

MEMORIA ANUAL DE LA GERENCIA POR EL EJERCICIO ECONOMICO DEL 2001.

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 uno y que refleja las diferentes actividades cumplidas en la Empresa durante dicho lapso de tiempo de acuerdo a la información que he recopilado.

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. Objeto.-

La Compañía tiene por objeto:

La prestación del servicio público de electricidad en su área de servicio, 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.

La incorporación a su sistema eléctrico de nuevos abonados urbanos y rurales, de acuerdo a los programas establecidos y a la disponibilidad de recursos.

El mejoramiento de las condiciones técnicas y económicas del servicio eléctrico a sus abonados; y,

La realización de 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, los mismos que tienen integrado el capital social de la Empresa al 31 de diciembre del 2001, de la siguiente manera:

ACCIONISTA	CAPITAL AÑO 2001
FONDO DE SOLIDARIDAD	452,790.40
MUNICIPIO DE AZOGUES	619,443.20
H. CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	93,067.20
CREA	28,174.80
TOTAL	1.193,475.60

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 se concreta a la ciudad de Azogues y sus parroquias: Cojltambo, Guapán, Borrero, Javier Loyola, Bayas, Luis Cordero, Taday, Pindilig, Rivera, San Miguel de Porotos, el cantón Déleg y su parroquia Solano y Sageo del cantón Biblián.

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:

Dr. Luis Burbano Dávila.

Gerente General del Fondo de Solidaridad.



Sr. Diego Ormaza Andrade
Dr. Víctor Molina Encalada
Ing. Augusto Tosi

Prefecto Provincial del Cañar
Alcalde de Azogues.
Director Ejecutivo del CREA

2.2.2. Directorio .-

El Directorio al año 2001 estuvo integrado por los siguientes miembros principales:

NOMBRES Y APELLIDOS	INSTITUCION	PERIODO
Ing. Luis Mancero	FONDO DE SOLIDARIDAD	12-10-98 continúa
Ing. Jorge Guerrero	FONDO DE SOLIDARIDAD	12-10-98 continúa
Dr. Fabián Romero F.	FONDO DE SOLIDARIDAD	02-02-99 continúa
Ing. Augusto Tosi	CREA	29-1-2001 a diciembre/01
Sr. Diego Ormaza	CONSEJ. PROV. CAÑAR	25-09-2000 continúa
Sra. Sonia Andrade	MUNICIPIO DE AZOGUES	25-09-2000 continúa
Sr. Miguel Cuenca Tapia	REP. TRABAJADORES	02-02-99 continúa por reelección.

2.2.3. Comisarios.-

En el año 2001 actuó como Comisario el Econ. Marcelo Andrade Morocho.

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

Durante el año 2001 se llevaron a cabo cuatro (4) Juntas Generales de Accionistas, en las que se tomaron 32 resoluciones, las cuales la administración de la Compañía ha cumplido 31 (97%), una que está en trámite que representa el 3%.

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

Durante el año 2001 se realizaron cinco (5) sesiones de Directorio, se tomaron 26 resoluciones, las cuales la administración ha cumplido en su totalidad.

2.5. Informes de Comisarios, Auditoría Interna y Auditoría Externa; y grado de cumplimiento de las resoluciones.



El señor Comisario presentó el informe por los estados financieros del 2000, emitió 15 recomendaciones, las cuales se han cumplido en su totalidad.

Informe de Auditoría Externa:

El Auditor Externo de la Empresa presentó el informe sobre los Estados Financieros al 31 de diciembre del 2000, a través del cual se dieron un total de 8 recomendaciones, las que han sido cumplidas en el ciento por ciento.

Informes de Auditoría Interna

En el ejercicio económico del 2001 la Unidad de Auditoría Interna en sujeción a su Plan de Actividades realizó seis exámenes especiales operativos y financieros emitiendo recomendaciones, las cuales han sido ejecutadas en el 76%.

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
Auditoría Interna
3. Nivel Ejecutivo: Gerencia General
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
- 6.2. Dirección de Comercialización: Clientes
 Acometidas y Medidores
 Recaudación y Agencia
 Control de Pérdidas de Energía
- 6.3. Dirección de Finanzas: Contabilidad y Presupuesto
 Tesorería
 Compras
 Bodega
 Inventarios y Avalúos

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

3.2. Situación Laboral.-

Ultimo Contrato Colectivo Negociado

En febrero del 2001 se firmó el Décimo Tercer Contrato Colectivo.

Incidencia Económica del último contrato colectivo.

La incidencia económica del Décimo Tercer Contrato Colectivo es de US\$ 372,228 con un incremento de US\$ 98,188 que representa el 35.83% con relación al 2000.

3.3. Número de Trabajadores.-

La Empresa al 31 de diciembre del 2001 contó con 101 trabajadores, de los cuales 87 son trabajadores de planta y 14 ocasionales.

4. ASPECTOS ECONOMICO-FINANCIERO

4.1. Estructura del Capital Social y análisis 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 en la suma de US\$ 1,149,586.80, aumento aprobado por la Intendencia de Compañías de la ciudad de Cuenca el 26 de enero de 1998 mediante resolución No. 98-3-1-1-119, 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. El detalle del aumento del capital para cada Accionista se muestra en la siguiente tabla:

ACCIONES SUSCRITAS
(En dólares)

NOMBRE ACCIONISTA	CAPITAL 31-XII-97	VALOR CAPITALIZADOS 31-XII-98	CAPITAL SUSCRITO 31-XII-2001	
			VALOR	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	20.979,20	431.811,20	452.790,40	37.94
CONSEJO PROV. CAÑAR	16.656,40	602.786,80	619.443,20	51.90
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
SUMAN	43.888,80	1.149.586,80	1.193.475,60	100

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 S/ 10.000,00 y en dólares equivale a US\$ 0.40. El capital suscrito y pagado se detalla a continuación:

CAPITAL SUSCRITO

NOMBRE DEL ACCIONISTA	No. ACCIONES	TOTAL	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	1.131.976	452.790,40	37.94
CONSEJO PROV. DEL CAÑAR	1.548.608	619.443,20	51.90
MUNICIPIO DE AZOGUES	232.668	93.067,20	7.80
CREA	70.437	28.174,80	2.36
SUMAN	2.983.689	1.193.475,60	100,0

4.1.3. Aportes para futura capitalización.-



Los aportes para futura capitalización han constituido la fuente de financiamiento que otorgan los accionistas, a fin de que la Empresa pueda llevar adelante importantes proyectos de electrificación, consecuentemente para que se realicen aumentos de capital de manera permanente, los aportes realizados hasta el 31 de diciembre del 2001 son los siguientes:

**APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION
(En dólares)**

NOMBRE ACCIONISTA	AÑO 2000	AÑO 2001	VARIACION	
			VALOR	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	254.609,48	532.977,03	278.367,55	109,33
CONSEJO PROV. CAÑAR	31.625,75	31.625,75	-	-
MUNICIPIO DE AZOGUES	12.567,99	12.567,99	-	-
CREA	-	-	-	-
SUMAN	298.803,22	577.170,77	278.367,55	93,16

Como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización se han incrementado en el año 2001 en la suma de US\$ 278.367,55 equivalente al 93,16% con relación al año anterior. Los aportes realizados corresponden al accionista Fondo de Solidaridad a través del FERUM, los mismos que se invierten en obras de electrificación urbano marginal y rural.

