

**MEMORIA ANUAL DEL
COMITÉ NACIONAL
DE DESPACHO DE CARGA**

Y

**RESULTADOS DE LA
OPERACIÓN DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL**

2004

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

Dirección: Calle Colombia N° O-0655 Edificio TDE
Teléfono: (591-4) 4259523
Fax: (591-4) 4259513
Casilla: 4818
Correo Electrónico: cn/dc@cn/dc.bo
Sitio Web: www.cnb.net/cn/dc

Cochabamba – Bolivia

MEMORIA ANUAL 2004

Contenido

1. <i>Presentación</i>	5
2. <i>Información general del Comité Nacional de Despacho de Carga ...</i>	7
<i>Creación</i>	7
<i>Organización</i>	7
<i>Domicilio Legal</i>	8
<i>Composición del Comité de Representantes en la Gestión 2004</i>	9
<i>Personal Ejecutivo de la Unidad Operativa</i>	10
3. <i>Informe de la Gestión 2004</i>	11
<i>Gestión de Programación</i>	11
<i>Gestión de Operación</i>	12
<i>Gestión de Análisis de Sistemas de Potencia</i>	13
<i>Gestión de Postdespacho</i>	14
<i>Gestión de Normas y Calidad</i>	15
<i>Gestión de Administración</i>	17
<i>Gestión Económica</i>	17
4. <i>Estados Financieros del CNDC</i>	18
<i>Ejecución Presupuestaria</i>	18
<i>Estado de Resultados</i>	19
<i>Balance General</i>	20
<i>Notas a los estados Financieros</i>	21
<i>Dictamen del Auditor</i>	24

1. Presentación

El Comité Nacional de Despacho de Carga tiene el agrado de presentar la Memoria Anual y los Resultados Técnicos de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista correspondientes a la gestión del año 2004.

En el año 2004 ha sido posible operar el Sistema Interconectado Nacional cubriendo adecuadamente la demanda de energía eléctrica de todos los consumidores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El abastecimiento a La Paz ha presentado las mayores dificultades operativas, debiendo mencionarse que los problemas de oscilaciones de frecuencia en el SIN, principalmente en el área norte aislada, fueron superados en gran medida hacia el fin del año, con el aporte de una empresa Consultora, los Agentes y el CNDC.

En esta gestión el CNDC ha continuado trabajando para mejorar las reglas operativas buscando la sostenibilidad del desarrollo del sistema, en este campo ha efectuado varios estudios y adoptado nuevas resoluciones para el Mercado Eléctrico. Cabe destacar la aprobación de nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN que incluyeron importantes cambios en los márgenes de la Reserva Operativa, tanto rotante como estática.

En el ejercicio 2004, el CNDC ha completado el proyecto de Sistema de Gestión de la Calidad, basado en la Norma Internacional ISO 9001:2000, para los procesos que emplea en el cumplimiento de sus funciones.

Conscientes de las limitaciones del actual sistema de supervisión de las operaciones en tiempo real, se ha trabajado en lograr acuerdos con la empresa Transportadora de Electricidad para la provisión de un nuevo sistema de control SCADA, habiéndose firmado un contrato de alquiler de nuevas instalaciones que esperamos tenga su culminación a fines del año 2005.

Los Resultados de la Operación del Sistema muestran en general una recuperación franca de la demanda, que se estancó en años anteriores, con un crecimiento de 4.6% en energía y 3% en potencia. Los precios de energía resultantes del despacho de carga siguen mostrando niveles irreales que se originan en la forma de remunerar la potencia de generación definida por el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico. El precio

medio monómico alcanzado en la gestión de 2004 posiblemente sea uno de los más bajos del mundo.

Para beneficio del Mercado Eléctrico, durante este año se han logrado importantes avances en la expansión del sistema de transmisión, que desde fines de 2005 redundará en una mayor confiabilidad y capacidad de transmisión entre áreas; sin embargo, la ausencia de nuevas obras en generación y el retiro de unidades del parque generador existente implican un serio riesgo al normal suministro de energía en los próximos años.

El superar los problemas de abastecimiento en los próximos años, mejorando la calidad del suministro de energía eléctrica, constituyen los principales retos para el CNDC, en su calidad de operador del sistema, para lo cual estamos dispuestos a realizar nuestros mayores esfuerzos junto a las empresas eléctricas e instituciones del Estado.

Ing. Rolando Loayza
PRESIDENTE CNDC

Marzo, 2005

2. Información general del Comité Nacional de Despacho de Carga

El Artículo 18 de la Ley de Electricidad N° 1604 promulgada el 21 de diciembre de 1994, crea el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) dándole la responsabilidad de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional. Las funciones básicas del CNDC definidas en dicha Ley son:

Creación

- a) Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional.
- b) Realizar el despacho de carga en tiempo real a costo mínimo
- c) Calcular los precios de nodo del Sistema Interconectado Nacional.
- d) Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada.

El CNDC inició sus funciones en febrero de 1996.

El CNDC está conformado por el Comité de Representantes, que adopta decisiones relativas a la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y su Unidad Operativa que ejecuta las tareas asignadas por el Comité de Representantes.

Organización

El Comité de Representantes está conformado por un representante de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución respectivamente, un representante de los Consumidores No Regulados y un Representante de la Superintendencia de Electricidad que ejerce la Presidencia del CNDC.

La Unidad Operativa, que es el órgano ejecutivo del CNDC, formada por un equipo de técnicos especializados en operación de sistemas eléctricos; cuenta con sistemas de adquisición y recolección de datos en tiempo real (sistema de control SCADA), sistemas de medición comercial de energía y recursos computacionales, con los cuales realiza las tareas de programación, despacho de carga en tiempo real y de post despacho, aplicando procedimientos previamente establecidos, así como las encomendadas por el Comité de Representantes.

El CNDC es un organismo operativo; no obstante, sus actividades se extienden a otras áreas relacionadas con el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, en especial en lo que se refiere a las normas operativas, precios en alta tensión, evaluación de proyectos de expansión y la solución de problemas operativos coyunturales.

Domicilio Legal El domicilio legal del CNDC esta ubicado en la calle Colombia N° O-655 de la ciudad de Cochabamba, Bolivia.

Composición del Comité de Representantes en la Gestión 2004

Superintendencia (Presidente)	Ing. Rolando Loayza M.
Empresas Generadoras	Lic. Ramón D. Bascopé P.
Empresas Transportadoras	Ing. Germán Rocha M.
Empresas Distribuidoras	Ing. Mauricio Valdéz C.
Consumidores No Regulados	Ing. Hugo Ordóñez F.
Superintendencia (Presidente)	Ing. Mario Guerra M.
Empresas Generadoras	Ing. José Luis Muñoz C.
Empresas Transportadoras	Ing. Raúl Rojas P.
Empresas Distribuidoras	Ing. José Anave L.
Consumidores No Regulados	Ing. Juan Vargas P.
Asesor Legal	Dr. Cayo Salinas

Titulares

Alternos



Personal Ejecutivo de la Unidad Operativa

Gerente	Ing. Jorge Cordero Z.
Depto. de Programación	Ing. Orlando Alvarez P.
Depto. de Despacho de Carga	Ing. Jaime de la Zerda M.
Depto. de Análisis de Sistemas de Potencia	Ing. Humberto Burgos C.
Depto. de Post-Despacho	Ing. Arturo Iporre S.
Unidad de Normas y Calidad	Ing. Fernando Guzmán N.
Unidad Administrativa	Sr. Wilfredo Hinojosa S.



3. Informe de la Gestión 2004

En la gestión 2004, las actividades del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) se han concentrado en dos campos: El Operativo, relacionado con la coordinación de la operación de las instalaciones de generación y transmisión para atender los requerimientos de energía eléctrica y el Administrativo, relacionado con el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

La programación de la operación de las instalaciones de generación y transmisión se ha realizado en el marco de los procedimientos vigentes y con los Modelos de optimización y simulación aprobados.

Gestión de Programación

Con el fin de optimizar la erogación de los embalses para asegurar el abastecimiento de energía, se han incluido curvas de alerta en los modelos de programación.

Las desviaciones de la proyección de la demanda para el año 2004, respecto a los valores reales, equivalen al +4% en energía, al +0.3% en la potencia media mensual y al +0.6% en la potencia de punta.

La desviación media anual de las indisponibilidades reales del parque generador, frente a las indisponibilidades previstas, es de solamente +8%; sin embargo, las desviaciones mensuales alcanzaron hasta +92%, en el mes de septiembre por fallas técnicas.

En la gestión 2004 se realizaron 5 reprogramaciones estacionales, de ellas la realizada en abril se debió a los efectos de los nuevos parámetros de desempeño mínimo, la limitación impuesta por seguridad al flujo por las líneas del área central. En los demás casos se originaron en variaciones hidrológicas.

Por el sistema vigente para la remuneración de la potencia, las ofertas de costos variables de generación térmica de algunas centrales equivalen a precios de gas cero en boca de pozo. Como resultado de estas ofertas, los precios de energía en la gestión 2004 han sido los más bajos desde el inicio del funcionamiento del Mercado Eléctrico y, probablemente, también los más bajos en comparación con otros países.

En la gestión 2004, el precio promedio de la energía, resultado del despacho de carga realizado en ese año, resultó ser 5.5% superior al previsto en las programaciones semestrales de la operación del MEM. La principal causa para ello fue la indisponibilidad de unidades generadoras por diversas causas no previstas en la programación.

Por otra parte, en base a los procedimientos específicos vigentes, el CNDC ha realizado la evaluación económica de los siguientes proyectos:

- Línea Carrasco – Valle Hermoso
- Línea Punutuma – Tarija

Gestión de Operación

En el ámbito operativo, durante la gestión 2004 el CNDC ha enfrentado con éxito los problemas originados en una limitada oferta de generación. A lo largo del año, la indisponibilidad no prevista de unidades generadoras por periodos extraordinariamente largos, dificultó el suministro de energía en condiciones de seguridad y confiabilidad adecuadas e incrementó el costo de la energía.

En el área de La Paz, se registró la salida de la central hidroeléctrica Chojlla, de 37.5 MW, por un periodo de 3 meses, seguido de la central Yanacachi (51.1 MW) por 15 días adicionales. Estas indisponibilidades, y el hecho que la generación hidroeléctrica en esa área disminuye significativamente en el periodo seco por ser centrales de pasada, determinaron una reducción sustancial en la disponibilidad de potencia y energía.

Para resolver esta situación crítica, el déficit se compensó con energía térmica, recurriendo en algunos periodos inclusive a las unidades que operan con Diesel, y se incrementaron al máximo las transferencias de energía desde el resto del sistema interconectado, en especial por las líneas VIN-KEN (104 MW), CAR-SJO (130 MW) y 175 MW por las líneas SJO-VIN, COR-VHE y SIS-ARO por confiabilidad. En estas condiciones no fue posible mantener los parámetros de desempeño mínimo vigentes, ya que el objetivo fue el evitar racionamientos.

Otro problema que exigió mucha atención del CNDC fue el de las oscilaciones de potencia, cuando el área Norte operaba aislada del resto del SIN. En este tema, el CNDC encargó estudios a consultoras y, finalmente, instruyó la incorporación de equipos estabilizadores de potencia PSS en las centrales Huaji y Cuticucho de COBEE y Yanacachi de Hidroeléctrica Boliviana que amortiguaron en algo las oscilaciones de frecuencia.

En el área Oriental, la unidad GCH10 (60 MW) de EGSA no fue declarada disponible por el periodo mayo - octubre. No obstante, el abastecimiento fue prácticamente normal, gracias a mayores transferencias de energía del área Central por la línea CAR-GCH.

Con objeto de procurar un suministro más confiable en la operación, se aplicaron curvas de alerta y volúmenes meta a los embalses.

El 10 de mayo entró en operación comercial la quinta unidad de la central hidroeléctrica Santa Isabel, de 21.7 MW, que ayudó en la solución de los problemas comentados anteriormente.

Con el fin de contar con un sistema automatizado de los registros de fallas, el CNDC desarrolló el Programa SISFALLA, que hasta fines de 2004 se encontraba en periodo de prueba.

En lo referente a las condiciones de desempeño del SIN, luego del estudio contratado por el CNDC para la determinación y distribución de la reserva rotante y remuneración de la regulación primaria y secundaria, a partir de mayo se modificaron los parámetros de desempeño mínimo aumentando los márgenes de reserva rotante e introduciendo el concepto de reserva fría, con un incremento total en reserva de 9% a 16% y, finalmente, a 17.5%. Con los nuevos parámetros se incorporaron al parque generador unidades en condición de reserva fría.

**Gestión de
Análisis de
Sistemas de
Potencia**

Para mejorar la confiabilidad e incrementar los flujos de potencia desde Carrasco hacia el área Central de 175 MW a 210 MW, se han efectuado estudios eléctricos e incorporado un sistema de desconexión automática de generación/carga en la subestación San José

Con el fin de resolver los problemas operativos del sistema norte aislado, el CNDC ha contratado un estudio para la determinación de las causas y

soluciones de las oscilaciones de potencia que han derivado en la instalación de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) en las centrales de Cuticucho, Huaji y Yanacachi, con los cuales se ha solucionado, al menos parcialmente, el problema de oscilaciones de frecuencia en el área norte aislada.

A fin de efectuar un mejor seguimiento del comportamiento eléctrico del SIN, se ha determinado que mensualmente se emita un informe sobre ese tema y que periódicamente se verifique el funcionamiento del Esquema de Alivio de Carga Automático.

En cumplimiento de la Norma Operativa N° 11 "Incorporación de nuevas instalaciones al SIN", se han cumplido las tareas relacionadas con la incorporación de tres transformadores en alta tensión y de la quinta unidad de Santa Isabel.

Gestión de Postdespacho

Todos los documentos de transacciones económicas mensuales y de reliquidación por potencia de punta han sido aceptados por los Agentes del Mercado. Consecuentemente, el estado de la cuenta de los fondos de compensación fue aceptado tal como se informó hasta diciembre.

Con la entrada en vigencia de la Norma Operativa N° 3 "Determinación de Costos Marginales", se han procesado los informes de post despacho diarios en base al sistema de medición comercial. Este sistema ha operado normalmente en toda la gestión de 2004.

El sistema de información a los Agentes del MEM sobre el funcionamiento de SIN y del MEM, ha operado normalmente, en especial el sitio Web del CNDC, no obstante, se detectó la necesidad de actualizar este sistema.

Durante la gestión se continuó con la actualización de Normas Operativas. En la gestión de 2004 se pusieron en vigencia las siguientes:

- Norma Operativa N° 20: Habilitación de Agentes para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Norma Operativa N° 27: Boleta de Garantía para Consumidores No Regulados que operan en el Mercado Spot.
- Norma Operativa N° 28: Verificación de la Capacidad Efectiva de generación y determinación de consumos propios y pérdidas.
- Norma Operativa N° 7: Descuento por indisponibilidad de unidades generadoras (complementación)

Además, el CNDC solicitó la aprobación de la Superintendencia de la nueva versión de la Norma Operativa N° 6: Restitución del Sistema y sus instructivos correspondientes.

Durante esta gestión se realizaron varios análisis para la revisión de la Norma Operativa N° 2 “Determinación de la Potencia Firme”; en base a esos análisis, el CNDC solicitó a la Superintendencia de Electricidad la aprobación de una nueva versión. El ente Regulador requirió que el CNDC contrate servicios de consultoría; hecho que se efectuó, habiéndose presentado el informe respectivo a la Superintendencia.

En el año 2004, la Unidad Operativa completó todos los requisitos para el uso del Sistema de Gestión de Calidad basado en la Norma ISO 9001:2000, para todas las actividades que realiza, por lo cual obtuvo la Certificación del consorcio de Auditores AENOR (España) – UNIT (Uruguay) e IBNORCA (Bolivia).

Certificaciones
ISO 9001:2000



Las actividades administrativas en el año 2004 se desarrollaron con normalidad en cuanto a la administración de los recursos humanos, compras de bienes, contratación de servicios y otras relacionadas.

Gestión de Administración

El personal de la Unidad Operativa del CNDC ha continuado realizando cursos de actualización técnica y administrativa con un total de 39 eventos de capacitación.

Se acordó con la empresa TDE la ejecución del proyecto de renovación del sistema de control SCADA, así como la renovación del Contrato de alquiler de las actuales instalaciones en tanto se instale el nuevo SCADA.

En esta gestión, se ha dado especial importancia al personal del Centro de Despacho de Carga con una mayor capacitación en procura de un mejor desempeño y con el fin de evaluar su capacidad. Esto se ha plasmado en estudios médicos, evaluaciones psicotécnicas, seminarios técnicos, etc.

En la gestión 2004, el CNDC se vio en la necesidad de operar con un presupuesto limitado, debido al monto máximo de presupuesto según el artículo 3e del ROME, que relaciona los gastos del CNDC con las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista. Los ingresos de la gestión, US\$ 1.94 millones, fueron uno de los más bajos en los 9 años de operación del CNDC.

Gestión Económica

En los cuadros siguientes, se presenta la ejecución presupuestaria, el balance, el estado de pérdidas y ganancias, así como el dictamen del Auditor Externo.

