

# MEMORIA ANUAL DE LA GERENCIA POR EL EJERCICIO ECONOMICO DEL 2007

## 1. INTRODUCCION:

En sujeción a lo constante en el artículo 263, numeral 4 de la Ley de Compañías, me permito poner a consideración de los Organismos Superiores de la Compañía la Memoria Gerencial, orientada al período comprendido entre el primero de enero al treinta y uno de diciembre del dos mil siete, que refleja las diferentes actividades cumplidas en la Empresa durante dicho lapso, de acuerdo a la información que se resume.

## 2. ASPECTOS GENERALES:

### 2.1. Conformación Legal de la Empresa

#### 2.1.1. Fecha.-

La Empresa Eléctrica Azogues C. A. se constituyó de acuerdo a lo que estipulan las leyes pertinentes, el día 27 de febrero de 1972.

#### 2.1.2. Objetivo.-

La Compañía tiene por objeto:

Proporcionar el servicio público de electricidad en su área de concesión, mediante la compra, intercambio, distribución y comercialización de energía, de conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y demás leyes de la República.

Brindar un servicio eléctrico, en las mejores condiciones técnicas y económicas.

Satisfacer los requerimientos de la demanda, incorporando al servicio eléctrico, nuevos abonados, de acuerdo a los programas establecidos y a la disponibilidad de recursos.

Realizar toda clase de actividades civiles, industriales y mercantiles relacionadas con su objetivo principal.



### **2.1.3. Accionistas.-**

Son cuatro instituciones las que ostentan la calidad de accionistas de la Compañía:

HONORABLE CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR  
FONDO DE SOLIDARIDAD  
MUNICIPIO DE AZOGUES  
CREA

### **2.1.4. Fecha de la última reforma estatutaria y aumento de capital.-**

El último aumento de capital y suscripción de acciones de la Compañía fue resuelto en la Junta General Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 24 de noviembre de 1997 en la suma de US \$ 1'149,586.80, cuya legalización se realizó a través de la escritura pública otorgada ante el señor Notario Tercero del Cantón Azogues el 27 de enero de 1998.

## **2.2. Integración actual de los Organismos Directivos y de Control de la Compañía.**

### **2.2.1. Junta General de Accionistas.-**

La Junta General de Accionistas la integraron:

Ing. Diego Ormaza Andrade  
Sr. Jorge Glas Espinel  
Dr. Víctor Molina Encalada  
Ing. Fernando Valencia  
Dr. Jorge Vivar

Prefecto Provincial del Cañar  
Gerente General del Fondo de Solidaridad  
Alcalde de Azogues  
Director Ejecutivo del CREA (hasta el 19-VI-07)  
Director Ejecutivo del CREA (desde el 20-VI-07)

### **2.2.2. Directorio.-**

El Directorio estuvo integrado por los siguientes miembros principales:

Lcda. Silvana Dueñas  
Arq. Fabián Mogrovejo  
Ing. Patricio Chaca  
Dr. Oswaldo Coraisaca  
Agr. Gerardo Alvarado  
Dr. Víctor Molina Encalada  
Ing. Miguel Cuenca

Fondo de Solidaridad  
Fondo de Solidaridad  
Fondo de Solidaridad  
CREA  
Consejo Provincial del Cañar  
Municipio de Azogues  
Trabajadores

### **2.2.3. Comisarios.-**

Como Comisario se desempeñó AUDITORES DEL AUSTRO CIA. LTDA.



**2.3. Sesiones de Junta de Accionistas y grado de cumplimiento de las resoluciones.**

Durante el año 2007 se llevaron a cabo cinco (5) Juntas de Accionistas, en las que se tomaron 22 resoluciones, las que han sido cumplidas en el 100%.

**2.4. Sesiones de Directorio y grado de cumplimiento de las resoluciones.**

Durante el año 2007 se realizaron cinco (5) sesiones de Directorio. Se tomaron 39 resoluciones, de las cuales 38 están cumplidas.

**3. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS**

**3.1. Organización Estructural y Funcional de la Empresa.-**

La Empresa Eléctrica Azogues C. A. se encuentra estructurada de la siguiente manera:

- |      |                                  |   |
|------|----------------------------------|---|
| 1.   | Nivel Directivo                  | Junta General de Accionistas<br>Directorio                                      |
| 2.   | Nivel de Control                 | Comisario<br>Auditoria Interna  |
| 3.   | Nivel Ejecutivo                  | Gerencia  |
| 4.   | Nivel de Asesoría y Coordinación | Comité de Coordinación<br>Administrativa<br>Asesoría Jurídica<br>Planificación  |
| 5.   | Nivel de Apoyo                   | Personal y Servicios<br>Secretaría General<br>Centro de Cómputo                 |
| 6.   | Nivel Operativo                  |   |
| 6.1. | Dirección Técnica                | Ingeniería y Construcción<br>Operación y Mantenimiento<br>Inventarios y Avalúos |



- |      |                               |   |
|------|-------------------------------|---|
| 6.2. | Dirección de Comercialización | Clientes<br>Acometidas y Medidores<br>Recaudación y Agencias<br>Control Pérdidas de Energía |
| 6.3. | Dirección de Finanzas         | Contabilidad y Presupuesto<br>Tesorería<br>Compras<br>Bodega                                |

Las funciones que cumplen todos y cada uno de los niveles, se encuentran definidas en el Reglamento Orgánico Funcional.

### **3.2. Situación Laboral.-**

#### **Ultimo Contrato Colectivo**

El 4 de enero de 2008 el Tribunal de Conciliación y Arbitraje en sentencia aprobó el Décimo Sexto Contrato Colectivo, en virtud de un trámite obligatorio al que fue sometido por iniciativa del sector laboral.

#### **Incidencia Económica del último contrato colectivo**

La incidencia económica del XVI Contrato Colectivo fue de US \$ 119,876.70 que representa el 8.27% con relación al 2006.

### **3.3. Número de Trabajadores.-**

La Empresa al 31 de diciembre de 2007 contó con 112 trabajadores, de los cuales 93 son trabajadores de planta y 19 eventuales.

## **4. ASPECTOS ECONOMICO-FINANCIERO.**

### **4.1. ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y ANALISIS DE LAS VARIACIONES.**

#### **4.1.1. CAPITAL SUSCRITO.**

El último aumento de capital y suscripción de acciones de la Compañía fue resuelto en la Junta General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 24 de noviembre de 1997, por la suma de US \$ 1,149,586.80, este aumento fue aprobado por la Intendencia de Compañías de la ciudad de Cuenca el 26 de enero de 1998 mediante Resolución N° 98-3-1-1-119, cuya legalización se realizó a través de la escritura pública otorgada ante el señor Efraín



Domínguez Calvo, Notario Tercero del Cantón Azogues, el 27 de enero de 1998, el detalle del Aumento de Capital para cada Accionista se muestra en el siguiente cuadro:

<b>ACCIONES SUSCRITAS EN DOLARES</b>				
<b>NOMBRE DEL ACCIONISTA</b>	<b>CAPITAL SOCIAL 31-XII-97</b>	<b>VALORES CAPITALIZADOS 31-XII-98</b>	<b>CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO 31-XII-2007</b>	
			<b>VALOR</b>	<b>%</b>
FONDO DE SOLIDARIDAD	20.979,20	431.811,20	452.790,40	37,94
CONSEJO PROV. DEL CAÑAR	16.656,40	602.786,80	619.443,20	51,90
I. MUNICIPIO DE AZOGUES	4.774,80	88.292,40	93.067,20	7,80
CREA	1.478,40	26.696,40	28.174,80	2,36
<b>S U M A N:</b>	<b>43.888,80</b>	<b>1.149.586,80</b>	<b>1.193.475,60</b>	<b>100,00</b>

#### 4.1.2. CAPITAL PAGADO.

La totalidad del capital suscrito se encuentra íntegramente pagado, lo cual nos permite destacar el valioso apoyo económico que vienen brindando las Entidades Accionistas de la Compañía con aportes significativos para el desarrollo y expansión de la misma. Cabe informar que el valor de cada acción es de US \$ 0.40. El capital suscrito y pagado se detalla a continuación:

<b>CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO</b>			
<b>NOMBRE DEL ACCIONISTA</b>	<b>Nº ACCIONES</b>	<b>TOTAL</b>	<b>%</b>
FONDO DE SOLIDARIDAD	1.131.976	452.790,40	37,94
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	1.548.608	619.443,20	51,90
I. MUNICIPIO DE AZOGUES	232.668	93.067,20	7,80
CREA	70.437	28.174,80	2,36
<b>S U M A N:</b>	<b>2.983.689</b>	<b>1.193.475,60</b>	<b>100,00</b>

#### 4.1.2. APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION.

Los aportes para futura capitalización han constituido la fuente de financiamiento que otorgan las Entidades Accionistas, a fin de que la Compañía pueda llevar adelante importantes proyectos de electrificación. Los aportes realizados hasta el 31 de diciembre del 2007 son los siguientes:



<b>APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION EN DOLARES</b>				
<b>NOMBRE DEL ACCIONISTA</b>	<b>AÑO 2006</b>	<b>AÑO 2007</b>	<b>VARIACION</b>	
			<b>VALOR</b>	<b>%</b>
FONDO DE SOLIDARIDAD	1.453.815,94	3.118.290,91	1.664.474,97	114,49
CONSEJO PROV. DEL CAÑAR	169.876,78	1.794.747,64	1.624.870,86	45,04
I. MUNICIPIO DE AZOGUES	50.394,55	294.520,53	244.125,98	6,77
CREA	-	73.905,74	73.905,74	2,05
<b>S U M A N:</b>	<b>1.674.087,27</b>	<b>5.281.464,82</b>	<b>3.607.377,55</b>	<b>215,48</b>

Como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización fueron de US \$ 5.281.464,82, que representa un incremento de US \$ 3.607.377,55 equivalente al 215,48% con relación al año 2006. Este significativo incremento se debe básicamente al Déficit Tarifario otorgado por el Ministerio de Economía y Finanzas a favor de la Empresa, liquidado desde el 1 de abril de 1999 hasta el 31 de diciembre del 2005, conforme lo establece el Registro Oficial N° 364 del 26 de septiembre del 2006, cuyo valor asciende a la suma de US \$ 2.981.747,00, mismo que se capitalizó a favor de los Accionistas de la Empresa según el porcentaje de capital suscrito y pagado de cada uno; y, la diferencia corresponde a aportes realizados por el Fondo de Solidaridad para obras de electrificación urbano-marginal y rural del FERUM años 2006 y 2007.

Es oportuno informar que se han efectuado las actas de conciliación de las inversiones con cada una de las Entidades Accionistas de la Compañía, en donde se ratifican los valores por concepto de acciones ordinarias y aportes para futura capitalización, que se encuentran reflejados en los Estados Financieros al 31 de diciembre del 2007.