Finalmente cabe señalar 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 corresponden a acciones suscritas y aportes para futura capitalización, los mismos que se encuentran reflejados en los estados financieros al 31 de diciembre del 2001.

4.2. Resultados del Período.

4.2.1. Análisis comparativo entre los resultados presupuestados y los obtenidos en el período (variaciones).

Del análisis de los Estados Financieros, por el período terminado al 31 de diciembre del 2001, los resultados económicos obtenidos y comparados con los presupuestados del mismo período, muestran los siguientes valores:

(EN DOLARES AMERICANOS)



BOLIVAR Y AURELIO JARAMILLO (ESQ.)
 CONMUTADOR: 240-377
 RECLAMOS: 240-270
 GERENCIA: 241-012
 FAX: 240-942
 CASILLA: 03-01-784

E-mail: emelazog@cue.satnet.net

INGRESOS	VALOR PRESUPUESTADO	VALOR REAL	VARIACION	%
DE OPERACION	3.377.127,45	3.641.779,81	264.652,36	7,84
AJENOS A LA OPERACION	52.808,64	107.552,01	54.743,37	103,66
TOTAL DE INGRESOS	3.429.936,09	3.749.331,82	319.395,73	9,31

GASTOS	VALOR PRESUPUESTADO	VALOR REAL	VARIACION	%
DE OPERACION	3.884.545,97	3.967.949,71	83.403,74	2,15
DEPRECIACION	436.906,01	434.798,75	-2.107,26	-0,48
SUMAN	4.321.451,98	4.402.748,46	81.296,48	1,88
AJENOS A LA OPERAC.	15.850,00	26.031,27	10.181,27	64,24
TOTAL GASTOS	4.337.301,98	4.428.779,73	91.477,75	2,11

RESULTADOS DEL EJERCICIO	VALOR PRESUPUESTADO	VALOR REAL	VARIACION	%
DEFICIT	-907.365,89	-679.447,91	227.917,98	-25,12

La variación de lo presupuestado con los resultados reales, partiendo de su estructura, es decir, ingresos y gastos, el comportamiento fue el siguiente: en cuanto a los ingresos de operación se obtuvieron US\$ 264,652.36 adicionales equivalente al 7.84%, debido al incremento del pliego tarifario del 4% de incremento acumulativo mensual y a la venta de energía eléctrica del 100% a partir del mes de junio del 2001, en lugar del 30% que se suministraba hasta mayo del mismo año a nuestro principal abonado Empresa Industrias Guapán S.A.; en lo que respecta a los Ingresos Ajenos a la Operación hemos obtenido ingresos adicionales de US\$ 54,743.37 equivalente al 103,66%, debido al registro contable de una nota de crédito emitida por el CENACE por un ajuste de peajes de transmisión de año 2000. En resumen los ingresos totales crecieron en la suma de US\$ 319,395.73 equivalente al 9,31%. Con respecto a los Gastos de Operación se presenta un incremento de US\$ 83,403.74 equivalente al 2,15%, debido a la compra de energía, como consecuencia de una mayor venta; los gastos de depreciación fueron calculados de una manera correcta ya que apenas existe una disminución del

0.48% con relación al valor presupuestado; los Gastos Ajenos a la Operación crecieron en US\$ 10,181.27 equivalente al 64,24%, debido al registro contable de la baja de materiales de Bodega, y ajustes del año 2000. El Déficit del ejercicio económico previsto para el año 2001 fue de US\$ 907,365.89 y el realmente obtenido fue de US\$ 679,447.91 presentándose una disminución de US\$ 227,917.98 equivalente al 25,12%, en virtud del crecimiento de los Ingresos de Operación por Venta de Energía y de los Ingresos Ajenos.

La estructura y composición de los ingresos y gastos detallados en el cuadro anterior se descomponen así:

EN DOLARES AMERICANOS

INGRESOS	VALOR	%
POR VENTA DE ENERGIA	3.611.830,15	96,33
CONEXION Y RECONEXION	6.867,23	0,18
ARRIENDO DE PROPIEDADES	6.059,77	0,16
OTROS INGRESOS VARIOS	17.022,66	0,45
AJENOS A LA EXPLOTACION	107.552,01	2,87
TOTAL DE INGRESOS	3.749.331,82	100,00

Los gastos de operación, clasificados por centros funcionales de operación, muestran las siguientes cifras:

EN DOLARES AMERICANOS

GASTOS	VALOR	%
SUBTRANSMISION	27.849,90	0,63
DISTRIBUCION	230.156,66	5,20
INSTALAC. SERVICIO CONSUMID.	64.004,06	1,45
COMERCIALIZACION	95.323,91	2,15
ADMINISTRACION GENERAL	293.124,44	6,62
SUBTOTAL	710.458,97	16,04
COMPRA DE ENERGIA	3.257.490,74	73,55
SUMAN	3.967.949,71	89,59



DEPRECIACION	434.798,75	9,82
	-----	-----
SUMAN	4.402.748,46	99,41
GASTOS AJENOS A LA OPERACION	26.031,27	0,59
	-----	-----
TOTAL DE GASTOS	4.428.779,73	100
DEFICIT DEL EJERCICIO	679.447,91	
	=====	

Estos gastos clasificados por centros funcionales incluyen mano de obra, materiales y gastos generales, los mismos que tuvieron los siguientes movimientos:

DETALLE DE GASTOS DE EXPLOTACION CLASIFICADOS POR CENTROS FUNCIONALES Y ELEMENTOS DEL GASTO DE EXPLOTACION

ELEMENTOS DEL GASTO	SUBTRANS.DISTRIB.	I.SERV.CONSUM.	COMERCIAL	ADMINISTRA.	TOTAL
MANO DE OBRA	9.039,43	69.654,35	25.378,70	74.672,55	187.536,96
MATERIALES	3.540,97	95.423,04	37.628,55	14.497,16	29.557,87
GASTOS GENERALES	15.269,50	40.147,03	996,81	6.154,60	100.961,45
COMPRA ENERGIA				3.257.490,74	3.257.490,74
DEPRECIACION	28.551,72	247.795,81	27.475,09	58.470,28	72.505,85
	=====	=====	=====	=====	=====
TOTAL	56.401,62	453.020,23	91.479,15	3.411.285,33	390.562,13
					4.402.748,46

4.2.2. Análisis del precio medio de venta del KWH frente al costo medio del KWH en el 2001.

Los 23.434 abonados consumieron una energía eléctrica equivalente a 58'998.988 KWH que relacionados con el valor facturado de US\$ 3,611,830.15 obtenemos un promedio en el precio de venta del KWH durante el año 2001 de US\$ 0.0612 cada KWH.

INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	\$ 3,611,830.15
ENERGIA FACTURADA (KWH)	58'998.988.00
PRECIO MEDIO DE VENTA KWH	0.0612

Es importante relacionar estas cifras con el año 2000, cuyo comportamiento fue el siguiente:

	2000	2001	VARIACION	%
INGRESOS X VTA. ENERGIA	1.791.164,13	3.611.830,15	1.820.666,02	101,65
ENERGIA FACTURADA	36.873.629,00	58.998.988,00	22.125.359,00	60,00
PRECIO MEDIO DE VENTA	0,0486	0,0612	0,0126	26,03



El incremento de los ingresos por venta de energía alcanza a la suma de US\$ 1,820,666.02 equivalente al 101.65% de un período a otro y está justificado por algunos factores:

- Incremento de 571 nuevos abonados.
- Incremento del Pliego Tarifario a partir del consumo de junio del 2000, según resolución del CONELEC No. 087/00 del 24 de mayo del 2000 y resolución del CONELEC No. 0245 del 27 de septiembre del 2001, que considera un incremento mensual acumulativo del 4%.
- Control de pérdidas de comercialización y recuperación de consumos no facturados.