4. Estados Financieros del CNDC al 31 de Diciembre de 2004

**Ejecución
Presupuestaria***Por el periodo comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2004*

Egresos	Presupuesto Aprobado US\$	Presupuesto Neto US\$	Ejecución US\$	Superávit (Déficit) US\$
Salarios	948,000	948,000	940,257	7,743
Alquileres	571,012	496,780	495,297	1,483
Consultoría	32,600	28,427	63,471	(35,044)
Capacitación	15,650	14,842	14,826	16
Servicios	65,950	58,990	55,487	3,503
Gastos del CNDC	63,640	60,144	36,413	23,731
Materiales	7,750	6,743	7,243	(500)
Gastos varios	9,375	8,307	7,695	612
Inversiones	11,063	10,218	14,205	(3,987)
Sub Total	1,725,040	1,632,451	1,634,894	(2,443)
Impuestos no compensados	218,354	218,354	221,439	(3,085)
Sub Total	1,943,394	1,850,805	1,856,333	(5,528)
Crédito fiscal	-	92,589	92,064	525
Total	1,943,394	1,943,394	1,948,397	(5,003)

(Expresado en dólares de Estados Unidos)

**Estado de
Resultados**

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003

Estado de Ganancias y Pérdidas	2004 Bs.	2003 (Reexpresado) Bs.
Ingresos de Operación		
Cuotas ordinarias agentes	13,618,930	14,747,166
Total ingresos	13,618,930	14,747,166
Egresos de Operación		
Gastos de administración	(7,364,137)	(7,451,607)
Costo de operación en despacho	(6,744,529)	(6,512,817)
Costos financieros	(4,005)	(1,584)
Total egresos de operación	(14,112,671)	(13,966,008)
(Pérdida) Utilidad operativa	(493,741)	781,158
Otros Ingresos (Egresos)		
Intereses percibidos	127,988	163,754
Ingresos varios	43,660	1,098
Ingreso de gestiones anteriores	271	6,635
Gastos varios	(47,443)	(46,259)
Costos no operativos	(68,258)	-
Rendimientos financieros	16,216	-
Resultado por exposición a la inflación	104,393	45,579
Total otros ingresos	176,827	170,807
(Pérdida) Utilidad del Periodo	(316,914)	951,965

**Balance
General**
Al 31 de diciembre de 2004 y 2003

Balance General	2004 Bs.	2003 (Reexpresado) Bs.
Activo		
<i>Activo Corriente</i>		
Disponible	1,020,656	2,299,491
Inversiones temporarias	4,548,800	3,224,000
Cuentas por cobrar agentes	1,518,521	1,448,093
Otras cuentas por cobrar	76,264	83,768
Total activo corriente	7,164,241	7,055,352
<i>Activo No Corriente</i>		
Activo fijo neto	1,505,804	2,033,576
Inversiones	86,242	86,242
Total activo no corriente	1,592,046	2,119,818
Total Activo	8,756,287	9,175,170
Pasivo		
<i>Pasivo Corriente</i>		
Cuentas por pagar agentes	382,294	385,641
Proveedores	42,589	581,992
Obligaciones sociales y tributarias por pagar	824,226	728,494
Otras cuentas por pagar	-	36,847
Previsión para obligaciones varias	-	67,128
Total pasivo corriente	1,249,109	1,800,102
<i>Pasivo No Corriente</i>		
Previsión para indemnizaciones	2,873,985	2,396,899
Total pasivo no corriente	2,873,985	2,396,899
Total Pasivo	4,123,094	4,197,001
Patrimonio		
Reserva patrimonial	1,000,000	1,028,061
Reserva operativa	3,950,107	2,998,143
(Pérdida) Utilidad del período	(316,914)	951,965
Total Patrimonio	4,633,193	4,978,169
Total Pasivo y Patrimonio	8,756,287	9,175,170

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003

1. Constitución y Objeto de la Sociedad

El COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA (CNDC), fue creado mediante Ley 1604 (Ley de Electricidad) de 21 de diciembre de 1994 en su artículo 18 y reglamentado mediante Decreto Supremo N° 24043, con domicilio legal en la ciudad de Cochabamba – Bolivia.

La dirección está a cargo de un Comité conformado por representantes de la Superintendencia de Electricidad y de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista:

- Empresas generadoras
- Empresas distribuidoras
- Empresa transportadora
- Consumidores no regulados

El Comité tiene como objetivo coordinar la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional y sus funciones principales son:

- Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo;
- Realizar el despacho de carga en tiempo real y a costo mínimo;
- Determinar la potencia efectiva de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional;
- Calcular los precios de nodo del Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Electricidad y presentarlos a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación;
- Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada, de acuerdo a reglamento;
- Entregar a la Superintendencia de Electricidad la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y cualquier otra información requerida por la Superintendencia; y
- Las demás establecidas en reglamento, que sean necesarias para cumplir la finalidad para la cual se crea el Comité Nacional de Despacho de Carga.

Las actividades del Comité se rigen mediante un sistema de administración - contable independiente y su organización y funcionamiento se rigen por la ley 1604, sus reglamentos y el estatuto de la entidad.

El costo de funcionamiento del Comité es cubierto por todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Para el efecto, el Comité aprueba un presupuesto anual de gastos y define la cuota mensual a ser facturada a los agentes por servicios del despacho de carga en función a las transacciones económicas de los agentes en el mes respectivo.

Por lo tanto el Comité es una entidad sin fines de lucro.

Según el artículo No. 3 del Estatuto del CNDC, su duración es indefinida.

2. Principios y Prácticas Contables

Los principios y prácticas contables más significativas aplicadas por el Comité en la preparación de los estados financieros son:

a. Ejercicio

De acuerdo a la Ley 1606 del 22 de noviembre de 1994, la fecha de cierre de gestión para este tipo de empresas es el 31 de diciembre de cada año.

b. Base de presentación de los Estados Financieros

Los estados financieros han sido presentados en conformidad a los principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

c. Base de Contabilización

La base de contabilización utilizada por la empresa para el registro de los ingresos y gastos es la del devengado.

d. Ajuste a moneda constante

Los estados financieros han sido preparados en términos de moneda constante, reconociendo en forma integral los efectos de la inflación, siguiendo las disposiciones establecidas en la Norma de Contabilidad N° 3 del Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia. Para estos efectos, se ha considerado principalmente la variación del dólar estadounidense de Bs 7,84 a Bs 8,06 entre el 1° de enero de 2004 y el 31 de diciembre de 2004 y Bs. 7,50 a Bs. 7,84 por US\$ 1 entre el 1° de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2003, debitando y/o abonando a la cuenta de resultados "Ajuste por inflación y tenencia de bienes".

e. Inversiones

Las inversiones se incorporan a su valor de costo, actualizándolas según la variación de la cotización del dólar estadounidense a la fecha de cierre de cada periodo. La contrapartida del mayor valor se abona a resultados en la cuenta "Ajuste por inflación y tenencia de bienes".

f. Activo Fijo

Los activos fijos, adquiridos hasta el 31 de diciembre de 2003, han sido actualizados en función de la variación del dólar estadounidense, entre el 1° de enero de 2004 (Bs 7,84 por US\$ 1) y el cierre del presente periodo, el 31 de diciembre de 2004 (Bs 8,06 por US\$ 1).

Los activos fijos adquiridos a partir del 1° de enero de 2004, fueron contabilizados al costo de adquisición, el mismo que fue actualizado al 31 de diciembre de 2004, en función de la variación del dólar estadounidense, entre la fecha de compra y la de cierre.

La depreciación de los activos fijos se calcula según el método de la línea recta.

Los gastos de mantenimiento, reparación y mejoras que no aumentan la vida útil de los bienes son cargados a los resultados del ejercicio en que se incurren.

g. Previsión para indemnizaciones

En cumplimiento de disposiciones legales vigentes, el Comité actualiza a fin de cada ejercicio un monto necesario de previsión destinado a cubrir las indemnizaciones de su personal, consistente en un sueldo por cada año de servicio prestado. Este beneficio es pagado después de transcurridos cinco años en los casos de retiro voluntario y en cualquier momento cuando el trabajador es retirado sin causa justificada.

h. Patrimonio

Por disposiciones legales, el patrimonio de la sociedad ha sido actualizado de acuerdo a la variación del boliviano en relación al dólar estadounidense entre la fecha de inicio y la fecha de cierre.

i. Reconocimiento de ingresos y egresos

Los ingresos se generan por el aporte de cuotas ordinarias de los agentes, contabilizados por el método del devengado en base al total de las facturas emitidas y por los intereses percibidos por depósitos bancarios.

Los egresos por gastos de operación son registrados en moneda constante por lo tanto son actualizados en función a la variación del dólar estadounidense respecto al boliviano.

j. Impuesto a las Utilidades de Empresas

El CNDC no ha procedido a la determinación de este impuesto, debido a que se encuentra EXENTA del impuesto sobre utilidades de las empresas, (IUE), de conformidad a lo establecido por el Art. 49 Inc., b) de la Ley 1606, debiendo dar estricto cumplimiento a la ley mencionada, según Resolución Administrativa No. 04/2000 del S.I.

Dictamen del Auditor

**Acevedo
Deloitte.**

Acevedo & Asociados
Consultores de Empresas
Firma asociada a Deloitte.
Cochabamba: Av. Bellavista No. 838
Edif. Las Torres del Sol • Mezzanine
Telf. Piloto: (591-4) 4520022
Fax: (591-4) 4115111
acevedocha@acevedodeloitte.com.bo
La Paz: Av. 6 de Agosto No. 2577
Edif. Las Dos Torres • Piso 11
Telf. Piloto: (591-2) 2434343
Fax: (591-2) 2112836
acevedolpz@acevedodeloitte.com.bo
Santa Cruz: Calle Guembe No. 2015
Telf. Piloto: (591-3) 3436838
Fax: (591-3) 3114507
acevedosc@acevedodeloitte.com.bo
BOLIVIA
www.acevedodeloitte.com.bo

DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Representantes del
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
Ciudad

Hemos examinado los balances generales del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA, al 31 de diciembre de 2004 y 2003, y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, evolución del patrimonio neto y flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas que se acompañan. Estos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), son responsabilidad de la gerencia. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre dichos estados financieros, basados en nuestra auditoría.

Efectuamos nuestros exámenes de acuerdo a normas de auditoría generalmente aceptadas en Bolivia. Estas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener razonable seguridad respecto a si los estados financieros están libres de presentaciones incorrectas significativas. Una auditoría incluye examinar, sobre una base de pruebas, evidencias que sustenten los importes y revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la gerencia, así como también evaluar la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestro examen proporciona una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación patrimonial y financiera del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2004 y 2003, los resultados de sus operaciones, evolución del patrimonio neto y flujos de efectivo, por los años terminados en esas fechas de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

ACEVEDO & ASOCIADOS
FIRMA INDEPENDIENTE
ASOCIADA A DELOITTE



Lic. Aud. Enrique Pastrana Davila (Socio)
CDA-98-D27 / CAUB - 2934
N.I.T. 994668014

Cochabamba, Febrero 28, 2005

.. 1 ..

**RESULTADOS DE OPERACIÓN
DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL
GESTION 2004**

Contenido

1. Introducción.....	29
2. Características Generales del Sistema Interconectado Nacional.....	29
El Sistema Eléctrico.....	29
Características del SIN	29
3. Demanda de Energía Eléctrica	31
4. Oferta de Generación.....	36
Capacidad de Generación.....	36
Producción	38
Inyecciones de Energía	40
5. Oferta de Transmisión.....	41
6. Despacho de Carga.....	42
Ejecución de la programación del despacho de carga.....	43
Potencia Firme de Generación y Potencia de Reserva Fría	44
7. Desempeño del Sistema	46
8. Precios en el Mercado Spot	48
Costos marginales de generación.....	48
Precios de Energía	49
Precios de Potencia.....	50
Precios de Transporte	52
Precios medios monómicos.....	52
9. Transacciones Económicas	54
Fondos de Estabilización.....	55

1. Introducción

En esta sección se presentan los resultados más relevantes de la operación de los sistemas de generación y transmisión del SIN y del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista durante la gestión del año 2004. La información se basa en los valores difundidos mensualmente mediante el sitio web del CNDC.

2. Características Generales del Sistema Interconectado Nacional

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el sistema eléctrico de instalaciones de generación, transmisión y distribución que suministra energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Chuquisaca. La demanda total en el SIN equivale, aproximadamente, al 90% de la demanda del país.

El Sistema Eléctrico

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) es la parte del SIN que consiste de líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y subestaciones asociadas, donde los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) compran y venden energía eléctrica.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra – venta y transporte de electricidad en el SIN.

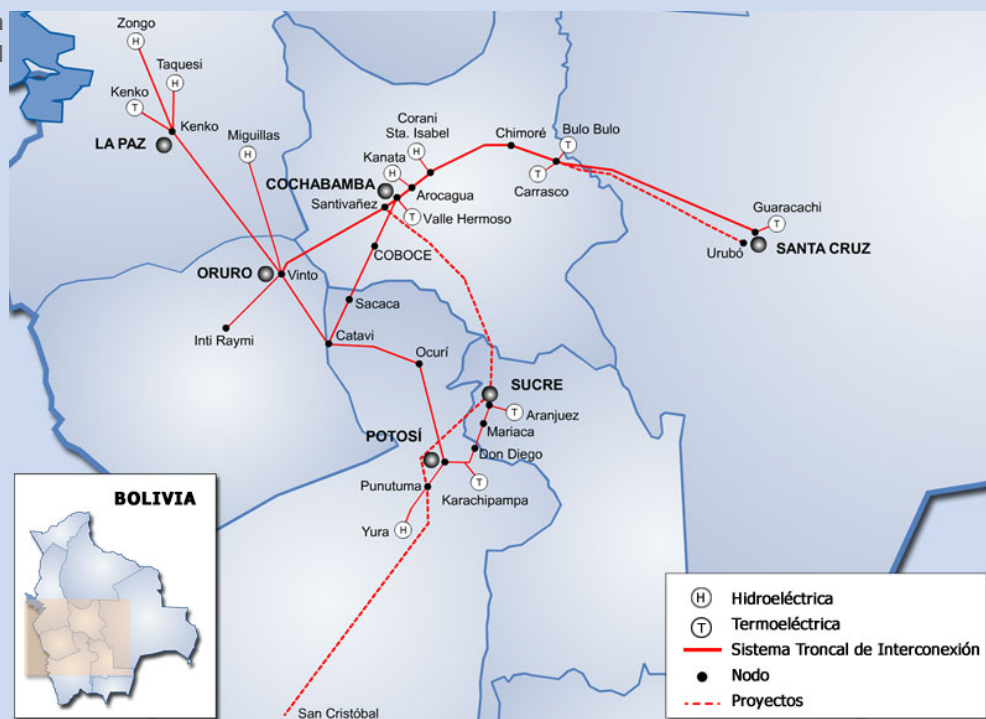
El SIN se caracteriza por tener tres áreas bien definidas: Norte (La Paz), Oriental (Santa Cruz) y Centro – Sur (Oruro, Cochabamba, Potosí, Chuquisaca). Cada área tiene una demanda equivalente a un tercio del total.

Características del SIN

Otro aspecto importante es que cada área cuenta con generación local; en el área norte con centrales hidráulicas de pasada, en el área oriental con centrales térmicas y en el área centro-sur con centrales hidráulicas de embalse y térmicas. La red de transmisión se utiliza, principalmente, para intercambios de energía y potencia que optimizan el despacho de carga del SIN.

El SIN opera en el marco de la Ley de Electricidad y reglamentación complementaria, basado en el aprovechamiento integral y sostenible de los recursos energéticos, la competencia en generación, la presencia de empresas no integradas y el acceso libre a la transmisión.

