

MEMORIA ANUAL DE LA GERENCIA POR EL EJERCICIO ECONOMICO DEL 2000.

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 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 2000, de la siguiente manera:

ACCIONISTA	CAPITAL AÑO 2000
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: Cojítambo, 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 Biblán.

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.

Gerente General del Fondo de Solidaridad.



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

Sr. Iván Castanler Crespo

Prefecto Provincial del Cañar-
Presidente de la Compañía.
Hasta agosto del 2000.

Sr. Diego Ormaza Andrade
Dr. Segundo Serrano

Prefecto Provincial del Cañar
Alcalde de Azogues-Vicepresi-
dente de la Compañía.
Hasta agosto del 2000.
Alcalde de Azogues.
Director Ejecutivo del CREA.

Dr. Víctor Molina Encalada
Lcdo. Edgar Molina G.

2.2.2. Directorio .-

El Directorio al año 2000 estuvo integrado por los siguientes miembros principales:

NOMBRES Y APELLIDOS	INSTITUCION	PERIODO
Ing. Luis Manero	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
Lcdo Edgar Molina G.	CREA	12-10-98 al 29-1-2001
Sr. Iván Castanler Crespo	CONSEJ. PROV. CAÑAR	12-10-98 a agosto del 2000
Sr. Diego Ormaza	CONSEJ. PROV. CAÑAR	25-09-2000
Dr. Segundo Serrano	MUNICIPIO DE AZOGUES	12-10-98 a agosto del 2000
Sra. Sonia Andrade	MUNICIPIO DE AZOGUES	25-09-2000
Sr. Miguel Cuenca Tapia	REP. TRABAJ.	02-02-99 continúa

2.2.3. Comisarios.-

En el año 2000 actuó como Comisario CONSULAUDITORES.

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

Durante el año 2000 se llevaron a cabo dos (2) Juntas Generales de Accionistas, en las que se tomaron 23 resoluciones, las cuales la administración de la Compañía ha cumplido en su totalidad.

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

Durante el año 2000 se realizaron dos (2) sesiones de Directorio, se tomaron 14 resoluciones, las cuales la administración ha cumplido 13.



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 de 1999, emitió 11 recomendaciones, de 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 de 1999, a través del cual se dieron un total de 13 recomendaciones, las que han sido cumplidas en el ciento por ciento.

Informes de Auditoría Interna

En el ejercicio económico del 2000 la Unidad de Auditoría Interna en sujeción a su Plan de Actividades realizó seis exámenes especiales operativos, financieros y técnicos, emitiendo recomendaciones, las cuales han sido ejecutadas en su totalidad.

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
Plantificación
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

Con fecha 23 de febrero del 2000 se firmó el Acta de Revisión del Décimo Segundo Contrato Colectivo, la que fue ratificada por la Junta de Accionistas de fecha 28 de abril del 2000.

Incidencia Económica del último contrato colectivo.

La incidencia económica de la Revisión del Décimo Segundo Contrato Colectivo es de US\$ 372,228.36 con un incremento de US\$ 98,187.58 que representa el 35.83% con relación a 1999.

3.3. Número de Trabajadores.-

La Empresa cuenta con 84 trabajadores.

4. ASPECTOS ECONOMICO-FINANCIERO



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

4.1. Estructura del Capital Social y análisis de las variaciones.

4.1.1. Capital Suscrito

La Junta General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 24 de noviembre de 1997 resolvió el último aumento de capital y suscripción de acciones 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. El detalle del aumento del capital social para cada Accionista se muestra en la siguiente tabla:

**ACCIONES SUSCRITAS
(En dólares)**

NOMBRE ACCIONISTA	CAPITAL VALOR A CAPITALIZAR		CAPITAL SOCIAL	
	31-XII-97	31-XII-98	31-XII-00 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.-

Con fecha 26 de enero de mil novecientos noventa y ocho, el señor Intendente de Compañías de la ciudad de Cuenca mediante resolución No. 98-3-1-1-119 aprueba el Aumento de Capital y Reforma de Estatutos por la suma de **UN MILLON CIENTO CUARENTA Y NUEVE MIL QUINIENTOS OCHENTA Y SEIS, 80/100 DOLARES (US\$ 1,149,586.80)** por lo que al concluir el ejercicio económico del 2000, la estructura del Capital Social de la Empresa Eléctrica Azogues está integrado de la siguiente manera:



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

CAPITAL SOCIAL

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	100,00

La totalidad del capital social se encuentra íntegramente pagado, lo cual nos permite destacar el valioso apoyo económico que vienen brindando las Entidades Accionistas de la Empresa con aportes significativos para el desarrollo de la misma. Cabe señalar que el valor de cada acción es de S/ 10.000 que en dólares equivale a US\$ 0.40.

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 2000 fueron los siguientes:

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

NOMBRE ACCIONISTA	AÑO 1999	AÑO 2000	VARIACION VALOR	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	189.960,42	254.609,48	64.649,06	34.03
CONSEJO PROV. CAÑAR	31.625,75	31.625,75	0	-
MUNICIPIO DE AZOGUES	12.567,99	12.567,99	0	-
CREA	0	0	0	-
SUMAN	234.154,16	298.803,22	64.649,06	27.61

Como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización se han incrementado en el año 2000 en la suma de US\$ 64,649.06 equivalente al 27.61% con relación al año anterior. Los aportes realizados corresponden al accionista Fondo de Solidaridad a través del FERUM, valores que



servirán para financiar el programa de obras de electrificación urbano marginal y rural que se encuentran en ejecución.