Durante el período del 2001, para atender el servicio de los usuarios, la energía disponible para la venta fue la siguiente:

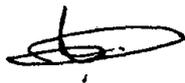
	KWH	
COMPRA DE ENERGIA	64.908.644,00	
GENERACION TERMICA	-	
TOTAL DISPONIBLE	64.908.644,00	
ENERGIA FACTURADA	58.998.988	
PERDIDA DE ENERGIA	5.909.656,00	= 10.02 %

El costo de la energía puesta a disposición de nuestros usuarios detallada en los Gastos de Operación fue de US\$ 4,402.748.46, cuyo valor relacionado con el total de la energía facturada, obtenemos el costo medio de US\$ 0.0746 cada KWH y detallados en la siguiente forma:

COSTO DE OPERACION	4,402,748.46
TOTAL ENERGIA FACTURADA (KWH)	58'998.988
COSTO DE VENTA KWH	0.0746

Del análisis de la estructura y composición de los Ingresos y Gastos, se puede concluir que el KWH, durante el año 2001, tuvo los siguientes precios y costos:

PRECIO PROMEDIO DE VENTA	\$ 0.0612 C/KWH
COSTO PROMEDIO DE COMPRA	\$ 0.0746 C/KWH
DEFICIT	\$ (0.0134) C/KWH



Al comparar el precio medio de venta del KWH que es de US\$ 0.0612 frente al costo medio del KWH que es de US\$ 0.0746, se establece que existe un déficit de US\$ 0.0134 por KWH, por las siguientes razones:

- **Pérdidas de energía**, una de las causas principales que afecta directamente al volumen total de energía son las pérdidas de KWH, consecuentemente esto influye en el precio medio del KWH. Las pérdidas son del orden del 10,02% según el balance energético, al cuantificar en dólares las pérdidas de energía que son de 5'909.656 KWH por el precio medio de venta que es de US\$ 0.0612, hemos dejado de percibir ingresos adicionales por venta de energía en la suma de US\$ 361.670.95, entonces se hace necesario continuar con la política de reducción de pérdidas a niveles permisibles.
- **Falta de Mercado Potencial**, tenemos que referirnos a que la Compañía no dispone de un mercado sólido que esté conformado por abonados de tipo industrial y comercial que nos permita tener ingresos por lo menos que sean iguales a los costos; en la actualidad tiene un peso notable el abonado Empresa Industrias Guapán cuya participación en la planilla de venta de energía es del 100% a partir de junio del 2001, sin embargo no es lo suficiente para cubrir los costos, por lo que se debe propender a promocionar el consumo de la energía eléctrica en la agroindustria, pequeña industria, artesanías y otros.
- **Tarifas de Venta de Energía**, al ser implementadas las tarifas por venta de energía resueltas por el CONELEC, la Empresa durante el 2001 ha incrementado las tarifas a sus abonados, pero no en la medida necesaria, por lo menos para alcanzar el punto de equilibrio.
- **Estructura de Costos**, en cada ejercicio económico los gastos tienden a incrementarse, por lo tanto sube el VAD, siendo sus causas el proceso inflacionario que atraviesa el País y por la contratación colectiva, es por ello que es conveniente continuar con la política de austeridad del gasto, con el objeto de que los costos no se incrementen considerablemente, para de esta manera poder ser competitivos en el mercado eléctrico.

4.3. **Análisis de las deudas que mantiene la Empresa.**

OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

El pasivo total de la Empresa es de US\$ 1.127.962.72, el mismo que se descompone de la siguiente manera:



OBLIGACIONES A CORTO PLAZO	\$ 832,581.66
OBLIGACIONES A LARGO PLAZO	\$ 295,381.06

TOTAL DEL PASIVO	1,127,962.72
	=====

4.3.1. Obligaciones a largo plazo.-

Corresponde a los depósitos de abonados que realizan los usuarios que se incorporan al servicio de energía eléctrica cuyos valores son depositados en calidad de garantía por acometida y medidor y por consumo; y, a la provisión por Jubilación Patronal de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 221 del Código de Trabajo en vigencia, cuyo detalle es el siguiente:

DEPOSITO EN GARANTIA	\$ 216,344.92
JUBILACION PATRONAL	\$ 79,036.14

SUMAN	\$ 295,381.06

4.3.2. OBLIGACIONES A CORTO PLAZO.-

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

CUENTAS POR PAGAR	US\$ 625,772.75
OBLIGACIONES PATRONALES	US\$ 41,221.43
OTROS PASIVOS CORRIENTES	US\$ 165,587.48

SUMAN	832,581.66
	=====

Cuentas por Pagar.- Los valores más representativos son con la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur por concepto de peaje de subtransmisión desde agosto del 2000 hasta diciembre del 2001 por el valor de US\$ 333,495.57; a las Empresas Generadoras por la compra de energía a través de los P.P.A, por la planilla del mes de diciembre del 2001 por el valor de US\$ 194,018.39; a Proveedores por la adquisición de bienes por el valor de US\$ 47,937.50; y, finalmente tenemos Varios Acreedores por el valor de US\$ 50,321.27. La Compañía dispone de los recursos suficientes para cancelar estas obligaciones, por lo que se hará efectivo en el transcurso del próximo año. Cabe resaltar que con el CENACE al cierre del ejercicio económico no mantenemos deuda alguna ya que a través del subsidio indirecto



otorgado por el Gobierno Nacional mediante los Decretos Nos. 1311 y 2048-A por el déficit tarifario, estos pasivos fueron eliminados en su totalidad; al contrario mantenemos una nota de crédito a nuestro favor por el valor de US\$ 148,000.00 que bien puede ser compensado parcialmente con la factura del mes de enero del 2002 por la compra de energía en el mercado spot.

Obligaciones Patronales y Retenciones a favor de Terceros.- El valor de US\$ 39,540.04 corresponde a provisiones de ley, cuyos valores son pagados en las fechas establecidas por el Código de Trabajo, y US\$ 1,681.38 corresponde a retención del impuesto a la renta y otros, que son pagados en los meses subsiguientes.

Otros Pasivos Corrientes.- El saldo al 31 de diciembre del 2001 es de US\$ 165,587.48 y corresponde a la retención a la fuente del impuesto a la renta, Cuerpo de Bomberos, Seguro Contra Incendios, Tasa de Recolección de Basura, FERUM y otros, siendo estos valores también cubiertos en los meses subsiguientes.

4.3.3. Por Préstamos externos.-

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

INDICADORES FINANCIEROS

Para lograr una adecuada evaluación de la gestión financiera de la Empresa, es importante analizar ciertos indicadores 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:

$$\frac{\text{Activos Corrientes - Inventarios}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{1,673,060.00}{832,581.66} = 2.01$$

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\$ 2.01 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:



DISPONIBILIDADES	980,681.19	
-----	=	----- = 1,18
PASIVOS CORRIENTES	832,581.66	

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\$ 1.18 para hacer frente a cada dólar de deuda. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **MUY 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

	DEFICIT EJERCICIO	(679,447.91)	
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO=	-----	=	----- (8,63%)
	PATRIMONIO-DEFICIT EJERCICIO	7,869,417.85	

La Empresa obtuvo un déficit de US\$ 679,447.91 equivalente al 8.63% con relación del patrimonio, lo cual significa que la Compañía se descapitalizó en ese porcentaje, este resultado se presenta debido básicamente al pliego tarifario que se maneja en el sector eléctrico entre la compra-venta de energía eléctrica. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **MALO**.