Diagrama del SIN



3. Demanda de Energía Eléctrica

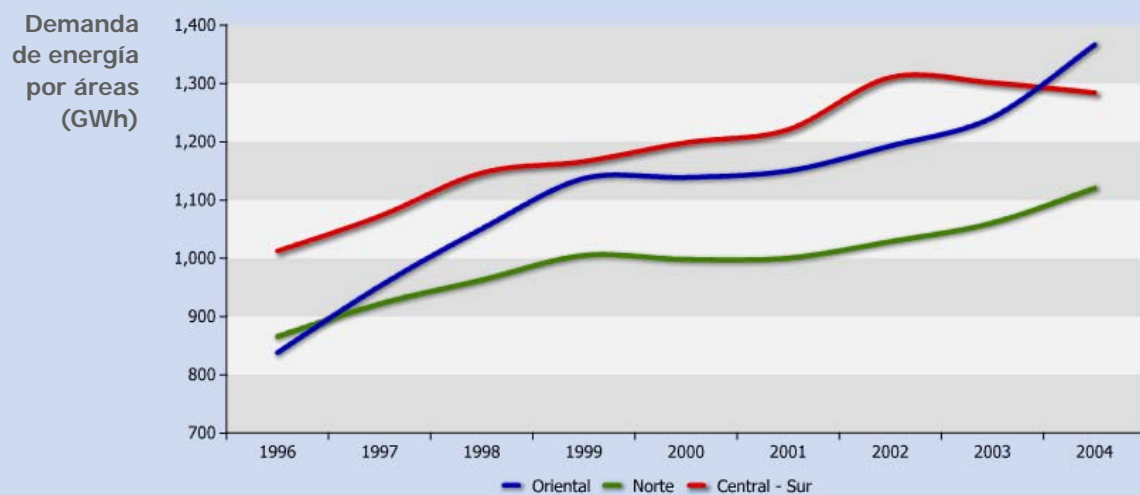
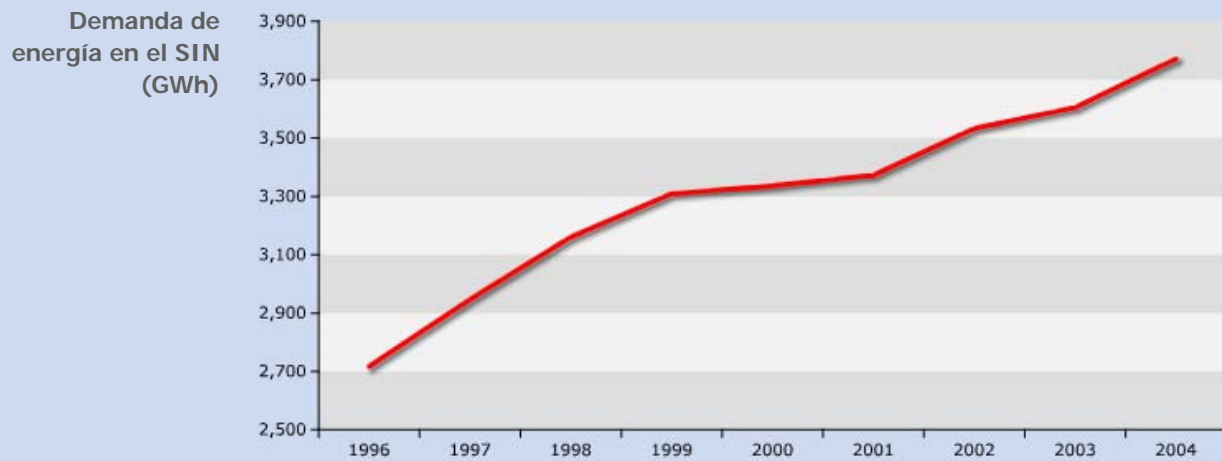
El consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el año 2004 fue de 3,771.0 GWh, con un crecimiento de 4.6 % respecto al año 2003

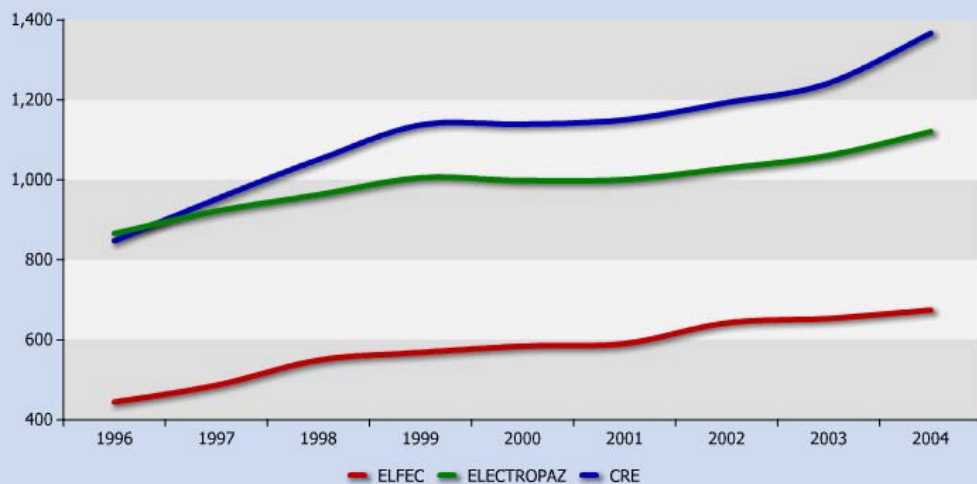
Consumidores	Año 2003	Año 2004	Variación %	Consumo de energía eléctrica (GWh)
CRE	1,241.6	1,366.4	10.0	
ELECTROPAZ	1,060.8	1,120.5	5.6	
ELFEC	653.2	674.2	3.2	
ELFEO	212.2	234.1	10.3	
CESSA	124.4	131.2	5.5	
SEPSA	95.5	110.7	15.9	
ERESA	51.9	55.8	7.5	
NO REGULADOS	164.3	78.2	-52.4	
Total	3,603.8	3,771.0	4.6	

La disminución en la demanda de los Consumidores No Regulados se debe a la reducción del consumo de la empresa minera Inti Raymi de 21 MW a 2 MW.

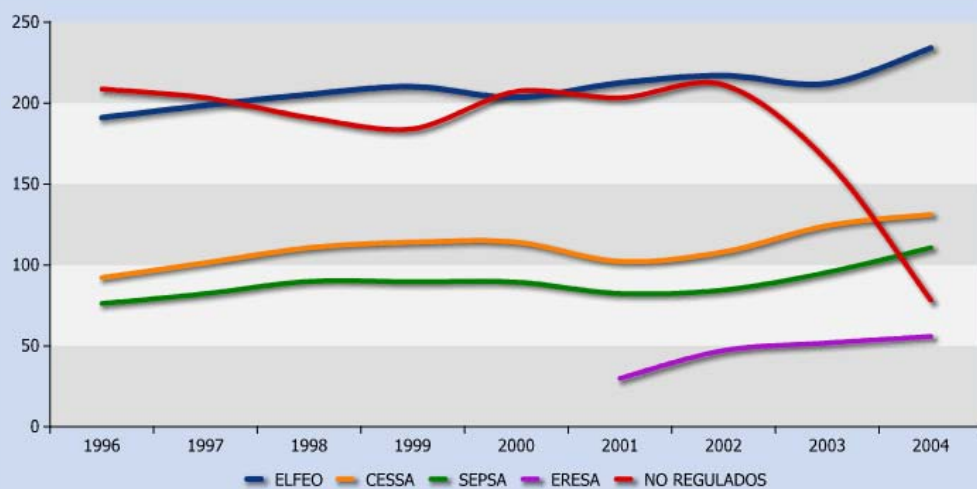
Las tasas de incremento de ELECTROPAZ, CRE, CESSA, y ELFEO guardan relación con la evolución de la situación económica del país el año 2004. El incremento de SEPSA se debe principalmente a un mayor consumo urbano y rural. La tasa de incremento de ELFEC ha sido afectada por la empresa COBOCE que, a partir del mes de noviembre de 2003, opera como Consumidor No Regulado.

La demanda máxima coincidental de todo el MEM, registrada por el Sistema de Medición Comercial, fue de 704.81 MW, correspondiente al día jueves 25 de noviembre.





Demanda de
energía por
empresas
(GWh)
1/2

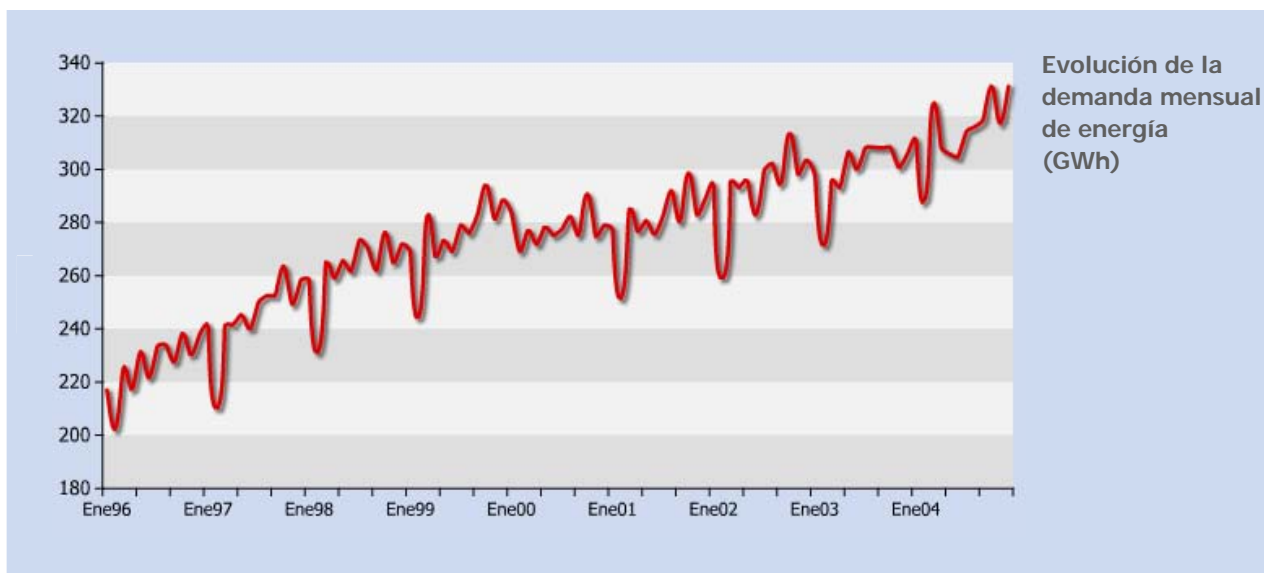


Demanda de
energía por
empresas
(GWh)
2/2

Demanda máxima (MW)	Consumidores	Año 2003	Año 2004	Variación %
	CRE	226.6	248.5	9.7
	ELECTROPAZ	219.1	218.3	-0.4
	ELFEC	125.9	130.2	3.4
	ELFEO	41.3	45.1	9.3
	CESSA	21.9	22.5	2.6
	SEPSA	17.5	20.4	16.5
	ERESA	9.0	10.3	14.3
	NO REGULADOS	22.8	9.6	-58.0
	Total	684.1	704.8	3.0

El consumo mensual de energía y demanda máxima durante el año 2004 ha seguido la siguiente variación:

Demanda mensual año 2004	Mes	Energía GWh	Potencia MW
	Enero	311.6	679.3
	Febrero	287.8	677.3
	Marzo	324.3	688.1
	Abril	308.1	687.5
	Mayo	305.8	671.4
	Junio	304.5	675.6
	Julio	314.3	683.2
	Agosto	316.0	695.3
	Septiembre	318.6	697.4
	Octubre	331.4	700.3
	Noviembre	317.3	704.8
	Diciembre	331.2	698.5
	Total/Máx.	3,771.0	704.8



La evolución del consumo de energía eléctrica en el periodo 1996 – 2004 muestra un crecimiento promedio anual de 4.2% en energía y 3.3% en potencia.

Año	Energía GWh	Potencia Máxima MW	Incremento Anual	
			Energía (%)	Potencia (%)
1996	2,716.4	544.6		
1997	2,945.9	583.7	8.4	7.2
1998	3,159.8	622.7	7.3	6.7
1999	3,308.6	644.3	4.7	3.5
2000	3,335.5	644.9	0.8	0.1
2001	3,371.7	646.8	1.1	0.3
2002	3,532.2	674.3	4.8	4.2
2003	3,603.8	684.1	2.0	1.5
2004	3,771.0	704.8	4.6	3.0

Demanda anual
periodo
1996 al 2004

4. Oferta de Generación

Capacidad de Generación

La capacidad de generación en las diferentes centrales del Sistema Interconectado Nacional era, a fines del año 2004, de 1,035.6 MW; de esta potencia, 446.2 MW corresponden a centrales hidroeléctricas y 589.4 MW a centrales termoeléctricas (turbinas a gas en ciclo abierto). Esta última cifra corresponde a la potencia efectiva en condiciones de temperatura media anual, en el sitio de la central.

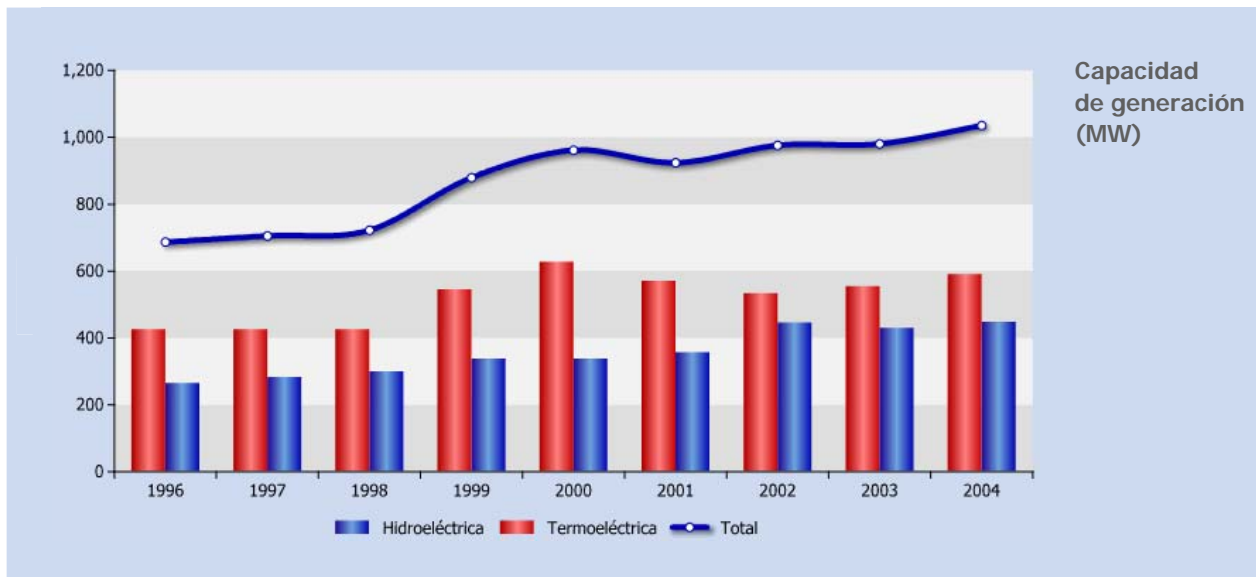
Capacidad de generación
(a fin del año 2004)

Centrales	Capacidad (MW)
<i>Hidroeléctricas</i>	
Sistema Zongo	166.8
Sistema Corani	144.9
Sistema Taquesi	89.5
Sistema Yura	19.1
Sistema Miguillas	18.4
Kanata	7.6
<i>Subtotal</i>	<i>446.2</i>
<i>Termoeléctricas</i>	
(A la temperatura media anual)	
Guaracachi (25°C)	248.8
Carrasco (25°C)	111.9
Bulo Bulo (25°C)	90.2
Valle Hermoso (18°C)	74.2
Aranjuez (15°C)	32.0
Kenko (10°C)	18.0
Karachipampa (8°C)	14.3
<i>Subtotal</i>	<i>589.4</i>
Total	1,035.6

Esta capacidad de generación, se ha visto reducida durante el año 2004 por lo siguiente:

- Algunas unidades no fueron ofertadas por las empresas Generadoras, como ser: VHE2 y VHE3 en enero- abril, GCH10 y VHE3 en mayo-octubre, KAR1 y GCH4 en noviembre – diciembre.

- b) Unidades indisponibles por fallas y mantenimientos, como ser: Chojlla 120 días, Yanacachi 47 días, CAR1 34 días, GCH9 21 días.
- c) Por baja hidrología, que implicó una reducción del orden de 70 MW en julio.



El parque hidroeléctrico consiste en sistemas de aprovechamiento en cascada con centrales esencialmente de pasada (Zongo, Taquesi y Yura), centrales con embalse (Corani y Miguillas) y una central (Kanata) cuya operación depende del abastecimiento de agua potable en la ciudad de Cochabamba.

Debido principalmente a la estacionalidad hidrológica, la producción de energía en las centrales hidroeléctricas de pasada alcanzó un mínimo de 53.8 GWh en julio (sin la central Chojlla) y un máximo de 144.3 GWh en marzo.

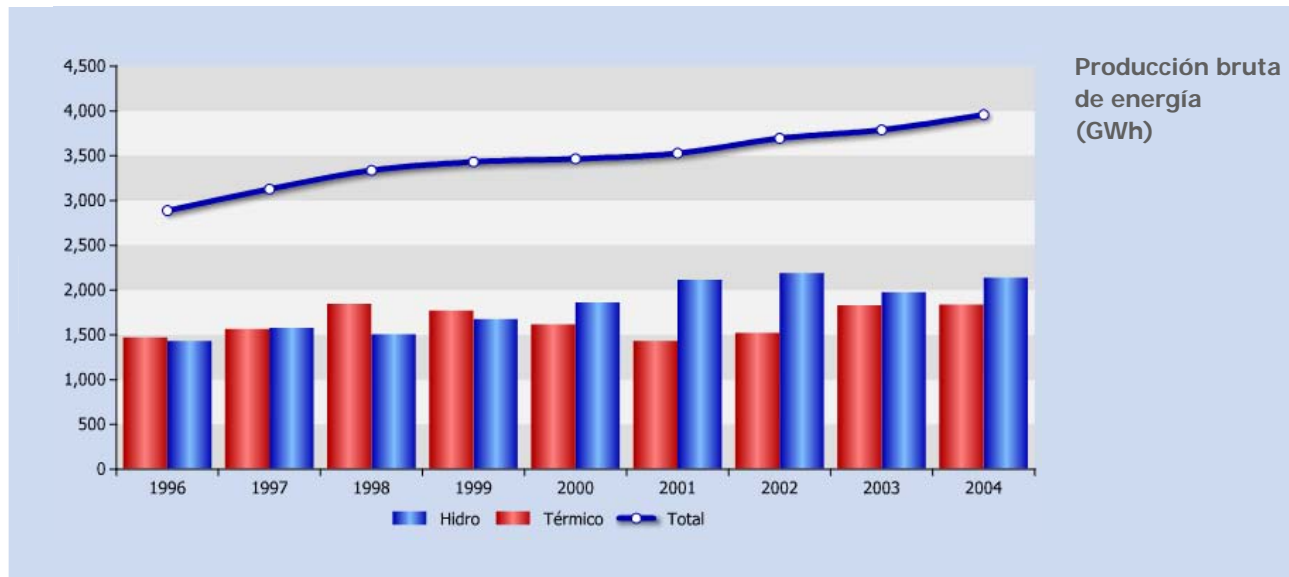
El parque termoeléctrico consiste en turbinas a gas de ciclo abierto y unidades Diesel (Aranjuez DF) que utilizan gas y diesel oil. La capacidad de generación de las centrales termoeléctricas se reduce con el aumento de temperatura; en el periodo mayo – octubre en que se registran las máximas temperaturas, esta capacidad se reduce en aproximadamente 10%.

