



**COMITÉ NACIONAL DE  
DESPACHO DE CARGA**

**RESULTADOS  
DE OPERACIÓN  
DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO  
NACIONAL  
2003**

**BOLIVIA**



## CONTENIDO

<i>PRESENTACION.....</i>	<i>5</i>
<i>RESUMEN.....</i>	<i>6</i>
<i>CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO</i>	
<i>NACIONAL .....</i>	<i>8</i>
<i>El Sistema Eléctrico.....</i>	<i>8</i>
<i>Características del SIN.....</i>	<i>8</i>
<i>DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA.....</i>	<i>10</i>
<i>OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA.....</i>	<i>14</i>
<i>Capacidad de Generación.....</i>	<i>14</i>
<i>Producción.....</i>	<i>15</i>
<i>Inyecciones de energía .....</i>	<i>17</i>
<i>TRANSMISIÓN.....</i>	<i>19</i>
<i>DESPACHO DE CARGA.....</i>	<i>20</i>
<i>Ejecución de la programación del despacho de carga.....</i>	<i>20</i>
<i>Potencia Firme de Generación y Potencia de Reserva Fría .....</i>	<i>22</i>
<i>DESEMPEÑO DEL SISTEMA .....</i>	<i>23</i>
<i>PRECIOS EN EL MERCADO SPOT .....</i>	<i>25</i>
<i>Costos marginales de generación .....</i>	<i>25</i>
<i>Precios de energía .....</i>	<i>26</i>
<i>Precios de Potencia.....</i>	<i>27</i>
<i>Precios de Transporte .....</i>	<i>29</i>
<i>Precios medios monómicos.....</i>	<i>29</i>
<i>TRANSACCIONES ECONÓMICAS .....</i>	<i>31</i>
<i>ANEXOS.....</i>	<i>33</i>

**COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA (CNDC)**

Dirección: Calle Colombia N° O-0655 Edificio TDE Piso 1

Teléfono: (591-4) 4259523

Fax: (591-4) 4259513

Casilla: 4818

Correo Electrónico: [cndc@cndc.bo](mailto:cndc@cndc.bo)

Sitio Web: [www.cnb.net/cndc](http://www.cnb.net/cndc)

Cochabamba - Bolivia

## ***PRESENTACION***

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es la entidad responsable de la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo y de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia.

Una de las funciones del CNDC es la de informar sobre el funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) como resultado del despacho de carga efectuado y sobre el desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista.

Este documento presenta 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 2003. La información se basa en los valores difundidos mensualmente mediante el sitio web del CNDC.

Este informe contiene dos partes: en la primera se presenta un resumen anual de los resultados alcanzados en el Mercado Eléctrico Mayorista sobre la demanda, oferta, despacho de carga y precios de energía; y en la segunda parte se incluye información estadística mensual.

Es importante destacar que, desde el 2003, el año eléctrico se inicia el 1º de noviembre y concluye el 31 de octubre 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 2003 – octubre 2004; por lo tanto, los valores de potencia de punta, transacciones económicas y precios monómicos del año 2003 no son definitivos ya que se conocerán recién en octubre de 2004; sin embargo, las variaciones serán poco significativas.

## **RESUMEN**

La gestión de 2003 se destaca por las dificultades de orden político que atravesó el país, en especial los sucesos de febrero y octubre, y la crítica situación económica general que afectó también al sector eléctrico.

En el Sistema Interconectado Nacional, el año 2003 fue uno de los más difíciles desde el punto de abastecimiento de la demanda a La Paz. La oferta de energía en esa área se redujo significativamente debido a que se retiró del parque generador a las centrales Achachicala y Santa Rosa de COBEE y a que en el periodo seco (mayo a octubre) los sistemas de Zongo y Taquesi tuvieron aportes hídricos menores a los de un año hidrológico medio.

Ante los problemas mencionados y para evitar racionamientos de energía en La Paz, el Comité adoptó varias medidas de carácter operativo, tal como la operación de unidades no remuneradas por potencia firme ni reserva fría, que solucionaron en parte esos problemas. Lo sucedido mostró la urgente necesidad de mejorar el actual sistema que establece el parque generador para atender la demanda.

También en el área de La Paz y durante el año 2003, se hizo más evidente el problema de las oscilaciones de potencia cuando esa área está desvinculada del resto del SIN. El CNDC encargó a especialistas un análisis de este problema e instruyó a los Agentes involucrados a dar solución en un plazo perentorio.

