

INFORME DE GESTION DE ELECAUSTRO S.A.

PERIODO ENERO-DICIEMBRE DE 2003

INFORME DE GESTION DE ELECAUSTRO S.A.

PERIODO ENERO-DICIEMBRE DE 2003

INTRODUCCION

Como es de conocimiento de los señores Miembros de la Junta General de Accionistas y del Directorio, con fecha 27 de marzo del 2003 y mediante resolución N° 014-070, el suscrito fue designado por la Junta General de Accionistas, como Gerente General de esta Compañía, encontrando como el principal problema, la situación de indefinición de los estados financieros correspondientes al año 2001, que fueron cuestionados por la Superintendencia de Compañías y que causaba que los estados financieros del año 2002, no puedan ser cerrados y por tanto, la imposibilidad de contar con los balances mensuales del año 2003.

Sin embargo, una vez que la Junta General de Accionistas, en sesión iniciada el 27 de marzo y concluida el 11 de abril del 2003, tomó la resolución N° 014-072 que textualmente dice: "***La Junta General de Accionistas resuelve reconsiderar la resolución relacionada con las provisiones ordenadas para mantenimiento mayor por el valor de US \$ 3.018.493,31 en fecha 15 de abril y 6 de mayo del 2002, consecuentemente de los estados financieros del ejercicio económico del año 2001, por lo tanto se aprueban los informes y el balance recomendado por el Directorio de la Empresa, mediante resolución N° 055-0251 de fecha 18 de marzo del 2002, autorizándose a la administración realice todos los trámites necesarios para que esta resolución surta pleno efecto, de esta manera se acata lo dispuesto por la Superintendencia de Compañías e Intendencia de Compañías de Cuenca***", se logró presentar a este Directorio y Junta General de Accionistas, los balances del año 2002, los que fueron aprobados, permitiendo de esta manera, que se emitan los balances mensuales y anual del año 2003.

Espero, señores Directores, que el presente informe permita a ustedes tener un conocimiento global de la evolución de la Compañía, lo que facilitará la toma de decisiones y políticas de gestión.

En este contexto, el informe se ha estructurado con un informe ejecutivo y los siguientes capítulos:

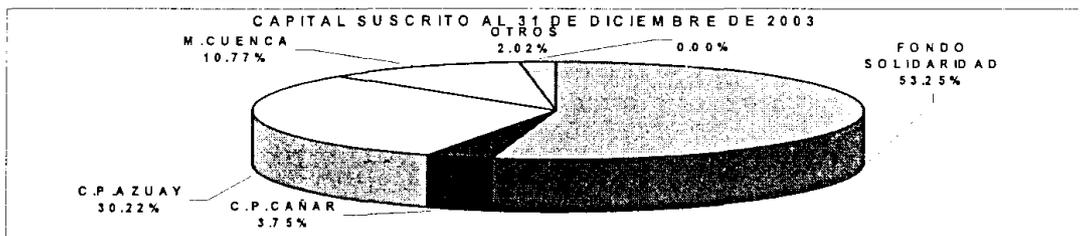
- I. Organismos Superiores de la Compañía**
- II. Situación Económico-Financiera**
- III. El Negocio Eléctrico y el Mercado**
- IV. Principales Acciones realizadas por la Administración**
- V. Proyecto Hidroeléctrico Ocaña**
- VI. Plan de Acciones**

I. ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

I.1 ESTRUCTURA DE LAS ACCIONES

La Junta General de Accionistas de ELECAUSTRO S.A., en sesión N° 015 llevada a cabo el día 11 de julio/03, mediante Resolución N° 015-0078 resuelve incrementar el capital suscrito de la compañía en US \$ 27'670.979,00, con lo cual el Capital Social al 31 de diciembre de 2003, se indica en el siguiente cuadro, el mismo que tuvo un incremento de 86,16% en relación al capital al 31 de diciembre del año 2002:

ACCIONISTA	AL 31-DIC-2002	CAPITAL AL 31-DIC-2003		VARIACION
	US \$	US \$	%	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	16,920,492.00	31,498,962.00	52.686	86.16%
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	9,600,780.00	17,873,651.00	29.896	86.17%
MUNICIPIO DE CUENCA	3,420,786.00	6,368,123.00	10.652	86.16%
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	1,190,507.00	2,216,353.00	3.707	86.17%
CREA	429,668.00	799,906.00	1.338	86.17%
CONS. PROVINC. MORONA SANTIAGO	341,207.00	635,223.00	1.062	86.17%
MUNICIPIO DE SANTA ISABEL	76,816.00	142,963.00	0.239	86.11%
MUNICIPIO DE BIBLIAN	48,859.00	90,961.00	0.152	86.17%
MUNICIPIO DEL SIGSIG	85,171.00	158,547.00	0.265	86.15%
MUNICIPIO DE MORONA	669.00	1,245.00	0.002	86.10%
CAPITAL TOTAL	32,114,955.00	59,785,934.00	100.000	86.16%



I.2 INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

I.2.1 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

A diciembre del 2003, la Junta General de Accionistas está integrada por los titulares de las acciones, tal como se indica a continuación:

INSTITUCIÓN	REPRESENTANTE LEGAL
Fondo de Solidaridad	Capitán Milton Ordóñez
Honorable Consejo Provincial del Azuay	Ing. Marcelo Cabrera P.
Ilustre Municipalidad de Cuenca	Arq. Fernando Cordero C.
Honorable Consejo Provincial del Cañar	Sr. Diego Ormaza
H. Consejo Provincial Morona Santiago	Sr. Jaime Mejía
CREA	Ing. Carlos Fernández de C.
Ilustre Municipalidad de Santa Isabel	Sr. Rodrigo Quezada
Ilustre Municipalidad de Biblián	Dr. Bolívar Montero
Ilustre Municipalidad del Sigsig	Lcdo. Marcelino Granda
Ilustre Municipalidad de Morona	Ing. Pablo Durán

De enero a diciembre de 2003 se logró realizar 4 Juntas Generales de Accionistas, en las que se conocieron 15 temas de gran importancia y trascendencia para el desarrollo de la Empresa, que en resumen son los siguientes:

N°	TEMAS
014-068	Conocimiento de la renuncia presentada por el Gerente General de la Empresa
014-069	Nombramientos de miembros del Directorio
014-070	Designación de Gerente General
014-071	Designación de Vicepresidente de la Empresa.
014-072	Reconsideración de la resolución adoptada por la Junta en sesión realizada el 15-abril y 6-mayo del 2002, referente a la inclusión de provisiones para reparaciones mayores.
015-073	Informe de Comisarios del ejercicio económico del 2002
015-074	Informe de Auditoría Externa a los estados financieros del 2002
015-075	Informe de la Administración por el año 2002
015-076	Aprobación de los estados financieros con corte al 31 de diciembre del 2002
015-077	Destino de utilidades
015-078	Incremento del capital suscrito y reforma al Estatuto Social.
015-079	Conocimiento del Avance del Proyecto Hidroeléctrico Ocaña
016-080	Conocimiento de Oferta para construcción de la Central Hidroeléctrica Ocaña y Resolución
017-081	Aprobación de las Normas de Austeridad y Políticas Presupuestarias
017-082	Designación de Auditores Externos para examen de Estados Financieros año 2003.

1.2.2 DIRECTORIO

El Directorio de la Empresa ha tenido regularidad en sus reuniones, habiendo realizado 21 sesiones en el período enero-diciembre de 2003, habiéndose tomado 100 resoluciones que se indican en el anexo N° 1. A diciembre de 2003, el Directorio está conformado como se indica a continuación:

REPRESENTANTE	N° RESOLUCIÓN	PERIODO Desde:
MUNICIPALIDAD DE CUENCA:		
Arq. Fernando Cordero C. (PRINCIPAL)	008-037	26-nov-01
Arq. Ecuador Alvarez C. (SUPLENTE)	014-069	27-mar-03
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY:		
Dr. Patricio Torres. (PRINCIPAL)	014-069	27-mar-03
Arq. Marcelo Sánchez C. (PRINCIPAL)	014-069	27-mar-03
Arq. Oswaldo Flores (SUPLENTE)	014-069	27-mar-03
Tglo. Paúl Carrasco C. (SUPLENTE)	014-069	27-mar-03
FONDO DE SOLIDARIDAD:		
Ing. Alejandro Palacios (PRINCIPAL)	014-069	27-mar-03
Ing. René Pozo (PRINCIPAL)	014-069	27-mar-03
Ing. Hernando Merchán M. (PRINCIPAL)	014-069	27-mar-03
Ing. Luis Rojas (SUPLENTE)	014-069	27-mar-03
Ing. Jaime Burbano (SUPLENTE)	014-069	27-mar-03
Ing. Fausto Naranjo (SUPLENTE)	014-069	27-mar-03
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR:		
Lcdo. Gonzalo Elizalde (PRINCIPAL)	014-069	27-mar-03
Ab. Florencio Castillo (SUPLENTE)	014-069	27-mar-03
CONSEJO PROVINC. MORONA SANTIAGO:		
Sr. Washington Ricaurte (PRINCIPAL)	014-069	27-mar-03
Ing. Salvador López (SUPLENTE)	014-069	27-mar-03
TRABAJADORES:		
Sr. Washington Arévalo (PRINCIPAL)	012-063	02-dic-02
Sr. Patricio Rendón (SUPLENTE)		

II. SITUACIÓN ECONOMICO-FINANCIERA

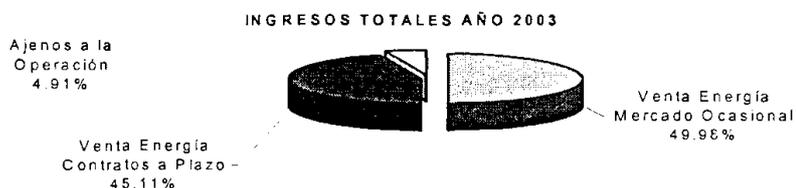
II.1 INGRESOS, GASTOS Y RESULTADO DEL EJERCICIO ECONOMICO ENERO-DICIEMBRE AÑO 2003

II.1.1 INGRESOS

Según el Balance de Resultados del período económico enero-diciembre del 2003, los Ingresos Totales acumulados alcanzan a la cantidad de US \$ 14'292.027,06, considerando ingresos de operación y los ajenos a la operación, es decir se incrementaron en el 28,14% respecto a los del año 2002, conforme se observa en el cuadro N° 1.

Cuadro N° 1. INGRESOS TOTALES

CONCEPTO	AÑO 2002	AÑO 2003		VARIACION
	US \$	US \$	%	US \$
OPERACIÓN	10,834,010.14	13,590,766.97	95.09	24.30%
- Venta Energía Mercado Ocasional	3,321,117.37	7,143,438.55	49.98	115.09%
- Venta Energía Contratos a Plazo	7,612,892.77	6,447,328.42	45.11	-15.31%
AJENOS A LA OPERACIÓN	219,444.88	701,260.09	4.91	219.56%
- Ajenos Operación	155,193.13	156,144.85	1.09	0.61%
- Extraordinarios (Multas, Otros)	64,251.75	545,115.24	3.81	748.41%
TOTALES	11,153,455.02	14,292,027.06	100.00	28.14%



INGRESOS DE OPERACIÓN

Del cuadro N° 1 se observa que los ingresos de operación (US \$ 13'590.766,97) con el 95,09% del total, se incrementaron en el 24,30% respecto al año 2002 y se desglosan en la venta de energía en el mercado ocasional, los mismos que durante el año 2003 sumaron US \$ 7'143.438,55 (49,98%), incrementándose en el 115,09% respecto del año 2002; la venta de energía mediante contratos a plazo con la Centro Sur y ERCO suman US \$ 6'447.328,42 (45,11%), es decir disminuyeron en el 15,31% respecto del año anterior.

Variación de los Ingresos en el Mercado Ocasional

En el párrafo anterior se indicó que los ingresos en el Mercado Ocasional se incrementaron en el 115,09% con relación al año 2002, y se debió básicamente al incremento de la energía total vendida en un 41,69%, especialmente la térmica en el 41,55%; debido a que desde el mes de octubre el monto correspondiente a la potencia de los contratos se factura al mercado ocasional lo que hace que se incremente los ingresos del mismo en el 50,76% y al incremento del precio de venta en el 7,23%, según se concluye en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 2. VARIACION DE INGRESOS EN EL MERCADO OCASIONAL

DESCRIPCION	UNIDAD	ANO 2002	ANO 2003	VARIACION
POTENCIA REMUNERABLE MEDIA	KW	37,140.43	40,706.50	9.60%
ENERGIA VENDIDA	KWh	69,222,850.77	98,081,177.79	41.69%
ENERGIA COMPRADA	KWh	9,584,748.54	13,195,786.57	37.67%
INGRESOS BRUTOS POR POTENCIA	US \$	2,505,705.35	2,784,209.40	11.11%
COBRO DE POTENCIA EN CONTRATOS	US \$	2,435,649.58	1,199,390.72	-50.76%
DESVIO REGUL.PRIMARIA FRECUENCIA	US \$	19.38	1,404.58	7147.57%
INGRESOS NETOS POR POTENCIA	US \$	70,036.39	1,586,223.26	2164.86%
INGRESOS BRUTOS POR ENERGIA	US \$	3,965,117.71	6,414,864.62	61.78%
EGRESOS POR COMPRA DE ENERGIA	US \$	318,894.13	936,423.17	193.65%
COMBUS.GEN.O/F.RENT.CONG.INTERC.	US \$	11,539.82	78,773.85	582.63%
INGRESOS NETOS POR ENERGIA	US \$	3,657,763.40	5,557,215.30	51.93%
PROVISION POR NO COBRO PRICE CAP	US \$	406,682.42		
INGRESOS TOTALES	US \$	3,321,117.37	7,143,438.55	115.09%
PRECIO DE COMPRA ENERGIA	US Ctsv/KWh	3.33	7.10	113.29%
PRECIO PONDERADO VENTA ENERGIA	US Ctsv/KWh	5.28	5.67	7.23%

Respecto del incremento de la energía vendida en el mercado ocasional, en el siguiente cuadro se puede observar que ésta se debe al incremento de la producción hidráulica en el 4,46%, la térmica en el 41,55% y la compra en el 37,67%, variaciones que se analizarán en el numeral III.2.

