medidores por un monto aproximado de \$ 148.372,60 dólares.

Además no existe una reglamentación que permita realimentar los ingresos para la consecución del Plan propuesto, no obstante de acuerdo al cuadro de pérdidas adjunto es notable la desaceleración de las mismas lo que debería ser considerado para no generar egresos líquidos de la cuenta operativa.

#### **8.7. SUGERENCIAS**

En el presente año se instalaran 1.000 medidores adquiridos con recursos del Plan, valores que deberán ser asumidos por la Empresa en virtud del déficit existente en Bodega General, igual tratamiento se sugiere para los medidores que fueron comprados durante el año 2003 con estos recursos.



## 8.8. DE LA GESTIÓN DEL PLAN 60

También se implementó mediante labores conjuntas con la Dirección Comercial el Plan-60 cuyos ingresos netos contabilizados por el Sistema Comercial en el periodo de octubre/2004 a diciembre del/2004, arrojó una recaudación neta de \$ 73.931,11 USD, de un total facturado equivalente a \$ 160.054,83 USD, generando una cartera vencida de \$ 66.831,52 USD con corte de caja al 30 de diciembre/2004.

A la presente fecha los índices tanto de pérdidas como por efecto del plan-60 se mantienen favorablemente lo que permite prever los beneficios adicionales que recibe la Empresa. Es importante indicar que el Departamento de Lectores también contribuye exitosamente en la reducción de pérdidas mediante la facturación adicional que se ingresa al sistema.

## 8.9. DE LA GESTIÓN DE ALUMBRADO PÚBLICO

Durante el año pasado se realizó un censo de luminarias en los parques, canchas deportivas multifuncionales y espacios de recreación nocturna, con la finalidad de determinar la cantidad de luminarias instaladas, llegándose a contabilizar un total de 450 espacios de recreación con un promedio de 5 luminarias.

Esta estadística nos permite determinar un consumo aproximado de 40.500 kwh-mes, lo que representa aproximadamente el 5.55 % respecto a la facturación por este concepto en la Provincia y áreas de concesión.

Se realizó varias mediciones en donde se detectó una incidencia de iluminación superior a la destinada para seguridad, (identificación cilíndrica) como función específica del concepto de Alumbrado Público, en algunos casos se constató una iluminación de 100 lux sobre la superficie de trabajo (0.8 mts del suelo). Este servicio entregado por EMELORO S.A. además de mantener niveles superiores de iluminación, se encuentra energizado durante el periodo gobernado por la fotocélula equivalente a 12 horas diarias.

Se sugiere instalar un dispositivo temporizado en el interior de una de las luminarias a fin de que el periodo de encendido de las luminarias necesarias para brindar seguridad sea entre las 18:45 a las 23:45 horas. Esta gestión permitirá un ahorro equivalente al 58,33% del consumo actual por luminaria, considerando que el total de luminarias instaladas es de aproximadamente 118.125 kwh-mes

## 9. DIRECCION DE PLANIFICACION.

### 9.1 SEGUIMIENTO DEL PLAN DE EXPANSIÓN.

La expansión de los sistemas de distribución es responsabilidad de las empresas concesionarias de distribución, por lo tanto se ha efectuado un seguimiento al cumplimiento de las obras previstas en la ampliación y mejoramiento del sistema de



Subtransmisión, subestaciones, redes de media y baja tensión y sistemas de medición, para satisfacer toda la demanda de servicios de electricidad requerida.

La ejecución del Plan de Expansión estuvo acorde con las condiciones financieras de la Empresa, el financiamiento por parte de los municipios y consejos provinciales, el Plan de Electrificación Nacional, los aportes del Programa FERUM aprobados por el CONELEC y financiados por el FONDO DE SOLIDARIDAD.

## **9.2 ACTUALIZACIÓN Y DIGITALIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN POR ETAPA FUNCIONAL: SUBTRANSMISIÓN, SUBESTACIONES, PRIMARIOS, SECUNDARIOS Y ALUMBRADO PÚBLICO (POR CANTÓN Y/O POR CENTRO POBLADO URBANO Y RURAL).**

Actividad realizada en forma continua y diaria, ya que tiene como finalidad mantener actualizado el sistema de distribución, debido a que se incorporan todas las modificaciones, mejoras y ampliaciones en las redes de distribución en toda el área de concesión de la Empresa. La actualización se la realiza en el sitio y luego se digitaliza en Autocad. La información que se dispone permitirá ser migrada a nuevos sistemas para manejo de un Sistema de Información Geográfica (SIG o GIS en sus siglas en inglés).

Así mismo esta información nos permite mantener una base de datos con las estadísticas generales referente al control de los bienes y equipos instalados al sistema eléctrico de potencia.

En forma paralela a los trabajos de levantamiento y actualización del sistema de distribución en Autocad, esta información se ingresa en el software DPA/G, para el manejo de los alimentadores primarios, en el que se pueden realizar estudios especializados de Ingeniería Eléctrica, como son flujos de carga, cortocircuitos, ubicación de bancos de capacitores, reconfiguración de primarios, confiabilidad, coordinación de protección, entre otros.

## **9.3 BALANCES ENERGÉTICO Y ECONÓMICO DE COMPRA DE ENERGÍA.**

El balance energético nos permite determinar las pérdidas totales de energía en el sistema de distribución, las mismas que resultan de la diferencia entre la energía total requerida por el sistema y la energía total facturada, expresadas como un porcentaje de la energía requerida, cuyos resultados representan niveles de eficiencia.

En el Cuadro 1 (Anexo 5) se presentan los Balances Energéticos de los años 2003 y 2004, donde se puede constatar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico de EMELORO, el cual está compuesto de la siguiente manera:

- La energía requerida en barras del Distribuidor (subestación Machala de TRANSELECTRIC) incluido el consumo de islas; para el año 2003 fue de 437.66 MWH/Año, y para el año 2004 es de 466.52 MWH/Año; por lo tanto se ha presentado un incremento anual del 6.59%.



- La demanda máxima (MW) en el año 2003 fue de 82.09 MW, mientras que, para el año 2004 fue de 88.09 MW, es decir se ha incrementado el 7.3% anual.
- Las pérdidas de energía en el año 2003 registró un porcentaje del 28.34%, en tanto que para el año 2004 ascendieron al 29.78%.
- La producción de energía (MWH) (generación propia) para el año 2003 fue de 4,384.46 MWH/Año, mientras que en el año 2004 se tuvo una producción de 3,246.29 MWH/Año, resultando un decremento del 25.96% anual.

En el Cuadro 2(Anexo 5) se tiene el comportamiento de la compra de energía en relación con la energía facturada para los años 2003 y 2004, es preciso, destacar un parámetro muy importante que es el relacionado con el costo de la energía comprada y el valor obtenido por la venta de dicha energía, resultando que para el año 2003 se registró un superávit de \$ 1'885,688.74, y para el año 2004 se tuvo un déficit de \$ 2'066,649.86, debido fundamentalmente a los actuales niveles de pérdidas de energía y al incremento del precio del KWh comprado, que de 6.92 ctvs\$/KWh pasó a 7.46 ctvs\$/KWh, lo cual no alcanza ni para cubrir los gastos de operación del Ejercicio Económico del año 2004.

#### **9.4 ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN POR ETAPA FUNCIONAL: MONITOREO Y RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS.**

Determinadas las pérdidas de energía en función del balance energético, considerando los datos estadísticos de los diferentes elementos que se tienen en el sistema y realizando corridas de flujos, se procedió a realizar la distribución de las pérdidas por etapas funcionales, conforme lo solicitado por el CONELEC para la presentación del Estudio del Valor Agregado de Distribución (VAD).

#### **9.5 MONITOREO DE CALIDAD: AUTOMATIZACIÓN, PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN Y EMISIÓN DE REPORTE.**

En cuanto a la Calidad del Servicio Eléctrico se ha procesado la información correspondiente al servicio técnico, relacionado con la frecuencia y duración de las interrupciones; y, a la calidad del servicio comercial, que se fundamenta en los procesos de facturación y atención que se brinda a los clientes. La calidad del Producto no ha podido ser realizada, debido a la falta de equipos para las campañas de medición, así como a la falta de una unidad de trabajo específica, dedicada a tiempo completo.

El Cuadro 3(Anexo 5) muestra los indicadores de la calidad del servicio técnico y comercial del año 2004.

Los índices de calidad del servicio técnico FMIK y TTIK de toda la red están totalmente fuera de los límites anuales aceptables. Respecto a los alimentadores a los cuales se les ha hecho la evaluación de las interrupciones (FMIK) y el tiempo total de la interrupción (TTIK), ninguno cumple con el límite del FMIK, en cambio tan sólo 7 cumplen con el límite del TTIK (en el 2003 fueron 8). En el caso de la Energía no Suministrada (ENS) para el año 2004 fue de 893.23 MWH (699.7 MWH en el 2003).



Para el análisis de los índices de calidad del servicio comercial, en el cuadro 3 se muestran para cada mes los indicadores de la matriz Machala y el promedio de las 17 agencias y subagencias, resaltándose el hecho de que solamente se cumple con la calidad de la facturación en un 100% del período analizado.

#### 9.6 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA.- PRESUPUESTO DE COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA EN EL MEM.

En todo sistema eléctrico es muy importante el manejo estadístico de las demandas de potencia y energía, número de abonados, energía facturada, crecimiento poblacional, etc, los mismos que nos permiten mediante series de tiempo realizar predicciones de la demanda futura que tendrá el sistema en el corto, mediano y largo plazo y poder de esta forma satisfacer las necesidades del sistema. Los estudios de la proyección de la demanda fueron proporcionados tanto al ente regulador, como al CENACE, resultados que se resumen a continuación:

Consumos Sectoriales	2004	2005	2006
Residencial	142,270,680	155,986,388	169,056,699
Comercial	64,560,717	70,791,888	76,723,636
Industrial	52,413,479	57,466,779	62,281,998
Alumbrado Público	40,769,162	44,716,337	48,463,180
Otros	27,552,469	30,205,976	32,736,975
Total Consumo (KWH)	327,566,507	359,167,368	389,262,488
Energía Requerida (KWH)	466,516,768	484,811,478	509,836,212
Demanda máxima (KW)	88,089	91,367	95,691

Se debe tener en cuenta que para la previsión del consumo característico se consideran los diferentes sectores: residencial, comercial, industrial, bombeo de agua, alumbrado público, otros.; en esta previsión del consumo se consideró la implementación de los planes de reducción de pérdidas, corrección de factor de potencia, los mismos que reflejarán una mejor eficiencia en la gestión institucional.

En coordinación con la Dirección Comercial y la Superintendencia de Control de Energía se elaboró el presupuesto de compra y venta de energía, el cual nos permite establecer las condiciones económicas con las que estaría contando la Empresa para el financiamiento de su presupuesto, de ahí la importancia fundamental de que se llegue a establecer un buen programa de reducción de pérdidas no técnicas con el fin de cumplir con lo exigido en la regulación correspondiente en cuanto se refiere a los niveles de pérdidas aceptadas.



## 9.7 ESTUDIOS TÉCNICOS DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Dentro de esta actividad se tienen los siguientes estudios:

- Actualización del Plan de Expansión.
- Estudios de Flujos de Potencia y Cortocircuitos.
- Participación conjunta con la Dirección Técnica para la coordinación de protecciones en el sistema de Subtransmisión.
- Corrección del Factor de Potencia.

La realización de estos estudios es de vital importancia puesto que nos permiten evaluar las condiciones en las que se encuentra operando el sistema eléctrico en cada una de sus diferentes etapas de análisis. A su vez los mismos son necesarios para el cálculo del VAD, ya que determinan las inversiones que la Empresa deberá realizar en el período de estudio, así como las acciones que tendrá que efectuar con el propósito de brindar un servicio de calidad y continuidad a los clientes comprendidos dentro de su área de concesión.

El estudio de corrección del factor de potencia realizado, ha permitido que se ubiquen bancos de capacitares en barras de S/E como en alimentadores, mejorando notablemente el factor de potencia ajustándose a los requerimientos del sistema, de acuerdo la planificación realizada por el CENACE, evitando de esta forma que se realicen pagos sustanciales por el desvío de reactivos requeridos para la operación del sistema de distribución de EMELORO.