La operación del resto del SIN durante el 2003 fue normal, sin embargo se registró colapsos de fuerte impacto en el sistema. El primero, el 18 de julio, originado en el desprendimiento de un cuello en la línea COR-VHE y el segundo, el 26 de noviembre, por apertura de la protección en la subestación Carrasco por causas aún no determinadas hasta la edición de este informe.

Otros hechos que se destacaron en la gestión de 2003 son los siguientes:

- El CNDC revisó su Plan Estratégico de largo plazo.
- Se reanudó el proceso de certificación ISO 9001 que concluirá el año 2004

- Se incorporó al MEM, como Consumidor no Regulado, la fábrica de cemento COBOCE, en Cochabamba.
- Se recomendó la expansión del Sistema Troncal de Transmisión con la elevación de tensión de la línea Vinto (Oruro) – Kenko (La Paz), la construcción de una nueva línea entre Carrasco y Valle Hermoso en 230 kV y subestaciones asociadas y la ampliación de la subestación de Vinto que abastece a la ciudad de Oruro.

***Unidad Operativa del CNDC  
Febrero, 2004***

## ***CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL***

### **El Sistema Eléctrico**

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 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.

### **Características del 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.

Otro aspecto importante es que cada área cuenta con generación local, en el área norte (La Paz) con centrales de pasada, en el área oriental con centrales térmicas y en el área centro-sur con centrales 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 o complementan los déficits de un área.



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.



## DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

El consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el año 2003 fue de 3,603.8 GWh, con un crecimiento de 2.0% respecto al año 2002.

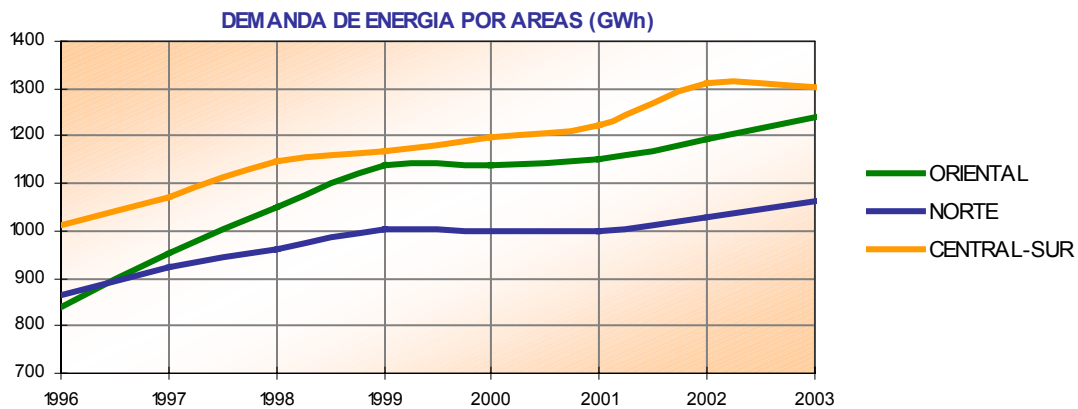
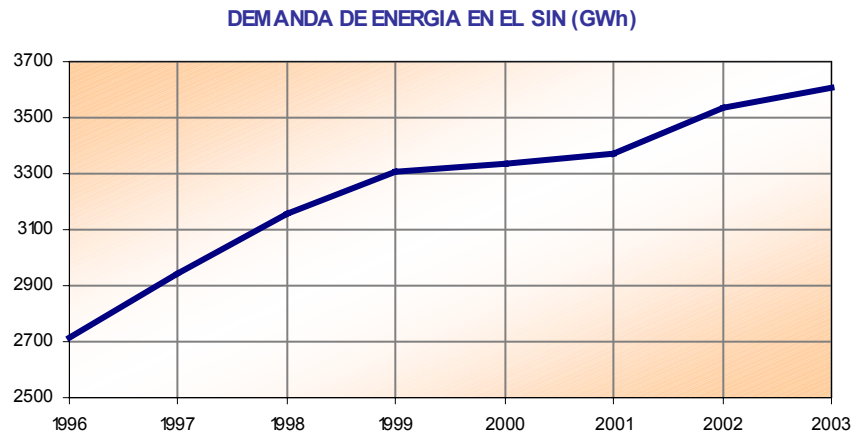
CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA - (GWh)			
Consumidores	Año 2002	Año 2003	Variación %
CRE	1,192.9	1,241.6	4.1
ELECTROPAZ	1,028.7	1,060.8	3.1
ELFEC	642.1	653.2	1.7
ELFEO	217.1	212.2	-2.3
CESSA	108.2	124.4	15.0
SEPSA	84.6	95.5	12.9
ERESA	47.2	51.9	9.9
NO REGULADOS	211.4	164.3	-22.3
<b>Total</b>	<b>3,532.2</b>	<b>3,603.8</b>	<b>2.0</b>