Cuadro N° 3. DISPONIBILIDAD DE ENERGIA

CENTRAL	ANO 2002	ANO 2003	VARIACION
SAUCAY	108,860,693.03	108,517,765.17	-0.32%
SAY I-II	26,665,521.78	24,346,126.76	-8.70%
SAY III-IV	31,987,523.25	42,116,488.69	31.67%
HIDRAULICA	167,513,738.06	174,980,380.62	4.46%
DESCANSO	39,610,032.94	58,486,984.53	47.66%
MONAY	2,494,007.23	1,111,498.07	-55.43%
TERMICA	42,104,040.17	59,598,482.60	41.55%
TOTAL	209,617,778.23	234,578,863.22	11.91%
COMPRA	9,584,748.54	13,195,786.57	37.67%
TOTAL	219,202,526.77	247,774,649.79	13.03%

Variación de los ingresos por la venta de energía mediante contratos a plazo

Según el cuadro N 4, los ingresos brutos por la venta de energía mediante contratos a plazo para el año 2003 disminuyeron en el 15,31% respecto de los del 2002, como consecuencia de la disminución de los ingresos por potencia en el contrato con la Centro Sur en el 54,11% a partir de octubre, mes desde el cual está en vigencia la facturación individualizada.

Cuadro N° 4. VARIACION DE INGRESOS POR LOS CONTRATOS

DESCRIPCION	UNI	AÑO 2002	AÑO 2003	VARIAC.
ENERGIA CONTRATO CENTRO SUR	KWh	125,099,000.00	125,046,000.00	-0.04%
ENERGIA CONTRATO ERCO	KWh	24,880,676.00	24,647,472.00	-0.94%
ENERGIA TOTAL CONTRATOS	KWh	149,979,676.00	149,693,472.00	-0.19%
INGRESOS POR POTENCIA C.S.	US \$	2,173,724.32	997,500.00	-54.11%
INGRESOS POR ENERGIA C.S.	US \$	4,218,024.61	4,314,087.00	2.28%
INGRESOS TOTALES CONTRATO C.S.	US \$	6,391,748.93	5,311,587.00	-16.90%
INGRESOS BRUTOS CONTRATO ERCO	US \$	1,221,143.84	1,135,741.42	-6.99%
INGRESOS BRUTOS CONTRATOS	US \$	7,612,892.77	6,447,328.42	-15.31%
EGRESOS POR PEAJES Y ADICIONALES	US \$	228,508.67	229,437.78	0.41%
INGRESOS NETOS TOTALES	US \$	7,384,384.10	6,217,890.64	-15.80%
PRECIO DE VENTA CONTRATO C.S.	Ctvs US \$/KWh	5.11	4.25	-16.86%
PRECIO DE VENTA CONTRATO ERCO	Ctvs US \$/KWh	4.91	4.61	-6.11%
PRECIO DE VENTA TOTAL CONTRATOS	Ctvs US \$/KWh	5.08	4.31	-15.15%

INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN

El rubro Ingresos Ajenos a la Operación durante este período alcanza al valor de US \$ 701.260,09, es decir se incrementan en el 219,56% respecto del año 2002, de los cuales US \$ 156.144,85 con el 22,26% corresponden a los ajenos a la operación y US \$ 545.115,24 con el 77.73% a los extraordinarios, dentro de los cuales US \$ 420.897,13 (60,02%) corresponde a la Reversión de la provisión del Price Cap realizado en el ejercicio económico del año 2002, US \$ 111.656,25 (15,92%) a la devolución de la cobertura del cigüeñal de la unidad N° 1 de la central Monay, unidad que no es conveniente que opere según criterio de la Dirección de Producción y US \$ 12.561,86 (1,79%) a varios.

Cuadro N° 5. INGRESOS AJENOS A LA OPERACION

CONCEPTO	AÑO 2002	AÑO 2003		VARIACION
	US \$	US \$	%	US \$
- Ajenos Operación	155,193.13	156,144.85	22.27	0.61%
- Extraordinarios (Multas, Otros)	64,251.75	545,115.24	77.73	748.41%
Reversión Provisión Price Cap02		420,897.13	60.02	
Devolución cobertura cigüeñal		111,656.25	15.92	
Varios		12,561.86	1.79	
TOTALES	219,444.88	701,260.09	100.00	219.56%

II.1.2 GASTOS

Los Gastos se encuentran divididos en: Gastos de Operación que son aquellos necesarios para la operación, mantenimiento, depreciación y supervisión de todo el sistema de generación, así como los de administración y generales; y, Gastos de Operación que no son por Venta de Energía (ajenos a la explotación, comisiones bancarias, no deducibles según el Reglamento de Aplicación de la Ley del Régimen Tributario Interno y pagos de alcuotas al CENACE, CONELEC, Cámara de Comercio, Intendencia de Compañías, etc.).

De acuerdo al Estado de Resultados del período de análisis, la Empresa registró por concepto de Gastos Totales la suma de US \$ 12'096.591,81 según se puede observar en el cuadro N° 2, de los cuales US \$ 9'096.464,97, con el 75,20% corresponden a gastos de operación; US \$

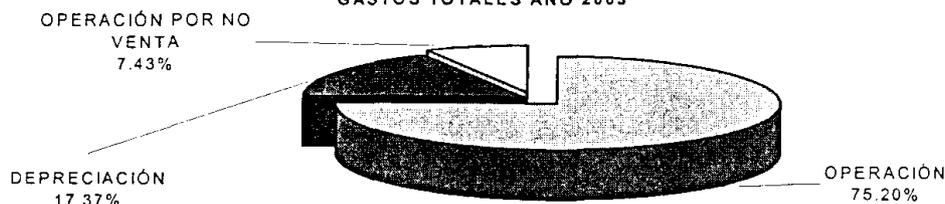
2'101.008,78 con el 17,37%, a depreciación de bienes e instalaciones en servicio. Los Gastos de Operación que no son por venta de energía fueron por un monto de US \$ 899.118,06 (7,43%), de los cuales US \$ 107.731,41 con el 0,89% corresponde a gastos ajenos a la explotación; US \$ 309.066,34 con el 2,55% a comisiones bancarias, US \$ 194.234,94 con el 1,61% a no deducibles y US \$ 288.085,37 con el 2,38% al rubro diversos (alícuotas).

Al comparar los gastos del año 2003 con los del 2002, según se observa el cuadro N° 6, vemos que los gastos totales se incrementaron en el 23,28%, los gastos de operación en el 22,40% y los de operación por no venta en el 35,53%.

Cuadro N° 6. GASTOS TOTALES

CONCEPTO	AÑO 2002		AÑO 2003		VARIACION
	US \$	%	US \$	%	%
OPERACIÓN	9,148,511.21	93.24	11,197,473.75	92.57	22.40%
- Operación	7,145,579.86	72.83	9,096,464.97	75.20	27.30%
- Depreciación	2,002,931.35	20.41	2,101,008.78	17.37	4.90%
OPERACIÓN POR NO VENTA	663,395.03	6.76	899,118.06	7.43	35.53%
- Ajenos Explotación	21,213.30	0.22	107,731.41	0.89	407.85%
- Comisiones Bancarias/Intereses Bancarios	372,644.30	3.80	309,066.34	2.55	-17.06%
- No deducibles (1)	57,011.19	0.58	194,234.94	1.61	0.00%
- Diversos (Alícuotas)	212,526.24	2.17	288,085.37	2.38	35.55%
TOTALES	9,811,906.24	100.00	12,096,591.81	100.00	23.28%

GASTOS TOTALES AÑO 2003



En el cuadro anterior, los gastos no deducibles del año 2002 no considera el exceso en cargo por depreciación de los activos por efecto de la valuación de Levin, los cuales se han incluido en los gastos de depreciación.

A continuación se presentan los gastos por su concepto (cuadro N° 7):

Cuadro N° 7. GASTOS TOTALES POR CONCEPTO PERIODO ENERO-DICIEMBRE

DESCRIPCION	AÑO 2002		AÑO 2003		VARIAC.
	US \$	PARTICIP.	US \$	PARTICIP.	%
Contratos y Otros Servicios	538,960.10	5.49%	310,684.66	2.57%	-42.35%
Depreciación	2,102,283.94	21.43%	2,183,160.10	18.05%	3.85%
Mano de Obra	1,556,721.17	15.87%	2,098,676.16	17.35%	34.81%
Materiales	2,351,657.53	23.97%	3,969,047.36	32.81%	68.78%
Seguros	707,646.50	7.21%	709,172.10	5.86%	0.22%
Servicios relacion.con Personal	1,207,353.10	12.30%	1,193,049.53	9.86%	-1.18%
Varios	1,347,283.90	13.73%	1,632,801.90	13.50%	21.19%
TOTAL	9,811,906.24	100.00%	12,096,591.81	100.00%	23.28%

Como se puede observar en el cuadro N° 7, los rubros de mayor incidencia en los Gastos Totales del año 2003, son: la depreciación con el 18,05%; el rubro Materiales significa el 32,81% del total de gastos como consecuencia de los incrementos indicados anteriormente; la Mano de Obra representa el 17,35%.

Comparando los gastos para los años 2002 y 2003, del cuadro N° 7 se concluye que el rubro Materiales se incrementa en el 68,78% como consecuencia del incremento de la producción térmica bruta en el 41,69% (cuadro N° 23).

A continuación se presenta un análisis de las variaciones de los gastos:

GASTOS TOTALES DE OPERACION

Como ya se indicó anteriormente, los gastos de operación en el año 2003 sumaron US \$ 11'197.473,75, es decir se incrementaron en el 22.40% con relación a los del 2002, variación que se analizará a continuación.

Cuadro N° 8. GASTOS DE OPERACIÓN

DESCRIPCION		AÑO 2002	AÑO 2003	VARIACION	
		US \$	US \$	US \$	%
Hidroeléctrica	Supervisión e Ingeniería	26,686.27	28,663.05	1,976.78	7.41%
	Operación	1,272,166.48	1,302,938.17	30,771.69	2.42%
	Mantenimiento	665,922.37	671,457.59	5,535.22	0.83%
	Depreciación	1,595,783.02	1,618,532.81	22,749.79	1.43%
	Total	3,560,558.14	3,621,591.62	61,033.48	1.71%
Termoeléctrica	Supervisión e Ingeniería	6,724.91	26,805.49	20,080.58	298.60%
	Operación	2,736,307.46	4,377,417.56	1,641,110.10	59.98%
	Mantenimiento	497,409.27	600,197.20	102,787.93	20.66%
	Depreciación	335,130.02	386,729.21	51,599.19	15.40%
	Total	3,575,571.66	5,391,149.46	1,815,577.80	50.78%
Total Generac.	Supervisión e Ingeniería	33,411.18	55,468.54	22,057.36	66.02%
	Operación	4,008,473.94	5,680,355.73	1,671,881.79	41.71%
	Mantenimiento	1,163,331.64	1,271,654.79	108,323.15	9.31%
	Depreciación	1,930,913.04	2,005,262.02	74,348.98	3.85%
	Total	7,136,129.80	9,012,741.08	1,876,611.28	26.30%
Administración General		1,697,639.72	1,854,782.86	157,143.14	9.26%
Instalaciones Generales		72,018.31	95,746.76	23,728.45	32.95%
Total Generación		8,905,787.83	10,963,270.70	2,057,482.87	23.10%
Gastos Contrato con ERCO		242,723.38	234,203.05	-8,520.33	-3.51%
Total		9,148,511.21	11,197,473.75	2,048,962.54	22.40%

A continuación se presentan cuadros de detalle de las variaciones de los gastos indicados en el cuadro N° 8:

Cuadro N° 9. GASTOS DE OPERACIÓN CENTRALES HIDRAULICAS

	2002	2003	VARIACION
Contratos y Otros Serv.	145,775.22	5,720.00	-0.96
Depreciación	1,380.54	587.80	-0.57
Mano de Obra	387,572.42	508,969.80	31.32%
Materiales	15,279.54	20,319.59	32.99%
Seguros	389,437.85	405,648.53	4.16%
Servic.Relac.Personal	272,516.46	259,418.92	-4.81%
Varios	60,204.45	102,273.53	69.88%
Total	1,272,166.48	1,302,938.17	2.42%

Cuadro N° 10. GASTOS DE OPERACIÓN CENTRALES TERMICAS

	MONAY			DESCANSO		
	2002	2003	VARIACION	2002	2003	VARIACION
Contratos y Otros Serv.	1,619.38	1,176.00	-0.27	25,279.40	1,176.00	-95.35%
Mano de Obra	46,437.43	61,524.77	32.49%	181,146.27	234,822.44	29.63%
Materiales	152,938.89	102,532.44	-32.96%	1,774,827.61	3,396,015.74	91.34%
Seguros	85,785.87	89,465.45	4.29%	126,599.47	131,741.65	4.06%
Servic.Relac.Personal	35,466.94	33,141.76	-6.56%	140,227.58	134,047.65	-4.41%
Varios	100,495.05	92,909.35	-7.55%	65,483.57	98,864.31	50.98%
Total	422,743.56	380,749.77	-9.93%	2,313,563.90	3,996,667.79	72.75%

Cuadro N° 11. GASTOS DE MANTENIMIENTO CENTRALES HIDRAULICAS

	2002	2003	VARIACION
Contratos y Otros Serv.	210,493.61	178,039.95	-0.15
Mano de Obra	152,379.95	205,449.38	34.83%
Materiales	139,087.59	144,327.21	3.77%
Seguros	11,272.78	9,655.39	-14.35%
Servic.Relac.Personal	118,236.08	116,443.39	-1.52%
Varios	34,452.36	17,542.27	-49.08%
Total	665,922.37	671,457.59	0.83%