#### **4.2. RESULTADOS DEL PERIODO.**

##### **4.2.1. ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LOS RESULTADOS PRESUPUESTADOS Y LOS OBTENIDOS EN EL PERIODO (VARIACIONES).**

Del análisis de los Estados Financieros, por el período terminado al 31 de diciembre del 2007, los resultados económicos obtenidos y comparados con los presupuestados del mismo período, muestran los siguientes valores:

<b>EN DOLARES AMERICANOS</b>				
<b>INGRESOS</b>	<b>VALOR</b>		<b>VARIACION</b>	
	<b>PRESUPUESTADO</b>	<b>VALOR REAL</b>	<b>VALOR</b>	<b>%</b>
De Operación	6.982.281,91	6.952.190,35	-30.091,56	-0,43
Ajenos a la Operación	111.900,00	1.478.334,92	1.366.434,92	1.221,12
<b>TOTAL DE INGRESOS</b>	<b>7.094.181,91</b>	<b>8.430.525,27</b>	<b>1.336.343,36</b>	<b>18,84</b>
<b>GASTOS</b>				
De Operación	6.464.122,02	6.239.549,08	-224.572,94	-3,47
Depreciación	753.800,00	751.334,39	-2.465,61	-0,33
<b>SUMAN</b>	<b>7.217.922,02</b>	<b>6.990.883,47</b>	<b>-227.038,55</b>	<b>-3,15</b>
Ajenos a la Operación	67.300,00	692.179,29	624.879,29	928,50
<b>TOTAL DE GASTOS</b>	<b>7.285.222,02</b>	<b>7.683.062,76</b>	<b>397.840,74</b>	<b>5,46</b>
<b>Resultados del Ejercicio</b>				
<b>DEFICIT DEL EJERCICIO</b>	<b>-191.040,11</b>	<b>747.462,51</b>	<b>938.502,62</b>	<b>-491,26</b>

La variación de lo presupuestado con los resultados reales, partiendo de su estructura, es decir, Ingresos y Gastos, fueron los siguientes: Los Ingresos de Operación fueron de US \$ 6,952,190.35, mismo que al comparar con el valor presupuestado de US \$ 6,982,281.91, se obtuvo ingresos en menos por el valor de US \$ 30,091.56 equivalente al 0.43%, cifra aceptable en función de la proyección de los Ingresos. Los Ingresos Ajenos a la Operación fueron de US \$ 1,478,334.92, mismo que al comparar con el valor presupuestado de US \$ 111,900.00, se obtuvo ingresos adicionales por el valor de US \$ 1,366,434.92, equivalente al 1.221.12%, este significativo incremento obedece a que el Ministerio de Economía y Finanzas, nos transfirió por concepto de déficit tarifario, por el año 2006 el valor de US \$ 99,249.96 y por el año 2007 el valor de US \$ 903,136.04; además se realizaron ajustes contables por la liquidación de la compra de energía con el CENACE durante el período abril 1999 a septiembre del 2003, el valor de US \$ 246,452.00; por la Ley del Anciano el valor de US \$ 66,815.56; por la devolución de la importación de energía a Colombia del año 2006 el valor de US \$ 24,177.94; y, además se obtuvo rendimientos en Certificados de Depósitos por el valor de US \$ 64,884.62.

Los Gastos de Operación incluido los Gastos de Depreciación del ejercicio económico alcanzaron a la cifra de US \$ 6,990,883.47, mismo que al comparar con el valor presupuestado de US \$ 7,217,922.02, se obtuvo gastos en menos en la suma de US \$ 227,038.55 equivalente al 3.15%, este decremento obedece a la reducción de los costos por la compra de energía por el valor de US \$ 112,434.00, en el peaje el valor de US \$ 13.501.00 y otros. Los Gastos Ajenos a la Operación alcanzaron la cifra de US \$ 692,179.29, mismo que al comparar con el valor presupuestado de US \$ 67,300.00, existe un incremento de US \$ 624,879.29 equivalente al 928.50%, debido a que se liquidó la compra de energía con el CENACE durante el período 1 de abril de 1999 hasta septiembre del 2003, por lo que se procedió a realizar ajustes contables por el valor de US \$ 475,309.59; así como también por la potencia no registrada por la Empresa durante el período octubre 2003 hasta febrero del 2004 por el valor de US 139,328.56. Es de anotar que tanto los valores contabilizados en calidad de Ingresos Ajenos a la Operación, así como también los valores contabilizados

como Gastos Ajenos a la Operación, serán compensados con el Ministerio de Economía y Finanzas, utilizando el Déficit Tarifario que tiene a su favor la Empresa por el valor de US \$ 2,981,747.00. Para una mejor ilustración a continuación se detalla los Gastos de Operación por etapas funcionales en forma porcentual:

EN DOLARES AMERICANOS		
GASTOS	VALOR	%
Subtransmisión	77.467,35	1,01
Distribución	621.304,64	8,09
Instalación servicio consumidores	167.154,13	2,18
Comercialización	276.028,22	3,59
Administración General	885.810,69	11,53
<b>SUBTOTAL:</b>	<b>2.027.765,03</b>	<b>26,39</b>
Compra de energía	4.211.784,05	54,82
<b>SUMAN:</b>	<b>6.239.549,08</b>	<b>81,21</b>
Depreciación	751.334,39	9,78
<b>SUMAN:</b>	<b>6.990.883,47</b>	<b>90,99</b>
Gastos Ajenos a la operación	692.179,29	9,01
<b>TOTAL DEL GASTO:</b>	<b>7.683.062,76</b>	<b>100,00</b>

Para el ejercicio económico del 2007 se presupuestó una pérdida de US \$ 191,040.11 y se obtuvo realmente una utilidad de US \$ 747,462.51, esto obedece fundamentalmente al reconocimiento del Ministerio de Economía y Finanzas del Déficit Tarifario, por el año 2006 el valor de US \$ 99,249.96 y por el año 2007 el valor de US \$ 903,136.04.

#### 4.2.2. ANALISIS DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL KWH FRENTE AL COSTO MEDIO DEL KWH EN EL 2007.

Los 27.658 abonados consumieron energía eléctrica equivalente a 83'800.241 KWH, al relacionar con el valor facturado de US \$ 6,875,433.71, obtenemos el precio promedio de venta del KWH durante el año 2007 de US \$ 0.082046 por cada KWH.

Ingresos por Venta de Energía	\$ 6,875,433.71
Energía Facturada (KWH)	83'800.241
<b>Precio Medio de Venta KWH</b>	<b>\$ 0.082046</b>

Es importante relacionar estas cifras con el año 2006, cuyo comportamiento fue el siguiente:



CONCEPTO	2006	2007	VARIACION	%
INGRESOS VENTA ENERGIA	6.868.560,58	6.875.433,71	6.873,13	0,10
ENERGIA FACTURADA	81.501.074,00	83.800.241,00	2.299.167,00	2,82
PRECIO MEDIO DE VENTA	0,084276	0,082046	-0,0022	-2,65

Durante el período del 2007 para atender el servicio a los abonados de la Empresa, la energía disponible para la venta fue la siguiente:

BALANCE ENERGETICO		
	KWH	%
COMPRA DE ENERGIA	88.379.597	
TOTAL DISPONIBLE	88.379.597	
ENERGIA FACTURADA	83.800.241	
PERDIDA DE ENERGIA	4.579.356	5,18

El costo de la energía puesta a disposición de nuestros abonados detallado en los Gastos de Operación son de US \$ 6,990,883.47, mismo que al relacionar con el total de la energía facturada que es de 83'800.241 KWH, obtenemos un costo medio de US \$ 0.08342 cada KWH y detallados en la siguiente forma:

Costo de operación	\$ 6,990,883.47
Total energía facturada (KWH)	83'800.241
<b>Costo medio de venta KWH</b>	<b>\$ 0.083423</b>

Del análisis de la estructura y composición de los Ingresos y Gastos, se puede concluir que el KWH, durante el año 2007, tuvo los siguientes precios y costos:

Precio promedio de venta	\$ 0.082046 c/kwh
Costo promedio de venta	\$ 0.083423 c/kwh
<b>Déficit</b>	<b>\$ (0.001377) c/kwh</b>

Al comparar el precio promedio de venta del KWH que es de US \$ 0.082046, frente al costo promedio del KWH que es de US \$ 0.083423, se establece el déficit de US \$ 0.001377 por KWH; debido a las pérdidas de energía que son una de las causas principales que afecta directamente a los resultados económicos de la Empresa. Las pérdidas de energía son del orden del 5.18% según el balance energético, al cuantificar las pérdidas de energía que son de 4'579.356 KWH por el precio medio de venta que es de US \$ 0.082046, hemos dejado de recibir ingresos por venta de energía en la suma de US \$ 375,717.84.



#### 4.3. OBLIGACIONES DE LA EMPRESA.

El pasivo total de la Empresa al término del ejercicio económico es de US \$ 5,593,884.71, el mismo que se descompone de la siguiente manera:

Obligaciones a corto plazo	\$	4,015,344.00
Obligaciones a largo plazo	\$	<u>1,578,540.71</u>
<b>TOTAL DEL PASIVO:</b>	<b>\$</b>	<b><u>5,593,884.71</u></b>

#### 4.3.1. OBLIGACIONES A CORTO PLAZO.

El pasivo a corto plazo se descompone de la siguiente manera:

Cuentas por Pagar	\$	3,422,047.71
Obligaciones Patronales	\$	203,231.49
Otros Pasivos Corrientes	\$	<u>390,064.80</u>
<b>S U M A N:</b>	<b>\$</b>	<b><u>4,015,344.00</u></b>

**Cuentas por Pagar.-** Los valores más representativos son las acreencias que corresponden al Ministerio de Economía y Finanzas, descompuesto de la siguiente manera: por la entrega de la Subestación Azogues por parte de Transelectric el valor de US \$ 1,630,598.83 y por la compra de energía eléctrica al CENACE el valor de US \$ 1,178,173.75 durante el período 1 de abril de 1999 al 31 de diciembre del 2005, debiendo anotar que estos valores serán compensados con el déficit tarifario; el valor de US \$ 424,517.22 a todas las Empresas Generadoras del País, por la compra de energía correspondiente al mes de diciembre del 2007, valores que fueron cancelados en el transcurso del mes de enero del 2008; a Proveedores por la adquisición de bienes y servicios por el valor de US \$ 70,802.66, valores que fueron también cancelados en el transcurso de enero del 2008; Honorarios y Servicios el valor de US \$ 9,800.00, que corresponde a provisiones para los Comisarios y Auditores Externos por el ejercicio económico del 2007; y, Otros por el valor de US \$ 108,155.23, valores que serán cancelados en el transcurso del 2008.

**Obligaciones Patronales y Retenciones a favor de Terceros.-** El valor de Obligaciones Patronales es por US \$ 203,231.49, que corresponde a las provisiones de ley, tales como: XIII Sueldo, XIV Sueldo, Utilidades por Pagar, etc.

**Otros Pasivos Corrientes.-** El saldo al 31 de diciembre del 2007 es de US \$ 390,064.80, que corresponde a las retenciones del IVA, Impuesto a la Renta, Cuerpo de Bomberos, Seguro Contra Incendios, Tasa de Recolección de Basura, FERUM y otros; estos valores



también serán cancelados en los meses subsiguientes a favor de terceros, en virtud de que la Empresa actúa en calidad de Agente de Retención.

#### 4.3.2. OBLIGACIONES A LARGO PLAZO.

El pasivo a largo plazo se descompone de la siguiente manera:

Depósito de Abonados	\$.	1,129,438.18
Jubilación Patronal	\$	426,779.24
Anticipo para Construcciones	\$	<u>22,323.29</u>
<b>S U M A N:</b>	<b>\$</b>	<b><u>1,578,540.71</u></b>

**Depósito de Abonados.-** Corresponde a los depósitos que realizan los clientes que se incorporan al servicio de energía eléctrica, cuyos valores son entregados en calidad de garantía por acometida y medidor y por consumo, el monto alcanza a la suma de US \$ 1,129,438.18, estos valores muy esporádicamente son devueltos a los clientes, por lo tanto se mantiene en esta cuenta como respaldo del valor del activo fijo, que en este caso constituye el medidor y la acometida.

**Provisión para Jubilación Patronal.-** De acuerdo a lo estipulado en el Artículo 219 del Código de Trabajo en vigencia, la Empresa tiene la obligación de crear un fondo de jubilación patronal para sus trabajadores, a fin de que a futuro tenga las reservas suficiente para cubrir los costos que demanden la jubilación patronal de todos y cada uno de los trabajadores que cumplan más de 25 años de servicio ininterrumpido en la Empresa, el valor acumulado al 31 de diciembre del 2007 alcanza a la suma de US \$ 426,779.24.

#### 4.3.3. POR PRESTAMOS EXTERNOS.

La Empresa Eléctrica Azogues C. A. no tiene préstamos externos de contratación directa.

#### 4.4. INDICADORES FINANCIEROS.

Para lograr una adecuada evaluación de la gestión financiera de la Empresa, es importante analizar ciertos indicadores financieros que nos permitan medir la solvencia, la vulnerabilidad o los rendimientos obtenidos al término del ejercicio económico.