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 los ajenos a la operación; y se calcula con la siguiente expresión:

	DEFICIT EJERCICIO	(679,447.91)	
MARGEN DE BENEFICIO=	-----	=	----- = (18,81%)
	INGRESOS VENTA ENERGIA	3,611,830.15	

Significa que los Ingresos por Venta de Energía no son suficientes para cubrir los Gastos Operativos, de acuerdo al resultado alcanzado en el ejercicio económico del 2001 requerimos del 18,81% adicionales por venta de energía para llegar al punto de equilibrio, es decir para que los ingresos sean iguales a los gastos, y para obtener rentabilidad se requiere obtener ingresos por venta de energía superiores al porcentaje antes indicado, por lo tanto el índice es **MALO**.

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:

$$\text{INDEPENDENCIA FINANCIERA} = \frac{\text{PATRIMONIO}}{\text{ACTIVO TOTAL-DISPONIBILIDADES}} = \frac{7,869,417.85}{8,016,699.38} = 98.10\%$$

Los activos de la Compañía están financiados el 98,10% 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 **EXCELENTE**.

Nivel de Endeudamiento.- Este indicador establece el porcentaje de participación de los acreedores dentro de la empresa. La relación es la siguiente:

$$\text{NIVEL ENDEUDAMIENTO} = \frac{\text{TOTAL PASIVOS CON TERCEROS}}{\text{TOTAL ACTIVO}} = \frac{1,127,962.72}{8,997,380.57} = 12.50\%$$

El porcentaje de endeudamiento en relación del activo total es del 12,50%; los pasivos básicamente están representados por la deuda que se mantiene con la Empresa Eléctrica Centro Sur por el peaje, por la compra de energía a las Empresas de Generación por los contratos a término por el mes de diciembre del 2001, a Proveedores y otros acreedores, debiendo señalar que estas obligaciones serán cubiertas en el transcurso del próximo año, ya que la Compañía tiene liquidez suficiente de acuerdo al índice obtenido. Conforme a este resultado, el indicador es **MUY BUENO**, esto quiere decir que hemos financiado nuestros activos con capital ajeno o de terceros en un buen porcentaje y sin costo financiero.

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:

$$\text{CAPITAL DE TRABAJO} = \text{ACTIVO CORRIENTE} - \text{PASIVO CORRIENTE} = 1,673,060.00 - 832,581.66 = 840,478.34$$

De acuerdo al resultado alcanzado el capital de trabajo es de US\$ 840,478.34, debiendo señalar que por primera ocasión la Compañía obtiene un capital de trabajo positivo, y esto se debe al subsidio indirecto otorgado por el Gobierno Nacional por el déficit tarifario, lo cual significa que para el próximo año se dispone de un capital de trabajo suficiente. El índice alcanzado es **MUY BUENO**.

5. ASPECTOS DE COMERCIALIZACION

5.1. Area de Concesión.-



La Empresa Eléctrica Azogues C.A. tiene como área de concesión 1.187 Km², de los cuales hasta diciembre del año 2001 sirve en alrededor del 26.33% equivalente a 312,498 Km², siendo sus beneficiarios los cantones de Azogues y Déleg con todas sus parroquias y parte de una parroquia del cantón Biblián, detallado de la siguiente manera:

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.

5.2. Clientes.-

Durante el año 2001 se incrementaron 648 clientes, es decir 437 menos que en el año 2000, de acuerdo al siguiente detalle:

SERVICIO	AÑO 2000	AÑO 2001	INCREMENTO
RESIDENCIAL	1.089	622	(467)
COMERCIAL	(2)	1	3
INDUSTRIAL	(1)	6	7
OTROS	(1)	19	20
TOTAL	1.085	648	(437)

Por lo que se ve, el mayor incremento se da en el sector residencial con 622 clientes que equivale al 95.99% del total elevado, le sigue otros (asistencia social, beneficio público, etc.) con 19 clientes igual al 2.93% y por fin industrial y comercial con 6 y 1 que es igual al 0.93% y 0.15% en su orden.

Para el mes de diciembre del año 2001, se dispone de 23.511 clientes que relacionado con el mes de diciembre del año 2000 que fue de 22.863, significa un incremento de 648, igual al 2.83%. A continuación detallamos el comportamiento del número de clientes por tipo de servicio en forma anual por el período 1997-2001.

SERVICIO	1997	1998	1999	2000	2001
RESIDENCIAL	18.619	19.098	19.643	20.732	21.354
COMERCIAL	1.338	1.424	1.445	1.443	1.444



INDUSTRIAL	228	256	265	264	270
OTROS	413	425	425	424	443
TOTAL	20.598	21.203	21.778	22.863	23.511

Lo que porcentualmente significa:

SERVICIO	2001		2000-2001	% CRECIMIENTO 1997-2001
	NUMERO	%		
RESIDENCIAL	21.354	90.83	3.00	3.49
COMERCIAL	1.444	6.14	0.07	1.96
INDUSTRIAL	270	1.15	2.27	4.42
OTROS	443	1.88	4.48	1.79
TOTAL	23.511	100	2.83	3.27

El número de clientes por cantones a diciembre del 2001 es el siguiente:

CANTON	CLIENTES	%
AZOGUES	21.098	89.74
DELEG	2.322	9.87
BIBLIAN	91	0.39
TOTAL	23.511	100.00

5.3 ENERGIA FACTURADA (KWH):

En el año 2001 se facturó 53'089.332 KWH, que difiere en más con relación al año 2000 que fue de 36'873.629 KWH, en 16'215.703 KWH, igual al 43.98%, que básicamente obedece al incremento de la venta al sector industrial, pues a partir del consumo del mes de julio del 2001 se inicia la venta de energía al Gran Consumidor Empresa Industrias Guapán en el cien por ciento, ya que anteriormente fue un cliente compartido de las Empresas Eléctricas Regional Centro Sur y Azogues en el 70% y 30% de participación respectivamente. Se debe anotar que en este año del total vendido, Guapán significó el 50.03% con 26'609.129 KWH, así pues, durante este año en orden decreciente, con relación al año anterior, las ventas se incrementan en el sector industrial en 14'971.038 igual al 116.20%, le siguen los sectores residencial, otros, comercial y alumbrado público con 1'072.341 KWH, 61.623 KWH, 109.666 KWH y 1.035 KWH, que equivalen al 6.84%, 5.11%, 3.21% y 0.03%, en su orden.