Producción En el año 2004, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 3,959.0 GWh; este valor es 4.5 % mayor que la producción del año 2003. La producción hidroeléctrica participó con el 54 % del total y la producción termoeléctrica con el 46 % restante.

La producción bruta de Zongo y Miguillas el 2004 fue mayor que la del año anterior, debido a un incremento en sus aportes hídricos. La central Carrasco incrementó su producción como resultado de la disponibilidad de la unidad CAR1.

Producción bruta
de energía
(GWh)

Centrales	Año 2003	Año 2004	Variación %
<i>Hidroeléctricas</i>			
Sistema Zongo	736.1	870.8	18.3
Sistema Corani	811.8	816.0	0.5
Sistema Taquesi	241.8	247.3	2.3
Sistema Miguillas	100.2	110.9	10.7
Sistema Yura	58.1	62.4	7.4
Kanata	21.1	22.0	4.2
<i>Subtotal</i>	<i>1,969.1</i>	<i>2,129.4</i>	<i>8.1</i>
<i>Termoeléctricas</i>			
Guaracachi	951.5	774.1	-18.6
Carrasco	123.8	320.4	158.8
Bulo Bulo	497.7	535.1	7.5
Valle Hermoso	35.6	41.9	17.8
Aranjuez	130.3	103.1	-20.9
Kenko	30.5	22.7	-25.6
Karachipampa	51.8	32.3	-37.6
<i>Subtotal</i>	<i>1,821.2</i>	<i>1,829.7</i>	<i>0.5</i>
Total	3,790.3	3,959.0	4.5



Inyecciones de Energía

La energía entregada por los Generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión, en el año 2004 fue de 3,852.2 GWh, es decir, 4.4% más que en el año 2003. En esta cifra se incluye a la energía excedentaria del auto productor Unagro entregada a CRE en el periodo abril – agosto.

Inyecciones de energía al STI (GWh)

Centrales	Año 2003	Año 2004	Variación %
<i>Hidroeléctricas</i>			
Sistema Zongo	711.7	839.9	18.0
Sistema Corani	810.7	814.8	0.5
Sistema Taquesi	231.1	237.1	2.6
Sistema Miguillas	95.7	105.6	10.3
Sistema Yura	55.6	59.1	6.2
Kanata	20.6	21.3	3.4
<i>Subtotal</i>	<i>1,925.4</i>	<i>2,077.7</i>	<i>7.9</i>
<i>Termoeléctricas</i>			
Guaracachi	926.9	756.0	-18.4
Carrasco	118.3	308.9	161.1
Bulo Bulo	473.8	511.7	8.0
Valle Hermoso	34.3	40.5	18.0
Aranjuez	128.1	101.8	-20.5
Kenko	29.7	2.0	-26.0
Karachipampa	51.4	32.1	-37.6
Autoproducer Unagro	0.9	1.5	69.6
<i>Subtotal</i>	<i>1,763.4</i>	<i>1,774.5</i>	<i>0.6</i>
Total	3,688.8	3,852.2	4.4

5. Oferta de Transmisión

El Sistema Troncal de Interconexión al año 2004 ha estado conformado por 535.6 km de líneas en 230 kV, 863.1 km de líneas en 115 kV y 173.3 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 1,570.0 km de líneas de transmisión. La capacidad de transformación de este sistema durante el año ha sido 400 MVA.

En la gestión 2004 no se han incorporado nuevos componentes al Sistema Troncal de Interconexión. Sin embargo, durante este año se continuó con la construcción de las líneas Carrasco – Urubó y Santibáñez – Sucre – Punutuma, a cargo de la empresa ISA Bolivia, y de los proyectos Elevación de Tensión de la línea Vinto – Kenko y las ampliaciones de las subestaciones Valle Hermoso y Vinto, a cargo de la empresa TDE.

Las características más importantes de los proyectos de transmisión en ejecución son las siguientes:

Proyecto	Características	Objeto
Elevación de tensión a 230 KV de la línea Vinto (Oruro) – Kenko (La Paz)	Autotransformadores monofásicos 4* 50 MVA, 230/115 kV Bancos de reactores 4*7 MVar, 230 kV Bahías de subestación	Incrementar la capacidad de transmisión a 130 MW
Subestación Valle Hermoso 230/115 kV	Autotransformadores monofásicos 4*50 MVA, 230/115 kV Bahías de subestación	Cubrir la demanda de Cochabamba y mejorar la seguridad del área Centro – Norte
Subestación Vinto 115/69 kV	Transformador 1* 25 MVA Bahías de transformador	Cubrir la demanda de Oruro y mejorar la seguridad de esa área
Línea Carrasco – Urubó (Santa Cruz)	Línea de 168 km en 230 kV S/E Carrasco con 1 paño de línea S/E Urubó 230/69 kV, 150 MVA, paños de línea y de transformador	Cubrir la demanda de Santa Cruz y mejorar la confiabilidad del suministro a esa área.
Línea Santibáñez – Sucre	Línea de 248 km en 230 kV Subestación Santibáñez en 230 kV, con 3 paños de línea y equipo de compensación Subestación Sucre en 230/69 kV, 60 MVA, paños de línea y de transformador	Cubrir la demanda de Sucre y mejorar la confiabilidad del suministro.
Línea Sucre – Punutuma (Potosí)	Línea de 188 km en 230 kV Subestación Sucre en 230 kV con 1 paño de línea y equipo de compensación. Subestación Punutuma en 230/69 kV, 60 MVA, paños de línea y de transformador	Cubrir la demanda del complejo minero San Cristóbal

6. Despacho de Carga

El despacho de carga en la gestión 2004 ha permitido, en general, atender toda la demanda del sistema. Las mayores dificultades se registraron en el área de La Paz debido a una menor oferta de generación local, que fue compensada con mayores transferencias de energía desde el resto del SIN. Estas dificultades se originaron en lo siguiente:

- La indisponibilidad de la central Chojlla por aproximadamente tres meses.
- Las limitaciones en el suministro de gas natural a la central Kenko.
- La capacidad de la línea de transmisión de Vinto a Kenko.
- La capacidad de las líneas de transmisión entre San José –Vinto, Corani – Valle Hermoso y Santa Isabel – Arocagua.
- La menor generación en centrales de pasada durante el periodo seco.

Para superar este problema, el despacho de carga determinó mayor generación térmica en otras áreas del SIN, como Valle Hermoso y las unidades Diesel de Aranjuez, así como mayores transferencias de potencia hacia La Paz.

Adicionalmente, con el fin de incrementar la capacidad operativa de las líneas San José –Vinto, Corani – Valle Hermoso y Santa Isabel – Arocagua, se instalaron equipos de Desconexión Automática de Generación/Carga en la subestación San José.

Estas medidas posibilitaron el abastecimiento del área Norte sin restricciones, pero en condiciones de seguridad y confiabilidad menores a las establecidas en las condiciones de desempeño mínimo.

Otro problema de importancia que se registró en el área Norte, fue el de las oscilaciones de potencia cuando esa área operaba aislada del SIN.

Para procurar una solución a este problema, el CNDC instruyó la instalación de Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS) en las unidades generadoras de Yanacachi, Huaji 1 y Cuticucho 5, con lo cual se amortiguaron significativamente las oscilaciones.

En el área de Santa Cruz la operación fue normal; aunque, por la indisponibilidad de la unidad GCH10 durante un semestre, fue necesario transmitir potencias relativamente altas de Carrasco a Guaracachi.

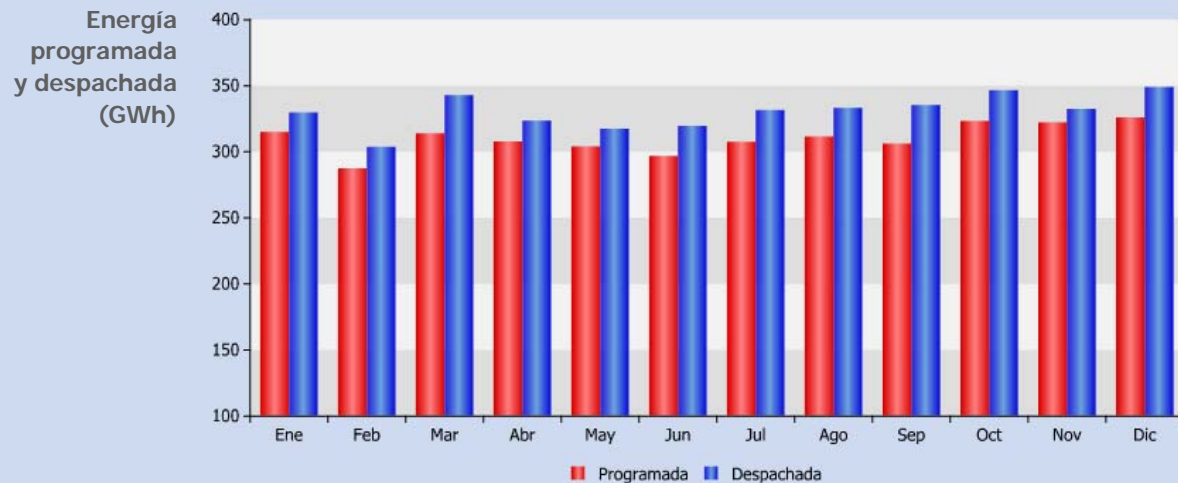
De acuerdo a una disposición de la Superintendencia, en el periodo mayo – octubre el despacho de carga se realizó con una reserva total igual a 16%. En el mes de noviembre este porcentaje se modificó a 17.5%. Estos cambios han permitido mejorar la operación del sistema en su conjunto.

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y realizado muestran una menor generación hidráulica compensada con mayor energía termoeléctrica. Los cambios por efecto de una mayor demanda son poco significativos.

Ejecución de la Programación del Despacho de Carga

Centrales	Programación Semestral GWh	Despacho Realizado GWh	Diferencia GWh
<i>Hidroeléctricas</i>			
Sistema Zongo	844	871	27
Sistema Corani	857	816	-41
Sistema Taquesi	314	247	-67
Sistema Miguillas	111	111	0
Sistema Yura	78	62	-16
Kanata	19	22	3
<i>Subtotal</i>	<i>2,223</i>	<i>2,129</i>	<i>-94</i>
<i>Termoeléctricas</i>			
Guaracachi	604	774	171
Carrasco	240	320	80
Bulo Bulo	517	535	18
Valle Hermoso	2	42	40
Aranjuez	98	103	5
Kenko	0	23	23
Karachipampa	33	32	-1
<i>Subtotal</i>	<i>1,493</i>	<i>1,830</i>	<i>337</i>
Total	3,716	3,959	243

Energía programada y despachada en el año 2004 (GWh)



Potencia Firme de Generación y Potencia de Reserva Fría

El parque generador remunerado por Potencia Firme se determina semestralmente, sobre la base de la potencia de punta y la oferta de capacidad garantizada de las unidades generadoras.

Debido a que la Potencia Firme en noviembre y diciembre de 2004 se determinará cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2004 – octubre 2005, los valores señalados en el cuadro son provisionales para esos meses.

A partir del mes de mayo se modificó la metodología para determinar la reserva fría del Sistema. Para el período mayo – octubre, la reserva total del Sistema se estableció en 16% y a partir del mes de noviembre se incremento a 17.5%. En consecuencia, los niveles de la reserva fría se modificaron como se muestra en el cuadro.

<i>PERIODO</i>	<i>Del 01/01/04 al 30/04/04</i>	<i>Del 01/05/04 al 10/05/04</i>	<i>Del 11/05/04 al 31/10/04</i>	<i>Del 01/11/04 al 31/12/04</i> Provisional
Hidroeléctricas	407.58	408.91	425.91	426.87
Termoeléctricas	304.21	301.94	285.79	320.84
<i>Potencia Firme Total</i>	711.79	710.85	711.70	747.71
<i>Reserva Fría</i>	17.45	43.04	39.61	60.00

Potencia firme
en el año 2004
(MW)

7. Desempeño del Sistema

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación en el año 2004, medida como el porcentaje de tiempo en el año en que estaban operando o en condición de operar, fue de 94.91%. La disponibilidad de las termoeléctricas fue de 96.07% y de las hidroeléctricas 93.36%.

La disponibilidad operacional del Sistema Troncal de Interconexión (STI) en 2004 fue de 99.81%.

El tiempo total de interrupción del suministro en el año 2004, medido como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 28 minutos.

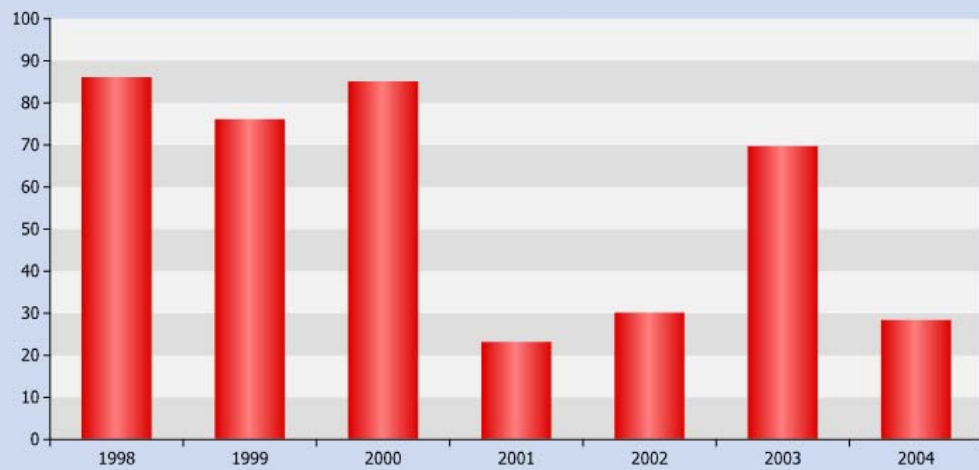
Disponibilidad
de instalaciones
en el año 2004

Instalación	Disponibilidad
Unidades hidroeléctricas	93.36%
Unidades termoeléctricas	96.07%
Transmisión (STI)	99.81%

Tiempo de
interrupción
del suministro
(*)

Origen	Minutos
Fallas en Generación	7.8
Fallas en el SIN	20.4
Total	28.2

(*) Cociente entre la energía interrumpida y la demanda máxima.



Tiempo
equivalente de
interrupción
(minutos)

8. Precios en el Mercado Spot

Es importante destacar que el año eléctrico se inicia el 1° de noviembre y concluye el 31 de octubre del año siguiente. En las estadísticas que se presentan en este documento sobre transacciones económicas y precios monómicos, se considera la potencia de punta estimada para el periodo noviembre 2004 – octubre 2005; por lo tanto, los valores de potencia de punta, transacciones económicas y precios monómicos del año 2004 no son definitivos ya que se conocerán recién en octubre de 2005; sin embargo, las variaciones serán poco significativas.

Costos Marginales de Generación

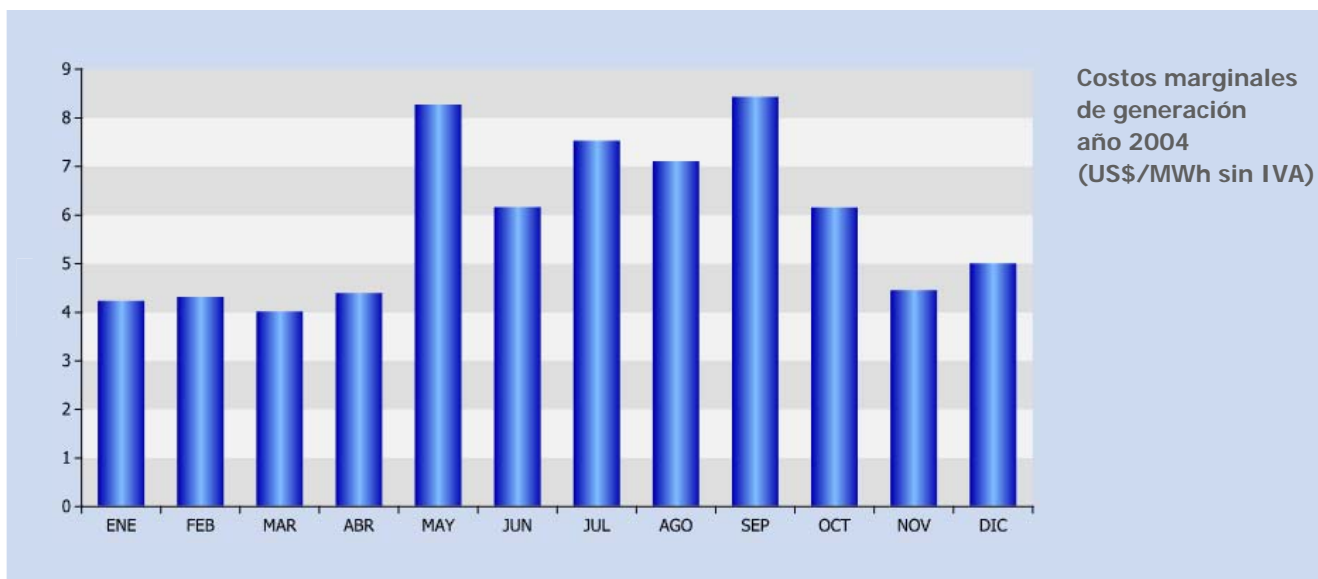
Los costos marginales de generación resultantes del despacho de carga realizado en la gestión de 2004, dan un promedio inferior a los costos marginales de gestiones anteriores. Esto se explica, fundamentalmente, por las declaraciones de precios de gas para los semestres correspondientes a la gestión de 2004.