## 9.8 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL.

A fin de dar cumplimiento a la Regulación CONELEC 004/02 "Sistema de Medición Comercial para los Agentes del MEM", se adquirió 4 medidores ION marca Power Measurement, que fueron contrastados por el CENACE, los que están siendo usados en la medición comercial en los puntos de entrega tanto del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador, así como de la Interconexión Ecuador-Perú.

Para que el CENACE pueda acceder a la información de dichos equipos, fue necesario realizar el montaje de una torre metálica con una antena de microondas para enlace entre la S/E Machala de TRANSELECTRIC con las oficinas de EMELORO, y de esta forma vía Internet, permitir una conexión continua las 24 horas; todos estos trabajos fueron coordinados con el CENACE, TRANSELECTRIC, la Superintendencia de Informática y el proveedor del servicio de Internet.

## 9.9 ESTUDIO PARA EL CÁLCULO DEL VAD 2004.

Este estudio es el más importante, mismo que se realizó en coordinación con las demás direcciones de la Empresa, ya que sirve para que se defina la Tarifa al usuario final, y con los resultados de éste, el CONELEC apruebe el pliego tarifario, con cuya aplicación a



usuarios se obtienen los recursos financieros correspondientes para la operación, mantenimiento inversiones planificadas para el año operacional de la distribuidora.

Con este estudio la estructura tarifaria aplicada en los contratos de fideicomiso, asigna un precio medio de energía de USD\$ 0.0867 por KWh, cuya participación es: 48.07% a generación, 8.56% a transmisión y 43.37% por VAD.

### **9.10 ADMINISTRACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)**

Para el año 2003, EMELORO compró energía en el MEM por un total de 437.4 GWH, desglosado de la siguiente forma:

- En el Mercado de Contratos a Plazo 250,27 GWH que representa el 57.22 %
- En el Mercado Ocasional 187.13 GWH que representa el 42.78 %.

La compra de energía para el año 2004 fue de 466.23 GWH, que está compuesta de la siguiente forma:

- En el Mercado de Contratos a Plazo 226.56 GWH que representa el 48.59 %
- En el Mercado Ocasional 239.68 GWH que representa el 51.41 %.

Al comparar la compra de energía del año 2004 con la del año 2003 observamos que existe un crecimiento de la energía del orden del 6.59% anual, el cual es consecuente con el aumento del consumo específico de energía y de los clientes de EMELORO que crecieron en ese periodo en 2.47 %.

El costo promedio del Kwh para el sistema en el año 2003 fue de 6.92 ctvUSD\$, en el que los principales componentes son los costos de energía de 6.41 ctvUSD\$ en el mercado Spot y 3.65 ctvUSD\$ en el mercado de contratos.

Para el año 2004, el costo promedio del Kwh del sistema fue de 7.46 ctvUSD\$, en el que los principales componentes son los costos de energía de 7.14 ctvUSD\$ en el mercado Spot y 3.26 ctvUSD\$ en el mercado de contratos.

Se deduce que el Costo Unitario Promedio de la energía del año 2004 se incrementó 7.79% con respecto al año 2003.

Para la determinación de los costos promedios del KWh antes indicados se han considerado los siguientes componentes:

- Energía comprada en los mercados spot y ocasional
- Costos por compra de potencia.
- Costos por transmisión
- Otros cargos del MEM (generación obligada y forzada; consumo de reactivos; DREIT)



Los valores antes indicados se encuentran adjuntos en el Cuadro 4(Anexo 5)  
"Composición de la Compra de Energía"

### **9.11 ESTUDIOS DE COSTOS UNITARIOS Y FISCALIZACIÓN DE OBRAS ELÉCTRICAS**

Se efectuaron los estudios de costos unitarios para ejecutar las obras eléctricas FERUM 2004 y presupuestar las del FERUM 2005. Adicionalmente se realizaron estudios de costos unitarios para actividades relacionadas a instalación de medidores, corte y reconexión del servicio, y entrega de planillas por zona urbana y rural.

Se realizó la fiscalización y valorización de las obras eléctricas del Municipio de Balsas se definieron las obras a considerarse, y el valor invertido por dicho Municipio. La valoración resultante para el efecto fue de USD\$ 70,891.64, los trámites administrativos aún continúan.

Se valoró equipos de transformación solicitados por la Dirección Comercial, con el fin de que sean considerados para el cruce de deudas que mantenían los clientes, propietarios de dichos equipos.

### **9.12 ADMINISTRACIÓN DE ACTIVOS**

Se entregó a Finanzas el valor de los activos con sus correspondientes depreciaciones, así como la información para el aseguramiento de los mismos.

Se avaluó instalaciones equipos y herramientas, realizando además actas de entrega - recepción de bienes, se participó activamente en la comisión de saneamiento de bienes para el remate de bienes que están destinados para la baja.

Por concepto de servidumbres de postes a las compañías de TV por cable, se gestionó en el año 2004 la recaudación de USD\$ 21,032.86 a favor de EMELORO S.A.

En lo referente al Inventario Físico al 31 de Diciembre del 2004 a las Bodegas de la Central Machala, El Cambio, Agencias y Subagencias fue desarrollado dentro del cronograma establecido. Es importante observar que se reordenó los materiales en las bodegas proceso que continuará en el 2005; adicionalmente se utilizó la nueva codificación de materiales y equipos en las bodegas de la central Machala, Agencias y Subagencias, se identificó y cuantificó los materiales en buen estado y sin movimiento en las bodegas de la Central Machala.

### **9.13 PROGRAMAS EN PROCESO**

Para el año 2004 se elaboró las guías de diseño de la nueva codificación de materiales y equipos eléctricos, de herramientas, de radio y comunicación y suministro de oficina y se ingresó la información al Sistema de Bodegas. Se espera para el año 2005 poner en operación la parte administrativa del Sistema de Inventario y Bodegas, con el fin de



automatizar las transacciones en las bodegas de la Central Machala, Agencias y Subagencias.

El módulo de Valuación de Activos, es el que se encuentra en su estado más avanzado de implementación, se ingresó información referente a materiales y equipos que forman parte de las unidades constructivas de distribución y servicios nuevos. En coordinación con la Dirección Técnica se logró actualizar la base de transformadores pertenecientes a EMELORO. Se estructuraron unidades constructivas por etapa funcional.

*Se elaboró un plan piloto para el levantamiento de la información del alimentador "Autoridad Portuaria", relacionando las redes de media tensión, transformadores, seccionadores, baja tensión, luminarias, estructuras de soporte, acometidas y medidores registrados en el sistema comercial. Con esta experiencia se adquirió los conocimientos básicos para la implementación de un Sistema de Información Geográfica, con el fin de interrelacionar cada elemento en la red, con su nivel de tensión.*

#### **9.14 ACTUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN ESTADÍSTICA GENERAL DE LA EMPRESA. ELABORACIÓN DE BOLETÍN ESTADÍSTICO**

Es preciso anotar la importancia que tiene la información estadística en la Empresa, ya que sirve para la ejecución de estudios de planificación en la expansión del sistema eléctrico, así como para la elaboración de boletines estadísticos en donde se puede ver los principales indicadores de gestión de la Empresa, información muy útil para la toma de decisiones en las diferentes áreas que conforman la Empresa.

En el Cuadro 5 (Anexo 5) se muestran algunos Indicadores de Gestión, por lo que a continuación se analizan los más importantes.

El número de clientes por empleado para el año 2003 fue de 316 y para el año 2004 de 311, lo que implica que no ha mejorado la eficiencia de la mano de obra utilizada en la operación del sistema.

El consumo promedio anual por cliente para el año 2003 fue de 2,160.96 Kwh, y para el año 2004 un valor de 2,179.74 Kwh, en tanto que el consumo promedio mensual por cliente fue de 180.08 KWh para el año 2003 y 181.64 KWh en el año 2004.

Las pérdidas de Energía en el año 2003 estuvieron en 28.34%, en tanto que éstas para el año 2004 se incrementaron en 1.44%, llegando a un total de 29.78%. Situación que incide negativamente en los ingresos de la Empresa.

La recaudación mes corriente del año 2003 registró el 72.88% de la energía facturada, en tanto que para el año 2004, ésta se incrementó en 8.9 %, llegando al 81.58%.

La longitud de las redes por etapa funcional ha tenido un relativo incremento, mismos que han estado en función de las disponibilidades financieras de la Empresa, así como de los aportes por parte del Fondo de Solidaridad mediante el Programa FERUM. Todas



estas variaciones se pueden ver en el Cuadro 5, en el cual se han consolidado la información estadística de los años 2003 y 2004.

## 9.15 OTROS

Se trabajó en coordinación con el CENACE y TRANSELECTRIC definiendo aspectos técnicos con respecto a la Interconexión Ecuador-Perú; para lo cual EMELORO, ha tenido que adecuar el patio de 69 KV de la S/E La Peaña en función de los requerimientos de los Sistemas Eléctricos Peruano y Ecuatoriano, para lo que fue necesario realizar estudios de flujos de potencia, cortocircuitos y coordinación de protecciones, de manera conjunta con la Dirección Técnica. Este trabajo se complementó con la ubicación de bancos de capacitares en varios puntos del Sistema de Distribución.

## 10. DIRECCION DE TECNICA

### 10.1 RESUMEN GENERAL DE OBRAS – INVERSIONES REALIZADAS

#### Construcción de Líneas de Subtransmisión

Durante el transcurso del año 2004 fueron culminados los trabajos para habilitar la línea de Subtransmisión a 69 Kv la Peaña Porotillo que consiste en:

- Montaje y ensamblaje de torres metálicas con una inversión de **\$ 39.191,92**
- Tendido y regulado del conductor de aluminio desnudo ACSR 266.8 MCM e hilo de guarda con una inversión de **\$ 52.534,54'**
- Construcción losetas superiores e inferiores por un monto de **\$ 7.858,75**

#### Construcción de Líneas de Distribución

Se culminó la construcción de la línea de distribución S/E Pongal – Balneario de Jambelí a 13.8 Kv mediante la construcción de losetas superiores e inferiores con una inversión de **\$ 23.152,04**

Se ejecutó la construcción de la línea monofásica de distribución Las Casitas – Pongalillo que consiste en :

- Estudios de suelos con una inversión de **\$ 7.372,51**
- Hincado de postes con una inversión de **\$ 33.390,46**
- Colocación de anclas con una inversión de **\$ 4.153,76**

#### Readecuación de instalaciones

- Readecuación del laboratorio de medidores de EMELORO, con una inversión de **\$ 22.389,70**



### Construcción de subestaciones

Se procedió con el repontesamiento de la subestación Huaquillas, mediante la Construcción de bases de hormigón armado e instalaciones electromecánicas en el patio de maniobras con una inversión de **\$ 35.981,37**.

