

6009

MEMORIA ANUAL DE LA GERENCIA POR EL EJERCICIO ECONOMICO DEL 2006

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 seis, 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.

2.1.5. Area de Servicio.-

El área de servicio de la Compañía, tiene una extensión de 1.187 Km2 y se concreta a los cantones Azogues, Déleg y centro parroquial de Sageo del cantón Biblián; y, al sector de Guangras de la provincia del Chimborazo.

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
Ing. Vicente Alarcón
Dr. Víctor Molina Encalada
Ing. Fernando Valencia

Prefecto Provincial del Cañar
Gerente General del Fondo de Solidaridad
Alcalde de Azogues
Director Ejecutivo del CREA

2.2.2. Directorio.-

El Directorio estuvo integrado por los siguientes miembros principales:

Ing. Víctor Orejuela
Arq. Fabián Mogrovejo
Dr. Germán Vélez
Dr. Oswaldo Coraisaca

Fondo de Solidaridad
Fondo de Solidaridad
Fondo de Solidaridad
CREA



Agr. Gerardo Alvarado
Dr. Víctor Molina Encalada
Ing. Lenín Serrano

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 2006 se llevaron a cabo cinco (5) Juntas de Accionistas, en las que se tomaron 32 resoluciones, las que han sido cumplidas en el 100%.

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

Durante el año 2006 se realizaron siete (7) sesiones de Directorio. Se tomaron 44 resoluciones, de las cuales 43 están cumplidas y 1 en proceso.

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
Directorio |
| 2. | Nivel de Control | Comisario
Auditoria Interna |
| 3. | Nivel Ejecutivo | Gerencia |
| 4. | Nivel de Asesoría y Coordinación | Comité de Coordinación
Administrativa
Asesoría Jurídica
Planificación |
| 5. | Nivel de Apoyo | Personal y Servicios
Secretaría General
Centro de Cómputo |
| 6. | Nivel Operativo | |

6.1.	Dirección Técnica	Ingeniería y Construcción Operación y Mantenimiento Inventarios y Avalúos
6.2.	Dirección de Comercialización	Clientes Acometidas y Medidores Recaudación y Agencias Control Pérdidas de Energía
6.3.	Dirección de Finanzas	Contabilidad y Presupuesto Tesorería Compras 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 12 de diciembre de 2006 el Tribunal de Conciliación y Arbitraje en sentencia aprobó la Revisión del Décimo Quinto 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 de la Revisión del Contrato Colectivo fue de US\$ 113,430.07 que representa el 8.65% con relación al 2005.

3.3. Número de Trabajadores.-

La Empresa al 31 de diciembre de 2006 contó con 103 trabajadores, de los cuales 93 son trabajadores de planta y 10 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 Sr. 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:

ACCIONES SUSCRITAS EN DOLARES				
NOMBRE DEL ACCIONISTA	CAPITAL SOCIAL 31-XII-97	VALORES CAPITALIZADOS 31-XII-98	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO 31-XII-2006	
			VALOR	%
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
S U M A N:	43.888,80	1.149.586,80	1.193.475,60	100,00

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 de la misma. Cabe señalar que el valor de cada acción es de US\$ 0.40. El capital suscrito y pagado se detalla a continuación:

CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO			
NOMBRE DEL ACCIONISTA	N° ACCIONES	TOTAL	%
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
S U M A N:	2.983.689	1.193.475,60	100,00

4.1.3.- 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 2006 son los siguientes:



APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION				
EN DOLARES				
NOMBRE DEL ACCIONISTA	AÑO 2005	AÑO 2006	VARIACION	
			VALOR	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	1.354.088,84	1.453.815,94	99.727,10	7,36
CONSEJO PROV. DEL CAÑAR	169.876,78	169.876,78	-	-
I. MUNICIPIO DE AZOGUES	43.994,55	50.394,55	6.400,00	6,03
CREA	-	-	-	-
S U M A N:	1.567.960,17	1.674.087,27	106.127,10	6,77

Como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización se han incrementado en el año 2006 en la suma de US\$ 106,127.10 que equivale al 6.77% con relación al año anterior. 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 que se encuentran reflejados en los Estados Financieros al 31 de diciembre del 2006.

4.2. - RESULTADOS DEL PERIODO:

4.2.1. ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LOS RESULTADO PRESUPUESTADOS Y LOS OBTENIDOS EN EL PERIODO (VARIACIONES).

Del análisis de los Estados Financieros, por el período terminado al 31 de diciembre del 2006, los resultados económicos obtenidos y comparados con los presupuestados del mismo período, muestran los siguientes valores:

EN DOLARES AMERICANOS				
INGRESOS	VALOR PRESUPUESTADO	VALOR REAL	VARIACION	
			VALOR	%
De Operación	6.911.067,46	6.940.202,33	29.134,87	0,42
Ajenos a la Operación	227.900,00	255.489,78	27.589,78	12,11
TOTAL DE INGRESOS	7.138.967,46	7.195.692,11	56.724,65	0,79
GASTOS				
De Operación	6.568.037,48	6.148.983,16	-419.054,32	-6,38
Depreciación	755.002,34	723.416,24	-31.586,10	-4,18
SUMAN	7.323.039,82	6.872.399,40	-450.640,42	-6,15
Ajenos a la Operación	23.300,00	60.078,53	36.778,53	157,85
TOTAL DE GASTOS	7.346.339,82	6.932.477,93	-413.861,89	-5,63
Resultados del Ejercicio				
DEFICIT/SUPERAVIT	-207.372,36	263.214,18	470.586,54	-226,93

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\$



Operación fueron de US\$ 6'940,202.33, mismo que al comparar con el valor presupuestado de US\$ 6'911,067.46, se obtuvo ingresos adicionales por el valor de US\$ 29,134.87 equivalente al 0.42%. Los Ingresos Ajenos a la Operación fueron de US\$ 255,489.78, mismo que al comparar con el valor presupuestado de US\$ 227,900.00, se obtuvo ingresos adicionales por el valor de US\$ 27,589.78, equivalente al 12.11%.

Los Gastos de Operación incluido los Gastos de Depreciación del ejercicio económico alcanzaron a la cifra de US\$ 6'872,399.40, mismo que al comparar con el valor presupuestado de US\$ 7'323,039.82, se obtuvo gastos inferiores en la suma de US\$ 450,640.42 equivalente al 6.15%. Los Gastos Ajenos a la Operación alcanzaron a la cifra de US\$ 60,078.53, mismo que al comparar con el valor presupuestado de US\$ 23,300.00, se presenta un incremento de US\$ 36,778.53 equivalente al 157.85%. Para una mejor ilustración a continuación se detallan los Gastos de Operación por etapas funcionales en forma porcentual:

EN DOLARES AMERICANOS		
GASTOS	VALOR	%
Subtransmisión	66.295,39	0,96
Distribución	524.716,98	7,57
Instalación servicio consumidores	176.858,04	2,55
Comercialización	275.699,19	3,98
Administración General	831.605,25	12,00
SUBTOTAL:	1.875.174,85	27,05
Compra de energía	4.273.808,31	61,65
SUMAN:	6.148.983,16	88,70
Depreciación	723.416,24	10,44
SUMAN:	6.872.399,40	99,13
Gastos Ajenos a la operación	60.078,53	0,87
TOTAL DEL GASTO:	6.932.477,93	100,00

4.2.2. ANALISIS DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL KWH FRENTE AL COSTO MEDIO DEL KWH EN EL 2006.

Los 26.873 abonados consumieron una energía eléctrica equivalente a 81'501.074 KWH, que relacionados con el valor facturado de US\$ 6'868,560.58, obtenemos el precio promedio de venta del KWH durante el año 2006 de US\$ 0.084276 por cada KWH.