**Solvencia Financiera.-** Está dado por la siguiente relación:

$$\frac{\text{Activo Corriente - Inventarios}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{3,598,792.24}{1,206,571.42} = 2.98$$

Este índice nos demuestra la capacidad de pago que la Compañía tiene para hacer frente a las obligaciones corrientes, es decir con vencimiento inferior a un año, se dispone de US \$ 2.98 para cubrir un dólar de deuda. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **EXCELENTE**.

**Liquidez Financiera.**- Como factor básico para atender programas y proyectos, sean estos de inversión o para atender los gastos operativos, se miden más rigurosamente por la siguiente relación:

$$\frac{\text{Disponibilidades}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{1,631,322.90}{1,206.571.42} = 1.35$$

Este índice demuestra la cantidad de recursos en efectivo que la Empresa dispone para atender sus compromisos corrientes en forma inmediata, es decir disponemos de US \$ 1.35 para hacer frente a cada dólar de deuda. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **EXCELENTE**.

**Capital de Trabajo.**- Se entiende así a la diferencia entre el Activo Corriente menos el Pasivo Corriente. Indica el valor que dispondría la Compañía para atender las operaciones normales de su actividad, como pago de sueldos, adquisiciones de materiales para operación y mantenimiento y otros gastos de operación. Está dado por la siguiente expresión:

$$\text{Activo Corriente} - \text{Pasivo Corriente} = 3,598,792.24 - 1,206,571.42 = 2,392,220.82.$$

De acuerdo al resultado alcanzado el capital de trabajo es de US \$ 2,392,220.82, por lo que se puede manifestar que la Compañía en este ejercicio económico tiene un capital de trabajo positivo, por lo que resulta ser **EXCELENTE**.

**Rentabilidad.**- Para determinar el rendimiento que nos ha generado la inversión durante el ejercicio económico, nos valemos de los índices de Rentabilidad, los mismos que son los siguientes:

- a) **Rentabilidad del Patrimonio**
- b) **Margen de Beneficio**

$$\text{Rentabilidad del Patrimonio} = \frac{\text{Utilidad Neta del Ejercicio}}{\text{Patrimonio} + \text{Utilidad Neta}} = \frac{506,080.54}{12,854,315.25} = 3.94\%$$



La Empresa obtuvo durante el ejercicio económico del 2007, una utilidad neta de US \$ 506,080.54 equivalente al 3.94%, porcentaje aceptable de rendimiento, si partimos de la premisa que el CONELEC establece como tasa de descuento el 7% anual. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **BUENO**.

**Margen de Beneficio.**- Mide la utilidad neta obtenida en el ejercicio, con relación a los ingresos por venta de energía, luego de cubrir los gastos operativos; y se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{Margen de Beneficio} = \frac{\text{Utilidad Neta del Ejercicio}}{\text{Ingresos por Venta de Energía}} = \frac{506,080.54}{6,875,433.71} = 7.36\%$$

Este índice si bien nos demuestra una tasa de rentabilidad del 7.36% por el año 2007, esto no significa que los Ingresos por Venta de Energía son suficientes para cubrir los Gastos Operativos, ya que la utilidad neta del ejercicio obtenida se debe al reconocimiento del Déficit Tarifario otorgado por el Ministerio de Economía y Finanzas por el año 2007. De acuerdo al resultado alcanzado en el ejercicio económico del 2007 el índice obtenido es **MUY BUENO**.

**Independencia Financiera.**- Determina la adecuada utilización de los capitales de la Entidad y permite prever, en forma oportuna, la necesidad de reforzar el patrimonio y está dado por la siguiente relación:

$$\text{Independencia Financiera} = \frac{\text{Patrimonio}}{\text{Activo Total - Disponibilidades}} = \frac{12,854,315.25}{16,816,877.06} = 76.44\%$$

Los activos de Compañía están financiados el 76,44% con el patrimonio de los Accionistas, se cuenta con una estructura financiera adecuada, por lo tanto no se requiere por el momento reforzar el patrimonio. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **EXCELENTE**.

**Nivel de Endeudamiento.**- Este indicador establece el porcentaje de participación de los acreedores dentro de la Compañía, la relación es la siguiente:

$$\text{Nivel de Endeudamiento} = \frac{\text{Total Pasivos con Terceros}}{\text{Total del Activo}} = \frac{5,593,884.71}{18,448,199.96} = 30.32\%$$

El porcentaje de endeudamiento con relación al activo total es del 30.32%; los pasivos básicamente están representados por las acreencias por la compra de energía, por la adquisición de bienes y servicios y por la entrega de la Subestación Azogues por parte de TRANSELECTRIC S. A. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **EXCELENTE**.



## 5. ASPECTOS COMERCIALES

### 5.1. MERCADO

#### AREA DE CONCESION.-

De acuerdo al Contrato de Concesión, a la Empresa Eléctrica Azogues C. A. le corresponde 1.187 Km<sup>2</sup>, sirviendo en aproximadamente el 26.33% hasta diciembre de 2007, lo que significa 312.5 Km<sup>2</sup>, con lo que se benefician los cantones Azogues y Déleg con todas sus parroquias y a un sector de la parroquia Sageo del cantón Biblián de la provincia de Cañar y al sector de Guangras de la provincia del Chimborazo, de acuerdo al siguiente detalle:

#### Provincia del Cañar.-

Cantón Azogues con las parroquias: Azogues, San Francisco, Bayas, Borrero, Guapán, Rivera, Taday, Pindilig, Luis Cordero, San Miguel, Javier Loyola y Cojitambo.

Cantón Déleg: con las parroquias Déleg y Solano.

Cantón Biblián: únicamente la parroquia Sageo.

#### Provincia del Chimborazo.-

Sector de Guangras.

#### CLIENTES.-

Al término del ejercicio económico del 2007, se registran 27.658 clientes, que comparado con el mismo período del año 2006 que fue de 26.851, se incrementan 807 abonados, que equivale al 3.01%, es decir 112 más que en el año 2006 que fueron 695, detallados así:

#### NUMERO DE CLIENTES ENTRE LOS AÑOS 2006 AL 2007

SERVICIO	AÑO 2006	AÑO 2007	INCREMENTO
RESIDENCIAL	621	678	57
COMERCIAL	55	89	34
INDUSTRIAL	13	32	19
OTROS	6	8	2
<b>TOTAL</b>	<b>695</b>	<b>807</b>	<b>112</b>



### INCREMENTO PORCENTUAL AÑO 2007

SERVICIO	AÑO 2007	%
RESIDENCIAL	678	84.01
COMERCIAL	89	11.03
INDUSTRIAL	32	3.97
OTROS	8	0.99
<b>TOTAL</b>	<b>807</b>	<b>100.00</b>

Por lo anotado, se establece que el sector residencial con 678 clientes igual al 84.01% es el servicio que tiene mayor incremento, siguiéndole el sector comercial con 89, industrial con 32 y otros (entidades oficiales y beneficio público, asistencia social) con 8, con los porcentajes de 11.03%, 3.97% y 0.99% en su orden.

El comportamiento de los clientes por tipo de servicio en forma anual por el período 2003-2007 es el siguiente:

### NUMERO DE CLIENTES POR TIPO DE SERVICIO PERIODO 2003-2007

A Ñ O S

SERVICIO	2003	2004	2005	2006	2007
RESIDENCIAL	22.619	23.220	23.753	24.374	25.052
COMERCIAL	1.535	1.566	1.595	1.650	1.739
INDUSTRIAL	272	299	325	338	370
OTROS	447	455	483	489	497
<b>TOTAL</b>	<b>24.873</b>	<b>25.540</b>	<b>26.156</b>	<b>26.851</b>	<b>27.658</b>

Lo que en porcentajes significa:



2007

% CRECIMIENTO

SERVICIO	NUMERO	%	2006-2007	2003-2007
RESIDENCIAL	25.052	90.58	2.78	2.59
COMERCIAL	1.739	6.29	5.39	3.18
INDUSTRIAL	370	1.34	9.47	8.02
OTROS	497	1.80	1.64	2.71
<b>TOTAL</b>	<b>27.658</b>	<b>100.00</b>	<b>3.01</b>	<b>2.69</b>

El número de clientes por provincias y cantones a diciembre del 2007 es el siguiente:

PROVINCIA CAÑAR CANTONES	CLIENTES	%
AZOGUES	24.862	89.89
DELEG	2.529	9.14
BIBLIAN	138	0.50
PROVINCIA CHIMBORAZO SECTOR GUANGRAS	129	0.47
<b>TOTAL</b>	<b>27.658</b>	<b>100.00</b>

## 5.2. ENERGIA FACTURADA (KWH).-

Durante el año 2007 se facturaron 83'800.241 kwh, que significa 2'299.167 kwh más que en el año 2006, que fueron 81'501.074 kwh, es decir 2.82% más. El mayor número de kwh facturados se encuentra en el sector industrial con 48'655.402 kwh que es igual al 58.06% de la facturación total, debido a la energía utilizada por el Gran Consumidor Guapán que en el período analizado se le facturó 46'520.539 kwh que equivale al 55.51% igualmente de la facturación total, cantidad mayor al año anterior que se facturaron 45'738.985 kwh que significa 781.554 kwh más, igual al 1.71% en más. En orden descendente de los kwh facturados le siguen los residenciales, alumbrado público, comerciales y otros con 22'134.060 kwh, 5'443.007 kwh, 5'441.227 y 2'126.550 kwh que equivalen al 26.41%, 6.50%, 6.49% y 2.5 %, en su orden.

El comportamiento de la venta de energía en kwh en forma anual, durante el período 2003-2007 es el siguiente:



Las variaciones porcentuales por tipo de servicio con relación al año anterior son: el sector residencial, con el 1.84%, comercial con el 8.64%, entidades oficiales con el 8.72%, alumbrado público con el 2.34% y otros; y, los decrecientes son Industrial con el 3.80%, Escenarios Deportivos con el 59.69% y otros.

El comportamiento que presentan las facturaciones en US \$ por tipo de servicio en forma anual en el periodo 2003-2007, es el siguiente:

**INGRESOS FACTURADOS POR TIPO DE SERVICIO EN US\$  
PERIODO 2003-2007**

SERVICIO	A Ñ O S				
	2003	2004	2005	2006	2007
RESIDENCIAL	2'216,534	2'332,748	2'419,698	2'486,143	2'531,935
COMERCIAL	412,061	456,885	460,265	482,390	524,053
INDUSTRIAL	2'756,049	2'772,438	2'543,488	2'887.793	2'777,982
AL. PUBLICO	738,162	785,130	791,719	834,394	853,923
OTROS	140,327	161,874	167,692	177,841	187,541
<b>TOTAL</b>	<b>6'263,133</b>	<b>6'509,074</b>	<b>6'382,863</b>	<b>6'868,561</b>	<b>6'875,434</b>

Que en porcentajes significa:

SERVICIO	2007			
	US\$	%	2006-2007	2003-2007
RESIDENCIAL	2'531,935	36.83	1.84	3.27
COMERCIAL	524,053	7.62	8.64	6.19
INDUSTRIAL	2'777,982	40.40	-3.80	0.20
AL. PUBLICO	853,923	12.42	2.34	3.71
OTROS	187,541	2.73	5.45	7.52
<b>TOTAL</b>	<b>6'875,434</b>	<b>100.00</b>	<b>0.10</b>	<b>2.36</b>

**PARTICIPACION PORCENTUAL POR TIPO DE CONSUMIDOR**



		CLIENTES		KWH		US\$	
		%		%		%	
SERVICIO	2006	2007	2006	2007	2006	2007	
RESIDENCIAL	90.78	90.58	26.70	26.41	36.21	36.66	
COMERCIAL	6.15	6.29	6.14	6.49	7.02	7.65	
INDUSTRIAL	1.26	1.34	58.65	58.06	42.05	40.53	
AL PUBLICO	0.00	0.00	6.07	6.50	12.15	12.46	
OTROS	1.82	1.79	2.43	2.54	2.56	2.71	
<b>TOTAL</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	

En el cuadro precedente se detallan los porcentajes de participación de los tipos de servicio, tanto para el año 2006 cuanto para el año 2007, donde se nota que en cada uno de los conceptos como clientes, KWH y US \$ no existe mayor diferencia; no así entre clientes, KWH y US \$, pues vemos que el mayor número de clientes que son los residenciales que constituyen el 90.58% consumen para el año 2007 el 26.41% de KWH y se facturan el 36.66% de dólares; y, el sector industrial para el mismo año 2007 con 1.34% de clientes consumen 58.06% de KWH y se les factura el 40.53% de US \$, que está afectado por el Gran Consumidor Guapán e igualmente vemos que el alumbrado público que se factura como un solo cliente y asoma como 0.00%, significa el 6.50% de KWH y se factura el 12.46% de US\$, en la tarifa comercial y otros (entidades oficiales, asistencia social, beneficio público) no existe una diferencia marcada entre conceptos.

