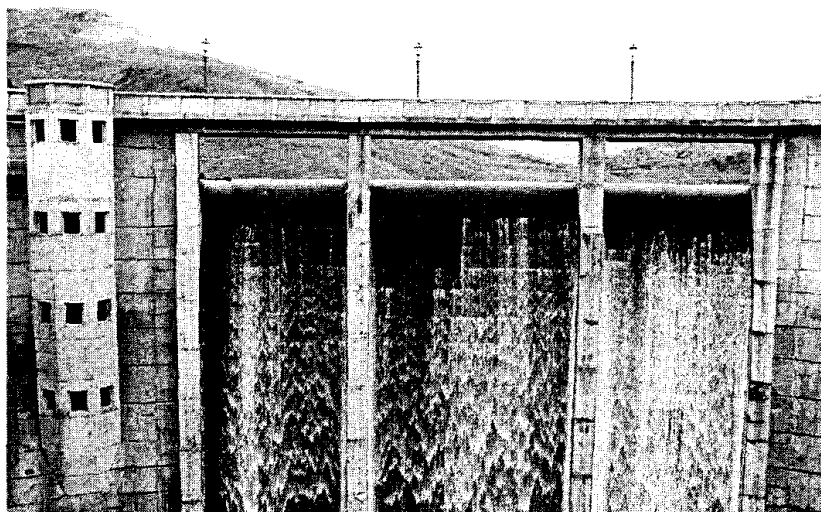


ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO S.A



INFORME DE GESTION **PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2004**

ABRIL – 2005

INFORME DE GESTION DE ELECAUSTRO S.A.

PERIODO ENERO-DICIEMBRE DE 2004

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO

1	CONSTITUCION Y ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑIA.....	01
2	SITUACION ECONOMICO-FINANCIERA.....	01
3	EL NEGOCIO ELECTRICO Y EL MERCADO.....	04
4	CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS.....	05
5	PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACION.....	05

INTRODUCCION

CAPITULO I. CONSTITUCION Y ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑIA

I.1	ESTRUCTURA DE LAS ACCIONES.....	07
I.2	INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑIA	08
I.2.1	Junta General de Accionistas	08
I.2.2	Directorio	08

CAPITULO II. SITUACIÓN ECONOMICO-FINANCIERA

II.1	INGRESOS, GASTOS Y RESULTADO DEL EJERCICIO	09
II.2	BALANCE CONDENSADO	17
II.3	ANÁLISIS DE LA DEUDA INTERNA Y EXTERNA DE LA EMPRESA	19
II.4	RECAUDACION	20
II.5	LIQUIDACION PRESUPUESTARIA.....	22

CAPITULO III. EL NEGOCIO ELÉCTRICO Y EL MERCADO

III.1	PRODUCCION BRUTA TOTAL	22
III.2	ENERGIA NETA DISPONIBLE.....	23
III.3	ENERGIA NETA VENDIDA	24
III.4	POTENCIA REMUNERABLE.....	25
III.5	AUTOCONSUMO.....	26

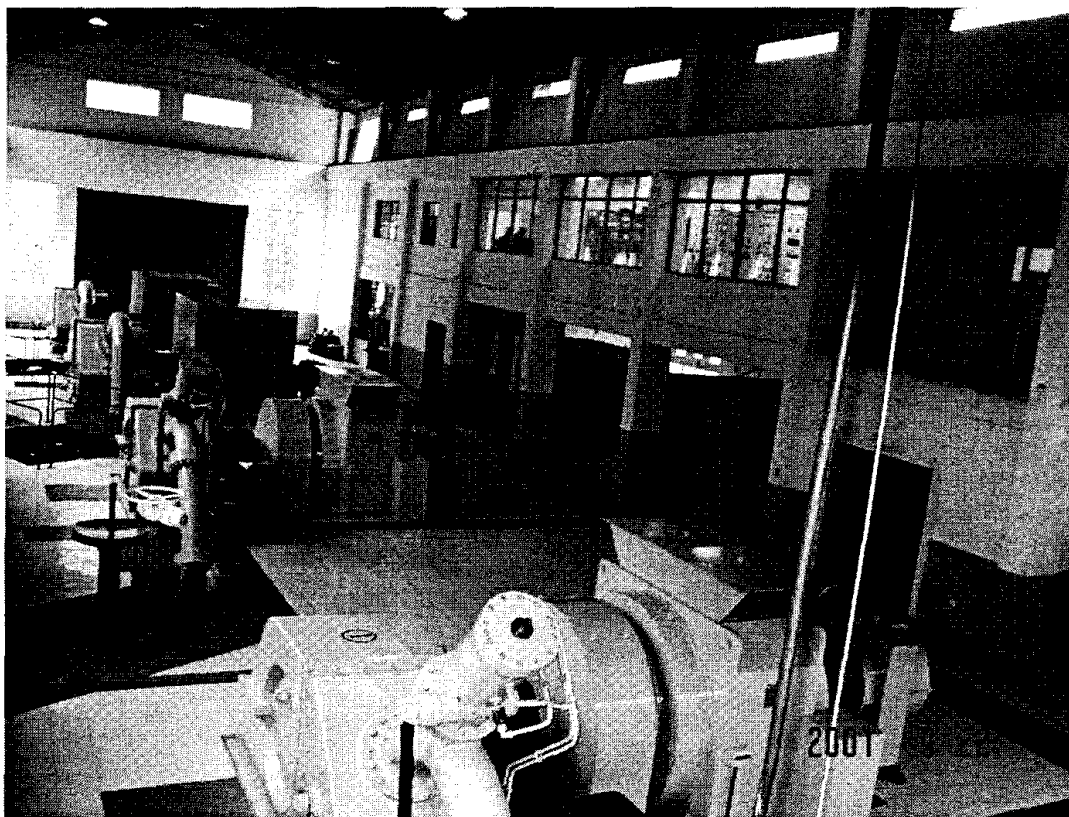
III.6 PERDIDAS DE ENERGIA Y AUTOCONSUMOS.....	26
III.7 NIVEL DE PLUVIOSIDAD Y CAUDALES.....	26
III.8 CONSUMO DE COMBUSTIBLE.....	27
III.9 TASAS DE SALIDA FORZADA Y DISPONIBILIDADES.....	28
III.10 HORAS DE OPERACIÓN.....	28
III.11 MERCADO OCASIONAL.....	29
III.12 UBICACIÓN DE LA CENTRAL EL DESCANSO EN LA LISTA DE MERITO.....	30

CAPITULO IV. CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

CAPITULO V. PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACIÓN

V.1 CENTRALES HIDROELECTRICAS.....	31
V.2 CENTRALES TERMoeLECTRICAS.....	32
V.3 OBRAS CIVILES.....	32
V.4 PROYECTO HIDROELÉCTRICO OCAÑA.....	34
V.5 ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD.....	36
V.6 SISTEMA DE INFORMACIÓN.....	37
V.7 NORMAS DE PROPIEDAD INTELECTUAL.....	39
V.8 PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS EN MATERIA FINANCIERA.....	39
V.9 AUDITORIA.....	40
V.10 SITUACION LABORAL.....	41

ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO S.A



INFORME EJECUTIVO DE GESTION **PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2004**

ABRIL - 2005

INFORME EJECUTIVO DE GESTION DE ELECAUSTRO S.A.

PERIODO ENERO-DICIEMBRE DE 2004

INTRODUCCION

En cumplimiento de lo estipulado en el artículo 23, literal n), del Estatuto Social de la Compañía, me permito someter a consideración de los señores Miembros de la Junta General de Accionistas y del Directorio, este informe que resume las principales actividades y logros obtenidos por la “**EMPRESA ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO ELECAUSTRO S.A.**”, durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año 2004 .

Espero, que el presente informe permita a ustedes tener un conocimiento global de la evolución de la Compañía en este período, lo que facilitará la toma de decisiones y el establecimientos de 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. Cumplimiento de Objetivos**
- V. Principales Acciones realizadas por la Administración**

I. ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

El capital suscrito de la compañía al 30 de septiembre/04 es de US \$ 60'696.269,00. Página 7.

De enero a diciembre de 2004 se logró realizar 5 Juntas Generales de Accionistas, la 018 el 12 de marzo/04, la 019 el 30 de abril/04, la 020 el 16 de agosto/04, la 021 el 13 de octubre/04 y la 022 el 10 de diciembre/04, en las que se conocieron 14 temas de gran importancia y trascendencia para el desarrollo de la Empresa; así mismo el Directorio de la Empresa ha tenido regularidad en sus reuniones, habiéndose realizado 23 sesiones en el período enero-diciembre de 2004, tomándose 106 resoluciones (Ver Anexo 1). Página 8.

II. SITUACIÓN ECONOMICO-FINANCIERA

INGRESOS

Según el Balance de Resultados del período económico del año 2004, los Ingresos Totales acumulados alcanzan a la cantidad de US \$ 14'995.358,88, considerando ingresos de operación (Facturación) y los ajenos a la operación, siendo mayores en el 4,92% respecto a los del año 2003 y 10,68% mejor que el objetivo para ese período. Página 9.

Los ingresos de operación del año 2004 (US \$ 14'867.871,28) que corresponde al 99,15% del total, se incrementaron en el 9,40% respecto del año 2003 y se desglosan en: venta de

energía en el mercado ocasional, que alcanza a US \$ 10'046.559,37 (67,00%), incrementándose en el 40,64% respecto del año 2003 y, venta de energía mediante contratos a plazo con la Centro Sur y ERCO que suman US \$ 4'821.311,91 (32,15%), disminuyendo el 25,22% respecto del año anterior. Página 10.

El rubro Ingresos Ajenos a la Operación durante este año alcanza al valor de US \$ 127.487,60, disminuyendo en el 81,82% respecto del año 2003, debido a la menor inversión financiera como consecuencia de la iliquidez, de los cuales US \$ 56.953,92 con el 44,67% corresponden a los ajenos a la operación y US \$ 70.533,68 con el 55,33% a los extraordinarios. Página 11.

GASTOS

De acuerdo al Estado de Resultados del período de análisis, la Empresa registró por concepto de Gastos Totales la suma de US \$ 11'416.970,80, según se puede observar en el Cuadro N° 6; de éstos, US \$ 8'524.908,57, con el 74,67% corresponden a gastos de operación; US \$ 2'169.928,50 con el 19,01%, a depreciación de bienes e instalaciones en servicio; US \$ 2.223,86, con el 0,02%, a la reposición de gastos realizados. Los Gastos de Operación que no son por venta de energía fueron de US \$ 719.909,87 (6,31%), de los cuales US \$ 67.671,80 con el 0,59% corresponde a gastos ajenos a la explotación; US \$ 302.232,13, con el 2,65%, a comisiones bancarias; US \$ 76.075,17, con el 0,67%, a no deducibles y US \$ 273.930,77, con el 2,40%, al rubro diversos (alícuotas). Página 12.

Los rubros de mayor incidencia corresponden a Materiales (37,66%), la Depreciación (19,80%), Mano de Obra (18,56%) y Varios (11,14%). Página 13.

Comparando los gastos del período indicado para los años 2003 y 2004, del Cuadro N° 7 se concluye que la Depreciación y la Mano de Obra se incrementan en el 3,54 % y 0,96%, respectivamente; el rubro Materiales se incrementa en el 8,32%; el rubro "Seguros" disminuye en el 7,51%; los Servicios Relacionados con el Personal disminuyen en el 47,67% y Varios en el 22,09%. Página 13.

Los gastos totales de operación para el año de análisis sumaron US \$ 10'697.060,93, es decir disminuyeron en el 4,47% con relación a los del año 2003; de éstos, US \$ 3'850.012,24 corresponde a las centrales hidráulicas y se incrementaron en el 6,31% mientras que, US \$ 5'030.766,05 corresponde a las centrales térmicas y disminuyeron en el 6,68%. Página 13.

Los gastos de **operación de las centrales hidráulicas** disminuyeron en el 8,39%, debido principalmente a la disminución del rubro "Servicios relacionados con el Personal " en el 45,92% como consecuencia de la disminución de las provisiones para indemnizaciones y para la jubilación patronal y del rubro "Seguros" en el 7,16% como consecuencia de la reducción de la tasa del seguro. La cuenta "Varios" se incrementa en el 19,01%, debido principalmente al incremento del pago de la energía en el 121,11%; la cuenta "Mano de Obra" se incrementa en el 5,45% debido a la entrada en vigencia del nuevo contrato colectivo. Página 14.

Los gastos de **operación de las centrales térmicas** disminuyeron en el 19,63%, debido por un lado a la disminución del rubro "Servicios relacionados con el Personal" en el 61,86%

como consecuencia de la disminución de las provisiones para indemnizaciones y para la jubilación patronal y por otro a la disminución del rubro “Materiales” en el 18,35% como consecuencia de la disminución de la producción bruta en el 21,62% en la central Monay y el 5,79% en El Descanso. Página 14.

Los gastos de **mantenimiento de las centrales hidráulicas** se incrementaron en el 44,37%, debido al incremento del rubro “Materiales” en el 288,48% como consecuencia del incremento de los gastos en repuestos y accesorios de equipos eléctricos para el mantenimiento en la central Saymirín, aunque disminuyó la cuenta “Contratos y Otros Servicios” en el 32,01%, el rubro “Servicios Relacionados con el Personal” en el 56,53% como consecuencia de la disminución de las provisiones para indemnizaciones y para la jubilación patronal. Página 14.

Los gastos de **mantenimiento de las centrales térmicas** se incrementaron en el 82,99%, como consecuencia del incremento del rubro “Materiales” en el 259,54% como consecuencia del incremento de los gastos en repuestos y accesorios de equipos eléctricos para el mantenimiento en la central El Descanso y de “Varios” en el 83,96%, aunque el rubro “Servicios Relacionados con el Personal” disminuye en el 54,13% como consecuencia de la disminución de las provisiones para indemnizaciones y para la jubilación patronal y la cuenta “Contratos y Otros Servicios” en el 81,01% como consecuencia de la disminución de la cuenta “Contrato de Obras de Mantenimiento y Construcción”. Página 15.

Los gastos ajenos a la operación en el año 2004 fueron US \$ 719.909,87 y disminuyeron en el 19,93% con relación al año 2003, especialmente los “Ajenos a la Explotación” en el 37,18% y los “No Deducibles” en el 60,83%. Página 15.

PRECIO MEDIO DE VENTA Y COSTO MEDIO DEL KWH

El ingreso promedio total, para el año 2004, fue de 5,93 cUS\$/KWh; si éste se compara con el costo total de producción que es de 4,27 cUS\$/KWh (que incluye el costo de pérdidas de 0,07 cUS\$/KWh), se obtiene una utilidad de 1,66 cUS\$/KWh. Página 16.

Por otro lado, mientras el costo unitario de producción disminuyó en el 10,65%, el precio unitario de venta se incrementó en el 2,32%, lo que hace que la utilidad unitaria se incremente en el 63,00%. Página 16.

RESULTADO DEL EJERCICIO ECONOMICO

Comparando los ingresos con los gastos del año 2004, se obtiene como resultado contable US \$ 3'578.388,08 (Cuadro N° 13A), que al comparar con la utilidad del año 2003, se determina un incremento del 62.99%. Página 17.

BALANCE CONDENSADO

Analizando el balance de situación con corte al 31 de diciembre del 2004 y comparando con el balance al 31 de diciembre del año 2003, se establecen las siguientes variaciones en la posición financiera de la Empresa: el Activo Total se incrementa en el 4,58%; el Activo

Corriente se incrementa en el 51,10%, como consecuencia del incremento de la cuenta Exigible en el 70,33%; el Activo Fijo disminuye en el 3,22% como consecuencia de la disminución del activo no depreciable en el 14,50%; Otros Activos se incrementaron en el 2,77%; Activo Diferido disminuye en el 11,99%, especialmente Cuentas por Liquidar en el 59,85%; el Pasivo se incrementa en el 13,02%, debido a que las deudas a corto plazo se incrementan en el 27,15%, aunque el pasivo a largo plazo disminuye en el 0,72% y el Patrimonio se incrementó en el 3,26%, respecto a diciembre del año 2003. Páginas 17 y 18.

RECAUDACIÓN

En el período enero-diciembre del 2004 el indicador Eficiencia de Recaudación ER es igual a 99,89% para el caso del contrato con la Centro Sur, mientras que para el caso de ERCO fue del 99,75%. Cuando se analiza, en cambio, la información correspondiente al mercado spot, se observa que la eficiencia de recaudación en el período fue del 43,26%, superior al indicador del período noviembre-diciembre/03 (24,61%). Página 20.

Al sumar las cuentas por cobrar a diciembre del año 2003, más la facturación del período enero-diciembre del 2004 y restando la recaudación del mismo período, tenemos que las cuentas por cobrar por la energía vendida mediante contratos y en el mercado ocasional al 31 de diciembre/04 es de US \$ 13'547.165,70, incrementándose en el 75,28% con relación a las cuentas por cobrar que existían al 31 de diciembre del año 2003. Página 21.

III. EL NEGOCIO ELÉCTRICO Y EL MERCADO

La producción bruta total de energía de las centrales, medida en barras, durante el período enero-diciembre del año 2004 alcanzó la cifra de 254'924.212 KWh, lo que significa un incremento del **7,30%** respecto al año anterior (237'588.750 KWh). De la producción bruta total, 197'443.323 KWh, con el 77,45%, fue el aporte de las centrales hidráulicas y 57'480.889 KWh, con el 22,55%, generaron las centrales térmicas. Página 22.

Al comparar la producción de energía de las centrales hidráulicas para los años 2003 y 2004 resulta que hay un incremento del 6,87% en la producción de Saucay, del 20,21% en la de Saymirín debido a la implementación del by pass y de 11,94% en la producción total. Página 22.

En relación con la producción térmica, durante el período disminuyó en el **6,09%**, como consecuencia de la reducción del número de horas que fueron despachadas, ya que las unidades de la Central El Descanso son ahora menos competitivas por efecto del Decreto Ejecutivo 1539, el que establece precios para el residuo de petróleo al que ELECAUSTRO y otras empresas del Centro Sur del país no tienen acceso. Página 23.