Ingresos por Venta de Energía	\$ 6'868,560.58
Energía Facturada (KWH)	81'501.074
Precio Medio de Venta KWH	\$ 0.084276

Es importante relacionar estas cifras con el año 2005, cuyo comportamiento fue el siguiente:

CONCEPTO	2005	2006	VARIACION	%
INGRESOS VENTA ENERGIA	6.441.709,28	6.868.560,58	426.851,30	6,63
ENERGIA FACTURADA	77.404.666,00	81.501.074,00	4.096.408,00	5,29
PRECIO MEDIO DE VENTA	0,083221	0,084276	0,0011	1,27

Durante el periodo del 2006 para atender el servicio a los usuarios, la energía disponible para la venta fue la siguiente:

BALANCE ENERGETICO		
	KWH	%
COMPRA DE ENERGIA	85.684.637	
TOTAL DISPONIBLE	85.684.637	
ENERGIA FACTURADA	81.501.074	
PERDIDA DE ENERGIA	4.183.563	4,88

El costo de la energía puesta a disposición de nuestros abonados detallado en los Gastos de Operación que son de US\$ 6'872,399.40 cuyo valor relacionado con el total de la energía facturada que es de 81'501.074 KWH, obtenemos un costo medio de US\$ 0.084322 cada KWH y detallados en la siguiente forma:

Costo de operación	\$	6'872,399.40
Total energía facturada (KWH)		81'501.074
Costo de venta KWH	\$	0.084322

Del análisis de la estructura y composición de los Ingresos y Gastos, se puede concluir que el KWH, durante el año 2006, tuvo los siguientes precios y costos:

Precio promedio de venta	\$	0.084276 c/kwh
Costo promedio del KWH	\$	0.084322 c/kwh
Déficit	\$	(0.000046) c/kwh

Al comparar el precio medio de venta del KWH que es de US\$ 0.084276, frente al costo medio del KWH que es de US\$ 0.084322, se establece el déficit de US\$ 0.000046 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 4.88% según el balance energético, al cuantificar las pérdidas de energía que son de 4'183.563 KWH por el precio medio de venta que es de US\$ 0.084276, hemos dejado de percibir ingresos por venta de energía en la suma de US\$ 352,573.96.

4.3. OBLIGACIONES DE LA EMPRESA.

El pasivo total de la Empresa al término del ejercicio económico es de US\$ 4'684,808.77, el mismo que se descompone de la siguiente manera:

Obligaciones a corto plazo	\$.	1'734,042.66
Obligaciones a largo plazo	\$	2'950,766.11
TOTAL DEL PASIVO:	\$	4'684,808.77

4.3.1. OBLIGACIONES A CORTO PLAZO.

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

Cuentas por Pagar	\$	1'332,368.75
Obligaciones Patronales	\$	99,643.53
Otros Pasivos Corrientes	\$	302,030.38
S U M A N:	\$	1'734,042.66

Cuentas por Pagar.- Los valores más representativos son las acreencias que se mantienen con el CENACE y que corresponde a la compra de energía de años anteriores en el mercado ocasional, cuyo monto alcanza a la suma de US\$ 889,987.60 y al resto de las Empresas Generadores del país y proveedores, por el valor de US\$ 442,381.15, en lo que respecta a la compra de energía corresponden al mes de diciembre del 2006, cuyos valores ya fueron cancelados en el transcurso del mes de enero del 2007; igualmente en lo que respecta al pago de proveedores, estos valores también fueron cancelados en el transcurso del presente año; debiendo recalcar que la única deuda que se mantiene es con el CENACE, hasta cuando se resuelva realizar el cruce de cuentas.

Obligaciones Patronales y Retenciones a favor de Terceros.- El valor de estas obligaciones es por US\$ 99,643.53, y corresponden a las provisiones de ley, tales como: XIII Sueldo, XIV Sueldo y Retenciones a favor de terceros; estos valores serán cubiertos de acuerdo a las fechas establecidas en el Código de Trabajo y en el caso de las retenciones son canceladas en el mes subsiguiente.

Otros Pasivos Corrientes.- El saldo al 31 de diciembre del 2006 es de US\$ 302,030.38 y corresponde a la retención en la fuente del impuesto a la renta, IVA, Cuerpo de Bomberos, Seguro Contra Incendios, Tasa de Recolección de Basura, FERUM y otros; estos valores también son cubiertos 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:

Préstamos por pagar a Transelectric S.A.	\$ 1'630,598.83
Depósito en Garantía	\$. 930,974.88
Jubilación Patronal	\$ 389,192.40
S U M A N:	\$ 2'950,766.11

Préstamos por pagar.- Corresponde a la deuda que se mantiene con el Estado ecuatoriano a largo plazo, por la entrega de los equipos de la Subestación Azogues, luego de realizar la conversión de Yenes a Dólares Americanos, de acuerdo a la tasa de cambio del Banco Central del Ecuador al cierre del ejercicio económico 2006, alcanza a la suma de US\$ 1'630,598.83, el mismo que deberá ser cancelado a treinta años plazo más cinco de gracia previo a la suscripción del respectivo convenio de pago.

Los Depósitos 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\$ 930,974.88, estos valores muy esporádicamente son devueltos a los clientes, por lo tanto se mantiene en esta cuenta como un respaldo del valor del activo fijo que en este caso es el medidor y la acometida, y cuando se presenta la devolución de estos equipos por parte del usuario se procede a devolver el valor depositado en calidad de garantía.

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 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 2006 alcanza a la suma de US\$ 389,192.40.

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:

$$\frac{\text{Activo Corriente- Inventarios}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{2'040,011.34}{1'734,042.66} = 1.18$$

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\$ 1.18 para cubrir un dólar de deuda. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **MUY BUENO**.

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:

$$\frac{\text{Disponibilidades}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{1'058,222.38}{1'734,042.66} = 0.61$$

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\$ 0.61 para hacer frente a cada dólar de deuda. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **BUENO**.

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

$$\text{Activo Corriente} - \text{Pasivo Corriente} = 2'040,011.34 - 1'734,042.66 = 305,968.68.$$

De acuerdo al resultado alcanzado el capital de trabajo es de US\$ 305,968.68, por lo que se puede manifestar que la Compañía en este ejercicio económico tiene un capital de trabajo positivo, considerándose este indicador financiero como **BUENO**.

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



$$\text{Rentabilidad del Patrimonio} = \frac{\text{Superávit del Ejercicio } 263,214.18}{\text{Patrimonio+Superávit } 9'127,218.23} = 2.88\%$$

La Empresa obtuvo durante el ejercicio económico del 2006, un superávit de US\$ 263,214.18 equivalente al 2.88% con relación al patrimonio, la Compañía tuvo que desplegar varias gestiones especialmente en la negociación de los contratos por compra de energía a plazo con las Generadoras, a fin de disminuir el precio de compra del KWH, acción que se ve reflejado en el resultado alcanzado durante el ejercicio económico. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **MUY BUENO**.

Margen de Beneficio.- Mide la utilidad 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:

$$\text{Margen de Beneficio} = \frac{\text{Superávit del Ejercicio } 263,214.18}{\text{Ingresos por Venta de Energía } 6'868,560.58} = 3.83\%$$

Este índice significa que los Ingresos por Venta de Energía son suficientes para cubrir los Gastos Operativos, de acuerdo al resultado alcanzado en el ejercicio económico del 2006 el índice obtenido es **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:

$$\text{Independencia Financiera} = \frac{\text{Patrimonio } 8'884,004.05}{\text{Activo Total-Disponibilidades } 12'490,590.44} = 70.97\%$$

Los activos de compañía están financiados el 70.97% con el patrimonio, 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 **MUY BUENO**.

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

$$\text{Nivel de Endeudamiento} = \frac{\text{Total de Pasivos con Terceros } 4'684,808.77}{\text{Total del Activo } 13'548,812.82} = 34.58\%$$

El porcentaje de endeudamiento con relación al activo total es del 34.58%; los pasivos básicamente están representados por las acreencias por la compra de energía, por la adquisición de materiales y por la Subestación Azogues entregada por TRANSELECTRIC S.A. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **MUY BUENO**.

5. ASPECTOS COMERCIALES

5.1. MERCADO

AREA DE CONCESION.-

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Azogues C. A., es de 1.187Km², de los cuales hasta diciembre de 2006 sirve en alrededor del 26.33% igual a 312.5 Km², beneficiando a 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 con parte de la parroquia Sageo.