Cuadro N° 12. GASTOS DE MANTENIMIENTO CENTRALES TERMICAS

	MONAY			DESCANSO		
	2002	2003	VARIACION	2002	2003	VARIACION
Contratos y Otros Serv.		459.82		42,450.47	45,957.63	8.26%
Mano de Obra	11,962.11	57,446.54	380.24%	118,847.52	143,970.64	21.14%
Materiales	2,199.91	29,341.83	1233.77%	187,300.01	188,049.13	0.40%
Seguros	787.07	1,475.43	87.46%	9,323.99	7,160.23	-23.21%
Servic.Relac.Personal	11,820.04	19,008.75	60.82%	84,628.29	82,907.74	-2.03%
Varios	2,249.99	4,217.19	87.43%	25,839.87	20,202.27	-21.82%
Total	29,019.12	111,949.56	285.78%	468,390.15	488,247.64	4.24%

Cuadro N° 13. NUMERO DE HORAS DE OPERACIÓN CENTRALES TERMICAS

UNIDAD	MONAY			DESCANSO		
	2002	2003	VARIACION	2002	2003	VARIACION
UNI N° 1	0.00	0.00		2,009.82	5,302.62	163.84%
UNI N° 2	1,142.12	422.25	-63.03%	3,183.85	5,277.62	65.76%
UNI N° 3	1,335.90	251.50	-81.17%	1,612.61	0.00	
UNI N° 4	0.00	103.78		3,121.36	3,899.56	24.93%
UNI N° 5	0.00	0.00				
UNI N° 6	38.75	234.65	505.55%			
Total	2,516.77	1,012.18	-59.78%	9,927.64	14,479.80	45.85%

GASTOS AJENOS A LA OPERACION

Los gastos ajenos a la operación en el año 2003 se incrementaron en el 35,33% con relación al año 2002, especialmente por el incremento en el 246.60% de la depreciación de bienes e instalaciones que no son de servicio, los no deducibles en el 240,70% y de las alícuotas en el 35,55%:

Cuadro N° 14. VARIACION DE LOS GASTOS AJENOS A LA OPERACION

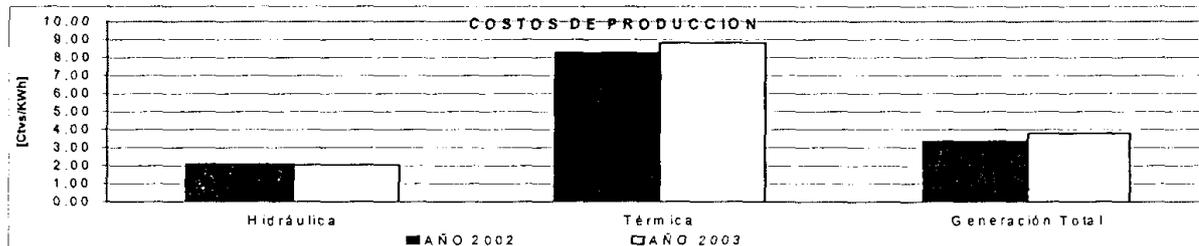
CONCEPTO	AÑO 2002		AÑO 2003		VARIACION	
	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	%
- Ajenos Explotación	21,213.30	107,731.41	86,518.11	407.85%		
Depreciac. Bienes No en Servicio	9,463.38	32,800.44	23,337.06	246.60%		
Varios	11,749.92	20,756.72	9,006.80	76.65%		
- Comisiones Bancarias/Intereses Bancarios	372,644.30	309,066.34	-63,577.96	-17.06%		
- No deducibles (1)	57,011.19	194,234.94	137,223.75	240.70%		
- Diversos (Alícuotas)	212,526.24	288,085.37	75,559.13	35.55%		
TOTALES	663,395.03	899,118.06	235,723.03	35.53%		

(1): En estos gastos no deducibles, no se consideran gastos como exceso en provisión para jubilación patronal, bonificación por desahucio, indemnización por despido intempestivo, exceso en cargo por depreciación de los activos fijos por efecto de valuación y otros, los cuales si se consideran en los no deducibles de la Conciliación Tributaria.

PRECIO MEDIO DE VENTA Y COSTO MEDIO DEL KWH

A partir de los ingresos de operación indicados en el cuadro N° 1, los gastos de operación del cuadro N° 6, la producción de energía bruta propia del cuadro N° 23 y la energía disponible indicada en el cuadro N° 25, se obtienen los precios de venta y costos de producción del KWh indicados en el siguiente cuadro N° 15:

Cuadro N° 15. PRECIO MEDIO DE VENTA Y COSTO MEDIO DE PRODUCCIÓN DEL KWh						
DESCRIPCIÓN		UNIDAD	AÑO 2002	AÑO 2003	VARIACIÓN	
					CANTIDAD	%
ENERGIA	Hidráulica	KWh	168,561,364.00	176,380,785.00	7,819,421.00	4.64%
	Térmica	KWh	43,197,177.00	61,207,965.00	18,010,788.00	41.69%
	Total Generación	KWh	211,758,541.00	237,588,750.00	25,830,209.00	12.20%
	Pérdid. Energía	KWh	2,140,762.77	3,009,886.78	869,124.01	40.60%
	Energía Vendida	KWh	209,617,778.23	234,578,863.22	24,961,084.99	11.91%
GASTOS OPERACIÓN	Generac. Hidro	US \$	3,560,558.14	3,621,591.62	61,033.48	1.71%
	Gener. Térmica	US \$	3,575,571.66	5,391,149.46	1,815,577.80	50.78%
	Generación Total	US \$	7,136,129.80	9,012,741.08	1,876,611.28	26.30%
	Administración	US \$	1,697,639.72	1,854,782.86	157,143.14	9.26%
	Instal. Generales	US \$	72,018.31	95,746.76	23,728.45	32.95%
	Gastos ERCO		242,723.38	234,203.05		
Totales		9,148,511.21	11,197,473.75			
INGRESOS	Ingresos Totales	US \$	10,934,010.14	13,590,766.97	2,656,756.83	24.30%
COSTOS PRODUCCIÓN	Hidráulica	Ctvs/KWh	2.11	2.05	-0.06	-2.80%
	Térmica	Ctvs/KWh	8.28	8.81	0.53	6.41%
	Generación Total	Ctvs/KWh	3.37	3.79	0.42	12.57%
	Administración	Ctvs/KWh	0.80	0.78	-0.02	-2.62%
	Inst. Generales	Ctvs/KWh	0.03	0.04	0.01	18.49%
	Explotación	Ctvs/KWh	4.32	4.71	0.39	9.09%
	Pérd. Energía	Ctvs/KWh	0.04	0.06	0.02	37.06%
	Costo Total	Ctvs/KWh	4.36	4.77	0.41	9.37%
PRECIO VENTA	Ctvs/KWh	5.22	5.79	0.58	11.07%	
UTILIDAD DE OPERACIÓN	Ctvs/KWh	0.85	1.02	0.17	19.78%	
UTILIDAD DE OPERACIÓN	US \$	1,785,498.93	2,393,293.22	607,794.29	34.04%	
INGRESOS AJENOS EXPLOT.	US \$	219,444.88	701,260.09	481,815.21	219.56%	
GASTOS AJENOS EXPLOT.	US \$	663,395.03	899,118.06	235,723.03	35.53%	
UTILIDAD TOTAL	US \$	1,341,548.78	2,195,435.25	853,886.47	63.65%	



Del cuadro anterior se concluye que el ingreso promedio total por KWh, para el año 2003 fue de Ctvs US \$ 5,79 que comparado con el costo total de producción del KWh, incluyendo el costo de pérdidas (Ctvs US \$ 0,06 por KWh) que es de Ctvs US \$ 4,77, da una utilidad de Ctvs US \$ 1,02 por KWh.

Mientras el costo de producción del KWh se incrementa en el 9,37%, el precio de venta del KWh se incrementa en el 11,07%, lo que hace que la utilidad por KWh se incremente en el 19,78%, al comparar los valores del período enero-diciembre del año 2003 frente al año 2002.

II.1.3 RESULTADO DEL EJERCICIO ECONOMICO

Al comparar los ingresos con los gastos del año 2003, si bien da como resultado una utilidad contable de US \$2'195.435,25 para el ejercicio económico (cuadro N° 16), que al comparar con la utilidad total del año 2002, se determina un incremento del 63.65%.

Cuadro N° 16. UTILIDAD EJERCICIO ECONOMICO

DESCRIPCION	AÑO 2002 US \$	AÑO 2003 US \$	VARIACION US \$	VARIACION %
Ingresos de Operación	10,934,010.14	13,590,766.97	2,656,756.83	24.30%
Ingresos Ajenos Operación	219,444.88	701,260.09	481,815.21	219.56%
Ingresos Totales	11,153,455.02	14,292,027.06	3,138,572.04	28.14%
Gastos de Operación	8,504,678.89	11,197,473.75	2,692,794.86	31.66%
Gastos Ajenos Operación	1,307,227.35	899,118.06	-408,109.29	-31.22%
Gastos Totales	9,811,906.24	12,096,591.81	2,284,685.57	23.28%
Resultado Operación	2,429,331.25	2,393,293.22	-36,038.03	-1.48%
Resultado Ajeno Operación	-1,087,782.47	-197,857.97	889,924.50	-81.81%
Resultado Contable Ejercicio (Utilidad)	1,341,548.78	2,195,435.25	853,886.47	63.65%

CONCILIACIÓN TRIBUTARIA:

De acuerdo al reglamento de aplicación de la Ley del Régimen Tributario Interno, Art. 21 Gastos generales Deducibles y Art. 26 Gastos Generales no Deducibles, a continuación de presenta la Conciliación Tributaria:

Cuadro N° 17. CONCILIACION TRIBUTARIA

DESCRIPCION	AÑO 2002 US \$	AÑO 2003 US \$	VARIACION US \$	VARIACION %
Utilidad Contable	1,341,548.78	2,195,435.25	853,886.47	63.65%
Gastos No Deducibles	1,225,291.30	1,321,770.08	96,478.78	7.87%
Base de Cálculo Participación Laboral	2,566,840.08	3,517,205.33	950,365.25	37.02%
15% Participación Laboral	385,026.01	527,580.80	142,554.79	37.02%
Utilidad Gravable - Base Imponible I.R.	2,181,814.07	2,989,624.53	807,810.46	37.02%
25 % Impuesto a la Renta	545,453.52	747,406.13	201,952.62	37.02%
Utilidad Neta a disposición de Socios	411,069.25	920,448.32	509,379.07	123.92%

Debido a los denominados gastos no deducibles se observa que, respecto de la utilidad contable, la participación de los trabajadores y del impuesto a la renta, representa el 69,36% para el año 2002 y 58,07% para el 2003, frente al 36,25%, si todos los gastos fueran deducibles.

DESTINO DE LAS UTILIDADES

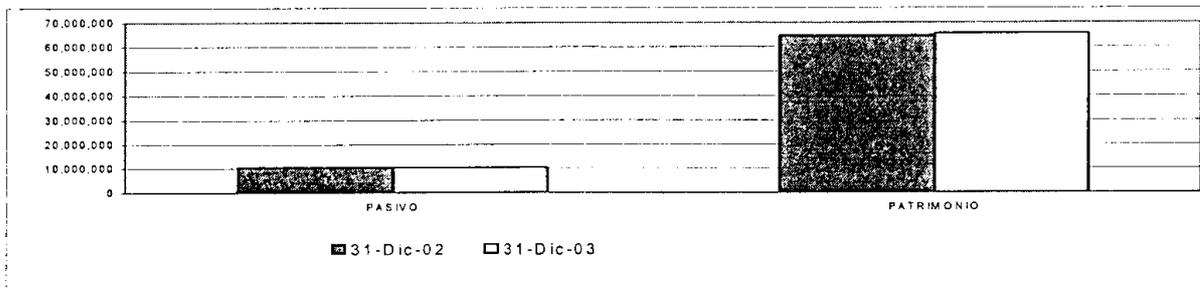
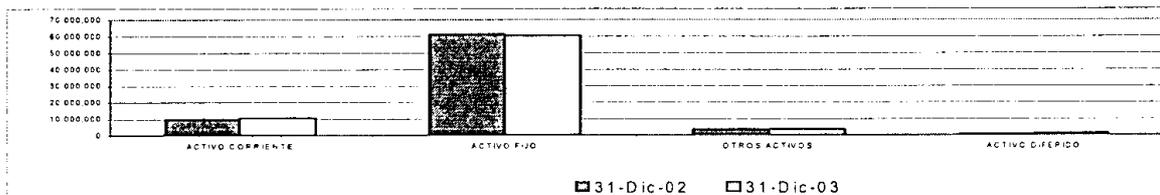
La Administración de la Empresa ha creído conveniente sugerir a los señores Miembros del Directorio y de la Junta General de Accionistas de la Compañía, que la utilidad neta de los Socios, sea invertido en la misma Empresa.