Durante el año 2004, ELECAUSTRO dispuso de una energía neta de 253'775.669,31 KWh para vender en el Mercado Ocasional y mediante contratos a Plazo, de los cuales 250'798.428,19 KWh, con el 98,83%, fue producción propia y, 2'977.241,12 KWh, con el 1,17%, se compró en el mercado ocasional. De la producción propia, 195'173.264,75 KWh corresponde a las centrales hidráulicas y 55'625.163,44 KWh a las térmicas. Página 23.

Hay un aspecto que vale la pena resaltar y es la disminución en el 77,44% respecto del año 2003, de la compra de energía en el mercado ocasional para satisfacer la demanda de los contratos, debido por un lado a que actualmente hay la posibilidad de vender en contratos el

100% de la producción hidráulica y por otra que las curvas de los contratos actuales son más planas. Página 24.

Considerando las transacciones de energía tanto en el Mercado Ocasional como mediante contratos con la Centro Sur y ERCO, en el año 2004 ELECAUSTRO vendió 253'775.669,31 KWh netos con el siguiente desglose: 119'220.000 KWh, con el 46,98%, a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur; 25'339.677 KWh, con el 9,99%, a ERCO y 109'215.992,31 KWh, con el 43,04%, en el Mercado Ocasional. La venta de energía a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur disminuye en el 4,66%, la venta a ERCO se incrementa en el 2,81% y la venta en Mercado Ocasional se incrementa en el 11,35%. Página 24.

Al comparar las estadísticas del período enero-diciembre del año 2004 con las del año 2003, se tiene que, mientras en el 2004 la pluviosidad fue de 2.726,00 mm, en el 2003 fue de 2.529,00 mm, incrementándose en el 7,79%; razón por la que el volumen de agua ingresado a las represas en el 2004 fue de 178'858.598 m³ y en el 2003 de 155'013.633 m³, con un incremento del 15,38%; el caudal promedio estimado del 2004 fue de 5,66 m³/seg y en el 2003 de 4,92 m³/seg, con un incremento del 15,07%. Página 26.

Relacionando la producción bruta con el consumo, se determina que hay una pequeña disminución de los rendimientos de combustible en la Central El Descanso y un incremento en Monay al comparar los períodos del año 2004 frente al 2003. Página 27.

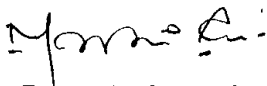
IV CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

Al comparar las estadísticas reales con los objetivos planteados se tienen los siguientes resultados: la producción total real fue menor en el 3,82% con respecto a la proyectada, debido básicamente a la desviación de la generación hidráulica en el menos 2,76%, como consecuencia de la disminución de las lluvias en el 5,76%; al haberse incrementado el precio de venta real en el 15,08% respecto del proyectado, los ingresos totales se incrementaron en el 10,68%. Se puede observar también, que en relación con el contrato con ERCO existe una desviación negativa de los ingresos del 9,45 %, debido a que en las proyecciones se asumió que el precio de venta sería del 3,4 cUSD/KWh, cuando en realidad se pactó a 3,01 cUSD/KWh. De manera general, se puede afirmar, que los objetivos previstos han sido cumplidos dentro de márgenes muy aceptables de desviación. Página 30.

V PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACIÓN

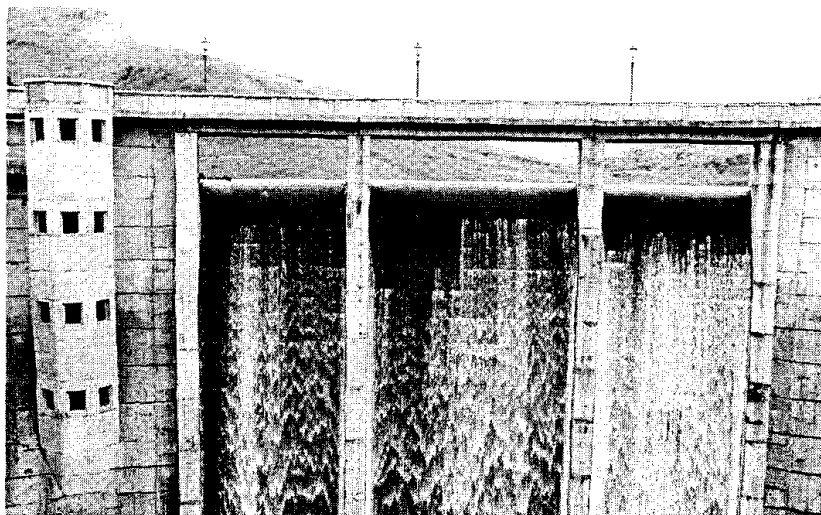
Desde la página 31 hasta la 44, se ha detallado las principales acciones realizadas por la Administración durante el período enero-diciembre del año 2004, sin embargo se puede destacar las siguientes: se realizó el mantenimiento mayor y cambio de rodete de turbina del grupo 3 y el mantenimiento mayor de la turbina del grupo 1 en la central Saymirín; en la Central El Descanso se realizó el mantenimiento mayor de la unidad N° 2 y 3; en la Central Monay se ejecutó la reparación de los grupos 4 y 6; se procedió a la construcción del cerramiento perimetral, la reparación, limpieza y lavado de la planta de tratamiento de agua y el mantenimiento de la central El Descanso; se realizó el mantenimiento de la vía Chiquintad-Dutasay; recuperación de terrenos y protección de la orilla del río Burgay en la central El Descanso aproximadamente en 4,5 hectáreas, mediante el relleno con material proveniente de la estabilización de los taludes de Nulti; continuando con la política de obtener otras alternativas de financiamiento para el proyecto Ocaña, con fecha 28 de junio/04 se recibe en la Gerencia General la oferta enviada por parte de la consultora

financiera China CCIAC y el 4 de noviembre/04 por parte de la firma Canadiense Aimacon Financial Service Inc; continuando con la política de búsqueda de nuevas alternativas de producción de energía, en lo que va del año, se firmó el contrato con la firma COHIEC por un monto de US \$ 53.083,35 (sin considerar el IVA) y se realizaron los Estudios de Prefactibilidad de los proyectos Soldados y Yanuncay, ubicados en la cuenca alta del río Yanuncay; se logró la implementación del sistema computarizado del control de activos fijos y depreciación, aspecto que ha permitido a la administración manejar de manera automática los registros y la información de los estados financieros, dando así cumplimiento a las recomendaciones de comisarios y auditoría externa de tener un control pormenorizado ítem por ítem de cada uno de los activos de la Empresa; en lo concerniente a la recepción de combustibles para la generación termoeléctrica, se ha regulado el despacho y recepción de combustibles a través de la adquisición de contómetros y la estandarización de temperaturas en base a una normativa, para el control de la salida del combustible a las máquinas, aspecto que ha permitido llevar un control mucho más eficiente de existencias; se suscribió un convenio de pago de los valores facturados y vencidos, de conformidad con el Acta de conciliación de saldos por la compra de energía entre la EEQ S.A. y ELECAUSTRO S. A. con corte al 28 de julio de 2004, por un valor que sobrepasaba los ochocientos mil dólares, gestión que nos permitió, recuperar liquidez y atender los pagos urgentes que la Empresa tenía; se concilió las cuentas por cobrar con la Corporación CENACE de la facturación que se realizaba a través del administrador técnico y Financiero del MEM hasta el 30 de septiembre de 2003; aplicación de la nueva Ley de Servicio Civil y Carrera Administrativa y de Unificación y Homologación de las Remuneraciones de los Servidores del Sector Público, pues se han hecho consultas y gestiones para su aplicación, sobre todo en lo que tiene que ver con la unificación salarial; aspecto que ha demandado la realización de informes para la Secretaría Nacional Técnica de Recursos Humanos, Fondo de solidaridad, Presupuesto, y otros; otro aspecto de importancia significativa ha sido la terminación del Manual Orgánico Funcional de la Compañía, aspecto que ha sido coordinado entre las diferentes Áreas.



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

ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO S.A



INFORME DE GESTION **PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2004**

ABRIL – 2005

INFORME DE GESTION DE ELECAUSTRO S.A.

PERIODO ENERO-DICIEMBRE DE 2004

INTRODUCCION

En cumplimiento de lo estipulado en el artículo 23, literal n), del Estatuto Social de la Compañía, me permito someter a consideración de los señores Miembros de la Junta General de Accionistas y del Directorio, este informe que resume las principales actividades y logros obtenidos por la “**EMPRESA ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO ELECAUSTRO S.A.**”, durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año 2004 .

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

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

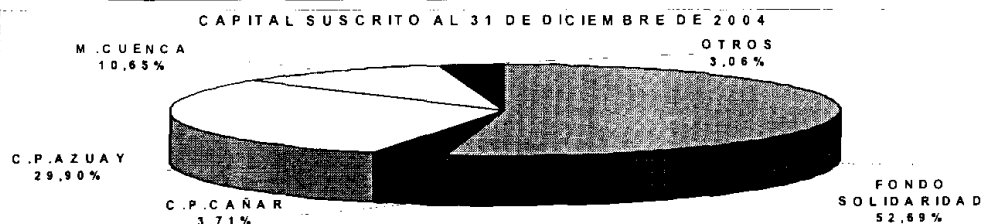
- I. Organismos Superiores de la Compañía**
- II. Situación Económico-Financiera**
- III. El Negocio Eléctrico y el Mercado**
- IV. Cumplimiento de Objetivos**
- V. Principales Acciones realizadas por la Administración**

I. ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

I.1 ESTRUCTURA DE LAS ACCIONES

Según el siguiente cuadro, el capital suscrito de la compañía al 31 de diciembre/04 es de US \$ 60'696.269,00, es decir se incrementó en el 1,52% respecto al 31 de diciembre/03:

ESTRUCTURA DE LAS ACCIONES		
ACCIONISTA	CAPITAL AL 31-DIC-2004	
	US \$	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	31.978.583,00	52,686
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	18.145.805,00	29,896
MUNICIPIO DE CUENCA	6.465.088,00	10,652
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	2.250.101,00	3,707
CREA	812.086,00	1,338
CONS. PROVINC. MORONA SANTIAGO	644.895,00	1,062
MUNICIPIO DE SANTA ISABEL	145.140,00	0,239
MUNICIPIO DE BIBLIAN	92.346,00	0,152
MUNICIPIO DEL SIGSIG	160.961,00	0,265
MUNICIPIO DE MORONA	1.264,00	0,002
CAPITAL TOTAL	60.696.269,00	100,000



I.2 INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

I.2.1 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

A diciembre del 2004, la Junta General de Accionistas estuvo integrada por los titulares de las acciones, tal como se indica a continuación:

INSTITUCIÓN	REPRESENTANTE LEGAL
Fondo de Solidaridad	Capitán Milton Ordóñez R.
Honorable Consejo Provincial del Azuay	Arq. Oswaldo Flores
Ilustre Municipalidad de Cuenca	Arq. Fernando Cordero C.
Honorable Consejo Provincial del Cañar	Sr. Diego Ormaza A.
H. Consejo Provincial Morona Santiago	Ing. Jaime Mejía R.
CREA	Dr. Luis Ayala G.
Ilustre Municipalidad de Santa Isabel	Sr. Rodrigo Quezada R.
Ilustre Municipalidad de Biblián	Dr. Bolívar Montero Z.
Ilustre Municipalidad del Sigsig	Lcdo. Marcelino Granda G.
Ilustre Municipalidad de Morona	Sr. Washington Vallejo G.

De enero a diciembre de 2004 se logró realizar 5 Juntas Generales de Accionistas, la 018 el 12 de marzo/04, la 019 el 30 de abril/04, la 020 el 16 de agosto/04, la 021 el 13 de octubre/04 y la 022 el 10 de diciembre/04, en las que se conocieron 14 temas de gran importancia y trascendencia para el desarrollo de la Empresa, que en resumen son los siguientes:

N°	TEMAS
018-0083	Se aprueba la Proforma Presupuestaria para el Ejercicio Económico del año 2004
018-0084	Está pendiente designación Miembros del Directorio por parte del Fondo Solidaridad.
019-0085	Se aprueba Informe de Comisarios del Ejercicio Económico del 2003.
019-0086	Se da por conocido Informe de Auditoría Externa a los Estados Financieros del 2003.
019-0087	Se aprueba Informe de la Administración por el año 2003.
019-0088	Se aprueba los Estados Financieros con corte al 31 de diciembre del 2003.
019-0089	Se aprueba reinversión de Utilidades en Ocaña.
020-0090	Nombramiento de Miembros del Directorio
020-0091	Incremento de Capital Suscrito y Reforma al Estatuto
021-0092	Conocimiento y Resolución sobre la recomendación realizada por el Directorio en torno a la Oferta presentada por el Consorcio Español, para la construcción del Proyecto Ocaña
021-0093	Designación de Miembros del Directorio de la Compañía
021-0094	Designación de Auditores Externos
022-0095	Conocimiento y Resolución sobre la recomendación realizada por el Directorio en torno a la Oferta presentada por el Consorcio Español, para la construcción del Proyecto Ocaña
022-0096	Designación de Miembros del Directorio

I.2.2 DIRECTORIO

El Directorio de la Empresa ha tenido regularidad en sus reuniones, habiéndose realizado 23 sesiones en el período enero-diciembre de 2004, tomándose 106 resoluciones que se indican en el **Anexo N° 1**. A diciembre de 2004, 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:		
Arq. Oswaldo Flores M. (PRINCIPAL)	021-093	13-oct-04
Dr. Marcelo Sánchez C. (PRINCIPAL)	022-096	10-dic-04
Tglo. Paúl Carrasco C. (SUPLENTE)	014-069	27-mar-03
FONDO DE SOLIDARIDAD:		
Ing. Alejandro Palacios T. (PRINCIPAL)	014-069	27-mar-03
Ing. Ramiro Rojas. (PRINCIPAL)	021-093	13-oct-04
Ing. Hernando Merchán M. (PRINCIPAL)	014-069	27-mar-03
Ing. Luis Rojas I. (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 A. (PRINCIPAL)	022-096	10-dic-04
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:		
Ing. Joffre Montenegro (PRINCIPAL)	020-090	16-ago-04
Ing. Joffre Maldonado (SUPLENTE)		

II. SITUACIÓN ECONOMICO-FINANCIERA

II.1 INGRESOS, GASTOS Y RESULTADO DEL EJERCICIO ECONOMICO AÑO 2004

II.1.1 INGRESOS

Según el Balance de Resultados del período económico del año 2004, los Ingresos Totales acumulados alcanzan a la cantidad de US \$ 14'995.358,88, considerando ingresos de operación (Facturación) y los ajenos a la operación, siendo mayores en el 4,92% respecto a los del año 2003, conforme se observa en el Cuadro N° 1 y 10,68% mejor que el objetivo para ese período, conforme se observa en el cuadro N° 32.

Cuadro N° 1. INGRESOS TOTALES

CONCEPTO	AÑO 2003	AÑO 2004		VARIACION
	US \$	US \$	%	US \$
OPERACIÓN	13.590.766,97	14.867.871,28	99,15	9,40%
- Venta Energía Mercado Ocasional	7.143.438,55	10.046.559,37	67,00	40,64%
- Venta Energía Contratos a Plazo	6.447.328,42	4.821.311,91	32,15	-25,22%
AJENOS A LA OPERACIÓN	701.260,09	127.487,60	0,85	-81,82%
- Ajenos Operación	156.144,85	56.953,92	0,38	-63,52%
- Extraordinarios (Multas, Otros)	545.115,24	70.533,68	0,47	-87,06%
TOTALES	14.292.027,06	14.995.358,88	100,00	4,92%



INGRESOS DE OPERACIÓN (FACTURACIÓN)

Del Cuadro N° 1 se observa que los ingresos de operación del año 2004 (US \$ 14'867.871,28) que corresponde al 99,15% del total, se incrementaron en el 9,40% respecto del año 2003 y se desglosan en: venta de energía en el mercado ocasional, que alcanza a US \$ 10'046.559,37 (67,00%), incrementándose en el 40,64% respecto del año 2003 y, venta de energía mediante contratos a plazo con la Centro Sur y ERCO que suman US \$ 4'821.311,91 (32,15%), disminuyendo el 25,22% respecto del año anterior.

Variación de los Ingresos en el Mercado Ocasional

Según se indicó en el párrafo anterior, los ingresos en el Mercado Ocasional para el año 2004 se incrementaron en el 40,64% con relación al año 2003, debido especialmente al incremento en el 48,73% de los ingresos por potencia, como consecuencia de la modificación del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Funcionamiento del MEM, mediante la cual el cargo por potencia correspondiente a la demanda de los contratos a plazo se factura en el Mercado Ocasional; los ingresos por energía se incrementaron en el 38,33% como consecuencia del incremento de la energía vendida en el 11,35% y del incremento de los ingresos por liquidación del IVA del combustible, generación forzada y obligada y rentas de congestión en el 230,71% y de los costos marginales en el 6,88%, como se muestra en el Cuadro N° 2.

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

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIACION
POTENCIA REMUNERABLE MEDIA	KW	40.706,50	34.497,22	-15,25%
ENERGIA VENDIDA	KWh	98.081.177,79	109.215.992,31	11,35%
ENERGIA COMPRADA	KWh	13.195.786,57	2.977.241,12	-77,44%
INGRESOS BRUTOS POR POTENCIA	US \$	2.784.209,40	2.359.609,69	-15,25%
COBRO DE POTENCIA EN CONTRATOS	US \$	1.197.886,87	381,33	-99,97%
DESVIO REGUL.PRIMARIA FRECUENCIA	US \$	99,27	0,00	-100,00%
INGRESOS NETOS POR POTENCIA	US \$	1.586.223,25	2.359.228,36	48,73%
INGRESOS BRUTOS POR ENERGIA	US \$	6.414.864,60	7.668.130,13	19,54%
EGRESOS POR COMPRA DE ENERGIA	US \$	936.423,17	241.316,03	-74,23%
COMBUS.GEN.O/F.RENT.CONG.INTERC.	US \$	78.773,85	260.516,89	230,71%
INGRESOS NETOS POR ENERGIA	US \$	5.557.215,28	7.687.331,00	38,33%
INGRESOS TOTALES	US \$	7.143.438,55	10.046.559,37	40,64%
COSTOS MARGINALES PROMEDIOS	cUS/KWh	5,78	6,18	6,88%
PRECIO TOTAL DE COMPRA ENERGIA	cUS/KWh	7,10	8,11	14,22%
PRECIO TOT.PONDERADO VENTA ENERGIA	cUS/KWh	6,62	7,26	9,65%

Respecto del incremento de la energía vendida en el mercado ocasional, en el Cuadro N° 3 se puede observar que ésta se debe al incremento de la producción hidráulica neta en el 11,54%, especialmente en la central Saymirín en el 19,61%, como resultado de la implementación del by pass, aunque la producción térmica haya disminuido en el 6,67%, variaciones que se analizarán en el numeral III.2.