Provincia del Chimborazo.-

Sector de Guangras.

CLIENTES.-

Para el mes de diciembre del año 2006, se registran 26.851 clientes, que comparando el mismo mes del año 2005 que fue de 26.156, se incrementan 695 que equivale al 2.66%, es decir 79 más que en el año 2005 que fueron 616, detallados así:

NUMERO DE CLIENTES ENTRE LOS AÑOS 2005 AL 2006

SERVICIO	AÑO 2005	AÑO 2006	INCREMENTO
RESIDENCIAL	533	621	88
COMERCIAL	29	55	26
INDUSTRIAL	26	13	-13
OTROS	28	6	-22
TOTAL	616	695	79

INCREMENTO PORCENTUAL AÑO 2006

SERVICIO	AÑO 2006	%
RESIDENCIAL	621	89.35
COMERCIAL	55	7.92
INDUSTRIAL	13	1.87
OTROS	6	0.86
TOTAL	695	100

De lo que se desprende que es el sector residencial con 621 clientes igual al 89.35% el servicio que tiene mayor incremento, siguiéndole el sector comercial con 55, industrial con 13 y otros (entidades oficiales y beneficio público, asistencia social) con 6, con los porcentajes de 7.92%, 1.87% y 0.86% en su orden.

El comportamiento de los clientes por tipo de servicio en forma anual por el período 2002-2006 es el siguiente:

**NUMERO DE CLIENTES POR TIPO DE SERVICIO
PERIODO 2002-2006**

A Ñ O S

SERVICIO	2002	2003	2004	2005	2006
RESIDENCIAL	21.951	22.619	23.220	23.753	24.374
COMERCIAL	1.481	1.535	1.566	1.595	1.650
INDUSTRIAL	276	272	299	325	338
OTROS	450	447	455	483	489
TOTAL	24.158	24.873	25.540	26.156	26.851

Lo que en porcentajes significa:

2 0 0 6

% CRECIMIENTO

SERVICIO	NUMERO	%	2005-2006	2002-2006
RESIDENCIAL	24.374	90.78	2.61	2.65
COMERCIAL	1.650	6.15	3.45	2.74
INDUSTRIAL	338	1.26	4.00	5.29
OTROS	489	1.82	1.24	2.13
TOTAL	26.851	100.00	2.66	2.68

El número de clientes por provincias y cantones a diciembre del 2006 es el siguiente:

PROVINCIA CAÑAR	CLIENTES	%
CANTONES		
AZOGUES	24.080	89.68
DELEG	2.514	9.36
BIBLIAN	138	0.51
PROVINCIA CHIMBORAZO		
SECTOR GUANGRAS	129	0.45
TOTAL	26.851	100.00

5.2. ENERGIA FACTURADA (KWH).-

En el año 2006 se facturaron 81'501,074 KWH, que significa 4'096,408 KWH más que en el año 2005, que fueron 77'404,666 KWH, es decir 5.29% más. El mayor número de KWH facturados se encuentra en el sector industrial con 47'802,478 KWH que es igual al 58.65% de la facturación total, afectado en gran medida por el Gran Consumidor Guapán que en el año 2006 utilizó 45'738,985 KWH que equivale al 56.12% igualmente de la facturación total, cantidad mayor al año anterior que se facturaron 43'403,338 KWH que significa 2'335,647 KWH más, igual al 5.38% en más. En orden descendente de los KWH facturados le siguen los residenciales, comerciales, alumbrado público y otros con 21'762,385 KWH, 5'006,600 KWH, 4'946,047 y 1'983,564 KWH que equivalen al 26.70%, 6.14%, 6.07% y 2.43% en su orden.

El comportamiento de la venta de energía en KWH en forma anual, durante el período 2002-2006 es el siguiente:

**ENERGIA FACTURADA POR TIPO DE SERVICIO EN KWH
PERIODO 2002-2006**

A Ñ O S

SERVICIO	2002	2003	2004	2005	2006
RESIDENCIAL	17'876.271	18'880.825	19'851.450	20'982.039	21'762.385
COMERCIAL	4'033.456	4'241.400	4'684.881	4'815.910	5'006.600
INDUSTRIAL	40'983.494	43'888.816	45'275.759	45'234.999	47'802.478
AL. PUBLICO	3'683.657	4'000.620	4'358.050	4'514.894	4'946.047
OTROS	1'425.621	1'564.476	1'802.980	1'856.825	1'983.564
TOTAL	68'002.499	72'576.137	75'973,123	77'404,666	81'501.074

Lo que en porcentaje significa:

2006

% CRECIMIENTO

SERVICIO	KWH	%	2005-2006	2002-2006
RESIDENCIAL	21'762.385	26.70	3.72	5.04
COMERCIAL	5'006.600	6.14	3.96	5.59
INDUSTRIAL	47'802.478	58.65	5.68	3.96
AL. PUBLICO	4'946.047	6.07	9.55	7.67
OTROS	1'983.564	2.43	6.83	8.70
TOTAL	81'501.074	100.00	5.29	4.65

INGRESOS POR ENERGIA FACTURADA.-

En el año 2006, se facturaron US\$ 6'868,560.58, que comparando con lo que se facturó en el año 2005 que fue de US\$ 6'441,709.28, significa un incremento de US\$ 426,851.30 que es igual a 6.63% en más, valores que están en concordancia con el incremento del consumo de KWH y de clientes ya que se aplicaron los mismos cargos tarifarios de acuerdo a la Resolución N° 056/04 del Directorio del CONELEC en sesión del 31 de marzo de 2004, que entró en vigencia a partir del 1 de abril de 2004, de los clientes regulados, y al incremento de KWH y de US\$ 0.001 por KWH del Gran Consumidor Guapán, que de US\$ 0.0362 pasó a 0.0372, desde el consumo de julio de 2006 de acuerdo al convenio suscrito el 1 de junio de 2006, salvo para los meses de septiembre y octubre de 2006, que fue de US\$ 0.0625 y US\$ 0.0640 respectivamente, debido a la no generación de la Central Agoyán para conectarse con la de San Francisco.

El incremento porcentual por tipo de servicio con relación al año anterior en forma decreciente es en primer lugar el sector industrial, le siguen el alumbrado público, otros (entidades oficiales, asistencia social, beneficio público, etc.), comercial y residencial, con los porcentajes de 13.54%, 5.39%, 4.95%, 4.79% y 2.75% respectivamente.

El comportamiento que presentan las facturaciones en US\$ por tipo de servicio en forma anual en el período 2002-2006, es el siguiente:

**INGRESOS FACTURADOS POR TIPO DE SERVICIO EN US\$
PERIODO 2002-2006**

A Ñ O S					
SERVICIO	2002	2003	2004	2005	2006
RESIDENCIAL	1'846,044	2'216,534	2'332,748	2'419,698	2'486,202.53
COMERCIAL	367,485	412,061	456,885	460,265	482,330.57
INDUSTRIAL	2'468,983	2'756,049	2'772,438	2'543,488	2'887.792.72
AL. PUBLICO	632,139	738,162	785,130	791,719	834,394.12
OTROS	118,697	140,327	161,874	167,692	175,996.63
TOTAL	5'433,347	6'263,133	6'509,074	6'382,863	6'866,716.57

Que en porcentajes significa:

SERVICIO	2006		% CRECIMIENTO	
	US\$	%	2005-2006	2002-2006
RESIDENCIAL	2'486,202.53	36.21	2.75	7.95
COMERCIAL	482,330.57	7.02	4.79	7.14
INDUSTRIAL	2'887,792.72	42.05	13.54	4.38
AL. PUBLICO	834,394.12	12.15	5.39	7.34
OTROS	175,996.63	2.56	4.95	10.53
TOTAL	6'866,716.57	100.00	7.58	20.11

PARTICIPACION PORCENTUAL POR TIPO DE CONSUMIDOR

	CLIENTES		KWH		US\$	
	%		%		%	
SERVICIO	2005	2006	2005	2006	2005	2006
RESIDENCIAL	90.81	90.78	27.11	26.70	37.91	36.21
COMERCIAL	6.10	6.15	6.22	6.14	7.21	7.02
INDUSTRIAL	1.24	1.26	58.44	58.65	39.85	42.05
AL. PUBLICO	0.00	0.00	5.83	6.07	12.40	12.15
OTROS	1.84	1.82	2.40	2.43	2.63	2.56
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

La participación porcentual por tipo de servicio en cada uno de los conceptos analizados tanto para el año 2005 como para el año 2006, es similar no existiendo por tanto variaciones sustanciales, no así los porcentajes de un concepto frente a los demás en los que sí existen diferencias, así pues para el año 2006, vemos que el mayor porcentaje de clientes que corresponden a la tarifa residencial con el 90.78%, consume el 26.70% de KWH que generan el 36.21% de US\$ y el 1.26% de clientes que son los industriales, consumen el 58.65% de KWH (que en gran medida está afectado por el Gran Consumidor Guapán) y se facturan el 42.05% de US\$, así también alumbrado público que es un solo cliente y asoma como 0.00% consume 6.07% de KWH y genera el 12.15% de US\$, en las tarifas comercial y otros no existe una diferencia marcada entre conceptos.