Culminación de la subestación la Iberia, mediante la ejecución de la segunda etapa de las obras civiles, y el montaje electromecánico con una inversión global de **\$ 55.877,00**

Modernización de equipos de protección subestación Arenillas, **\$ 5.900,00**

Instalación y montaje electromecánico de GIS de 69 kV en el alimentador El Cambio de la subestación La Peaña, **\$ 11.200,00**

### Obras de electrificación rural urbano marginales

A través del programa FERUM 04 se ejecutaron 154 órdenes de trabajo, cuyas características se resumen de la siguiente forma:

- Número de viviendas beneficiadas 9.191, de las cuales 7.584 cuentan ya con servicio eléctrico y 1.607 son nuevas. De este total de hogares, tomando un promedio de 4 personas por familias, se concluye que el programa FERUM 04 causo beneficios aproximadamente a 36.764 personas.
- En líneas de media tensión se construyeron un total de 16.17 Km trifásicos y 63.65 Km monofásicos
- En cuanto a líneas de baja tensión se construyeron 103.26 Km de líneas 120/240 V y 23.73 Km de líneas 120 V.
- Se instalaron un total de 216 transformadores que representa una carga de 3073 KVA.
- La inversión total asciende a **\$ 1'995.826,00**

### Mantenimiento del sistema de distribución

- Instalación de 13 nuevos transformadores (345 KVA), cambio 30 transformadores sobrecargados, cambio de 62 transformadores en mal estado, cambio de 119 crucetas en mal estado, instalación de capacitores (7200 KVAR), total **US\$. 113.977,38**

### Limpieza y desbroce de vegetación

- En líneas monofásicas y trifásicas de media tensión se realizó la limpieza y desbroce de vegetación de 400 Km de redes, lo que representa una inversión de **\$ 27.408,94**
- En líneas de alta tensión se invirtió **\$ 10.847,03**



### Convenios de electrificación y mejoramiento del alumbrado público

- Se han realizado convenios con las distintas municipalidades de la provincia con el fin de realizar pequeñas extensiones de red y además mejorar el sistema de alumbrado público de calles y parques.
- Se han instalado 2783 luminarias entre reflectores de 1500 W, 1000 W y 400 W, lámparas de 400 W, 250 W, 150 W y 175 W.
- Se han instalado 16 transformadores que representan una capacidad de 275 KVA
- Se han rehabilitado 558 luminarias de 175 W de vapor de mercurio
- Se han construido 2.46 Km de líneas de media tensión y 3.54 Km de líneas de baja tensión
- El valor al que asciende los convenios es de \$ 929.667,07 cuya evolución se muestra en el Anexo # 6

El total de inversión en todas la obras realizadas asciende a la cantidad de \$. 3'277.001,44.

En el Anexo # 7 se muestran las inversiones realizadas.

## **11. DIRECCION DE RELACIONES INDUSTRIALES**

### **11.1 RECURSOS HUMANOS**

De acuerdo a los datos proporcionados correspondiente al 31 de diciembre del año del 2004 con relación a 2003 se puede observar que el personal estable administrativo de la Empresa, ha tenido un incremento bajo de (0.5%), mientras que el personal estable operativo tuvo una reducción de (4.3%).

El personal eventual administrativo registra un incremento de (6.7%) y el personal eventual operativo un incremento de (7.7%).

El costo de mano de obra en EMELORO, tiene un incremento de 12.39% para el personal administrativo y un decremento de 9.42% para el personal operativo estable respectivamente.

Para la mano de obra eventual administrativa tiene una reducción de 18.11% y para el personal operativo también decrece en un 16.43%.

### **RECURSOS HUMANOS**

<u>DESCRIPCION</u>	<u>31-Dic03</u>	<u>31-Dic04</u>	<u>Variación</u>
PERSONAL ESTABLE ADMINISTRATIVO	189	190	0.5
PERSONAL ESTABLE OPERATIVO	171	164	- 4.3



EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.  
Machala - Ecuador

PERSONAL EVENTUAL ADMINISTRATIVO	28	30	6.7
PERSONAL EVENTUAL OPERATIVO	72	78	7.7

### COSTO DEL RECURSO HUMANO

DESCRIPCION	31-Dic-2003	31-Dic-2004	Variación
PERSONAL ESTABLE ADMINISTRATIVO	115,933.90	132,336.20	12.39
PERSONAL ESTABLE OPERATIVO	123,388.36	112,764.73	-9.42
PERSONAL EVENTUAL ADMINISTRATIVO	6,343.01	5,370.38	-18.11
PERSONAL EVENTUAL OPERATIVO	9,724.96	16,941.59	-16.43

### VARIACION DE MASA SALARIAL

#### PERSONAL ESTABLE

PERIODOS	MASA SALARIAL	VARIACION
AÑO 2004	5.034.341.56	1.53%
AÑO 2003	4.957.073.93	4.27%

Luego del análisis realizado entre el periodo 2003 al 2004 existe una variación en la masa salarial del 1.53%, que se debe a efectos de variación en rubros del contrato colectivo.

### 11.2 PARQUE AUTOMOTOR

EMELORO cuenta con 42 vehículos distribuidos de la siguiente manera: 30 en Machala y 12 en Agencias y Subagencias, además cuenta con 18 motocicletas distribuidas, una en Machala y las restantes en Agencias y Subagencias.

AÑO	PARQUE AUTOMOTOR	ARRIENDO VEHICULOS	ARRIENDO LOCALES	SERVIC. GUARD.Y VIGIL.	POLIZAS SEGUROS
2003	113.484,65	385.615,18	80.723,06	158.380,36	146.093,80
2004	191.710,00	486.636,18	82.145,72	283.200,31	238.484,78
	\$ 78.225,35	\$ 101.021,00	\$ 1.422,66	\$ 124.819,95	\$ 92.390,98

- En el año 2004 el mantenimiento del parque automotor sufrió un incremento de \$78.225,35 con relación al año 2003.
- En lo que se refiere a Arriendo de Vehículos el año 2004 sufrió un incremento de \$101.021,00 con relación al año 2003.



- El arriendo de locales igualmente sufrió un incremento de \$1.422,66 en relación al año 2003.
- El Servicio de Guardianía y Vigilancia sufrió un incremento de \$124.819,95 con respecto del año 2003.
- Las Pólizas de Seguro sufrieron un incremento de \$92.390,98 con respecto del año 2003.

Cabe señalar que las unidades 04,09,11 y 56 ya fueron rematadas y las unidades 06 y 12 aún se encuentran consideradas para el remate, inactivas en los patios de la Central Machala.

### 11.3. INFORME DE SEGUROS GENERALES Y VIDA EN GRUPO

La Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., contrató las Pólizas de Seguros Generales con la Compañía de "Seguros Colonial", cuya vigencia de la misma comprende desde: 30 de Diciembre/2003 al 30 de Mayo/2004; con dos extensiones, la primera: 29 de Mayo/2004 al 26 de Septiembre/2004 y la segunda: 26 de Septiembre/2004 al 31 de Diciembre/2004.

En lo que respecta a la Póliza de Vida en Grupo, Emeloro S.A. contrató a la Compañía "Coopseguros del Ecuador" con una vigencia de un año, comprendido desde el 30 de Diciembre/2003 al 30 de Diciembre/2004.

- La Póliza de Seguros Generales en el Ramo de Responsabilidad Civil Nro.1001109 se suscitaron aproximadamente un total de 101 siniestros pertenecientes al año 2004, de los cuales 41 casos no superaron el deducible y 17 casos fueron negados; quedando 43 casos que fueron atendidos. En este año también surgieron dos casos de quemaduras los cuales fueron incluidos en la Póliza de Responsabilidad Civil siendo estos ya liquidados por la compañía aseguradora.
- En el Ramo de Vehículos se canceló el siniestro de la unidad Nro.21 que pertenecía al Departamento de Electrificación Rural (FERUM). Quedando solamente por liquidar los siniestros de la unidad Nros. 48 y 49, siniestros que están por liquidarse.
- Para el Ramo de Equipo Electrónico, hubo un daño de una computadora de la Agencia Pasaje, siniestro que fue liquidado por la compañía de seguros.
- En el Ramo de Robo y Asalto se canceló el robo de un radio base Motorola el cual estaba a cargo del Sr. Francisco Moncada. Faltando por liquidar el robo de un radio portátil Motorola, que se encuentra a cargo del Sr. Vicente Pedreros. Fue cancelado por el seguro el caso de un robo de dos computadoras portátiles del Dpto. de Informática.

Cabe mencionar que existen todavía casos por ser ajustados y liquidados por la compañía de Seguros Colonial, como son los Daños al Grupo GM4 de la Central Machala y del Grupo Crossley de la Central Colin Locket, siniestros sucedidos en el año 2004 y que están considerados en la Póliza de Rotura de Maquinaria.



Para los demás ramos de las Pólizas de Seguros Generales tales como Incendio, Fidelidad y Transporte no se suscitó novedad alguna. Los siniestros en mención pertenecen al período 2004 y se han venido tratando a través del asesor de seguros ( el Broker), quien tiene pleno conocimiento de los mismos.

## **12. GESTION INFORMATICA**

### **12.1 CONTRATO DE RENOVACIÓN PARA LA CONCESIÓN DE SISTEMAS PRIVADOS DE FRECUENCIAS**

Renovación del permiso para la operación de nuestros "Sistemas de Radiocomunicación" durante 5 años. La empresa mantiene dos (2) frecuencias de operación, las cuales son utilizadas por los usuarios de la Dirección Comercial (f1), y por los usuarios de la Dirección Técnica (f2), respectivamente.

De esta manera se ha cumplido con los requerimientos de la SENATEL para permitir la legal operación de nuestros sistemas de radiocomunicación.

### **12.2 ADQUISICION DE UN NUEVO SERVIDOR PARA EL SISTEMA COMERCIAL**

Se adquirió un nuevo servidor, el mismo que a la fecha se encuentra en la fase de configuración; el actual servidor comercial COMPAQ ML530 será utilizado como SERVIDOR DE DESARROLLO.

El financiamiento de este servidor se lo realizó en base al proyecto de NO RENOVACION DE LICENCIAS DEL INSTAGATE; el costo de la renovación anual de licencias del INSTAGATE (Gateway servicios de Internet) tenía un valor de 3.256,00 DÓLARES, DE LOS CUALES SE DESCONTÓ EL COSTO DEL SERVIDOR.

### **12.3 ADQUISICION DE UN NUEVO SERVIDOR DE INTERNET**

Con el propósito de mejorar nuestros servicios de acceso a Internet, y optimizar los mismos, se adquirió un nuevo equipo (SERVIDOR HP ML 110), el cual reemplazará a nuestra actual plataforma (INSTAGATE). Cabe enfatizar que esta solución nos permitirá ahorrar (aproximadamente 3500 Dólares) costos de licencias anuales por uso de S.W. asociado al INSTAGATE. Adicionalmente debo acotar que la nueva solución es técnicamente mucho mas eficiente que la actual y tiene capacidad de usuarios ilimitados. El financiamiento de este servidor se lo realizó en base al proyecto de NO RENOVACION DE LICENCIAS DEL INSTAGATE; el costo de la renovación anual de licencias del INSTAGATE (Gateway servicios de Internet) tenía un valor de 3.256,00 DÓLARES, DE LOS CUALES SE DESCONTÓ EL COSTO DEL SERVIDOR Y LA RESPECTIVA CONFIGURACION DEL MISMO.



#### **12.4 APLICACIÓN DE LA TELEMETRIA EN LA TOMA DE LECTURAS DE LOS PARAMETROS DE OPERACIÓN DE LA INTERCONEXION DE LOS SISTEMAS DE ECUADOR Y PERU EN LA SUB-ESTACION DE LA PEAÑA.**

**(En coordinación con la Dirección de Planificación)**

Instalación de un radio-enlace de datos entre el centro de cómputo de Emeloro S.A. y la Sub-estación La Peaña (Transelectric), para permitir la conexión de un medidor ION, el cual tomará las lecturas de los datos de la interconexión del Sistema del Perú con el nuestro. Este medidor será accesado por personal del CENACE, a través de conexión vía Internet, para que dicha información sea posteriormente utilizada para diversos fines (facturación por compra de energía)

#### **12.5 NUEVO SISTEMA DE INVENTARIOS EN PRODUCCION.**

Luego de personalizar, a los actuales requerimientos de los usuarios y administrador, el Sistema de Inventarios adquirido a la empresa DACCELL está siendo puesto en producción para su posterior utilización por personal de las áreas de Activos Fijos, Contabilidad y Bodega. Cabe enfatizar que el mencionado sistema utiliza como motor de base de datos ORACLE, y adicionalmente nos permitirá un manejo mucho mas eficiente de los proceso de inventarios (homologación de códigos y re-organización de información)

#### **12.6 REUBICACIÓN DE REPETIDORA DE SISTEMAS DE RADIOCOMUNICACIÓN DE VOZ DE LA DIRECCIÓN COMERCIAL EN CHILLA, POR PROBLEMAS DE ÍNTER MODULACIÓN E INTERFERENCIAS EN LA LOCALIDAD DE REPEN.**

Los usuarios de los sistemas de radiocomunicación de voz de la Dirección Comercial, reportaron problemas; estos problemas fueron identificados como: Interferencia (usuario clandestino utiliza nuestra frecuencia de operación), la misma que fue reportada a la SUPTEL con el objeto de que esta entidad realice los procedimientos respectivos encaminados a garantizar la normal y eficiente operación de nuestros sistemas. Adicionalmente se estableció que en la localidad de cerro de REPEN (ubicación geográfica inicial de nuestra repetidora) algún equipo generaba intermodulación, lo que ocasionaba la degradación de los niveles de eficiencia de nuestro sistema; por este motivo y luego de realizar las pruebas respectivas, se decidió reubicar la infraestructura de repetidora en la localidad geográfica de cerro de CHILLA; por lo que a la fecha se solicitó a la Presidencia Ejecutiva disponga al Dpto. Jurídico inicie los trámites de legalización de la actual ubicación de la repetidora con la SENATEL.