Con el objeto de proporcionar un servicio de calidad al cliente, entre otros, la Empresa mantiene contratos de orden civil con profesionales en la rama para las actividades de lecturas para la facturación, de acuerdo al cronograma previamente establecido, lo que permite que normalmente las planillas de consumo estén dispuestas en ventanillas de recaudación para su cobro el primer día de cada mes, lo que corresponden a los consumos del mes inmediato anterior. La atención de reclamos por lecturas erradas, refacturaciones, etc, son realizadas en forma inmediata. Las instalaciones de servicios nuevos se enmarcan dentro de los límites establecidos por el CONELEC, siendo permanentemente actualizada la información de los clientes en la base de datos del sistema.

Es necesario dar prioritaria atención a la conclusión del sistema informático de comercialización con el objeto de poder cumplir con las exigencias del CONELEC y sus regulaciones, siendo una de ellas la Regulación No. CONELEC-004/01.

### 5.3. ACOMETIDAS Y MEDIDORES.-

La Jefatura de Acometidas y Medidores, durante el año 2007, ha ejecutado las siguientes actividades:

A) Construcciones:

Servicios nuevos

1.036



B) Mantenimiento correctivo:

Cambios de acometidas, cambios de medidores, reclamos técnicos 1.923

C) Mantenimiento preventivo

Reubicación de equipos de medición: 501

D) Inspecciones de servicio eléctrico: 2.500

Con la finalidad de brindar un buen servicio de energía eléctrica, en cada solicitud para servicio nuevo, se verifica tanto las condiciones de capacidad de carga de los transformadores, como de las condiciones en que se encuentran las redes secundarias de distribución, corrigiéndose inmediatamente cualquier defecto de servicio ya sea en los transformadores como en las redes de distribución, previo la aprobación del servicio nuevo. De igual manera en los reclamos por bajo voltaje en el servicio de energía eléctrica, se ha procedido a corregir mediante remodelaciones de las redes secundarias, reubicaciones y mejoramiento en la capacidad de los transformadores.

E) Se colabora con la fiscalización de los proyectos FERUM.

F) Se colabora con los sistemas de distribución secundaria subterráneos en las calles Sucre y Bolívar de la ciudad de Azogues.

#### 5.4. RECAUDACION.-

Durante el año que se analiza la Empresa realizó 12 emisiones mensuales de facturación de enero a diciembre, que corresponden a los consumos de diciembre del año 2006 hasta noviembre del año 2007, por la suma total de US \$ 8'308,172.68, en el que se encuentra incluido energía y adicionales como Bomberos, Seguro Contra Incendios, FERUM, Tasa de Recolección de Basura, Créditos, etc., recaudándose en el período enero - diciembre de 2007 la suma de US \$ 8,150,723.58, que significa el 98.10% del total facturado. Se debe anotar que de alguna manera la recaudación se ve afectada por el no cobro oportuno del valor correspondiente al subsidio de la Tarifa Dignidad, pues hasta la presente fecha únicamente se nos ha cancelado el valor correspondiente al subsidio de la Tarifa Dignidad por los meses de julio y agosto de 2007.

#### 5.5. CARTERA.-

Con el objeto de brindar un servicio ágil a sus usuarios para el pago de las planillas de consumo de energía eléctrica, la Empresa ofrece diferentes puntos de recaudación de acuerdo al siguiente detalle: Dos ventanillas de recaudación en las oficinas centrales ubicadas en la calles Bolívar y Aurelio Jaramillo, en donde se recaudan tanto planillas de consumo como facturas por conceptos que no son venta de energía, una ventanilla para cobro de planillas de consumo en el sector más central de la ciudad, ventanillas que atienden



de lunes a viernes en horarios laborables, se tienen también ventanillas para recaudación de planillas de consumo en los bancos Pacífico, M.M. Jaramillo Arteaga y Guayaquil que atienden en sus horarios habituales de lunes a sábado y una ventanilla en el cantón Déleg para recaudación de planillas de consumo que atiende de jueves a domingo en la ciudad de Déleg y los lunes en la parroquia Solano del mismo cantón.

Entre las acciones tomadas para el control de cartera se anotan:

- Cortes y reconexiones por mora en el pago de las planillas de consumo, a través de contratista mediante la modalidad de contratos de orden civil.
- Programa permanente de suspensión de servicio por mora en el pago de planillas de consumo.
- Plazos para la cancelación de las planillas de consumo y no ser sujetos de suspensión del servicio.
- Publicidad por los medios de comunicación local haciendo conocer a la ciudadanía las planillas que se están cobrando y fechas de cortes.
- Notificaciones mediante comunicaciones individuales a Entidades del Sector Público y Clientes especiales, sobre los valores que deben cancelar y el plazo, llamadas telefónicas y visitas personales de ser necesario.
- Depuración de cartera, retirando los equipos de medición para su liquidación de todos los Consumidores que persisten en el no pago a pesar de estar cortados el servicio.
- Cobro a través de Bancos, mediante el sistema de débito de las cuentas bancarias de los consumidores que así lo soliciten.
- Cancelación de planillas del personal de la Empresa mediante el descuento en roles de pago.
- Cobro a las comunidades rurales en bloques a través de sus representantes.

Actividades que han permitido que al 31 de diciembre del 2007 se tenga una cartera total de US\$ 68,124.41, de acuerdo al siguiente detalle:



**SALDO DE CARTERA CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2007**

	CARTERA ACTIVA		CARTERA VENCIDA		CARTERA TOTAL	
SERVICIO	US\$	%	US\$	%	US\$	%
<b>SECT. PUBL.</b>						
ENTID. PUBL.	1,174.48	3.27	361.27	1.12	1,535.75	2.25
<b>TOTAL S. PUB.</b>	<b>1,174.48</b>	<b>3.27</b>	<b>361.27</b>	<b>1.12</b>	<b>1,535.75</b>	<b>2.25</b>
<b>SECT. PRIVA.</b>						
RESIDENCIAL	23,441.67	65.22	28,050.97	87.17	51,492.64	75.59
COMERCIAL	5,359.68	14.91	2,803.95	8.71	8,163.63	11.98
INDUSTRIAL	5,967.13	16.60	965.26	3.00	6,932.39	10.18
<b>TOT. SEC. PRI.</b>	<b>34,768.48</b>	<b>96.73</b>	<b>31,820.18</b>	<b>98.88</b>	<b>66,588.66</b>	<b>97.75</b>
<b>TOTAL GENER.</b>	<b>35,942.96</b>	<b>100.00</b>	<b>32,181.45</b>	<b>100.00</b>	<b>68,124.41</b>	<b>100.00</b>

El cuadro precedente se ha elaborado tomando como referencia el formato dispuesto por el CONELEC para la determinación de cartera vencida, considerando para ello la cartera activa hasta por sesenta días y para la cartera vencida el valor total de consumidores que adeudan más de sesenta días, es decir no se tiene desglosado exclusivamente por antigüedad de saldos, debido a que el programa del sistema informático no lo permite por no estar concluido.

Los valores así concebidos nos dan la suma de US \$ 35,942.96 para cartera activa, US \$ 32,181.45 para cartera vencida y US \$ 68,124.41 de cartera total.

Del análisis se desprende que frente a los valores totales de cada uno de los rangos, en el sector público, la cartera activa, cartera vencida y cartera total es del 3.27%, 1.12% y 2.25% en su orden, que son significativamente más bajos que los del sector privado que se encuentran en el 96.73%, 98.88% y 97.75% respectivamente. En el sector privado el porcentaje más elevado es el residencial, le sigue el comercial e industrial, que para referencia tomamos los de la cartera total que están en el 75.59%, 11.98% y 10.18% en el mismo orden.

A continuación presentamos un cuadro comparativo de los saldos de cartera con corte al 31 de diciembre de 2007 frente al promedio mensual (US \$ 692,347.72) de las facturaciones totales (US \$ 8'308,172.68) emitidas durante el año 2007.



**PORCENTAJES DE CARTERA FRENTE A FACTURACIONES AÑO 2007**

CONCEPTO	VALOR EN US\$	% PROMEDIO EMISIONES MENSUALES US\$ 692,347.72	% EMISIONES DEL AÑO US\$ 8'308,172.68
CARTERA ACTIVA	35,942.96	5.19	0.43
CARTERA VENCIDA	32,181.45	4.65	0.39
CARTERA TOTAL	68,124.41	9.84	0.82

Del cuadro anterior se desprende que la cartera activa cuyo valor es de US \$ 35,942.96 significa el 5.19% del promedio de la facturación mensual y el 0.43% del total facturado en las emisiones del año 2007 que corresponde de diciembre de 2006 a noviembre de 2007, la cartera vencida US\$ 32,181.45 es el 4.65% del promedio mensual y el 0.39% del año, y la cartera total US\$ 68,124.41 es el 9.84% del promedio mensual y el 0.82% del año, valores en los que se encuentran incluidos la energía y otros conceptos como FERUM, Bomberos, intereses por mora, créditos, Tasa de Recolección de Basura, etc., porcentajes de cartera que están entre los más bajos de las empresas similares del País.

**5.6. ANALISIS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA.-**

La Empresa Eléctrica Azogues C. A. en el transcurso del año 2007, su energía disponible fue de 88'379.597KWH, facturándose a los consumidores finales 83'800.241 KWH, con una diferencia no facturada de 4'579.356 KWH igual al 5.18%.

A continuación presentamos en detalle el comportamiento de las pérdidas de energía durante los últimos cinco años:

**RESUMEN ANUAL DE PERDIDAS DE ENERGIA  
PERIODO 2003-2007**

**ENERGIA EN KWH                      PERDIDAS**

AÑO	COMPRA	VENTA	PERDIDAS	%
2003	77'992.490	72'576.138	5'416.352	6.94
2004	81'707.634	75'973.123	5'734.511	7.02
2005	82'390.746	77'404.666	4'986.080	6.05
2006	85'684.637	81'501.074	4'183.563	4.88
2007	88'379.597	83'800.241	4'579.356	5.18



En el cuadro resumen anual de pérdidas de energía, el comportamiento de las pérdidas de energía durante el último quinquenio incluido el año 2007, se ve que en el año 2003, las pérdidas alcanzan al 6.94%, para el año 2004 sube al 7.02%, es decir el 0.08%, para el año 2005 baja al 6.05 o sea disminuye el 0.97%, en el 2006 baja al 4.88% es decir disminuye el 1.17% y para el 2007 sube al 5.18%, es decir se incrementa el 0.3%; pérdidas totales del sistema que son evaluadas en barras de carga de la Subestación Cuenca (barras de 69 KV).

Anotando que de alguna manera el incremento está afectado por la disminución de la recuperación energética por medidores calibrados y liquidación por consumo no registrado, pues han disminuido los clientes cuyos medidores han sido revisados y encontrado anomalías, ya que mientras más disminuyen las pérdidas, menos clientes se encuentran con observaciones en el funcionamiento de los medidores. Además que en el mes de diciembre de 2007 se realizaron ajustes en la toma de lecturas en casi tres días menos para cumplir con la facturación oportuna.