La atención de servicio al cliente es satisfactoria pues, normalmente la Empresa dispone de las planillas de consumo el primer día laborable de cada mes y corresponden al consumo del mes inmediato anterior, lo que en la medida de lo posible se cumple debido a que las actividades de lecturas se mantienen contratos de orden civil con profesionales. Los servicios de reclamos por lecturas erradas, refacturaciones etc., son atendidos en forma inmediata. La instalación de servicios nuevos se cumple dentro de los límites establecidos por el CONELEC. Las lecturas de los contadores de energía del área de concesión se realizan de acuerdo al cronograma previamente planificado. La actualización de la información en la base de datos sobre los clientes y sus medidores es permanente.

Existen requerimientos por parte del CONELEC para cumplir con los índices de calidad del servicio comercial contempladas en la regulación N° CONELEC-004/01 que tiene que proporcionarse en forma automática, la misma que no es posible disponer por la falta de terminación del programa informático de comercialización.

5.3. ACOMETIDAS Y MEDIDORES.-

La Jefatura de Acometidas y Medidores, durante el año 2006, ha ejecutado las siguientes actividades:



- A) Construcciones:
- | | |
|------------------|-----|
| Servicios nuevos | 703 |
|------------------|-----|
- B) Mantenimiento:
- | | |
|---|-------|
| Cambios de acometidas, cambios de medidores, reclamos técnicos..... | 2.251 |
|---|-------|
- C) Reubicación de equipos de medición: 662
- D) Actualización del sistema de comercialización, codificación de servicios nuevos.
- E) Inspecciones de servicio eléctrico: 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.

5.4. RECAUDACION.-

En el año 2006 se realizaron 12 emisiones mensuales de facturación de enero a diciembre, que corresponden a los consumos de diciembre del año 2005 hasta noviembre del año 2006, por la suma total de US\$ 8'208.841.21, 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 periodo enero - diciembre de 2006 la suma de US\$ 8'200.759.55, que significa el 99.91% del total facturado.

5.5. CARTERA.-

El control de cartera es una de las prioridades de la Empresa, esto es recuperar en forma ágil y oportuna los valores facturados a través de las planillas de consumo, procurando disciplinar a los consumidores para que se adquiriera una cultura de pago, cancelando dentro de los plazos establecidos por la Compañía, brindándoles mayores facilidades para el pago de las mismas, es así que para el efecto se dispone de: Dos ventanillas de recaudación en las oficinas centrales ubicadas en las 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 por fin 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.



Dentro de las acciones efectuadas con el fin de recuperar la cartera detallamos:

- Actividades de 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.
- Establecimiento de 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 2006 se tenga una cartera total de US\$ 67,527.75, de acuerdo al siguiente detalle:



SALDO DE CARTERA CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2006

CARTERA ACTIVA			CARTERA VENCIDA		CARTERA TOTAL	
SERVICIO	US\$	%	US\$	%	US\$	%
SECT. PUBL.						
ENTID. PUBL.	786.18	3.05	375.10	0.90	1,161.28	1.72
TOTAL S. PUB.	786.18	3.05	375.10	0.90	1,161.28	1.72
SECT. PRIVA.						
RESIDENCIA	20,258.01	78.48	36,196.56	86.78	56,454.57	83.60
COMERCIAL	3,099.49	12.01	3,020.27	7.24	6,119.76	9.06
INDUSTRIAL	1,669.61	6.47	2,122.53	5.09	3,792.14	5.62
TOT. SEC. PRI.	25,027.11	96.95	41,339.36	99.10	66,366.47	99.98
TOTAL GENE.	25,813.29	100.00	41,714.46	100.00	67,527.75	100.00

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\$ 25,813.29 para cartera activa, US\$ 41,714.46 para cartera vencida y US\$ 67,527.75 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 3.05%, 0.90% y 1.7% en su orden, que son más bajos que los del sector privado que se encuentran en el 96.95%, 99.10% y 98.28% 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 83.60%, 9.06% y 5.62% en el mismo orden.

A continuación presentamos un cuadro comparativo de los saldos de cartera con corte al 31 de diciembre de 2006 frente al promedio mensual (US\$ 684,070.10) de las facturaciones totales (US\$ 8'208,841.21) emitidas durante el año 2006.

De acuerdo al cuadro precedente, información proporcionada por la Jefatura de Planificación, el comportamiento de las pérdidas de energía durante el último quinquenio incluido el año que nos ocupa, se ve que en el año 2002, las pérdidas alcanzan al 7.38%, para el año 2003 baja al 6.94%, es decir el 0.44%, para el año 2004 sube al 7.02% o sea se incrementa el 0.08%, en el 2005 baja al 6.05% es decir disminuye el 0.97% y para el 2006 baja al 4.88% o sea disminuye el 1.17%; pérdidas totales del sistema que son evaluadas en barras de carga de la Subestación Cuenca (barras de 69 KV).

Como dato referencial debemos indicar que las pérdidas en distribución a nivel de barras de 22 KV., alcanzan el 8.80%.

INFORME DEL CONTROL Y REDUCCION DE PERDIDAS DE ENERGIA COMERCIALES

De acuerdo al Plan de Trabajo programado para el año 2006 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 2006.

ACCIONES Y RESULTADOS

Medidores calibrados.- En este período se han revisado 7.294 equipos de medición, de los cuales 1.245 son para servicios nuevos; de los 6.049 medidores que fueron calibrados de acuerdo al programa de revisión por sectores, se detectaron 266 equipos alterados, que representa el 4.40% del total revisado.

Además se procedió a cambiar 381 equipos de medición que se encontraron en mal estado.

Cuadro No. 1

MEDIDORES CONTRASTADOS PARA SERVICIOS NUEVOS (U)	1.245
CAMBIO DE MEDIDORES (U)	381

MEDIDORES CONTRASTADOS DE ACUERDO AL PROGRAMA

EN NORMAL FUNCIONAMIENTO	
1.- Sellado tapa principal y bornera (U)	4.373
2.- Sin sellos en la tapa principal y bornera (U)	163
3.- Sin sellos en la tapa principal (U)	7
4.- Sin sellos en la bornera (U)	964
5.- Menos un sello en la tapa principal (U)	90
6.- Menos un sello en la tapa principal y sin sello en la bornera (U)	186
TOTAL EN NORMAL FUNCIONAMIENTO	5.783
CON OBSERVACION (U)	266

TOTAL DE MEDIDORES CONTRASTADOS (U)	6.049
PORCENTAJE DE MEDIDORES CON OBSERVACION (%)	4.40

Del cuadro No.1, se desprende que el 75.62% de los medidores revisados que se encontraron en normal funcionamiento, estuvieron debidamente sellados; el 2.82% no tenían sellos en la tapa principal ni en la bornera; el 0.12% no tenían sellos en la tapa principal; el 16.67% sin sellos en la bornera; el 1.56% menos un sello en la tapa principal; y, el 3.22% 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 266 equipos que se encontraron con observación, predominando: medidores descalibrados con 22.18% (equipos que han cumplido con su vida útil), conexiones directas con 17.29% (se tiene control del contador y empiezan a manipular el conductor de la acometida); y, bobina de tensión quemada con el 13.53%

Como se desprende de los datos anteriores, la principal manera de manipular los sistemas de medición son las conexiones directas, generalmente realizadas en las acometidas tipo dúplex de aluminio, por lo que es recomendable la no utilización de este tipo de conductor, como una acción preventiva adecuada para la reducción de pérdidas.