A continuación se detalla por tipo de servicio en forma anual el comportamiento de la venta de energía durante el período 1997-2001:

EN MILES DE SUCRES

SERVICIO	1997	1998	1999	2000	2001
RESIDENCIAL	16'815.385	18'351.410	15'689.877	15'669.970	16'742.311
COMERCIAL	2'931.653	3'530.687	3'444.187	3'417.150	3'526.816
INDUSTRIAL	13'018.359	9'623.256	12'291.437	12'883.778	27'854.816
A. PUBLICO	3'414.110	3'578.663	3'572.778	3'695.719	3'696.754
OTROS	1'103.488	1'250.083	1'209.532	1'207.012	1'268.635
TOTAL	37'282.995	36'334.099	36'207.811	36'873.629	53'089.332

Lo que porcentualmente significa:

SERVICIO	2001		% CRECIMIENTO	
	KWH	%	00-01	97-01
RESIDENCIAL	16'742.311	31.54	6.84	0.34
COMERCIAL	3'526.816	6.64	3.21	5.10
INDUSTRIAL	27'854.816	52.47	116.20	30.67
A. PUBLICO	3'696.754	6.96	0.03	2.03
OTROS	1'268.635	2.39	5.11	3.73
TOTAL	53'089.332	100	43.98	10.73

INGRESOS POR ENERGIA FACTURADA

Durante el año 2001 la Empresa facturó US\$ 3'490,190.72 que relacionado con lo que se facturó en el año 2000 que fue de US\$ 1'675,199.90, lo que significa un incremento del 108.34% con US\$ 1'814,990.83, situación que obedece al incremento de los cargos tarifarios del 4% acumulativo mensual, según resolución No. 0087-00 del 24 de mayo del 2000 del Directorio del Conelec, al aumento de clientes y a la venta de energía a Industrias Guapán como Gran Consumidor desde julio del 2001. Por tipo de servicio el crecimiento porcentual del año analizado frente al anterior en forma decreciente es en primer lugar el sector industrial, le siguen otros, comercial, residencial y alumbrado público, con los porcentajes de 182.60%, 94.03%, 76.69%, 69.09% y 66.07%, respectivamente.

Se presenta a continuación en detalle por tipo de servicio y en forma anual el comportamiento de los ingresos facturados por el período 1997-2001.



SERVICIO	1997	1998	1999	2000	2001
RESIDENCIAL	286,307	433,517	529,891	663,762	1,122,358
COMERCIAL	172,643	131,390	78,177	132,716	234,492
INDUSTRIAL	743,100	395,676	308,629	568,724	1,607,204
A. PUBLICO	250,542	203,663	189,073	269,478	447,515
OTROS	59,336	43,339	23,713	40,521	78,622
TOTAL	1.511,927	1.207,585	1.129,483	1.675,200	3,490.191

Lo que porcentualmente significa:

SERV.	2001		% CRECIMIENTO	
	US\$	%	00-01	97-01
RESID.	1,122.358	32.16	69.09	42.00
COMERC.	234.492	6.72	76.69	20.51
INDUST.	1,607.204	46.05	182.60	49.53
A. PUBL.	447.515	12.82	66.07	20.68
OTROS	78.622	2.25	94.03	23.17
TOTAL	3'490.191	100	108.34	32.52

PARTICIPACION PORCENTUAL POR TIPO DE CONSUMIDOR

SERVICIO	CLIENTES %		KWH %		DOLARES %	
	2000	2001	2000	2001	2000	2001
RESIDENCIAL	90.68	90.83	42.50	31.54	39.62	32.16
COMERCIAL	6.31	6.14	9.27	6.64	7.92	6.72
INDUSTRIAL	1.15	1.15	34.94	52.47	33.95	46.05
A. PUBLICO	0.00	0.00	10.02	6.96	16.09	12.82
OTROS	1.85	1.88	3.27	2.39	2.42	2.25
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Del cuadro precedente podemos realizar las siguientes puntualizaciones:

Que el mayor porcentaje de consumidores finales ubicados en el servicio residencial con casi el 91% del total de consumidores, son facturados con el 31.54% de KWH que equivale a un porcentaje similar que se factura en US\$ igual al 32.16%; en el sector comercial los porcentajes no son tan diferenciados pues están en el orden



del 6.14%, 6.64% y 6.72% en clientes, KWH y US\$ respectivamente; continuando en orden descendente de número de clientes, tenemos el sector otros que con el 1.88% de consumidores se les factura el 2.39% de KWH y el 2.25% de US\$; luego el sector industrial que con el 1.15% de clientes facturamos el 52.47% y el 46.05% de US\$, sector en el que se encuentra el cliente Guapán; y, por fin el concepto alumbrado público que se le considera como un cliente, se facturó el 6.96% de KWH y el 12.82% de US\$, vale anotar en este rubro que sin embargo de que se ha expandido el servicio, el incremento de consumo en KWH no ha sido considerable por cuanto se ha optimizado y racionalizado la instalación de luminarias de mejor calidad y rendimiento, además de que por la crisis energética también se racionó el servicio.

Referente al comportamiento de los sectores analizados del año 2001 frente al año 2000, podemos manifestar que en clientes es muy similar; en KWH ha disminuido en los sectores residencial, comercial, alumbrado público y otros, no así en la tarifa industrial que se ha incrementado en el 17.53%; y, en US\$, igualmente disminuyen los porcentajes en todos los conceptos excepto en la tarifa industrial que así mismo se eleva en el 12.10%, por las razones expuestas con anterioridad.

5.4. RECAUDACION

En el año 2001, la Empresa Eléctrica Azogues emitió 12 facturaciones mensuales de enero a diciembre, que corresponden a los consumos de diciembre del año 2000 hasta noviembre del año 2001, por un valor de US\$ 3'845,278.31, 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 mismo período de enero a diciembre del 2001 la suma de US\$ 3'817,698.73 que significa el 99.28% del total facturado.

5.5. CARTERA

Con el objeto de recuperar en forma oportuna los valores que se facturan a los consumidores finales en las planillas de consumo mensual por concepto de consumo de potencia y energía eléctricas, así como valores adicionales por Decretos o créditos, la Empresa viene realizando un control permanente de cartera, mediante acciones que consideramos han dado resultado positivo en la gestión de cobro, para lo que se dispone al momento de dos ventanillas de recaudación en las oficinas centrales de la institución, una ventanilla en el cantón Déleg que atiende de jueves a domingo en la ciudad de Déleg y los lunes en la parroquia Solano, además con una ventanilla en el banco del Pacífico y otra en el banco de Guayaquil que atienden de lunes a sábado, y cuando es necesario se recauda también los sábados en las oficinas centrales.

Podemos anotar las siguientes actividades que se vienen ejecutando para este fin:



tarifa industrial, debemos indicar que en el rubro comercial de la deuda general se encuentra incluido el valor de US\$ 13,245.75, que corresponde a la suma que tenía depositada la Empresa en Filanbanco, que fue congelada y con el fin de tratar de recaudar se incluyó en la planilla de consumo en calidad de crédito, valor que al momento está saneado por la devolución que está realizando el banco a sus depositantes; continuando con los porcentajes se tiene al sector público con 6.34%, industrial con 4.93% y otros con el 0.22%, que da un total de US\$ 42,790.50 que frente a la facturación emitida en el mes de diciembre del 2001, significa el 9.18%, porcentajes de los saldos tanto de cartera vencida cuanto de la deuda general que se encuentran dentro de los más bajos de las empresas similares del País.

5.6. ANALISIS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA.-

Durante el año 2001 la Empresa Eléctrica Azogues tuvo una energía disponible de 58'998.988 KWH, facturándose a los consumidores finales 53'089.332 KWH, con una diferencia no facturada de 5'909.656 KWH igual al porcentaje de 10.02%.