Como dato referencial debemos indicar que las pérdidas en distribución a nivel de barras de 22 KV., alcanzan el 9.39%.

## **INFORME DEL CONTROL Y REDUCCION DE PERDIDAS DE ENERGIA COMERCIALES**

Siguiendo el Plan de Trabajo programado para el año 2007 por el Departamento de Control de Pérdidas Comerciales de la Compañía, a continuación se pone en conocimiento en el presente informe, las acciones y los resultados de la gestión realizada para la reducción y control de pérdidas de energía comerciales durante el año 2007.

### **ACCIONES Y RESULTADOS**

**Medidores calibrados.-** En este período se han revisado 7.929 equipos de medición, de los cuales 1.562 son para servicios nuevos; de los 6.367 medidores que fueron calibrados de acuerdo al programa de revisión por sectores, se detectaron 389 equipos alterados, que representa el 6.11% del total revisado.

Además se procedió a cambiar 322 equipos de medición que se encontraron en mal estado.

Cuadro N° 1

<b>MEDIDORES CONTRASTADOS PARA SERVICIOS NUEVOS (U)</b>	1.562
<b>CAMBIO DE MEDIDORES (U)</b>	322

#### **MEDIDORES CONTRASTADOS DE ACUERDO AL PROGRAMA**

<b>EN NORMAL FUNCIONAMIENTO</b>	
1.- Sellado tapa principal y bornera (U)	4.576



2.- Sin sellos en la tapa principal y bornera (U)	221
3.- Sin sellos en la tapa principal (U)	25
4.- Sin sellos en la bornera (U)	799
5.-Menos un sello en la tapa principal (U)	127
6.- Menos un sello en la tapa principal y sin sello en la bornera (U)	230
<b>TOTAL EN NORMAL FUNCIONAMIENTO</b>	<b>5.978</b>
<b>CON OBSERVACION (U)</b>	<b>389</b>

<b>TOTAL DE MEDIDORES CONTRASTADOS (U)</b>	<b>6.367</b>
<b>PORCENTAJE DE MEDIDORES CON OBSERVACION (%)</b>	<b>6.11</b>

Del cuadro No.1, se desprende que el 76.55% de los medidores revisados que se encontraron en normal funcionamiento, estuvieron debidamente sellados; el 3.70% no tenían sellos en la tapa principal ni en la bornera; el 0.42% no tenían sellos en la tapa principal; el 13.37% sin sellos en la bornera; el 2.12% menos un sello en la tapa principal; y, el 3.85% menos un sello en la tapa principal y sin sello en la bornera. A los equipos que no se encontraron debidamente sellados se les realiza un seguimiento para analizar los consumos futuros y tomar las acciones pertinentes.

En el cuadro No. 2 se detallan los 389 equipos que se encontraron con observación, predominando: medidores descalibrados con el 29.31%; bobina de tensión quemada con el 13.11%; cojinetes desgastados con el 11.05%; conexiones directas con el 10.8%; y, cojinetes manipulados con el 10.03%.

Como se desprende de los datos anteriores, las principales observaciones que se dan en los sistemas de medición con daños, se debe a que los equipos de medición han cumplido su vida útil; y, han presentado daños técnicos (medidores descalibrados, cojinetes desgastados, y bobina de tensión quemada). Además la principal manera de manipular los sistemas de medición son las conexiones directas, generalmente realizadas en las acometidas tipo dúplex de aluminio.

Bajo este contexto, se han tomado las siguientes estrategias para contrarrestar estas inconformidades:

- Cambiar los equipos de medición que han cumplido su vida útil (medidores con más de 15 años de funcionamiento).
- Adquirir los equipos de medición que presenten las mejores características técnicas (sostenibilidad de la disminución de pérdidas en el tiempo).
- Utilizar conductor concéntrico.

Cuadro N° 2

MEDIDORES CONTRASTADOS CON OBSERVACION	CANTIDAD
1.- Medidores descalibrados (U)	114
2.- Display dañado (U)	3
3.- Cojinetes manipulados (U)	39
4.- Cojinete desgastado (U)	43
5.- Objetos extraños dentro del medidor (U)	23
6.- Bobina de tensión quemada (U)	51
7.- Bornera recalentada (U)	1
8.- Manipulación mecanismos de medidor	6
9.- Medidor mal instalado (U)	1
10.-Engranaje roto (U)	6
11.- Medidor inclinado (U)	3
12.- Medidor en línea incompatible (U)	2
13.- Disco torcido (U)	4
14.- Roto cristal de tapa principal (U)	11
15.- Marcador de lectura zafado o trabado (U)	21
16.- Puente desconectado (U)	5
17.- Menos una fase, en monofásico trifilares (U)	3
18.- Acometida picada (U)	10
19.- Conexión directa (U)	42
20.- Medidor en cortocircuito	1
<b>TOTAL (U)</b>	<b>389</b>

Integrando las observaciones, se desprende que el 33,93% de los medidores con observaciones son manipulados por el consumidor, y el 66,07% restante se deben a fallas no imputables al consumidor.

**Recuperación energética y financiera por medidores calibrados.-** En el cuadro N° 3, se indica la recuperación energética y financiera, resultado de la revisión de los equipos de medición durante el año 2007.

Cuadro No. 3

RECUPERACIÓN ENERGETICA Y FINANCIERA	VALORES
<b>RESULTADO DE REVISION DE MEDIDORES</b>	
Recuperación energética mensual (kwh)	28.477
Recuperación energética anual (Kwh)	341.724
Recuperación financiera mensual ( US\$)	4,078.93
Recuperación financiera anual (US\$)	48,947.16



La recuperación energética mensual fue de 28.477 KWH (341.724 KWH anual), lo que representa una recuperación financiera mensual de US \$ 4,078.93 (US \$ 48,947.16 anuales).

**Reliquidación por consumo no registrado.** De los 394 consumidores que se procedió a la reliquidación por consumo no registrado, porque se encontró los equipos de medición manipulados y conexiones directas, se obtiene una recuperación de 275.843 KWH, lo que representa un ingreso recuperado de US\$ 47,133.34, como se indica en el cuadro No. 4.

Cuadro No. 4

RELIQUIDACION POR CONSUMO NO REGISTRADO	VALORES
Consumidores refacturados (U)	394
Energía facturada (Kwh)	275.843
Recuperación económica por energía refacturada ( US\$)	47,133.34

**Servicios ocasionales.** Con la finalidad de evitar las conexiones clandestinas a las redes de la empresa, se ha logrado concienciar a los consumidores para que no realicen este tipo de instalaciones, mediante el proceso de servicios ocasionales.

Como se detalla en el cuadro No. 5, en el año 2007 se procedió a la instalación de 1,960 servicios ocasionales (integración de las solicitudes y renovaciones mensuales), que demandaron un total de 224.358 KWH y representó un ingreso de US \$ 46,606.

Cuadro No. 5

SUMINISTROS OCASIONALES	VALORES
Total de clientes que solicitaron (U)	1.960
Total de clientes que cancelaron (U)	1.960
Porcentaje de los cancelados en relación a solicitados (%)	100.00
Total facturado (Kwh)	224.358
Total facturado (US\$)	46,606.00

**Resumen de la recuperación energética - financiera.** En el cuadro No. 6, se detalla la recuperación energética-financiera por calibración de medidores; y, por servicios ocasionales. El valor integrado de estas acciones refleja un resultado global de recuperación anual de 841,925 KWH y US \$ 142,686.33.

Cuadro N° 6

CONCEPTO	KWH	US\$
Medidores Calibrados	341.724	48,947
Liquidación por consumo no registrado	275.843	47,133
<b>TOTAL POR CALIBRACION DE MEDIDORES</b>	<b>617.567</b>	<b>96,080.50</b>
<b>SUMINISTROS OCASIONALES</b>	<b>224.358</b>	<b>46,606</b>
<b>TOTAL CALIBRACION DE MEDIDORES Y SUM. OCASIONALES</b>	<b>841.925</b>	<b>142,686.33</b>

### CONTROL DE LOS CLIENTES ESPECIALES.

Se considera consumidores especiales a:

- Consumidores de media y alta tensión.
- Consumidores de baja tensión con demanda.

La Empresa en su área de concesión cuenta aproximadamente con 103 consumidores especiales, segregados de la siguiente manera:

Un consumidor en alta tensión: Empresa Industrias Guapán, cuyo consumo promedio es de 3'848.972 KWH-mes; 96 consumidores de media tensión que tienen un consumo integrado de alrededor de 295.000 KWH-mes, siendo los más representativos:

CONSUMIDOR	KWH/MES
Hospital	37.700
Telecuencia	34.985
Pacifictel	13.237
Municipio	11.785
Corte Superior	11.635
Universidad Católica	9.948
Parcazo (fabrica de tejas)	9.766
Comercializadora Singular Faros	8.614
Superdespensa AKI	7.751
Gasolinera Abad	6.435
Hotel Paraíso	6.200
Porta Celular	5.860
Alimentos Chontalac	5.622
Colegio Técnico	4.578



Y, 6 consumidores de baja tensión con demanda, cuyo consumo integrado aproximado es de 9.500 KWH-mes.

El control que se realiza a estos clientes, básicamente contempla las siguientes actividades:

Instalación de equipos de medición electrónicos, a estos clientes.

Cambios de equipos de medición indirecta a medición directa.

Inspecciones mensuales de los sistemas de medición.

Control de la lectura y facturación, con lo que se ha corregido algunas inconformidades que se dieron en la facturación de estos clientes (tarifa, demanda facturable, factor de corrección, factor de penalización); para que se dé fiel cumplimiento de lo establecido en el pliego tarifario.

### CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS

El 12 de julio de 2007, la Jefatura de Control de Pérdidas Comerciales, presentó el Plan de Pérdidas comerciales de la Empresa, para el periodo 2007-2009, el mismo que fue aprobado por el Directorio de la Empresa el 2 de agosto de 2007, con resolución N° 022-2007. Comparando los resultados programados en este Plan para el año 2007, con lo realizado se tiene los siguientes porcentajes de cumplimiento: número de medidores revisados (90%), recuperación energética (87%); y, recuperación financiera (98%).

Cuadro No. 7

CONCEPTO	PLANIFICADO	REALIZADO	PORCENT. % CUMPLIMIENTO
Número de medidores revisados (U)	7.100	6.367	90%
Recuperación energética (KWH)	710.000	617.567	87%
Recuperación financiera (U.S.D.)	98,016	96,081	98%

La diferencia de lo planificado con lo realizado, se debe a que para el cuarto trimestre de 2007, se tenía previsto incrementar un equipo de trabajo adicional, aspecto que no se concretó.

Bajo este contexto se mantuvo la misma capacidad operativa (se contó con los mismos recursos tanto humanos como de equipos para todo el año 2007); por lo que contrastando con lo planificado en primera instancia para el año 2007 (sin el incremento del equipo de trabajo); se tienen porcentajes de cumplimiento de: número de medidores revisados, de la



recuperación energética y de la financiera; del 101%, 95% y 101% respectivamente, como se detalla en el cuadro siguiente:

CONCEPTO	PLANIFICADO	REALIZADO	PORCENTAJE % CUMPLIMIENTO
Numero de medidores revisados (U)	6.300	6.367	101%
Recuperación energética (KWH)	650.000	617.567	95%
Recuperación financiera (US\$.)	95.000	96,081	101%

## 6. ASPECTOS TECNICOS

### 6.1. EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELECTRICO

Para garantizar el suministro del servicio eléctrico, implicó realizar actividades concomitantes en los siguientes ámbitos:

- Satisfacción de la demanda eléctrica.
- Calidad de servicio.
- Compra de energía en la mejores condiciones económicas.

#### 6.1.1. ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGIA

La demanda de potencia y energía fue cubierta por el Mercado Eléctrico Mayorista desde la barra de carga que corresponde a la Subestación Cuenca de propiedad de Transelectric S.A., en este punto de suministro eléctrico se realizan las transacciones comerciales, mediante las cuales se proporcionó 88'379,597.00 KWH que es el 3,15% mayor a la energía total recibida en el año 2006, que fue de 85'676.968 KWH.