Cuadro N° 2

MEDIDORES CONTRASTADOS CON OBSERVACION	AÑO 2006
1.- Medidores descalibrados (U)	59
2.- Cojinetes manipulados (U)	13
3.- Cojinete desgastado (U)	19
4.- Objetos extraños dentro del medidor (U)	11
5.- Bobina de tensión quemada (U)	36
6.- Bornera recalentada (U)	10
7.- Manipulación mecanismos de medidor	9
8.- Medidor mal instalado (U)	1
9.- Medidor sin datos en la pantalla	1
10.- Engranaje torcido (U)	7
11.- Engranaje roto (U)	9
12.- Medidor inclinado (U)	2
13.- Medidor en línea incompatible (U)	4
14.- Disco torcido (U)	9
15.- Roto cristal de tapa principal (U)	5
16.- Marcador de lectura zafado (U)	16
17.- Puente desconectado (U)	7
18.- Menos una fase en monofásico trifilares (U)	1
19.- Conexión directa (U)	46
20.- Medidor destruido (U)	1
TOTAL (U)	266

Integrando las observaciones, se desprende que el 39,1% de los medidores con observaciones son manipulados por el consumidor, y el 60,9% 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 2006.

Cuadro No. 3

RECUPERACION ENERGETICA Y FINANCIERA RESULTADO DE REVISION DE MEDIDORES	AÑO 2006
Recuperación energética mensual (kwh)	33.041
Recuperación energética anual (Kwh)	396.492
Recuperación financiera mensual (US\$)	4,591.24
Recuperación financiera anual (US\$)	55,094.88

La recuperación energética mensual fue de 33.041 Kwh (396.492 Kwh anual), lo que representa una recuperación financiera mensual de U.S.\$ 4,591.24 (US\$ 55,094.88 anuales)

Reliquidación por consumo no registrado. De los 324 consumidores que se procedió a la reliquidación por consumo no registrado, porque se encontraron los equipos de medición manipulados y conexiones directas, se obtiene una recuperación de 304.502 Kwh, lo que representa un ingreso recuperado de US\$ 48,272.45, Como se indica en el cuadro No. 4.

Cuadro No. 4

RELIQUIDACION POR CONSUMO NO REGISTRADO	AÑO 2006
Consumidores refacturados (U)	324
Energía facturada (KWH)	304.502
Recuperación económica por energía refacturada (US\$)	48,272.45

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 2006 se procedió a la instalación de 1.829 servicios ocasionales (integración de las solicitudes y renovaciones mensuales), que demandaron un total de 242.964 KWH y representó un ingreso de US\$ 47,470.74

Cuadro No. 5

SUMINISTROS OCASIONALES	AÑO 2006
Total de clientes que solicitaron (U)	1.829
Total de clientes que cancelaron (U)	1.829
Porcentaje de los cancelados en relación a los solicitados (%)	100.00
Total facturado (KWH)	242.964
Total facturado (US\$)	47,470.74

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 943.958 KWH y US\$ 150,838.07.

Cuadro Nº 6

	AÑO	2006
CONCEPTO	K.W.H.	U.S.D.
Medidores calibrados	396.492	55,094.88
Liquidación por consumo no registrado	304.502	48,272.45
TOTAL POR CALIBRACION DE MEDIDORES	700.994	103,367.33
	KWH	U.S.D.
Suministros ocasionales	242.964	47,470.74
TOTAL CALIBRACION DE MEDIDORES Y SUM. OCASIONALES	943.958	150,838.07

CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS.

En el cuadro No. 7, se detallan los valores planificados, alcanzados; y, el porcentaje de cumplimiento del número de medidores revisados, de la recuperación energética y financiera; teniendo porcentajes de cumplimiento del 99%, 100% y 94% respectivamente, sobre lo planificado durante el año 2006.

Cuadro No. 7

CONCEPTO	PLANIFICADO AÑO 2006	REALIZADO AÑO 2006	PORCENTAJE CUMPLIDO
Número de medidores revisados (U)	6.100	6.049	99%
Recuperación energética	700.000	700.994	100%
Recuperación financiera (US\$)	110,000	103,367.3	94%

INDICADORES DE DESEMPEÑO.

Con la finalidad de seguir mejorando continuamente, y para que este mejoramiento pueda ser demostrado de manera objetiva, a continuación se detallan algunos indicadores considerados claves, los mismos que se han cuantificado para tener un valor base.

El proceso clave en el departamento de Pérdidas, es el de calibración de medidores, durante el período enero-diciembre de 2006 el promedio de medidores calibrados por día es de 25; (6049 medidores calibrados, sin considerar los calibrados en el laboratorio; en 238 días efectivos laborados). La variabilidad se debe a que el tiempo promedio en el proceso de calibración es mayor en el área rural que en el área urbana, debido a las actividades de: traslado, armado y desarmado del contrastador. En el siguiente cuadro y gráfico se detalla este indicador en forma mensual.

MES	MEDIDORES CALIBRADOS	DIAS EFECTIVOS LABORADOS	MED. CALIBRADOS DIA
ENERO	381	17	22.4
FEBRERO	448	17	26.3
MARZO	678	20.5	33.1
ABRIL	517	19.5	26.5
MAYO	674	21	32.1
JUNIO	500	22	22.7
JULIO	615	20	30.8
AGOSTO	762	20	38.1
SEPTIEMBRE	516	21	24.6
OCTUBRE	406	21	19.3
NOVIEMBRE	270	20	13.5
DICIEMBRE	282	18.5	15.2
TOTAL	6049	238	25.4

Otros indicadores que nos sirven para tomar decisiones son:

INDICADORES	UNIDAD	VALOR
Medidores con observación/medidores calibrados	(%)	4.40%
Medidores calibrados/total de medidores	(%)	27.25%
Cambio de medidores/medidores calibrados	(%)	6.30%
*Recuperación financiera/medidores calibrados	\$ año/medidor	17.09
*Recuperación energética/medidores calibrados	Kwh año/medidor	115.89
Recuperación financiera por refacturaciones/cliente refacturado	\$/cliente	148.99
Recuperación energética por refacturaciones/cliente refacturado	Kwh/cliente	939.82

* Sin considerar los suministros ocasionales

6. ASPECTOS TECNICOS

6.1. EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELECTRICO

6.1.1. ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGIA.

La demanda de potencia y energía fue cubierta desde la Subestación Cuenca de propiedad de Transelectric S.A., en este punto de suministro eléctrico, se realiza las transacciones comerciales de energía con el Mercado Eléctrico Mayorista, el mismo que nos proporcionó 85'676.968 kWh valor que comparado con la energía requerida en el año 2005 que fue 82'390.750 kWh, representa un incremento del 3,98%.

El abastecimiento energético se realiza mediante compra por Contratos a Término con Hidroagoyán S.A., Hidropaute S.A., y se complementó con requerimientos al Mercado Ocasional, llamado también SPOT, hasta el mes de Mayo. A partir del mes de Junio, entró en vigencia el Contrato de compra-venta de energía con Electroguayas S.A., con el que se cubrió la totalidad de la demanda de energía, mediante contratos.

La energía comprada en el Mercado Eléctrico Mayorista fue 89'463.662 KWH. Los contratos a término vigentes, aportaron de la siguiente manera:

- Hidroagoyán (Contrato Modificadorio al AG01 y Segundo Adenda del Contrato de Junio 2002): 69'308.945 KWH.
- Hidropaute (Contrato de Junio 02-Adendas D-027/2005 y D-014/2006): 6'068.343 KWH.
- Electroguayas (Contrato del 27 de Marzo de 2006): 14'086.374 KWH.