II.2 BALANCE CONDENSADO

A continuación se presenta el Balance condensado a diciembre del año 2003 (cuadro N° 18):

Cuadro N° 18. BALANCE CONDENSADO

BALANCE CONDENSADO	31-Dic-2002 [US \$]	31-Dic-2003 [US \$]	VARIACION	
			[US \$]	%
ACTIVO	75,274,563.51	75,926,887.61	652,324.10	0.87%
ACTIVO CORRIENTE	9,995,672.05	10,699,894.75	704,222.70	7.05%
Disponible	4,303,297.90	2,360,764.63	-1,942,533.27	-45.14%
Exigible	5,478,409.23	8,092,038.15	2,613,628.92	47.71%
Inventarios	213,964.92	247,091.97	33,127.05	15.48%
ACTIVO FIJO	61,374,418.09	60,532,464.47	-841,953.62	-1.37%
Depreciable	111,784,871.71	112,289,068.18	504,196.47	0.45%
No depreciable	4,519,386.86	5,351,533.78	832,146.92	18.41%
Depreciación Acumulada	54,929,840.48	57,108,137.49	2,178,297.01	3.97%
OTROS ACTIVOS	3,536,420.14	3,535,673.52	-746.62	-0.02%
Estudios y obras	64,226.06	64,786.06	560.00	0.87%
Otros Activos - Inventarios	3,472,194.08	3,470,887.46	-1,306.62	-0.04%
ACTIVO DIFERIDO	368,053.23	1,158,854.87	790,801.64	214.86%
Pagos anticipados	78,696.77	602,938.09	524,241.32	666.15%
Cuentas por liquidar	70,938.32	292,713.65	221,775.33	312.63%
Intangibles	6,696.51		-6,696.51	-100.00%
Otros débitos diferidos	211,721.63	263,203.13	51,481.50	24.32%
PASIVO	10,533,115.03	10,284,289.83	-248,825.20	-2.36%
Pasivo a corto plazo	4,789,719.97	5,070,697.24	280,977.27	5.87%
Pasivo a largo plazo	5,239,298.04	5,213,592.59	-25,705.45	-0.49%
Pasivo diferido	83,199.89		-83,199.89	-100.00%
Ingresos Diferidos	420,897.13		-420,897.13	0.00%
PATRIMONIO	64,741,448.48	65,642,597.78	901,149.30	1.39%
Capital social	32,114,955.00	59,785,934.00	27,670,979.00	86.16%
Aportaciones	433,410.11	5.15	-433,404.96	-100.00%
Reservas	28,677,638.50	4,936,210.31	-23,741,428.19	-82.79%
Resultados	3,515,444.87	920,448.32	-2,594,996.55	
PASIVO + PATRIMONIO	75,274,563.51	75,926,887.61	652,324.10	0.87%
RESULTADO DEL EJERCICIO ECONOMICO				
Ingresos de Operación	10,934,010.14	13,590,766.97	2,656,756.83	24.30%
Ingresos Ajenos Operación	219,444.88	701,260.09	481,815.21	219.56%
Ingresos Totales	11,153,455.02	14,292,027.06	3,138,572.04	28.14%
Gastos de Operación	8,504,678.89	11,197,473.75	2,692,794.86	31.66%
Gastos Ajenos Operación	1,307,227.35	899,118.06	-408,109.29	-31.22%
Gastos Totales	9,811,906.24	12,096,591.81	2,284,685.57	23.28%
Resultado Operación	2,429,331.25	2,393,293.22	-36,038.03	-1.48%
Resultado Ajeno Operación	-1,087,782.47	-197,857.97	889,924.50	-81.81%
Resultado Contable Ejercicio (U	1,341,548.78	2,195,435.25	853,886.47	63.65%



Analizando el balance de situación con corte al 31 de diciembre del 2003 y comparando con el balance al 31 de diciembre del año 2002, se establecen las siguientes variaciones en la posición financiera de la Empresa:

Activo Total: Como se puede observar el Activo total se incrementa en el 0,87%.

Activo Corriente: De igual manera el Activo Corriente se incrementa en el 7,05%, consecuencia del incremento de los inventarios en el 15,48%.

Activo Fijo: Estos activos disminuyen en el 1,37%, consecuencia del incremento de la depreciación acumulada en el 3,97%.

Otros Activos: Los otros activos disminuyen en el 0,02%.

Activo Diferido: Este Activo experimenta un incremento del 214,86%, especialmente por el incremento de los pagos anticipados en el 666,15% y de Cuentas por liquidar en el 312,63%.

Variación del Pasivo: El pasivo experimenta una disminución del 2,36%, debido a que el pasivo a largo plazo disminuye en el 0,49%, aunque las deudas a corto plazo se incrementan en el 5,87%.

Variación del Patrimonio: Al 31 de diciembre/03 el Patrimonio de la Empresa se incrementó en el 1,39%, respecto a diciembre del año 2002.

ANALISIS DE INDICADORES FINANCIEROS:

A continuación se describe los principales índices de liquidez, solvencia, endeudamiento y rentabilidad (Cuadro N° 19):

Cuadro N° 19. INDICADORES DE ELECAUSTRO S.A.

DESCRIPCION	Dic-02	Dic-03	Variac.
Patrimonio/Activo	0.860	0.865	0.52%
Activo Fijo/ Activo	0.815	0.797	-2.22%
RAZONES DE ENDEUDAMIENTO			
Patrimonio/Pasivo	6.146	6.383	3.85%
Pasivo/Activo	0.140	0.135	-3.20%
Pasivo/Activo Fijo	0.172	0.170	-1.00%
Pasivo Corriente/Pasivo	0.455	0.493	8.43%
Pasivo largo plazo/Activo	0.070	0.069	-1.35%
Pasivo largo plazo/Activo Fijo	0.085	0.086	0.89%
RAZONES DE LIQUIDEZ			
Activo Corriente/Pasivo Corriente	2.087	2.110	1.11%
(Activo Corri. - Invent.)/Pas. Corri.	2.042	2.061	0.94%
RAZONES DE RENTABILIDAD			
UOAI/ventas	0.123	0.162	31.66%
UODI/ventas	0.078	0.103	31.66%
UOAI/gastos	0.137	0.181	32.74%
UODI/gastos	0.087	0.116	32.74%
UOAI/activo	0.018	0.029	62.24%
UODI/activo	0.011	0.018	62.24%
UOAI/Activos Netos de Operación	0.022	0.036	65.93%
UODI/Activos Netos de Operación	0.014	0.023	65.93%
UOAI/patrimonio	0.021	0.033	0.77%
UODI/patrimonio	0.013	0.021	0.49%

UOAI = Utilidad Operativa Antes de Impuestos

UODI = Utilidad Operativa Después de Impuestos

II.3 ANÁLISIS DE LA DEUDA INTERNA Y EXTERNA DE LA EMPRESA

Al 31 de diciembre de 2003 la Empresa mantiene como pasivo, únicamente la deuda con el Ministerio de Economía y Finanzas, dentro de lo que se considera como deuda externa.

La Deuda Externa considera el pago de las siguientes obligaciones en divisas que mantiene la Empresa con el Ministerio de Economía y Finanzas: Préstamo Reino Unido a través del convenio de compensación de deuda suscrito con el Ministerio y el préstamo SUMITOMO a través del convenio de novación y pago con el Club de Paris, la situación actual es la siguiente:

**Cuadro N° 20. EVOLUCION DE LA DEUDA EXTERNA DE LA COMPAÑIA
PASIVO CORTO PLAZO**

CUENTA	DESCRIPCION	Año 2002	Año 2003	VARIAC.
2.0.0.1.02.003	SUMITOMO CUOTA V TRAMO	272,481.06	272,481.06	0.00%
2.0.0.1.02.004	SUMITOMO CUOTA VI TRAMO	286,867.96	286,867.96	0.00%
2.0.0.1.02.005	CONVENIO N° 99		77,625.76	
2.0.0.1.03.003	CUOTAS VENCIDAS SUMITOMO CUOTA V TRAMO	544,962.12	817,443.18	50.00%
2.0.0.1.03.004	CUOTAS VENCIDAS SUMITOMO CUOTA V TRAMO		286,867.96	
2.0.0.5.03.003	INTERESES VENCIDOS SUMITOMO CUOTA V TRAMO	143,728.23	222,321.70	54.68%
2.0.0.5.03.004	INTERESES VENCIDOS SUMITOMO CUOTA VI TRAMO	227,545.26	376,905.24	65.64%
2.0.0.5.03.005	INTERESES VENCIDOS REFIN CONV.99	80,277.99	160,555.95	100.00%
TOTAL		1,555,862.62	2,501,068.81	60.75%

PASIVO LARGO PLAZO

CUENTA	DESCRIPCION	Año 2002	Año 2003	VARIAC.
2.0.1.2.01.005	SUMITOMO CUOTA V TRAMO	953,683.76	681,202.70	-28.57%
2.0.1.2.01.006	SUMITOMO CUOTA VI TRAMO	1,721,207.86	1,434,339.90	-16.67%
2.0.1.2.01.009	REFIN.CONV.99	1,319,637.84	1,242,012.08	-5.88%
TOTAL		3,994,529.46	3,357,554.68	-15.95%

Durante el año 2003 la Empresa no ha realizado ningún pago al Ministerio; en relación al Convenio de pago No. 99, de acuerdo a la tabla de amortización la Empresa a la fecha se encuentra en mora intereses vencidos por US.D. 160.555,92 en el tramo Club de Paris V, se encuentran vencidas seis cuotas por US. D. 817.443,18 e intereses vencidos por US. D. 222.321,70, en el tramo Club de Paris VI se encuentran vencidos intereses por 376.905,24 por estar dentro del paquete de la deuda externa del estado, se tienen presentadas comunicaciones al Ministerio de Economía y Finanzas para una compensación de pagos con la cartera por recuperar al 30 de septiembre de 2003, contablemente se encuentran realizando las amortizaciones de los intereses los mismos que se encuentran debidamente provisionados.

II.4 RECAUDACIÓN

Como es de conocimiento de los Señores Miembros del Directorio y de la Junta General de Accionistas de la Compañía, la recaudación de los valores facturados por las transacciones en el Mercado Ocasional se ha convertido en un problema sumamente difícil de resolver, debido a que las Empresas de Distribución no cancelan totalmente aduciendo una deficiencia tarifaria. El efecto de estos pagos parciales se nota en los incrementos anuales de las cuentas por cobrar de ELECAUSTRO, a diferencia de lo que acontece con los contratos a plazo, en donde se recauda todo lo facturado.

Considerando que el proceso de recaudación se inicia al siguiente mes de la facturación y, con el objeto de tener una medición de la recaudación, se ha decidido establecer un indicador denominado "Eficiencia de Recaudación ER" que se obtiene de dividir el monto de dinero recaudado durante un período con el monto de dinero facturado en un período igual al de recaudación pero retrasado un mes, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ER \% = \frac{\sum_{i=1}^n R_i}{\sum_{i=1}^n F_{i-1}} \times 100$$

En donde:

- n = número de meses del período de análisis
- R_i = Recaudación del mes i
- F_{i-1} = Facturación del mes i-1
- F₀ = Facturación del último mes del período previo

Sobre esta base, en el Cuadro 21 se muestra la información de facturación desde diciembre de 2002 hasta noviembre de 2003, así como los valores recaudados desde enero hasta diciembre de 2003, tanto por los contratos con la Centro Sur y ERCO, como por las transacciones en el Mercado Ocasional (Spot). En vista que, desde el mes de octubre de 2003, de acuerdo con el Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Funcionamiento del MEM, está en vigencia el proceso de facturación singularizada, mediante el cuál, las empresas acreedoras (generadoras normalmente) deben facturar a cada agente deudor de acuerdo con la liquidación publicada por el CENACE, se ha creído conveniente obtener el indicador de eficiencia recaudadora para los dos períodos: enero – octubre y noviembre – diciembre, los mismos que se indican en el mencionado cuadro.

Cuadro N° 21. FACTURACION Y RECAUDACION

	CENTRO SUR [US \$]		SPOT [US \$]		ERCO [US \$]	
	Facturación	Recaudac.	Facturación	Recaudac.	Facturac.	Recaudac.
Dic-02	635,680.59	564,320.23	591,838.18	113,334.75	70,023.40	103,149.62
Ene-03	506,445.00	635,680.59	971,291.25	547,799.54	85,746.47	70,023.40
Feb-03	499,572.00	506,445.00	955,292.59	282,769.26	102,699.87	85,746.47
Mar-03	462,838.50	499,572.00	514,371.55	254,774.73	102,898.16	102,699.87
Abr-03	431,950.50	462,838.50	346,395.39	327,574.34	107,775.63	102,898.16
May-03	477,811.50	431,950.50	264,748.37	744,833.63	109,132.76	107,775.63
Jun-03	410,965.50	477,811.50	544,226.90	327,935.26	111,991.40	109,132.76
Jul-03	445,902.00	410,965.50	327,728.98	150,152.97	115,738.98	111,991.40
Ago-03	426,565.50	445,902.00	661,271.37	551,006.82	113,610.51	115,738.98
Sep-03	486,438.00	426,565.50	683,545.08	162,847.43	110,503.39	113,610.51
Oct-03	373,911.00	486,438.00	726,942.10	608,346.76	73,701.40	110,503.39
Nov-03	347,001.00	373,911.00	613,848.27	83,073.30	66,009.13	73,701.40
Dic-03		351,222.87		246,874.04		
ENE-OCT	4,784,169.09	4,784,169.09	5,860,709.66	3,958,040.74	1,030,120.57	1,030,120.57
	ER % =	100.00%	ER % =	67.54%	ER % =	100.00%
NOV-DIC	720,912.00	725,133.87	1,340,790.36	329,947.34	139,710.53	73,701.40
	ER % =	100.59%	ER % =	24.61%	ER % =	52.75%
TOTAL	5,505,081.09	5,509,302.96	7,201,500.02	4,287,988.08	1,169,831.10	1,103,821.97
	ER % =	100.08%	ER % =	59.54%	ER % =	94.36%

NOTA: Facturación de Noviembre y diciembre incluye facturas anuladas de NIRSA

Como se observa en ese cuadro, el indicador ER es igual o superior al 100 % para el caso del contrato con la Centro Sur, durante todos los periodos de análisis, mientras que para el caso de ERCO, de enero a octubre la recaudación fue del 100 %, cayendo al 52,75 % en el segundo período y dando un promedio anual del 94,36 % de recaudación. Este cambio de la tendencia se atribuye a la necesidad de adaptarse al nuevo proceso ya que ERCO, en lugar de recibir una sola factura, a partir de la facturación de octubre comenzó a recibir varias facturas de diferentes empresas generadoras. Sin embargo, actualmente, ERCO cumple normalmente, como el caso de la Centro Sur.

Cuando se analiza, en cambio, la información correspondiente al mercado spot, se observa que la eficiencia de recaudación en el período previo a la facturación singularizada fue del 67,54 %; es decir, el 32,46 % de la facturación no era cancelada y pasaba a incrementar las cuentas por cobrar. Sin embargo, una vez implementado el nuevo proceso de facturación, la eficiencia cae dramáticamente a un porcentaje del 24,61 %; el promedio anual se establece en el 59,54 %.