El abastecimiento energético se realiza mediante compra por Contratos a Término con Hidroagoyan S.A., Hidropaute S.A., Electroguayas S.A., y se complementó con requerimientos al Mercado Ocasional, desde el mes de Septiembre, en vista que Electroguayas S.A., dio por terminado el Contrato suscrito el mes de junio de 2006.

La energía comprada en el Mercado Eléctrico Mayorista fue de 92'863,988.47 KWH, de los cuales 775,477.53 KWH fueron adquiridos al Mercado SPOT y los 91'046,960.14 KWH se compraron mediante contratos a las Empresas de Generación Eléctrica del Fondo de Solidaridad. Los contratos a término vigentes, aportaron los siguientes valores energéticos:

- Hidroagoyán (Contrato Modificadorio al AG01, Adendum Tres para considerar el suministro con la Central Pucará): 76'608.484 kWh.
- Hidroagoyán (Adendum al Contrato Junio 02): 2'017,350 kWh.
- Hidropaute (Adendum al Contrato de Junio 02): 7'831.575 kWh.



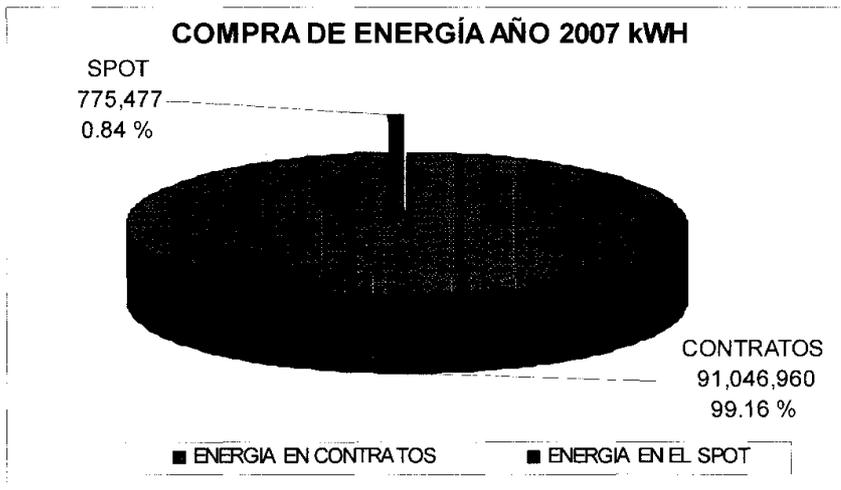
- Electroguayas (Contrato del 27 de Marzo de 2006): 4'589.550 kWh.

En función de la disponibilidad de energía contratada y el requerimiento de la curva de carga del sistema eléctrico, en determinadas condiciones se vendió energía al Mercado Ocasional (SPOT). En el año 2007 esta operación comercial fue de 3'442.840.67 kWh.

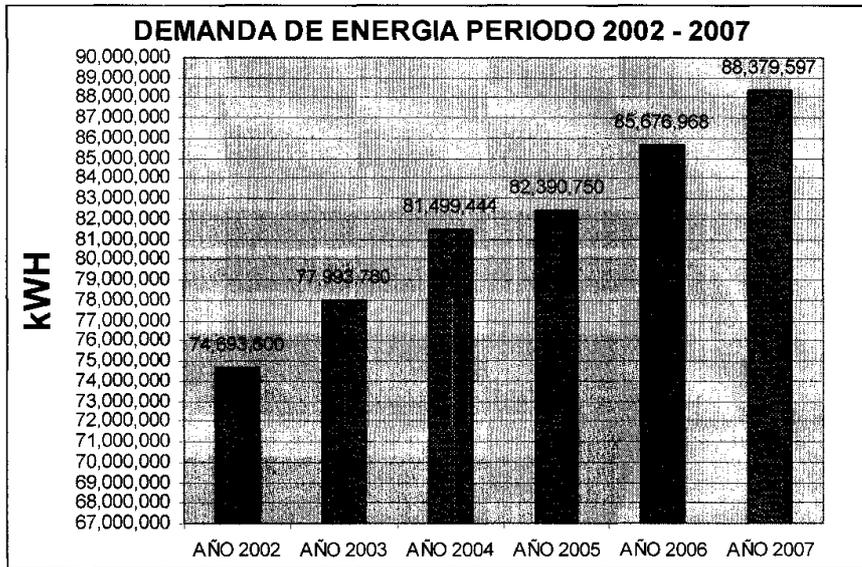
Las transacciones energéticas en el Mercado Eléctrico Mayorista se pueden resumir en los siguientes términos:

- Compra mediante Contratos a Término: 91'046.960 kWh
- Compra en el Mercado Ocasional (SPOT): 775,477.53 kWh
- Venta en el Mercado Ocasional (SPOT): 3'442.840.67 kWh.
- Energía recibida para el suministro al Sistema Eléctrico: 88'379,597 kWh

A continuación se presenta una gráfica de la distribución de la compra de energía para el abastecimiento de la demanda.



El siguiente cuadro estadístico presenta el crecimiento de la demanda de energía, en barra de la subestación Cuenca a partir del año 2002.



### 6.1.2. PRECIOS MEDIOS DE COMPRA DE ENERGIA

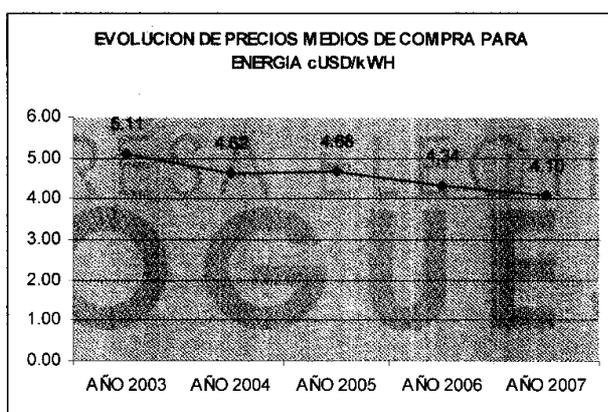
En el año 2007 el precio medio de compra de energía en la Subestación Cuenca fue de cUSD 4,10 cUSD por kWh. Es necesario informar que a partir del mes de Septiembre, entra en vigencia la Regulación CONELEC-007/02 mediante la cual se regula la distribución energética por parte de las Empresas de Generación Eléctrica del Fondo de Solidaridad y se suprime la venta de excesos de energía contratada al Mercado Spot, por esta externalidad, se incrementa el precio de compra de energía ya que no es posible utilizar la totalidad de energía contratada a Hidroagoyán, puesto que cuando se cubre la demanda horaria, se suspende el aporte energético de la referida Empresa de Generación para ese tiempo.

Sin embargo de lo manifestado, el precio medio de compra sin considerar el Cargo Fijo de Transmisión, a nivel de la barra de carga que es la Subestación Cuenca, se redujo en el orden del 5,52%, en comparación con el precio medio de compra que en el año 2006 fue de 4,34 cUSD por kWh.

En el siguiente cuadro se presenta el comportamiento de los precios de compra de energía del período 2003-2007, en barras de la Subestación Cuenca, que es el punto de recepción de energía desde el Mercado Eléctrico Mayorista.

AÑO	PRECIO DE LA ENERGIA EN LA S/E CUENCA (cUSD/KWH)
2003	5,11
2004	4,62
2005	4,68
2006	4,34
2007	4,10

El gráfico siguiente, presenta el comportamiento de precios de compra de energía en la Subestación Cuenca, para el período 2003-2007.



## 6.2. ATENCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

Para garantizar los requerimientos de la demanda en condiciones de confiabilidad y calidad se realizan importantes inversiones en las etapas de subtransmisión y distribución mediante la ejecución de diferentes proyectos. La inversión total programada en el sistema eléctrico fue de USD 1'975.415 de los cuales se ejecutaron USD 1'360.219.49 que representa un avance físico-financiero del 68,85%.

Los ámbitos de actuación de los diferentes proyectos son:

- Satisfacción de la demanda eléctrica y calidad de servicio.
- Contribución al mejoramiento de calidad de vida y seguridad ciudadana de los usuarios y la comunidad.
- Incorporación de servicios de valor agregado.

A continuación se detallan las obras más significativas por etapa funcional.

### **6.2.1. SUBTRANSMISION**

Se concluyeron los estudios y diseños definitivos de la Subestación Azogues 2 y línea de 69 KV San Jacinto-Subestación Azogues 2.

Se encuentra en proceso de concurso, la adquisición del transformador de potencia de 16-20 MVA 69/22 KV para la subestación Azogues 2.

La inversión programada de la etapa funcional fue de US\$ 434,000.00 de los cuales se ejecutaron US\$ 15,537.00 que representa un avance del 21% del proyecto de subtransmisión para el año 2007.

### **6.2.2. DISTRIBUCION**

El avance físico-financiero de esta etapa es 81,55% que corresponde al valor de US\$ 1'250.997.57 respecto del monto presupuestado que fue US\$ 1'541,415.00. Los componentes más relevantes son:

- Electrificación Urbana: Inversión de US\$ 362,970.00.
- Electrificación Rural y Urbano Marginal: Inversión de US\$ 776,567.00.
- Alumbrado Público: Inversión US\$ 103,383.00.

Los avances alcanzados en componentes son:

#### **Electrificación Urbana:**

De la inversión total programada se alcanzó un avance físico-financiero del 32,80%. El valor invertido fue de US\$ 109,222% y el valor presupuestado correspondió a US\$ 332,970.00.

Los proyectos más importantes son:

- Equipamiento del sistema de distribución, automatización y mapeo digital, con una inversión de US\$ 140,000.00 : La ejecución de este proyecto se postergó para el año 2008.
- Remodelaciones de redes de alta y baja tensión en sectores urbanos, con una inversión programada de US\$ 82,970.00: Se alcanzó un avance físico - financiero del 91% que equivale a US\$ 75,654.00.

- Extensiones de redes de alta y baja tensión en sectores urbanos, con un presupuesto de US\$ 15,000.00. La realización se postergó para el año 2008.
- Distribución subterránea de la calle Bolívar, con un presupuesto de US\$ 95,000.00: Se alcanzó un avance físico del 80% mientras que la ejecución financiera fue del 32% que corresponde al valor de US\$ 30,551.00.

### **Electrificación Rural:**

Los proyectos agrupados dentro de este componente totalizaron una inversión de US\$ 776,567.00 de los cuales se ejecutaron US\$ 725,930.00. El avance físico-financiero fue del 93%.

Dentro de este componente los proyectos de mayor relevancia son:

- ❖ Extensiones de red secundaria, para atender los requerimientos de servicio de nuevos usuarios: El presupuesto fue de US\$ 120,000.00 y se ejecutó US\$ 131,824.00. El avance físico financiero alcanzado es del 110% en vista de que los requerimientos del servicio fueron superiores a los proyectados.
- ❖ Extensiones de red, cambio de calibres y ampliación de capacidad y remodelaciones en Alta Tensión y Baja Tensión, en diferentes sectores, para incorporar a nuevos usuarios y mejorar la calidad del servicio: El presupuesto programado fue de US\$ 79,250.00 y se ejecutó US\$ 137,645.00 con un avance físico financiero del 174%.
- ❖ Estudios y diseños de ampliación y remodelación de redes: De un presupuesto programado por el valor de US\$ 30,000.00 se ejecutó US\$ 14,111.00 que representa un avance físico – financiero del 47%.
- ❖ Proyecto FERUM 2007: Consideró la construcción de redes de distribución eléctrica en 11 sectores del área de servicio, por el valor total de US\$ 526,317.30 para beneficiar a 827 familias. El avance financiero del proyecto es del 81% que equivale a una inversión de US\$ 424,052.00. mientras que el avance físico es del 96,95%.

### **6.2.3. SERVICIO DE ILUMINACION PUBLICA**

Para contribuir al mejoramiento de calidad de vida y seguridad ciudadana se realizaron importantes obras de iluminación pública, que corresponde a: Ampliaciones y Remodelaciones en sectores urbanos, marginales y rurales. La inversión efectuada fue de US\$ 141,185.99 dentro de este componente se consideró la iluminación ornamental de la calle Bolívar.