En función de la disponibilidad de energía contratada y el requerimiento de la curva de carga del sistema eléctrico, en determinadas condiciones se vende energía al Mercado Ocasional (SPOT). En el año 2006 esta operación comercial fue de 5'388.780 KWH.

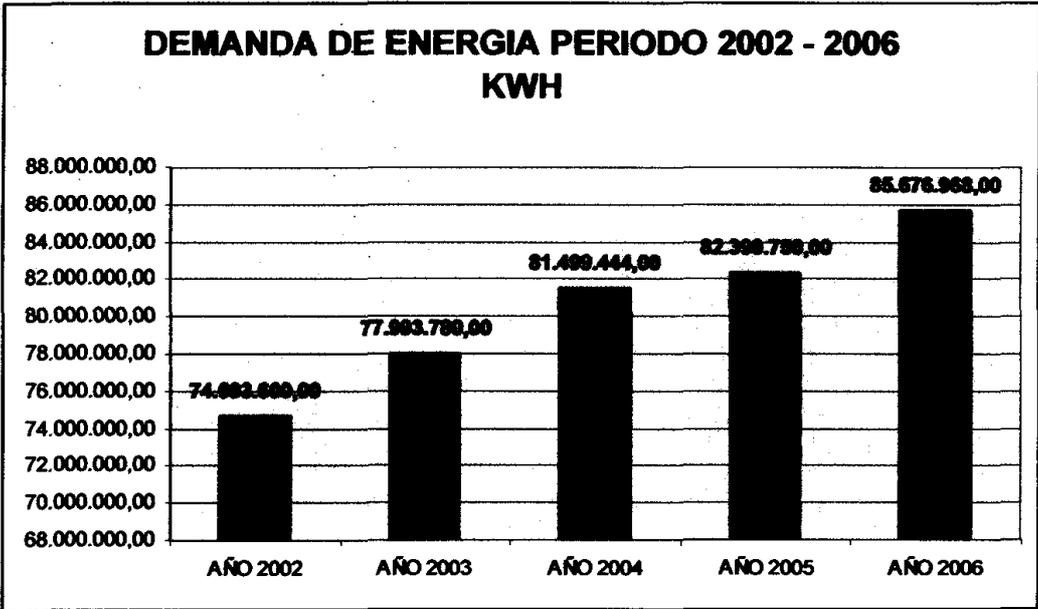
Las transacciones energéticas en el Mercado Eléctrico Mayorista se pueden resumir en los siguientes términos:

- Compra mediante Contratos a Término: 89'463.662 kWh
- Compra en el Mercado Ocasional (SPOT): 1'609.860 kWh
- Venta en el Mercado Ocasional (SPOT): 5'388.780 kWh.
- Energía para el Sistema Eléctrico: 85'684.637 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.

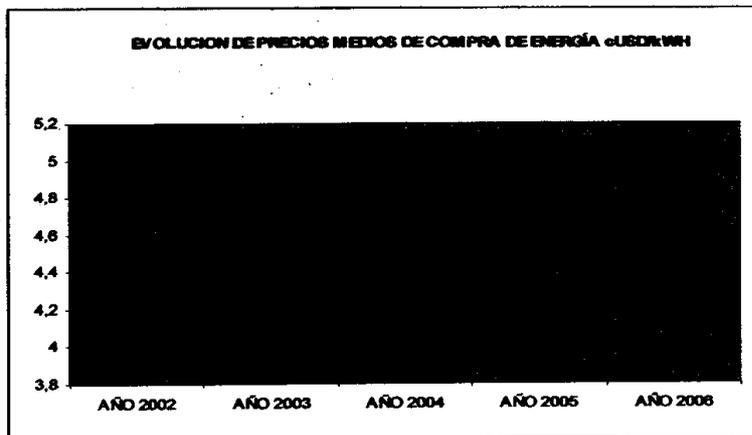


6.1.2. PRECIOS MEDIOS DE COMPRA DE ENERGIA

En el año 2006 el precio medio de compra de energía en la Subestación Cuenca fue de cUSD **4,34** cUSD por KWH. Es de anotar que a partir del mes de Marzo del año 2005 ya no es aplicable el precio de compra de energía a nivel de la Subestación Azogues, debido a que ya no se cancela peaje por el uso del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. En el siguiente cuadro se presenta el comportamiento de los precios de compra de energía del período 2002-2006, en barras de la Subestación Cuenca, que es el punto de recepción de energía desde el Mercado Eléctrico Mayorista.

AÑO	EN LA S/E CUENCA (cUSD/KWH)
2002	5,07
2003	5,11
2004	4,62
2005	4,68
2006	4,34

El gráfico siguiente, presenta el comportamiento de precios de compra de energía en la Subestación Cuenca, para el período 2002-2006.



6.2. ATENCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

El abastecimiento de la demanda en términos de confiabilidad y calidad se realiza dentro de condiciones normales de operación, complementariamente se ejecutan obras importantes para actuar con previsión a la demanda. La inversión ejecutada en el sistema eléctrico es el

el sistema eléctrico es el valor de US\$ 751,604 con un avance físico-financiero del 76,21% del valor programado que fue US\$ 986,137.

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

6.2.1. SUBTRANSMISION:

Se adquirió el terreno para la Subestación Azogues 2 y se suscribió el Convenio con Transelectric S.A, para la asistencia técnica en los estudios, diseños, adquisición de equipos y construcción.

La inversión programada fue de US\$ 155,000 de los cuales se ejecutó US\$ 58,320 que representa el 37,62%.

6.2.2. DISTRIBUCION

El avance físico financiero de esta etapa funcional es del 90,08% que corresponde a la realización de diferentes proyectos, siendo los más significativos:

- Equipamiento del sistema de distribución, automatización y mapeo digital, con una inversión de US\$ 60,000.
- Remodelaciones de redes de alta y baja tensión en sectores urbanos y rurales.
- Extensiones de redes de alta y baja tensión en sectores urbanos y rurales.
- Programa FERUM 2006 que corresponde a los siguientes proyectos:
 - Alimentador Cojitambo-Azogues.
 - Alimentador Zhapacal-San Marcos.
 - Alimentador Buil Chacapamba-Zhindilig.
 - Bolivia-Zhalao.

6.2.2.1. Alimentadores Primarios:

Este componente que tenía programada una inversión de US\$ 309,898 presenta un avance físico financiero del 86% debido a la postergación para ejecución en el año 2007 del Proyecto "Equipamiento del sistema de distribución, automatización y mapeo digital".

La inversión en este componente alcanza el valor de US\$ 267,858.

6.2.2.2. Transformadores:

Presenta un avance físico financiero del 103% que corresponde a US\$ 58,396 del presupuesto programado que fue US\$ 56,475.

6.2.2.3. Programa FERUM 2006:

Considera la ejecución de cuatro proyectos con una inversión programada de US\$ 170,459 Las obras se encuentran en operación y se está realizando la liquidación económica y financiera para remitir al CONELEC.

6.2.2.4. Alumbrado público:

Importantes obras de iluminación pública como Ampliaciones y Remodelaciones en sectores urbanos, marginales y rurales fueron ejecutadas por un valor de US\$ 51,614.

Dentro de este componente, se consideró también la conclusión de la iluminación ornamental del Parque Central de Azogues.

Del presupuesto programado que fue US\$ 67,383 se ejecutó US\$ 60,034 que representa el US\$ 89% con un avance financiero del mismo valor.

6.3 LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

Se continúa ejecutando acciones importantes, para mejorar la calidad del servicio técnico. Esperamos que la realización de las diferentes actividades programadas, permitan a la Empresa suministrar un servicio dentro de los parámetros de calidad exigida por el CONELEC, a partir del año 2008.

Las actividades más significativas que se realizaron en el año 2006 en cada etapa funcional fueron:

6.3.1. SUBTRANSMISION:

En la Línea de 69KV Ricaurte-Azogues, se cumplió con las actividades de ampliación de la franja de servidumbre e inspección periódica.

6.3.2. DISTRIBUCION:

En lo que respecta al sistema de distribución de 22 KV, se realizó el cambio el programa de mantenimiento.