El costo marginal promedio anual de 2004 es de 5.81 US\$/MWh con un mínimo de 3.58 US\$/MWh y un máximo de 13.50 US\$/MWh.

Los costos marginales previstos en las programaciones semestrales prácticamente no difieren de los resultantes del despacho de carga real. Las variaciones se explican por una menor hidrología y una demanda mayor en los datos reales.

Costo
marginal de
generación

Costo Marginal de Generación	US\$/MWh (sin IVA)
PREVISTO	5.43
REAL	5.81



Como resultado del despacho de carga efectuado en el año 2004, se establecieron precios horarios de energía (precios spot) en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión. Los valores medio anuales de los precios horarios, que incluyen a la energía forzada y de unidades de reserva fría, son los siguientes:

Precios de Energía

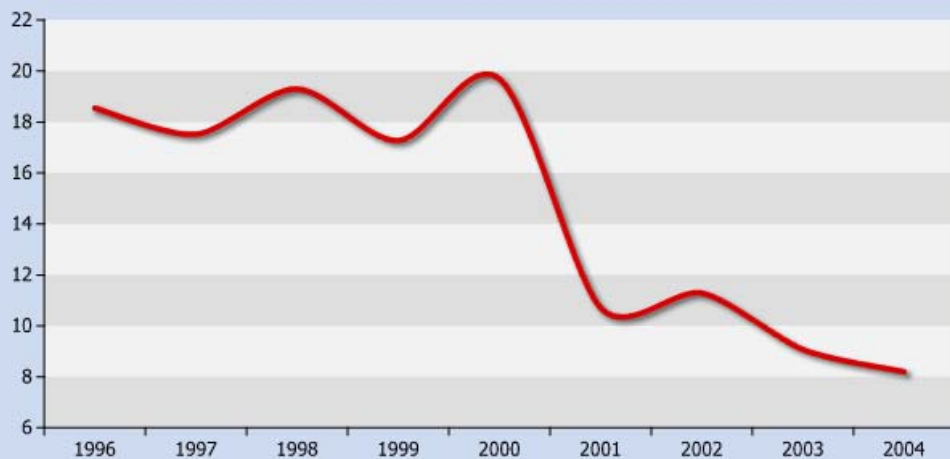
Consumidores	Nodo	US\$/MWh Sin IVA
CRE	GCH	11.03
ELECTROPAZ	KEN	7.86
ELFEC	VARIOS	5.82
ELFEO	VIN, CAT	6.08
CESSA	ARJ, MAR	11.29
SEPSA	VARIOS	10.17
ERESA	PUN	6.24
INTI RAYMI	VIN115	5.52
CM VINTO	VIN69	5.40
COBOCE	COB	5.84
Promedio		8.17

Precios spot de energía
año 2004

Las compras de energía de ELECTROPAZ y ELFEO se realizan tanto en el Mercado Spot (con precios que se señalan en el cuadro anterior), como en el Mercado de Contratos, con precios no informados en este documento.

El precio promedio informado corresponde a las transacciones de energía en el Mercado Spot, incluyendo las compras de Generadores para abastecer sus contratos con Distribuidores.

Precios spot de energía en nodos del STI (US\$/MWh)



Precios de Potencia

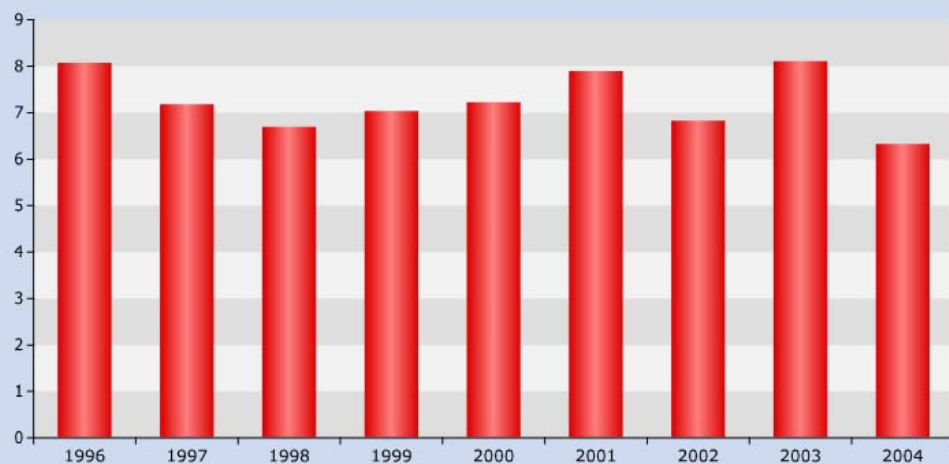
El precio de la potencia durante la gestión de 2004 ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas 63 MW ISO, con un costo total de 486 US\$ por kW de potencia efectiva en el sitio. El nodo de referencia se ubicó en Guaracachi. En relación a la gestión 2003, se registró una reducción de los precios de turbinas publicados en la revista Gas Turbine World que son la base para el cálculo del Precio Básico de la Potencia.

El precio de la potencia se aplica a la potencia firme de las unidades generadoras mientras que la mitad de ese precio se aplica a la potencia de reserva fría. El costo total por potencia resulta de la agregación de ambos conceptos, así en el periodo mayo – octubre de 2004, el precio básico de la potencia era de 6.880 US\$/kW-m y el precio de la reserva fría de 3.44 US\$/kW-m.

El precio básico de la potencia y los factores de nodo por potencia, determinaron los siguientes precios medios en el año 2004 en los que se ha incluido los descuentos por indisponibilidad de unidades generadoras:

Consumidores	Nodo	US\$/kW-m sin IVA	Precios de potencia y reserva fría 2004
CRE	GCH	6.20	
ELECTROPAZ	KEN	5.82	
ELFEC	VARIOS	6.19	
ELFEO	VIN, CAT	6.17	
CESSA	ARJ, MAR	7.86	
SEPSA	VARIOS	7.03	
ERESA	PUN	6.76	
INTI RAYMI	VIN115	6.06	
CM VINTO	VIN69	6.08	
COBOCE	COB	6.29	
Promedio		6.16	

Estos precios no consideran los precios aplicados por COBEE a ELECTROPAZ y ELFEO y los que aplica ERESA a sus consumidores del área Punutuma – Tupiza.



Precios medios
de potencia
US\$/kW-m
(mayo – octubre
de cada año)

Precios de Transporte

El costo del transporte de energía en el MEM corresponde al valor aprobado del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. Dicho costo es asignado a generadores y consumidores de acuerdo con la metodología señalada en reglamento, y dividido en ingreso tarifario (relacionado con las pérdidas marginales de transmisión) y peajes. El ingreso tarifario está incluido en el precio de la energía en el nodo respectivo. El peaje promedio anual en 2004 fue de 1.79 US\$/kW-m. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del sistema Larecaja y del sistema Punutuma – Tupiza, que no forman parte del Sistema Trocal de Interconexión.

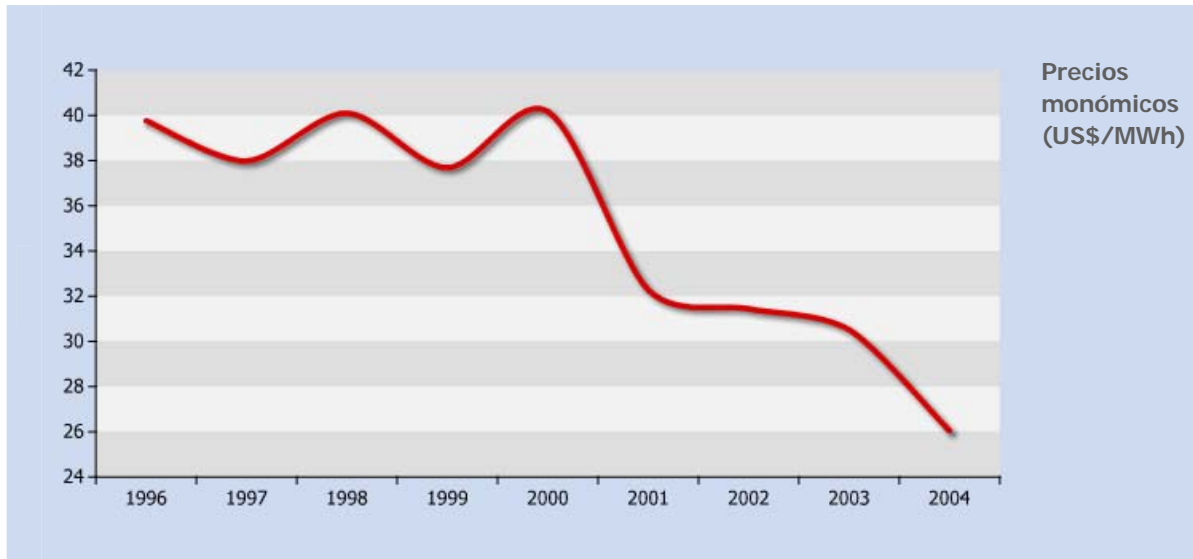
Precios Medios Monómicos

Los diferentes cargos señalados anteriormente, expresados en US\$/MWh dan los siguientes valores medios monómicos en el año 2004:

Precios medios monómicos en el mercado spot 2004 (US\$/MWh sin IVA)

Consumidor	NODO	Cargo por Energía	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Promedio Monómico
CRE	GCH	11.03	13.79	3.97	28.80
ELECTROPAZ	KEN	7.86	13.66	4.18	25.70
ELFEC	VARIOS	5.82	14.10	4.07	24.00
ELFEO	VIN, CAT	6.08	16.44	4.77	27.29
CESSA	ARJ, MAR	11.29	17.73	4.04	33.06
SEPSA	VARIOS	10.17	16.21	4.12	30.50
ERESA	PUN	6.24	14.38	3.80	24.43
INTI RAYMI	VIN115	5.52	7.66	2.25	15.44
CM VINTO	VIN69	5.40	7.46	2.19	15.04
COBOCE	COB	5.84	7.51	2.12	15.47
Promedio		8.17	13.86	4.02	26.04

Estos precios no incluyen los precios por suministros con contrato (ELECTROPAZ y ELFEO con COBEE).



9. Transacciones Económicas

Las empresas que operaron con contratos de compra – venta de energía en el año 2004 fueron COBEE con ELECTROPAZ y ELFEO, y ERESA Generador con ERESA Distribuidor; los demás Agentes del MEM operaron en el mercado Spot de energía.

Las transacciones en el mercado Spot se realizaron sobre la base de costos marginales de generación en periodos de 15 minutos, factores de nodo y energía registrada con el sistema de medición comercial del Sistema.

Las transacciones económicas del año 2004 en el mercado Spot, luego de ajustes por reliquidación de potencia y peajes, ascendieron al equivalente de US\$ 84.5 millones.

Transacciones
económicas en el
mercado spot
año 2004
(MMBs. con IVA)

	Consumidores	Generadores	Total	Participación
<i>Concepto</i>				
Energía	228.43		228.43	29.5%
Potencia	354.48		354.48	45.8%
Peaje e Ingreso tarifario	112.92	78.69	191.61	24.7%
Total	695.83	78.69	774.53	100%
Participación	89.8%	10.2%	100%	

Tipo de cambio medio anual 7.97 Bs/US\$

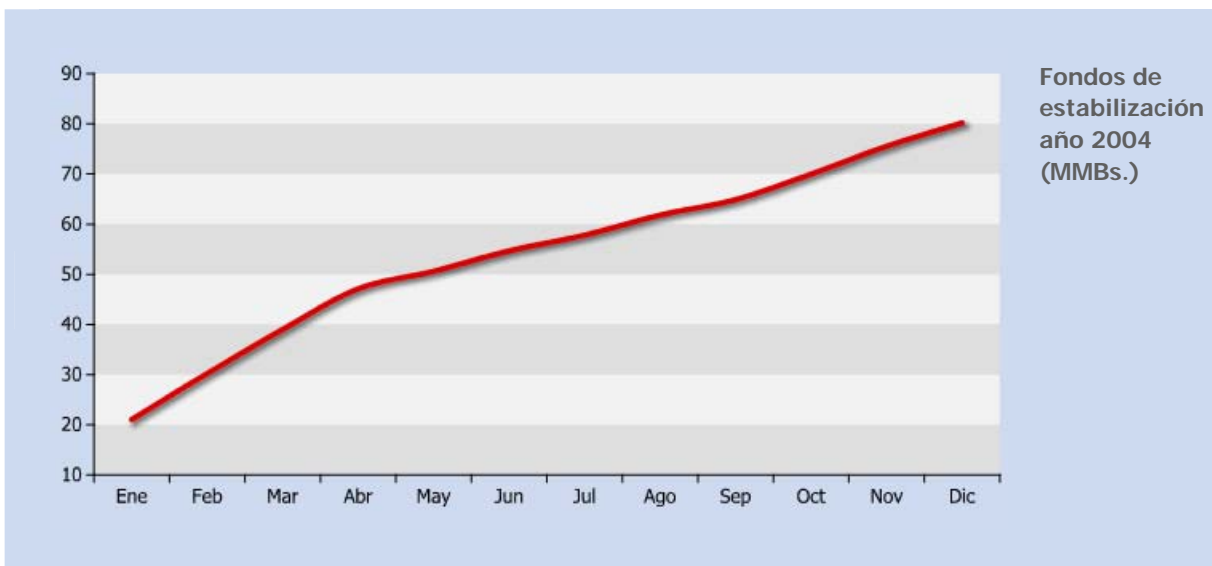
Estas transacciones no incluyen los montos resultantes de las ventas de energía y potencia mediante contratos entre COBEE-ELECTROPAZ, COBEE-ELFEO y RIO ELECTRICO en el área del Yura.

Los saldos del Fondo de Financiamiento de Generadores a diciembre de 2003 se incorporaron, a partir del 1 de enero de 2004, a los Fondos de Estabilización creados por la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución SSDE N° 045/2004.

Fondos de Estabilización

A los saldos acumulados de los Fondos se incorporan, mensualmente, los Fondos resultantes de cada mes con la tasa de interés anual nominal pasiva del sistema bancario de depósitos a 30 días, en moneda nacional, para la última semana del mes anterior al que se calculan los Fondos.

La evolución de los Fondos se muestra en el siguiente gráfico:



Anexos

1. Parque de Generación.....	59
2. Oferta de Capacidad de Transmisión en el STI	60
3. Producción Bruta de Energía	61
4. Inyecciones y Retiros de Energía del STI.....	62
5. Potencias Máximas en Nodos del STI	63
6. Potencias Coincidentes con la Máxima del Sistema	64
7. Curva de Carga del día de la Máxima Demanda Anual.....	65
8. Potencia Máxima Instantánea en Principales Tramos del STI	66
9. Potencia de Punta y Potencia Firme	67
10. Indisponibilidad de Instalaciones de Generación y Transmisión.....	68
11. Fallas más Significativas de Generación y Transmisión	69
12. Costos Marginales de Generación	70
13. Costos Marginales en Nodos Principales del STI.....	71
14. Precios Medios Monómicos.....	72
15. Precios de Gas Natural Declarados por los Generadores	73
16. Hidrología Registrada en el Período Seco	74
17. Embalse Corani	75
18. Diagrama Unifilar del SIN - 2004	76

Parque de Generación en Diciembre de 2004

CENTRAL	EMPRESA	AÑO PUESTA EN SERVICIO	TIPO	N° DE UNIDADES	CAPACIDAD (MW)
<i>HIDROELECTRICAS</i>					
SISTEMA ZONGO	COBEE	1938-1999	HIDRO	19	166.8
SISTEMA CORANI	CORANI	1967-1983	HIDRO	9	144.9
SISTEMA TAQUESI	HIDROBOL	1998 - 2002	HIDRO	4	89.5
SISTEMA MIGUILLAS	COBEE	1931-1958	HIDRO	8	18.4
SISTEMA YURA	ERESA	2001	HIDRO	5	19.1
KANATA	SYNERGIA	1999	HIDRO	1	7.6
<i>TOTAL HIDROELECTRICAS</i>				46	446.2
<i>TERMoeLECTRICAS</i>					
GUARACACHI (25 °C)	GUARACACHI	1975-1999	TG	8	248.8
CARRASCO (25 °C)	V. HERMOSO	1996	TG	2	111.9
BULO BULO (25 °C)	BULO BULO	2000	TG	2	90.2
V. HERMOSO (18 °C)	V. HERMOSO	1991-1993	TG	4	74.2
ARANJUEZ (15 °C)	GUARACACHI	1974-1992	TG y DF	6	32.0
KENKO (10 °C)	COBEE	1995	TG	2	18.0
KARACHIPAMPA (8 °C)	GUARACACHI	1982	TG	1	14.3
<i>TOTAL TERMoeLECTRICAS</i>				25	589.4
TOTAL				71	1,035.6

La central Aranjuez incluye 5 unidades diesel tipo dual fuel de 2.7 MW cada una y una turbina a gas.
 La capacidad efectiva de las centrales térmicas corresponde a la temperatura media anual en cada planta.