Cuadro N° 3. DISPONIBILIDAD DE ENERGIA

CENTRAL	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIACION
SAUCAY	108.517.765,17	115.675.668,00	6,60%
SAYMIRIN	66.462.615,45	79.497.596,75	19,61%
HIDRAULICA	174.980.380,62	195.173.264,75	11,54%
DESCANSO	58.486.984,53	54.757.503,67	-6,38%
MONAY	1.111.498,07	867.659,77	-21,94%
TERMICA	59.598.482,60	55.625.163,44	-6,67%
TOTAL	234.578.863,22	250.798.428,19	6,91%

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

Según el Cuadro N° 4, los ingresos brutos totales por la venta de energía mediante contratos a plazo para el año 2004 disminuyeron en el 25,22% respecto de los del año 2003; los ingresos brutos correspondientes al contrato con ERCO fueron el 32,39% menores a los del mismo período del año 2003, mientras que los ingresos totales del contrato con la Centro Sur se redujeron en el 23,69%, debido fundamentalmente, en ambos casos, a la disminución de los ingresos por potencia (100,00% y 92,28 % respectivamente) como consecuencia de la aplicación del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Funcionamiento del MEM.

Cuadro N° 4. VARIACION DE INGRESOS POR LOS CONTRATOS

DESCRIPCION	UNI	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIAC.
ENERGIA CONTRATO CENTRO SUR	KWh	125.046.000,00	119.220.000,00	-4,66%
ENERGIA CONTRATO ERCO	KWh	24.647.472,00	25.339.677,00	2,81%
ENERGIA TOTAL CONTRATOS	KWh	149.693.472,00	144.559.677,00	-3,43%
POR POTENCIA CENTRO SUR	US \$	997.500,00	0,00	-100,00%
POR ENERGIA CENTRO SUR	US \$	4.314.087,00	4.053.480,00	-6,04%
INGRESOS TOTALES CENTRO SUR	US \$	5.311.587,00	4.053.480,00	-23,69%
POR POTENCIA ERCO	US \$	193.236,18	14.923,72	-92,28%
POR ENERGIA ERCO	US \$	942.505,24	752.908,19	-20,12%
INGRESOS BRUTOS ERCO	US \$	1.135.741,42	767.831,91	-32,39%
EGRESOS PEAJES Y ADICION.ERCO	US \$	229.437,79	5.563,57	-97,58%
INGRESOS NETOS ERCO	US \$	906.303,63	762.268,34	-15,89%
INGRESOS BRUTOS TOTALES CONT.	US \$	6.447.328,42	4.821.311,91	-25,22%
INGRESOS NETOS TOTALES CONT.	US \$	6.217.890,63	4.815.748,34	-22,55%
PRECIO VENTA CENTRO SUR	cUSD/KWh	3,45	3,40	-1,45%
PRECIO VENTA BRUTO ERCO	cUSD/KWh	4,61	3,03	-34,24%

INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN

El rubro Ingresos Ajenos a la Operación durante este año alcanza al valor de US \$ 127.487,60, disminuyendo en el 81,82% respecto del año 2003, debido a la menor inversión financiera como consecuencia de la iliquidez, de los cuales US \$ 56.953,92 con el 44,67% corresponden a los ajenos a la operación y US \$ 70.533,68 con el 55,33% a los extraordinarios, como se observa en el Cuadro N° 5.

Cuadro N° 5. INGRESOS AJENOS A LA OPERACION

CONCEPTO	AÑO 2003	AÑO 2004		VARIACION
	US \$	US \$	%	US \$
- Ajenos Operación	156.144,85	56.953,92	44,67	-63,52%
- Extraordinarios (Multas, Otros)	545.115,24	70.533,68	55,33	-87,06%
TOTALES	701.260,09	127.487,60	100,00	-81,82%

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 \$ 11'416.970,80, según se puede observar en el Cuadro N° 6; de éstos, US \$ 8'524.908,57, con el 74,67% corresponden a gastos de operación; US \$ 2'169.928,50 con el 19,01%, a depreciación de bienes e instalaciones en servicio; US \$ 2.223,86, con el 0,02%, a la reposición de gastos realizados. Los Gastos de Operación que no son por venta de energía fueron de US \$ 719.909,87 (6,31%), de los cuales US \$ 67.671,80 con el 0,59% corresponde a gastos ajenos a la explotación; US \$ 302.232,13, con el 2,65%, a comisiones bancarias; US \$ 76.075,17, con el 0,67%, a no deducibles y US \$ 273.930,77, con el 2,40%, al rubro diversos (alcuotas).

Al comparar los gastos de los años 2004 y 2003 (Cuadro N° 6) se observa que los gastos totales disminuyen en el 5,62%, los gastos de operación decrecen en el 4,47% y los de operación por no venta en el 19,93%.

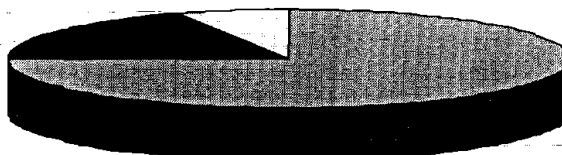
Cuadro N° 6. GASTOS TOTALES

CONCEPTO	AÑO 2003		AÑO 2004		VARIACION
	US \$	%	US \$	%	%
OPERACION	11.197.473,75	92,57	10.697.060,93	93,69	-4,47%
- Operación	9.096.464,97	75,20	8.524.908,57	74,67	-6,28%
- Depreciación	2.101.008,78	17,37	2.169.928,50	19,01	3,28%
- Reposición	0,00	0,00	2.223,86	0,02	
OPERACIÓN POR NO VENTA	899.118,06	7,43	719.909,87	6,31	-19,93%
- Ajenos Explotación	107.731,41	0,89	67.671,80	0,59	-37,18%
- Comisiones Bancarias/Intereses Bancarios	309.066,34	2,55	302.232,13	2,65	-2,21%
- No deducibles	194.234,94	1,61	76.075,17	0,67	-60,83%
- Diversos (Alcuotas)	288.085,37	2,38	273.930,77	2,40	-4,91%
TOTALES	12.096.591,81	100,00	11.416.970,80	100,00	-5,62%

OPERACIÓN POR NO
VENTA
6,31%

DEPRECIACIÓN
19,01%

GASTOS TOTALES ENERO-DICIEMBRE AÑO 2004



OPERACIÓN
74,68%

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

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

DESCRIPCION	AÑO 2003		AÑO 2004		VARIAC. %
	US \$	PARTICIP.	US \$	PARTICIP.	
Contratos y Otros Servicios	310.684,66	2,57%	185.897,19	1,63%	-40,17%
Depreciación	2.183.160,10	18,05%	2.260.410,52	19,80%	3,54%
Mano de Obra	2.098.676,16	17,35%	2.118.848,73	18,56%	0,96%
Materiales	3.969.047,36	32,81%	4.299.349,72	37,66%	8,32%
Seguros	709.172,10	5,86%	655.924,70	5,75%	-7,51%
Servicios relacion.con Personal	1.193.049,53	9,86%	624.355,41	5,47%	-47,67%
Varios	1.632.801,90	13,50%	1.272.184,53	11,14%	-22,09%
TOTAL	12.096.591,81	100,00%	11.416.970,80	100,00%	-5,62%

Como se puede observar en el Cuadro N° 7, los rubros de mayor incidencia corresponden a Materiales (37,66%), la Depreciación (19,80%), Mano de Obra (18,56%) y Varios (11,14%).

Comparando los gastos del período indicado para los años 2003 y 2004, del Cuadro N° 7 se concluye que la Depreciación y la Mano de Obra se incrementan en el 3,54 % y 0,96%, respectivamente; el rubro Materiales se incrementa en el 8,32%; el rubro "Seguros" disminuye en el 7,51%; los Servicios Relacionados con el Personal disminuyen en el 47,67% y Varios en el 22,09%.

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

GASTOS TOTALES DE OPERACION

Según se indica en el Cuadro N° 8, los gastos totales de operación para el año de análisis sumaron US \$ 10'697.060,93, es decir disminuyeron en el 4,47% con relación a los del año 2003; de éstos, US \$ 3'850.012,24 corresponde a las centrales hidráulicas y se incrementaron en el 6,31% mientras que, US \$ 5'030.766,05 corresponde a las centrales térmicas y disminuyeron en el 6,68%.

Cuadro N° 8. GASTOS TOTALES DE OPERACIÓN

DESCRIPCION		AÑO 2003	AÑO 2004	VARIACION	
		US \$	US \$	US \$	%
Hidroeléctrica	Supervisión e Ingeniería	28.663,05	28.825,70	162,65	0,57%
	Operación	1.302.938,17	1.193.560,13	-109.378,04	-8,39%
	Mantenimiento	671.457,59	969.384,98	297.927,39	44,37%
	Depreciación	1.618.532,81	1.658.241,43	39.708,62	2,45%
	Total	3.621.591,62	3.850.012,24	228.420,62	6,31%
Termoeléctrica	Supervisión e Ingeniería	26.805,49	22.462,68	-4.342,81	-16,20%
	Operación	4.377.417,56	3.518.022,69	-859.394,87	-19,63%
	Mantenimiento	600.197,20	1.098.320,50	498.123,30	82,99%
	Depreciación	386.729,21	391.960,18	5.230,97	1,35%
	Total	5.391.149,46	5.030.766,05	-360.383,41	-6,68%
Total Generac.	Supervisión e Ingeniería	55.468,54	51.288,38	-4.180,16	-7,54%
	Operación	5.680.355,73	4.711.582,82	-968.772,91	-17,05%
	Mantenimiento	1.271.654,79	2.067.705,48	796.050,69	62,60%
	Depreciación	2.005.262,02	2.050.201,61	44.939,59	2,24%
	Total	9.012.741,08	8.880.778,29	-131.962,79	-1,46%
Administración General		1.854.782,86	1.694.326,60	-160.456,26	-8,65%
Instalaciones Generales		95.746,76	119.732,18	23.985,42	25,05%
Total Generación		10.963.270,70	10.694.837,07	-268.433,63	-2,45%
Gastos Contrato con ERCO		234.203,05		-234.203,05	
Gastos de Reposición			2.223,86	2.223,86	
Total		11.197.473,75	10.697.060,93	-500.412,82	-4,47%

Según el Cuadro N° 8, los gastos más significativos y de mayor variación en los años 2003 y 2004 son los de operación y mantenimiento, por lo que, las variaciones se analizarán a continuación a partir del desglose indicado en los Cuadros N° 9 y 10:

Cuadro N° 9. GASTOS DE OPERACIÓN

	HIDRAULICO			TERMICO		
	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIAC.	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIAC.
Contratos y Otros Serv.	5.720,00	709,98	-87,59%	2.352,00		
Depreciación	587,80	837,72	42,52%			
Mano de Obra	508.969,80	536.700,37	5,45%	296.347,21	247.014,03	-16,65%
Materiales	20.319,59	16.720,36	-17,71%	3.498.548,18	2.856.394,14	-18,35%
Seguros	405.648,53	376.597,36	-7,16%	221.207,10	186.131,88	-15,86%
Servic.Relac.Personal	259.418,92	140.281,26	-45,92%	167.189,41	63.772,52	-61,86%
Varios	102.273,53	121.713,08	19,01%	191.773,66	164.710,12	-14,11%
Total	1.302.938,17	1.193.560,13	-8,39%	4.377.417,56	3.518.022,69	-19,63%

Cuadro N° 10. GASTOS DE MANTENIMIENTO

	HIDRAULICO			TERMICO		
	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIAC.	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIAC.
Contratos y Otros Serv.	178.039,95	121.045,35	-32,01%	46.417,45	8.814,78	-81,01%
Mano de Obra	205.449,38	199.617,60	-2,84%	201.417,18	207.714,17	3,13%
Materiales	144.327,21	560.676,67	288,48%	217.390,96	781.596,71	259,54%
Seguros	9.655,39	9.149,68	-5,24%	8.635,66	8.528,38	-1,24%
Servic.Relac.Personal	116.443,39	50.613,30	-56,53%	101.916,49	46.745,41	-54,13%
Varios	17.542,27	28.282,38	61,22%	24.419,46	44.921,05	83,96%
Total	671.457,59	969.384,98	44,37%	600.197,20	1.098.320,50	82,99%

De acuerdo con el Cuadro N° 9, los gastos de **operación de las centrales hidráulicas** disminuyeron en el 8,39%, debido principalmente a la disminución del rubro "Servicios relacionados con el Personal" en el 45,92% como consecuencia de la disminución de las provisiones para indemnizaciones y para la jubilación patronal y del rubro "Seguros" en el 7,16% como consecuencia de la reducción de la tasa del seguro. La cuenta "Varios" se incrementa en el 19,01%, debido principalmente al incremento del pago de la energía en el 121,11%; la cuenta "Mano de Obra" se incrementa en el 5,45% debido a la entrada en vigencia del nuevo contrato colectivo.

En el Cuadro N° 9 se observa que, los gastos de **operación de las centrales térmicas** disminuyeron en el 19,63%, debido por un lado a la disminución del rubro "Servicios relacionados con el Personal" en el 61,86% como consecuencia de la disminución de las provisiones para indemnizaciones y para la jubilación patronal y por otro a la disminución del rubro "Materiales" en el 18,35% como consecuencia de la disminución de la producción bruta en el 21,62% en la central Monay y el 5,79% en El Descanso.

Según el Cuadro N° 10, los gastos de **mantenimiento de las centrales hidráulicas** se incrementaron en el 44,37%, debido al incremento del rubro "Materiales" en el 288,48% como consecuencia del incremento de los gastos en repuestos y accesorios de equipos eléctricos para el mantenimiento en la central Saymirín, aunque disminuyó la cuenta "Contratos y Otros Servicios" en el 32,01%, el rubro "Servicios Relacionados con el

Personal" en el 56,53% como consecuencia de la disminución de las provisiones para indemnizaciones y para la jubilación patronal.

De acuerdo al Cuadro N° 10, los gastos de **mantenimiento de las centrales térmicas** se incrementaron en el 82,99%, como consecuencia del incremento del rubro "Materiales" en el 259,54% como consecuencia del incremento de los gastos en repuestos y accesorios de equipos eléctricos para el mantenimiento en la central El Descanso y de "Varios" en el 83,96%, aunque el rubro "Servicios Relacionados con el Personal" disminuye en el 54,13% como consecuencia de la disminución de las provisiones para indemnizaciones y para la jubilación patronal y la cuenta "Contratos y Otros Servicios" en el 81,01% como consecuencia de la disminución de la cuenta "Contrato de Obras de Mantenimiento y Construcción".

GASTOS AJENOS A LA OPERACION

Los gastos ajenos a la operación en el año 2004 fueron US \$ 719.909,87 y disminuyeron en el 19,93% con relación al año 2003, especialmente los "Ajenos a la Explotación en el 37,18% y los "No Deducibles" en el 60,83%, como se observa en el Cuadro N° 11.