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): 8,45**
- **Indice de Tiempo de Interrupción (TTIK): 19,37**

Durante el año 2006, existe un ligero incremento en la frecuencia de interrupción por KVA instalado FMIK que alcanzó el valor de 8,45, con respecto al índice del año 2005 que fue 8,20esto se debe a suspensiones programadas para realizar actividades de



alimentadores del programa FERUM 2006, pues el 56,34% del FMIK se debe a suspensiones programadas, mientras que el 33,76% corresponde a suspensiones de origen forzado.

Situación similar se presenta con el índice TTIK, que expresa el tiempo de interrupción, pues su valor incrementó de 16,59 a 19,37 ocasionado por los trabajos programados en alimentadores primarios que estaban considerados en el Programa FERUM 2006. En efecto el 73,41% del valor de TTIK corresponde a suspensiones de origen programado y el restante 26,59% se debió a suspensiones de origen forzado.

El sistema de distribución está constituido por cuatro alimentadores, identificados como 121; 122; 123 y 124. De estos alimentadores, el 121; 123 y 122 en su orden presentan los mayores índices de interrupción y precisamente en estos alimentadores se realizaron trabajos de remodelación de primarios del Programa FERUM 2006.

El alimentador 124 que sirve al centro urbano de la ciudad, tiene los menores índices de interrupción del sistema, los mismos que cumplen los valores exigidos por la regulación CONELEC 04/001.

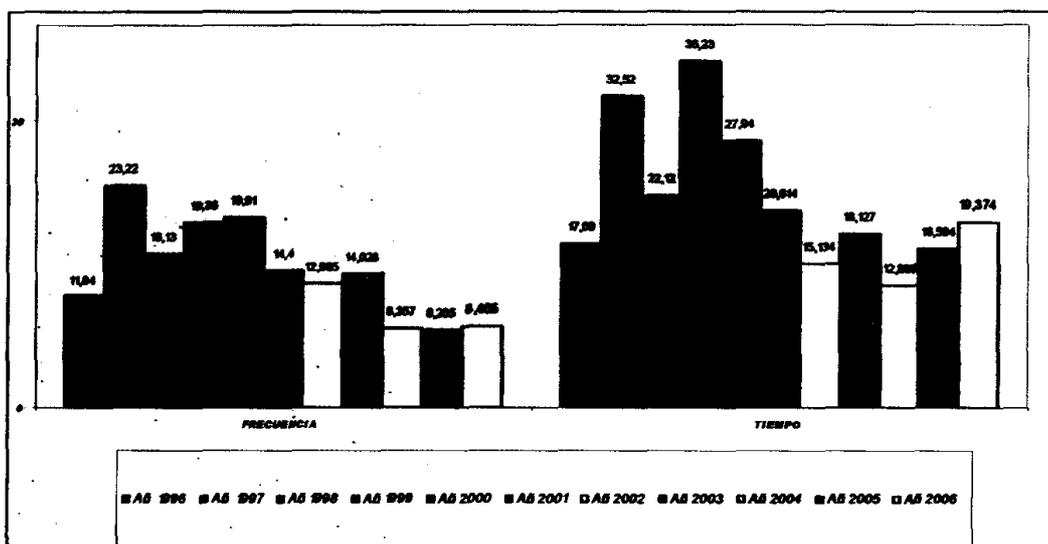
Para una mejor ilustración a continuación se presenta el comportamiento de los Índices de Interrupción por mes para cada alimentador, durante el año 2006.

**JEFATURA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
INDICES DE INTERRUPCION DURANTE EL AÑO 2006**

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	0,354	1,04	0,958	1,471	0,393	1,209	0,847	1,193	0,103	0,087
Febrero	0,636	1,077	1,306	1,998	0,532	1,176	0,474	0,997	0,068	0,056
Marzo	0,894	1,367	0,875	2,287	1,212	1,355	0,993	1,096	0,298	0,392
Abril	1,210	2,210	1,93	4,990	0,601	0,700	2,991	3,781	0,076	0,109
Mayo	0,520	0,600	0,935	1,110	0,643	0,630	0,096	0,242	0,11	0,151
Junio	0,274	0,294	0,346	0,543	0,125	0,132	0,133	0,147	0,541	0,353
Julio	0,34	0,624	0,465	0,581	0,379	1,009	0,362	0,508	0,094	0,093
Agosto	0,463	1,959	0,172	0,297	0,192	0,412	2,058	11,283	0,195	0,262
Septiembre	0,703	1,195	0,419	1,091	0,919	1,042	0,813	2,926	0,614	0,37
Octubre	0,792	2,271	0,393	0,765	1,419	4,965	0,65	1,198	0,308	0,241
Noviembre	0,813	3,696	0,480	1,074	1,496	8,542	0,757	1,455	0,09	0,213
Diciembre	1,256	3,041	3,134	8,243	0,544	1,144	0,465	0,678	0,597	1,197
TOTAL	8,455	19,374	11,413	24,4500	8,455	22,316	10,639	25,104	3,094	3,524
Límites	4,00	8,00	6,00	18,00	5,00	10,00	6,00	18,00	5,00	10,00

En la siguiente presentación estadística, se proporciona la información histórica de los índices de Interrupción desde el año 1996, en este se puede observar que el índice de la frecuencia de interrupción del año 2005 es el valor menor; mientras que el índice del tiempo de interrupción es superior en 3,71 con respecto al menor valor histórico que se presentó en el año 2004 y que fue de 12,89.

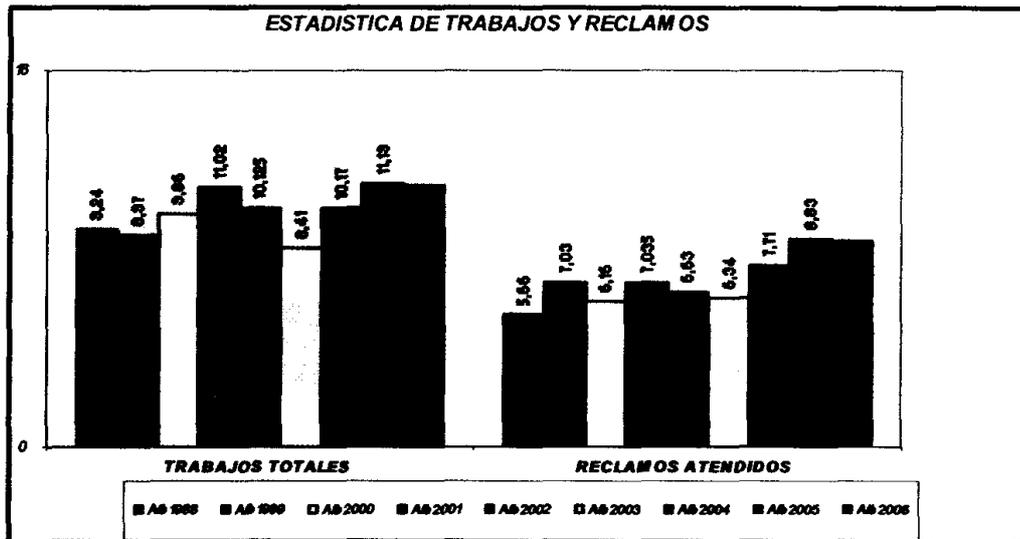
ESTADISTICA DE LOS INDICES DE INTERRUPCION



El desempeño de atención a los reclamos que los usuarios presentan por desperfectos o ausencia del servicio, se evalúa mediante el indicador de TRABAJOS REALIZADOS y RECLAMOS ATENDIDOS que miden la actividad diaria promedio del personal operativo. Los TRABAJOS REALIZADOS alcanza un valor de 11,08 y RECLAMOS ATENDIDOS es de 8,75.

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 2006 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 debidamente analizados 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.

6.5. EL SERVICIO DE ILUMINACION PUBLICA

La potencia instalada en alumbrado público al término del año 2006 es de 1.125,13 KW que representa un incremento del 3,15% con respecto a la potencia del año 2005 que fue 1.090,772 KW. El número de equipos de iluminación es de 7.748 que comparado con la información del año 2005 que fue 7.505 se tiene un incremento de 3,2%.