#### **12.7 AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DE LOS RADIO-ENLACES DE DATOS A LAS LOCALIDADES DE MARCABELI, BALSAS Y LAS LAJAS, PARA PROVEER ACCESO EN LÍNEA A LOS USUARIOS DE ESTAS AGENCIAS A NUESTRA PLATAFORMA DE SISTEMAS (EN COORDINACIÓN CON LA DIRECCIÓN COMERCIAL Y LA SUPERINTENDENCIA DE AGENCIAS).**



Con el propósito de mejorar los servicios que nuestras agencias de las localidades de Marcabelí, Las Lajas y Balsas brindan a nuestros clientes (consultas, recaudación, bodega) y adicionalmente para optimizar los procesos de recaudación, entrega de información a las entidades de control (SRI, CENACE, CONELEC), se realizó el proyecto de ampliar la cobertura de los enlaces de datos. Para tal efecto se efectuó un addendum al contrato con la empresa Transdatel, de manera que dicha empresa incremente los equipos que actualmente renta a Emeloro S.A.; de esta manera estas agencias podrán compartir los recursos de nuestra plataforma informática, lo que nos permitirá ser mas eficiente en los aspectos antes mencionados.

#### **12.8 MIGRACION DE LOS MODULOS DEL SISTEMA FINANCIERO DE DISTINTAS VERSIONES DE FOX PRO A FOX PRO 2.6 EN ESPAÑOL.**

Se han migrado las tablas, índices y los programas fuentes de los diferentes módulos del Sistema Financiero a la versión del 2.6 Spanish de Foxpro for DOS, anteriormente estaban desarrollados en diferentes versiones como la 2.0, 2.5, 2.6 vers. Spanish y 2.6 vers. English. En la actualidad todos estos módulos están en una misma versión, lo que ha permitido poder desarrollar otras opciones en el Sistema Financiero.

#### **12.9 DESARROLLO DE PROGRAMAS (INTERFACES) PARA EL SISTEMA DE CONTABILIDAD.**

En Contabilidad General se han desarrollado programas para migrar los asientos de diarios de control de diferentes cuentas y que eran realizados en Excel, ahora estos, mediante programación son procesados y subidos al sistema contable de forma automática. Con esto se ha logrado reducir el tiempo de procesamiento de la información de estos asientos de diarios que contienen cientos de cuentas y que antes tenían que re-digitarse en el módulo de Contabilidad.

Adicionalmente se han desarrollado interfaces (programas) para migrar la información de los partes diarios de Recaudación, ingresados en el Sistema Comercial (que utiliza DBC y Unix) y que son procesados y subidos al Sistema de Caja General en Contabilidad (foxpro for DOS). Con esto se ha logrado reducir el tiempo de procesamiento de la información del Sistema Comercial al de Contabilidad.

En el Módulo de Control de Bodegas en Contabilidad, se desarrollo una interfaz que permite procesar la información de las diferentes bodegas de las Agencias que utilizan sistema DBC y UNIX, y generar los movimientos en el Sistema de Bodega en Contabilidad que utiliza foxpro for DOS. Con esto se ha logrado reducir el tiempo de ingreso de información de las bodegas de las agencias, ya que antes se re-digitaban de los documentos que envían las Agencias.

Se han desarrollado programas que permiten transferir los Roles de Pagos al módulo de Presupuesto de Operación, distribuyendo los valores de los diferentes conceptos en sus respectivas partidas presupuestarias. Con esto se consigue disminuir el tiempo de ingreso de la información de roles codificados.



## 12.10 DOCUMENTACION DEL SISTEMA FINANCIERO

Se ha elaborado la Documentación de los diferentes módulos que conforman el Sistema Financiero, la misma se encuentra avanzada en un 70%. Con esto se logrará, mantener una guía documentada que permita conocer las especificaciones técnicas del Sistema Financiero

## 12.11 ADQUISICION DE UN SISTEMA INFORMATICO INTEGRADO

Consientes de la imperiosa necesidad de integrar los procesos de las áreas de comercialización con las financieras y administrativas; y considerando las recomendaciones emitidas por las empresas auditoras en los aspectos relacionados con los sistemas informáticos durante los últimos años, se ha procedido a realizar el proceso para la adquisición del mencionado Sistema Informático Integrado para EMELORO S.A.. De acuerdo al procedimiento a seguir, nos encontramos en la etapa previa a la Convocatoria (las bases han sido aprobadas por el Directorio y cuentan con el aval del Fondo de Solidaridad ), finalmente queda pendiente la definición de las fechas de la convocatoria y el Número de la partida presupuestaria (FINANCIAMIENTO PROPIO: S 350.000,0 DÓLARES, POR APROBARSE) que financiará la contratación, hasta que la empresa cuente con el presupuesto del año 2005, aprobado por la Junta General de Accionistas.

## 12.12 ADQUISICIONES DE EQUIPOS DE COMPUTACION DURANTE EL AÑO 2004

Se adjunta detalle de adquisición de equipos (Anexo EQUIPOS INFORMATICOS ADQUIRIDOS DE ENERO A NOVIEMBRE DEL 2004).

## 13. CONCLUSION

1. De acuerdo a la Gestión Financiera se observa la difícil situación económica – financiera por la que atraviesa la Empresa, lo cual no le permite honrar sus obligaciones en forma oportuna.
2. El alto porcentaje de pérdidas de energía que presenta la Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., hace necesario la implementación de políticas de control tanto en el área técnica como en el área comercial.

## 14. RECOMENDACIONES

1. Conforme se ha expresado en años anteriores la Empresa deberá entrar en un proceso de capitalización, gestionar ante los organismos del estado la condonación de la deuda externa y una reducción austera de los gastos.
2. Se recomienda implementar nuevos centros de recaudación a fin de brindar al cliente un servicio de calidad.



EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.  
Machala - Ecuador

3. La aprobación de una política de incentivo a los clientes para que cancelen oportunamente.
4. Elaboración de un plan de apoyo por parte de asesoría jurídica que afiance la gestión de cobranza.
5. Gestionar la suscripción de convenios con instituciones bancarias, para que nuestros clientes cancelen sus facturas, a través del call-center, cajeros automáticos y banca virtual.
6. La implementación de las políticas de control, deberán estar bajo la responsabilidad de personal especializado y con equipo adecuado, de tal manera que sus acciones sean ejecutadas con la celeridad y oportunidad requerida
7. Es necesario establecer un procedimiento formal para el control de las solicitudes de usuarios en cuanto al mantenimiento de los sistemas o los cambios de programas.
8. Debe establecerse un procedimiento escrito que considere las acciones a seguir cuando se realicen modificaciones a programas, en situaciones normales o extraordinarias.



EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.  
Machala - Ecuador

ANEXO N°1

**EMPRESA ELETRICA REGIONAL EL ORO S.A.**  
CALCULO DE LAS RAZONES FINANCIERAS  
INDICES DE LIQUIDES Y SOLVENCIA

	DICIEMBRE 2002	DIEMBRE 2003	DICIEMBRE 2004
<b>Capital de Trabajo Bruto</b> <i>Es igual al total de Activo Corriente</i>	17,114,550.20	19,170,433.81	21,213,446.52 ✓
<b>Capital de Trabajo Neto</b> <i>Activo Corriente Meno Pasivos Corriente</i>	7,114,332.48	1,206,467.97	-32,948,528.55 ✓
<b>Fondo de Maniobra sobre Activos Totales</b> <i>Capital de trabajo/Activos totales o (Activo corriente - Pasivo corriente)/Activos totales Este indice mide que proporción del Activo total es fondo de maniobra</i>	0.09	0.01	-0.42
<b>Indice de Solvencia</b> <i>(Relación Corriente) Activo Corriente/Pasivo corriente Este indice me indica el número de dólares que tiene la empresa para cubrir 1 dólar de su deuda, a corto plazo</i>	1.71	1.07	0.39 ✓
<b>Indice de Liquidez (Prueba Acida)</b> <i>(Activo corriente menos inventarios)/Pasivo Corriente El ratio indica el número de dólares que tiene la empresa para cubrir sus deudas a corto plazo, sin tener que esperar a que pueda vender sus inventarios</i>	1.17	0.81	0.32 ✓
<b>Indice de liquidez inmediata</b> <i>(Efectivo + inversiones temporales)/Pasivo corriente El indie mide la capacidad de pago de pasivos corrientes, con activos inmediatamente liquidos</i>	0.23	0.22	0.08
<b>Indice de Liquidez de Activo corriente</b> <i>(Inventario + otros activos corrientes)/Activos corriente Mide la relación de los activos menos liquidos, con respecto al total del activo corriente Mientras más alto ete el indice la empresa es menos liquida</i>	1.00	0.25	0.18
<b>Cobertura de los Gastos de operación</b> <i>(activos corrientes-Inventarios)/Media diaria de Gto. Oper*360 Media diaria Gastos Operación= (Costos Operac+Gastos Geneales+gastos Administrativos Mide la disponibilidad de efectivo con relación a las salidas de tesoreria.</i>	0.30	0.30	0.31



EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.  
Machala - Ecuador

## ANEXO N° 2

### EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.

CALCULO DE LAS RAZONES FINANCIERAS  
INDICES DE RENTABILIDAD

		DICIEMBRE		
		2002	2003	2004
a	<b>MARGEN DE UTILIDAD BRUTA</b> <i>Utilidad Bruta/Ventas Netas</i>	-0.29	-0.35	-0.40
b	<b>MARGEN DE UTILIDAD NETA</b> <i>Utilidad Neta/Ventas Netas</i>	-0.27	-0.42	-0.61
c	<b>MARGEN OPERATIVO SOBRE VENTAS</b> <i>Utilidad Operativa/Ventas Netas</i>	-0.29	-0.35	-0.40
d	<b>RENTABILIDAD GLOBAL</b> <i>Utilidad Operativa/Activos Totales</i>	-0.11	-0.12	-0.17
f	<b>RENTABILIDAD SOBRE EL PATRIMONIO</b> <i>Utilidad Neta/Patrimonio Promedio</i>	-1.58	1.82	0.76
g	<b>RENTABILIDAD SOBRE EL ACTIVO</b> <i>Utilidad Neta/Activos Totales</i>	-0.10	-0.15	-0.26



EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.  
Machala - Ecuador

ANEXO N° 3

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.