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

AÑO	ENERGIA EN KWH			PERDIDAS %
	COMPRA	VENTA	PERDIDAS	
1997	40'656.597	37'282.995	3'373.602	8.30
1998	39'811.869	36'334.099	3'477.770	8.74
1999	40'650.724	36'207.811	4'442.913	10.93
2000	42'316.114	36'873.629	5'442.485	12.86
2001	58'998.988	53'089.332	5'909.656	10.02

De este cuadro se determina que los porcentajes de pérdidas de energía tomando como base el año 1997 que es del 8.30%, a partir de 1998 tienden a incrementarse hasta el año 2000 que alcanza al 12.86% y en el año 2001 se nota una considerable disminución que alcanza al 10.02% de pérdidas, es decir entre el 2000 y el 2001 existe una disminución del 2.84%, pérdidas totales del sistema evaluadas en barras de carga de la subestación Cuenca, de los cuales 4.73% corresponden a pérdidas técnicas y 5.29% a pérdidas comerciales. Como referencia podemos indicar también que las pérdidas de distribución evaluadas en barras de 22KV, en la subestación 9 y subestación 12, alcanza al 15.45% divididas en 5.50% como pérdidas técnicas y 9.95% en pérdidas comerciales.

Se debe anotar que el porcentaje de pérdidas anotado está entre los más bajos de las empresas eléctricas del país.



El porcentaje de las pérdidas de energía, es el resultado de las acciones emprendidas por la Compañía a través de la Unidad de Control de Pérdidas Comerciales, que durante el año 2001 se planificó y que a partir del mes de septiembre del mismo año se reforzó con un programa agresivo de control de pérdidas, incluyendo dos cuadrillas más para la consecución de este fin.

Las acciones y resultados de la gestión realizada para el control y disminución de pérdidas detallamos a continuación:

Medidores contrastados: En este período se han revisado 3.336 equipos de medición, de los cuales se detectaron 414 equipos alterados, que representa el 12.41% del total revisado, además se revisaron 1.040 equipos de medición que fueron instalados como servicios nuevos.

MEDIDORES CONTRASTADOS	AÑO 2001
Medidores revisados para servicios nuevos	1.040
Medidores revisados normal funcionamiento	2.922
Medidores revisados con observación	414
TOTAL MEDIDORES REVISADOS	4.376
Porcentaje de medidores con observación	12.41%

Recuperación Energética y Financiera por Medidores Contrastados.- A continuación se indica la recuperación energética y financiera resultado de la revisión de los equipos de medición, la recuperación energética mensual fue de 41.365 KWH (476.440 KWH anual), lo que representa una recuperación financiera mensual de US\$ 3,689.92 (US\$ 42.599.88 anuales).

RECUPERACION ENERGETICA FINANCIERA	AÑO 2001
Resultado de revisión de medidores:	
Recuperación energética mensual (KWH)	41.365
Recuperación energética anual (KWH)	476.440
Recuperación financiera mensual (US\$)	3,689.92
Recuperación financiera anual (US\$)	42,599.88

Liquidación por consumo no registrado.- De los 183 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 283.259 KWH, lo que representa un ingreso recuperado de US\$ 21,125.81.



LIQUIDACION POR CONSUMO NO REGISTRADO AÑO 2001

Consumidores refacturados	183
Energía refacturada KWH	283.259
Recuperación económica por energía refacturada (US\$)	25,125.81

Servicios Ocasionales.- En este período se procedió a la instalación de 794 servicios ocasionales que demandaron un total de 180.193 KWH y que representó un ingreso de US\$ 19,701.62.

SUMINISTROS OCASIONALES AÑO 2001

Total de clientes que solicitaron	847
Total de clientes que cancelaron	794
Porcentaje de lo cancelado en relación a lo solicitado.	93.74%
Total facturado KWH	180.193
Total facturado US\$	19,701.62

Resumen de la recuperación energética y financiera.- La recuperación energética comercial durante este período fue de 939.892 KWH (la recuperación por medidores contrastados es anual), la recuperación financiera total por la acciones que a continuación se detallan alcanza a los US\$ 87,427.31

RESUMEN DE LA RECUPERACION ENERGETICA Y FINANCIERA

CONCEPTO	KWH	US\$
Medidores contrastados	476.440	42,599.88
Liquidación por consumo no registrado	283.259	25,125.81
Suministros ocasionales	180.193	19,701.62
TOTAL	939.892	87,427.31

6. EL NEGOCIO ELECTRICO

6.1 ACTIVIDADES OPERATIVAS

COMPRA DE POTENCIA Y ENERGIA

Los requerimientos de potencia y energía fueron cubiertos por los contratos a plazo con las Generadoras del Fondo de Solidaridad y mediante las transacciones en el Mercado SPOT. En vista que la energía consumida por el sistema se mide en la



subestación 9, las pérdidas entre ésta y la barra de la subestación Cuenca son registradas en la medición de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, razón por la que a esta Empresa se reconoció la energía a precios marginales del Mercado Spot hasta el mes de julio del año 2001, mientras que a partir del mes de agosto las pérdidas en las líneas se consideraron directamente mediante modelación matemática en los registros que se envían al CENACE.

La energía total en barras de generación que demandó el sistema en el año 2001 fue 59'950.680 KWH y la demanda máxima fue 15.405 KW, estos parámetros se incrementaron con respecto al año 2000, porque desde el mes de julio se suministra la totalidad de energía y potencia al Gran Consumidor Industrias Guapán. De la energía total de 43'960.040 KWH corresponden a la energía de contratos y 15'960.640 KWH son del Mercado Spot. Es importante mencionar, que de acuerdo a los contratos suscritos con las Empresas Generadoras del Fondo de Solidaridad, los precios de energías consideran como puntos de entrega las barras de generación, por esta razón el diferencial de energía que se pierde en el sistema de transmisión, no puede ser considerado para el balance energético, por lo que se tomará como base la energía disponible en la barra de mercado, que para nuestro caso es la Subestación Cuenca del SNI.

Eléctricamente el sistema sigue siendo abastecido por dos puntos, el uno a través de la línea a 69KV Ricaurte-Azogues y el otro por el alimentador 1223 de propiedad de la Empresa Eléctrica Centro Sur, situación operativa que se mantendrá hasta el mes de junio del año 2002 en el que entrará en operación la subestación Azogues que se encuentra en construcción.

PEAJES

La Empresa cancela peajes en alta y media tensión a su similar Centro Sur, quien de la misma manera también paga a Azogues, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Tarifas.

La Empresa Azogues C.A. cancela por peajes en alta tensión por la utilización de la línea a 69KV Subestación Cuenca-Subestación Ricaurte, y en media tensión por la transformación de 69/22KV para los alimentadores 923, 922 y 1223 en el período de 17h00 a 21h45 para evitar la sobrecarga del transformador de la subestación Azogues. En lo que tiene que ver a los peajes que cancela la Empresa Centro Sur a Azogues, corresponden a la línea a 69KV Ricaurte-Azogues-Guapán en media tensión.

Complementariamente la Empresa, también cancela peajes a TRANSELECTRIC por el servicio de peaje de transmisión de la potencia y energía eléctrica, desde las barras de generación hasta la barra de mercado. Económicamente el servicio de peaje de transmisión, a la Empresa Eléctrica Azogues, le representó la suma de US\$ 365.596 valor que considera el peaje de la potencia y energía de Industrias Guapán desde el



mes de julio.

El servicio de peaje en alta tensión es decir a nivel de 69KV representó para la Empresa, la suma de US\$ 47.177 mientras que el servicio de peaje en media tensión le significó un costo de US\$ 335.982, valores que se deben cancelar a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.

Los precios promedio de energía en los diferentes niveles, durante el año 2001, se presentan en centavos de dólar por KWH, en el siguiente cuadro:

GENERACION	PEAJE TRANSM.	PEAJE DE 69 KV	PEAJE 22KV	COSTO A 69 KV	COSTO A 22KV
4.49	0.6098	0.168		5.26	
4.49	0.6098		1.049		6.14

(Valores en centavos de dólar por KWH)

En el anexo No. 1 se presentan los valores de compra de energía y peajes facturados del año 2001.