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 2000, 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	%
DE OPERACION	1.809.206,67	1.824.381,66	15.174,99	0.84
AJENOS A LA OPERACION	44.667,68	252.376,75	207.709,07	465.01
TOTAL DE INGRESOS	1.853.874,35	2.076.758,41	222.884,06	12.02

GASTOS	VALOR PRESUPUESTADO	VALOR REAL	VARIACION	%
DE OPERACION	2.227.673,67	2.425.389,17	197.715,50	8.88
DEPRECIACION	291.842,49	362.683,07	70.840,58	24.27
SUMAN	2.519.516,16	2.788.072,24	268.556,08	10.66
AJENOS A LA OPERAC.	77.901,59	35.201,01	-42.700,58	-54.81
TOTAL GASTOS	2.597.417,75	2.823.273,25	225.855,50	8.70

RESULTADOS DEL EJERCICIO	VALOR PRESUPUESTADO	VALOR REAL	VARIACION	%
DEFICIT	-743.543,40	-746.514,84	-2.971,44	0.40

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 por venta de energía se obtuvieron US\$ 15,174.99 adicionales equivalente al 0.84%, y en cuanto a los ingresos totales se obtuvo ingresos adicionales por US\$ 222,884.06 equivalente al 12,02%, en razón de que por concepto de la conversión de los estados financieros se realizaron ajustes por devaluación e inflación y se obtuvo US\$ 195,657.57 en la cuenta Resultado por Exposición a la Inflación; con respecto a los gastos se presenta un incremento de US\$ 225,855.50 equivalente al 8.70%, debido fundamentalmente al incremento de los gastos de depreciación, ya que los activos fijos también crecieron por efectos de la dolarización; por consiguiente obtenemos un déficit de US\$ 746.514.84 con una variación de apenas US\$ 2,971.44 equivalente al 0.40% en relación al presupuesto.

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	1.791.164,13	86.25
CONEXION Y RECONEXION	6.052,71	0.29
ARRIENDO DE PROPIEDADES	5.513,71	0.27
OTROS INGRESOS VARIOS	21.651,11	1,04
AJENOS A LA EXPLOTACION	252.376,75	12.15
TOTAL DE INGRESOS	2.076.758,41	100.00

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

EN DOLARES AMERICANOS

GASTOS	VALOR	%
SUBTRANSMISION	7.944,22	0.28
DISTRIBUCION	173.361,76	6.14
INSTALAC. SERVICIO CONSUMID.	25.956,50	0.92
COMERCIALIZACION	78.435,28	2,78
ADMINISTRACION GENERAL	228.623,22	8.10



SUBTOTAL	514.320,98	18,22
COMPRA DE ENERGIA AL MEM	1.911.068,19	67,69
<hr/>		
SUMAN	2.425.389,17	85,91
DEPRECIACION	362.683,07	12,85
<hr/>		
SUMAN	2.788.072,24	98,75
GASTOS AJENOS A LA OPERACION	35.201,01	1,25
<hr/>		
TOTAL DE GASTOS	2.823.273,25	100
DEFICIT DEL EJERCICIO	-746.514,84	
<hr/>		

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.	SERV.	CONS.	COMERCIAL	ADMINISTRA.	TOTAL
MANO DE OBRA	5.869,87	49.247,06	8.755,98	55.083,53	119.871,23	236.827,66	
MATERIALES	562,18	76.743,20	11.822,76	14.053,50	24.285,62	127.467,26	
GASTOS GENERALES	1.512,17	52.982,16	183,28	8.726,03	84.466,36	147.850,02	
COMPRA ENERGIA				1.911.244,23		1.911.244,23	
DEPRECIACION	19.897,33	217.686,78	68.802,84	11.778,48	44.517,64	362.683,07	
<hr/>							
TOTAL	27.841,55	396.639,21	89.564,86	2.000.885,77	273.140,85	2.788.072,24	

4.2.2. Análisis del precio medio de venta del KWH frente al costo medio del KWH en 1999.

Los 22.863 abonados consumieron una energía eléctrica equivalente a 36'873.629 KWH que relacionados con el valor facturado de US\$ 1,791,164.13 obtenemos un promedio en el precio de venta del KWH durante el año 2000 de US\$ 0.0486 cada KWH.

INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	\$ 1,791,164.13
ENERGIA FACTURADA (KWH)	36'873.629
PRECIO MEDIO DE VENTA KWH	0.0486

Es importante relacionar estas cifras con el año 1999, cuyo comportamiento fue el siguiente:



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

E mail: emelazog@eve.satnet.net

	1999	2000	VARIACION	%
INGRESOS X VTA. ENERGIA	986.027,28	1.791.164,13	805.136,85	81.65
ENERGIA FACTURADA	36.207,811,00	36.873.629,00	665.818,00	1.84
PRECIO MEDIO DE VENTA	0,0272	0,0486	0,0213	78.37

El incremento de los ingresos por venta de energía alcanza a la suma de US\$ 805,136.85 equivalente al 81.65% de un período a otro y está justificado por algunos factores:

- Incremento de 800 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.
- Control de pérdidas de comercialización y recuperación de consumos no facturados.

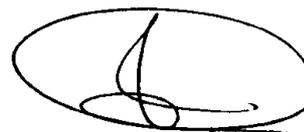
Durante el período del 2000, para atender el servicio de los usuarios, la energía disponible para la venta fue la siguiente:

	KWH	
COMPRA AL MEM	42.316.114	
GENERACION TERMICA	-	
TOTAL DISPONIBLE	42.316.114	
ENERGIA FACTURADA	36.873.629	
PERDIDA DE ENERGIA	5.442.485	= 12.86 %

El costo de la energía puesta a disposición de nuestros usuarios detallada en los Gastos de Operación fue de US\$ 2,788,072.24, que relacionada con el total de la energía facturada, obtenemos el costo medio de US\$ 0.0756 cada KWH y detallados en la siguiente forma:

COSTO DE OPERACION	2,788.072.24
TOTAL ENERGIA FACTURADA (KWH)	36'873.629
COSTO DE VENTA KWH	0.0756

Del análisis de la estructura y composición de los Ingresos y Gastos, se puede concluir que el KWH, durante el año 2000, tuvo los siguientes precios y costos:



PRECIO PROMEDIO DE VENTA	\$ 0.0486 C/KWH
COSTO PROMEDIO DE COMPRA	\$ 0.0756 C/KWH
DEFICIT	\$ (0.027) C/KWH

Al comparar el precio medio de venta del KWH que es de US\$ 0.0486 frente al costo medio del KWH que es de US\$ 0.0756, se establece que existe un déficit de US\$ 0.027 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 se han incrementado entre 1999 y 2000 del 10.93% al 12.86%, es decir en 1.93%; al cuantificar en dólares las pérdidas de energía que son de 5'442.485 KWH por US\$ 0.0486 hubiésemos obtenido ingresos adicionales por US\$ 264,504.77; 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 30%, sin embargo no es lo suficiente, por lo tanto se debe propender a promocionar el consumo de la energía eléctrica en la agroindustria, pequeña industria, artesanías y otros, y en especial procurar obtener una mayor participación en la planilla de Guapán, con lo cual se consolidaría la economía de la Empresa.
- **Tarifas de Venta de Energía**, al ser implementadas las tarifas por venta de energía por el CONELEC, durante el 2000 se ha incrementado las tarifas, 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 efectos de la contratación colectiva y el proceso inflacionario, factores que se presentan como inevitables; es por ello 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.