Oferta de Capacidad de Transmisión en el STI en Diciembre de 2004

DESDE	HASTA	TENSION kV	CONDUCTOR	LONGITUD km	CAPACIDAD OPERATIVA MW
Mariaca	Aranjuez	69	PARTRIDGE	42.9	13
Aranjuez	Marica				22
Don Diego	Mariaca	69	PARTRIDGE	31.2	14
Marica	Don Diego				22
Karachipampa	Don Diego	69	PARTRIDGE	16.0	17
Don Diego	Karachipampa				22
Potosi	Karachipampa	69	PARTRIDGE	10.0	23
Potosi	Punutuma	69	IBIS	73.2	15
Punutuma	Potosi				30
Arocagua	Valle Hermoso	115	IBIS	5.4	74
Coboce	Sacaca	115	IBIS	41.9	74
Corani	Valle Hermoso	115	IBIS	43.5	74
Catavi	Ocuri	115	IBIS	97.8	47
Ocuri	Catavi				74
Ocuri	Potosi	115	IBIS	84.4	47
Potosi	Ocuri				74
Sacaca	Catavi	115	IBIS	43.4	74
Santa Isabel	Arocagua	115	IBIS	45.6	74
Santa Isabel	Corani	115	IBIS	6.4	74
Santa Isabel	San Jose	115	IBIS	8.9	74
Valle Hermoso	Coboce	115	IBIS	45.5	74
Valle Hermoso	Vinto	115	IBIS	148.0	74
Vinto	Catavi	115	IBIS	76.7	74
Vinto	Kenko (con cap. serie)	115	RAIL	209.4	106
Kenko	Vinto (con cap. serie)	115	RAIL		88
Vinto	Senkata (con cap. serie)	115	RAIL	201.4	106
Senkata	Vinto (sin cap. serie)	115	RAIL		106
Senkata	Vinto (con cap. serie)	115	RAIL		88
Senkata	Kenko 1	115	IBIS	6.3	74
Senkata	Kenko 2	115	RAIL	8.0	117
Carrasco	Chimore	230	RAIL	75.3	130
Carrasco	Guaracachi	230	RAIL	179.0	130
Chimore	San Jose	230	RAIL	78.8	130
San Jose	Valle Hermoso	230	RAIL	59.6	130
Valle Hermoso	Vinto	230	RAIL	142.8	130

Capacidad Operativa de Subestaciones en Diciembre de 2004

SUBESTACION	CAPACIDAD	TENSION kV	SUBESTACION	CAPACIDAD	TENSION kV
Guaracachi (*)	6 X 25 MVA	230/69	Vinto (*)	3 X 33 MVA	230/115
Kenko	24 MVar	115 Y 69	Vinto	25 MVA	115/69
Potosi	25 MVA	115/69	Vinto	24 MVar	115
Potosi	7.2 MVar	69	Vinto	13,8 MVar	69
Catavi	25 MVA	115/69	San José (*)	3 X 25 MVA	230/115
Catavi	7.2 MVar	69	Aranjuez	7.2 MVar	69

(*) Monofásico

Producción Bruta de Energía – MWh - Año 2004

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SISTEMA HIDROELECTRICO													
Zongo	103,203	90,660	96,018	85,646	68,713	46,079	40,878	47,040	50,860	72,731	78,255	90,690	870,774
Corani	58,267	65,355	58,472	45,924	68,005	72,277	78,884	78,549	73,103	76,664	77,816	62,682	815,999
Taquesi	30,594	32,088	42,963	27,603	16,337	7,673	7,085	9,109	5,929	16,793	20,758	30,410	247,341
Miguillas	10,575	10,900	10,411	9,605	8,342	7,652	8,338	8,231	8,990	9,424	9,130	9,298	110,897
Yura	6,258	5,620	5,277	5,575	4,224	5,316	5,810	4,817	4,035	5,180	4,860	5,401	62,374
Kanata	2,562	2,642	1,815	1,609	1,539	1,449	1,488	1,561	1,779	1,882	1,842	1,809	21,978
Subtotal	211,460	207,266	214,956	175,963	167,160	140,447	142,484	149,307	144,696	182,675	192,662	200,289	2,129,363
CENTRAL TERMoeLECTRICA													
Guaracachi	64,911	55,022	66,240	65,729	60,175	59,821	62,050	62,157	66,980	70,234	67,862	72,938	774,120
Bulo Bulo	31,791	21,378	37,231	48,841	45,486	53,736	54,439	53,802	52,884	51,439	43,045	41,033	535,105
Carrasco	12,023	8,708	12,315	21,955	23,666	32,136	42,946	45,065	48,810	28,412	20,237	24,134	320,407
Aranjuez - TG	7,358	7,834	8,338	8,816	8,592	8,853	8,975	8,365	8,091	8,265	5,379	8,632	97,497
Karachipampa	338	455	660	29	4,105	6,147	5,385	6,169	5,602	3,424	0	0	32,315
Kenko	241	1,052	1,527	954	639	3,963	5,223	3,561	4,283	1,229	0	23	22,695
Valle Hermoso	740	1,369	760	796	6,738	12,294	9,257	4,238	3,235	383	745	1,374	41,928
Aranjuez - DF	472	130	189	110	341	1,533	407	98	214	47	2,065	10	5,615
Subtotal	117,874	95,947	127,260	147,230	149,743	178,483	188,683	183,455	190,099	163,433	139,332	148,143	1,829,682
TOTAL	329,334	303,213	342,216	323,193	316,903	318,930	331,166	332,762	334,795	346,107	331,994	348,433	3,959,045

Inyecciones y Retiros de Energía del STI – MWh - Año 2004

NODO		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO	
INYECCIONES															
Santa Isabel	SIS	36,728	40,269	33,062	27,465	40,094	42,290	46,197	45,936	42,743	45,268	46,534	37,927	484,513	
Corani	COR	21,442	24,998	25,312	18,361	27,810	29,885	32,581	32,503	30,248	31,281	31,176	24,649	330,248	
Total CORANI		58,170	65,267	58,374	45,826	67,905	72,176	78,778	78,440	72,991	76,549	77,711	62,575	814,761	
Guaracachi	GCH	63,220	53,469	64,486	64,021	59,103	58,590	60,779	60,839	65,512	68,768	66,091	71,108	755,985	
Aranjuez	ARJ	7,751	7,884	8,455	8,572	8,844	10,283	9,288	8,379	8,222	8,229	7,369	8,555	101,831	
Karachipampa	KAR	329	439	642	14	4,084	6,125	5,361	6,147	5,579	3,405	-14	-13	32,097	
Total GUARACACHI		71,300	61,792	73,582	72,607	72,030	74,997	75,428	75,365	79,313	80,402	73,446	79,650	889,913	
Carrasco	CAR	11,400	8,200	11,665	21,100	22,896	31,047	41,579	43,596	47,319	27,409	19,446	23,226	308,882	
Valle Hermoso	VHE	603	1,250	661	709	6,665	12,136	9,121	4,113	3,202	278	517	1,219	40,473	
Total VALLE HERMOSO		12,003	9,450	12,325	21,810	29,561	43,183	50,700	47,708	50,521	27,687	19,963	24,444	349,356	
Zongo	KEN	99,088	87,371	92,571	82,681	66,245	44,565	39,347	45,343	49,230	70,426	75,699	87,363	839,929	
Kenko	KEN	198	1,006	1,474	910	599	3,876	5,115	3,475	4,188	1,176	-30	-8	21,981	
Miguillas	VIN	10,008	10,258	9,790	9,110	7,988	7,338	8,000	7,877	8,622	9,040	8,778	8,773	105,582	
Total COBEE		109,294	98,635	103,835	92,701	74,832	55,780	52,462	56,696	62,040	80,643	84,447	96,127	967,492	
BULO BULO		CAR	30,180	20,356	35,510	46,912	44,114	51,656	52,183	51,504	50,369	48,924	40,952	39,043	511,702
TAQUESI		KEN	29,358	30,607	40,660	26,431	15,976	7,484	6,924	8,901	5,805	16,139	19,869	28,941	237,095
KANATA		ARO	2,485	2,561	1,761	1,559	1,491	1,404	1,442	1,512	1,728	1,824	1,785	1,751	21,302
YURA		PUN	6,007	5,339	5,028	5,286	4,033	5,016	5,479	4,520	3,886	4,844	4,546	5,090	59,074
Excedentes Unagro (1)		-	-	-	272	441	389	293	127	-	-	-	-	1,522	
TOTAL INYECCIONES		318,798	294,006	331,077	313,403	310,381	312,085	323,689	324,772	326,655	337,010	322,719	337,622	3,852,217	
RETIROS															
CRE		GCH	122,304	108,760	122,392	112,652	103,388	101,998	106,508	108,082	115,619	120,683	117,627	126,357	1,366,370
ELECTROPAZ		KEN	91,333	85,494	94,458	90,738	95,727	96,162	96,663	98,060	93,725	94,878	89,959	93,260	1,120,459
Elfeo	VIN69	15,346	14,494	16,725	15,652	13,984	13,363	14,053	14,050	14,322	16,125	15,832	16,624	180,569	
Elfeo	CAT	3,151	2,416	2,924	3,216	4,607	6,376	6,415	5,794	5,679	5,026	4,140	3,757	53,501	
Total ELFEO			18,497	16,910	19,649	18,868	18,591	19,738	20,468	19,844	20,001	21,151	19,972	20,381	234,070
Elfec	ARO	38,174	36,554	41,389	40,298	41,911	41,001	42,551	42,306	40,750	42,239	40,480	41,250	488,901	
Elfec	VHE	11,543	11,070	12,524	12,780	13,205	12,459	12,560	12,880	14,231	16,442	15,472	15,216	160,382	
Elfec	COB	414	415	470	446	531	523	555	528	579	587	449	399	5,895	
Elfec	CHI	1,593	1,518	1,690	1,551	1,408	1,422	1,547	1,575	1,644	1,721	1,650	1,688	19,007	
Total ELFEC			51,723	49,557	56,072	55,074	57,055	55,405	57,213	57,290	57,205	60,989	58,050	58,553	674,185
Cessa	ARJ	8,271	10,523	11,712	11,300	10,431	10,695	11,912	11,494	11,123	11,627	10,077	11,891	131,056	
Cessa	MAR	20	19	16	18	18	15	11	16	15	14	12	12	185	
Total CESSA			8,291	10,541	11,728	11,317	10,449	10,710	11,923	11,510	11,138	11,641	10,090	11,903	131,241
SepSA	POT	7,056	6,418	7,360	7,244	7,770	7,946	8,422	8,189	8,024	8,161	7,688	7,907	92,184	
SepSA	DDI	1,364	1,228	1,269	1,282	1,386	1,403	1,429	1,401	1,464	1,497	1,414	1,399	16,537	
SepSA	OCU	109	91	132	120	141	142	147	157	144	172	105	113	1,573	
SepSA	SAC	20	18	23	24	25	23	25	27	26	25	24	25	286	
SepSA	KAR	6	9	10	9	10	10	10	7	7	9	8	7	101	
Total SEPSA			8,555	7,764	8,794	8,679	9,332	9,523	10,033	9,781	9,666	9,863	9,239	9,451	110,681
ERESA		PUN	4,479	3,913	4,600	4,515	4,582	4,793	4,883	4,874	4,858	4,855	4,690	4,744	55,788
INTI RAYMI		VIN115	1,264	1,198	1,300	1,216	1,221	1,195	1,136	1,007	1,034	995	1,185	1,239	13,988
CM VINTO		VIN69	3,153	1,861	2,509	2,562	1,943	1,861	1,874	2,077	2,042	2,834	3,164	3,077	28,956
COBOCE		COB	2,015	1,804	2,830	2,485	3,466	3,143	3,603	3,472	3,316	3,539	3,344	2,270	35,287
TOTAL RETIROS			311,615	287,804	324,332	308,106	305,753	304,528	314,304	315,997	318,604	331,429	317,321	331,234	3,771,027

(1) A partir del 15 de abril de 2004 CRE realiza compras de excedentes de energía al Autoproducer UNAGRO por lo que la información incluye la energía y potencia retirada a UNAGRO.

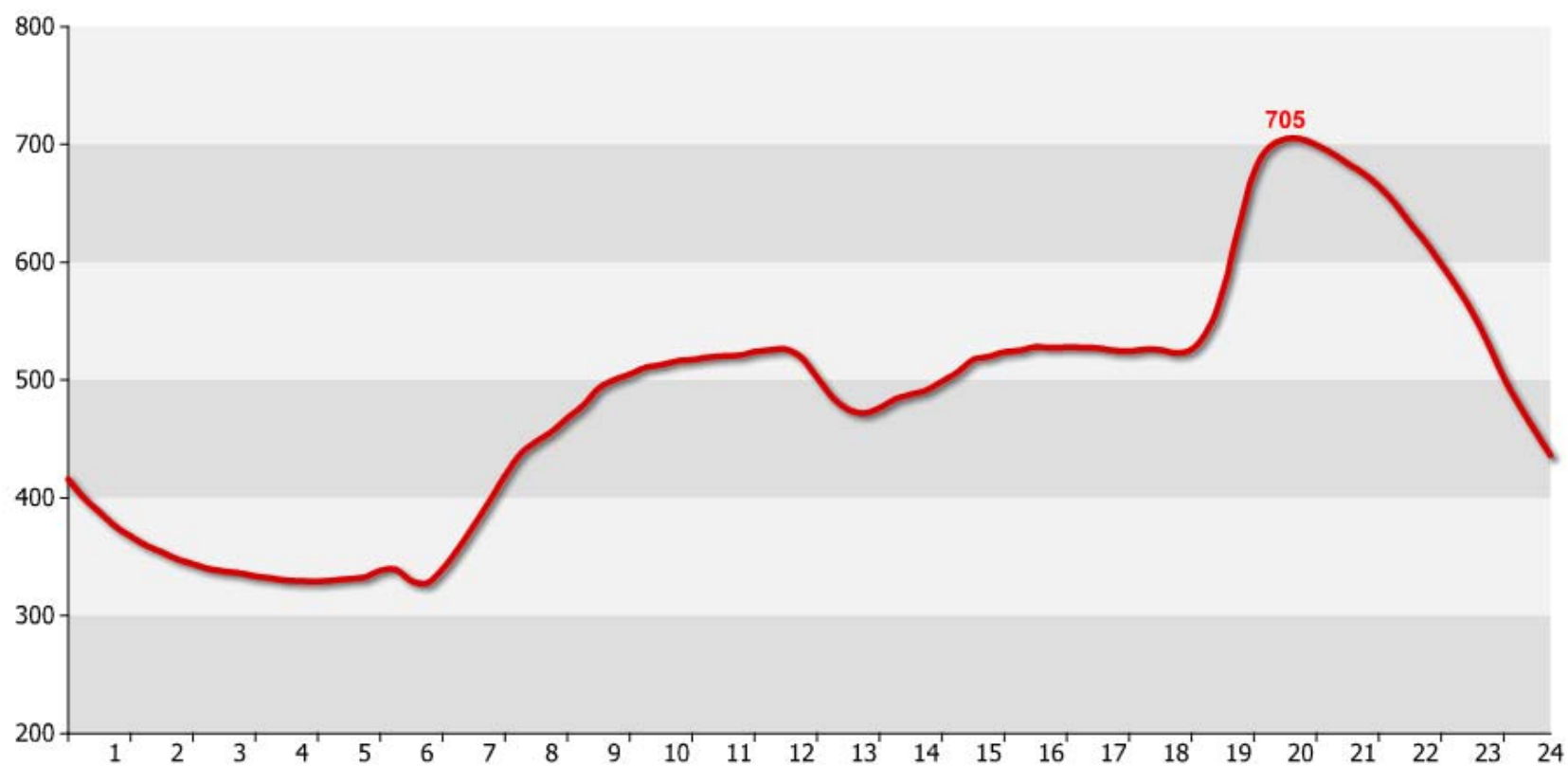
Potencias Máximas en Nodos del STI – MW - Año 2004