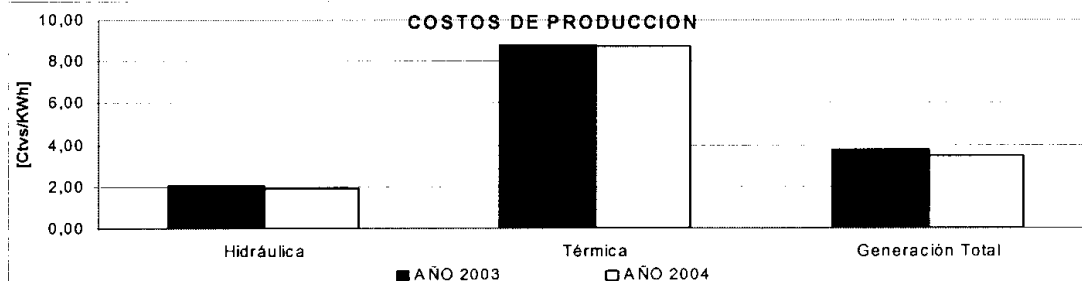
Cuadro N° 11. VARIACION DE LOS GASTOS AJENOS A LA OPERACION

CONCEPTO	AÑO 2003 US \$	AÑO 2004 US \$	VARIACION	
			US \$	%
- Ajenos Explotación	107.731,41	67.671,80	-40.059,61	-37,18%
- Comisiones Bancarias/Intereses Bancarios	309.066,34	302.232,13	-6.834,21	-2,21%
- No deducibles	194.234,94	76.075,17	-118.159,77	-60,83%
- Diversos (Alícuotas)	288.085,37	273.930,77	-14.154,60	-4,91%
TOTALES	899.118,06	719.909,87	-179.208,19	-19,93%

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° 19 y la energía disponible indicada en el Cuadro N° 21, se obtienen los precios de venta y costos de producción del KWh indicados en el siguiente Cuadro N° 12:

Cuadro N° 12. PRECIO MEDIO DE VENTA Y COSTO MEDIO DE PRODUCCION DEL KW h						
DESCRIPCION		UNIDAD	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIACION	
					CANTIDAD	%
ENERGIA BRUTA	Hidráulica	KWh	176.380.785,00	197.443.323,00	21.062.538,00	11,94%
	Térmica	KWh	61.207.965,00	57.480.889,00	-3.727.076,00	-6,09%
	Total Generación	KWh	237.588.750,00	254.924.212,00	17.335.462,00	7,30%
Pérdid.Energía y Autocons.		KWh	3.009.886,78	4.125.783,81	1.115.897,03	37,07%
Energía Vendida		KWh	234.578.863,22	250.798.428,19	16.219.564,97	6,91%
GASTOS OPERAC.	Generac.Hidro	US \$	3.621.591,62	3.850.012,24	228.420,62	6,31%
	Gener.Térmica	US \$	5.391.149,46	5.030.766,05	-360.383,41	-6,68%
	Generación Total	US \$	9.012.741,08	8.880.778,29	-131.962,79	-1,46%
	Administración	US \$	1.854.782,86	1.694.326,60	-160.456,26	-8,65%
	Instal.Generales	US \$	95.746,76	119.732,18	23.985,42	25,05%
	Gastos ERCO	US \$	234.203,05	0,00	-234.203,05	-100,00%
	Reposición	US \$	0,00	2.223,86	2.223,86	
Totales		US \$	11.197.473,75	10.697.060,93	-500.412,82	-4,47%
INGRESOS		US \$	13.590.766,97	14.867.871,28	1.277.104,31	9,40%
COSTOS PRODUCCION	Hidráulica	Ctvs/KWh	2,05	1,95	-0,10	-5,03%
	Térmica	Ctvs/KWh	8,81	8,75	-0,06	-0,63%
	Generación Total	Ctvs/KWh	3,79	3,48	-0,31	-8,16%
	Administración	Ctvs/KWh	0,78	0,66	-0,12	-14,86%
	Inst.Generales	Ctvs/KWh	0,04	0,05	0,01	16,55%
	Explotación	Ctvs/KWh	4,71	4,20	-0,52	-10,97%
	Pérd.Energía	Ctvs/KWh	0,06	0,07	0,01	14,15%
	Costo Total	Ctvs/KWh	4,77	4,27	-0,51	-10,65%
PRECIO VENTA		Ctvs/KWh	5,79	5,93	0,13	2,32%
UTILIDAD DE OPERACIÓN		Ctvs/KWh	1,02	1,66	0,64	63,00%
UTILIDAD DE OPERACIÓN		US \$	2.393.293,22	4.170.810,35	1.777.517,13	74,27%
INGRESOS AJENOS EXPLOT		US \$	701.260,09	127.487,60	-573.772,49	-81,82%
GASTOS AJENOS EXPLOT.		US \$	899.118,06	719.909,87	-179.208,19	-19,93%
UTILIDAD TOTAL		US \$	2.195.435,25	3.578.388,08	1.382.952,83	62,99%



Del cuadro anterior se concluye que el ingreso promedio total, para el año 2004, fue de 5,93 cUS\$/KWh; si éste se compara con el costo total de producción que es de 4,27 cUS\$/KWh (que incluye el costo de pérdidas de 0,07 cUS\$/KWh), se obtiene una utilidad de 1,66 cUS\$/KWh.

Por otro lado, mientras el costo unitario de producción disminuyó en el 10,65%, el precio unitario de venta se incrementó en el 2,32%, lo que hace que la utilidad unitaria se incremente en el 63,00%.

II.1.3 RESULTADO DEL EJERCICIO ECONOMICO

Comparando los ingresos con los gastos del año 2004, se obtiene como resultado contable US \$ 3'578.388,08 (Cuadro N° 13A), que al comparar con la utilidad del año 2003, se determina un incremento del 62,99%.

Cuadro N° 13A. UTILIDAD EJERCICIO ECONOMICO

DESCRIPCION	AÑO 2003 US \$	AÑO 2004 US \$	VARIACION US \$	VARIACION %
Ingresos de Operación	13.590.766,97	14.867.871,28	1.277.104,31	9,40%
Ingresos Ajenos Operación	701.260,09	127.487,60	-573.772,49	-81,82%
Ingresos Totales	14.292.027,06	14.995.358,88	703.331,82	4,92%
Gastos de Operación	11.197.473,75	10.697.060,93	-500.412,82	-4,47%
Gastos Ajenos Operación	899.118,06	719.909,87	-179.208,19	-19,93%
Gastos Totales	12.096.591,81	11.416.970,80	-679.621,01	-5,62%
Resultado Operación	2.393.293,22	4.170.810,35	1.777.517,13	74,27%
Resultado Ajeno Operación	-197.857,97	-592.422,27	-394.564,30	199,42%
Resultado Contable Ejercicio	2.195.435,25	3.578.388,08	1.382.952,83	62,99%

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° 13B. CONCILIACION TRIBUTARIA

DESCRIPCION	AÑO 2003 US \$	AÑO 2004 US \$	VARIACION US \$	VARIACION %
Utilidad Contable	2.195.435,25	3.578.388,08	1.382.952,83	62,99%
Gastos No Deducibles	1.321.770,08	920.135,93	-401.634,15	-30,39%
Base de Cálculo Participación Laboral	3.517.205,33	3.578.388,08	61.182,75	1,74%
15% Participación Laboral	527.580,80	536.758,21	9.177,41	1,74%
Utilidad Gravable - Base Imponible I.R.	2.989.624,53	3.961.765,80	972.141,27	32,52%
25 % Impuesto a la Renta	747.406,13	990.441,45	243.035,32	32,52%
Utilidad Neta	920.448,32	2.051.188,42	1.130.740,10	122,85%
10 % Reserva Legal	92.044,83	205.118,84	113.074,01	122,85%
Saldo a disposición de los Accionistas	828.403,49	1.846.069,58	1.017.666,09	122,85%

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 58,07% para el año 2003 y 42,68% para el 2004, frente al 36,25% para el 2003 y 33,95% para el 2004, 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

En el Cuadro N° 14 se presenta los Balances Condensados de la Compañía a diciembre de los años 2003 y 2004, y se establecen las siguientes variaciones en la posición financiera de la Empresa:

Activo Total: se incrementa en el 4,58%.

Activo Corriente: se incrementa en el 51,10%, como consecuencia del incremento de la cuenta Exigible en el 70,33%.

Activo Fijo: disminuyen en el 3,22% como consecuencia de la disminución del activo no depreciable en el 14,50%.

Otros Activos: se incrementan en el 2,77%.

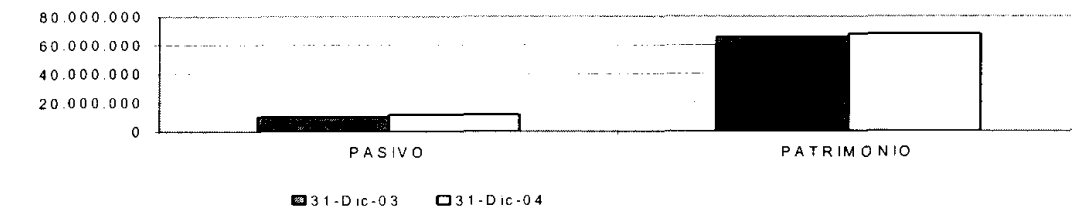
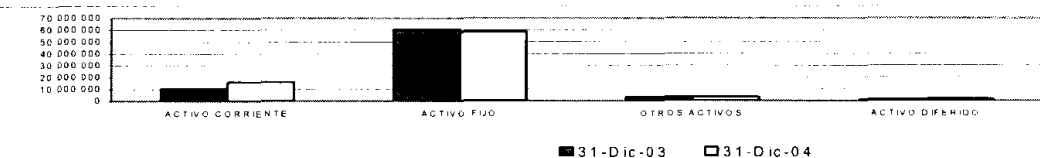
Activo Diferido: Este Activo experimenta una disminución del 11,99%, por Pagos Anticipados en el 59,85.

Pasivo: El pasivo se incrementa en el 13,02%, debido a que las deudas a corto plazo se incrementan en el 27,15%, aunque el pasivo a largo plazo disminuye en el 0,72%.

Patrimonio: Al 31 de diciembre/04 el Patrimonio de la Empresa se incrementó en el 3,26%, respecto a diciembre del año 2003.

Cuadro N° 14. BALANCE CONDENSADO

BALANCE CONDENSADO	31-Dic-2003 [US \$]	31-Dic-2004 [US \$]	VARIACION [US \$] %	
ACTIVO	75.926.887,61	79.406.226,60	3.479.338,99	4,58%
ACTIVO CORRIENTE	10.699.894,75	16.167.373,93	5.467.479,18	51,10%
Disponible	2.360.764,63	2.073.694,38	-287.070,25	-12,16%
Exigible	8.092.038,15	13.783.514,04	5.691.475,89	70,33%
Inventarios	247.091,97	310.165,51	63.073,54	25,53%
ACTIVO FIJO	60.532.464,47	58.585.419,94	-1.947.044,53	-3,22%
Depreciable	112.289.068,18	113.367.336,18	1.078.268,00	0,96%
No depreciable	5.351.533,78	4.575.652,28	-775.881,50	-14,50%
Depreciación Acumulada	57.108.137,49	59.357.568,52	2.249.431,03	3,94%
OTROS ACTIVOS	3.535.673,52	3.633.570,07	97.896,55	2,77%
Estudios y obras	64.786,06	133.236,37	68.450,31	105,66%
Otros Activos - Inventarios	3.470.887,46	3.500.333,70	29.446,24	0,85%
ACTIVO DIFERIDO	1.156.854,87	1.019.862,66	-138.992,21	-11,99%
Pagos anticipados	602.938,09	242.091,65	-360.846,44	-59,85%
Cuentas por liquidar	292.713,65	404.111,19	111.397,54	38,06%
Otras Cuentas por liquidar			0,00	
Intangibles		3.100,32	3.100,32	
Cuentas por liquidar Varias			0,00	
Otros débitos diferidos	263.203,13	370.559,50	107.356,37	40,79%
PASIVO	10.284.289,83	11.623.535,81	1.339.245,98	13,02%
Pasivo a corto plazo	5.070.697,24	6.447.228,54	1.376.531,30	27,15%
Pasivo a largo plazo	5.213.592,59	5.176.307,27	-37.285,32	-0,72%
Pasivo diferido			0,00	
Ingresos Diferidos			0,00	0,00%
PATRIMONIO	65.642.597,78	67.782.690,79	2.140.093,01	3,26%
Capital social	59.785.934,00	60.696.269,00	910.335,00	1,52%
Aportaciones	5,15	3,65	-1,50	-29,13%
Reservas	4.936.210,31	5.035.229,73	99.019,42	2,01%
Resultados	920.448,32	2.051.188,41	1.130.740,09	122,85%
PASIVO + PATRIMONIO	75.926.887,61	79.406.226,60	3.479.338,99	4,58%



A continuación se presenta el movimiento de la cuenta "Disponibile" correspondiente al Activo Corriente, donde se puede observar que al 31 de diciembre/04 se tiene un total de US \$ 2'073.694,38:

MES	DISPONIBLE [US \$]
Dic-03	2.360.764,63
Ene-04	2.374.591,02
Feb-04	2.411.362,56
Mar-04	1.887.417,35
Abr-04	1.702.342,69
May-04	1.229.773,58
Jun-04	1.333.891,37
Jul-04	1.278.682,89
Ago-04	1.334.141,98
Sep-04	1.950.511,34
Oct-04	2.295.743,85
Nov-04	2.098.147,88
Dic-04	2.073.694,63

ANÁLISIS DE INDICADORES FINANCIEROS:

A continuación se describe los principales índices de liquidez, solvencia, endeudamiento y rentabilidad de la Compañía (Cuadro N° 15):

Cuadro N° 15. INDICADORES DE ELECAUSTRO S.A.

DESCRIPCION	Dic-00	Dic-01	Dic-02	Dic-03	Dic-04
Patrimonio/Activo	0,789	0,855	0,860	0,865	0,854
Activo Fijo/ Activo	0,811	0,784	0,815	0,797	0,738
RAZONES DE ENDEUDAMIENTO					
Patrimonio/Pasivo	3,750	5,889	6,146	6,383	5,832
Pasivo/Activo	0,211	0,145	0,140	0,135	0,146
Pasivo/Activo Fijo	0,260	0,185	0,172	0,170	0,198
Pasivo Corriente/Pasivo	0,480	0,276	0,455	0,493	0,555
Pasivo largo plazo/Activo	0,105	0,104	0,070	0,069	0,065
Pasivo largo plazo/Activo Fijo	0,130	0,132	0,085	0,086	0,088
RAZONES DE LIQUIDEZ					
Activo Corriente/Pasivo Corriente	0,744	3,246	2,087	2,110	2,508
(Activo Corri. - Invent.)/Pas. Corri.	0,714	3,164	2,042	2,061	2,460
RAZONES DE RENTABILIDAD					
UOI/ventas	12,71%	40,63%	12,27%	16,15%	24,07%
UOI/gastos	11,63%	66,60%	13,67%	16,15%	31,34%
UOI/activo	1,54%	10,45%	1,78%	2,89%	4,51%
UOI/Activos Netos de Operación	1,90%	13,34%	2,19%	3,63%	6,11%
UOI/patrimonio	1,95%	12,23%	2,07%	3,34%	5,28%

UOI = Utilidad Operativa Antes de Impuestos

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

Al 31 de diciembre de 2004 la Empresa mantiene como pasivo, únicamente la deuda con el Ministerio de Economía y Finanzas, dentro de lo que se considera como deuda externa e implica el pago de las siguientes obligaciones en divisas: 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° 16. EVOLUCION DE LA DEUDA EXTERNA DE LA COMPAÑIA PASIVO CORTO PLAZO

CUENTA	DESCRIPCION	DIC03	DIC04	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 VITRAMO	286.867,96	286.867,96	0,00%
2.0.0.1.02.005	CUOTAS CORRIENTES CONVENIO N° 99	77.625,76	77.625,76	0,00%
2.0.0.1.03.003	CUOTAS VENCIDAS SUMITOMO CUOTA V TRAMO	817.443,18	885.563,44	8,33%
2.0.0.1.03.004	CUOTAS VENCIDAS SUMITOMO CUOTA V TRAMO	286.867,96	286.867,96	0,00%
2.0.0.1.03.005	CUOTAS VENCIDAS CONVENIO N° 99		77.625,76	
2.0.0.5.03.003	INTERESES VENCIDOS SUMITOMO CUOTA V TRAMO	222.321,70	291.917,60	31,30%
2.0.0.5.03.004	INTERESES VENCIDOS SUMITOMO CUOTA VITRAMO	376.905,24	503.315,78	33,54%
2.0.0.5.03.005	INTERESES VENCIDOS REFIN.CONV.99	160.555,95	239.863,59	49,40%
2.0.0.5.03.006	INTERESES CLUB PARIS V III REFACTURACION		13.325,69	
TOTAL		2.501.068,81	2.935.454,60	17,37%

PASIVO LARGO PLAZO

CUENTA	DESCRIPCION	DIC03	DIC04	VARIAC.
2.0.1.2.01.005	SUMITOMO CUOTA V TRAMO	681.202,70	408.721,64	-40,00%
2.0.1.2.01.006	SUMITOMO CUOTA VITRAMO	1.434.339,90	1.147.471,94	-20,00%
2.0.1.2.01.009	REFIN.CONV.99	1.242.012,08	1.164.386,32	-6,25%
2.0.1.2.01.011	CLUB PARIS V III RESTRUCTURACION		491.228,76	
TOTAL		3.357.554,68	3.211.808,66	-4,34%

II.4 RECAUDACIÓN

Como es de conocimiento de los Señores Miembros del Directorio, 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 por 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 17 se muestra la información de facturación desde diciembre de 2003 hasta noviembre de 2004, así como los valores recaudados desde enero a diciembre de 2004, para los contratos con la Centro Sur y ERCO y las transacciones en el Mercado Ocasional (Spot).

Cuadro N° 17. FACTURACION Y RECAUDACION

	CENTRO SUR [US \$]		SPOT [US \$]		ERCO [US \$]	
	Facturación	Recaudac.	Facturación	Recaudac.	Facturac.	Recaudac.
Dic-03	442.186,50	351.222,87	533.776,70	246.874,04	35.933,73	0,00
Ene-04	375.972,00	437.764,64	784.826,75	238.081,48	59.599,64	65.349,04
Feb-04	360.366,00	372.212,28	946.905,88	212.868,08	61.726,19	94.578,03
Mar-04	296.412,00	364.125,72	727.425,45	204.910,03	72.687,72	62.064,26
Abr-04	313.174,00	296.412,00	889.504,40	667.415,43	84.948,37	73.238,19
May-04	344.902,80	313.174,00	563.403,25	189.418,86	59.999,14	65.675,25
Jun-04	297.921,60	341.453,77	252.867,84	246.709,17	68.041,51	59.399,15
Jul-04	317.845,60	301.370,63	568.140,42	380.734,63	69.873,20	66.641,50
Ago-04	327.760,00	317.845,60	707.069,53	178.306,23	68.497,70	69.126,11
Sep-04	362.780,00	327.760,00	1.029.151,45	909.455,82	66.580,98	66.530,96
Oct-04	341.020,00	362.780,00	1.211.336,04	410.835,97	68.558,26	67.294,79
Nov-04	308.584,00	341.020,00	1.441.281,80	143.103,32	67.223,84	65.892,68
Dic-04		308.584,00		395.018,09		
ENE-OCT03	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-DIC03	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%	
AÑO 2003	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%	
AÑO 2004	4.088.924,50	4.084.502,63	9.655.689,51	4.176.857,11	757.670,26	755.789,95
	ER % ≈ 99,89%		ER % = 43,26%		ER % = 99,75%	

Como se observa en ese cuadro, para el período enero-diciembre del 2004 el indicador ER es igual a 99,89% para el caso del contrato con la Centro Sur, mientras que para el caso de ERCO fue del 99,75%. Cuando se analiza, en cambio, la información correspondiente al mercado spot, se observa que la eficiencia de recaudación en el período fue del 43,26%, superior al indicador del período noviembre-diciembre/03 (24,61%).