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

OBLIGACIONES DE LA EMPRESA



BOLIVAR Y AURELIO JARAMILLO (ESQ.)
CONMUTADOR: 240-377
RECLAMOS: 240-270
GERENCIA: 241-012
FAX: 240-942
CASILLA: 03-01-784
E-mail: enelazog@cue.satnet.net

El pasivo total de la Empresa es de US\$ 1.399,901.96, el mismo que se descompone de la siguiente manera:

OBLIGACIONES A CORTO PLAZO	\$ 1,227,350.38
OBLIGACIONES A LARGO PLAZO	\$ 158,393.40

TOTAL DEL PASIVO	1,399,901.96
	=====

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 219 del Código de Trabajo en vigencia, cuyo detalle es el siguiente:

DEPOSITO EN GARANTIA	\$ 111,710.27
JUBILACION PATRONAL	\$ 46,683.13

SUMAN	\$ 158,393.40

Cabe señalar que en lo que respecta a los préstamos concedidos por el Ex-INECEL con cargo al Decreto 459-B han sido cancelados en su totalidad, la última alícuota cubierta fue en octubre del 2000 y correspondió al octavo préstamo por US\$ 6.000,00 otorgado en octubre de 1996 según detalle siguiente:

FECHA DE CONCESION	MONTO	TASA INTERES	DIVIDENDOS
Octubre 4 de 1996	6,000.00	18%	Semestrales

4.3.2. OBLIGACIONES A CORTO PLAZO.-

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

CUENTAS POR PAGAR	US\$ 1,144,335.71
OBLIGACIONES PATRONALES	US\$ 13,849.44
OTROS PASIVOS CORRIENTES	US\$ 69,165.13



SUMAN 1,227,350.38
=====

Respecto a cuentas por pagar, las deudas representativas son con la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur por el peaje pendiente de pago, por US\$ 130,081; al CENACE y a las Empresas Generadoras por la compra de energía por US\$ 912,340.67; a proveedores por la adquisición de bienes, por US\$ 54,382.65; y, finalmente tenemos Varios Acreedores por el valor de US\$ 47,531.37. La Compañía no tiene recursos para cancelar estas obligaciones en especial al CENACE por falta de liquidez, de ahí que podría plantearse un convenio de pago a fin de poder cubrir esta obligación.

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:

Activos Corrientes - Inventarios	520,383.05			
-----		=	----- = 0.42	
Pasivos Corrientes	1,227,350.38			

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\$ 0.42 para cubrir un dólar de deuda. De acuerdo al resultado obtenido el índice es REGULAR.

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	274,956.54			
-----		=	----- = 0.22	
PASIVOS CORRIENTES	1,227,350.38			

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\$ 0.22 para hacer frente a cada dólar de deuda. De acuerdo al resultado obtenido el índice es REGULAR.

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

$$\text{RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO} = \frac{\text{DEFICIT EJERCICIO (746,514.84)}}{\text{PATRIMONIO-DEFICIT EJERCICIO 6,284,392.13}} = (11.87\%)$$

La Empresa obtuvo un déficit de US\$ 746,514.84 equivalente al 11,87% del patrimonio, este resultado se presenta debido básicamente a la estructura tarifaria que se maneja 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:

$$\text{MARGEN DE BENEFICIO} = \frac{\text{DEFICIT EJERCICIO (746,514.84)}}{\text{INGRESOS VENTA ENERGIA 1,791,164.13}} = (41.68\%)$$

Apenas el 40,91% representa los ingresos por venta de energía en relación con el déficit del ejercicio, lo que nos indica que requerimos del 59.09% de ingresos adicionales por venta de energía para equilibrar los gastos, aspecto que se lograría con la revisión de las tarifas para la compra-venta de energía. De acuerdo al resultado obtenido el índice es MALO.

$$\text{INDEPENDENCIA FINANCIERA} = \frac{\text{PATRIMONIO 6,284,392.13}}{\text{ACTIVO TOTAL-DISPONIBILIDADES 7,409,377.55}} = 84.82\%$$

Los activos de la Compañía están financiados el 84.82% con el patrimonio, es decir 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 BUENO.

Nivel de Endeudamiento.- Este indicador establece el porcentaje de participación



de los acreedores dentro de la empresa. La fórmula es la siguiente:

$$\text{NIVEL ENDEUDAMIENTO} = \frac{\text{TOTAL PASIVOS CON TERCEROS}}{\text{TOTAL ACTIVO}} = \frac{1,399,901.96}{7,684,294.09} = 18.22\%$$

El porcentaje de endeudamiento en relación del activo total es del 18.22%; los pasivos básicamente están representados por la deuda que se mantiene con el CENACE por la compra de energía, la falta de liquidez provocado por el desfase en las tarifas de compra-venta, ha permitido que se acumule esta deuda.

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:

$$\text{CAPITAL DE TRABAJO} = \text{ACTIVO CORRIENTE} - \text{PASIVO CORRIENTE} = 520,383.30 - 1,227,350.80 = (706,967.08)$$

De acuerdo al resultado alcanzado el capital de trabajo es negativo, lo que se debe a las razones ya expuestas.