CALCULO DE LAS RAZONES FINANCIERAS  
INDICES DE EFICIENCIA

DICIEMBRE		
2002	2003	2004

1	<b>ROTACION DE ACTIVO TOTAL</b> <i>(Ventas Netas/Activo Total)</i> Mide la eficiencia de la inversión de los Activos totales para poder generar ventas	0.39	0.41	0.43
2	<b>ROTACION DE CUENTAS POR COBRAR</b> Ventas a Crédito/Cuentas por Cobrar promedio Número de veces que las cuentas por cobrar se convierten en dinero en efectivo	3.93	3.89	4.00
3	<b>PLAZO MEDIO DE CUENTAS POR COBRAR (DIAS)</b> 360/Rotación de las cuentas por cobrar	92.00	92.44	90.08
<b>INDICE DE DE ENDEUDAMIENTO</b>				
1	<b>SOLIDES</b> <i>Pasivo Total/Activo Total</i>	0.84	1.09	1.35
2	<b>Pasivo largo Plazo a Capital Permanente</b> <i>(Pasivo LP/(Pasivo LP + Patrimonio)</i>	0.92	-8.90	0.64
3	<b>PASIVO SOBRE PATRIMONIO</b> <i>(Pasivo Total/Patrimonio)</i>	14.06	-11.59	-3.90
4	<b>PASIVO A LARGO PLAZO SOBRE PATRIMONIO</b> <i>(Pasivo LP/Patrimonio)</i>	11.80	-10.66	-1.76
5	<b>PASIVO A CORTO PLAZO SOBRE PATRIMONIO</b> <i>(Pasivo a corto plazo/Patrimonio)</i>	1.93	-2.37	-2.01
6	<b>INDICE DE COBERTURA DE INTERESES</b> <i>Utilidad en Operación +Depreciaciones+Amortizaciones/Total Intereses</i>	-2.71	-3.67	-4.94



EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.  
Machala - Ecuador

**CUENTAS POR PAGAR DE LAS GENERADORAS SEGÚN  
BALANCE HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2004**

Nº	GENERADORAS	SALDO al 31/ Dic / 04
1	Cenace .	20,114,964.50
2	Termopichincha S.A.	1,529,708.67
3	Transelectric S.A.	2,238,616.15
4	Termoesmeraldas S.A.	2,757,220.65
5	Electroguayas	5,317,327.35
6	Hidroagoyan S.A.	1,703,960.46
7	Hidropaute S.A.	6,800,678.88
8	Emp.Elec.Manabí	2,874.25
9	Emp.Elec.Quito.	639,002.93
10	Emp.Elect.Riobamba S.A. EERSA	53,136.98
11	Electroquil S.A.	1,100,097.65
12	Em.Elec.Regional del Sur S.A.	22,073.56
13	Corp.dm. Temporal Eléctrica de Guayaquil	856,982.97
14	Intervisa Trade S.A.	198,989.70
15	Machala Power Cia Ltda.	907,695.04
16	Emp. Elec.Regional del Norte (EMELNORTE)Iba	33,252.38
17	Emp. Eléctrica de Bolívar S.A.	4,093.88
18	ElecAustro	401,649.51
19	Emp. Elec.Ambato	12,905.50
20	Emp. Elec.Cotopaxi S.A.(ELEPCO)	26,183.55
21	Emp. Elec.Peninsula de Santa Elena C:A.	33,826.95
22	Hidronación S.A.	575,493.66
23	Em.Elec. De Esmeraldas	458.12
24	Emp. Metrop.de Alcat.y Agua Potable Quito	30,012.65
25	ULYSSEAS,INC	56,270.17
26	EL Café	9.91
27	Ecudos	24.91
28	Papelería Nacional	8.70
29	Ecoluz	1,994.39
	<b>TOTAL</b>	<b>45,419,514.02</b>

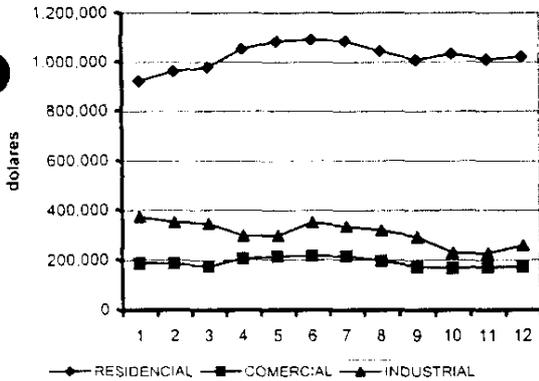


**ANEXO N°4**  
**EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.**  
 Machala - Ecuador  
**EVOLUCION DE LA CARTERA VENCIDA 2004**

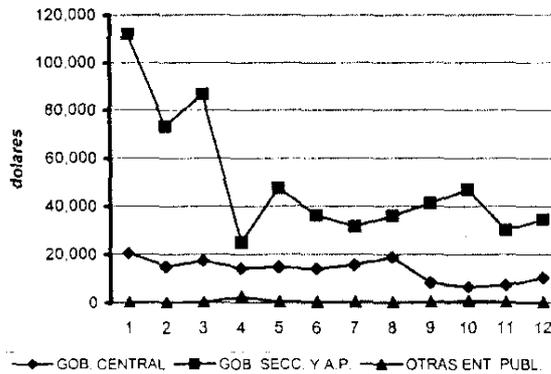
**Solo Importe**

Fecha de corte	31-Jan-04	28-Feb-04	31-Mar-04	30-Apr-04	31-May-04	30-Jun-04	31-Jul-04	31-Aug-04	30-Sep-04	31-Oct-04	30-Nov-04	31-Dec-04
EMISION	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV
RESIDENCIAL	922,625	962,135	979,570	1,054,841	1,084,856	1,092,672	1,086,802	1,045,588	1,009,069	1,034,421	1,011,236	1,022,828
COMERCIAL	186,658	185,568	175,518	205,472	214,559	216,449	215,702	197,511	174,141	169,034	172,085	174,194
INDUSTRIAL	374,244	352,359	346,130	296,773	298,611	352,331	334,622	319,045	292,387	229,310	228,505	258,729
OTRAS ENT. PRIV.	5,122	5,448	6,823	4,443	7,012	7,425	7,684	7,639	7,963	7,276	4,920	5,237
GOB. CENTRAL	20,530	15,069	17,360	14,207	14,717	14,193	15,679	18,863	8,352	6,601	7,396	10,419
GOB. SECC. Y A.P.	112,072	73,146	86,730	24,981	47,534	36,309	31,554	36,016	41,228	46,929	30,164	34,538
OTRAS ENT. PUBL.	71	105	230	2,419	348	385	422	220	263	921	253	295
<b>TOTAL</b>	<b>1,621,322</b>	<b>1,593,830</b>	<b>1,612,361</b>	<b>1,603,136</b>	<b>1,667,637</b>	<b>1,719,764</b>	<b>1,692,465</b>	<b>1,624,882</b>	<b>1,533,403</b>	<b>1,494,492</b>	<b>1,454,559</b>	<b>1,506,240</b>

**SECTOR PRIVADO**



**SECTOR PUBLICO**

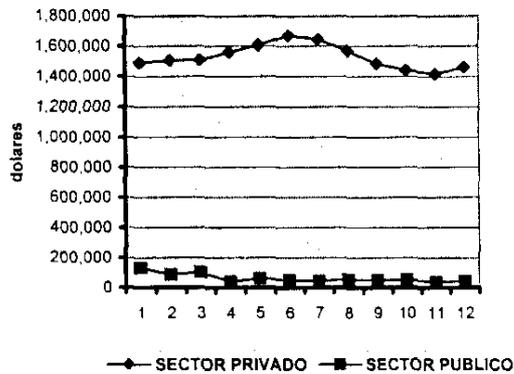


**EVOLUCION DE LA CARTERA VENCIDA 2004**

**Solo Importe**

Fecha de corte	31-Jan-04	28-Feb-04	31-Mar-04	30-Apr-04	31-May-04	30-Jun-04	31-Jul-04	31-Aug-04	30-Sep-04	31-Oct-04	30-Nov-04	31-Dec-04
EMISION	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV
SECTOR PRIVADO	1,488,649	1,505,510	1,508,041	1,561,529	1,605,038	1,668,877	1,644,810	1,569,783	1,483,560	1,440,041	1,416,746	1,460,988
SECTOR PUBLICO	132,673	88,320	104,320	41,607	62,599	50,887	47,655	55,099	49,843	54,451	37,813	45,252
<b>TOTAL</b>	<b>1,621,322</b>	<b>1,593,830</b>	<b>1,612,361</b>	<b>1,603,136</b>	<b>1,667,637</b>	<b>1,719,764</b>	<b>1,692,465</b>	<b>1,624,882</b>	<b>1,533,403</b>	<b>1,494,492</b>	<b>1,454,559</b>	<b>1,506,240</b>

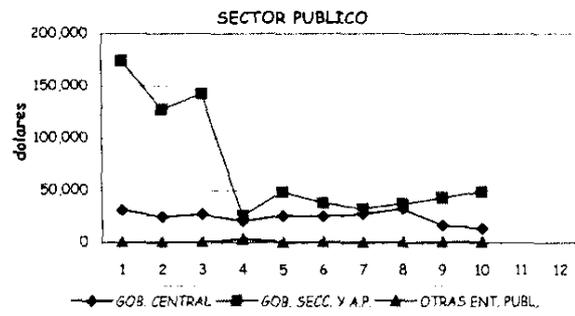
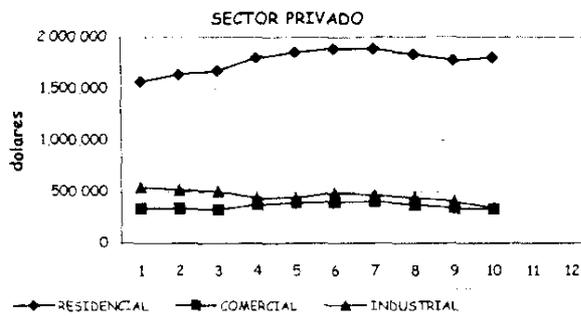
**TOTAL CARTERA VENCIDA**





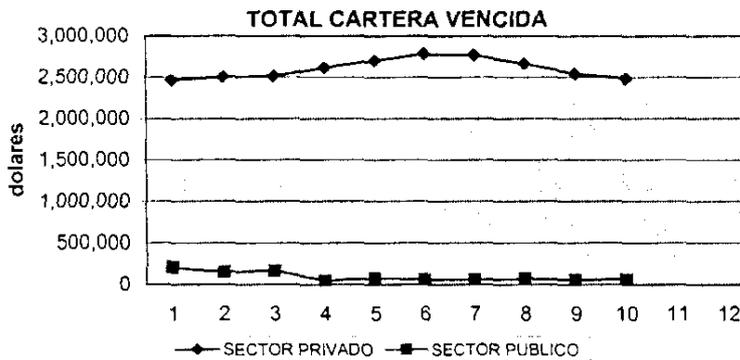
EVOLUCION DE LA CARTERA VENCIDA 2004  
Importe+gravámenes

Fecha de corte	31-Jan-04	28-Feb-04	31-Mar-04	30-Apr-04	31-May-04	30-Jun-04	31-Jul-04	31-Aug-04	30-Sep-04	31-Oct-04	30-Nov-04	#####
EMISION	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV
RESIDENCIAL	1,569,278	1,637,813	1,676,442	1,797,980	1,856,144	1,886,905	1,887,168	1,834,768	1,779,640	1,801,718		
COMERCIAL	338,966	336,313	323,402	374,441	392,547	398,746	403,315	374,496	342,088	329,653		
INDUSTRIAL	546,846	519,704	503,332	437,898	443,597	487,537	465,059	443,340	407,553	340,712		
OTRAS ENT. PRIV.	8,587	9,050	10,940	7,583	11,263	11,868	12,224	12,269	12,751	11,673		
GOB. CENTRAL	30,831	24,399	26,712	20,268	25,792	25,077	27,478	32,259	16,282	13,669		
GOB. SECC. Y A.P.	174,444	127,608	142,179	25,690	48,600	37,835	32,640	37,332	42,805	48,859		
OTRAS ENT. PUBL.	93	140	305	3,421	464	519	569	384	443	1,185		
TOTAL	2,669,045	2,655,027	2,683,312	2,667,281	2,778,407	2,848,487	2,828,453	2,734,848	2,601,562	2,547,469	0	0



EVOLUCION DE LA CARTERA VENCIDA 2004  
Importe+Gravámenes

Fecha de corte	31-Jan-04	28-Feb-04	31-Mar-04	30-Apr-04	31-May-04	30-Jun-04	31-Jul-04	31-Aug-04	30-Sep-04	31-Oct-04	30-Nov-04	#####
EMISION	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV
SECTOR PRIVADO	2,463,677	2,502,880	2,514,116	2,617,902	2,703,551	2,785,056	2,767,766	2,664,873	2,542,032	2,483,756		
SECTOR PUBLICO	205,368	152,147	169,196	49,379	74,856	63,431	60,687	69,975	59,530	63,713		
TOTAL	2,669,045	2,655,027	2,683,312	2,667,281	2,778,407	2,848,487	2,828,453	2,734,848	2,601,562	2,547,469	0	0





EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL EL ORO S.A.  
Machala - Ecuador