Al sumar las cuentas por cobrar a diciembre del año 2003, más la facturación del período enero-diciembre del 2004 y restando la recaudación del mismo período, tenemos que las cuentas por cobrar por la energía vendida mediante contratos y en el mercado ocasional al 31 de diciembre/04 es de US \$ 13'547.165,70, incrementándose en el 75,28% con relación a las cuentas por cobrar que existían al 31 de diciembre del año 2003, según el cuadro N° 18 A:

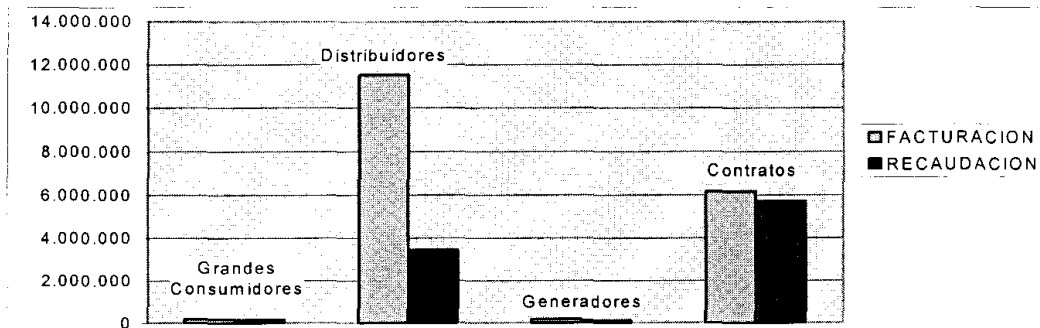
Cuadro N° 18 A. CUENTAS POR COBRAR A DICIEMBRE/04

DESCRIPCION	# CUENTA	SALDO 31/DIC/03 US \$	FACT ENE-DIC/04 US \$	COBROS ENE-DIC/04 US \$	SALDO 31/DIC/04 US \$
Contrato Centro Sur	101.204	437.964,62	4.053.480,00	4.084.502,63	406.941,99
Venta SPOT hasta Sep03	101.205	5.417.425,79	4.950,39	485.516,39	4.936.859,79
Venta SPOT facturac.singul.	101.3	1.771.550,40	10.103.797,89	3.718.128,60	8.157.219,69
Contrato ERCO	101.206	101.942,86	767.880,76	823.679,39	46.144,23
ENE-DIC04		7.728.883,67	14.930.109,04	9.111.827,01	13.547.165,70

Con el propósito de analizar la recaudación en el mercado ocasional a partir de la facturación singularizada, en el cuadro N° 18 B se presenta un resumen de los montos recaudados hasta el 31 de diciembre/04 de la facturación para el período octubre del 2003 hasta diciembre del 2004.

Cuadro N° 18 B. RECAUDACION DE LA FACTURACION OCT/03 - DIC/04

TIPO DE AGENTE	FACTURACION US \$	RECAUDACION US \$	SALDO US \$	% RECAUDADO
Grandes Consumidores	181.662,40	163.736,17	17.926,23	90,13%
Distribuidores	11.530.695,04	3.446.517,38	8.084.177,66	29,89%
Generadores	181.308,85	139.043,36	42.265,49	76,69%
Otros Agentes	9.600,12	9.597,07	3,05	99,97%
Total Spot	11.903.266,41	3.758.893,98	8.144.372,43	31,58%
Contratos	6.177.914,69	5.720.606,59	457.308,10	92,60%
Total	18.081.181,10	9.479.500,57	8.601.680,53	52,43%



Del cuadro anterior se puede observar que para el período de facturación octubre/03-diciembre/04, se ha recaudado el 31,58% del mercado ocasional, el 92,60% del mercado de contratos debido a que la facturación del mes de diciembre/04 se cobró en el mes de enero/05 y el 52,43% de la facturación total.

II.5 LIQUIDACION PRESUPUESTARIA

Con relación a la Liquidación Presupuestaria para el periodo enero-diciembre del 2004, en la sesión N° 116 del 28 de febrero/05 y mediante Resolución N° 116-0542, el Directorio resuelve dar por conocido el informe presentado por la Administración, razón por la cual en este documento no se presenta información alguna.

III. EL NEGOCIO ELÉCTRICO Y EL MERCADO

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

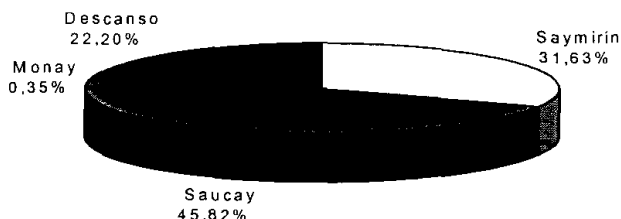
III.1 Producción Bruta Total

La producción bruta total de energía de las centrales, medida en barras, durante el periodo enero-diciembre del año 2004 alcanzó la cifra de 254'924.212 KWh, lo que significa un incremento del **7,30%** respecto al año anterior (237'588.750 KWh), según se puede observar en el Cuadro N° 19.

De la producción bruta total, 197'443.323 KWh, con el 77,45%, fue el aporte de las centrales hidráulicas y 57'480.889 KWh, con el 22,55%, generaron las centrales térmicas.

Cuadro N° 19. ENERGIA BRUTA PERIODO ENERO-DICIEMBRE AÑO 2004 [KWH]

Mes	Hidráulico			Térmico			TOTAL
	Saymirín	Saucay	Hidráulico	Monay	Descanso	Térmico	
Enero	6.097.868	10.141.582	16.239.448	45.800	5.705.220	5.751.020	21.990.468
Febrero	4.850.438	8.217.863	13.068.301	142.500	8.171.046	8.313.546	21.381.847
Marzo	5.925.294	8.783.828	14.709.122	19.400	5.022.977	5.042.377	19.751.499
Abril	6.958.513	10.505.627	17.464.140	14.450	5.539.802	5.554.252	23.018.392
Mayo	8.220.682	10.728.086	18.948.768	1.550	1.692.298	1.693.848	20.642.616
Junio	7.181.810	8.113.217	15.295.027	0	137.074	137.074	15.432.101
Julio	7.663.499	11.094.585	18.758.084	5.600	2.724.020	2.729.620	21.487.704
Agosto	7.018.767	9.381.941	16.400.708	56.850	3.336.973	3.393.823	19.794.531
Septiembre	6.446.261	9.791.755	16.238.016	274.150	5.802.283	6.076.433	22.314.449
Octubre	6.219.656	9.127.095	15.346.751	235.250	6.884.308	7.119.558	22.466.309
Noviembre	6.956.939	10.086.241	17.043.180	42.450	6.385.467	6.427.917	23.471.097
Diciembre	7.088.358	10.843.420	17.931.778	59.390	5.182.031	5.241.421	23.173.199
Año 2004 KWh	80.628.083	116.815.240	197.443.323	897.390	56.583.499	57.480.889	254.924.212
Año 2004 %	31,63	45,82	77,45	0,35	22,20	22,55	100,00
Año 2003 KWh	67.070.200	109.310.585	176.380.785	1.144.950	60.063.015	61.207.965	237.588.750
Variac.03-04	20,21	6,87	11,94	-21,62	-5,79	-6,09	7,30



Al comparar la producción de energía de las centrales hidráulicas para los años 2003 y 2004 resulta que hay un incremento del 6,87% en la producción de Saucay, del 20,21% en la de Saymirín debido a la implementación del by pass y de 11,94% en la producción total. Con el propósito de analizar las variaciones de la producción hidráulica, en el Cuadro N° 20 se presenta información respecto a los volúmenes de agua de los dos años:

Cuadro N° 20. VOLUMENES EN LAS REPRESAS

DESCRIPCION	UNIDADES	AÑO 2003		
		CHANLUD	LABRADO	TOTAL
VOLUMEN 01/Ene	m ³	11.186.500	3.563.795	14.750.295
VOLUMEN INGRESADO	m ³	87.220.130	67.793.503	155.013.633
VOLUMEN DESPACHADO	m ³	95.261.549	39.861.649	135.123.199
VOLUMEN VERTIDO	m ³	198.347	26.083.522	26.281.868
VOLUMEN 31/Dic	m ³	2.946.734	5.412.127	8.358.861
ENERGIA ALMACENADA 31/Dic	KW h	3.241.407	5.953.340	9.194.747

DESCRIPCION	UNIDADES	AÑO 2004		
		CHANLUD	LABRADO	TOTAL
VOLUMEN 01/Ene	m ³	2.946.734	5.412.127	8.358.861
VOLUMEN INGRESADO	m ³	105.013.917	73.844.680	178.858.598
VOLUMEN DESPACHADO	m ³	95.314.658	50.419.544	145.734.202
VOLUMEN VERTIDO	m ³	3.239.187	24.413.822	27.653.009
VOLUMEN 31/Dic	m ³	9.406.806	4.423.441	13.830.247
ENERGIA ALMACENADA 31/Dic	KW h	10.347.487	4.865.785	15.213.272

DESCRIPCION	VARIACION		
	CHANLUD	LABRADO	TOTAL
VOLUMEN 01/Ene	-73,66%	51,86%	-43,33%
VOLUMEN INGRESADO	20,40%	8,93%	15,38%
VOLUMEN DESPACHADO	0,06%	26,49%	7,85%
VOLUMEN VERTIDO	1533,09%	-6,40%	5,22%
VOLUMEN 31/Dic	219,23%	-18,27%	65,46%
ENERGIA ALMACENADA 31/Dic	219,23%	-18,27%	65,46%

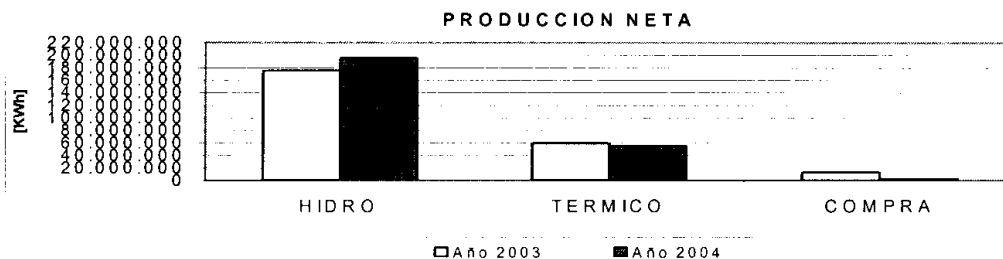
Según el cuadro anterior, hay un incremento del 7,85% en el agua despachada desde las represas, lo que sumado a los aportes laterales da como resultado un incremento en la producción energética bruta en Saucay del 6,87% y del 20,21% en la central Saymirín. Adicionalmente se observa que al fin del período se ha incrementado en el 65,46 % el volumen de agua almacenado en las represas para el inicio del período de estiaje.

En relación con la producción térmica, durante el período disminuyó en el 6,09% según el cuadro N° 19, como consecuencia de la reducción del número de horas que fueron despachadas, ya que las unidades de la Central El Descanso son ahora menos competitivas por efecto del Decreto Ejecutivo 1539, el que establece precios para el residuo de petróleo al que ELECAUSTRO y otras empresas del Centro Sur del país no tienen acceso.

III.2 ENERGIA NETA DISPONIBLE [KWh]:

Durante el año 2004, ELECAUSTRO dispuso de una energía neta de 253'775.669,31 KWh para vender en el Mercado Ocasional y mediante contratos a Plazo, de los cuales 250'798.428,19 KWh, con el 98,83%, fue producción propia y, 2'977.241,12 KWh, con el 1,17%, se compró en el mercado ocasional. De la producción propia, 195'173.264,75 KWh corresponde a las centrales hidráulicas y 55'625.163,44 KWh a las térmicas, según se indica en el Cuadro N° 21:

MES	Cuadro N° 21. ENERGIA NETA DISPONIBLE [KWh]				
	HIDRAULICA	PROPIA TERMICA	TOTAL	COMPRA M.O.	TOTAL
Ene-04	16.039.237,75	5.567.035,30	21.606.273,05	376.723,92	21.982.996,97
Feb-04	12.929.732,00	8.048.250,94	20.977.982,94	1.730.851,50	22.708.834,44
Mar-04	14.550.629,00	4.877.730,93	19.428.359,93	145.433,10	19.573.793,03
Abr-04	17.262.567,00	5.371.962,74	22.634.529,74	11.725,60	22.646.255,34
May-04	18.719.626,00	1.636.913,26	20.356.539,26	25,00	20.356.564,26
Jun-04	15.109.599,00	125.548,00	15.235.147,00	107.927,00	15.343.074,00
Jul-04	18.531.284,00	2.644.913,66	21.176.197,66	2.879,00	21.179.076,66
Ago-04	16.202.415,00	3.281.355,63	19.483.770,63	463.723,00	19.947.493,63
Sep-04	16.049.389,00	5.890.473,94	21.939.862,94	52.515,00	21.992.377,94
Oct-04	15.202.315,00	6.896.570,29	22.098.885,29	49.711,00	22.148.596,29
Nov-04	16.858.793,00	6.216.056,54	23.074.849,54	237,00	23.075.086,54
Dic-04	17.717.678,00	5.068.352,21	22.786.030,21	35.490,00	22.821.520,21
Año04 KWh	195.173.264,75	55.625.163,44	250.798.428,19	2.977.241,12	253.775.669,31
Año04 %	76,91%	21,92%	98,83%	1,17%	100,00%
Año03 KWh	174.980.380,62	59.598.482,60	234.578.863,22	13.195.786,57	247.774.649,79
Variac. %	11,54%	-6,67%	6,91%	-77,44%	2,42%



Observando el cuadro anterior, hay un aspecto que vale la pena resaltar y es la disminución en el 77,44% respecto del año 2003, de la compra de energía en el mercado ocasional para satisfacer la demanda de los contratos, debido por un lado a que actualmente hay la posibilidad de vender en contratos el 100% de la producción hidráulica y por otra que las curvas de los contratos actuales son más planas.

Observando el cuadro N° 21 se concluye, que la producción hidráulica neta del año 2004 se incrementa en el 11,54% frente al año 2003 y la producción térmica disminuye en el 6,67%.

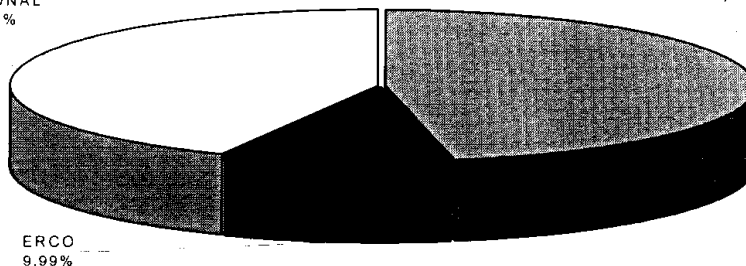
III.3 ENERGIA NETA VENDIDA [KWh]:

Considerando las transacciones de energía tanto en el Mercado Ocasional como mediante contratos con la Centro Sur y ERCO, en el año 2004 ELECAUSTRO vendió 253'775.669,31 KWh netos con el siguiente desglose: 119'220.000 KWh, con el 46,98%, a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur; 25'339.677 KWh, con el 9,99%, a ERCO y 109'215.992,31 KWh, con el 43,04%, en el Mercado Ocasional, según se indica en el Cuadro N° 22.

MES	Cuadro N° 22. ENERGIA NETA VENDIDA [KWh]				
	CONTRATOS			MERCADO OCASIONAL	TOTAL
	C.S.	ERCO	TOTAL		
Ene-04	11.058.000,00	1.903.536,00	12.961.536,00	9.021.460,97	21.982.996,97
Feb-04	10.599.000,00	2.050.704,00	12.649.704,00	10.059.130,44	22.708.834,44
Mar-04	8.718.000,00	2.382.938,00	11.100.938,00	8.472.855,03	19.573.793,03
Abr-04	9.211.000,00	2.157.753,00	11.368.753,00	11.277.502,34	22.646.255,34
May-04	10.144.200,00	1.993.327,00	12.137.527,00	8.219.037,26	20.356.564,26
Jun-04	8.762.400,00	2.255.516,00	11.017.916,00	4.325.158,00	15.343.074,00
Jul-04	9.348.400,00	2.319.746,00	11.668.146,00	9.510.930,66	21.179.076,66
Ago-04	9.640.000,00	2.209.226,00	11.849.226,00	8.098.267,63	19.947.493,63
Sep-04	10.670.000,00	2.211.992,00	12.881.992,00	9.110.385,94	21.992.377,94
Oct-04	10.030.000,00	2.211.238,00	12.241.238,00	9.907.358,29	22.148.596,29
Nov-04	9.076.000,00	2.233.350,00	11.309.350,00	11.765.736,54	23.075.086,54
Dic-04	11.963.000,00	1.410.351,00	13.373.351,00	9.448.169,21	22.821.520,21
Año04 KWh	119.220.000,00	25.339.677,00	144.559.677,00	109.215.992,31	253.775.669,31
Año04 %	46,98%	9,99%	56,96%	43,04%	100,00%
Año03 KWh	125.046.000,00	24.647.472,00	149.693.472,00	98.081.177,79	247.774.649,79
Variac. %	-4,66%	2,81%	-3,43%	11,35%	2,42%

MERCADO OCASIONAL
43,04%

CENTRO SUR
46,98%



En el mismo cuadro anterior se puede observar que la venta de energía a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur disminuye en el 4,66%, la venta a ERCO se incrementa en el 2,81% y la venta en Mercado Ocasional se incrementa en el 11,35%.

De acuerdo a la regulación vigente y según el Cuadro N° 22, la Empresa vendió mediante contratos a plazo 144'559.677 KWh, es decir el 74,07% de la producción neta hidráulica.

III.4 POTENCIA REMUNERABLE [KW]:

Según se indica en el Cuadro N° 23, la potencia remunerable total real con la que aportaron las centrales en el año 2004, en promedio fue de 34.497 KW-mes, de la cual: 24.109 KW, con el 68,89%, fue el aporte hidráulico y 10.389 KW, con el 30,11%, térmico. De la potencia remunerable térmica, 8.961 KW, con el 25,98%, fue de las unidades de la central El Descanso y 1.4128 KW, con el 4,14%, de la central Monay.