5. ASPECTOS DE COMERCIALIZACION

5.1. Análisis de Mercado.-

La Empresa Eléctrica Azogues C.A. sirve a los cantones Azogues, Déleg y Biblián. Al cantón Azogues con todas sus parroquias urbanas y rurales, es decir: Azogues, San Francisco, Bayas, Borrero, Guapán, Rivera, Taday, Plindilig, Luis Cordero, San Miguel, Javier Loyola y Cojttambo; del cantón Déleg las parroquias de Déleg y Solano, y del cantón Biblián la parroquia Sageo.

5.2.1. Areas de Concesión.

La Empresa Eléctrica Azogues tiene como área geográfica de concesión 1.187 Km², sirviéndose hasta diciembre del 2000 en alrededor del 24.07% que significa 285,7 Km².

5.2.2. Clientes.-

En el año 2000 se incrementaron 1.085 clientes, es decir 510 más que en el año 1999, de acuerdo al siguiente detalle:

SERVICIO	AÑO 1999	AÑO 2000	INCREMENTO
----------	----------	----------	------------



BOLIVAR Y AURELIO JARAMILLO (ESQ.)
CONMUTADOR: 240-377
RECLAMOS: 240-270
GERENCIA: 241-012
FAX: 240-942
CASILLA: 03-01-784
E-mail: emclazog@cue.satnet.net

RESIDENCIAL	545	1.089	542
COMERCIAL	21	(2)	-23
INDUSTRIAL	9	(1)	-10
OTROS	0	(1)	-1
TOTAL	575	1.085	510

Del cuadro se desprende que el gran incremento se da en el sector residencial, con 1.089 clientes que frente al incremento del año 1999 excede en 544, no así en los sectores comercial, industrial y otros que más bien se mantiene con una leve tendencia a la disminución.

Al mes de diciembre del 2000 el número de clientes es el de 22.863, que frente al año anterior que fue de 21.778 significa que tiene un incremento del 4.98%. Se detalla a continuación el número de clientes por año y tipo de servicio por el periodo 1996-2000:

SERVICIO	1996	1997	1998	1999	2000
RESIDENCIAL	17.950	18.619	19.098	19.643	20.732
COMERCIAL	1.375	1.338	1.424	1.445	1.443
INDUSTRIAL	206	228	256	265	264
OTROS	305	413	425	425	424
TOTAL	19.836	20.598	21.203	21.778	22.863

Lo que porcentualmente significa:

SERVICIO	2000		% CRECIMIENTO	
	NUMERO	%	99-00	96-00
RESIDENCIAL	20.732	90.68	5.54	3.67
COMERCIAL	1.443	6.31	(0.14)	1.27
INDUSTRIAL	264	1.15	(0.38)	6.52
OTROS	424	1.85	(0.24)	9.52
TOTAL	22.863	100	4.98	3.62

El número de clientes por cantones a diciembre del 2000 es el siguiente:



CANTON	CLIENTES	%
AZOGUES	20.500	89.66
DELEG	2.252	9.85
BIBLIAN	111	0.49
TOTAL	22.863	100.00

5.2.3 ENERGIA FACTURADA (KWH):

Durante el año 2000 se facturaron 36'873.629KWH, con un crecimiento frente al año anterior de 665.818 KWH que equivale al 1.84% con relación al año anterior, notándose una disminución en el consumo del sector residencial que consideramos obedece al incremento en los cargos tarifarios, pues se facturó en menos 19.907 KWH que significa -0.13%, en el sector comercial en menos 27.037 KWH igual a -0.79%, en el sector industrial se incrementó en 592.341 KWH igual al 4.82%, en alumbrado público aumentaron 122.941KWH igual a 3.44% y en otros que agrupa a entidades oficiales, beneficio público, etc. se facturó en menos 2.520 KWH igual a -0.21%. Se presenta en detalle la energía facturada en KWH en forma anual por el periodo 1996-2000:

EN MILES DE SUQUES

SERVICIO	1996	1997	1998	1999	2000
RESIDENCIAL	15'318.256	16'815.385	18'351.410	15'689.877	15'669.970
COMERCIAL	2'694.520	2'931.653	3'530.687	3'444.187	3'417.150
INDUSTRIAL	12'235.390	13'018.359	9'623.256	12'291.437	12'883.778
A. PUBLICO	3'026.085	3'414.110	3'578.663	3'572.778	3'695.719
OTROS	1'133.342	1'103.488	1'250.083	1'209.532	1'207.012
TOTAL	34'407.593	37'282.995	36'334.099	36'207.811	36'873.629

Lo que porcentualmente significa:

SERVICIO	2000		% CRECIMIENTO	
	KWH	%	99-00	96-00
RESIDENCIAL	15'669.970	42.50	(0.13)	1.07
COMERCIAL	3'417.150	9.27	(0.79)	6.50
INDUSTRIAL	12'883.778	34.94	4.82	3.22
A. PUBLICO	3'695.719	10.02	3.44	5.23
OTROS	1'207.012	3.27	(0.21)	1.80
TOTAL	36'873.629	100	1.84	1.83



INGRESOS POR ENERGIA FACTURADA

Por los consumos de potencia y energía eléctricas se facturaron durante el año 2000 la suma de US\$ 1,675.200 que representa un incremento del 48.32% frente al año anterior que se facturaron US\$ 1,129.483, debiendo indicar que con el objeto de realizar el análisis comparativo de la facturación del período 1996-2000 hemos considerado el valor del dólar con la tasa de cambio en sucres a diciembre de cada uno de esos años. En el año 2000 vemos que la participación porcentual por tipo de servicio en primer lugar está el sector residencial con 39.62%, siguiéndole el industrial con 33.95%, luego alumbrado público con el 16.09% y por fin el comercial y otros con el 7.92% y 2.42 % respectivamente.

Se presenta a continuación en detalle por tipo de servicio y en dólares americanos los ingresos facturados durante el período 1996-2000.