ANEXO N°5

**BALANCE ENERGÉTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EL ORO**

**DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN**

Cuadro 1

AÑO	MES	DEMANDA MÁXIMA KW	ENERGIA REQUERIDA KWH	FACTOR DE CARGA	ENERGÍA FACTURADA KWH	PERDIDAS DE ENERGÍA KWH	PERDIDAS DE ENERGÍA (%)	PERDIDAS DE ENERGÍA ACUMULADA (%)	PERDIDAS DE ENERGÍA AÑO MÓVIL (%)
2002	ENERO	72.640 00	35.729.089	0.661	26.114.518	9.614.571	26.91%	26.91%	25.65%
2002	FEBRERO	72.120 00	31.220.639	0.644	25.382.035	5.838.604	18.70%	23.08%	25.30%
2002	MARZO	73.840 00	34.817.110	0.634	25.128.743	9.688.367	27.83%	24.71%	25.38%
2002	ABRIL	73.320 00	34.882.509	0.661	26.185.348	8.697.161	24.93%	24.76%	25.48%
2002	MAYO	75.840 00	37.674.470	0.668	27.327.190	10.347.280	27.46%	25.35%	25.44%
2002	JUNIO	73.463 75	34.201.272	0.647	25.639.882	8.561.390	25.03%	25.30%	25.45%
2002	JULIO	72.125 00	33.325.723	0.621	24.479.186	8.847.537	26.55%	25.47%	25.35%
2002	AGOSTO	71.725 00	33.497.626	0.628	24.460.796	9.036.830	26.98%	25.65%	25.57%
2002	SEPTIEMBRE	74.000 00	32.587.659	0.612	24.643.571	7.944.088	24.38%	25.52%	25.49%
2002	OCTUBRE	73.440 00	33.823.812	0.619	24.783.326	9.040.486	26.73%	25.64%	25.46%
2002	NOVIEMBRE	76.040 00	33.851.253	0.618	25.029.697	8.821.556	26.06%	25.67%	25.73%
2002	DICIEMBRE	77.280 00	36.798.072	0.640	27.063.205	9.734.866	26.45%	25.74%	25.74%
<b>2002</b>		<b>77.280 00</b>	<b>412.410.233</b>	<b>0.609</b>	<b>306.237.498</b>	<b>106.172.735</b>	<b>25.74%</b>	<b>25.74%</b>	<b>25.74%</b>
2003	ENERO	78.122 50	38.187.627	0.657	27.679.685	10.507.942	27.52%	27.52%	25.81%
2003	FEBRERO	77.720 00	34.512.305	0.661	26.647.825	7.864.480	22.79%	25.27%	26.09%
2003	MARZO	79.660 00	38.898.258	0.656	26.975.307	11.922.951	30.65%	27.15%	26.37%
2003	ABRIL	82.092 50	39.195.934	0.663	28.269.098	10.926.836	27.88%	27.34%	26.62%
2003	MAYO	80.267 50	39.397.944	0.660	27.759.384	11.638.560	29.54%	27.79%	26.82%
2003	JUNIO	75.720 00	35.052.159	0.643	25.240.857	9.811.302	27.99%	27.82%	27.05%
2003	JULIO	74.920 00	35.394.222	0.635	24.861.226	10.532.996	29.76%	28.09%	27.32%
2003	AGOSTO	75.080 00	35.056.860	0.628	25.120.011	9.936.849	28.34%	28.12%	27.42%
2003	SEPTIEMBRE	73.320 00	33.317.199	0.631	24.404.271	8.912.928	26.75%	27.98%	27.60%
2003	OCTUBRE	75.160 00	34.945.298	0.625	24.967.790	9.977.508	28.55%	28.03%	27.75%
2003	NOVIEMBRE	77.440 00	34.864.634	0.625	25.041.208	9.823.426	28.18%	28.05%	27.91%
2003	DICIEMBRE	82.000 00	38.847.281	0.637	26.676.606	12.170.675	31.33%	28.34%	28.34%
<b>2003</b>		<b>82.092 50</b>	<b>437.669.720</b>	<b>0.609</b>	<b>313.643.268</b>	<b>124.026.452</b>	<b>28.34%</b>	<b>28.34%</b>	<b>28.34%</b>
2004	ENERO	81.600 00	39.732.316	0.654	27.381.510	12.350.806	31.09%	31.09%	28.66%
2004	FEBRERO	79.800 00	37.289.105	0.671	27.129.284	10.159.821	27.25%	29.23%	29.00%
2004	MARZO	82.160 00	41.567.203	0.680	27.760.289	13.806.914	33.22%	30.62%	29.25%
2004	ABRIL	84.200 00	40.062.409	0.661	28.727.701	11.334.708	28.29%	30.04%	29.28%
2004	MAYO	84.080 00	40.616.743	0.649	27.251.293	13.365.450	32.91%	30.62%	29.59%
2004	JUNIO	78.120 00	37.005.060	0.658	26.755.330	10.249.730	27.70%	30.16%	29.56%
2004	JULIO	77.280 00	36.632.444	0.637	25.621.713	11.010.731	30.06%	30.15%	29.58%
2004	AGOSTO	77.965 00	37.189.329	0.641	25.623.678	11.565.651	31.10%	30.26%	29.80%
2004	SEPTIEMBRE	79.331 00	37.368.865	0.654	27.647.466	9.721.399	26.01%	29.81%	29.72%
2004	OCTUBRE	81.075 00	38.492.092	0.638	26.381.154	12.110.938	31.46%	29.97%	29.95%
2004	NOVIEMBRE	83.040 00	38.220.744	0.639	28.106.039	10.114.705	26.46%	29.66%	29.80%
2004	DICIEMBRE	88.089 00	42.340.458	0.646	29.181.050	13.159.408	31.08%	29.78%	29.78%
<b>2004</b>		<b>88.089 00</b>	<b>466.516.768</b>	<b>0.609</b>	<b>327.566.507</b>	<b>138.950.261</b>	<b>29.78%</b>	<b>29.78%</b>	<b>29.78%</b>



EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.  
Machala - Ecuador

ANEXO N°5

BALANCE ECONOMICO DE ENERGIA COMPRADA, CONTRATOS + SPOT Y ENERGIA FACTURADA POR EMELORO  
DIRECCION DE PLANIFICACION

Cuadro 2

MESES	ENERGIA CONTRATOS Y SPOT			FACTURACION EMELORO		ENERGIA PERDIDAS		PRECIO MEDIO EN \$/KWH		SUPERAVIT / DEFICIT
	COMPRADA KWh	COSTO DOLARES	ENERGIA KWh	REQUERIDA KWh	DOLARES	%		VENTA		
						COMPRAS	VENTA	SIN PERDIDAS	CON PERDIDAS	
ENERO	35,710,110	2,146,168	26,114,518	35,729,089	2,338,680	9,614,571	26.91%	6.01	6.55	192,512
FEBRERO	31,200,290	1,913,349	25,382,035	31,220,639	2,266,563	5,838,604	18.70%	6.13	6.93	353,214
MARZO	34,822,260	2,207,914	25,128,743	34,817,110	2,388,218	6,698,367	27.83%	6.34	6.86	180,304
ABRIL	35,156,410	1,954,207	26,185,348	34,862,509	2,573,942	8,697,161	24.93%	5.56	7.38	619,735
MAYO	37,804,616	1,723,540	27,327,190	37,674,470	2,177,474	10,347,290	27.46%	4.56	9.80	963,934
JUNIO	34,219,916	1,934,673	25,639,882	34,201,272	2,493,685	8,591,350	25.03%	5.65	7.29	559,012
JULIO	33,334,813	1,382,052	24,479,186	33,326,723	2,399,040	8,847,537	26.55%	4.15	9.70	784,012
AGOSTO	33,667,021	1,609,987	24,460,796	33,497,626	2,393,999	9,036,600	26.98%	4.78	7.15	-181,924
SEPTIEMBRE	32,713,473	2,588,657	24,643,571	32,587,659	2,406,733	7,944,088	24.38%	7.91	7.39	30,806
OCTUBRE	34,072,915	2,391,648	24,783,326	33,823,812	2,422,454	9,040,986	26.73%	7.02	9.77	640,119
NOVIEMBRE	34,014,281	1,803,527	25,029,697	33,851,253	2,443,646	8,821,356	26.06%	5.30	7.22	428,410
DICIEMBRE	37,128,063	2,183,595	27,063,206	36,798,072	2,612,005	9,734,868	26.45%	5.88	7.10	5,577,122
TOTALES	413,844,069	23,839,317	306,237,498	412,410,233	29,416,439	106,172,735	25.74%	5.76	9.61	1,885,689

MESES	ENERGIA CONTRATOS Y SPOT			FACTURACION EMELORO		ENERGIA PERDIDAS		PRECIO MEDIO EN \$/KWH		SUPERAVIT / DEFICIT
	COMPRADA KWh	COSTO DOLARES	ENERGIA KWh	REQUERIDA KWh	DOLARES	%		VENTA		
						COMPRAS	VENTA	SIN PERDIDAS	CON PERDIDAS	
ENERO	38,174,328	3,094,036	27,679,685	38,187,627	2,628,233	10,507,942	27.52%	8.11	6.88	-465,802
FEBRERO	34,491,742	2,989,815	26,847,825	34,512,305	2,645,039	7,864,480	22.79%	8.67	7.66	-344,776
MARZO	38,873,822	3,073,545	26,975,307	38,898,258	2,695,138	11,922,951	30.65%	7.91	9.99	-378,407
ABRIL	39,159,587	2,748,862	28,269,098	39,195,934	2,842,921	10,926,836	27.88%	7.02	10.06	94,059
MAYO	39,377,336	2,122,870	27,559,384	39,397,944	2,821,536	11,638,560	29.54%	5.39	10.16	698,666
JUNIO	35,032,504	2,227,695	25,240,857	35,052,159	2,616,121	9,811,302	27.99%	6.36	7.46	388,427
JULIO	35,373,581	1,929,116	24,861,226	35,394,222	2,591,121	10,532,966	29.76%	5.45	10.42	662,005
AGOSTO	35,033,862	2,178,988	25,120,011	35,056,860	2,645,297	9,936,849	28.34%	6.22	7.52	466,309
SEPTIEMBRE	33,295,340	2,298,863	24,404,271	33,317,199	2,594,046	8,912,928	26.75%	6.90	10.63	295,183
OCTUBRE	34,924,700	2,581,334	24,967,790	34,945,298	2,675,632	9,977,508	28.55%	7.39	10.72	94,298
NOVIEMBRE	34,842,580	2,523,895	25,041,208	34,864,634	2,623,548	9,823,426	28.18%	7.24	10.48	99,653
DICIEMBRE	38,823,968	2,504,376	26,676,606	38,847,281	2,780,450	12,170,675	31.33%	6.45	10.42	276,075
TOTALES	437,403,370	30,273,393	313,643,268	437,869,720	32,159,082	124,026,452	28.34%	6.92	10.25	1,885,689

MESES	ENERGIA CONTRATOS Y SPOT			FACTURACION EMELORO		ENERGIA PERDIDAS		PRECIO MEDIO EN \$/KWH		SUPERAVIT / DEFICIT
	COMPRADA KWh	COSTO DOLARES	ENERGIA KWh	REQUERIDA KWh	DOLARES	%		VENTA		
						COMPRAS	VENTA	SIN PERDIDAS	CON PERDIDAS	
ENERO	39,708,081	2,993,504	27,381,510	39,732,316	2,861,144	12,350,806	31.09%	7.54	10.45	-132,360
FEBRERO	37,261,200	3,525,798	27,129,284	37,289,105	2,811,814	10,159,821	27.25%	9.46	10.36	-713,985
MARZO	41,543,632	2,927,537	27,760,289	41,567,203	2,876,256	13,806,914	33.22%	6.81	10.37	50,719
ABRIL	40,037,268	2,910,120	28,727,701	40,062,409	2,825,381	11,334,708	28.29%	7.27	9.84	-84,739
MAYO	40,592,709	2,274,224	27,251,293	40,616,743	2,690,251	13,365,450	32.91%	5.60	9.87	416,027
JUNIO	35,996,329	1,827,734	26,755,330	37,005,060	2,630,066	10,249,730	27.70%	4.94	9.83	544,161
JULIO	35,609,517	1,984,289	25,621,713	36,632,444	2,528,450	11,010,731	30.06%	5.42	6.90	194,264
AGOSTO	37,164,123	3,302,775	25,623,678	37,189,329	2,541,523	11,565,651	31.10%	6.32	9.92	-575,539
SEPTIEMBRE	37,348,267	3,302,775	26,647,466	37,368,865	2,727,236	9,721,399	26.01%	8.84	9.86	679
OCTUBRE	38,468,571	3,682,916	26,381,154	38,492,092	2,614,770	12,110,938	31.46%	9.57	9.91	-1,068,146
NOVIEMBRE	38,196,302	3,765,010	28,106,039	38,220,744	2,741,490	10,114,705	26.46%	9.66	9.75	-1,023,519
DICIEMBRE	42,316,436	3,340,724	29,181,050	42,340,458	2,864,860	13,159,498	31.09%	7.89	6.77	-475,865
TOTALES	466,232,436	34,781,891	327,566,507	466,516,768	32,715,241	138,950,261	29.78%	7.46	9.99	-2,066,650