MES	Cuadro N° 23. POTENCIA REMUNERABLE [KW]										
	REAL					ASIGNADA			VARIACION		
	HIDRO	TÉRMICA			TOTAL	HIDRO	TÉRMICA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICA	TOTAL
		DESC.	MONAY	TOTAL							
Ene-04	25.570	9.139	2.560	11.700	37.270	25.570	15.768	41.338	0,00%	-25,80%	-9,84%
Feb-04	25.570	9.725	965	10.690	36.260	25.570	15.768	41.338	0,00%	-32,20%	-12,28%
Mar-04	25.570	8.570	782	9.352	34.922	25.570	15.768	41.338	0,00%	-40,69%	-15,52%
Abr-04	25.570	8.879	779	9.658	35.228	25.570	15.768	41.338	0,00%	-38,75%	-14,78%
May-04	25.570	7.006	804	7.810	33.380	25.570	15.768	41.338	0,00%	-50,47%	-19,25%
Jun-04	25.570	7.006	764	7.770	33.340	25.570	15.768	41.338	0,00%	-50,72%	-19,35%
Jul-04	25.570	9.725	775	10.500	36.070	25.570	15.768	41.338	0,00%	-33,41%	-12,74%
Ago-04	25.570	9.725	775	10.500	36.070	25.570	15.768	41.338	0,00%	-33,41%	-12,74%
Sep-04	25.570	9.725	762	10.487	36.057	25.570	15.768	41.338	0,00%	-33,49%	-12,78%
Oct-04	19.724	10.846	2.512	13.358	33.082	19.724	15.219	34.943	0,00%	-12,23%	-5,33%
Nov-04	19.724	9.197	3.091	12.289	32.013	19.724	15.226	34.950	0,00%	-19,29%	-8,40%
Dic-04	19.724	7.989	2.563	10.552	30.276	19.724	15.226	34.950	0,00%	-30,70%	-13,37%
Año04 KW	24.109	8.961	1.428	10.389	34.497	24.109	15.632	39.740	0,00%	-39,77%	-15,17%
Año04 %	69,89%	25,98%	4,14%	30,11%	100,00%	60,66%	39,34%	100,00%			
Año03 KW	29.239	8.526	2.941	11.467	40.706	29.239	13.110	42.349	0,00%	-12,53%	-3,88%
Variac.	-17,55%	5,10%	-51,46%	-9,41%	-15,25%	-17,55%	19,24%	-6,16%			

La potencia remunerable hidráulica real media durante el año 2004 disminuyó en el 17,55% frente al año 2003, la térmica en el 9,41% y la total en el 15,25%. La potencia remunerable de la central El Descanso se incrementó en el 5,10% y la de Monay disminuyó en el 51,46%.

III.5 Autoconsumo

El autoconsumo de energía de los sistemas auxiliares de las centrales de ELECAUSTRO S.A., durante el año 2004 alcanzó la cifra de 1'520.080 KWh según el Cuadro N° 24, energía que es utilizada en parte en los sistemas auxiliares de las unidades y en parte en la subestaciones adjuntas a las centrales. De este autoconsumo total de energía, 91.593 KWh con el 6,03% corresponde a las centrales hidráulicas y 1'428.487 KWh con el 93,97% a las centrales térmicas.

Cuadro N° 24. AUTOCONSUMO [KWH]

Mes	Hidráulico			Térmico			TOTAL
	Saymirín	Saucay	Hidráulico	Monay	Descanso	Térmico	
Enero	4.970	2.758	7.728	550,0	138.907	139.457	147.185
Febrero	4.371	2.523	6.894	3.003,0	193.929	196.932	203.826
Marzo	4.732	2.736	7.468	405,0	125.564	125.969	133.437
Abril	4.816	2.613	7.429	230,0	137.967	138.197	145.626
Mayo	5.073	2.448	7.521	60,0	49.099	49.159	56.680
Junio	4.768	2.550	7.318	0,0	6.263	6.263	13.581
Julio	5.115	2.436	7.551	222,0	59.398	59.620	67.171
Agosto	5.330	2.453	7.783	1.485,0	83.505	84.990	92.773
Septiembre	4.937	2.461	7.398	4.680,0	130.966	135.646	143.044
Octubre	5.409	2.335	7.744	4.475,0	161.139	165.614	173.358
Noviembre	5.877	2.292	8.169	1.230,0	158.215	159.445	167.614
Diciembre	6.003	2.587	8.590	1.660,0	165.535	167.195	175.785
Total KWh	61.401	30.192	91.593	18.000	1.410.487	1.428.487	1.520.080
Total %	4,04	1,99	6,03	1,18	92,79	93,97	100,00

III.6 Pérdidas de energía y Autoconsumos

Al restar de la energía bruta (Cuadro N° 19), la energía vendida en el mercado ocasional y mediante contratos a plazo que se indica en el cuadro N° 21, se tiene que durante el año 2004 las pérdidas totales de energía en los transformadores de elevación, ubicados adjunto a las centrales, más el consumo de auxiliares fueron del 1,62%, 1,15% en las centrales hidráulicas y 3,23%, en las térmicas, según el Cuadro N° 25.

Cuadro N° 25. PERDIDAS DE ENERGIA

DESCRIPCION	UNI	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL
Energía Bruta	KWh	197.446.032,00	57.480.889,00	254.926.921,00
Energía Vendida	KWh	195.173.264,75	55.625.163,44	250.798.428,19
Pérdidas-Autoc./04	KWh	2.272.767,25	1.855.725,56	4.128.492,81
	%	1,15%	3,23%	1,62%

III.7 Nivel de Pluviosidad y Caudales

Al comparar las estadísticas del período enero-diciembre del año 2004 con las del año 2003, se tiene que, mientras en el 2004 la pluviosidad fue de 2.726,00 mm, en el 2003 fue de 2.529,00 mm, incrementándose en el 7,79%; razón por la que el volumen de agua ingresado a las represas en el 2004 fue de 178'858.598 m³ y en el 2003 de 155'013.633 m³, con un incremento del 15,38%; el caudal promedio estimado del 2004 fue de 5,66 m³/seg y en el 2003 de 4,92 m³/seg, con un incremento del 15,07%, según se puede observar en el Cuadro N° 26:

Cuadro N° 26.

AÑO	Pluviosidad (mm)			Volumen Ingresado (m ³)			Caudal (m ³ /seg)		
	2003	2004	Variac.	2003	2004	Variac.	2003	2004	Variac.
Enero	97,00	105,00	8,25%	6.045.106	11.875.981	96,46%	2,22	4,45	100,18%
Febrero	123,00	184,00	49,59%	7.545.220	5.863.359	-22,29%	3,22	2,70	-16,20%
Marzo	179,00	259,00	44,69%	5.393.612	13.860.035	156,97%	2,02	5,22	158,95%
Abril	311,00	340,00	9,32%	11.316.771	15.816.227	39,76%	4,49	6,10	35,93%
Mayo	408,00	260,00	-36,27%	34.597.869	15.471.818	-55,28%	12,92	5,78	-55,30%
Junio	234,00	318,00	35,90%	19.566.589	35.260.168	80,21%	7,55	13,60	80,20%
Julio	226,00	204,00	-9,73%	22.843.827	17.333.285	-24,12%	8,53	6,42	-24,73%
Agosto	98,00	139,00	41,84%	11.381.020	19.804.137	74,01%	4,25	7,55	77,67%
Septiembre	121,00	195,00	61,16%	7.790.512	11.850.212	52,11%	3,01	4,57	52,10%
Octubre	184,00	204,00	10,87%	7.356.531	10.571.983	43,71%	2,76	3,95	42,90%
Noviembre	282,00	268,00	-4,96%	7.875.442	8.796.193	11,69%	3,04	3,39	11,72%
Diciembre	266,00	250,00	-6,02%	13.301.133	12.355.199	-7,11%	4,97	4,61	-7,18%
TOTAL	2.529,00	2.726,00	7,79%	155.013.633	178.858.598	15,38%	4,92	5,66	15,07%

III.8 Consumo de Combustible

Para tener la producción de 57'480.889 KWh de las centrales térmicas, fue necesario que las unidades consuman los niveles de combustible que se especifican en el Cuadro N° 27.

AÑO	Cuadro N° 27. CONSUMO DE COMBUSTIBLE [GLNS.]				
	DIESEL			BUNKER	TOTAL
	MONAY	DESCANSO	TOTAL		
ENERO	3.787,09	10.911,49	14.698,58	351.707,00	366.405,58
FEBRERO	11.608,86	9.616,91	21.225,77	506.636,00	527.861,77
MARZO	1.448,00	10.435,93	11.883,93	311.719,15	323.603,09
ABRIL	1.075,00	11.535,01	12.610,01	344.319,42	356.929,43
MAYO	120,21	10.578,60	10.698,81	102.443,59	113.142,40
JUNIO	0,00	154,29	154,29	0,00	154,29
JULIO	426,00	8.243,07	8.669,07	167.321,00	175.990,07
AGOSTO	4.359,16	14.768,83	19.127,99	201.617,00	220.744,99
SEPTIEMBRE	22.043,46	9.828,27	31.871,73	360.915,98	392.787,71
OCTUBRE	18.407,62	11.242,00	29.649,62	427.037,25	456.686,87
NOVIEMBRE	3.128,93	11.149,27	14.278,20	395.418,00	409.696,20
DICIEMBRE	4.516,51	12.377,00	16.893,51	322.183,00	339.076,51
AÑO 2004	70.920,84	120.840,68	191.761,52	3.491.317,40	3.683.078,92
AÑO 2003	93.460,64	139.878,47	233.339,11	3.689.940,93	3.923.280,04
VARIACION	-24,12%	-13,61%	-17,82%	-5,38%	-6,12%

El consumo de diesel en la central El Descanso, considera además el consumo del caldero auxiliar y los necesarios para los arranques y paradas. Se observa que, debido a la disminución de la producción térmica con relación al mismo período del año 2003, el consumo de combustibles también disminuyó en el 6,12%. Por otro lado, relacionando la producción bruta (Cuadro N° 19) con el consumo (Cuadro N° 27), se determina que hay una pequeña disminución de los rendimientos de combustible en la Central El Descanso y un incremento en Monay al comparar los períodos del año 2004 frente al 2003, según se puede observar en el Cuadro N° 28:

Cuadro N° 28. RENDIMIENTO DEL COMBUSTIBLE

MES	MONAY			DESCANSO		
	ENERG. KWh	COMBUS. GALONES	RENDIM. KWh/g ln.	ENERG. KWh	COMBUS. GALONES	RENDIM. KWh/g ln.
Ene-04	45.800	3.787	12,09	5.705.220	362.618	15,73
Feb-04	142.500	11.609	12,28	8.171.046	516.253	15,83
Mar-04	19.400	1.448	13,40	5.022.977	322.155	15,59
Abr-04	14.450	1.075	13,44	5.539.802	355.854	15,57
May-04	1.550	120	12,89	1.692.298	113.022	14,97
Jun-04	0	0		137.074	154	
Jul-04	5.600	426	13,15	2.724.020	175.564	15,52
Ago-04	56.850	4.359	13,04	3.336.973	216.386	15,42
Sep-04	274.150	22.043	0,00	5.802.283	370.744	15,65
Oct-04	235.250	18.408	12,78	6.884.308	438.279	15,71
Nov-04	42.450	3.129	0,00	6.385.467	406.567	15,71
Dic-04	59.390	4.517	0,00	5.182.031	334.560	15,49
Año 2004	897.390	70.921	12,65	56.583.499	3.612.158	15,66
Año 2003	1.144.950	93.461	12,25	60.063.015	3.829.819	15,68
VARIACION	-21,62%	-24,12%	3,29%	-5,79%	-5,68%	-0,12%

III.9 Tasas de Salida Forzada y Disponibilidades

En el Cuadro N° 29 se presenta las Tasas de Salida Forzada y Disponibilidades para las centrales de Saymirín, Saucay y El Descanso:

Cuadro N° 29. TASAS DE SALIDA FORZADA Y DISPONIBILIDADES

CENTRAL SAYMIRIN							
	HO	HRF	HMP	HSF	HPA	FOR	DISP
Unidad 1	37.921,85	39.365,59	662,18	194,38	78.888,00	0,51%	97,97%
Unidad 2	39.751,03	37.222,48	889,05	257,44	78.864,00	0,64%	97,60%
Unidad 3	45.350,71	31.340,49	1.289,78	139,02	78.864,00	0,31%	97,24%
Unidad 4	44.466,69	32.573,05	944,51	135,75	78.864,00	0,30%	97,69%
Unidad 5	64.826,74	11.457,34	1.246,68	589,24	78.864,00	0,90%	96,73%
Unidad 6	62.710,48	14.199,15	777,06	433,31	78.864,00	0,69%	97,52%
Disponibilidad Central Saymirin:							97,33%
CENTRAL SAUCAY							
	HO	HRF	HMP	HSF	HPA	FOR	DISP
Unidad 1	25.497,67	52.450,83	719,44	220,06	78.888,00	0,86%	98,81%
Unidad 2	22.921,84	55.272,94	464,71	204,51	78.864,00	0,88%	99,15%
Unidad 3	65.900,19	12.201,15	711,73	50,93	78.864,00	0,08%	99,03%
Unidad 4	66.019,30	12.419,80	341,81	83,09	78.864,00	0,13%	99,46%
Disponibilidad Central Saucay:							99,16%
CENTRAL EL DESCANSO							
	HO	HRF	HMP	HSF	HPA	FOR	DISP
Unidad 1	17.151,80	14.060,70	10.576,41	1.219,09	43.848,00	6,64%	71,18%
Unidad 2	13.256,06	8.253,76	2.420,99	861,19	24.792,00	6,10%	86,76%
Unidad 3	12.318,87	7.947,98	23.983,47	269,68	43.848,00	2,14%	46,22%
Unidad 4	20.303,61	12.897,16	9.584,30	847,44	43.848,00	4,01%	75,72%
Disponibilidad Central El Descanso							69,97%

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 Período de Análisis

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

DISP = Disponibilidad

III.10 Horas de Operación

En el Cuadro N° 30 se presentan el número de horas de operación por unidad para las centrales de Saymirín, Saucay, Monay y El Descanso:

Cuadro N° 30. NUMERO DE HORAS DE OPERACIÓN CENTRALES TERMICAS

UNIDAD	MONAY			DESCANSO		
	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIAC.	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIAC.
UNIN° 1	0,00	0,00		5.302,62	3.558,40	-32,89%
UNIN° 2	422,25	602,25	42,63%	5.277,62	4.937,05	-6,45%
UNIN° 3	251,50	0,00	-100,00%	0,00	0,00	
UNIN° 4	103,78	104,30	0,50%	3.899,56	5.190,85	33,11%
UNIN° 5	0,00	170,80				
UNIN° 6	234,65	12,63	-94,62%			
Total	1.012,18	889,98	-12,07%	14.479,80	13.686,30	-5,48%

UNIDAD	SAUCAY			SAYMIRIN		
	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIAC.	AÑO 2003	AÑO 2004	VARIAC.
UNIN° 1	4.030,73	2.298,54	-42,97%	3.684,12	2.566,46	-30,34%
UNIN° 2	4.017,69	3.428,61	-14,66%	4.031,53	2.904,00	-27,97%
UNIN° 3	6.022,86	7.222,81	19,92%	4.250,58	3.768,09	-11,35%
UNIN° 4	6.106,70	7.191,76	17,77%	4.493,01	3.846,01	-14,40%
UNIN° 5				5.160,74	8.360,27	62,00%
UNIN° 6				5.623,78	7.186,48	27,79%
Total	20.177,97	20.141,72	-0,18%	27.243,75	28.631,31	5,09%

III.11 Mercado Ocasional

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

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 resume la facturación para el periodo enero-diciembre/2004:

Cuadro N° 31. FACTURACION PERIODO ENERO-DICIEMBRE/04

DESCRIPCION	# FACT.		MONTO	
	NUM.	%	US \$	%
Empres.Distribución	210	29,96%	9.797.771,16	65,90%
Empres.Generación	14	2,00%	83.936,41	0,56%
Grandes Consum.	443	63,20%	155.674,31	1,05%
Varios	10	1,43%	9.177,49	0,06%
Contrato	24	3,42%	4.821.311,91	32,43%
Total	701	100,00%	14.867.871,28	100,00%

III.12 Ubicación de la Central El Descanso en la lista de mérito para el despacho

Históricamente las unidades de la central El Descanso han estado ubicadas en los primeros lugares de la lista de mérito para el despacho hasta el mes de diciembre del año 2003, pero a partir del mes de enero del año 2004, hay un cambio en la ubicación debido a que para la operación de sus unidades, centrales como Guangopolo y Gonzalo Hernández están utilizando combustibles más pesados, con precios unitarios menores, (Decreto Ejecutivo 1539) lo que ha significado que sus costos variables sean menores que los de la central El Descanso y consecuentemente que las unidades de esta última central hayan sido desplazadas en la lista de mérito para el despacho, hecho que se nota a partir del mes de mayo, razón por la cual no han sido despachadas con la frecuencia que se hubiere esperado de haberse mantenido en los primeros lugares históricos. En el siguiente cuadro se presenta las ubicaciones a diciembre/03 y diciembre/04:

UBICACIÓN DE LAS UNIDADES DE LA
CENTRAL EL DESCANSO

UNIDAD	Dic-03	Dic-04
1	5	21
2	8	17
3	7	19
4	12	18

Ante esta circunstancia se han analizado alternativas tendientes a posicionarlas nuevamente en las ubicaciones que han mantenido, como es la adquisición de equipos para que en la central El Descanso se utilice combustibles más pesados en su operación, gestiones ante los Organismos de Control tendientes a que el Gobierno fije precios especiales del bunker para la producción termoeléctrica, alternativas que serán implementadas luego de que el Gobierno fije las pautas para el manejo del Sector Eléctrico.

IV CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

Mediante memorando Referencia DIPLAM-03 # 203 del 16 de diciembre/03, la Dirección de Planificación y Mercadeo puso en conocimiento de la Gerencia General el Informe de Proyección de Producción de Energía e Ingresos, para el año 2004, en el que se establecía los niveles de pluviosidad, producción de energía hidroeléctrica, termoeléctrica e ingresos por venta de energía, los cuáles pueden ser considerados como los objetivos que la Compañía debía cumplir. Sobre esta base, considerando la información indicada en los numerales II y III, en el Cuadro N° 32 se presenta un resumen del grado de cumplimiento de estos objetivos.