SERVICIO	1996	1997	1998	1999	2000
RESIDENCIAL	160.004	286.307	433.517	529.891	663.762
COMERCIAL	105.750	172.643	131.390	78.177	132.716
INDUSTRIAL	590.783	743.100	395.676	308.629	568.724
A. PUBLICO	190.608	250.542	203.663	189.073	269.478
OTROS	45.078	59.336	43.339	23.713	40.521
TOTAL	1.092,223	1.511,927	1.207,585	1.129,483	1.675,200

Lo que porcentualmente significa:

SERV.	US\$	2000	% CRECIMIENTO	
		%	99-00	96-00
RESID.	663.762	39.62	25.26	44.46
COMERC.	132.716	7.92	69.76	17.16
INDUST.	568.724	33.95	84.27	10.33
A. PUBL.	269.478	16.09	42.53	12.02
OTROS	40.521	2.42	70.88	7.57
TOTAL	1.675,200	100	48.32	15.04

PARTICIPACION PORCENTUAL POR TIPO DE CONSUMIDOR

En el siguiente cuadro se presenta por tipo de consumidor los aportes que



representan frente al total tanto en clientes, facturación en KWH e Ingresos por facturación para los años 1999 y 2000:

SERVICIO	CLIENTES %		KWH %		DOLARES %	
	1999	2000	1999	2000	1999	2000
RESIDENCIAL	90.20	90.68	43.33	42.50	46.91	39.62
COMERCIAL	6.64	6.31	9.51	9.27	6.92	7.92
INDUSTRIAL	1.22	1.15	33.95	34.94	27.32	33.95
A. PUBLICO	0.00	0.00	9.87	10.02	16.74	16.09
OTROS	1.95	1.85	3.34	3.27	2.10	2.42
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Con los resultados establecidos en el presente cuadro, podemos anotar que durante el año 2000 el sector residencial con el mayor porcentaje de clientes que alcanza al 90.68% aporta con el 43.33% de KWH y un ingreso del 39.62%; el sector comercial se muestra mas o menos equitativo pues con el 6.21% de clientes aporta con el 9.27% de KWH y el 7.92% de ingresos; en el sector industrial con un mínimo porcentaje de clientes que es del 1.15% que aporta con 34.94% de KWH y 33.95% de ingresos, subrayando que se encuentra en este rubro el cliente Guapán; alumbrado público que constituye un solo cliente, aporta con el 10.02% de KWH y el 16.09% de ingresos y otros con el 1.85% de clientes igualmente es un tanto equitativo pues aporta con el 3.27% de KWH y el 2.42% de ingresos.

Si relacionamos el comportamiento porcentual de la participación de los diferentes sectores tarifarios entre los años 1999 y 2000, vemos que entre clientes y KWH casi no existe variación, notándose únicamente en los ingresos de las tarifas residencial una disminución de 7.29%, en el industrial un aumento del 6.33%, en el comercial el incremento del 1% y en el resto igualmente casi se mantiene.

5.3.1. RECAUDACION

Durante el año 2000, se realizaron doce emisiones mensuales de enero a diciembre, que corresponden a las facturaciones de los consumos de diciembre de 1999 a noviembre del 2000, que alcanzó a la suma de US\$ 1'835,142.00, de los cuales en este mismo período de enero a diciembre del 2000 se recaudaron US\$ 1'830,543.00, lo que significa porcentualmente el 99.18%, valores en los que están incluidos tanto el consumo de energía cuanto los adicionales, como: FERUM, alumbrado público, seguro contra incendios, bomberos, créditos, interés crédito, etc.

5.3.2. CARTERA VENCIDA



Uno de los aspectos de mayor preocupación de la Compañía ha sido la recuperación de los valores que por concepto de consumo de potencia y energía eléctricas así como de los adicionales se planillan en las facturas mensuales de consumo, a efecto de poder disponer de los mismos en forma oportuna, por lo que se ha desplegado una serie de acciones con este fin, las mismas que se vienen manteniendo, pudiendo citar las siguientes:

- Programa permanente de cortes de servicio por mora en el pago de las planillas de consumo de energía, a través de terceros.
- Publicidad por los diferentes medios de comunicación local, recordando a los usuarios la obligación del pago oportuno y fechas en las que se encuentran a disposición de los mismos sus planillas, que normalmente es el primer día laborable del mes y corresponden al consumo del mes inmediato anterior.
- Notificaciones mediante cartas individuales a las entidades del sector público y a clientes especiales, llamadas telefónicas y visitas personales, de ser el caso, para el pago de sus planillas.
- Depuración de cartera con retiro del equipo de medición para su liquidación, si luego del corte persiste el no pago dentro del plazo establecido.
- Cobro en ventanillas de entidades bancarias, manteniéndose al momento tres. Cobro a través de bancos mediante el débito de sus cuentas bancarias.
- Cancelación de planillas de consumo del personal de la Compañía mediante el descuento en roles de pago.
- Recaudación los días sábados a través de las ventanillas de las entidades bancarias, para atender especialmente al cliente de área rural por constituir feria en nuestra ciudad.

Todas estas políticas han permitido que al 31 de diciembre del 2000 se tenga un saldo de cartera de US\$ 15,211.00 desglosados de la siguiente manera:

SERVICIO	CARTERA VENCIDA		DEUDA GENERAL	
	VALOR (US\$)	%	VALOR (US\$)	%
SECTOR PUBLICO	0.00	0.00	100.53	0.66
RESIDENCIAL	332.87	91.24	9,746.60	64.08
COMERCIAL	0.00	0.00	3,320.39	21.83
INDUSTRIAL	0.00	0.00	1,771.18	11.64
OTROS	31.95	8.76	272.22	1.79
TOTAL	364.82	100.00	15,210.92	100.00



BOLIVAR Y AURELIO JARAMILLO (ESQ.)
 CONMUTADOR: 240 377
 RECLAMOS: 240 270
 GERENCIA: 241 012
 FAX: 240 942
 CASILLA: 03 01-784
 E-mail: emelazog@eue.salnet.net

De donde se desprende que en la columna de la cartera vencida, el saldo del sector público es cero, el monto más elevado el del sector residencial con el 91.24%; en los sectores comercial e Industrial igualmente el saldo es cero y en otros que comprenden casas comunales, culto religioso, etc. el porcentaje es del 8.76%; en la columna de la deuda general igualmente el mayor porcentaje que es del 64.08% lo mantiene el sector residencial, le sigue el sector comercial con el 21.83%, el Industrial con el 11.64%, otros el 1.79% y por fin el sector público con el 0.66% del total adeudado. Con el objeto de realizar una valoración de los saldos de cartera al 31 de diciembre del 2000, comparamos con la facturación emitida en ese mismo mes del 2000, que es del orden de los US\$ 210.101, vemos que los US\$ 15.211 de cartera total y US\$ 365 de cartera vencida, significan el 7.23% y el 0.17% de esa facturación respectivamente, porcentajes que son los más bajos que se mantienen con relación a las demás empresas eléctricas del País.