La potencia instalada en alumbrado público al término del año 2007 alcanzó el valor de 1,205 KW que comparada con la del año 2006 que fue 1.125 KW representa un incremento de 7,16%.

El número de equipos de iluminación fue de 8.338 que comparado con la cantidad del año 2006 en el que se alcanzó los 7.748 se tiene un incremento del 7,60%.

La ejecución de los programas de mantenimiento e inversiones permitieron el mejoramiento del servicio de alumbrado público tanto en el área urbana como en el área rural. La actividad general se orientó a sustituir los elementos averiados y al recambio de luminarias de vapor mercurio por luminarias de vapor de sodio que tiene una mejor eficiencia energética.

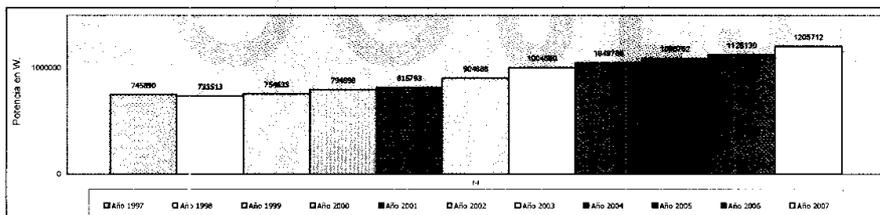
Durante el año 2007, se realizaron un promedio de 10 trabajos diarios de alumbrado público, correspondientes a labores de reparación, cambio e instalación de nuevos elementos de iluminación. Para la realización de los trabajos referidos se contrató a dos Linieros, quienes se dedican exclusivamente a estas actividades, considerando que el número de equipos de iluminación instalados en el sistema es de 8.838.

Para una mayor ilustración a continuación se presenta el detalle del número y tipo de equipos de iluminación instalados así como la estadística del crecimiento de la carga instalada en alumbrado público desde el año 1997.

DETALLE DE LAS LUMINARIAS INSTALADAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A DICIEMBRE DEL 2007

TIPO LUMINARIA	MERCURIO					SODIO					MIXTO	INCANDESCENTE			FLUORESCENTE		REFLECTORES							TOTAL	
	125	150	175	230	300	70	100	150	250	400		160	50	100	150	20	34	100	150	200	250	400	500		1000
CANTIDAD	44	1	146	38	4	3259	76	2425	1354	0	1	54	6	1	150	88	8	97	11	16	248	13	23	4	
POTENCIA	5.500	150	25.350	9.300	1.200	228.150	7.600	365.750	368.300	0	160	2.700	600	150	3.960	2.992	800	14.550	2.200	4.400	107.200	7.500	23.000	6.000	
ISLM	233					7314					1	61			287		442							8338	
POTENCIA TOTAL	41.900					987.880					160	3.450			6.972		165.250							1.205.712	

Estadística del Alumbrado Público Instalado



## 6.2.4. ACOMETIDAS Y MEDIDORES

En esta etapa funcional, para la instalación de nuevas acometidas y medidores así como para cambios y control de pérdidas, se presupuestó la suma de US\$ 328.495.00 y se ejecutó US\$ 368.344.92 que corresponde al 12% más del valor programado. Dentro de este componente, se considera también la instalación de acometidas y medidores del Programa FERUM 2007.

### 6.3. LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

Los Índices de Continuidad del servicio como son la FRECUENCIA DE INTERRUPCION Y TIEMPO DE INTERRUPCION, alcanzaron los siguientes valores a nivel de sistema:

- **Indice de Frecuencia de Interrupción(FMIK): 10.64**
- **Indice de Tiempo de Interrupción (TTIK): 25.19**

En el año 2007, se presentó un incremento importante en la frecuencia de interrupción por KVA instalado FMIK que alcanzó el valor de **10,64** con respecto al índice del año 2006 que fue 8,45 debido a tres suspensiones generales a nivel de la Subestación Cuenca, dos de ellas ocasionadas por descargas atmosféricas en la línea de 69 KV y otra por el colapso mecánico de la estructura No. 107 motivada por la caída de un árbol. Las suspensiones generales antes referidas se presentaron en los meses de enero, noviembre y diciembre, respectivamente.

Es necesario indicar que del valor total de **10,64** su 51,97% es decir 5,53 fueron suspensiones programadas, mientras que el 5,11 correspondieron a suspensiones forzadas.

Consecuentemente con lo manifestado para el Índice de Frecuencia de Interrupción FMIK, el índice TTIK que es el Tiempo de Interrupción, se incrementa de 19,37 del año 2006 a 25,19 para el año 2007. Se mantiene la distribución porcentual del origen de interrupciones, es decir 50% para origen forzado y 50% para origen programado.

Para una mejor ilustración a continuación se presenta el comportamiento de los Índices de Interrupción por mes para cada alimentador, durante el año 2007 así como los límites que deben cumplirse para cada uno de los índices por alimentador de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Regulación No. CONELEC 04/001.



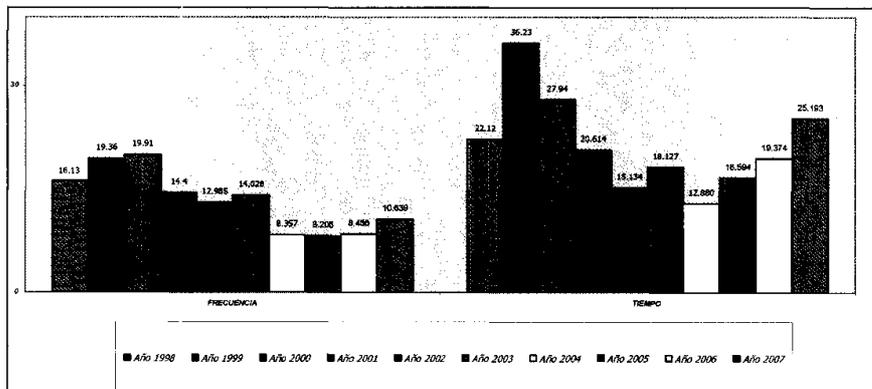
**JEFATURA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO  
INDICES DE INTERRUPCION DURANTE EL AÑO 2007**

PARTE DEL SISTEMA	SISTEMA DE DISTRIBUCION		ALIMENTADOR 121		ALIMENTADOR 122		ALIMENTADOR 123		ALIMENTADOR 124	
	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo
Enero	0.583	0.684	0.492	0.591	0.215	0.212	0.188	0.428	0.81	0.466
Febrero	0.451	0.588	0.578	0.888	0.295	0.369	1.082	1.231	0.123	0.138
Marzo	0.281	0.512	0.092	0.131	0.614	1.175	0.145	0.255	0.04	0.0275
Abril	0.528	0.681	0.646	1.400	0.801	0.544	0.303	0.596	0.054	0.051
Mayo	0.546	1.108	0.31	0.622	0.329	0.978	0.185	0.243	1.486	2.571
Junio	0.712	1.238	0.72	1.287	1.162	1.911	0.197	0.257	0.268	0.676
Julio	1.05	1.609	0.821	0.663	1.433	3.216	0.408	0.718	1.122	0.64
Agosto	0.702	1.98	0.393	1.115	0.904	1.817	1.263	4.6	0.356	1.562
Septiembre	0.385	0.936	0.296	0.488	0.44	1.034	0.759	2.671	0.141	0.136
Octubre	1.323	2.613	0.782	1.321	1.869	5.386	0.227	0.561	1.829	0.833
Noviembre	1.706	2.784	0.924	2.400	0.671	2.259	0.46	0.925	0.656	0.903
Diciembre	2.372	10.460	0.427	0.955	0.488	0.850	0.099	0.220	0.282	0.329
<b>TOTAL</b>	<b>10.64</b>	<b>25.19</b>	<b>6.48</b>	<b>10.97</b>	<b>9.22</b>	<b>19.75</b>	<b>6.32</b>	<b>12.71</b>	<b>7.17</b>	<b>8.33</b>
<b>Límites</b>	<b>4.00</b>	<b>8.00</b>	<b>6.00</b>	<b>18.00</b>	<b>5.00</b>	<b>10.00</b>	<b>6.00</b>	<b>18.00</b>	<b>5.00</b>	<b>10.00</b>

De la comparación entre los índices obtenidos con los establecidos en la Regulación No. Conelec 04/001, especificados en la fila Límites de la tabla, se determina que los índices de Frecuencia y Tiempo de interrupción son superiores a los exigidos en la Regulación.

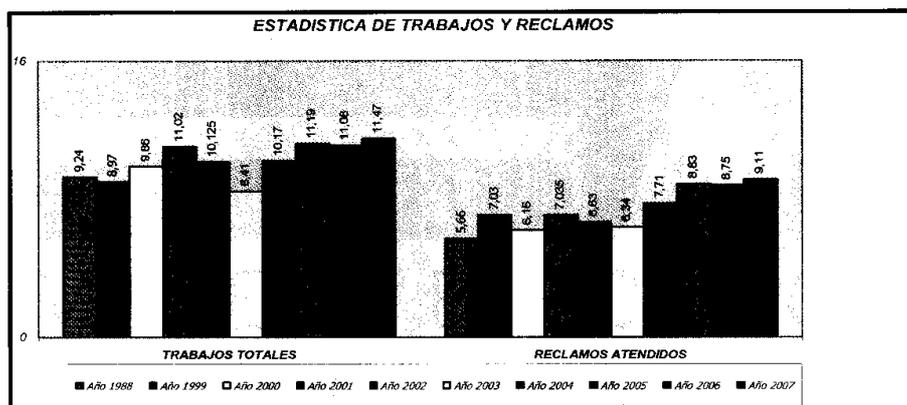
En la siguiente presentación estadística, se proporciona la información histórica de los índices de Interrupción desde el año 1998.

**ESTADISTICA DE LOS INDICES DE INTERRUPCION**



El desempeño de atención a los reclamos que los usuarios presentan por desperfectos o ausencia del servicio, se evalúa mediante el valor promedio por día de los TRABAJOS REALIZADOS y RECLAMOS ATENDIDOS que miden la actividad diaria promedio del personal operativo. Los TRABAJOS REALIZADOS alcanzan un valor de 11,47 promedio día, mientras el número de reclamos atendidos es de 9,11 promedio día.

Estos índices miden el grado de actividad y trabajos del personal de mantenimiento que cumplen turnos para atención a los usuarios, por la falta del servicio. El siguiente cuadro, muestra el comportamiento de los Indicadores de Trabajos y Reclamos, desde el año 1998.



#### 6.4. LA CALIDAD DEL PRODUCTO

La calidad de producto en el servicio eléctrico, expresa las condiciones técnicas con las que se brinda el servicio, principalmente se consideran el nivel de voltaje, las armónicas y flicker. En este campo, la gestión se orientó, primeramente al análisis de los tres parámetros antes indicados, contando para el efecto con dos equipos de registro y medición TOPAZ 1000 y tres equipos MEMOBOX. En el año 2007 se realizaron mediciones de nivel de voltaje, armónicos, flicker, factor de potencia en **69 transformadores de distribución y en 78 usuarios tipo residencial**, comercial e industrial, escogidos de manera aleatoria y representativa como lo establece la Regulación No. CONELEC 004-01.

Las bases de datos, que se obtienen de los equipos antes referidos, han sido procesados y en los casos en que los parámetros estuvieron fuera de los valores límites fijados en la Regulación CONELEC 04/001, se tomaron las acciones correctivas necesarias.

La información tanto de Calidad de Servicio como de Producto, se remite mensualmente al CONELEC.

## **7. SERVICIOS DE VALOR AGREGADO**

7.1. El proyecto para la incorporación de servicios de valor agregado, orientados a brindar Internet, telefonía, voz y datos empleando la red eléctrica, cuenta a diciembre de 2007 con la factibilidad técnica a nivel de última milla, sin embargo en el año 2007 no fue posible ampliar la factibilidad técnica a nivel de distribución primaria, debido a la falta de acuerdos con los proveedores de esta tecnología. En consecuencia de lo expresado, este proyecto no tiene avance durante el año 2007, su presupuesto fue de US\$ 30,000.00.