En esta gestión, la demanda de los Consumidores no Regulados fue menor que en el 2002 debido a que la empresa minera Inti Raymi inició en julio el cierre de sus operaciones; en diciembre la demanda de este consumidor disminuyó de 21 MW a 1.8 MW.

Las tasas de incremento de ELECTROPAZ, CRE y ELFEC guardan relación con la evolución de la situación económica del país el año 2003. El incremento de CESSA se debe principalmente a la fábrica de cemento, mientras que el aumento en SEPSA se origina en mayor consumo urbano y rural.

La Potencia de Punta o demanda máxima coincidental de todo el MEM en periodo de 15 minutos, fue de 684.06 MW, registrada el día martes 29 de abril. Esta fecha

es atípica, ya que la potencia de punta generalmente se presenta en los meses de julio a octubre. En este año, por factores climáticos y de otro tipo, la demanda de ELECTROPAZ y CRE e Inti Raymi fueron menores en el periodo julio - octubre.

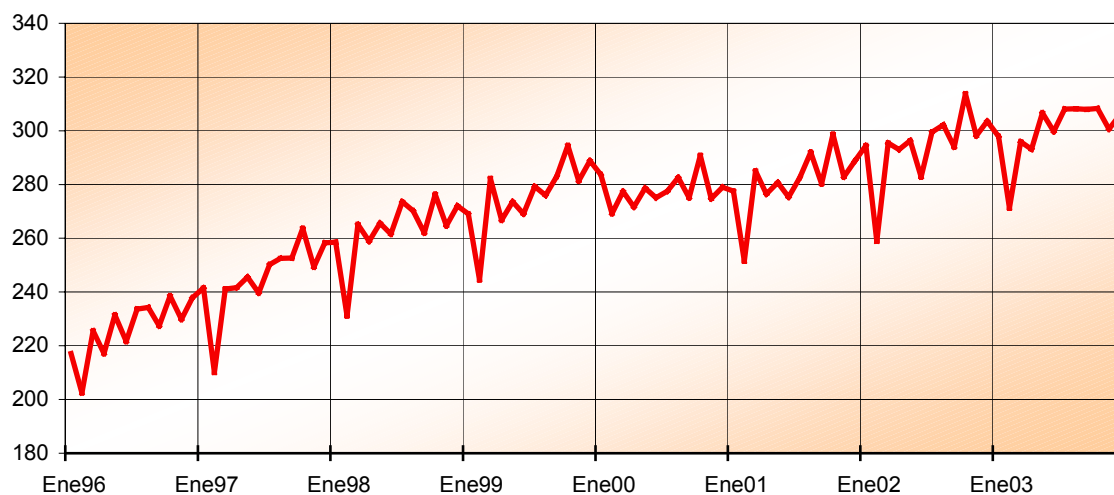


<b>POTENCIA DE PUNTA - (MW)</b>			
<b>Consumidores</b>	<b>Año 2002</b>	<b>Año 2003</b>	<b>Variación %</b>
CRE	214.7	226.6	5.5
ELECTROPAZ	218.2	219.1	0.4
ELFEC	123.7	125.9	1.8
ELFEO	42.9	41.3	-3.7
CESSA	21.6	21.9	1.5
SEPSA	17.5	17.5	-0.1
ERESA	8.7	9.0	3.3
NO REGULADOS	26.9	22.8	-15.2
<b>Total</b>	<b>674.3</b>	<b>684.1</b>	<b>1.5</b>

El consumo mensual de energía y potencia máxima durante el año 2003 ha seguido la siguiente variación:

<b>DEMANDA MENSUAL AÑO 2003</b>		
<b>Mes</b>	<b>Energía GWh</b>	<b>Potencia MW</b>
Enero	298.0	655.5
Febrero	271.3	667.9
Marzo	295.9	665.5
Abril	293.1	684.1
Mayo	306.6	676.7
Junio	299.7	676.1
Julio	308.2	661.3
Agosto	308.2	675.8
Septiembre	308.0	683.1
Octubre	308.4	675.5
Noviembre	300.6	679.7
Diciembre	305.8	671.0
<b>Total/Máx.</b>	<b>3,603.8</b>	<b>684.1</b>

### CONSUMO DE ENERGIA EN EL SIN (GWh)



La evolución del consumo de energía eléctrica en el periodo 1996 – 2003 muestra un crecimiento promedio anual de 4.1% en energía y 3.3% en potencia.

### CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

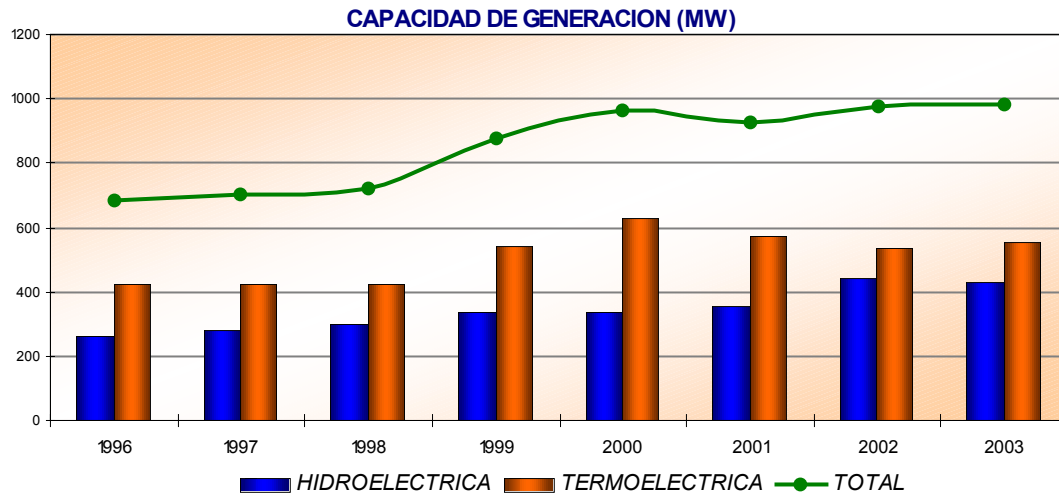
Año	Energía GWh	Potencia Máxima MW	Incremento Anual	
			Energía (%)	Potencia (%)
1996	2,716.4	544.6		
1997	2,945.9	583.7	8.4	7.2
1998	3,159.8	622.7	7.3	6.7
1999	3,308.6	644.3	4.7	3.5
2000	3,335.5	644.9	0.8	0.1
2001	3,371.7	646.8	1.1	0.3
2002	3,532.2	674.3	4.8	4.2
2003	3,603.8	684.1	2.0	1.5

## OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

### Capacidad de Generación

La capacidad de generación en las diferentes centrales del Sistema Interconectado Nacional era, a fines del año 2003, de 980.6 MW; de ésta potencia 428.1 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 552.5 MW a plantas 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.

<b>CAPACIDAD DE GENERACION (A FIN DEL AÑO 2003)</b>	
<b>Centrales</b>	<b>Capacidad (MW)</b>
<u>Hidroeléctricas</u>	
Sistema Zongo	166.8
Corani y Santa Isabel	127.8
Sistema Taquesi	89.5
Sistema Yura	18.0
Sistema Miguillas	18.4
Kanata	7.6
<i>Subtotal</i>	<i>428.1</i>
<u>Termoeléctricas</u>	
(A la temperatura media anual)	
Guaracachi (25°C)	248.8
Carrasco (25°C)	111.9
Bulo Bulo (25°C)	90.2
Valle Hermoso (17°C)	37.2
Aranjuez (14°C)	32.1
Kenko (9°C)	18.0
Karachipampa (10°C)	14.3
<i>Subtotal</i>	<i>552.5</i>
<b>Total</b>	<b>980.6</b>



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.

La producción de las centrales hidroeléctricas de pasada en el periodo seco disminuye en aproximadamente 50% de la producción del periodo lluvioso.