A continuación se expresa el comportamiento de la compra de energía en los últimos 5 años, en el que se puede apreciar que con respecto al año 2000 la compra de energía crece un 44.26%, es decir 18'392.851 KWH.

	1997 KWH	1998 KWH	1999 KWH	2000 KWH	2001 KWH	CRECIMIENTO 98-99 KWH	%
ENERGIA	40.656.597	39.811.869	40.650.724	41.557.829	59'950,680	18,392,85	44.26

DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE (KW)

En el año 2001 la demanda máxima coincidente del Sistema Eléctrico operado por la Empresa Azogues fue de 15.405 KW, que por la incorporación de la demanda total de Industrias Guapán, representa un incremento del 59% con respecto a la del año 2000.

Las demandas máximas de los componentes de 22KV y de 69KV se presentan a continuación:

SISTEMA DE 22KV	GUAPAN 69KV	TOTAL (KW)
8130	7980	15405



6.2. REALIZACIONES TECNICAS

EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO

Durante el año 2001 la Empresa ha realizado actividades para disponer de transformación propia de 69KV a 22KV, así como a expandir el sistema eléctrico. Los principales índices del crecimiento del sistema eléctrico se detallan a continuación:

CAPACIDAD INSTALADA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

En el año 2001 la capacidad instalada se incrementó a 20.544 KVA a través de la disponibilidad de 951 transformadores instalados. El incremento con respecto al año 2000 es del 3%.

LONGITUD EN LINEAS DE SUBTRANSMISION

A diciembre del 2001 la Empresa posee en operación 20,74 Km. en líneas de subtransmisión de 69KV, no habiéndose producido incremento en el año en mención.

LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCION

En el año 2001 la Empresa amplió 17,92 Km. de red de alta tensión con lo que la longitud de redes a diciembre del mismo año es de 425,86 Km.

LONGITUD DE REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

A diciembre del año 2001 la Empresa amplió 67,49 Km. de red secundaria, con lo que a diciembre del año referido, la longitud total de redes de distribución es de 802.66 Km.

CARGA INSTALADA EN ALUMBRADO PUBLICO

A diciembre del año 2001, la Empresa cuenta con 815,79 KW de potencia instalada en alumbrado público distribuida en 5.089 equipos de iluminación, que comparada con la potencia del año 2000 se incrementó en el 3.3%.

6.3. PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACION.

6.3.1. EJECUCION DEL PROGRAMA DE INVERSIONES.



Del programa de inversiones se ejecutaron US\$ 586.822 que corresponde al 21% del monto total programado US\$ 2,526,258. El avance físico es del 21%.

En el anexo No. 2 se detalla el avance físico-financiero del programa de Inversiones del ejercicio económico del 2001. A continuación se describe el avance de cada una de las etapas funcionales.

6.3.1.1. PRINCIPALES OBRAS REALIZADAS EN DISTRIBUCION.

El presupuesto de inversiones en distribución consideró la suma de US\$ 640,857, de los cuales se ejecutaron US\$ 357.555, es decir el 56% con un avance físico del 56%. Las principales obras de esta etapa funcional corresponden a los programas FERUM de los años 2000 y 2001, que presentan avances físicos financieros del 100% y 47%, respectivamente.

En lo que tiene que ver con el componente Electrificación Urbana, se ejecutaron US\$ 17,134 que representa el 20% del valor programado, con un avance físico del 20%. La principal inversión corresponde a la remodelación y ampliaciones del alimentador 922, mismo que se ejecutará en el año 2002 para la puesta en operación de la Subestación Azogues.

En alumbrado público se invirtieron US\$ 25,543 que representa el 13% del valor programado, con un avance físico del 13%. La principal inversión de este componente corresponde a la iluminación de los repartidores de tránsito e iluminación de la autopista tramo urbano, obra que se encuentra en ejecución. Se informa también que no se ejecutó la ampliación del servicio a las parroquias Guapán, J. Loyola, Sageo, Taday, Pindilig y Rivera porque no se efectivizó el financiamiento por parte del Consejo Provincial del Cañar, el valor total de la obra es de US\$ 51,102.

En la etapa funcional de Acometidas y Medidores se ejecutaron US\$ 103,090 valor que corresponde al 113% del programado, con un avance del 113%.

6.3.1.2. OBRAS REALIZADAS EN SUBTRANSMISION

Las obras civiles de la Subestación Azogues de 69/22 KV se encuentran en ejecución, con una inversión de US\$ 56,595. La inversión total prevista para la construcción y montaje de la subestación es de US\$ 1,863,068, del cual el equipamiento tiene un costo de US\$ 1,571,308 parte del cual se encuentra en bodegas de la Empresa.



Dentro de este componente también se encuentra en ejecución los estudios y diseños de la línea de 69KV entre la subestación Cuenca del SNI y el sector Ricaurte.

6.3.1.3. INVERSIONES GENERALES

De los US\$ 132,031 programados se ejecutaron US\$ 69,580 que corresponden al 53% con un avance físico del 53%.

6.3.2. LA CALIDAD DEL SERVICIO Y ATENCION AL CLIENTE.

Las inversiones programadas y ejecutadas están orientadas fundamentalmente a mejorar la calidad del servicio y ampliación del sistema para atender nuevos requerimientos de la demanda.

En calidad de servicio y atención al cliente, la Empresa presenta los siguientes resultados:

6.3.2.1. CONTINUIDAD DEL SERVICIO

La calidad del servicio, desde el punto de vista de CONTINUIDAD es medida por los índices de interrupciones de suministro que son: **frecuencia de interrupción y tiempo total de interrupción.**

La frecuencia de interrupción, expresa el número de interrupciones que sufrió el cliente medio del sistema.

La duración de las interrupciones, equivale al período de tiempo en que cada interrupción afectó al consumidor medio del sistema.

En el año 2000 la frecuencia total de interrupción fue de 19.91 y el tiempo total de interrupción fue de 27.94, mientras que en el año 2001 la frecuencia total de interrupción y el tiempo total de interrupción fueron de 14.4 y 20.61 en su orden, es decir se ha logrado una mejora de los índices de interrupción.

6.3.2.2. ATENCION AL CLIENTE.

En el año 2001 se atendieron 2.567 reclamos de parte de clientes, que equivale a un índice de 7.03 reclamos por día, que comparativamente con el año 2000 que fue de 7.66 se disminuyó un 8.2%. Complementariamente se atendió con 4.025 trabajos de diferente índole como tomas de carga, instalación de reflectores, instalación de protectores de PVC así como se ejecutaron 1.457 otras actividades de rutina



operativa.

6.3.3. PERDIDAS DE ENERGIA.

La energía disponible en barras de carga, es decir en barras de la subestación Cuenca del SNI, es 58'988.988 KWH, la facturación en el año 2001 fue de 53'089.332 KWH con lo que se determina que las pérdidas totales de energía es de 5'909.656 KWH que significa el 10.02%, de este porcentaje el 4.73% corresponden a pérdidas técnicas.