7.2. En lo que respecta al proyecto de generación hidroeléctrica, durante el año 2007 se concluyeron los estudios de prefactibilidad a la vez que se viabilizó la constitución de la Empresa de Generación Hidroazogues S.A. que continuará con el desarrollo del proyecto. El presupuesto de inversión programado para este componente fue USD 150,000.00 de los cuales se ejecutaron USD 38,534.00 en vista de que no fue posible transferir para capitalizar en la nueva compañía el valor de USD 11,465.00 debido a que se encontraba en proceso de constitución.

## **8. EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO**

### **8.1. LONGITUD EN LINEAS DE SUBTRANSMISION**

La longitud de líneas en operación de 26,8 km. se mantuvo constante en el año 2007.

### **8.2. LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCION**

A diciembre del 2007 se disponen de 582,38 km de red de alta tensión, que representa un incremento del 4,96% con respecto a la longitud de red del año 2006 que fue 554,83 Km.

### **8.3. CAPACIDAD Y NUMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION**

A diciembre del año 2007 la capacidad instalada es de 23.917 KVA que comparada con la del año 2006 que fue de 23.479.50 KVA, se presenta un incremento del 1,80%. En lo que tiene que ver con el número de unidades en operación, se incrementó de 1.114 que se disponía en el año 2006 a 1.136 es decir se incrementó el 1,9%.

### **8.4. LONGITUD DE REDES DE BAJA TENSION**

A diciembre del año 2007, los kilómetros en redes de baja tensión alcanzan a 1,010.31 km, que respecto a la longitud de red de baja tensión del año 2006 que fue 981,30 Km, se obtuvo un incremento del 2,95%.

### **8.5. CARGA INSTALADA EN ALUMBRADO PUBLICO**

Durante el año 2007 la carga total en alumbrado público se incrementó a 1.205.71 KW que comparada con la del año 2006 que fue de 1.125.30 KW, se presenta un incremento del 7,14%.

El número de equipos de iluminación instalados es 8.838.

## **9. DESCRIPCION DEL PROGRAMA EJECUTADO.**

A continuación nos permitimos describir las actividades más significativas, ejecutadas por las Jefaturas de Ingeniería y Construcción, Operación y Mantenimiento e Inventarios y Avalúos.

### **9.1. GESTION INGENIERIA Y CONSTRUCCION.**

Consideró la dirección, coordinación, supervisión, fiscalización y liquidación del programa de obras del Presupuesto de Inversiones Año 2007, así como la supervisión y fiscalización de las obras financiadas exclusivamente por clientes.

Las actividades de construcción de obras implican una serie de procedimientos desde la actualización de diseños, replanteos, elaboración de bases para la adquisición de materiales, administración de contratos de materiales y mano de obra, hasta la puesta en operación y liquidación de cada una de las obras.

En el año 2007 obtuvimos un avance físico y financiero del 60.40% del programa de inversión en obras para el sistema eléctrico, ejecutándose US\$ 991,874.57 del valor programado que fue de US\$ 1'641.920.00.

Las actividades más significativas del Plan de Inversiones, presentan el siguiente estado de situación:

- Se concluyeron los estudios de prefactibilidad para generación hidroeléctrica.
- Se cuenta con los estudios y diseños electromecánicos, civil y de impacto ambiental de la Subestación Azogues 2.
- Se realizaron los estudios definitivos de la línea S/E Azogues 2- San Jacinto.
- Se encuentra en proceso de adquisición del transformador de potencia de 16-20 MVA 69/22 KV para la Subestación Azogues 2.
- Se concluyó el Programa FERUM Año 2007.
- Se concluyó la remodelación subterránea de la red primaria y secundaria de la calle Sucre entre Bolívar y Rivera.
- El avance físico de los trabajos de redes subterráneas de distribución secundaria y alumbrado público de la calle Bolívar es del 80%.
- Se realizaron extensiones de red secundaria para incorporar al servicio a nuevos usuarios así como se ejecutaron remodelaciones y ampliaciones de red primaria y capacidad de transformadores, para mejorar la calidad de servicio.



## 9.2. GESTION OPERACION Y MANTENIMIENTO

Consideró la planificación, organización, ejecución, supervisión y fiscalización de las actividades de operación y mantenimiento de los sistemas de subtransmisión, distribución, subestaciones y alumbrado público. Para cada una de las etapas, se realizó el mantenimiento preventivo, correctivo programado y correctivo forzado. Los trabajos desarrollados se ejecutaron de acuerdo al programa respectivo.

Es necesario destacar que esta Jefatura se encuentra a cargo de las diferentes actividades para el cumplimiento de la Regulación CONELEC No. 04-01 relacionada con la calidad de producto y servicio eléctricos.

## 9.3. GESTION INVENTARIOS Y AVALUOS.

Las principales actividades desarrolladas fueron:

- Inventario correspondiente al año 2006
- Actualización del Inventario de postes utilizados por Pacífictel y Etapatelecom.
- Actualización del inventario de postes utilizados por las compañías de televisión por cable.
- Levantamiento georeferenciado del alimentador 122 y elaboración de planos.
- Inventario para baja de equipos de computación y de redes de distribución.
- Actualización del activo de subtransmisión en operación.
- Participación en actividades de apoyo para las Jefaturas de Operación y Mantenimiento así como con Ingeniería y Construcción.
- Elaboración de Bases y Términos de referencia para la implantación del Sistema de Gestión de Red Georeferenciado.

## CONCLUSIONES:

Todas estas actividades anotadas, desde la inspección de servicios nuevos, la instalación de los mismos, reubicaciones de equipos de medición, cambios de domicilio, lecturas de los contadores de energía a través de un profesional mediante la modalidad de contratos de orden civil, al igual que la suspensión y reconexión de servicio de energía eléctrica por mora en el pago de las planillas de consumo, control de pérdidas de energía comerciales con la calibración de los contadores de energía, reliquidación de los consumos no registrados, corrección de las facturas erróneas en forma inmediata, atención de reclamos comerciales y atención ágil y oportuna a los clientes, han permitido conseguir un resultado preferente dentro de sus Empresas similares especialmente en lo que se refieren a pérdidas de energía y cartera que son los más bajos.

Para satisfacer la demanda eléctrica con oportunidad y proporcionar un servicio de calidad, se invirtió en el sistema eléctrico durante el año 2007 el valor de USD 1'360.219.49 que representó el 68,85% del valor programado que fue USD 1'975.415.



Los índices de calidad del servicio técnico, que son la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y el Tiempo Medio de Interrupción (TTIK se incrementaron a 10,64 y 25,19 respectivamente, superando los límites máximos establecidos en la Regulación CONELEC 04/001. Los valores de FMIK y TTIK indicados, se debieron a tres suspensiones generales del servicio debido a tres desconexiones de la línea de 69 kV, dos por causa de descargas atmosféricas en el sector de Ricaurte y la otra por el colapso mecánico de la estructura No. 107 originada por la caída de árboles sobre la línea de 69 kV en el sector de San José de Cojitambo.

Con respecto al año 2006 el precio medio de compra de energía a nivel de la Subestación Cuenca que es el punto de recepción de energía del Mercado Eléctrico Mayorista, se reduce de 4,34 cUSD/kWH a 4,10 cUSD/kWH sin considerar en ambos casos el Cargo Fijo de Transmisión.

La Calidad de Producto, que se suministra a los usuarios cumple los requerimientos establecidos en la Regulación CONELEC 04/001, para lo cual se midió y controló que el voltaje, flicker de corta duración, factor de potencia y factor de distorsión armónica THD.

Se amplía la cobertura del servicio de alumbrado público en zonas urbano marginales y rurales así como se mejora en el área urbana. La potencia instalada a diciembre del año 2007 es de 1,205.71 KW con un incremento del 7,14% con respecto a la potencia del año 2006.

Se concluye los estudios de prefactibilidad para el aprovechamiento hidroeléctrico de los ríos Dudas y Mazar del Cantón Azogues.

## **RECOMENDACIONES:**

- Es indispensable continuar con una política de austeridad en el Gasto, tratando de que toda adquisición o autorización de pago sea analizada previamente.
- De acuerdo a la liquidez con que cuenta la Compañía, se debe continuar efectuando inversiones a corto plazo, a fin de obtener rentabilidad y mejorar los ingresos de la Compañía.
- De manera permanente se debe solicitar a los organismos del Estado, regulen adecuadamente las tarifas de compra-venta de energía, o de lo contrario se continúe otorgando el reconocimiento del déficit tarifario por parte del Estado.
- Realizar la reestructuración de la Compañía con apego a las nuevas disposiciones legales vigentes, a fin de modernizarlo, y así poder incursionar en el mercado competitivo de la energía eléctrica.

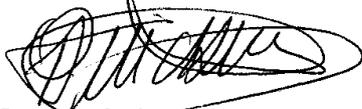


- Se debe propender a continuar promocionando la venta de energía en la industria, pequeña industria y agroindustria, para de esta manera mejorar los Ingresos de Operación, a fin de cubrir la totalidad de los Gastos Operativos incluido el VAD, lo cual permitirá equilibrar las finanzas de la Compañía.
- Ejecutar proyectos de inversión especialmente en generación hidroeléctrica, previo el análisis costo-beneficio, a fin de que la Compañía pueda contar con una tasa interna de retorno.
- Es necesario continuar con las acciones para ampliar la capacidad de transformación de 69/22 KV con el objeto de incrementar la confiabilidad del suministro.
- Se continúe apoyando todos los trabajos y acciones tendientes a la reducción de pérdidas técnicas de energía, acometiendo trabajos en alumbrado público, que permitan la optimización y mejoramiento del sistema, mediante la instalación y recambio de luminarias de vapor de mercurio por las de sodio.
- Se continúe respaldando las actividades que garantizan la entrega de un servicio de calidad, dentro de los requerimientos establecidos en la Regulación CONELEC 04/01, ello implicar mantener la contratación del recurso humano, como es el caso del Programador, y de los equipos de ingeniería necesarios.
- Es necesario conformar el grupo de trabajo e iniciar las actividades en líneas de 22 KV energizadas, para reducir los Índices de Frecuencia y Tiempo de interrupción, pues el 51,97 % de las suspensiones del servicio son programadas.
- Es de fundamental importancia el disponer de información digitalizada en base geográfica, que permita gestionar de mejor manera las diferentes etapas del suministro y servicio a lo clientes, utilizando para ello herramientas informáticas que se complementen con el plan de automatización del sistema de distribución de la Compañía. Esta actividad se puede lograr utilizando en forma coordinada los requerimientos del Departamento Técnico con los recursos humanos e informáticos de la sección de Inventarios y Avalúos.
- Se continúe con la contratación del Auxiliar de Ingeniería, acción administrativa que permite cumplir el Plan de Obras FERUM y los Planes de Inversión en Subtransmisión que garantizarán la realización oportuna de los proyectos para atender la demanda eléctrica del sistema dentro de términos de calidad, y confiabilidad.
- Para mejorar la gestión de Ingeniería, Construcción, Operación y Mantenimiento, Inventarios y Avalúos, se continúe con el apoyo para la adquisición de software para cada una de las áreas.
- Implementar un plan de capacitación del personal, técnico, administrativo y de los grupos de trabajo.



- Sostener el plan de ampliación de la cobertura de alumbrado público y su operación y mantenimiento, para ello es necesario continuar con la contratación de dos linieros que sigan realizando exclusivamente las actividades referidas.
- Es necesario que la Empresa disponga de un Plan Estratégico, que le permita actuar en el mediano y largo plazo.
- Analizar y aplicar el programa de reingeniería que permitirá mejorar algunos de los procesos administrativos de la Empresa.

Atentamente,



**Dr. Patricio Crespo Regalado**  
GERENTE

PCR/rid'a  
17-III-08