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

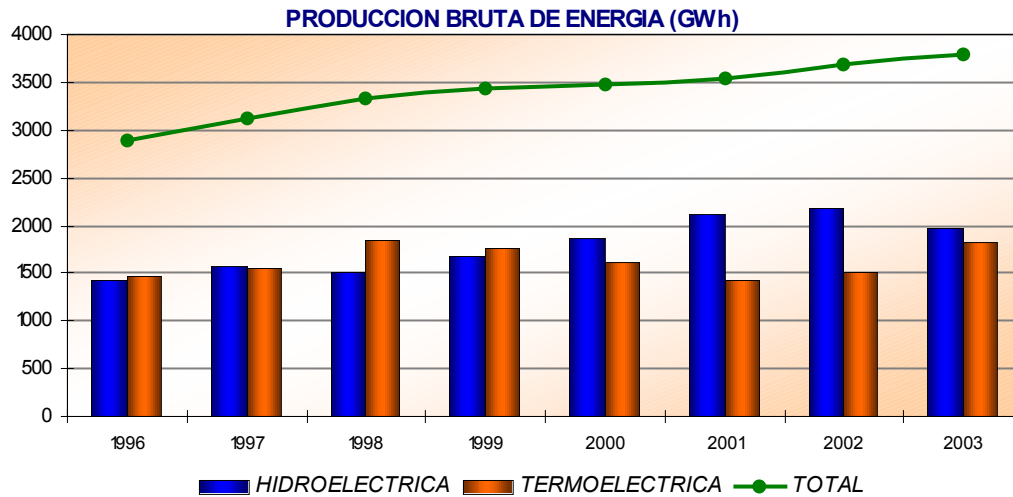
En el año 2003, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 3,790.3 GWh; este valor es 2.6% mayor que la producción del año 2002. La producción hidroeléctrica participó con el 52% del total y la producción termoeléctrica con el 48% restante.

La producción bruta de Zongo y Achachicala el 2003 fue inferior a la del año anterior debido a los siguientes eventos: la central Achachicala dejó de operar el 11 de marzo por problemas técnicos en la tubería de presión; la central Santa Rosa fue arrasada por una riada el 17 de febrero y, adicionalmente, en el periodo seco los aportes hídricos fueron menores que en el año 2002.

<b>PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGIA (GWh)</b>			
<b>Centrales</b>	<b>Año 2002</b>	<b>Año 2003</b>	<b>Variación %</b>
<u>Hidroeléctricas</u>			
Zongo y Achachicala	1,005.7	736.1	-26.8
Corani y Santa Isabel	838.3	811.8	-3.2
Taquesi	137.5	241.8	
Miguillas	113.4	100.2	-11.6
Yura	69.3	58.1	-16.2
Kanata	18.1	21.1	16.6
<i>Subtotal</i>	<i>2,182.3</i>	<i>1,969.1</i>	<i>-9.8</i>
<u>Termoeléctricas</u>			
Guaracachi	705.0	951.5	35.0
Carrasco	161.3	123.8	-23.2
Bulo Bulo	484.5	497.7	2.7
Valle Hermoso	1.7	35.6	
Aranjuez	119.6	130.3	8.9
Kenko	3.8	30.5	
Karachipampa	37.4	51.8	38.5
<i>Subtotal</i>	<i>1,513.3</i>	<i>1,821.2</i>	<i>20.3</i>
<b>Total</b>	<b>3,695.6</b>	<b>3,790.3</b>	<b>2.6</b>