**ANEXO N°5**  
**EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL EL ORO S.A.**  
 Machala - Ecuador

**Cuadro 3**

**Indicadores de Calidad del Servicio Técnico 2004**

Indicadores de toda la red				Indicadores anuales en Alimentadores			
Datos Generales		Total de Alimentadores	46	Alimentador	U/R	FMIK	TTIK
		KVA instalados	224,214.50	Teniente Cordóvez	U	57	33.53
Mes	FMIK	TTIK	ENS ( Kwh )	Jumón-Bolívar	U	56	42.95
Jan-04	2.82	1.00	32,352.42	Uníoro	U	55	19.87
Feb-04	4.50	6.40	231,005.46	Huaquillas	U	48	23.82
Mar-04	5.09	2.25	78,557.06	Olmedo	U	47	16.87
Apr-04	4.52	4.19	154,887.36	18 de octubre	U	43	33.38
May-04	2.82	0.97	31,332.54	Emproro	U	41	40.22
Jun-04	2.21	1.81	57,261.90	Malecón	U	39	35.40
Jul-04	1.77	0.78	21,784.22	El Carmen	U	33	33.53
Aug-04	2.74	1.62	48,927.90	Bolívar	U	32	13.10
Sep-04	2.63	2.76	92,135.65	Puerto Bolívar	U	32	25.03
Oct-04	2.65	1.94	59,989.33	Arizaga	U	31	15.83
Nov-04	0.83	0.62	14,552.84	A. Portuaria	U	30	24.65
Dec-04	3.27	2.00	70,445.73	Ceteoro	U	28	17.77
<b>Anual</b>	<b>35.84</b>	<b>26.34</b>	<b>893,232.41</b>	Barrios del Sur	U	27	17.22
				Boyacá	U	26	22.45
				Bella Rica	U	26	51.33
				Expreso #2	U	25	31.48
				Madero Vargas	U	23	9.03
				Sucre	U	20	9.42
				Cambio-Tillales	U	19	21.05
				Expreso #1	U	15	11.70
				El Telégrafo	R	74	40.45
				Piedras	R	58	38.84
				Bellavista-La Av.	R	56	37.50
				Puerto Jeli	R	53	38.42
				Balao	R	53	60.53
				Guabo	R	52	39.30
				Cuca-Pitahaya	R	51	39.40
				100 Familias	R	49	54.13
				Balsas	R	48	42.38
				Tenguel	R	44	52.70
				Torata	R	41	24.28
				Portovelo	R	40	23.60
				Arenillas	R	38	30.65
				Piñas	R	35	24.97
				Zaruma	R	33	16.05
				Cordón Fronterizo	R	33	31.22
				Atahualpa	R	32	19.98
				Río Bonito	R	31	16.30
				Pasaje	R	27	16.57
				Barbones-Tendaies	R	26	20.47
				Santa Rosa	R	26	51.52
				Ponce Enriquez	R	23	15.33
				La Cadena	R	23	28.67
				Chacras	R	17	6.72

LIMITES ESTABLECIDOS POR LA REGULACIÓN 004/01				
	Límites Mensuales		Límites Anuales	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
Red	0.33	0.66	4	6
Alim Urbano	0.42	0.84	5	10
Alim Rural	0.5	1.5	6	18

**Notas:**

- \* Los índices están en base a las interrupciones registradas en las Subestaciones
- \* **FMIK** : Frecuencia media de interrupción por KVA nominal instalado. Se mide en # de veces.
- \* **TTIK** : Tiempo total e interrupciones por KVA nominal instalado. Se mide en horas.
- \* **ENS** : Energía no suministrada en Kwh
- \*  Cumple con los límites

**Indicadores de Calidad del Servicio Comercial 2004**

**Datos Generales:** 17 agencias y la matriz Machala

Mes	Conexiones nuevos servicios ( días )		Resolución reclamos Comerciales ( días )		Reposición suministro después de una Int. Indiv. ( horas )		Calidad de facturación ( % )	
	Matriz	Agencias	Matriz	Agencia	Matriz	Agencia	Matriz	Agencia
	Jan-04	5.90	5.78	4.25	5.22	10.40	9.88	0.41
Feb-04	5.90	5.24	5.42	8.76	10.40	15.49	0.36	0.50
Mar-04	3.90	5.31	5.79	12.64	5.30	9.79	0.67	0.53
Apr-04	1.70	5.85	3.49	12.10	3.55	6.77	0.47	0.47
May-04	2.30	24.10	3.00	9.30	4.83	6.19	0.36	0.52
Jun-04	1.10	5.40	4.00	8.90	8.30	5.40	0.34	0.40
Jul-04	2.00	7.30	3.00	13.90	5.90	2.79	0.51	0.08
Aug-04	3.50	8.40	3.40	13.80	10.16	2.86	0.06	0.05
Sep-04	3.30	4.56	3.20	5.40	4.63	2.51	0.05	0.05
Oct-04	1.91	7.03	3.16	12.34	3.90	3.53	1.53	3.20
Nov-04	3.91	3.94	3.92	6.37	4.40	5.18	1.10	1.89
Dec-04	4.40	6.34	5.41	11.30	5.40	3.27	0.66	0.88
<b>Límites:</b>	<b>4</b>		<b>4</b>		<b>3</b>		<b>2%</b>	

**Nota:** \* Los indicadores mostrados en "Agencias" son el promedio de las 17 agencias y subagencias  
 \* Los límites son los establecidos por la regulación 004/01, aplicables para la segunda etapa.



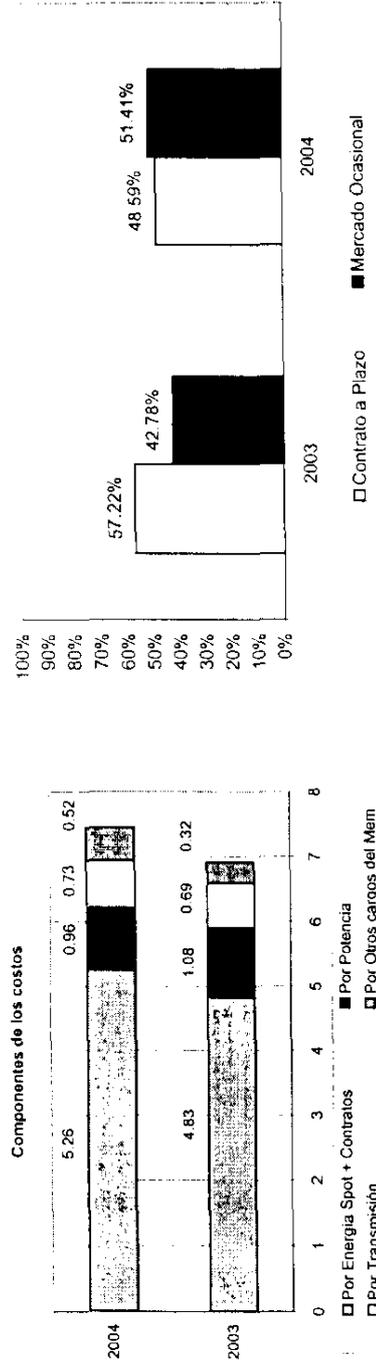
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.  
Machala - Ecuador

Cuadro 4

Composición de la Compra de Energía

Concepto	Unidad	2003	%	2004	%
Contrato a Plazo	KWh	250,259,242.96	57.22%	226,557,506.69	48.59%
Mercado Ocasional	KWh	187,134,127.28	42.78%	239,674,929.62	51.41%
<b>Total Comprada</b>	<b>KWh</b>	<b>437,403,370.24</b>	<b>100.00%</b>	<b>466,232,436.31</b>	<b>100.00%</b>
<b>Total Recibida *</b>	<b>KWh</b>	<b>437,407,284.22</b>		<b>466,232,436.31</b>	
<b>Demanda Máxima</b>	<b>KW</b>	<b>82,092.50</b>		<b>88,089.23</b>	

\* La energía total recibida es en la barra del Distribuidor (S/E Peaña)



Concepto	Unidad	2003	2004	Increment. %
<b>Costos liquidados en el Mercado Ocasional</b>	<b>USD</b>	<b>18,692,709.05</b>	<b>27,010,363.26</b>	<b>44.50%</b>
Por Energía	USD	11,989,853.54	17,114,989.75	42.75%
Por Potencia	USD	2,272,992.31	4,088,500.74	79.87%
Por Transmisión	USD	3,016,163.25	3,395,044.96	12.56%
Otros	USD	1,413,699.94	2,411,827.80	70.60%
<b>Costos liquidados en el Mercado de Contratos</b>	<b>USD</b>	<b>11,580,684.35</b>	<b>7,771,527.71</b>	<b>-32.89%</b>
Por Energía	USD	9,133,659.47	7,387,336.49	-19.12%
Por Potencia	USD	2,447,024.88	384,191.22	-84.30%
<b>TOTAL MEM</b>	<b>USD</b>	<b>30,273,393.40</b>	<b>34,781,890.97</b>	<b>14.89%</b>
<b>Costo Unitario promedio del Sistema</b>	<b>ctv\$/kwh</b>	<b>6.92</b>	<b>7.46</b>	<b>7.79%</b>
Por Energía Spot	ctv\$/kwh	6.41	7.14	11.45%
Por Energía Contratos	ctv\$/kwh	3.65	3.26	-10.65%
Por Energía Spot + Contratos	ctv\$/kwh	4.83	5.26	8.82%
Por Potencia	ctv\$/kwh	1.08	0.96	-11.10%
Por Transmisión	ctv\$/kwh	0.69	0.73	5.60%
Por Otros cargos del Mem	ctv\$/kwh	0.32	0.52	60.05%
	Por Potencia	1.08	0.69	0.32
	Por Transmisión	0.96	0.73	0.52
	Por Otros cargos del Mem	0.32	0.52	0.32
2003				57.22%
2004				48.59%



ANEXO N°5

Cuadro 5

INDICADORES ANUALES DE GESTION GERENCIAL DE EMELORO S.A.