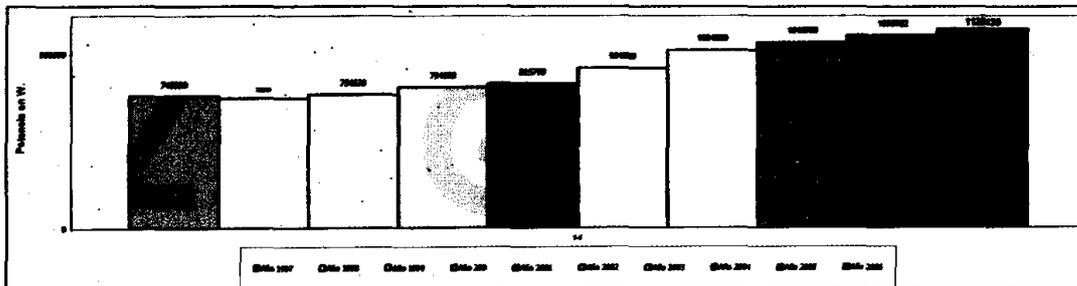
La ejecución de los programas de mantenimiento e inversiones permitieron el mejoramiento del servicio de alumbrado público tanto en el área urbana como en el área rural. La actividad general se orientó a sustituir los elementos averiados y al recambio de luminarias de vapor mercurio por luminarias de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

Para una mayor ilustración a continuación se presenta una estadística del crecimiento de la carga instalada en alumbrado público desde el año 1997.

DETALLE DE LAS LUMINARIAS INSTALADAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION A DICIEMBRE DEL 2006

TIPO LUMINARIA	MERCURIO						SODIO					VAPOR	INCANDESCENTE			FLUORESCENTE			REFLECTORES						TOTAL
	125	150	175	250	300	400	70	100	150	250	160		30	100	150	20	34	64	100	150	200	250	400	500	
CANTIDAD	40	12	206	56	4	9	2829	78	2199	1477	1	54	6	1	199	88	2	8	71	11	16	212	15	23	4
POTENCIA	5.000	1.800	36.050	14.000	1.200	3.600	198.030	7.800	329.850	369.250	160	2.700	600	150	3.980	2.992	128	800	10.650	2.200	4.000	84.800	7.500	23.000	6.000
TOTAL	327						6583					1	61			289			360						7821
POTENCIA TOTAL	61.650						904.930					160	3.450			7.100			138.950						1.118.240

Estadística del Alumbrado Público Instalado



7. EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO

7.1. LONGITUD EN LINEAS DE SUBTRANSMISION

La longitud de líneas en operación de 26,8 Km. se mantiene constante en el año 2006.

7.2. LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCION

A diciembre del 2006 se disponen de 554,83 Km. de red de alta tensión, debido al incremento del 0,87% con respecto al del año 2005 que fue 550,01 Km.

7.3. CAPACIDAD Y NUMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

A diciembre del año 2006 la capacidad instalada es de 23.479,50 KVA que comparada con la del año 2005 que fue 22.588 KVA, se presenta un incremento del 3,94%. En lo que tiene que ver con el número de unidades en operación, se incrementó de 1.091 que se disponía en el año 2005 a 1.114.

7.4. LONGITUD DE REDES DE BAJA TENSION

A diciembre del año 2006, los kilómetros en redes de baja tensión alcanzan a 981.30 Km, que respecto a la longitud de red de baja tensión del año 2005 que fue 956,02 Km, se representa un incremento del 2,64%.

7.5. CARGA INSTALADA EN ALUMBRADO PUBLICO

Durante el año 2006 la carga total en alumbrado público se incrementó a 1.125,13 KW que comparada con la del año 2005 que fue de 1.090,76 KW, se presenta un incremento del 3,15%.

8. 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.

8.1. GESTON INGENIERIA Y CONSTRUCCION.

Consideró la dirección, coordinación, supervisión, fiscalización y liquidación del programa de obras del Presupuesto de Inversiones Año 2006, 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 2006 obtuvimos un avance físico y financiero del 76.21% del programa de inversión en obras para el sistema eléctrico, ejecutándose US\$ 751,604 del valor programado que fue de US\$ 986,137.00.

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

- Se ejecutan los estudios de prefactibilidad para generación hidroeléctrica, disponiéndose de acuerdo al cronograma, el Informe de Alternativas.
- Se continúan con las actividades programadas de subtransmisión, contándose con el Convenio de Asistencia Técnica suscrito con Transelectric S.A.
- Se concluyó el Programa FERUM Año 2006.
- Se ejecutaron las actividades programadas en Electrificación Urbana y Rural.

- Se adquieren los equipos y materiales para la remodelación subterránea de la red primaria de 22 KV en las Calles Matovelle y Sucre.

8. 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 y subestaciones. 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.

8.3. GESTION INVENTARIOS Y AVALUOS.

Las principales actividades desarrolladas fueron:

- Inventario correspondiente al año 2005
- Actualización del Inventario de postes utilizados por Pacifictel y Etapatelecom.
- Actualización del Inventario de postes utilizados por las compañías de televisión por cable.
- Levantamiento georeferenciado del alimentador 122 y elaboración de planos.
- Levantamiento georeferenciado del alimentador 124 y elaboración de planos.
- Inventario para baja de equipos de computación.
- 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.

9. CONCLUSIONES

Las inversiones en el sistema eléctrico fueron de USD 751.604,00 que representan el 76,21% del valor programado que fue US\$ 986,137.00 con un avance físico del 76%.

Los índices de calidad del servicio técnico, presentan el siguiente comportamiento: La frecuencia de interrupción se incrementa a 8.45 con respecto al año 2005 que presentó un valor de 8,20; mientras el tiempo de interrupción se incrementa a 19.37 con respecto al del año 2005 que fue de 16.59. Las causas se indicaron en el análisis particular presentado anteriormente.



Con respecto al año 2005 el precio medio de compra de energía a nivel de la Subestación Cuenca se reduce de 4,68 a 4,34 cUS\$/KWH.

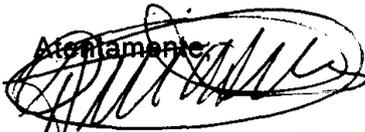
La potencia instalada en alumbrado público se incrementa a 1.125,13 KW respecto a la potencia disponible en el año 2005 que fue de 1.090,76 KW.

10. RECOMENDACIONES

- 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 tendentes 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, ya que en cuanto a reducción de pérdidas técnicas de energía, es el componente más rentable, sobre el cual se debe empezar a trabajar inmediatamente.
- Se continúe respaldando las actividades para el cumplimiento de la Regulación CONELEC 04/01, pues la asignación del recurso humano, como es el caso del Programador, y de los equipos, permitirán cumplir oportunamente las exigencias de la referida Regulación.
- Es necesario conformar el grupo de trabajo e iniciar las actividades en líneas de 22 KV energizadas.
- 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
- Para mejorar la gestión de Ingeniería, Construcción, Operación y Mantenimiento, se continúe con el apoyo para la adquisición de software para cada una de las áreas.
- Para reducir los tiempos de suspensión del servicio en distribución y alcanzar los índices de tiempo y frecuencia de interrupción exigidos en la Regulación CONELEC 04/01, es necesario realizar los trabajos en líneas energizadas; por lo que es necesario constituir el grupo de trabajo para estas actividades operativas.
- Implementar un plan de capacitación del personal, técnico, administrativo y de los grupos de trabajo



- Analizar y aplicar el programa de reingeniería que permitirá mejorar algunos de los procesos administrativos de la Empresa.
- Es necesario, que la Empresa disponga de un Plan Estratégico, que le permita actuar en el mediano y largo plazo.
- Es indispensable continuar con una política de austeridad en el Gasto, tratando de que toda adquisición o autorización de pago sea analizada previamente para su aprobación.
- 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, a fin de cubrir el déficit tarifario.
- 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, lo que nos permitirá cubrir en su totalidad 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.

~~Atentamente~~


Dr. Patricio Crespo Regalado
GERENTE

PCR/rid'a
28-III-2007