Cuadro N° 32. CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS					
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PERIODO ENERO-DICIEMBRE/04		VARIACION	
		PROYECCIÓN	REALES	CANTIDAD	%
Lluvias	mm	2.892,50	2.726,00	-166,50	-5,76%
Producción Bruta Total	KW h	265.055.000,00	254.924.212,00	-10.130.788,00	-3,82%
Producción Hidráulica	KW h	203.040.000,00	197.443.323,00	-5.596.677,00	-2,76%
Producción Térmica	KW h	62.015.000,00	57.480.889,00	-4.534.111,00	-7,31%
Ingresos Contratos	US \$	4.901.407,00	4.821.311,91	-80.095,09	-1,63%
- Centro Sur	US \$	4.053.480,00	4.053.480,00	0,00	0,00%
- ERCO	US \$	847.927,00	767.831,91	-80.095,09	-9,45%
Ingresos SPOT	US \$	8.531.999,00	10.046.559,37	1.514.560,37	17,75%
Ingresos Totales	US \$	13.433.406,00	14.867.871,28	1.434.465,28	10,68%
Precio Venta Total	US \$/MWH	50,68	58,32	7,64	15,08%
Rendimiento Descanso	KW H/gal	15,58	15,66	0,08	0,51%

En el mismo cuadro se puede observar que: la producción total real fue menor en el 3,82% con respecto a la proyectada, debido básicamente a la desviación de la generación hidráulica en el menos 2,76%, como consecuencia de la disminución de las lluvias en el 5,76%; al haberse incrementado el precio de venta real en el 15,08% respecto del proyectado, los ingresos totales se incrementaron en el 10,68%. Se puede observar también, que en relación con el contrato con ERCO existe una desviación negativa de los ingresos del 9,45 %, debido a que en las proyecciones se asumió que el precio de venta sería del 3,4 cUSD/KWh, cuando en realidad se pactó a 3,01 cUSD/KWh. De manera general, se puede afirmar, que los objetivos previstos han sido cumplidos dentro de márgenes muy aceptables de desviación.

V. PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACIÓN

V.1 Centrales Hidroeléctricas.

En la Central Saymirín se cambiaron los transformadores de potencial de medición; se realizó el mantenimiento de tableros, arreglo de interruptores y reparación de cojinete del grupo 2; instalación del nuevo sistema de protección de sobre velocidad de las unidades 5 y 6; la instalación de los horómetros, el mantenimiento de generadores y disyuntores, medida de resistencia de aislamientos de los devanados, revisión de válvulas principales y by pass de grupos 1, 2, 3 y 4; instalación de nuevo sistema de intercambiador de calor del aceite de lubricación del cojinete del grupo 5; mantenimiento mayor y cambio de rodete de turbina del grupo 3. Adicionalmente, se realizó el mantenimiento mayor de la turbina del grupo 1; la limpieza de laberinto y rodete de la turbina del grupo 5 y el arreglo de laberinto posterior de la turbina del grupo N ° 6; gestiones para el reclamo al seguro del daño en la unidad 6; revisión general de turbina de grupos 5 y 6; instalación de sistema de control de temperatura de laberinto posterior de turbina grupo 6 y revisión de los reguladores de velocidad de los grupos 1, 2 y 6; mantenimiento del sistema de iluminación de la sala de disyuntores y de los reóstatos de regulación de tensión de las unidades 1, 2, 3 y 4; pintura de las zonas de seguridad.

En la Central Saucay se instaló el nuevo sistema de protección de sobrevelocidad y los horómetros; mantenimiento y medida de resistencia de aislamiento de los generadores; medición de espesores de la tubería de presión e instalación de nuevos ventiladores en tableros de control de grupos 3 y 4; instalación de nueva base celular para uso de los contadores de energía; arreglo del regulador de velocidad del grupo y análisis de ruido.

Se efectuó el mantenimiento de bombas de fondo e inicio de instalación de grúa; mantenimiento de equipos en Chanlud y se instaló la rejilla en el desvío del río Machángara.

V.2 Centrales Termoeléctricas.

En la Central El Descanso se realizó el mantenimiento mayor de la unidad N° 2 y 3; se efectuó el mantenimiento de los sistemas auxiliares; revisión de compresores; reparación del grupo 1 luego del daño que fuera reclamado al Seguro; la alineación de bombas de descarga de combustible; pintura de tuberías exteriores y mantenimiento y medición de espesores del caldero auxiliar; cambio de cojinetes de biela de moñón del grupo 1; cambio de válvulas de escape y empaque de cabezote de grupo 2; cambio de rodamientos de turbo derecho del grupo 4; el overhauled de purificadores de bunker; medición de la deflexión del cigüeñal de la unidad 4; la instalación del nuevo sistema scanner para medir la temperatura de bancadas de los grupos y cambio de eje de turbo derecho del grupo 1.

En la Central Monay se realizó pruebas de funcionamiento y limpieza de intercambiadores de calor de las unidades 5 y 6; se analizó la carga instalada en los contadores de consumos internos; se ejecutó la reparación de los grupos 4 y 6.

Adicionalmente, se analizó la conveniencia y factibilidad de cambio de combustible; se realizó el mantenimiento y el cambio de rodamientos en los turbos de la unidad N° 1 y continúa armado de grupo 3 de la central El Descanso.

Se revisa el Reglamento de Seguridad Industrial y el Plan de Manejo Ambiental; planteamiento de políticas para reducir el ruido en la central Descanso; realización de audiometrías al personal de las centrales y medición del nivel de ruido de Saymirín.

Se realiza gestiones para la compra y entrega de equipos de seguridad y protección al personal de las centrales hidráulicas y El Descanso

Se continúa con trámites para el concurso del sistema contra incendios de El Descanso

Se realizaron trabajos de limpieza y pintura en las centrales.

V.3 Obras Civiles y acciones de protección del medio ambiente de las centrales.

Se realizó la limpieza, lavado, e impermeabilización de reservorio de Dutasay y mantenimiento del canal de Saymirín; limpieza de la solera e impermeabilización de las paredes y piso del canal Tuñi-Labrado entre las abscisas 2+100 a 2+200; limpieza de las captaciones laterales e impermeabilización del canal Tuñi-Chanlud, abscisas 5+337 a 6+400. También se realizó la reconstrucción del azud del canal del río Saymirín, dissipador de energía, desripiador-desarenador y el enlucido y empastado a la llegada al reservorio de Dutasay.

Se realizó el mantenimiento del campamento y canal de Saymirín y de Chanlud y se construyó e instaló el pozo séptico en Tuñi.

Se realizaron aforos en el canal Tuñi-Chanlud, para realizar el estudio de pérdidas de caudal por filtración a lo largo de la conducción.

Se revisa el estudio de Evaluación Técnica del Deslizamiento en la quebrada El Soroche y se termina el aforo y determinación de los caudales ecológicos al pie de las presas.

Se concluye con la construcción de las obras civiles para la antena repetidora en el cerro Rumishilla.

Se procedió a la construcción del cerramiento perimetral, la reparación, limpieza y lavado de la planta de tratamiento de agua y el mantenimiento de la central El Descanso.

Se reparó el sistema de conducción de agua que abastece a la piscina y se arregló la cubierta, cambio de planchas y caballetes de la central Monay

Se realizó el mantenimiento de la vía Chiquintad-Dutasay.

Recuperación de terrenos y protección de la orilla del río Burgay en la central El Descanso aproximadamente en 4,5 hectáreas, mediante el relleno con material proveniente de la estabilización de los taludes de Nulti.

Construcción de fosas para relleno sanitario en los campamentos de Chanlud, Labrado y Tuñi.

Se finalizó con la construcción de la bodega de aceites y lubricantes en la central Saucay.

Se realiza el mantenimiento de la vía Saucay-Dutasay y se construye un muro de hormigón ciclópeo en la abscisa 2+700.

Bacheo de la vía y roza a mano en el sector de Tuñi.

Construcción de una vereda para transportar los aceites quemados y construcción de berma de protección en la margen izquierda, aguas abajo del río Cuenca mediante el relleno con el material proveniente de la estabilización de los taludes de la autopista Cuenca-Azoguez, sector de Nulti en la central Descanso.

Se elabora propuesta para el Plan de Contingencias para las centrales de generación.

Se participa en reuniones de trabajo para realizar estudios de estabilización del deslizamiento del Chacayacu.

Se elabora planes y programas de aplicación de los estudios de Impacto Ambiental de las Obras de propiedad de ELECAUSTRO.

Luego de la revisión, elaboración y firma del convenio con ETAPA (20/05/04), se está administrando el mismo, con la finalidad de implementar un programa de conservación de la cuenca media y alta del río Machángara a través del manejo comunitario de los recursos naturales renovables, mediante la coordinación interinstitucional.

Elaboración del presupuesto referencial para realizar la mejora de la vía Chiquintad-Dutasay.

Elaboración de formularios para el control y seguimiento continuo del cumplimiento de las recomendaciones para prevenir impactos negativos sobre la integridad física de los trabajadores durante la ejecución de sus actividades.

Elaboración de las bases del concurso para realizar la señalización ecológica en la cuenca media y alta del río Machángara.

Construcción de pozos para instalación de serpentines de enfriamiento de los grupos en la central Saymirín.

Se arregló la cubierta de la central Saymirín I-II y se realizó la construcción del cerramiento en la captación de agua de enfriamiento de la central Saucay.

Se realiza el censo de residentes de la cuenca alta del río Machángara.

Se realizó la inspección y revisión de los trabajos de mitigación ambiental de los impactos negativos causados por la construcción del desvío del río Machángara en el sector Saucay y el mantenimiento de la plantación forestal en los sectores de las represas de El Labrado y Chanlud.

Se realizó el informe sobre el cumplimiento de las recomendaciones de los estudios de Impacto Ambiental Definitivo (Expost) y el Plan de Manejo Ambiental de las obras de generación.

V.4 Proyecto Hidroeléctrico Ocaña.

Continuando con la política de la Administración, de dar impulso a la construcción del Proyecto Ocaña, durante este año se realizaron las siguientes acciones:

Se elaboró el documento memoria que contiene el proceso y la situación actual del proyecto.

De acuerdo al contrato N° 310 suscrito con la a la Escuela Politécnica del Litoral, para realizar los estudios de evaluación de la oferta técnico-económica del Consorcio Expansion Exterior, Obrascón Huarte y Alstom Power, se prepara y se envía información sobre el proyecto; se prepara información de liquidación del contrato.

Con el propósito de dar a conocer el proyecto a los medios de comunicación se realiza una visita de inspección.

Luego de la elaboración y firma del contrato con la Universidad de Cuenca, se realizó la administración del contrato 0319, cuyo objetivo era analizar la oferta ajustada presentada por el consorcio español Expansión Exterior – OHL –Alstom Power. Se realizó la recepción y el informe de liquidación del contrato.

Análisis de la actualización de la oferta financiera, presentada por el consorcio español para el financiamiento y construcción de Ocaña.

Continuando con la política de obtener otras alternativas de financiamiento, se han recibido las siguientes ofertas: con fecha 28 de junio/04 se recibe en la Gerencia General una enviada por parte de la consultora financiera China CCIAC y el 4 de noviembre/04 por parte de la firma Canadiense Aimacon Financial Service Inc. y que se detallan a continuación:

OFERTAS DE CNEEC Y CCIAC DE CHINA

Export Buyer's Credit:

Deudor:

ELECAUSTRO S. A.

Dirección: Av. 12 de Abril y José Peralta, Edif. Paseo del Puente • Telf.: Conm. 282 2515 • Telefax: 283 6929
E-mail: ELECAUST@elecaustro.gov.ec
Casilla Postal: A 01011984
CUENCA - ECUADOR

Prestamista:	banco relevante chino, (EXIB)
Monto del préstamo:	85 % del monto del contrato EPC hasta 42 Millones de dólares.
Tasa de Interés anual:	Libor + 3 % máximo (incluye todo).
Plazo:	12 años (2 + 10)
Aseguramiento:	China Export and Credit Insurance Corporation (SINOSURE).
Garante:	BEDE o CitiBank, Ecuador.
Constructora:	CNEEC, si la oferta comercial satisface los intereses de ELECAUSTRO S. A.

Chinese Government Concessional Loan

Deudor 1:	BEDE
Prestamista 1:	Banco relevante chino (EXIB)
Garante 1:	Ministerio de Economía y Finanzas
Deudor 2:	ELECAUSTRO S. A.
Prestamista:	BEDE
Monto del préstamo:	hasta 42 Millones de dólares.
Tasa de Interés anual:	2,5 al 3 % fijo.
Plazo:	10 – 20 años.
Aseguramiento:	No requiere.
Constructora:	CNEEC, si la oferta comercial satisface los intereses de ELECAUSTRO S. A.; 50 % del monto del contrato tiene que ser adquirido en China.

En ambos casos, para estructurar definitivamente cualquiera de los esquemas financieros se debe firmar un contrato de asesoría financiera con China Commerce & Investment Advisory & Consultancy Center PTE. LTD (CCIAC) cuyos cargos corresponden al 1 % del monto del préstamo, pagaderos cuando se obtenga el mismo; sin embargo, se debe anticipar un valor del 10 %: USD 20.000 por los trabajos ya realizados y pagadero a la firma del contrato de consultoría y el remanente para continuar con el proceso, una vez que se tenga comunicación del banco o aseguradora chinos de que están dispuestos a participar en el proceso. Este anticipo será descontado del monto total.

OFERTA DE AIMACON FS DE CANADÁ:

Esta es una oferta netamente financiera y que no está ligada con ninguna empresa constructora; por consiguiente, ELECAUSTRO podrá desarrollar un concurso para la construcción si la oferta financiera es conveniente para sus intereses. Las características de la oferta financiera son como se indica a continuación:

Deudor:	ELECAUSTRO S. A.
Prestamista:	AIMACON FS
Monto del préstamo:	45 Millones de dólares.
Desembolso:	Total al inicio.
Tasa de Interés anual:	5,5 % fija (propuesta inicial).
Plazo:	17 años (2 + 15)
Aseguramiento:	No es requerido
Garante:	BEDE.

- Comisión: 3 % del monto del préstamo pagadero una sola vez luego del otorgamiento del préstamo, a través de un contrato de corretaje financiero.
- Condición: Adquirir el equipamiento electromecánico de proveedores del Canadá si existen.

La Junta de Accionistas, en sesión 022 del 10 de diciembre/04, tomó la Resolución 022-0095, que textualmente dice: "La Junta General de Accionistas resuelve:

1. Acoger la recomendación del Directorio y dar por concluidas las negociaciones entre ELECAUSTRO y el Consorcio Español Expansión Exterior, OHL, Alstom Power.
2. Suspender las negociaciones con CNEEC de China y AIMACON FS de Canadá.
3. Disponer a la Administración que el Proyecto Integral, esto es la parte técnica, económica y financiera sea remitido al BEDE, para conseguir el aval que facilite un futuro endeudamiento, independientemente del origen del crédito.
4. Conseguido el aval, convocar a un Concurso Público de Ofertas en el que se incluya como condición a los oferentes la concesión del financiamiento correspondiente".

V.5 Estudios de Prefactibilidad del Proyecto en la cuenca del río Yanuncay.

Continuando con la política de búsqueda de nuevas alternativas de producción de energía, en lo que va del año, se realizó el análisis de las ofertas del Concurso Epistolar de Consultoría para los Estudios de Prefactibilidad de los proyectos Soldados y Yanuncay, ubicados en la cuenca alta del río Yanuncay, se presentó a la Gerencia General para su adjudicación, luego de lo cual, con fecha 10 de febrero/04 se firmó el contrato con la firma COHIEC por un monto de US \$ 53.083,35 (sin considerar el IVA) y con un plazo de 75 días para la presentación.

Mediante oficio N° 01892 del 7 de mayo/04, de acuerdo a los resultados del Estudio de Alternativas, COHIEC da a conocer que se ha detectado la posibilidad de implantar una tercera central hidroeléctrica, a la que se le ha denominado Minas, y que no estuvo prevista en el mencionado contrato, con la cual se obtienen mejores indicadores económicos, incluso, considerando una segunda represa para almacenar las aguas del río Bermejos, razón por lo cual consulta sobre la posibilidad de ampliar el contrato.

Mediante sumilla en memo DIPLAM-04 # 0067 del 10 de mayo/04, la Gerencia General autoriza la ampliación del contrato por el monto de US \$ 8.033 (sin considerar el IVA) y con un plazo adicional de veinte días, con lo cual el monto del contrato original se incrementa en el 16%.

Luego de incorporar las observaciones realizadas por la fiscalización, mediante oficio N° 1893 del 2 de junio /04 fueron presentados los estudios de Prefactibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Soldados, Yanuncay y Minas, cuyo esquema resumen es el siguiente:

REPRESA QUINGOYACU:

- Capacidad de Almacenamiento: 12 millones de m³
- Altura de la Represa: 37 m.
- Ancho de la corona: 6m.
- Longitud de la corona: 328 m.
- Caudal regulado: 1,28 m³/sg.

CENTRAL SOLDADOS:

- Potencia: 4.900 KW (2 turbinas francis)
- Caída: 290 mca
- Caudal: 2,3 m³/sg.

CENTRAL YANUNCAY:

- Potencia: 14.600 KW (2 turbinas francis)
- Caída: 260 mca
- Caudal: 7,5 m³/sg.

CENTRAL MINAS:

- Potencia: 5.800 KW (2 turbinas francis)
- Caída: 130 mca
- Caudal: 6,0 m³/sg.

El esquema escogido tendría un costo total de US \$ 44'279.034, incluyendo costos indirectos y sus características principales se detallan a continuación:

INVERSION Y CARACTERISTICAS ENERGETICAS		
DESCRIPCION	UNIDAD	TOTAL
Obras Civiles	US \$	15,835,580
Presa	US \$	3,113,416
Equipos Electromecánicos	US \$	8,910,000
Línea de Transmisión	US \$	525,000
Total Directos	US \$	28,383,996
Costos Indirectos	US \$	15,895,038
Inversión Total	US \$	44,279,034
Potencia	KW	25,300
Energía Primaria	KW h	105,347,264
Energía Secundaria	KW h	55,031,536
Energía Total	KW h	160,378,800
Costo KW instalado	US \$/KW	1,750.16

Luego de que se evacuen ciertas observaciones, próximamente se presentará un informe ejecutivo sobre el proyecto.