5.3.3. ANALISIS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA.-

La energía disponible de la Empresa Eléctrica Azogues alcanzó durante el año 2000 a 42'316.114 KWH y se facturaron a los consumidores finales 36'873.629 KWH, existiendo una diferencia no facturada de 5'442.485 KWH que significa un porcentaje del 12.86%.

Presentamos el comportamiento de las pérdidas de energía durante los últimos cinco años:

AÑO	ENERGIA EN KWH			PERDIDAS %
	COMPRA	VENTA	PERDIDAS	
1996	37'833.872	34'407.593	3'426.279	9.06
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

Analizando el histórico de las pérdidas de energía durante los cinco últimos años se ve que hasta el año 1997 logra el porcentaje más bajo que es el de 8.30% y a partir del año 1998 se incrementan hasta llegar al 12.86% en el año 2000, del cual el 5.77% corresponden a pérdidas técnicas y el 7.09% a pérdidas comerciales, incremento que es notorio en los años 1999 y 2000 con 2.19% y 1.93% respectivamente, situación que podemos manifestar se debe a la mayor tendencia de los usuarios por el fraude y hurto de energía en razón del incremento de los cargos tarifarios, además de que en los porcentajes de los años 1999 y 2000 se encuentran incluidas las pérdidas de energía por peaje que se cobra a la Empresa Eléctrica



Regional Centro Sur de acuerdo al nuevo esquema de compra de energía, además de las pérdidas en transporte que en total para el año 2000 significa el 1.59%.

De todas maneras debemos indicar que este porcentaje es de los más bajos del país, anotando que el promedio nacional se encuentra alrededor del 25%.

Las acciones desarrolladas a efecto de controlar y disminuir las pérdidas de energía comerciales, fundamentalmente se han dado en la revisión y contrastación de los equipos de medición para su adecuada instalación y su correcto funcionamiento, facturación real de los autoconsumos, del alumbrado público y eliminación de las instalaciones clandestinas, dando lugar a que se detecten medidores alterados y clientes con clasificación errónea de tarifa y demanda facturable, procediéndose a las refacturaciones correspondientes de acuerdo a las normas establecidas.

La recuperación energética comercial durante el año 2000 fue de 303.603 KWH, la recuperación financiera total por las acciones que a continuación se detallan alcanza los US\$ 17,984.

En este período se han revisado 2.074 medidores, de los cuales 1.229 se instalaron como servicios nuevos, se detectaron 186 equipos de medición alterados; obteniéndose una recuperación mensual de 22.933 KWH (255.396 KWH anuales), lo que representa una recuperación mensual de US\$ 1,421 (US\$ 16,138 anuales).

De los 33 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 48.207 KWH, lo que representó un ingreso total recuperado de US\$ 1,846. Además se procedió a la instalación de 480 servicios ocasionales que demandaron un total de 53.132 KWH.

Por el incremento de las pérdidas de energía la Unidad de Control de Pérdidas Comerciales ha emprendido un programa agresivo de trabajo con el fin de procurar una disminución de las mismas.

6. EL NEGOCIO ELÉCTRICO

6.1 ACTIVIDADES OPERATIVAS

COMPRA DE POTENCIA Y ENERGÍA

Los requerimientos de potencia y energía fueron cubiertos únicamente por el Mercado SPOT hasta septiembre del 2000. En el mes de octubre entran en vigencia los Contratos a Plazo con las Generadoras del Fondo de Solidaridad, con lo que la potencia y energía requerida por el sistema es cubierta tanto por las transacciones en los Mercados de Contratos y Spot. En vista que la medición de la energía



requerida 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 reconoce la energía a precios marginales del Mercado Spot.

La energía que el sistema demandó en el año 2000 fue 42'316.114 KWH y la potencia máxima fue 9.689,88 KW. De la energía total 6'131.140,30 corresponden a la energía de contratos, 35'426.688 KWH son del Mercado Spot y 758.285 KWH es la energía que se pierde por transmisión y que por lo tanto es reconocida a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.

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 toma como base la energía entregada por las generadoras en sus barras y la de mercado es de 188.187,29 KWH, que no serán considerados en el balance energético.

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, en vista de que en este año la referida Empresa no instaló la subestación Cañar con lo que se hubiese descargado el transformador de la subestación Azogues y permitido que el sistema eléctrico Azogues sea abastecido en su totalidad desde la subestación, con lo cual se mejorará algunos aspectos operativos, como regulación de voltaje, pérdidas y registro de información para facturación de energía a ser enviada al CENACE.

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 21h00 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.

Económicamente la compra total de energía durante el año 2000 fue US\$ 1'551,118.61. Por peaje de transmisión nos facturaron US\$ 214,617.49. Por peaje en alta tensión, es decir a nivel de 69 KV la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur



debe facturar US\$ 23.657.32; mientras que en media tensión a nivel de 22KV debe facturar US\$ 229,874.80. Se debe aclarar que los valores de peajes de media y alta tensión del período agosto-diciembre del 2000 son estimados, ya que la Empresa Regional Centro Sur aún no ha oficializado.

Es importante manifestar que durante el año 2000 el precio medio de compra de energía a nivel de 69KV es de 4,38 centavos de dólar, mientras que a nivel de 22KV es de 4.91 centavos de dólar. La desagregación de estos valores es:

GENERACION	PEAJE TRANSM.	PEAJE DE 69 KV	PEAJE 22KV	COSTO A 69 KV	COSTO A 22KV
366	0.51	0.21		4.38	
366	0.51		0.74		4.91

(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 2000.