También es importante observar que, los valores promedios de facturación por los contratos disminuye una vez puesta en vigencia la facturación individualizada, debido a que, de acuerdo con el Instructivo de Liquidación definido por el CENACE y aprobado por el CONELEC, no se incluyen los cargos por potencia en los contratos aplazo, sino que se liquidan como transacciones del Mercado Ocasional, lo que produce, adicionalmente, una causa más de dificultad para la recaudación.

Al sumar las cuentas por cobrar a diciembre del año 2002, más la facturación de enero-diciembre del 2003 y restando la recaudación del período enero-diciembre/03, tenemos que las cuentas por cobrar por la energía vendida mediante contratos y en el mercado ocasional al 31 de diciembre/03 es de US \$ 7'729.535,98, valor al cual se debe descontar el monto de US \$ 652,31 que corresponde a la facturas de NIRSA correspondientes a los meses de noviembre y diciembre/03, con lo cual el saldo por cobrar al 31 de diciembre/03 es US \$ 7'728.883,67, según el cuadro N° 22:

Cuadro N° 22. CUENTAS POR COBRAR A DICIEMBRE/03

DESCRIPCION	US \$
Cuentas por cobrar a 31/Dic/02	5,039,882.02
Facturación Año 2003	13,590,766.97
Recaudación Ene-Dic/03	10,901,113.01
Saldo de cuentas por cobrar a Dic/03	7,729,535.98
Facturas Anuladas de NIRSA nov-dic03	652.31
Saldo de cuentas por cobrar a Dic/03 según Balance	7,728,883.67
Variación	53.35%

III. EL NEGOCIO ELÉCTRICO Y EL MERCADO

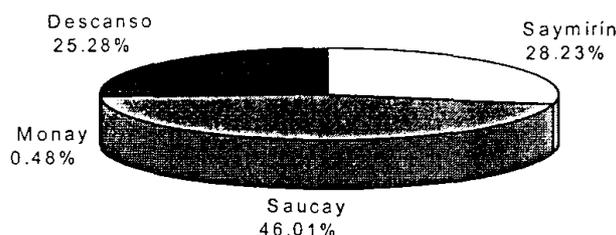
En este capítulo se presenta un resumen del funcionamiento técnico-comercial de las centrales de Elecaastro, basado en sus indicadores más relevantes.

III.1 Producción Bruta Total

La producción bruta total de energía de las centrales de la Empresa Electro Generadora del Austro S.A., medida en barras de las centrales, durante el periodo enero-diciembre del año 2003 alcanzó la cifra de 237'588.750 KWh, que significa un incremento del **12,20%** respecto al año anterior (211'758.541 KWh), según se puede observar a continuación (Cuadro N° 23):

Cuadro N° 23. ENERGIA BRUTA PERIODO ENERO-DICIEMBRE AÑO 2003 [KWH]

Mes	Hidráulico			Térmico			TOTAL
	Saymirín	Saucay	Hidráulico	Monay	Descanso	Térmico	
Enero	5,169,787	9,267,280	14,437,067	303,700	8,133,632	8,437,332	22,874,399
Febrero	5,285,369	9,473,029	14,758,398	175,100	7,222,816	7,397,916	22,156,314
Marzo	4,273,313	6,114,435	10,387,748	23,700	7,652,413	7,676,113	18,063,861
Abril	5,395,129	7,222,790	12,617,919	50,500	4,023,444	4,073,944	16,691,863
Mayo	5,881,902	11,452,366	17,334,268	6,900	743,882	750,782	18,085,050
Junio	7,218,455	9,891,469	17,109,924	0	2,752,805	2,752,805	19,862,729
Julio	6,263,924	9,736,536	16,000,460	850	1,915,905	1,916,755	17,917,215
Agosto	5,375,256	8,774,833	14,150,089	24,200	6,010,181	6,034,381	20,184,470
Septiembre	5,301,904	9,126,219	14,428,123	0	7,343,343	7,343,343	21,771,466
Octubre	5,332,493	9,118,430	14,450,923	560,000	4,989,791	5,549,791	20,000,714
Noviembre	4,817,394	8,712,051	13,529,445	0	5,283,459	5,283,459	18,812,904
Diciembre	6,755,274	10,421,147	17,176,421	0	3,991,344	3,991,344	21,167,765
Año 2003 KWh	67,070,200	109,310,585	176,380,785	1,144,950	60,063,015	61,207,965	237,588,750
Año 2003 %	28.23	46.01	74.24	0.48	25.28	25.76	100.00
Año 2002 KWh	59,074,284	109,487,080	168,561,364	2,594,500	40,602,677	43,197,177	211,758,541
Variac.02-03	13.54	-0.16	4.64	-55.87	47.93	41.69	12.20



De la producción bruta total de energía, 176'380.785 KWh, con el 74,24%, fue el aporte de las centrales hidráulicas y 61'207.965 KWh, con el 25,76%, generaron las centrales térmicas.

Al comparar la producción de energía de las centrales hidráulicas para los años 2002 y 2003 resulta que hay una disminución 0,16% en la producción de Saucay y un incremento del 13,54% en la de Saymirín y de 4,64% en la producción total. Con el propósito de analizar las variaciones, en el cuadro N° 24 se presenta información respecto a los volúmenes de agua de los dos años:

Cuadro N° 24. VOLUMENES EN LAS REPRESAS

DESCRIPCION	UNIDADES	AÑO 2002		
		CHANLUD	LABRADO	TOTAL
VOLUMEN 01/Ene	m ³	6,434,940	1,871,649	8,306,589
VOLUMEN INGRESADO	m ³	91,212,414	57,153,518	148,365,932
VOLUMEN DESPACHADO	m ³	86,381,311	55,449,957	141,831,268
VOLUMEN VERTIDO	m ³	0	0	0
VOLUMEN 31/Dic	m ³	11,266,043	3,575,210	14,841,253
ENERGIA ALMACENADA 31/Dic	KWh	12,392,647	3,932,731	16,325,378

DESCRIPCION	UNIDADES	AÑO 2003		
		CHANLUD	LABRADO	TOTAL
VOLUMEN 01/Ene	m ³	11,266,043	3,575,212	14,841,255
VOLUMEN INGRESADO	m ³	84,869,621	65,067,648	149,937,269
VOLUMEN DESPACHADO	m ³	93,191,534	38,961,317	132,152,851
VOLUMEN VERTIDO	m ³	198,347	24,269,794	24,468,141
VOLUMEN 31/Dic	m ³	2,745,783	5,411,749	8,157,532
ENERGIA ALMACENADA 31/Dic	KWh	3,020,361	5,952,924	8,973,285

DESCRIPCION	VARIACION		
	CHANLUD	LABRADO	TOTAL
VOLUMEN 01/Ene	75.08%	91.02%	78.67%
VOLUMEN INGRESADO	-6.95%	13.85%	1.06%
VOLUMEN DESPACHADO	7.88%	-29.74%	-6.82%
VOLUMEN VERTIDO			
VOLUMEN 31/Dic	-75.63%	51.37%	-45.03%
ENERGIA ALMACENADA 31/Dic	-75.63%	51.37%	-45.03%

Según el cuadro anterior, si bien hay una disminución del 6,82 en el agua despachada desde las represas, la producción energética en Saucay disminuyó tan solo en el 0,16%, debido posiblemente al incremento del caudal de los aportes laterales, hecho que no se puede confirmar por cuanto al momento no se dispone de la información. Con relación al incremento de la producción en la central Saymirin se puede deber a dos hechos: El incremento de los caudales de los aportes laterales y a la entrada en operación a partir del mes de octubre/03 del baypass para el desvío de río Machángara con el propósito de evitar los efectos de los deslaves en la quebrada del Soroche.

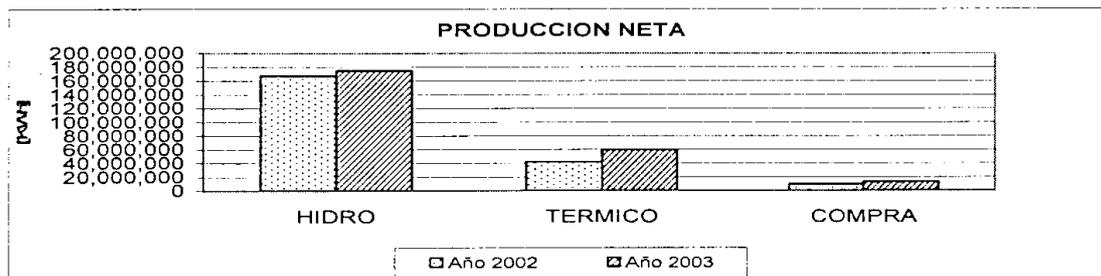
En relación con la variación de la producción térmica, al disminuir el número de horas de indisponibilidad de la central El Descanso y debido al incremento de requerimientos nacionales de producción térmica como consecuencia de la disminución de la producción hidroeléctrica causada posiblemente por la disminución de las lluvias, durante el período se incrementó en el **41,69%** según el cuadro N° 23, aunque hay una disminución del 55,87% en la central Monay por no ser despachada.

III.2 ENERGIA NETA DISPONIBLE [KWh]:

Durante el año 2003, ELECAUSTRO dispuso de una energía neta de 247'774.649,79 KWh para vender en el Mercado Ocasional y mediante contratos a Plazo con la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y con la Compañía Ecuatoriana del Caucho (ERCO), de los cuales 234'578.863,22 KWh con el 94,67% fue producción propia y 13'195.786,57 KWh con el 5,33% se compró en el mercado ocasional. De la producción propia, 174'980.380,62 KWh

corresponde a las centrales hidráulicas y 59'598.482,60 KWh a las térmicas, según se indica en el cuadro N° 25:

MES	Cuadro N° 25. ENERGIA NETA DISPONIBLE [KWh]				
	PROPIA			COMPRA M.O.	TOTAL
	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL		
Ene-03	14,354,500.42	8,252,478.04	22,606,978.46	351,367.33	22,958,345.79
Feb-03	14,662,836.38	7,238,830.47	21,901,666.85	886,339.89	22,788,006.74
Mar-03	10,314,781.34	7,538,200.96	17,852,982.30	3,980,450.00	21,833,432.31
Abr-03	12,533,449.13	3,990,694.83	16,524,143.96	2,425,381.84	18,949,525.80
May-03	17,241,238.84	721,993.29	17,963,232.13	531,551.18	18,494,783.31
Jun-03	16,978,453.97	2,668,534.00	19,646,987.97	224,728.86	19,871,716.83
Jul-03	15,862,084.14	1,857,482.60	17,719,566.74	477,985.08	18,197,551.82
Ago-03	14,017,915.81	5,854,402.34	19,872,318.15	520,384.80	20,392,702.95
Sep-03	14,323,094.17	7,119,631.25	21,442,725.42	889,019.81	22,331,745.22
Oct-03	14,307,415.57	5,382,731.82	19,690,147.39	970,401.39	20,660,548.78
Nov-03	13,394,990.73	5,114,617.00	18,509,607.73	1,142,611.39	19,652,219.12
Dic-03	16,989,620.12	3,858,886.00	20,848,506.12	795,565.01	21,644,071.13
Año03 KWh	174,980,380.62	59,598,482.60	234,578,863.22	13,195,786.57	247,774,649.79
Año03 %	70.62%	24.05%	94.67%	5.33%	100.00%
Año02 KWh	167,513,738.06	42,104,040.17	209,617,778.23	9,584,748.54	219,202,526.77
Variac. %	4.46%	41.55%	11.91%	37.67%	13.03%



Observando el cuadro anterior, hay un aspecto que vale la pena resaltar y es el incremento en el 37,67% respecto del mismo período del año 2002, de la compra de energía en el mercado ocasional para satisfacer la demanda de los contratos, debido a que actualmente en ciertas horas, la curva de carga de los contratos es superior al 90% de la producción neta de las centrales hidráulicas, que es lo máximo permitido vender mediante contratos, lo que significa que en el futuro se debe procurar que la curva de carga sea lo más plana posible, es decir disminuir la venta de energía en las horas de punta y vender más en las horas de demanda baja y media. Al comprar más energía en el mercado ocasional para satisfacer los contratos, se dispuso de más energía para vender en el mercado ocasional, hecho que justifica en parte el incremento del 21,32% de la energía vendida en este mercado.

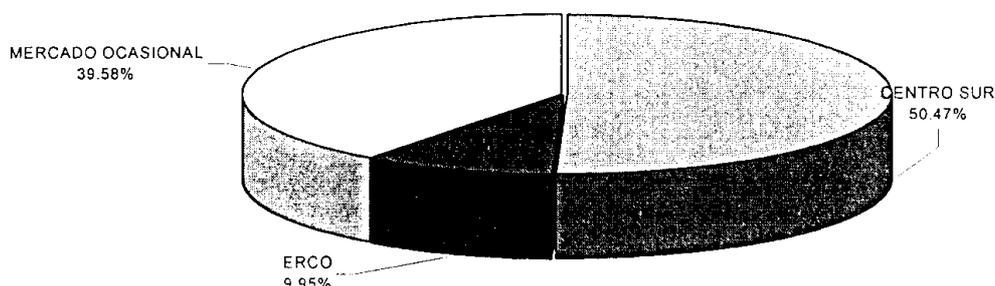
Observando el cuadro N° 25 se concluye, que la producción hidráulica del año 2003 se incrementa en el 4,46% frente al año 2002 y la producción térmica en el 41,55% por las razones indicadas anteriormente.

III.3 ENERGIA NETA VENDIDA [KWh]:

Considerando las transacciones de energía tanto en el Mercado Ocasional como mediante contratos con la Centro Sur y ERCO, en el año 2003 Elecaastro vendió 247'774.649,79 KWh netos, 125'046.000 KWh con el 50,47% a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur,

24'647.472 KWh con el 9,95% a ERCO y 98'081.177,79 KWh con el 39,58% en el Mercado Ocasional, según se indica en el cuadro N° 26.