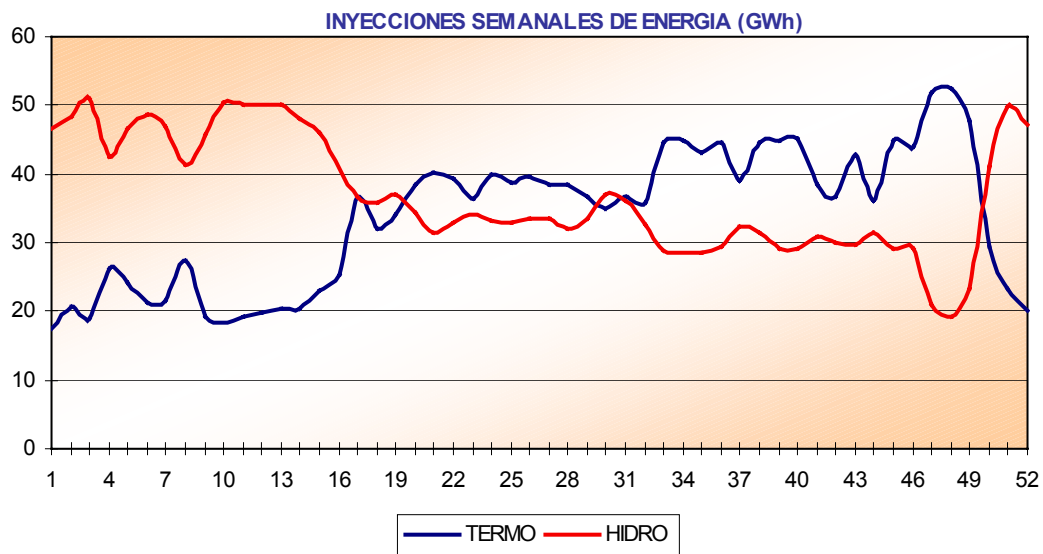
*Nota: El sistema Taquesi inició sus operaciones en junio de 2002*





### Inyecciones de energía

La energía entregada por los Generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión, en el año 2003 fue de 3,687.9 GWh, es decir, 2.5% más que en el año 2002.



<b>INYECCIONES DE ENERGIA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh)</b>			
<b>Centrales</b>	<b>Año 2002</b>	<b>Año 2003</b>	<b>Variación %</b>
<u>Hidroeléctricas</u>			
Zongo y Achachicala	976.0	711.7	-27.1
Corani y Santa Isabel	837.5	810.7	-3.2
Taquesi	131.1	231.1	
Miguillas	108.4	95.7	-11.7
Yura	66.2	55.6	-16.0
Kanata	17.6	20.6	17.0
<i>Subtotal</i>	<i>2,136.8</i>	<i>1,925.4</i>	<i>-8.9</i>
<u>Termoeléctricas</u>			
Guaracachi	689.5	926.9	34.4
Carrasco	154.1	118.3	-23.2
Bulo Bulo	458.3	473.8	3.4
Valle Hermoso	0.8	34.3	
Aranjuez	116.8	128.1	9.7
Kenko	3.5	29.7	
Karachipampa	37.1	51.4	38.5
<i>Subtotal</i>	<i>1,460.1</i>	<i>1,762.5</i>	<i>20.7</i>
<b>Total</b>	<b>3,597.0</b>	<b>3,687.9</b>	<b>2.5</b>

## TRANSMISIÓN

En la gestión de 2003, no se ha incorporado nuevos componentes al Sistema Troncal de Interconexión. No obstante, la Superintendencia de Electricidad concluyó el proceso de licitación para la construcción de las líneas Carrasco – Urubó y Santibáñez – Sucre – Punutuma y el CNDC requirió a la TDE elaborar los proyectos de cambio de tensión de la línea Vinto – Kenko, la línea Carrasco – Valle Hermoso y las ampliaciones de las subestaciones Valle Hermoso y Vinto.

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

PROYECTO	CARACTERISTICAS	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 en 140 MW
Subestación Valle Hermoso 230/115 kV	Autotransformadores monofásicos 4*25 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, 45 MVA, paños de línea y de transformador	Cubrir la demanda del complejo minero San Cristóbal

## **DESPACHO DE CARGA**

La operación del sistema en el año 2003 se ha caracterizado por las dificultades en el despacho de carga para abastecer energía a La Paz en el periodo seco, especialmente en los meses de agosto a octubre inclusive. Las principales razones para ello fueron las siguientes:

- El retiro de la central Achachicala de 4MW y 15 GWh/año
- El retiro de la central Santa Rosa de 12.5MW y 80 GWh/año
- Los menores aportes hídricos en comparación a los de años anteriores
- Las restricciones del sistema de transmisión
- El problema de oscilaciones de potencia en el área norte aislado
- Las fallas en generación y transmisión.

La baja producción de energía en el área de La Paz y la capacidad actual de transmisión entre Carrasco y Kenko, obligaron a generar con las térmicas de Valle Hermoso, Kenko y la central diesel de Aranjuez (ninguna con potencia firme) para transmitir esa energía a La Paz en condiciones de baja confiabilidad.

En el resto del sistema, el despacho de carga fue normal, no obstante la indisponibilidad total o parcial de varias unidades generadoras durante periodos relativamente largos: GCH9 del 9 de febrero al 18 de junio, CAR1 del 30 de marzo al 4 de diciembre.