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 a 1999 la compra de energía crece un 2,23%, es decir 41'557.829 KWH, de los cuales 758.285 KWH se requirieron para cubrir las pérdidas de energía en subtransmisión y por el servicio de peaje que se proporcionó a la Empresa Centro Sur.

	1996 KWH	1997 KWH	1998 KWH	1999 KWH	2000 KWH	CRECIMIENTO 98-99 KWH	%
ENERGIA	37.923.872	40.656.597	39.811.869	40.650.724	41.557.829	907.105	2.23

DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE (KW)

En el año 2000 la demanda máxima coincidente del Sistema Eléctrico operado por la Empresa Azogues fue de 9.689,88 KW, que representa un incremento del 2,79% con respecto a la de 1999 que fue de 9.426 KW.

A continuación se detallan los aportes del sistema:

SISTEMA DE 22KV	GUAPAN 69KV	TOTAL (KW)
7771,8	1918,08	9689,88

6.2. REALIZACIONES TECNICAS



EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO

Durante el año 2000 la Empresa ha realizado actividades tendentes 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 2000 la capacidad instalada se incrementó a 19.944 KVA a través de la disponibilidad de 912 transformadores instalados. El incremento con respecto al año 1999 es del 2.62%.

LONGITUD EN LINEAS DE SUBTRANSMISION

A diciembre del 2000 la Empresa posee en operación 20,74 Km. en líneas de subtransmisión, no habiéndose producido incremento en el año en mención.

LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCION

A diciembre del 2000 para la distribución de energía, la Empresa contaba con 476,3 Km. de alimentadores primarios, que comparativamente con el año 1999 significa un incremento del 1.17%.

LONGITUD DE REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

Para diciembre del 2000 la Empresa contaba con 1337,6 Km. de red secundaria para llegar con la energía a los clientes. Comparativamente con el año 1999 la longitud de red se ha incrementado en el 14,5%.

CARGA INSTALADA EN ALUMBRADO PUBLICO

A diciembre del 2000 el servicio de alumbrado público contaba con una carga instalada de 789,19KW, que significa un incremento del 5,37%.

6.3. PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACION.

6.3.1. EJECUCION DEL PROGRAMA DE INVERSIONES.

Del programa de inversiones se ejecutaron US\$ 260,960 que corresponde al 52% del monto total programado US\$ 511,882. El avance físico es del 52%.



En el anexo No. 2 se detalla el avance físico-financiero del programa de Inversiones del ejercicio económico del 2000. 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 alcanzó la suma de US\$ 349,951, de los cuales se ejecutaron US\$ 183,418, es decir el 52%. Las principales obras de esta etapa funcional corresponden a los programas FERUM de 1999 y 2000, que presentan avances físicos financieros del 100% y 30%, respectivamente.

En lo que respecta al componente Electrificación Urbana, se ejecutaron US\$ 17,595 que representa el 50% del valor programado con un avance físico del 50%.

En alumbrado público se invirtieron US\$ 22,801 que representa el 88% del valor programado, con un avance físico del 75%.

En la etapa funcional de Acometidas y Medidores se ejecutaron US\$ 99,500 valor que corresponde al 106% del programado US\$ 93,431, con un avance del 106%.

6.3.1.2. OBRAS DEL COMPONENTE SUBTRANSMISION

El valor presupuestado de US\$ 9,300 para invertirse en sistema de medición para dar cumplimiento a la Regulación No. CONELEC 013-99.

6.3.1.3. INVERSIONES GENERALES

De los US\$ 59,200 programados se ejecutaron US\$ 31,642 que corresponden al 53%. El componente más importante dentro de esta etapa pertenece al Sistema de Comercialización con una inversión programada de US\$ 40,000, de los cuales se ejecutaron US\$ 26,000.

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 período enero a diciembre del 2000 la **frecuencia total de interrupción fue de 19.91 y el tiempo total de interrupción fue de 27.94.**

A continuación se presentan los índices del período 1996-2000:

AÑO	FRECUENCIA			TIEMPO DE INTERRUPCION (horas)		
	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL
1996	5.07	6.76	11.83	4.4	12.69	17.09
1997	13.44	9.78	23.22	20.43	12.09	32.52
1998	8.56	7.57	16.13	7.98	14.14	22.12
1999	5.85	13.51	18.75	17.48	18.75	36.23
2000	2.93	16.98	19.91	8.95	18.99	27.94

Como se puede apreciar la frecuencia de interrupción se incrementa de 18.75 en 1999 a 19,91 en el 2000. El tiempo de interrupción se reduce de 36.23 horas a 27.94 horas. Estos valores relativamente altos se ocasionan en el segundo semestre del año 2000, concretamente en el mes de septiembre en que se produjo una contingencia en la línea de 69KV Ricaurte-Azogues.

6.3.2.2. ATENCION AL CLIENTE.

En el año 2000 se atendieron 2.806 reclamos de parte de clientes, que equivale a un índice de 7.66 reclamos por día, que comparativamente con el de 1999 que fue de 7.03 se incrementó un 8.9%. Complementariamente se atendió con 3.612 trabajos de diferente índole como tomas de carga, instalación de reflectores, instalación de protectores de PVC y otras actividades.

6.3.3. PERDIDAS DE ENERGIA.



La energía disponible es 42'316.114 KWH que corresponde a la energía comprada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) más la comprada a la Empresa Centro Sur, para compensar las pérdidas de energía, pues la facturación del CENACE se realiza a nivel de barras de 69 KV y 22KV en las barras de carga, subestaciones Azogues y Guapán. La facturación en el año 2000 fue 36'873.629 KWH con lo que se determina que las pérdidas totales de energía es de 5'442.485 KWH que significa el 12.86%, de este porcentaje el 6,46% corresponden a pérdidas técnicas.