NODO		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
INYECCIONES														MW MAX
Guaracachi	GCH	194.45	175.26	150.83	169.04	172.40	134.67	153.67	146.08	163.11	159.78	155.63	158.33	194.45
Zongo	KEN	150.89	154.33	148.62	148.17	148.32	144.05	139.64	141.94	148.12	150.26	145.24	149.76	154.33
Carrasco	CAR	102.66	102.62	101.24	100.36	78.47	103.85	102.39	104.65	102.27	97.29	97.37	101.16	104.65
Bulo Bulo	CAR	80.04	84.46	81.70	81.14	81.70	82.80	80.59	80.04	81.70	87.77	78.38	81.14	87.77
Taquesi	KEN	78.09	77.04	76.73	77.30	77.48	77.07	48.17	47.17	46.33	77.35	76.71	77.64	78.09
Santa Isabel	SIS	70.81	70.73	71.97	70.33	89.65	87.49	87.21	86.37	87.49	87.41	86.57	86.21	89.65
Corani	COR	53.14	53.39	53.09	53.41	54.05	53.77	53.61	53.74	53.64	53.77	53.53	53.03	54.05
Valle Hermoso	VHE	32.66	34.82	32.57	16.85	51.06	54.35	53.74	49.85	52.45	30.07	26.35	36.63	54.35
Aranjuez	ARJ	17.86	19.76	18.35	26.19	29.61	30.92	30.64	17.78	30.45	17.50	17.06	21.46	30.92
Miguillas	VIN	16.46	16.46	16.53	16.25	16.03	16.21	15.31	16.01	16.04	15.99	15.70	16.05	16.53
Yura	PUN	16.27	16.51	16.16	16.20	16.42	17.68	16.53	16.31	15.67	16.50	17.61	16.77	17.68
Kenko	KEN	11.92	16.48	15.33	17.92	17.50	17.80	17.90	17.11	17.48	16.51	0.00	11.91	17.92
Karachipampa	KAR	12.92	12.96	12.85	12.11	13.25	13.68	13.87	13.69	13.47	12.98	0.00	0.00	13.87
Kanata	ARO	6.70	6.70	7.06	6.69	6.68	7.05	7.05	6.76	6.72	6.70	6.68	7.05	7.06
RETIROS														MW MAX
Cre	GCH	251.84	244.71	249.14	246.27	229.81	224.82	230.11	247.36	249.76	252.58	254.90	252.36	254.90
Electropaz	KEN	217.06	221.54	217.48	219.15	224.26	224.48	223.35	229.18	223.94	224.41	222.72	228.26	229.18
Elfeo	VIN69	34.26	34.54	36.10	36.26	35.44	33.42	36.21	36.64	35.81	37.11	36.25	36.19	37.11
Elfeo	CAT	12.77	11.35	10.22	10.84	11.63	15.89	14.54	14.37	14.04	11.30	11.03	13.02	15.89
Elfec	ARO	85.14	88.35	89.72	89.71	100.73	90.85	92.32	92.80	90.06	89.46	89.46	91.17	100.73
Elfec	VHE	32.18	29.47	30.24	33.05	31.97	32.22	30.73	41.69	38.43	39.24	39.19	38.41	41.69
Elfec	COB	1.27	1.31	2.30	2.83	3.01	1.51	1.47	1.49	1.44	1.44	1.45	1.37	3.01
Elfec	CHI	4.12	4.08	4.23	4.17	3.99	3.97	4.25	4.36	4.49	4.44	4.53	4.51	4.53
Cessa	ARJ	21.26	23.82	24.56	24.88	25.11	24.88	24.80	24.88	24.82	25.32	24.69	27.46	27.46
Cessa	MAR	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Sepssa	POT	16.88	16.63	16.96	17.46	17.71	18.54	18.54	18.04	18.04	18.29	17.71	18.29	18.54
Sepssa	DDI	3.22	3.22	3.19	3.32	3.36	3.44	3.29	3.47	3.50	3.54	3.38	3.25	3.54
Sepssa	OCU	0.45	0.47	0.46	0.45	0.52	0.45	0.51	0.52	0.55	0.56	0.50	0.48	0.56
Sepssa	SAC	0.10	0.09	0.10	0.11	0.10	0.10	0.11	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11	0.12
Sepssa	KAR	0.03	0.05	0.04	0.04	0.03	0.06	0.03	0.06	0.02	0.03	0.02	0.04	0.06
Eresa	PUN	9.79	9.21	9.87	10.07	11.57	10.87	11.01	11.07	11.49	10.56	10.41	9.91	11.57
Inti Raymi	VIN115	2.16	2.05	2.16	2.16	2.05	1.94	1.94	1.94	1.84	1.73	2.05	2.05	2.16
CM Vinto	VIN69	5.25	4.68	5.19	5.02	3.03	2.91	2.85	3.48	3.37	5.25	5.42	5.77	5.77
Coboce	COB	5.72	5.57	5.66	5.74	5.75	5.80	5.90	5.82	5.90	5.79	5.68	5.67	5.90

Potencias Coincidentes con la Máxima del Sistema en el STI – MW - Año 2004

NODO		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INYECCIONES													
Guaracachi	GCH	137.52	160.25	148.08	148.07	164.32	130.18	132.46	144.64	157.19	159.78	155.63	131.61
Zongo	KEN	145.48	146.02	146.72	137.35	145.00	122.66	120.95	137.85	141.73	142.57	121.24	144.44
Bulo-Bulo	CAR	76.73	77.28	77.28	77.28	38.64	78.38	76.73	77.28	73.97	76.18	76.73	75.62
Taquesi	KEN	76.02	0.00	75.60	74.84	76.35	39.62	34.84	45.43	11.36	67.30	75.61	76.45
Santa Isabel	SIS	70.21	70.37	66.57	62.53	76.37	76.61	80.09	75.21	78.25	66.05	77.61	70.45
Carrasco	CAR	86.33	98.48	82.34	97.02	49.11	49.68	99.05	95.30	92.73	93.88	96.45	95.37
Corani	COR	47.84	52.79	44.92	51.80	52.46	49.79	48.88	43.15	50.94	51.52	49.94	48.89
Aranjuez	ARJ	14.13	16.69	11.20	16.35	29.58	21.41	12.24	15.52	14.09	10.34	12.22	16.61
Rio Elctrico	PUN	16.01	11.74	11.19	15.38	11.65	16.39	16.04	11.32	13.81	14.08	16.45	16.43
Miguillas	VIN	16.05	16.06	16.02	14.76	15.64	15.13	14.05	15.77	15.98	14.35	15.48	14.37
Karachipampa	KAR	-0.01	12.23	12.30	-0.03	12.46	12.78	12.68	12.75	12.86	12.78	-0.02	-0.02
Synergia	ARO	6.53	6.59	6.50	6.53	6.56	6.57	6.60	6.56	6.59	6.66	6.41	6.39
Valle Hermoso	VHE	-0.17	16.42	-0.17	-0.09	-0.17	48.47	31.80	15.12	31.36	-0.17	15.64	14.00
Kenko	KEN	-0.04	9.14	-0.04	-0.04	-0.04	16.47	11.90	11.90	15.42	-0.04	-0.04	-0.06
Excedentes Unagro		0.00	0.00	0.00	0.00	0.66	0.36	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL INYECCIONES		692.62	694.05	698.51	701.77	678.58	684.51	698.68	707.80	716.27	715.27	719.35	710.55
RETIROS													
Cre	GCH	250.71	237.48	247.76	243.46	226.65	221.69	225.43	244.77	245.64	250.36	248.51	224.42
Electropaz	KEN	213.07	221.14	212.55	212.99	217.14	220.82	222.31	217.43	215.05	213.39	218.26	228.07
Elfeo	VIN69	33.73	30.12	35.00	35.50	31.55	32.18	33.28	35.05	34.14	36.06	35.17	35.56
Elfeo	CAT	8.55	9.92	8.44	8.49	10.13	13.65	12.83	11.03	12.48	10.14	9.98	7.98
Elfec	ARO	84.54	86.13	86.94	88.38	89.83	89.02	90.99	77.87	85.35	84.78	87.34	91.17
Elfec	VHE	28.21	28.55	29.90	30.78	31.43	29.81	30.46	41.29	36.43	36.68	37.19	38.34
Elfec	COB	1.13	1.23	1.28	1.26	1.28	1.29	1.38	1.43	1.40	1.30	1.33	0.72
Elfec	CHI	4.12	3.91	4.19	4.10	3.99	3.74	4.01	4.36	4.12	4.29	4.31	4.38
Cessa	ARJ	18.71	23.69	24.29	24.48	25.11	24.65	24.78	22.86	24.82	24.74	22.47	27.13
Cessa	MAR	0.00	0.01	0.05	0.01	0.03	0.00	0.02	0.07	0.01	0.01	0.01	0.02
Sepssa	POT	16.63	16.30	16.21	15.96	15.80	18.21	18.46	17.79	17.54	17.79	17.04	16.96
Sepssa	DDI	2.68	3.01	2.81	3.05	3.22	3.29	3.24	3.36	3.31	3.23	3.18	3.11
Sepssa	OCU	0.25	0.27	0.20	0.18	0.40	0.36	0.31	0.24	0.10	0.26	0.08	0.17
Sepssa	SAC	0.06	0.07	0.04	0.03	0.05	0.05	0.07	0.03	0.06	0.04	0.06	0.09
Sepssa	KAR	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Eresa	PUN	7.88	8.66	9.69	9.69	7.48	9.36	8.13	10.00	9.54	9.86	10.28	9.25
Inti Raymi	VIN115	2.16	1.84	1.84	1.94	1.73	1.73	1.40	1.51	1.51	1.40	1.94	1.62
CM Vinto	VIN69	4.57	2.68	3.88	4.17	2.63	2.51	2.80	3.08	2.91	2.80	4.45	4.22
Coboce	COB	2.33	2.33	2.99	3.00	2.97	3.26	3.31	3.12	2.94	3.17	3.18	5.26
MÁXIMA SISTEMA		679.33	677.34	688.09	687.51	671.41	675.63	683.20	695.29	697.37	700.33	704.81	698.49
Día		Miércoles 28	Miércoles 11	Viernes 26	Martes 13	Martes 11	Miércoles 30	Miércoles 28	Martes 31	Martes 28	Jueves 07	Jueves 25	Viernes 31
Hora		20:15	20:15	19:30	19:15	19:15	19:15	19:30	19:15	19:30	19:15	19:45	21:00

Curva de Carga del día de la Máxima Demanda Anual - MW - Año 2004



Potencia Máxima Instantánea en Principales Tramos del STI - MW - Año 2004

Tramo	VIN-KEN	KEN-VIN	GCH-CAR	CAR-GCH	CAT-POT	POT-CAT	KAR-ARJ	ARJ-KAR	SJO-CAR	CAR-SJO
Capacidad Operativa	106	88	130	130	47	74	13	22	130	130
ENERO	71.3	92.8	0.0	126.0	22.4	6.7	9.9	6.1	97.5	139.0
FEBRERO	66.3	98.2	0.0	127.1	24.5	4.8	14.2	8.3	96.6	104.5
MARZO	49.0	93.5	0.0	127.1	26.5	0.0	16.2	4.4	90.0	117.9
ABRIL	53.9	91.0	0.0	110.2	24.9	0.0	16.0	14.2	63.1	126.1
MAYO	71.7	87.3	2.0	99.9	28.1	6.8	14.0	7.3	35.2	83.9
JUNIO	104.0	8.2	0.0	101.6	20.0	16.2	15.6	15.4	0.7	114.3
JULIO	102.0	16.7	0.0	102.5	24.2	13.7	14.9	13.5	15.5	118.2
AGOSTO	99.7	75.0	0.0	104.9	24.5	8.8	16.4	7.2	58.7	123.6
SEPTIEMBRE	96.5	11.5	0.0	113.3	25.8	6.0	16.0	7.7	14.5	115.7
OCTUBRE	82.9	88.4	0.0	112.3	25.7	5.6	16.5	6.3	67.9	101.8
NOVIEMBRE	55.0	84.2	0.0	114.4	29.8	0.0	13.7	5.7	83.0	87.7
DICIEMBRE	70.9	100.0	0.0	115.4	36.5	0.0	14.3	3.9	90.4	89.6
MAXIMA	104.0	100.0	2.0	127.1	36.5	16.2	16.5	15.4	97.5	139.0

Potencia de Punta y Potencia Firme – MW - Año 2004

POTENCIA DE PUNTA				POTENCIA FIRME					
CONSUMIDOR	NODO	PERIODO		GENERADOR	NODO	PERIODO			
		Del 01/01/04 al 31/10/04	Del 01/11/04 al 31/12/04			Del 01/01/04 al 30/04/04	Del 01/05/04 al 10/05/04	Del 11/05/04 al 31/10/04	Del 01/11/04 al 31/12/04
		(1)	(2)					(3)	(4)
Cre	GCH	250.36	248.51	<i>Hidroeléctricas</i>					
Electropaz	KEN	213.39	218.26						
Elfec	ARO	84.78	87.34	Zongo	KEN	156.56	156.94	156.94	156.76
Elfec	VHE	36.68	37.19	Corani	COR	126.99	126.99	143.99	143.99
Elfeo	VIN69	36.06	35.17	Taquesi	KEN	82.60	83.32	83.32	83.38
Cessa	ARJ	24.74	22.47	Miguillas	VIN	17.15	17.36	17.36	17.42
Sepa	POT	17.79	17.04	Yura	PUN	17.15	17.17	17.17	18.19
Rio Eléctrico	PUN	9.86	10.28	Kanata	ARO	7.13	7.13	7.13	7.13
Elfeo	CAT	10.14	9.98	<i>Sub-Total</i>		407.58	408.91	425.91	426.87
CM Vinto	VIN69	2.80	4.45	<i>Termoeléctricas</i>					
Elfec	CHI	4.29	4.31						
Sepa	DDI	3.23	3.18	Guaracachi	GCH	124.33	127.80	124.33	139.73
Coboce	COB	3.17	3.18	Bulo Bulo	CAR	70.66	67.76	67.76	69.13
Inti Raymi	VIN115	1.40	1.94	Carrasco	CAR	86.78	81.71	71.12	81.56
Elfec	COB	1.30	1.33	Aranjuez	ARJ	15.34	14.12	12.03	13.38
Sepa	OCU	0.26	0.08	Karachipampa	KAR	7.10	10.55	10.55	0.00
Sepa	SAC	0.04	0.06	Kenko	KEN	0.00	0.00	0.00	0.00
Sepa	KAR	0.02	0.02	Valle Hermoso	VHE	0.00	0.00	0.00	17.04
Cessa	MAR	0.01	0.01	<i>Sub-Total</i>		304.21	301.94	285.79	320.84
TOTAL		700.33	704.81	TOTAL		711.79	710.85	711.70	747.71

(1) Jueves 7 de octubre de 2004 a hs 19:15

(2) Jueves 25 de noviembre de 2004 a hs 19:45

(3) Ingreso en Operación Comercial de la 5ta Unidad de Santa Isabel

(4) La Potencia Firme a partir del 1/11/2004 es estimada y corresponde a la Potencia de Punta prevista para el año 2005

Indisponibilidad de Instalaciones de Generación y Transmisión - Horas - Año 2004

GENERACION									
UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA
ANG1	22.6	79.1	101.7	COR1	369.7	96.4	466.1	KEN2	0.0
ANG2	28.1	80.1	108.2	COR2	373.3	93.8	467.2	KIL1	148.0
ARJ1	31.8	13.2	45.0	COR3	219.2	7.3	226.5	KIL2	148.0
ARJ2	120.0	4.9	124.9	COR4	212.8	10.1	223.0	KIL3	110.3
ARJ3	120.0	87.7	207.7	CRB1	102.4	52.9	155.3	LAN1	929.2
ARJ5	76.1	58.5	134.6	CUT1	311.7	0.2	311.8	LAN2	967.6
ARJ6	0.0	189.6	189.6	CUT2	311.7	0.0	311.7	LAN3	967.6
ARJ8	451.1	91.3	542.4	CUT3	311.7	0.0	311.7	MIG1	78.8
BOT1	103.9	20.0	123.9	CUT4	311.7	0.7	312.4	MIG2	56.2
BOT2	118.1	0.0	118.1	CUT5	135.3	18.5	153.8	PUN1	466.8
BOT3	102.7	20.0	122.8	GCH1	0.0	15.7	15.7	SAI1	28.6
BUL1	234.3	126.9	361.2	GCH2	108.0	11.6	119.6	SIS1	194.8
BUL2	92.1	352.4	444.5	GCH4	6.2	0.1	6.3	SIS2	226.9
CAH1	308.3	61.5	369.8	GCH6	0.0	19.6	19.6	SIS3	241.5
CAH2	387.9	14.6	402.5	GCH7	135.9	10.7	146.6	SIS4	215.1
CAR1	672.9	18.9	691.8	GCH8	526.0	259.1	785.1	SIS5	26.6
CAR2	27.8	127.4	155.2	GCH9	456.9	14.2	471.2	TIQ1	17.6
CHJ	703.1	2180.7	2883.8	GCH10	50.9	13.4	64.3	VHE1	0.1
CHJ1	93.6	1356.0	1449.6	HAR1	160.2	9.0	169.2	VHE2	0.0
CHJ2	60.9	2607.6	2668.5	HAR2	205.6	18.4	224.0	VHE3	912.0
CHO1	124.8	27.3	152.1	HUA1	123.5	8.1	131.6	VHE4	0.0
CHO2	120.6	41.9	162.5	HUA2	79.9	26.2	106.1	YAN1	282.4
CHO3	99.1	26.3	125.4	KAN1	0.0	41.2	41.2	ZON1	3.1
CHU1	125.4	6.9	132.2	KAR1	108.1	346.1	454.1		
CHU2	137.2	3.2	140.4	KEN1	0.0	502.7	502.7		

TRANSMISION							
	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL		PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
ARJ-KAR	4.8	0.3	5.2	POT-CAT	20.1	1.1	21.2
ARO-SIS	25.1	2.2	27.2	POT--KAR	4.8	0.2	4.9
ARO-VHE	5.9	6.6	12.6	POT-PUN	5.1	0.2	5.4
BC-A301	11.0	0.0	11.0	SIS-SJO	20.2	1.0	21.3
BC-B203	6.8	0.0	6.8	SJO-VIN	19.3	0.1	19.3
BC-B304	7.4	0.0	7.4	T1-VIN	7.8	0.0	7.8
BC-B412	0.0	0.1	0.1	T2-CAT	8.9	0.0	8.9
BC-B501	8.7	0.0	8.7	T-31GCH	8.7	0.0	8.7
CAR-BUL	0.0	2.1	2.1	T32-GCH	61.3	3.9	65.3
CAR-GCH	15.9	0.4	16.4	T3-VIN	8.9	0.0	8.9
CAR-SJO	28.4	0.2	28.7	T1-SJO	11.9	0.0	11.9
CAT-VHE	2.9	0.1	3.0	VHE-CAT	57.1	0.1	57.2
CHP-PCH	34.5	0.0	34.5	VHE-VIN	3.5	0.0	3.5
CHO-PCH	17.0	0.0	17.0	VIN-CAT	15.1	0.0	15.1
KEN-VIN	0.0	0.1	0.1				

Nota:

Los valores aquí presentados no incluyen a periodos en los que la unidad generadora fue retirada del parque generador en forma definitiva o temporal de acuerdo con las ofertas semestrales de potencia y son:

- VHE2 y VHE3 de ene - abr
- GCH10 y VHE3 de may - oct
- KAR1 y GCH4 de nov - dic

Fallas más Significativas de Generación y Transmisión - Año 2004

MES	DIA	COMPONENTE	PERIODO DE DESCONEXIÓN (min)	ORIGEN DE LA FALLA	POTENCIA DESCONECTADA (MW)	AGENTES AFECTADOS
ENE	5	CHO-TIQ	5	Descargas atmosféricas	108.35	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA, COBOCE, CM VINTO
ENE	8	CHO-KEN	81	Protección	26.80	ELECTROPAZ
ENE	20	CHO-KEN	7	No determinada	26.40	ELECTROPAZ
MAR	7	CHO-PCH	0	Descargas atmosféricas	18.59	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO
ABR	3	CAR-GCH	8	Descargas atmosféricas	34.93	CRE
ABR	22	BUL2	279	Falla en bomba hidráulica	22.10	CRE, ELECTROPAZ, CESSA, ELFEC, ELFEO, CM. VINTO
ABR	24	CAR-SJO	3	Descargas atmosféricas	34.17	ELFEC, CESSA, ELFEO, ELECTROPAZ, COBOCE
SEP	6	CAR-SJO	8	Descargas atmosféricas	78.28	COBOCE, ELFEO, CESSA, SEPSA, ELECTROPAZ, ELFEC, CM VINTO, CRE, INTIRAYMI
SEP	9	CAR-GCH	9	Descargas atmosféricas	162.00	CRE
OCT	5	E-540	5	Coordinación de protección	28.20	CESSA
OCT	14	BUL-CAR	123	Protección diferencial de línea	42.04	CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, COBOCE, INTIRAYMI, CM. VINTO, ELECTROPAZ, SEPSA
NOV	8	KEN-VIN	3	Descargas atmosféricas	34.52	ELECTROPAZ
DIC	23	CAR-GCH	9	Descargas atmosféricas	91.20	CRE
DIC	25	BUL1	16	Sobrevoltaje, falla en CRE	21.60	CRE, SEPSA, ELFEC, CM. VINTO, ELECTROPAZ, ELFEO, CESSA, INTIRAYMI

Costos Marginales de Generación (sin IVA) – US\$/MWh - Año 2004

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	3.68	3.61	3.64	3.86	6.18	5.78	6.14	5.77	6.76	5.61	3.76	3.83	4.84
2	3.63	3.60	3.62	3.83	5.82	5.76	5.88	5.79	6.30	5.54	3.68	3.74	4.72
3	3.63	3.60	3.62	3.80	5.74	5.69	5.80	5.69	6.20	5.46	3.67	3.72	4.67
4	3.63	3.60	3.62	3.78	5.56	5.61	5.73	5.55	6.00	5.33	3.66	3.71	4.60
5	3.63	3.60	3.60	3.79	5.64	5.61	5.66	5.44	5.96	5.30	3.64	3.70	4.59
6	3.63	3.60	3.61	3.87	5.89	5.68	5.60	5.56	5.97	5.41	3.63	3.72	4.65
7	3.63	3.62	3.63	3.88	5.83	5.78	5.83	5.95	6.29	5.61	3.68	3.75	4.78
8	3.58	3.61	3.66	3.89	6.77	5.79	6.60	6.08	6.77	6.12	3.81	3.79	5.05
9	3.71	3.66	3.71	3.93	7.92	5.91	7.48	6.11	6.64	6.29	3.87	4.17	5.28
10	3.85	3.79	3.76	4.29	8.49	6.09	8.10	6.96	7.84	6.23	3.87	4.57	5.64
11	3.87	3.95	3.77	4.24	9.25	6.72	8.01	7.68	8.81	6.23	3.89	5.09	5.95
12	3.88	4.15	3.78	4.30	9.38	5.97	8.34	7.79	9.14	6.32	4.14	5.45	6.04
13	3.84	3.72	3.72	4.24	9.62	6.34	7.38	7.40	7.70	6.29	4.04	5.26	5.77
14	3.77	3.65	3.68	4.34	9.54	6.37	6.94	6.81	7.71	6.58	4.11	5.03	5.68
15	3.80	3.71	3.74	4.85	9.35	6.19	7.32	6.88	8.57	6.76	4.82	5.41	5.92
16	3.84	3.77	3.76	4.84	8.77	5.99	7.73	7.51	7.86	6.96	5.06	5.58	5.95
17	3.83	3.77	3.76	4.42	8.65	5.98	7.40	7.42	7.74	7.01	4.99	5.71	5.86
18	3.82	3.72	3.73	4.28	8.67	5.93	6.82	6.87	8.12	6.73	5.01	5.44	5.76
19	3.73	3.67	3.72	5.03	9.78	6.89	8.09	7.35	8.75	6.20	4.77	5.37	6.25
20	4.97	5.67	5.29	5.61	10.31	7.12	9.18	8.75	13.50	6.18	6.07	6.35	7.48
21	7.62	7.84	5.82	5.04	9.66	6.86	9.23	9.12	12.24	6.33	6.22	7.41	7.80
22	6.29	6.32	4.78	4.76	8.50	6.14	9.09	8.59	10.89	6.20	5.01	5.92	6.87
23	3.92	4.25	3.80	3.97	8.04	5.64	8.13	6.98	7.92	5.73	3.88	4.37	5.52
24	3.73	3.61	3.67	3.88	6.41	5.63	6.80	6.11	7.00	5.61	3.80	4.15	5.00
Promedio Ponderado	4.22	4.30	4.00	4.38	8.26	6.15	7.52	7.09	8.42	6.14	4.44	4.99	5.81

Costos Marginales en Nodos Principales del STI (sin IVA) – US\$/MWh - Año 2004

AGENTE	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH	10.20	9.92	10.14	10.25	12.37	12.00	11.86	11.74	12.57	11.29	10.43	10.88	11.10
ELECTROPAZ	KEN	3.99	3.97	3.65	4.21	8.54	7.52	9.16	8.52	9.35	6.18	4.60	4.99	6.28
ELFEC	ARO	4.26	4.24	4.05	4.41	8.00	6.44	7.41	7.13	8.02	6.01	4.57	5.11	5.84
ELFEC	VHE	4.29	4.27	4.06	4.42	7.95	6.45	7.42	7.19	8.02	5.99	4.59	5.14	5.84
ELFEC	COB	4.32	4.34	4.12	4.45	8.11	6.56	7.56	7.28	8.17	6.06	4.77	5.16	6.07
ELFEC	CHI	4.17	4.17	3.94	4.21	7.62	6.21	7.08	6.80	7.73	5.76	4.45	4.95	5.56
ELFEO	VIN69	4.11	4.11	3.92	4.29	7.95	6.60	7.58	7.30	8.10	5.96	4.51	4.93	5.70
ELFEO	CAT	4.54	4.69	4.16	4.53	8.37	6.69	7.83	7.41	8.32	6.21	4.73	5.37	6.45
CESSA	ARJ	11.42	9.97	9.71	9.99	12.69	11.38	11.89	11.57	12.41	10.75	14.80	10.16	11.35
SEPSA	DDI	9.83	9.63	9.15	9.95	11.88	10.83	11.16	11.19	11.93	10.42	8.54	9.94	10.40
SEPSA	POT	9.65	9.44	8.96	9.78	11.87	10.82	11.10	11.04	11.87	10.29	8.39	9.70	10.28
ERESA	PUN	4.34	4.50	4.28	4.95	8.58	6.71	7.87	7.78	8.78	6.49	4.97	5.51	6.29
INTIRAYMI	VIN115	3.99	3.96	3.82	4.21	7.71	6.45	7.33	7.06	7.81	5.89	4.36	4.79	5.54
CM VINTO	VIN69	3.98	3.93	3.79	4.22	7.68	6.45	7.30	7.08	7.83	5.82	4.37	4.80	5.41
COBOCE	COB	4.06	4.03	3.94	4.35	7.69	6.31	7.17	6.95	7.68	5.97	4.37	4.99	5.85
TOTAL MEM		6.84	6.65	6.56	6.84	9.92	8.96	9.76	9.44	10.34	8.28	7.19	7.59	8.20

Precios Medios Monomicos (sin IVA) - Año 2004

EMPRESAS	NODO	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/MWh	Peaje US\$/MWh	Monómico US\$/MWh
DISTRIBUIDORES					
CRE	GCH	11.03	13.79	3.97	28.80
ELECTROPAZ	KEN	7.86	13.66	4.18	25.70
ELFEC					
Arocagua	ARO	5.83	13.16	3.79	22.78
V.Hermoso	VHE	5.84	16.64	4.82	27.29
Coboce	COB	6.06	17.00	4.84	27.89
Chimore	CHI	5.55	16.02	4.87	26.44
TOTAL - Elfec		5.82	14.10	4.07	24.00
ELFEO					
Vinto	VIN	5.82	17.74	5.24	28.79
Catavi	CAT	6.44	14.63	4.11	25.18
TOTAL - Elfeo		6.08	16.44	4.77	27.29
SEPSA					
Sacaca	SAC	5.98	13.34	3.70	23.03
Ocuri	OCU	6.35	15.03	3.98	25.36
Potosi	POT	10.21	16.15	4.12	30.49
Don Diego	DDI	10.33	16.72	4.12	31.17
Complej. Karachipampa	KAR	10.74	19.74	4.98	35.46
TOTAL - Sepsa		10.17	16.21	4.12	30.50
CESSA					
Mariaca	MAR	10.09	7.36	1.72	19.18
Sucre	ARJ	11.30	17.75	4.04	33.08
TOTAL - Cessa		11.29	17.73	4.04	33.06
CONSUMIDORES NO REGULADOS					
INTI RAYMI	VIN115	5.52	7.66	2.25	15.44
CM VINTO	VIN69	5.40	7.46	2.19	15.04
COBOCE	COB	5.84	7.51	2.12	15.47
GENERADORES (Contratos)					
COBEE					
Retiros para Electropaz	KEN	5.66	13.31	4.10	23.07
Retiros para Elfeo	VIN69	5.59	11.84	3.49	20.92
TOTAL - Cobee		5.65	13.14	4.03	22.83
ERESA	PUN	6.24	14.38	3.80	24.43
TOTAL MEM		8.17	13.86	4.02	26.04

NOTA: ESTOS PRECIOS SOLAMENTE CORRESPONDEN AL MERCADO SPOT
TIPO CAMBIO PROMEDIO 2004

7.97 Bs/US\$

Precios de Gas Natural Declarados por los Generadores (con IVA) – US\$/MPC - Año 2004

CENTRAL	PERIODO		
	Nov/03-Abr/04	May/04-Oct/04	Nov/04-Abr/05
GUARACACHI (1)	1.30	1.30	1.30
GUARACACHI (2)	1.15	1.30	1.30
CARRASCO	0.41	0.45	0.41
BULO BULO	0.41	0.41	0.41
V. HERMOSO(1)	0.41	0.70	0.68
V. HERMOSO(2)	0.41	0.70	0.70
ARANJUEZ	1.30	1.30	1.30
KARACHIPAMPA	0.45	0.45	1.30
KENKO	1.15	1.15	1.15
Promedio	0.78	0.86	0.95

Precios de Gas Declarados por los Generadores (sin IVA) - US\$/MMBTU - Año 2004

MES	GUARACACHI (1)	GUARACACHI (2)	CARRASCO	BULO BULO	V. HERMOSO (1)	V. HERMOSO (2)	ARANJUEZ	KARACHIPAMPA (1)	KENKO
Enero	1.21	1.07	0.38	0.37	0.38	0.38	1.14	0.40	1.07
Febrero	1.19	1.05	0.37	0.37	0.38	0.38	1.12	0.39	1.08
Marzo	1.22	1.08	0.37	0.37	0.38	0.38	1.11	0.39	1.06
Abril	1.21	1.07	0.37	0.37	0.38	0.38	1.15	0.40	1.07
Mayo	1.22	1.22	0.41	0.37	0.65	0.65	1.12	0.39	1.07
Junio	1.22	1.22	0.41	0.37	0.64	0.64	1.13	0.39	1.06
Julio	1.18	1.18	0.41	0.37	0.65	0.65	1.13	0.39	1.06
Agosto	1.19	1.19	0.41	0.37	0.65	0.65	1.13	0.39	1.07
Septiembre	1.17	1.17	0.41	0.37	0.65	0.65	1.14	0.40	1.07
Octubre	1.16	1.16	0.41	0.37	0.65	0.65	1.15	0.40	1.07
Noviembre	1.16	1.16	0.38	0.37	0.63	0.65	1.15	-	1.07
Diciembre	1.20	1.20	0.38	0.37	0.64	0.65	1.13	-	1.07
Promedio	1.19	1.15	0.39	0.37	0.56	0.56	1.13	0.39	1.07

GUARACACHI (1) : Para sus Unidades GCH2, GCH4, GCH6, GCH9, GCH10

GUARACACHI (2) : Para sus Unidades GCH1, GCH7, GCH8

V.HERMOSO(1) : Para su Unidad VHE1

V.HERMOSO(2) : Para sus Unidades VHE2, VHE3, VHE4

KARACHIPAMPA(1) : Fuera del parque de generación en noviembre y diciembre

Hidrología Registrada en el Período Seco - Año 2004

Sistema Hidroeléctrico	Probabilidad de excedencia (%)
Corani	89.7
Zongo	71.0
Taquesi	56.3
Miguillas	85.0
Yura	96.4

Resultados basados en datos de los respectivos agentes generadores

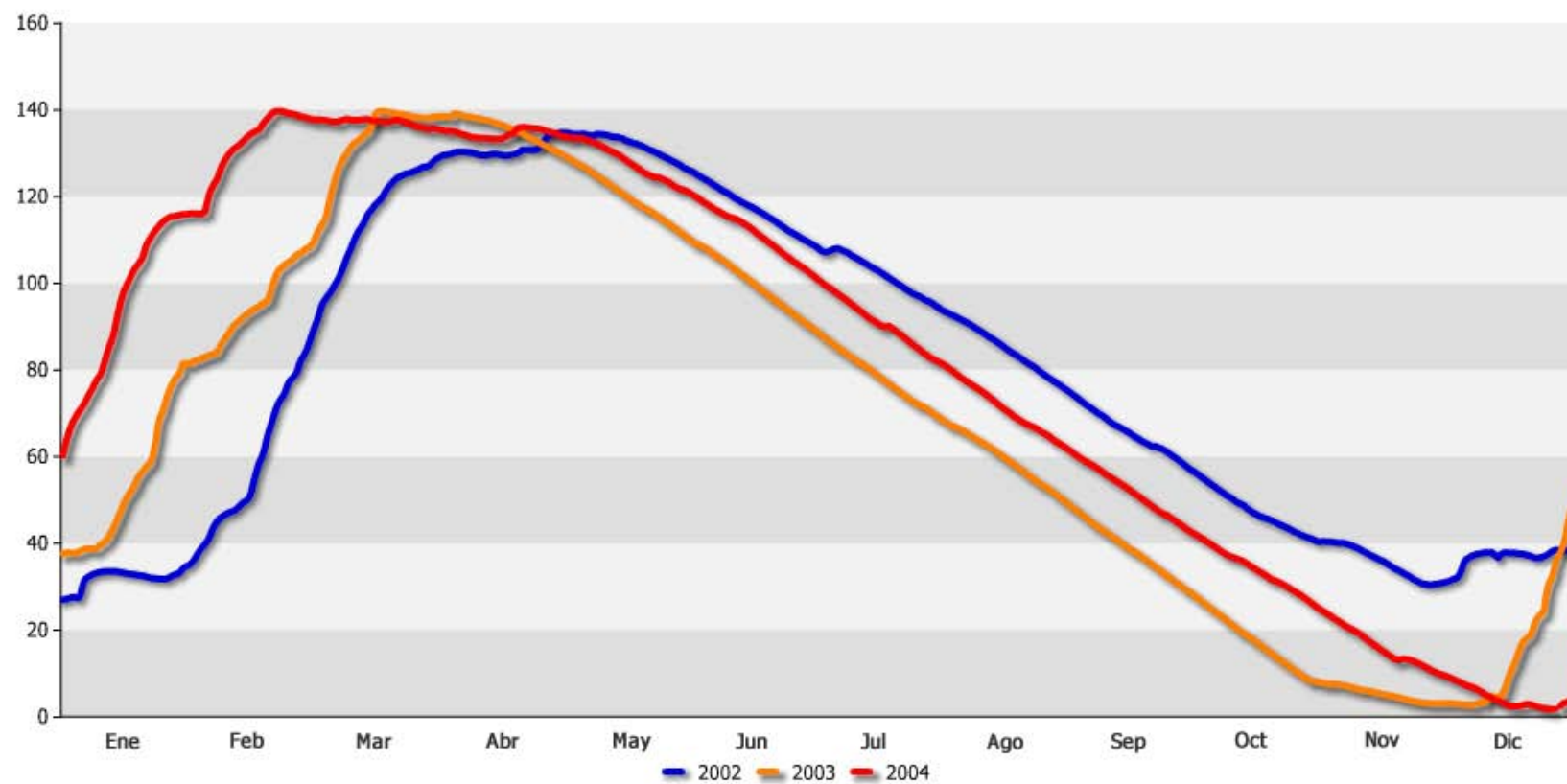
Embalse Corani – Hm³

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
A DICIEMBRE DE 2004