MES	Cuadro N° 26. ENERGIA NETA VENDIDA [KWh]				
	CONTRATOS			MERCADO OCASIONAL	TOTAL
	C.S.	ERCO	TOTAL		
Ene-03	11,058,000.00	1,705,234.00	12,763,234.00	10,195,111.79	22,958,345.79
Feb-03	10,872,000.00	2,051,356.00	12,923,356.00	9,864,650.74	22,788,006.74
Mar-03	10,369,000.00	2,056,017.00	12,425,017.00	9,408,415.31	21,833,432.31
Abr-03	9,401,000.00	2,153,556.00	11,554,556.00	7,394,969.80	18,949,525.80
May-03	10,651,000.00	2,179,908.00	12,830,908.00	5,663,875.31	18,494,783.31
Jun-03	8,991,000.00	2,235,373.00	11,226,373.00	8,645,343.83	19,871,716.83
Jul-03	9,812,000.00	2,310,578.00	12,122,578.00	6,074,973.82	18,197,551.82
Ago-03	9,463,000.00	2,257,938.00	11,720,938.00	8,671,764.95	20,392,702.95
Sep-03	10,716,000.00	2,205,514.00	12,921,514.00	9,410,231.22	22,331,745.22
Oct-03	10,838,000.00	2,169,602.00	13,007,602.00	7,652,946.78	20,660,548.78
Nov-03	10,058,000.00	2,049,055.00	12,107,055.00	7,545,164.12	19,652,219.12
Dic-03	12,817,000.00	1,273,341.00	14,090,341.00	7,553,730.13	21,644,071.13
Año03 KWh	125,046,000.00	24,647,472.00	149,693,472.00	98,081,177.79	247,774,649.79
Año03 %	50.47%	9.95%	60.42%	39.58%	100.00%
Año02 KWh	125,099,000.00	24,880,676.00	149,979,676.00	69,222,850.77	219,202,526.77
Variac. %	-0.04%	-0.94%	-0.19%	41.69%	13.03%



En el mismo cuadro anterior se puede observar que la venta de energía a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur disminuye en el 0,04%, la venta a ERCO disminuye en el 0,94% y la venta en Mercado Ocasional se incrementa en el 41,69%.

De acuerdo a la regulación vigente y según el cuadro anterior, la Empresa dispuso de 157'482.342,50 KWh netos (90% de la disponibilidad neta hidráulica) para vender en contratos, cuando en la realidad se vendieron 149'693.472 KWh es decir el 95.05%.

III.4 POTENCIA REMUNERABLE [KW]:

Según se indica en el cuadro N° 27, la potencia remunerable total real con la que aportaron las centrales en el año 2003, en promedio fue de 40.706 KW, de la cual 29.239 KW con el 71,83% fue el aporte hidráulico y 11.467 KW con el 28,17% térmico. De la potencia remunerable térmica, 8.526 KW con el 20,95% fue de las unidades de la central El Descanso y 2.941 KW con el 7,23% de la central Monay:

Cuadro N° 27. POTENCIA REMUNERABLE [KW]											
MES	REAL					ASIGNADA			VARIACION		
	HIDRO	TERMICA			TOTAL	HIDRO	TERMICA	TOTAL	HIDRO	TERMICA	TOTAL
		DESC.	MONAY	TOTAL							
Ene-03	30,462	8,589	3,236	11,825	42,287	30,462	11,941	42,403	0.00%	-0.97%	-0.27%
Feb-03	30,462	8,589	2,956	11,545	42,007	30,462	11,941	42,403	0.00%	-3.32%	-0.93%
Mar-03	30,462	8,589	3,254	11,843	42,305	30,462	11,941	42,403	0.00%	-0.82%	-0.23%
Abr-03	30,462	8,589	3,254	11,843	42,305	30,462	11,941	42,403	0.00%	-0.82%	-0.23%
May-03	30,462	8,589	3,254	11,843	42,305	30,462	11,941	42,403	0.00%	-0.82%	-0.23%
Jun-03	30,462	8,589	2,377	10,966	41,428	30,462	11,941	42,403	0.00%	-8.17%	-2.30%
Jul-03	30,462	9,438	2,377	11,815	42,277	30,462	12,790	43,252	0.00%	-7.62%	-2.25%
Ago-03	30,462	9,438	3,254	12,692	43,154	30,462	12,790	43,252	0.00%	-0.77%	-0.23%
Sep-03	30,462	9,438	3,254	12,692	43,154	30,462	12,790	43,252	0.00%	-0.77%	-0.23%
Oct-03	25,570	6,538	2,673	9,210	34,780	25,570	15,768	41,338	0.00%	-41.59%	-15.86%
Nov-03	25,570	6,399	2,724	9,123	34,693	25,570	15,768	41,338	0.00%	-42.14%	-16.08%
Dic-03	25,570	9,528	2,685	12,213	37,783	25,570	15,768	41,338	0.00%	-22.54%	-8.60%
Año03 KW	29,239	8,526	2,941	11,467	40,706	29,239	13,110	42,349	0.00%	-12.53%	-3.88%
Año03 %	71.83%	20.95%	7.23%	28.17%	100.00%	69.04%	30.96%	100.00%			
Año02 KW	29,105	6,471	1,565	8,036	37,140	28,652	17,656	46,308	1.58%	-54.49%	-19.80%
Variac.	0.46%	31.77%	87.91%	42.70%	9.60%	2.05%	-25.75%	-8.55%			

La potencia remunerable hidráulica real media durante el año 2003 se incrementó en el 0,46% frente al año 2002 y la térmica en el 42,70%. La potencia remunerable de la central El Descanso se incrementó en el 31,77% y la de Monay en el 87,91%, una vez que se realizaron los mantenimientos.

III.5 Autoconsumo

El autoconsumo de energía de los sistemas auxiliares de las centrales de ELECAUSTRO S.A., durante el año 2003 alcanzó la cifra de 1'457.571 KWh según el cuadro N° 28, energía que es utilizada en parte en los sistemas auxiliares de la unidades y en parte en la subestaciones adjuntas a las centrales y proviene de las unidades y de la compra a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. De este autoconsumo total de energía, 90.228 KWh con el 6,19% corresponde a las centrales hidráulicas y 1'367.343 KWh con el 93,81% a las centrales térmicas.

Cuadro N° 28. AUTOCONSUMO [KWH]

Mes	Hidráulico			Térmico			TOTAL
	Saymirín	Saucay	Hidráulico	Monay	Descanso	Térmico	
Enero	5,092	2,392	7,484	8,555.0	185,458	194,013	201,497
Febrero	5,358	2,205	7,563	5,460.0	157,683	163,143	170,706
Marzo	4,942	2,390	7,332	970.0	167,370	168,340	175,672
Abril	4,948	2,621	7,569	2,095.0	87,494	89,589	97,158
Mayo	5,178	2,676	7,854	665.0	17,660	18,325	26,179
Junio	4,913	2,793	7,706	0.0	59,265	59,265	66,971
Julio	4,958	4,190	9,148	220.0	44,217	44,437	53,585
Agosto	5,176	4,320	9,496	1,020.0	116,351	117,371	126,867
Septiembre	4,697	2,908	7,605	0.0	163,541	163,541	171,146
Octubre	4,552	2,681	7,233	3,502.0	116,351	119,853	127,086
Noviembre	4,298	2,646	6,944	0.0	127,527	127,527	134,471
Diciembre	1,419	2,875	4,294	0.0	101,940	101,940	106,234
Total KWh	55,531	34,697	90,228	22,487	1,344,856	1,367,343	1,457,571
Total %	3.81	2.38	6.19	1.54	92.27	93.81	100.00

III.6 Pérdidas de energía

Al restar de la energía bruta (cuadro N° 23), la energía vendida en el mercado ocasional y mediante contratos a plazo que se indica en el cuadro N° 26, se tiene que durante este periodo las pérdidas de energía en los transformadores de elevación, ubicados adjunto a las centrales, mas el consumo de auxiliares fueron del 1,27%, de las cuales 0,79% corresponden a las centrales hidráulicas y 2,63%, a las térmicas, según el cuadro N° 29.

Cuadro N° 29. PERDIDAS DE ENERGIA

DESCRIPCION	UNI	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL
Energía Bruta	KWh	176,380,785.00	61,207,965.00	237,588,750.00
Energía Vendida	KWh	174,980,380.62	59,598,482.60	234,578,863.22
Pérdidas Energía/03	KWh	1,400,404.38	1,609,482.40	3,009,886.78
	%	0.79%	2.63%	1.27%

III.7 Nivel de Pluviosidad y Caudales

Al comparar las estadísticas del año 2003 con las del año 2002, mientras en el 2003 se tuvo una pluviosidad de 2.529,00 mm, en el 2002 fueron 2.542,50 mm, disminuyendo en el 0,53%; el volumen de agua ingresado a las represas en el 2003 fue de 149'937.269 m³ y en el 2002 de 148'365.932 m³, con un incremento del 1,06%; el caudal promedio estimado del 2003 fue de 4,75 m³/seg y en el 2002 de 4,70 m³/seg, con un incremento del 1,06%, según se puede observar en el cuadro N° 30:

Cuadro N° 30.

AÑO	Nivel de Pluviosidad (mm)			Volumen Ingresado (m ³)			Caudal Estimados (m ³ /seg)		
	2002	2003	Variac.	2,002	2,003	Variac.	2,002	2,003	Variac.
Enero	157.50	97.00	-38.41%	8,227,648	5,954,149	-27.63%	3.17	2.47	-22.24%
Febrero	152.00	123.00	-19.08%	6,483,396	7,594,632	17.14%	2.81	3.22	14.56%
Marzo	260.50	179.00	-31.29%	9,949,215	5,426,488	-45.46%	3.71	2.02	-45.70%
Abril	309.50	311.00	0.48%	15,479,351	11,300,474	-27.00%	5.97	4.49	-24.82%
Mayo	258.50	408.00	57.83%	16,157,170	30,420,499	88.28%	6.03	14.08	133.47%
Junio	163.50	234.00	43.12%	10,973,792	18,641,611	69.87%	4.23	7.44	75.73%
Julio	258.50	226.00	-12.57%	14,983,180	22,843,827	52.46%	5.66	8.53	50.70%
Agosto	173.50	98.00	-43.52%	16,365,734	11,381,020	-30.46%	6.12	4.25	-30.55%
Septiembre	74.50	121.00	62.42%	8,371,202	7,790,512	-6.94%	3.23	0.84	-73.99%
Octubre	287.50	184.00	-36.00%	10,742,588	7,397,482	-31.14%	4.01	2.57	-35.95%
Noviembre	253.00	282.00	11.46%	16,992,897	7,875,442	-53.65%	6.56	3.04	-53.65%
Diciembre	194.00	266.00	37.11%	13,639,760	13,311,134	-2.41%	5.09	4.97	-2.41%
TOTAL	2,542.50	2,529.00	-0.53%	148,365,932	149,937,269	1.06%	4.70	4.75	1.06%

III.8 Consumo de Combustible

Por la producción de 61'207.965 KWh de las centrales térmicas, los consumos de combustible en el año 2003 fueron los que se resumen a continuación (cuadro N° 31):

AÑO	Cuadro N° 31. CONSUMO DE COMBUSTIBLE [GLNS.]				
	DIESEL			BUNKER	TOTAL
	MONAY	DESCANSO	TOTAL		
ENERO	23,628.00	14,095.11	37,723.12	508,507.79	546,230.91
FEBRERO	13,587.00	12,150.59	25,737.59	449,257.07	474,994.66
MARZO	1,895.38	14,953.76	16,849.14	471,993.39	488,842.54
ABRIL	4,043.19	9,564.07	13,607.26	248,976.49	262,583.75
MAYO	517.31	11,017.17	11,534.48	39,077.41	50,611.89
JUNIO	0.00	9,326.29	9,326.29	167,304.89	176,631.18
JULIO	101.98	9,933.95	10,035.93	113,885.60	123,921.53
AGOSTO	1,883.78	8,480.85	10,364.63	372,198.41	382,563.04
SEPTIEMBRE	0.00	11,122.85	11,122.85	452,448.88	463,571.73
OCTUBRE	47,804.00	12,575.96	60,379.96	304,767.00	365,146.96
NOVIEMBRE	0.00	11,305.15	11,305.15	323,594.00	334,899.15
DICIEMBRE	0.00	15,352.71	15,352.71	237,930.00	253,282.71
AÑO 2003	93,460.64	139,878.47	233,339.11	3,689,940.93	3,923,280.04
AÑO 2002	125,289.25	55,746.33	181,035.58	1,239,469.86	1,420,505.44
VARIACION	-25.40%	150.92%	28.89%	197.70%	176.19%

El consumo de diesel en la central El Descanso, considera además el consumo del caldero auxiliar y los arranques y paradas.

Relacionando la producción bruta (cuadro N° 23) con el consumo (cuadro N° 31), en los rendimientos de combustible de las unidades, hay una disminución al comparar los rendimientos del año 2003 frente a los del 2002, según se puede observar en el cuadro N° 32:

Cuadro N° 32. RENDIMIENTO DEL COMBUSTIBLE

MES	MONAY			DESCANSO		
	ENERG.	COMBUS.	RENDIM.	ENERG.	COMBUS.	RENDIM.
	Kwh	GALONES	KWh/gln.	Kwh	GALONES	KWh/gln.
Ene-03	303,700	23,628	12.85	8,133,632	522,603	15.56
Feb-03	175,100	13,587	12.89	7,222,816	461,408	15.65
Mar-03	23,700	1,895	12.50	7,652,413	486,947	15.72
Abr-03	50,500	4,043	12.49	4,023,444	258,541	15.56
May-03	6,900	517	13.34	743,882	50,095	14.85
Jun-03	0	0	0.00	2,752,805	176,631	15.59
Jul-03	850	102	8.33	1,915,905	123,820	15.47
Ago-03	24,200	1,884	12.85	6,010,181	380,679	15.79
Sep-03	0	0	0.00	7,343,343	463,572	15.84
Oct-03	560,000	47,804	11.71	4,989,791	317,343	15.72
Nov-03	0	0	0.00	5,283,459	334,899	15.78
Dic-03	0	0	0.00	3,991,344	253,283	15.76
Año 2003	1,144,950	93,461	12.25	60,063,015	3,829,819	15.68
Año 2002	2,594,500	205,898	12.60	40,502,677	2,575,102	15.77

Los cuadros N° 31 y 32 no consideran un faltante de 57.115 galones de bunker en la central de El Descanso y de 4.168 galones de diesel en la central de Monay, que en la sesión N° 098, el Directorio de la Compañía resolvió cargar al costo de producción.