A nivel de 22 KV la energía disponible es de 30'293.608 y las pérdidas son 4'684.201 que equivalen al 15.46%, de las cuales el 5.56% son técnicas distribuidas de la siguiente manera:

Alimentadores a 22KV:	0.77%
Transformadores de distribución:	2.42%
Distribución secundaria:	2.37%

En el período enero a diciembre del 2000 las pérdidas técnicas de energía a nivel de distribución se han reducido en 0,17%, debiéndose al cambio del sistema de 6.3 KV a 22KV y retiro del transformador de 1 MVA de 22KV/6.3KV.

A continuación se presenta la variación de las pérdidas del año 1999 y 2000 por cada componente del sistema de distribución:

COMPONENTE	AÑO 1999	AÑO 2000	REDUCCION/INCREMENTO
Transformador S/E Déleg	0.05		-0.05
Alimentadores primarios	0.95	0.77	-0.18
Transformadores	3.51	2.42	-1.09
Distribución secundaria	2.18	2.37	0.19
TOTAL	6.69	5.56	-1.13

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 2000 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 2000, 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 2000 se obtuvo un avance físico del 52%. Con dicho avance se construyeron 5.57 Km. y 14.5 Km. de redes de alta y baja tensión y se encuentra en construcción el Programa FERUM 2000.

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.

7. CONCLUSIONES

Con las políticas implementadas por la Empresa, como son: tercerización de lecturas, facturación oportuna de las planillas de consumo y mejora en la atención a sus consumidores por la actualización del sistema informático de comercialización, instalación de acometidas y medidores tratando de cumplir con lo que indica el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, cobro de planillas a través de entidades bancarias ya sea por ventanillas de recaudación o débito de las cuentas bancarias, notificaciones con cartas a instituciones públicas y clientes especiales, cortes de servicio por mora tercerizado, control de facturación del autoconsumo y alumbrado público, revisión y contrastación de los equipos de medición, eliminación de instalaciones clandestinas, entre otros, nos han permitido llegar a tener los porcentajes de pérdidas de energía y cartera de los más bajos de las empresas eléctricas del País, por lo creemos ha sido una gestión positiva en beneficio de la Empresa.

Las inversiones en el sistema eléctrico fueron de US\$ 260,960 que representan el 52% del valor programado con un avance físico del 52%.

Por la contingencia ocasionada debido a deslizamientos en el sector San Pedro de Llaoca el índice de frecuencia de interrupciones se incrementó de 18.75 a 19.91; mientras que el tiempo de interrupción se redujo de 36.23 a 27.94.



Las pérdidas técnicas de energía llegan a 6.46% es decir con respecto a 1999 que fueron 6.69% disminuyeron un 0.23%.

El costo promedio de energía en barras de 22KV sin considerar nuestro VAD, es de 4.91 centavos de dólar por KWH, mientras que a nivel de 69KV, es decir la energía que se vende a Guapán es de 4.38 centavos de dólar por KWH.

El costo promedio de peaje en 69KV que se paga a la Empresa Centro Sur es de 0.21 centavos de dólar por KWH, mientras que el de 22KV, es decir por no disponer de transformación es de 0.74 centavos de dólar por KWH.

La limitada liquidez con que cuenta la Empresa, no permite efectuar inversiones importantes con recursos propios; debido al desfase que existe en las tarifas para la compra-venta de energía eléctrica para las empresas distribuidoras.

Desde que la Empresa asumió el compromiso con las empresas generadoras, con Transelectric y con el CENACE, se viene cumpliendo a cabalidad con el pago del 62.80% de la recaudación diaria por la compra de energía.

8. RECOMENDACIONES PARA DIRECTORIO Y JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS.

- Se continúe brindando el apoyo necesario y suficiente para que las unidades responsables de cada una de las funciones a ellas encomendadas puedan cumplir con cada uno de los objetivos impuestos para lograr mejorar los indicadores de gestión, habida cuenta que el área comercial es muy importante para el desenvolvimiento de la Institución.
- 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 del sistema, mediante la instalación y recambio de luminarias de vapor de mercurio por las de sodio, ya que en cuanto a la 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 requerimientos 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, necesitándose para ello un analizador de calidad de energía.



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

- Es de fundamental importancia el disponer de sistemas informáticos que permitan mantener actualizada toda la información del sistema eléctrico y que interactivamente pueda ser utilizada 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 mejorar la gestión de Ingeniería, Construcción, Operación y Mantenimiento, se continúe apoyando la adquisición del software para cada una de las áreas.
- Para brindar mayor confiabilidad al sistema, disminuyendo las suspensiones de servicio programadas en alimentadores primarios, es necesario realizar los trabajos en líneas energizadas; por lo que es impostergable adquirir equipamiento para trabajar con líneas energizadas.
- Implementar un plan de capacitación del personal técnico, administrativo y de los grupos de trabajo.
- Es una necesidad impostergable que la Empresa disponga de un Plan Estratégico, que le permita actuar en el corto, mediano y largo.
- Es indispensable continuar con una política de austeridad en el gasto, tratando de que toda adquisición sea analizada previamente para su aprobación.
- Se debe solicitar a los Organismos del Estado regulen adecuadamente las tarifas de compra-venta de energía, de lo contrario las empresas de distribución a corto plazo tendrán serias dificultades de orden económico.
- Realizar la reestructuración de la Compañía en base a las nuevas disposiciones legales vigentes, a fin de estar en condiciones de entrar en el mercado competitivo de la energía eléctrica.
- Se debe propender a promocionar la venta de energía en la industria y agroindustria, para mejorar los ingresos por venta de energía a futuro, lo que permitirá equilibrar el punto de equilibrio.



- Obtener la participación más activa de las entidades públicas, privadas y comunidades para la ejecución de obras de electrificación.
- Efectuar proyectos de inversión previo el análisis costo-beneficio, a fin de que la Compañía pueda contar con una infraestructura técnica propia.

Aprovecho la oportunidad para expresar mi profundo agradecimiento a los Organismos Superiores de la Empresa por el apoyo brindado en el año 2000.

Atentamente,



Dr. Patricio Crespo Regalado
GERENTE GENERAL

PCR/ida
22-03-2001