V.6 Sistemas de Información.

Por requerimientos presentados por parte del Ministerio de Economía y Finanzas, se preparó, migró y envió por medio del sitio Web del SIGEF, el distributivo del rol unificado anual de la Empresa.

Mensualmente se ha realizado el monitoreo y evaluación de los servicios prestados por los proveedores de Internet, así como se han tramitado los pagos correspondientes.

Para evitar la pérdida de información almacenada en las estaciones de trabajo de cada usuario, se implementó una política de respaldo con la respectiva guía, la misma que

permite almacenar la información de los usuarios en un servidor para que se guarde diariamente en el Centro de Cómputo en medios magnéticos.

Para el mejoramiento de las seguridades y manejo de las licencias de los programas de computación, se solicitó un casillero de mayor tamaño para que se guarden los originales, y que en la Empresa se disponga de copias autenticadas.

Por apagones de luz y variaciones de energía, se presentó por dos ocasiones la caída del sistema de dominio, por fallas presentadas en los discos duros del Servidor de Aplicaciones, lo que obligó una restauración de la información, sin que se haya presentado pérdida de datos, pero produjo que por diferentes períodos de tiempo no se disponga de algunos servicios informáticos.

Se ejecutó los respaldos diarios, semanales y mensuales de las bases de datos que contienen la información de los sistemas computacionales.

Se ha realizado mensualmente la migración de la información de las marcaciones de entrada y salida del personal administrativo, así como del uso telefónico.

Creación del formulario para retenciones, reportes, integración con el sistema de contabilidad y manual de usuario del programa de Facturación y Recaudación, así como soporte para la creación y envío de las facturas.

En lo que respecta al Sistema de Activos Fijos, se procedió a colaborar con la digitación e ingreso de información, además se mantuvieron reuniones para definir los procesos de depreciación para cuadrar con la información existente en Contabilidad, los mismos que han sido aplicadas al programa informático.

Mantenimiento del sistema de telecomunicaciones de las repetidoras de Administración, Zhizhio y Chanlud.

Para el envío de información hacia el Centro Nacional de Control de energía, CENACE, se implementaron servicios de acceso remoto al servidor de Comunicaciones, a través de una línea telefónica, Terminal Server y el programa Maxtrac, con lo que la institución en mención tendría acceso directo a la red de la Empresa, con lo que mediante el programa maxtrac puede obtener de forma centralizada toda la información necesaria de los contadores de energía ubicados en las Centrales. El inconveniente que se presenta en este esquema es debido a las limitaciones del programa Maxtrac ya que brinda acceso completo, es decir que permite a mas de consultar los datos, permite controlar y manipular los contadores.

Preparación de un informe especial del estado actual del Departamento de Sistemas que se detalla desde su creación hasta la presente fecha, en donde también se explica las razones sobre las tecnologías escogidas.

Reformateo y reinstalación del software de algunas computadoras.

Implementación de un sistema de alarma contra incendios y de seguridad de acceso al Centro de Cómputo.

Informe sobre definiciones para automatización del envío de información al CENACE.

Trámites para la adquisición de 7 computadoras con su respectiva redistribución de los equipos.

Se realiza trámites para la contratación y ejecución de la construcción de las obras civiles de la repetidora de Rumishilla para la transmisión de datos con la Represa El Labrado.

Modificaciones requeridas por los usuarios y/o por el SRI a los sistemas de Contabilidad, Facturación y Recaudación, Nóminas, Recursos Humanos, Activos Fijos, Tesorería, Salud Ocupacional y Recursos Humanos.

Elaboración del informe especial sobre el estado actual del Departamento de Sistemas para conocimiento del Directorio.

V.7 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 2004 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.

V.8 Principales acciones realizadas en materia financiera

Se entregó la información contable y financiera mensualmente a la Gerencia General y Direcciones de la Empresa, de manera oportuna. Esta información me ha servido como una herramienta de gestión para la toma de decisiones oportunas.

Vale destacar que el proceso de control de Activos Fijos y depreciación implementado por la Dirección Administrativa Financiera y que se venia realizando en hoja electrónica, en agosto de 2004 en base al esfuerzo de los departamentos de Sistemas de Información y Financiero, se logró la implementación definitiva del sistema computarizado del control de activos fijos, aspecto que ha permitido a la administración manejar de manera automática los registros y la información de los estados financieros, dando así cumplimiento a las recomendaciones de comisarios y auditoria externa de tener un control pormenorizado ítem por ítem de cada uno de los activos de la Empresa.

En lo concerniente a la recepción de combustibles para la generación termoeléctrica, la Dirección Administrativa Financiera prestó su apoyo técnico, llegando a regular el despacho y recepción de combustibles a través de la adquisición de contómetros y la estandarización de temperaturas en base a una normativa discutida con la Dirección de Producción, para el control de la salida del combustible a las máquinas, aspecto que nos ha permitido a partir de esa fecha llevar un control mucho más eficiente de existencias.

En lo relacionado a la administración de los fideicomisos esta Gerencia consiguió que un delegado de la Dirección Administrativa Financiera participe de las reuniones del comité técnico que se lleva a cabo en el Fondo de Solidaridad, para recabar la información de las fiduciarias y plantear los inconvenientes que tiene la Empresa en lo concerniente a su Liquidez, por los escasos recursos que no son transferidos. Por otro lado se ha tratado de conseguir recursos adicionales a través de requerimientos escritos a las Empresas

distribuidoras recordándoles sobre los saldos por pagar, y que constantemente se los está actualizando para su registro y control.

En el mes de agosto de 2004, se suscribió un convenio de pago de los valores facturados y vencidos, de conformidad con el Acta de conciliación de saldos por la compra de energía entre la EEQ S.A. y ELECAUSTRO S. A. con corte al 28 de julio de 2004, por un valor que sobrepasaba los ochocientos mil dólares, gestión que nos permitió, recuperar liquidez y atender los pagos urgentes que la Empresa tenía.

En lo que se refiere a la deuda externa, a través de los convenios del Ministerio de Economía y Finanzas esta Gerencia de manera constante ha oficiado a este Ministerio la posibilidad de compensar no solo las cuotas vencidas de la deuda sino el capital total, con la cartera que el MEM tiene pendiente con ELECAUSTRO, lamentablemente todos los esfuerzos realizados han sido vanos, frente a la negativa del Ministerio, pues la Empresa tiene una deuda vencida que sobrepasa los dos millones de dólares por concepto de intereses y capital; frente a esta situación se ha oficiado al Ministerio la incapacidad de pago de los valores mencionados, mientras no se tome una decisión de compensar nuestra deuda con los 14 millones adeudados por el Mercado Eléctrico Mayorista por la venta de energía.

Se concilió las cuentas por cobrar con el CENACE de la facturación que se realizaba a través del administrador técnico y Financiero del MEM hasta el 30 de septiembre de 2003.

V.9 Auditoría.

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

Elaboración y presentación a la Gerencia para su aprobación del Plan Operativo Anual de Auditoría Interna para el 2004, el cual incluye el análisis de costos y cronograma de trabajo.

Conforme está establecido en el Plan Operativo Anual se continuó con el examen de auditoría sobre "Inversiones Temporales realizadas en el período 2002 – 2003", examen que fue iniciado en el año 2003, habiéndose concluido en el mes de marzo/04.

Con fecha 6 de enero del 2004 se inició el examen de auditoría al Proceso de Administración y Control de Suministros de Oficina.

Evaluación del Grado de Cumplimiento de Recomendaciones constantes en los informes de Comisarios, Auditoría Externa y Auditoría Interna del año 2003. El informe fue presentado a la Gerencia General el 30 de marzo mediante el Memorando Ref. AUDI – 2004 No. 017.

Durante los días 23, 24, 25 y 29 de marzo se realizaron los arqueos a los fondos rotativos y caja chica a los funcionarios que administran dichos fondos de Gerencia General, Administración Central, Dirección de Producción y Sección de Adquisiciones. El informe fue presentado el 31 de marzo mediante el Memorando Ref. AUDI-04 No. 019.

Conforme a lo previsto en el Plan Operativo Anual se realizó el examen de auditoría sobre "Administración y Ejecución de Contratos suscritos por la Empresa en el año 2003".

Liquidación del contrato de Auditoría Externa suscrita con la firma Consultora Gabela Cía. Ltda. Memorando Ref. AUDI-2004 No. 028 - junio 11/2004.

Conforme a lo previsto en el Plan Operativo Anual se realizó el examen de auditoría sobre “Fondos Rotativos y Caja Chica”, el cual fue comunicado al Gerente General y Directores de las áreas respectivas mediante el Memorando Ref. AUDI – 04 # 035 de julio 5 del 2004.

Elaboración y presentación de las funciones típicas del cargo de Asistente de Auditoría Interna como paso previo a la reclasificación de la Lcda. María José Solano que se viene desempeñando en el cargo por el lapso de 1 año.

Análisis de multas a ser aplicadas, debido al incumplimiento en el plazo de entrega del objeto del contrato N0. 0270 para el suministro de repuestos.

Participación en los seminarios “Planificación Tributaria”, “Modelación de Riesgos Financieros en Mercados Eléctricos” y “II Seminario Internacional del CIER: Gestión de la Relación con el Cliente”, realizado en la ciudad de Cuenca, “Correcta Aplicación Tributaria” efectuado en la ciudad de Quito.

Inicio del examen de auditoría sobre la administración de contratos y convenios suscritos por la Empresa durante el año 2003, los mismos que estuvieron a cargo de la Dirección Administrativa Financiera.

Inició la Auditoría sobre Proceso de Viáticos y Pasajes Aéreos para el período 2003 – 2004.

Se procedió a la revisión del borrador de la Planificación Estratégica General y Manual Orgánico Funcional de la Empresa.

Como parte del Plan de Anual de Trabajo, se inició el examen sobre vacaciones y Horas extras durante los años 2003 y 2004.

Se realizó la Auditoría de cumplimiento del Contrato No. 328 con ECUAELECTRICIDAD para el suministro de repuestos para motores de la central térmica El Descanso y del contrato No. 278 suscrito con la firma Suplementos industriales para el suministro de repuestos para el compresores Atlas Copco.

Se preparó los documentos para llevar a efecto el concurso de méritos para la designación de comisarios de la Empresa para el período 2005-2006.

V.10 Situación Laboral

Los mayores esfuerzos realizados en el período enero-diciembre del año 2004, se relacionan con la aplicación de la nueva Ley de Servicio Civil y Carrera Administrativa y de Unificación y Homologación de las Remuneraciones de los Servidores del Sector Público, pues se han hecho consultas y gestiones para su aplicación, sobre todo en lo que tiene que ver con la unificación salarial; aspecto que ha demandado la realización de informes para la Secretaría Nacional Técnica de Recursos Humanos, Fondo de solidaridad, Presupuesto, y otros.

Otro aspecto de importancia significativa ha sido la terminación del Manual Orgánico Funcional de la Compañía, aspecto que ha sido coordinado con los funcionarios del nivel directivo y la Gerencia, por lo que ya se cuenta con un documento definitivo.

Otra de las principales actividades realizadas, ha sido la actualización del nuevo sistema de capacitación, por lo que se cuenta con una base de datos completa que contiene todo el

historial de capacitación desde el inicio de ELECAUSTRO, es decir desde el mes de septiembre del año 1999, aspecto que posibilitará administrar de mejor manera los esfuerzos de capacitación de la Empresa.

A partir de Enero del 2004, se procedió a modificar el sistema de roles de pago en base a lo dispuesto en la Ley Orgánica de Servicio Civil y Carrera Administrativa y de Unificación y Homologación de las Remuneraciones, publicada en Registro Oficial # 184 y que se refiere la unificación de ciertos rubros detallados en el Inciso segundo del Artículo 105 de dicha Ley. Al momento los roles están elaborados en base únicamente al agrupamiento de los ingresos sujetos al proceso de incorporación, así como la congelación de los valores de subsidio familiar y subsidio de antigüedad al 31 de Diciembre del 2003. Adicionalmente se incorporó a los sueldos básicos los US \$ 8.00 correspondientes a los componentes salariales en proceso de incorporación.

COSTOS DE PERSONAL FIJO: SUELDOS Y SALARIOS CON PROVISIONES:

MES	MONTO [US \$]			NUMERO		
	2003	2004	VARIAC.	2003	2004	VARIAC.
ENERO	145.501,11	159.851,22	9,86 %	126	124	-1,59 %
FEBRERO	158.404,35	161.662,97	2,06 %	126	125	-0,79 %
MARZO	157.733,69	164.848,05	4,51 %	126	125	-0,79 %
ABRIL	160.046,10	159.287,10	-0,47 %	127	124	-2,36 %
MAYO	165.711,52	165.711,52	0,00 %	128	128	0,00 %
JUNIO	159.372,65	164.502,09	3,22 %	127	128	0,79 %
JULIO	159.372,65	160.623,15	0,78 %	128	128	0,00 %
AGOSTO	161.346,20	163.864,22	1,56 %	129	128	-0,78 %
SEPTIEMBRE	174.527,40	175.969,42	0,83 %	129	128	-0,78 %
OCTUBRE	160.210,90	160.210,90	0,00 %	128	128	0,00 %
NOVIEMBRE	160.615,02	165.147,31	2,82 %	124	128	3,23 %
DICIEMBRE	161.941,16	164.944,56	1,85 %	124	128	3,23 %
TOTAL	1.924.782,75	1.966.622,51	2,17 %			

A diciembre del 2004 el personal fijo de la Empresa es de 128 trabajadores distribuidos en las siguientes Direcciones:

Dirección de Producción	80
Dirección de Planificación y Mercadeo	3
Dirección Administrativa-Financiera	26
Dirección de Ing. Civil y M. Ambiente	9
Gerencia	10
Total	128

PERSONAL OCASIONAL PERIODO ENERO-DICIEMBRE AÑO 2004

MES	MONTO [US \$]	NUMERO
ENERO	9.821,30	13
FEBRERO	9.739,43	12
MARZO	9.903,74	12
ABRIL	9.699,98	13
MAYO	8.761,83	13
JUNIO	6.563,24	9
JULIO	5.927,73	10
AGOSTO	6.775,00	10
SEPTIEMBRE	6.707,39	9
OCTUBRE	8.932,05	9
NOVIEMBRE	7.846,72	10
DICIEMBRE	8.144,06	10
TOTAL	98.822,47	

CAPACITACION

Durante el período Enero-Diciembre del 2004 la Empresa ha auspiciado 38 cursos de capacitación de tipo eventual, es decir cursos solicitados por los señores Directores de la Empresa y autorizados por la Gerencia General y el valor invertido es de US \$ 24.399,80.

ASPECTOS GENERALES DE LA ADMINISTRACION DE PERSONAL:

Se ha procedido a ingresar a partir de Octubre, en el nuevo Sistema de Historia Laboral del IESS con lo cual los trabajadores a través de la Clave Personal, podrán acceder a todos los préstamos y más servicios que ofrece el IESS, así como también la Empresa está realizando los pagos de aportes, descuentos y posteriormente los pagos de Fondos de Reserva.

Se han concedido varios préstamos a los Trabajadores por los siguientes valores: Anticipos de Remuneración US \$47.200,00 y por préstamos para la vivienda US \$ 93.500,00 .

Se lleva un control mensual sobre la asistencia de personal, detalles que se reportan en forma mensual con una tolerancia de 10 minutos en las entradas.

TRABAJO SOCIAL

ADMINISTRACION DE LA POLIZA DE VIDA Y ASISTENCIA MEDICA

Durante el año 2004, en lo que tiene que ver con la administración de la póliza de vida y asistencia médica, se presentaron los siguientes resultados:

PRIMAS NETAS PAGADAS	54.525,33
PRIMAS CON IMPUESTOS INCLUIDOS	63.215,78
SINIESTROS PAGADOS	39.912,49
PORCENTAJE DE SINIESTRALIDAD	73,20 %
RECLAMOS PRESENTADOS EN EL PERIODO	340

GESTIÓN ADMINISTRATIVA / INVESTIGACIÓN SOCIO LABORAL

Se han tramitado carnés odontológicos, fichas socio-laboral, tarjetas de enrolamiento, seguimiento de convenios (atención pediátrica), mantenimiento y actualización de base de datos sobre el grupo familiar del trabajador, elaboración de nómina de beneficiarios para el pago de utilidades, declaración de supervivencia.

Respecto a los subsidios de enfermedad tramitados en el Seguro Social, se ha recuperado por éste concepto el valor de \$9.687.96.

SECCION MEDICA

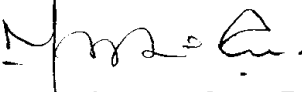
Resumen de actividades:

ATENCIONES MEDICAS Y DE ENFERMERIA

MES	Trab hombres	Trab mujeres	Jubila dos	Familiares	Atenciones Enfermería
ENERO	37	15	2	4	45
FEBRERO	43	10	1	8	55
MARZO	58	28	1	3	66
ABRIL	37	11	1	4	48
MAYO	38	20	0	11	55
JUNIO	31	17	0	6	46
JULIO	29	30	1	11	62
AGOSTO	38	4	0	4	41
SEPTIEMBRE	35	15	1	4	49
OCTUBRE	31	16	0	10	50
NOVIEMBRE	21	9	3	6	41
DICIEMBRE	40	14	1	8	47
TOTAL	638	198	11	79	

En el período, en resumen se presentan las siguientes enfermedades: patologías del sistema respiratorio aproximadamente el 70%; patologías del tracto gastro intestinal, de etiología infecciosa y parasitarias, el 20%; lumbalgias, otitis de origen obstructivo, migrañas, esporádicamente problemas de la piel en el 10%.

Audiometrías realizadas indican que de los 45 trabajadores realizados: 41 son normales y 4 presentan hipoacusia (perdida auditiva unilateral) causada por el trauma acústico laboral a la que están sometidos en las centrales, los mismos que están prevenidos para evitar la irreversibilidad.


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