III.9 Tasas de Salida Forzada y Disponibilidades

En el cuadro N° 20 se presentan las Tasas de Salida Forzada y Disponibilidades para las centrales de Saymirin, Saucay y El Descanso:

Cuadro N° 33. TASAS DE SALIDA FORZADA Y DISPONIBILIDADES

CENTRAL SAYMIRIN							
	HO	HRF	HMP	HSF	HPA	FOR	DISP
Unidad 1	35,554.95	33,923.00	434.38	191.67	70,104.00	0.54%	99.11%
Unidad 2	37,094.15	31,915.95	853.43	216.47	70,080.00	0.58%	98.47%
Unidad 3	41,874.53	27,004.77	1,089.73	110.97	70,080.00	0.26%	98.29%
Unidad 4	40,922.08	28,152.78	892.79	112.35	70,080.00	0.27%	98.57%
Unidad 5	57,148.22	11,225.11	1,146.67	560.00	70,080.00	0.97%	97.56%
Unidad 6	56,184.87	12,880.29	699.46	315.38	70,080.00	0.56%	98.55%
Disponibilidad Central Saymirin:							98.28%
CENTRAL SAUCAY							
	HO	HRF	HMP	HSF	HPA	FOR	DISP
Unidad 1	23,199.13	46,065.56	692.84	146.47	70,104.00	0.63%	98.80%
Unidad 2	19,493.23	49,948.60	434.56	203.61	70,080.00	1.03%	99.09%
Unidad 3	58,677.38	10,700.41	652.93	49.28	70,080.00	0.08%	99.00%
Unidad 4	58,827.54	10,875.81	313.73	62.92	70,080.00	0.11%	99.46%
Disponibilidad Central Saucay:							99.14%
CENTRAL EL DESCANSO							
	HO	HRF	HMP	HSF	HPA	FOR	DISP
Unidad 1	13,593.40	11,032.88	8,947.36	650.36	35,064.00	4.57%	70.23%
Unidad 2	8,402.36	6,591.06	478.54	536.04	16,008.00	6.00%	93.66%
Unidad 3	12,318.87	7,947.98	15,199.47	269.68	35,064.00	2.14%	57.80%
Unidad 4	15,113.98	9,853.18	9,229.44	651.90	35,064.00	4.13%	71.20%
Disponibilidad Central El Descanso:							73.22%

En donde:

HO = Horas de Operación

HRF = Horas de Reserva en Frío

HMP = Horas de Mantenimiento Programado

HSF = Horas de Salida Forzada (Falla)

HPA = Horas del Periodo de Análisis

FOR = Forced Outage Rate (Tasa de Salidas Forzadas = $HSF / (HSF + HO)$)

DISP = Disponibilidad

III.10 Mercado Ocasional

A partir del mes de octubre/03 está en vigencia la facturación individualizada, mediante la cual cada agente elaborará y emitirá las correspondientes facturas observando las disposiciones contenidas en la Ley de Régimen Tributario.

Con este propósito y con la colaboración de la Unidad de Sistemas se elaboró el Sistema de Facturación y Recaudación a fin de poder registrar y hacer el seguimiento de cobro de cada factura, el mismo que mes a mes se ha ido mejorando, después de las dificultades comprensibles en el inicio de su implementación

Varios han sido los problemas derivados de la vigencia de la facturación individualizada, como es la falta de pago de las facturas por parte de algunos grandes consumidores que tenían firmados contratos de compra venta de energía con empresas de generación, razón por la cual en algunas ocasiones se ha tenido que anular facturas.

Otro problema es la falta de liquidez de las Empresas de Generación por el no pago de las facturas por parte de las Empresas de Distribución, problema que se agravó aún más por cuanto según la facturación individualizada el rubro potencia se factura al mercado ocasional, no pudiéndose incluir en las facturas de los contratos.

A continuación se presenta un resumen de la facturación para el periodo octubre-diciembre del año 2003:

Cuadro N° 34. FACTURACION PERIODO OCTUBRE-DICIEMBRE/03

	Oct-03		Nov-03		Dic-03		TOTAL	
	# FACT.	MONTO	# FACT.	MONTO	# FACT.	MONTO	# FACT.	MONTO
Empres.Distribución	17	642,917.03	18	603,450.52	18	486,556.33	53	1,732,923.88
Empres.Generación	3	61,787.00			2	35,585.44	5	97,372.44
Grandes Consum.	15	4,378.04	32	10,397.75	34	11,212.30	81	25,988.09
Varios					2	422.63	2	422.63
Contrato	2	465,472.42	2	413,010.13	2	478,120.23	6	1,356,602.78
Total	37	1,174,554.49	52	1,026,858.40	58	1,011,896.93	147	3,213,309.82

IV PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACIÓN

IV.1 Centrales Hidroeléctricas.

Se realizó el mantenimiento de los generadores y la medición de resistencia de aislamiento, reparación de la válvula esférica del grupo 3 de Saucay, cambio del sistema de protección de sobrevelocidad del grupo 1 de Saucay, reparación completa del grupo N° 5 de la central de Saymirín e instalación y pruebas de los nuevos sistemas de medición de energía en la subestación de Saucay y Saymirín.

Instalación de nuevo registrador de altura de agua en Tuñi, mantenimiento de todas las compuertas de los canales Tuñi-Labrado y Tuñi-Chanlud, construcción y cambio de tubería de aguas de fondo de la presa de Chanlud.

Mantenimiento y limpieza de los grupos y casa de máquinas de las microcentrales de Cañar y Gualaceo.

IV.2 Centrales Termoeléctricas.

En la central Monay se ha realizado la culminación del mantenimiento total y puesta en operación de la unidad N° 4, el inicio de la reparación total de la unidad N° 2 de Monay.

En la central El Descanso entre las principales actividades realizadas están la modificación y reparación de tramos de tuberías de agua de enfriamiento, vapor, condensado y aire comprimido de la central; mantenimiento mayor del grupo N° 4; mantenimiento general del caldero auxiliar; mantenimiento del sistema de clarificación de agua, limpieza del pozo, planta de floculación y limpieza de piscina; instalación y pruebas de operación de los nuevos sistemas de medición de energía; instalación del sistema de iluminación; inicio de la implementación del Sistema Antincendios.

IV.3 Seguridad Industrial

En la central El Descanso las principales acciones fueron: pintura de la Central, recarga de todos los extintores existentes en las centrales tanto de polvo químico como de dióxido de carbono, para lo cual se ha tenido que ir recargando mediante un programa adecuado por etapas; dentro de esta actividad se organizó en cada central, cursos sobre el manejo de los extintores; se realizó la señalización de todos los extintores y de igual manera se colocaron señales de manejo de los mismos, se realizaron gestiones en el proyecto contra incendios que se va a implementar en la central y se preparó un informe de las características técnicas de todo el sistema de extinción por medio de espuma y el sistema hidráulico.

En la central de Monay se instaló un equipo de detección de humo a través de sensores, los cuales emiten señales para que opere una alarma y luces estroboscópicas.

Se realizaron cursos de Primeros Auxilios en las centrales térmicas e hidráulicas y fueron dictados por conferencistas especializados del Benemérito Cuerpo de Bomberos de la ciudad de Cuenca.

Se han realizado algunos cursos a nivel grupal y de manera individual sobre concientización en el uso de equipos de seguridad industrial; se realizó un estudio de las necesidades de los equipos de protección personal.

Se logró que el personal utilice equipos de seguridad, como lo demuestran los índices de seguridad que mes a mes han ido mejorando.

IV.4 Creación de la Dirección de Ingeniería Civil y Medio Ambiente.

Considerando las múltiples actividades que se realizan dentro de este campo, con fecha 29 de octubre se creó la *Dirección de Ingeniería Civil y Medio Ambiente*.

IV.5 Varias.

Mantenimiento del canal Tuñi-Chanlud, impermeabilización de 682,5 metros de canal

Mantenimiento, conformación y reconfiguración de la obra existente de la vía Chiquintad-Dutasay-Puente Negro, mantenimiento de la vía Tuñi-Labrado y construcción del cerramiento del reservorio de Tuñi.

Construcción de la bodega de aceites y lubricantes, cerramiento perimetral de los terrenos que colindan con la propiedad de la Centro Sur y protección de las riveras del río Cuenca en el Descanso para evitar futuras inundaciones

IV.6 Quebrada del Soroche.

Para evitar los efectos negativos del ensuciamiento de las aguas del río Machángara por el deslizamiento de la quebrada del Soroche, luego de que durante el año 2002 se realizara el estudio del desvío del río mencionado a la altura del SOCAZ de la central de Saucay por un monto de \$ 16.480,00 y durante el año 2003 se ejecutó la obra para lo cual se firmó el contrato N° 0265-2003 por un monto de US \$ 619.707,61, sin considerar el IVA, para realizarse en un plazo de 120 días. Debido al incremento del volumen de obra y a reajustes, finalmente la obra tuvo un costo de US \$ 734.810,09, monto que no considera el IVA y terminó su construcción el 23 de octubre, comenzando su operación comercial el 7 de noviembre.

IV.7 Acciones de protección del medio ambiente.

IV.7.1 Estudios de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental de las instalaciones de la empresa:

Luego de que fueran levantadas todas las observaciones presentadas por el CONELEC, con fecha 22 de mayo del 2003 y mediante oficio Ref. GG-03 # 658, se hace la entrega de los Estudios de Impacto Ambiental Definitivos Expost de las centrales de generación eléctrica de Elecaastro, los mismos que son aprobados y dados a conocer su aprobación mediante oficio Ref. N° DE-03-0792 del 26 de mayo/03, por parte del CONELEC, recomendando el cumplimiento de las siguientes obligaciones ambientales:

- Ejecución de los Planes de Manejo Ambiental

- Llevar a cabo anualmente auditorías ambientales de las centrales, comenzando en junio/04
- Remitir al CONELEC los resultados de las auditorías practicadas, 30 días calendario después de concluidas las mismas.

Se firmó el acta de entrega-recepción definitiva de los estudios de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental de las Instalaciones de la Empresa.

Desde el mes de mayo/03 y en base a los resultados de los Estudios de Impacto Ambiental, se viene elaborando la Guía Ambiental y el Sistema de Gestión Ambiental para que sea implementada en la Empresa.

IV.7.2 Estudios de impacto ambiental del proyecto Hidroeléctrico Ocaña:

Luego de que fueran levantadas todas las observaciones presentadas por el CONELEC, con fecha 6 de junio del 2003 y mediante oficio Ref. GG-03 # 715, se hace la entrega de los Estudios de Impacto Ambiental Definitivos, los mismos que son aprobados y dado a conocer su aprobación mediante oficio Ref. N° DE-03-0891 del 11 de junio/03, por parte del CONELEC, recomendando el cumplimiento de los Planes de Manejo Ambiental incluidos en los mismos.

Con fecha 10 de julio/03 se firma el acta de entrega-recepción definitiva de la Complementación de los Estudios de Impacto Ambiental.

Al momento se están realizando los trámites respectivos ante el Ministerio del Medio Ambiente para obtener la Licencia Ambiental.

Se realizó el estudio de riesgo, para cruzar daños a terceros.

IV.8 Estudios de Prefactibilidad de Proyectos Hidroeléctricos.

Continuando con la política de búsqueda de nuevas alternativas de producción de energía, en lo que va del año, se prepararon las bases y se llamó a Concurso Epistolar de Consultoría para los Estudios de Prefactibilidad de los proyectos Soldados y Yanuncay, ubicados en la cuenca alta del río Yanuncay, habiéndose recibido hasta el día 4 de diciembre/03, ofertas de ACSAM CIA. LTDA., ASTEC CIA. LTDA., COHIEC CIA. LTDA y CAMINOSCA CIA. LTAD.

IV.9 Sistemas de Información.

En lo que corresponde a la implementación y mantenimiento de los sistemas de información, durante el periodo respectivo se realizaron las siguientes actividades:

Como parte del sistema de Recursos Humanos, se implementó los módulos de Capacitación, Roles de Estimación, Vacaciones, Cargas familiares para Trabajo Social, Fichas médicas, Consultas y manejo de medicamentos.

Para el manejo de los datos operativos que se generan en las centrales, se desarrolló un programa con una base de datos centralizada, el mismo que permite optimizar las consultas y reportes con la información almacenada.

Por requerimientos presentados por parte del Servicio de Rentas Internas se han realizado varias modificaciones a los sistemas de Contabilidad y de Declaraciones de Impuestos, en lo que respecta a los comprobantes de retención, formato y creación de reportes.

En lo que corresponde al sistema de Nóminas se adicionaron opciones para la aplicación del bono de eficiencia de la Remuneración Variable, liquidación del Impuesto a la Renta a través del formulario 107, rol de utilidades y prorrateo de utilidades para declaraciones del impuesto a la renta. Además se han realizado varias modificaciones al sistema en base a disposiciones presentadas por la Dirección Administrativa Financiera y Asesoría Jurídica, y solicitudes específicas de la Sección de Recursos Humanos.

Con el objetivo de brindar información estadística y reportes especiales para Gerencia y Direcciones de la Compañía, se desarrolló e implementó un módulo de Información Gerencial, incluyéndose inicialmente información de los sistemas en funcionamiento.

Con la finalidad de poner operativo los sistemas de Activos Fijos e Inventarios se han realizado adecuaciones a la programación y reportes, para cumplir con los requerimientos presentados por los usuarios, procediéndose al ingreso y migración de la base de datos.

Posterior a todos los trámites necesarios ante la Secretaría Nacional de Telecomunicaciones se obtuvo el permiso necesario para funcionamiento de la red privada de Datos (red WAN), la misma que se encuentra en pleno funcionamiento, contándose con enlace entre las Centrales, la Administración y la represa de Chanlud, por lo que la operación del sistema de comunicaciones para transmisión de datos se encuentra legalizada, además se han cumplido con diversas visitas solicitadas por la Superintendencia de Telecomunicaciones para la supervisión y constatación de la repetidoras.