DESCRIPCION	UNIDAD	2002	2003	2004
AREA DE CONCESION	Km²	6,745.00	6,745.00	6,745.00
DENSIDAD POBLACIONAL	Hab/Km²	106.91	108.41	109.92
NUMERO DE EMPLEADOS	U	512	460	479
AREA POR EMPLEADO	Km²	13.17	14.66	14.08
ENERGIA COMPRADA AL MEM	MWH	413,844.07	437,403.37	466,232.44
ENERGIA COMPRADA AL MEM	USD \$	23,839,316.67	30,273,393.00	34,781,890.97
ENERGIA FACTURADA <sup>(1)</sup>	MWH	305,864.85	313,643.27	325,062.02
ENERGIA FACTURADA <sup>(1)</sup>	USD \$	29,397,510.57	32,159,082.15	32,715,241.11
RECAUDACION <sup>(1)</sup>	USD \$	22,878,652.26	23,437,531.79	26,755,051.17
RECAUDACION	%	77.83%	72.88%	81.78%
CARTERA VENCIDA <sup>(2)</sup>	USD \$	1,237,497.00	2,656,901.00	1,506,240.00
CARTERA VENCIDA <sup>(2)</sup>	%	4.27%	8.28%	4.61%
ENERGIA FACTURADA POR EMPLEADO	MWH/EMP.	597.39	681.83	678.63
NUMERO DE CLIENTES	U	140,179	145,535	149,129
NUMERO DE CLIENTES POR EMPLEADO	CL/EMP.	274	316	311
ENERGIA VENDIDA AL MEM EN MWH	MWH	4,044.84	4,384.45	3,248.29
ENERGIA VENDIDA AL MEM EN DOLARES	USD \$	547,676.77	790,916.00	371,412.55
CONSUMO PROMEDIO TOTAL POR CLIENTE	KWH/CL.	2,181.96	2,155.11	2,179.74
CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR CLIENTE	KWH/CL.	181.83	179.59	181.64
EXTENSION DE REDES DE MEDIA TENSION EN EL SISTEMA	Km.	2,700.85	2,747.13	2,944.71
EXTENSION DE REDES DE MEDIA TENSION POR EMPLEADO	Km/EMP	5.28	5.97	6.15
EXTENSION DE REDES DE BAJA EN EL SISTEMA	Km.	3,841.75	3,868.58	3,871.99
EXTENSION DE REDES DE BAJA POR EMPLEADO	Km/EMP	7.50	8.41	8.08
PERDIDAS TOTALES DE ENERGIA	%	25.74	28.34	29.78
PERDIDAS NO TECNICAS DE ENERGIA	%	15.43%	18.37%	19.60%

(1) DATOS OBTENIDOS CON UN MES CORRIDO EN FUNCION A LO ENVIADO AL CONELEC (EMISION MES ACTUAL CORRESPONDE AL CONSUMO DEL MES ANTERIOR)

(2) DATOS OBTENIDOS DE LA DIRECCION COMERCIAL



ANEXO N°6

CONVENIOS FINANCIADOS CON LAS MUNICIPALIDADES

NUMERO DE CONVENIO	FECHA	MUNICIPIO	MONTO (USD)	MONTO + INTERESES	CUOTAS							
					APLICADAS	PAGADAS		VENCIDAS		PENDIENTES		
						NUMERO	VALOR (USD)	NUMERO	VALOR (USD)	NUMERO	VALOR (USD)	NUMERO
002/04	2/25/2004	Santa Rosa	\$66,541.00	\$72,701.57	18	12	\$48,467.71	2	\$6,077.95	4	\$16,155.90	\$4,038.98
003/04	2/27/2004	El Guabo	\$31,230.00	\$34,121.37	18	14	\$26,538.84	1	\$1,895.63	3	\$5,686.90	\$1,895.63
004/04	2/26/2004	Machala	\$2,172.00	\$2,193.00	1	1	\$2,193.00	0	\$0.00	0	\$0.00	\$2,193.00
007/04	3/3/2004	Machala	\$913.00	\$923.00	1	1	\$923.00	0	\$0.00	0	\$0.00	\$923.00
009/04	4/16/2004	Atahualpa	\$16,200.00	\$17,625.65	18	7	\$6,854.42	3	\$2,937.61	8	\$7,833.62	\$979.20
	11/12/2004	Atahualpa	\$7,122.00	\$7,704.00	12	3	\$1,926.00	3	\$1,926.00	6	\$3,852.00	\$642.00
014/04	5/28/2004	Piñas	\$66,000.00	\$71,846.60	18	5	\$19,957.39	1	\$3,991.48	12	\$47,897.73	\$3,991.48
014/05	2/10/2005	Piñas	\$19,714.89	\$22,081.68	18	3	\$3,680.28	0	\$0.00	15	\$18,401.40	\$1,226.76
015/04	5/28/2004	Arenillas	\$81,060.00	\$87,923.96	18	10	\$48,846.64	1	\$4,884.66	7	\$34,192.65	\$4,884.66
018/04	6/14/2004	Portovelo	\$61,598.00	\$66,813.96	18	3	\$11,135.66	8	\$29,695.09	7	\$25,983.21	\$3,711.89
020/04	7/1/2004	Machala	\$7,433.00	\$7,496.00	1	1	\$7,496.00	0	\$0.00	0	\$0.00	\$7,496.00
021/04	7/5/2004	Machala	\$95,967.00	\$103,757.17	12	6	\$51,878.59	0	\$0.00	6	\$51,878.59	\$8,646.43
022/04	7/5/2004	Machala	\$29,636.00	\$33,193.75	18	6	\$11,064.58	0	\$0.00	12	\$22,129.17	\$1,844.10
023/04	7/30/2004	Santa Rosa	\$63,885.81	\$69,428.23	18	8	\$30,856.99	2	\$7,714.25	8	\$30,856.99	\$3,857.12
023/05	9/21/2004	Santa Rosa	\$2,528.46	\$2,749.29	18	8	\$1,221.91	0	\$0.00	10	\$1,527.38	\$152.74
025/04	8/18/2004	Machala	\$12,241.00	\$12,400.00	2	2	\$12,400.00	0	\$0.00	0	\$0.00	\$6,200.00
029/04	9/13/2004	Zaruma	\$25,594.00	\$28,044.00	18	8	\$12,464.00	0	\$0.00	10	\$15,580.00	\$1,558.00
030/04	8/10/2004	Machala	\$89,286.20	\$94,573.00	12	4	\$31,524.33	0	\$0.00	8	\$63,048.67	\$7,881.08
041/04	12/7/2004	Machala	\$169,466.74	\$179,508.00	12	1	\$14,959.00	0	\$0.00	11	\$164,549.00	\$14,959.00
042/04	12/9/2004	Las Lajas	\$7,988.03	\$8,946.90	18	4	\$1,988.20	0	\$0.00	14	\$6,958.70	\$497.05
044/04	12/20/2004	Machala	\$1,916.06	\$1,916.06	1	1	\$1,916.06	0	\$0.00	0	\$0.00	\$1,916.06

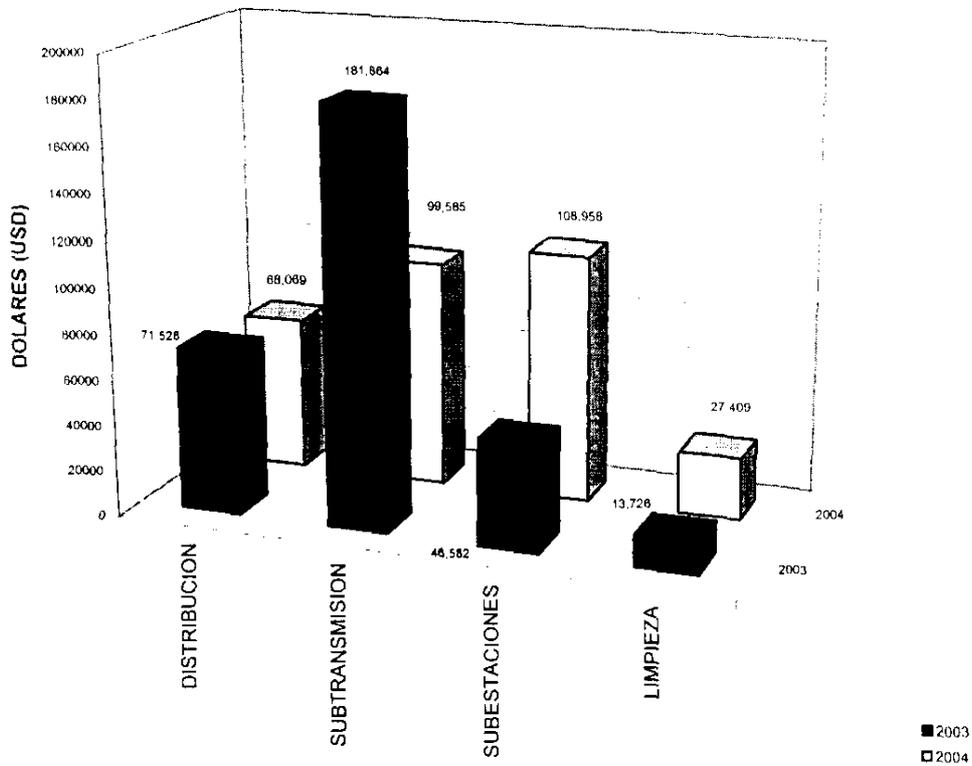


### ANEXO N°7

CUADRO 1

	DISTRIBUCION	SUBTRANSMISION	SUBESTACIONES	LIMPIEZA
2003	71527.52	181863.61	46,581.97	13,726.05
2004	68068.77	99585.21	108,958.37	27,408.94

INVERSIONES EN LAS AREAS DE DISTRIBUCION, SUBTRANSMISION Y SUBESTACIONES Y LIMPIEZA DE VEGETACION AÑOS 2003 Y 2004

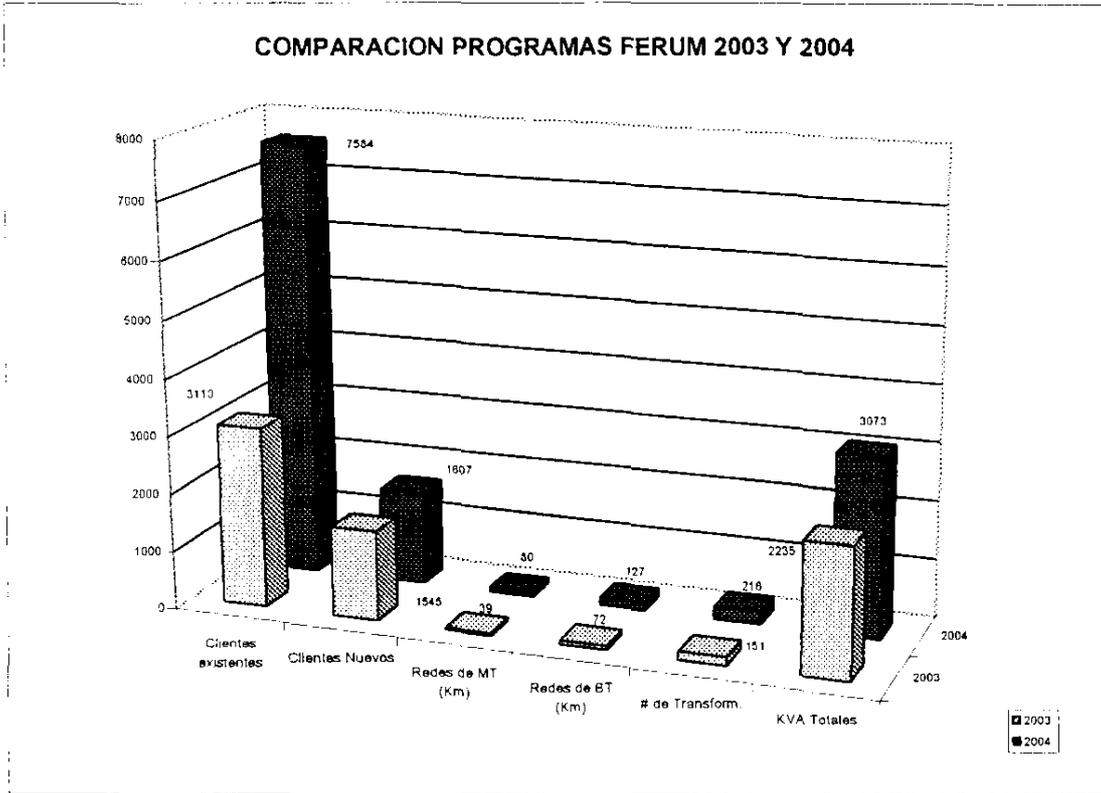




ANEXO N°7

CUADRO 2

	Clientes existentes	Clientes Nuevos	Redes de MT (Km)	Redes de BT (Km)	# de Transform.	KVA Totales	Costo Total (USD)
2003	3110	1545	38.72	72.32	151	2235	1,015,319.59
2004	7584	1607	79.82	126.99	216	3073	1,995,826.00





ANEXO N°7

INVERSIONES REALIZADAS CON EL PROGRAMA  
FERUM (USD)