A nivel de 22 KV la energía disponible es de 31'318.249 y las pérdidas son 4'838.643 que equivalen al 15.45%, de las cuales el 5.50% son técnicas distribuidas de la siguiente manera:

Alimentadores a 22KV:	1.10%
Transformadores de distribución:	2.28%
Distribución secundaria:	2.12%

En el periodo enero a diciembre del 2001 las pérdidas técnicas de energía a nivel de distribución se han reducido en 0,07% por los trabajos de mejoramiento de redes que se realizan en diferentes sectores del área de servicio.

A continuación se presenta la variación de las pérdidas de los años 2000 y 2001 por cada componente del sistema de distribución:

COMPONENTE	AÑO 2000	AÑO 2001	REDUCCION/INCREMENTO
Alimentadores primarios	0.77	1.1	0.33
Transformadores	2.43	2.28	-0.15
Distribución secundaria	2.37	2.12	-0.25
TOTAL	5.57	5.50	-0.07

6.4. DESCRIPCION DEL PROGRAMA EJECUTADO.

A continuación se describen las actividades más importantes ejecutadas por las Jefaturas de Ingeniería y Construcción, Operación y Mantenimiento, las que se realizaron de acuerdo al Plan de Actividades 2001 y Presupuesto de Inversiones. Se recalca que el avance físico financiero logrado es en función de la situación económica y financiera de la Empresa.

6.4.1. GESTION INGENIERIA Y CONSTRUCCION



Consideró la dirección, coordinación, supervisión, fiscalización y liquidación del programa de obras del Presupuesto de Inversiones año 2001, la supervisión y fiscalización de las obras financiadas exclusivamente por los clientes.

Las actividades de construcción de obras implica una serie de procedimientos desde la actualización de diseños, replanteos, elaboración de bases para 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 2001 se obtuvo un avance físico y financiero del 17.56%, si bien este porcentaje de ejecución es bajo, no obstante se debe considerar que de los US\$ 2,523,935 que se programaron ejecutar, los US\$ 1,863,068, es decir el 74% corresponden al costo de la Subestación Azogues cuyas obras civiles se encuentran en proceso de construcción.

En distribución se ejecutó el 77% de lo programado, con lo cual se ampliaron 17,92 Km. de red de alta tensión y 67,49 Km. de red de baja tensión para la incorporación de 42 transformadores que representan 695 KVA de capacidad instalada. Complementariamente se encuentra en construcción el programa FERUM 2001.

6.4.2. 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 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 informar que en este año se realizó el mantenimiento mayor a la línea de subtransmisión de 69KV Ricaurte-Azogues, procediéndose a reubicar la estructura No. 11 y estabilizar la No. 35.

7. CONCLUSIONES

Durante el año 2001, se desprende que se han desarrollado una serie de acciones encaminadas a mejorar el rendimiento y calidad de los servicios que presta la Empresa, entre los que podemos mencionar la facturación oportuna de las planillas de consumo, el cobro de las mismas mediante diversos sistemas, el servicio de lecturas, cortes y reconexiones mediante contrato con terceros, disminución del tiempo en la ejecución de trabajos de servicios nuevos, reubicaciones, cambios de domicilio, etc., mantenimiento de acometidas y medidores con balanceamiento de fases en forma permanente; y, control agresivo de pérdidas de energía comerciales,

logrando que se disminuyan las mismas con relación al año anterior, entre otras, han permitido que la Empresa obtenga los más bajos porcentajes de saldos de cartera y pérdidas de energía, por lo que consideramos ha sido una gestión positiva.

Las inversiones en el sistema eléctrico fueron de US\$ 517,240 que representan el 20% del valor programado, con un avance físico del 20%.

Los índices de frecuencia de interrupción y tiempo de interrupción se reducen con respecto a los del año 2000, no obstante los valores alcanzados que son 14.4 y 20.61 para la frecuencia de interrupción y tiempo total de interrupción son muy superiores con respecto a los que se deben cumplir en Mayo del 2003 por regulación del CONELEC, que son 6 para la frecuencia de interrupción y 10 para el tiempo de interrupción.

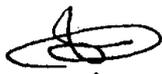
Las pérdidas técnicas de energía llegan a 5.50% es decir con respecto al año 2000 que fueron 5.57% disminuyeron un 0.07%.

El costo promedio de energía en barras de 22KV sin considerar nuestro VAD es de 6.14 centavos de dólar por KWH; mientras que a nivel de 69KV es de 5.26 centavos de dólar por KWH.

El costo promedio de peaje de transmisión es de 0.6098 por cada KWH, mientras que el costo promedio de peaje en 69KV que se paga a la Empresa Centro Sur es de 0.168 centavos de dólar por KWH. El peaje de 22KV, es decir por no disponer de transformación le costó a la Empresa 1.049 centavos de dólar por KWH.

8. RECOMENDACIONES PARA DIRECTORIO Y JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS.

- Se continúe prestando el apoyo necesario a efecto de seguir mejorando sus indicadores de gestión, en especial en lo que se refiere a control de pérdidas, control de cartera y de sus sistema informático comercial.
- 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 con la liquidez con que cuenta la Compañía puede efectuar inversiones con recursos propios, para ello se deberá priorizar, dando preferencia a las que tengan retorno.



- De manera urgente se debe solicitar a los Organismos del Estado, regulen adecuadamente las tarifas de compra-venta de energía, a fin de evitar que a futuro se continúe presentando déficit tarifarios.
- Realizar la reestructuración de la Compañía con apego a las nuevas disposiciones legales vigentes, a fin de modernizarla 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 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, y de esta manera equilibrar las finanzas de la Compañía.
- Ejecutar proyectos de inversión, previo el análisis costo-beneficio, a fin de que la Compañía pueda contar con un retorno de la inversión.
- Se continúe apoyando todos los trabajos y acciones tendentes a la reducción de pérdidas técnicas de energía, acometiendo trabajos de 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 con el programa de mejoramiento de la calidad técnica del servicio que prestamos a los clientes, tanto más que debemos cumplir con los requerimiento del Reglamento del Suministro de Electricidad, el Contrato de Concesión y Regulaciones. Para el efecto es necesario trabajar en el diagnóstico de la calidad de producto, requiriéndose para ello un analizador de calidad de energía.
- Se continúe apoyando el desarrollo de sistemas informáticos que permitan mantener actualizada toda la información del sistema eléctrico y que interactivamente pueda ser utilizado por los diferentes departamentos para brindar una mejor atención al cliente. Como una primera etapa y de atención inmediata se requiere la comunicación entre los equipos de Inventarios, Acometidas y Departamento Técnico.
- Para alcanzar los índices de frecuencia y tiempo de interrupción que exige el



CONELEC para mayo del 2003, se requiere impostergablemente contar con un equipo aislado que permita ejecutar trabajos en líneas energizadas, aspecto que a más de mejorar la calidad de servicio a los clientes en cuanto a continuidad también evitará la pérdida de ingreso por energía no vendida.

- Implementar un plan de capacitación del personal técnico, administrativo y de los grupos de trabajo.
- Poner en marcha el programa de reingeniería y sostener su desarrollo mediante una comisión y un consultor. Es una necesidad impostergable que la Empresa disponga de un Plan Estratégico que le permita actuar en el corto, mediano y largo plazo.
- Para mejorar la gestión de Ingeniería, Construcción, Operación y Mantenimiento, se continúe apoyando la adquisición del software para cada una de las áreas.

Aprovecho la oportunidad para expresar mi profundo agradecimiento a los Organismos Superiores de la Empresa por el apoyo brindado en el año 2001.

Atentamente,



Dr. Patricio Crespo Regalado
GERENTE GENERAL

PCR/rd'a
20-03-2002