Para la puesta en operación de los nuevos contadores de energía instalados por la Dirección de Producción para disponer de la información a través de la red de cómputo, se realizó el cableado, instalación de puntos de red, configuración e instalación de convertidores de protocolo en las centrales de Saucay, Saymirín y el Descanso, por lo que desde cualquier punto de la Empresa donde exista una conexión a la red se puede disponer de la información de los medidores.

Considerando que a partir del mes de octubre/03 está vigente la facturación individualizada, mediante la cual los agentes acreedores deben emitir facturas a cada uno de los agentes deudores, se elaboró el sistema de Facturación y Recaudación, debiendo en una próxima etapa incluir lo relacionado con intereses y multas.

Se han realizado los procesos necesarios para el envío de información de adquisiciones a través del sitio WEB de Contratanet de la Comisión Cívica de Anticorrupción, cumpliendo de esta manera disposiciones emitidas por la Presidencia de la República.

IV.10 Normas sobre Propiedad Intelectual y Derecho de Autor.

Según lo dispuesto en el Art. 1 del Reglamento para la presentación de los informes anuales de los administradores a las Juntas Generales, publicado en el R.O. N° 289 del 10 de marzo del 2004, resolución N° 04Q.I.J.001 de la Superintendencia de Compañías, relacionado con el Estado de

Cumplimiento de las Normas sobre Propiedad Intelectual y Derecho de Autor por parte de la Compañía, se debe indicar que es norma de esta Empresa el cumplimiento de las mismas, y el año 2003 no fue la excepción, para lo cual se presenta el anexo N° 2, en donde se indican los diferentes software utilizados en la Empresa y que están debidamente autorizados.

IV.11 Auditoría.

Entre las principales actividades realizadas en el período se destacan las siguientes:

Elaboración y presentación para su aprobación, del Plan Anual Operativo para el año 2003, elaboración del informe de Evaluación del Cumplimiento de Recomendaciones de Comisarios, Auditoría Externa y Auditoría Interna.

Se realizaron exámenes a los Fondos Rotativos, a la Administración de Contratos para el Transporte de Combustible requerido para la central El Descanso, sobre el proceso de Elaboración y Ejecución del Programa de Capacitación del año 2002, sobre el proceso de Elaboración y Liquidación de Viáticos y pasajes aéreos para el personal de la Empresa que estaban en comisiones de servicio en el año 2002, sobre el Proceso de Administración y Ejecución de los Contratos suscritos en el año 2002, sobre el Proceso de Selección y Contratación de la póliza de seguros para los bienes e instalaciones de la Empresa, sobre el registro de llamadas con tiempo de duración superior a los 5 minutos, se revisaron los contratos suscritos con los profesionales odontólogos que brindan sus servicios al personal de la Empresa, al mantenimiento y uso de los vehículos de la Empresa, sobre "Inversiones Temporales realizadas en el período 2002 - 2003".

Con el fin de velar por la correcta utilización y administración de los recursos de la Compañía, se ha realizado el arqueo de Caja a los funcionarios encargados de fondos rotativos.

Se inició el trabajo de evaluación del cumplimiento de recomendaciones emitidas por las Comisarios, Auditoría Externa y Auditoría Interna.

IV.12 Sistema Financiero y Situación Laboral

La Empresa ha contado regularmente con costos mensuales de producción de las centrales hidráulicas y térmicas.

Mensualmente se realizaron la declaración de impuestos y anexos al SRI, así como la elaboración de los estados financieros.

Se ha implementado por cuentas contables la codificación de los Activos Fijos de la Empresa, luego de la valuación y desglose unitario realizado por la Compañía LEVIN.

Un especial esfuerzo que la Dirección Administrativa Financiera, al igual que las otras Direcciones de la Empresa desplegaron durante el año 2003, lo fue la implementación del Sistema de Remuneración Variable, el mismo que fue diseñado con el asesoramiento de la firma PRICE WATERHOUSE, en los últimos meses del año 2002; para esta implementación se realizaron varios talleres con la participación de todas las áreas de la Empresa, como

Direcciones, Departamentos y Secciones, que permitieron ir resolviendo problemas que se presentaban para su aplicación.

Un aspecto que ha merecido especial atención, ha sido el mejoramiento del clima laboral de la Organización, ya que al finalizarse la Administración anterior quedó deteriorado, como producto de múltiples circunstancias; por tal motivo se han venido realizando algunos proyectos que contribuyen al mejoramiento del clima laboral, como lo fue la Campaña de motivación, que entre otras actividades, se realizaron charlas dirigidas al 100% del personal y que recibió una excelente evaluación por parte de todo el personal que asistió, y en buena medida consiguió mejorar la comunicación entre las diferentes áreas de la Compañía y que repercutió directamente en el mejoramiento del Clima Organizacional.

A continuación se detalla el número y la ubicación de los señores Empleados y Trabajadores, señalando que el incremento en el número se ha dado a lo estrictamente indispensable y previa solicitud de los señores Directores de Area (Cuadro N° 32).

**Cuadro N° 35. NUMERO DE TRABAJADORES
PERSONAL AL 31 DE DICIEMBRE/2002**

DIRECCION	PERMANENTE	OCASIONAL	TOTAL
ADMINISTRATIVO-FINANCIERA	28	2	30
PRODUCCION	86	6	92
PLANIFICACION Y MERCADEO	3	0	3
GERENCIA	9	2	11
OBRAS CIVILES Y MEDIO AMBIEN.			
TOTAL	126	10	136

PERSONAL AL 31 DE DICIEMBRE/2003

DIRECCION	PERMANENTE	OCASIONAL	TOTAL
ADMINISTRATIVO-FINANCIERA	27		27
PRODUCCION	75	12	87
PLANIFICACION Y MERCADEO	4		4
GERENCIA	11		11
OBRAS CIVILES Y MEDIO AMBIEN.	8		8
TOTAL	125	12	137

VARIACION DICIEMBRE/2002 Y DICIEMBRE/2003

DIRECCION	PERMANENTE	OCASIONAL	TOTAL
ADMINISTRATIVO-FINANCIERA	-1	-2	-3
PRODUCCION	-11	6	-5
PLANIFICACION Y MERCADEO	1	0	1
GERENCIA	2	-2	0
OBRAS CIVILES Y MEDIO AMBIEN.	8	0	8
TOTAL	-1	2	1

En cursos de capacitación realizados durante el año 2003, tanto eventuales como programados, se ha invertido US \$ 49.775,32. Durante el presente año la Empresa ha concedido US \$ 56.439,38 en préstamos para la vivienda a 15 trabajadores así como también, se han realizado anticipos de remuneración por US \$73.600,00 a 92 trabajadores.

En el curso del año 2.003 hemos brindado atención medica ambulatoria, de emergencia y a nivel domiciliario a nuestros trabajadores como a sus familiares mayores de 12 años, llegándose a contabilizar 1.660 atenciones, de las cuales 1.052 son clínicas y 608 atenciones en enfermería. A hombres corresponden 738 atenciones; a mujeres 212, jubilados 5 y cargas familiares 97, en lo que se refiere a atenciones clínicas solamente.

Es de indicar que la mayor patología atendida ha sido la del sistema respiratorio alto: Laringitis, amigdalitis, resfrío común, etc. Patologías comprensibles, por cuanto la mayoría de trabajadores laboran en las centrales térmicas e hidráulicas, por consiguiente están mayormente expuestos a cambios climatéricos repentinos, lo que predispone a este tipo de enfermedades.

También se atendieron problemas gastrointestinales causados por parásitos e intolerancias alimenticias, todas ellas de evolución rápida y sin complicaciones.

En el mes de Junio, luego de obtener la respectiva autorización de la parte administrativa y previo un concurso epistolar entre varios profesionales de la ciudad en diferentes especialidades médicas, se efectúa la programación para realizar el control medico anual.

En el mes de Julio y Agosto en sus primeros días se realizaron los exámenes indicados anteriormente, logrando una cobertura de 92 %, lo que se considera un éxito comparado con años anteriores.

La valoración AUDITIVA fue exitosa en lo que se refiere a la cobertura, ya que uno de los profesionales escogidos acudió a los sitios de trabajo de la empresa, lo que permitió cubrir casi en su totalidad a los trabajadores que lo requerían. Otros que se encontraban fuera del turno acudieron al consultorio del otro profesional. De los 59 trabajadores revisados ,11 presentan anomalías (17 %), de estos, 3 tienen lesiones irreversibles, por lo que están bajo el control de los especialistas.

Se ha prestado ayuda para quienes han requerido de mejoramiento socio laboral tales como dependencia alcohólica o desajustes de orden familiar.

Se realizaron visitas programadas a los lugares de trabajo con el propósito de dictar charlas educativas, de observar las condiciones laborales o recepción de necesidades.

En coordinación con lo médicos pediatras de la Empresa, se realizó el control médico pediátrico de los hijos de los trabajadores.

Se realizó el campamento y colonia vacacional para 27 jóvenes y 53 niños.

Se realizaron reuniones de coordinación con el personal jubilado, así apoyo en gestiones referidas a pensiones jubilares.

V PROYECTO HIDROELÉCTRICO OCAÑA

Una vez enterado del proceso relacionado con la búsqueda de financiamiento para la construcción del proyecto Hidroeléctrico Ocaña, esta Administración desarrolló una serie de actividades para el cumplimiento del objetivo, aspectos sobre los cuáles el Directorio de la Compañía ha sido oportunamente informado, sin embargo de lo cuál me permito resumir a continuación:

El día 7 de mayo de 2003 fue recibida una delegación del Consorcio Español, integrada por Expansión Exterior, OHL y Alsthom para informar de manera extraoficial sobre las condiciones del crédito a ser otorgado por Caja Madrid, para el segundo tramo (obra civil).

Con fecha 6 de agosto de 2003, el consorcio mencionado presenta la oferta en firme que cubre los aspectos técnico, comercial y financiero. El monto de la oferta es por US \$ 48'238.036 que cubre los costos del equipo electromecánico y su montaje y el de obras civiles y no incluye aranceles e IVA al que se debe incrementar US \$ 2'411.901,90 por posible variación del volumen de obra. La oferta financiera incluye un crédito por US \$ 57'092.284 que cubre la oferta comercial y las primas por seguros. Esta oferta fue entregada a la Comisión Técnica para su análisis e informe correspondiente, determinándose que la misma no era conveniente para los intereses de la Compañía. Estos informes fueron conocidos por la Comisión de Ocaña (2 de agosto de 2003), el Directorio (25 de agosto de 2003) y Junta General de Accionistas (28 de agosto de 2003) que recomendaron establecer negociaciones con el consorcio para disminuir el valor de la oferta.

En cumplimiento de esta recomendación y luego de un proceso de negociación realizado los días 17, 18 y 19 de septiembre de 2003 se firma un acta en la que se establece que el monto definitivo es de US \$ 42'077.707 por la oferta comercial y que no incluye los caminos de acceso. Con fecha 30 de octubre de 2003, el Consorcio entrega la oferta ajustada por el monto indicado previamente pero indicando que OHL no integra el Consorcio. La Comisión Técnica realiza el análisis correspondiente pero debe presentar un informe ampliatorio ante la comunicación de que se reintegra OHL al consorcio, presentándose el informe el 16 de diciembre de 2003.

Posteriormente se han presentado una serie de inconvenientes que son de pleno conocimiento del Directorio y la resolución sobre la oferta está pendiente hasta contar con informes adicionales externos solicitados por la Comisión de Ocaña y el Directorio. Se debe recordar que el BEDE, con fecha 20 de octubre de 2003 comunicó su negativa para el otorgamiento del aval en los términos de la oferta ajustada.

En este proceso ELECAUSTRO ha realizado la adquisición de los terrenos necesarios para la implantación del proyecto.

Al no existir ninguna exclusividad con el Consorcio Español, se han venido manteniendo reuniones con otros posibles interesados en el financiamiento y construcción del proyecto; entre ellos, con un grupo de empresas de la República Popular de China, que realizaron una oferta extraoficial por US \$ 35'813.000 y que en las próximas semanas deberá llegar la oferta oficial.

Adicionalmente se han mantenido contactos con SECORSA, Consultoría Ingenieros Internacional del Ecuador, ASTAP, e IESS, en este último caso con la posibilidad que nos otorguen el financiamiento.

VI. PLAN DE ACCIONES

Sobre la base de lo anterior, consideramos importante plantear las siguientes actividades a realizarse en el corto plazo:

Continuar definiendo estrategias de formas de pago de la deuda externa de la Empresa con el propósito de disminuir el pasivo.

Continuar impulsando nuevos mecanismos para recuperar la cartera vencida de la Compañía por la venta de energía en el Mercado Ocasional, a través de gestiones ante el Fondo de Solidaridad, para conseguir que la Empresa sea considerada como Empresa de capital privado en los cuadros de prelación de los fideicomisos y al mismo tiempo lograr la participación de la Compañía en los Comités de Repartición.

Continuar procesos que permitan mejorar el valor de la Empresa, deshaciéndose de activos improductivos y reinvertiendo en la adquisición de nuevos con lo que se logrará mejorar la rentabilidad; buscar y establecer mecanismos que permitan disminuir los costos operativos.

Objetivo primordial de los Organismos de decisión de la Compañía será continuar con las gestiones para conseguir el financiamiento y construcción del Proyecto Hidroeléctrico Ocaña.

Impulsar la implementación del Plan de Manejo Ambiental para las actuales instalaciones.

Continuar como política de la Compañía, la optimización del uso del recurso humano mediante su capacitación y entrenamiento, definiendo políticas que lleven a cumplir este objetivo.

Impulsar la construcción o adquisición de las oficinas administrativas de ELECAUSTRO.

Impulsar la actualización del Plan Estratégico a Largo Plazo de la Empresa, con metas y objetivos claros.



Ing. Rolando Arpi Pérez
GERENTE GENERAL DE LA EMPRESA
ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO S.A.

NFORME DE GESTION DE ELECAUSTRO CORRESPONDIENTE AL AÑO 2003