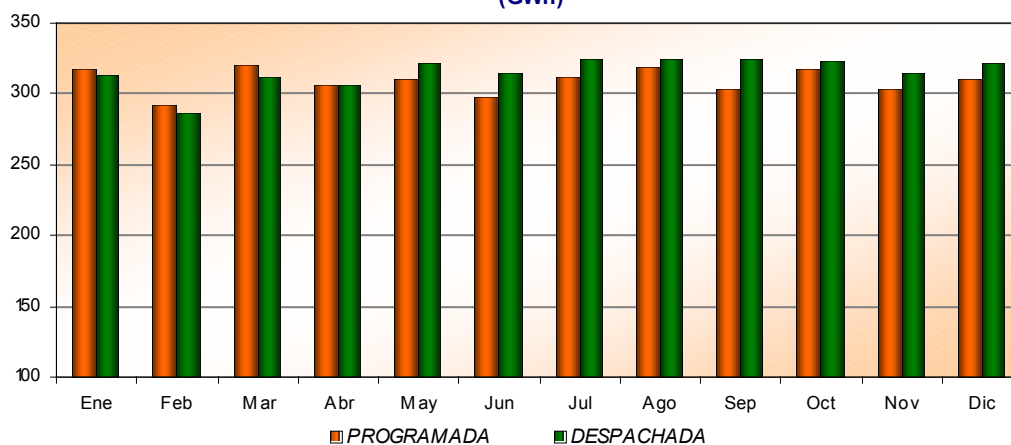
### **Ejecución de la programación del despacho de carga**

Las variaciones significativas en la oferta de energía, así como otros eventos registrados en la operación del sistema, han determinado alejamientos muy significativos respecto a la programación semestral de la operación del sistema. En general, los déficits de energía hidráulica han sido compensados con mayor generación termoeléctrica en función de las limitaciones del sistema de transmisión.

**ENERGIA PROGRAMADA Y DESPACHADA EN EL AÑO 2003  
(GWh)**

Centrales	Programación Semestral GWh	Despacho Realizado GWh	Diferencia GWh
<u>Hidroeléctricas</u>			
Zongo y Achachicala	899	736	-163
Corani y Santa Isabel	926	812	-114
Taquesi	435	242	-193
Miguillas	118	100	-18
Yura	89	58	-31
Kanata	21	21	0
<i>Subtotal</i>	<i>2,488</i>	<i>1,969</i>	<i>-519</i>
<u>Termoeléctricas</u>			
Guaracachi	692	951	+259
Carrasco	23	124	+101
Bulo Bulo	394	498	+104
Valle Hermoso	0.0	36	+36
Aranjuez	99	130	+31
Kenko	0.0	30	+30
Karachipampa	31	52	+21
<i>Subtotal</i>	<i>1,239</i>	<i>1,821</i>	<i>+582</i>
<b>Total</b>	<b>3,727</b>	<b>3,790</b>	<b>+63</b>

**ENERGIA PROGRAMADA Y DESPACHADA  
(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.

Por los problemas señalados anteriormente, en el año 2003 fue necesario modificar la asignación semestral de potencia firme en varios subperiodos con el fin de contar con potencia para abastecer la demanda de La Paz.

Debido a que la Potencia Firme en noviembre y diciembre de 2003 se determinará cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2003 – octubre 2004, los valores señalados en el cuadro para esos meses son provisionales.

Como consecuencia de los recálculos de la potencia firme, los niveles de la reserva fría (para las áreas de Santa Cruz y Sucre) han sido también modificados como se muestra en el cuadro.

<b>POTENCIA FIRME EN 2003 (MW)</b>							
<b>PERIODO</b>	<b>Del 01/1/03 al 16/02/03</b>	<b>Del 17/02/03 al 27/04/03</b>	<b>Del 28/04/03 al 30/04/03</b>	<b>Del 01/05/03 al 27/05/03</b>	<b>Del 28/05/03 al 18/06/03</b>	<b>Del 18/06/03 al 31/10/03</b>	<b>Del 1/11/03 al 31/12/03 Provisional</b>
<b>Hidroeléctricas</b>							
ZONGO Y ACH.	173.72	162.05	162.05	156.86	156.86	156.86	156.71
CORANI	125.22	125.22	125.22	126.99	126.99	126.99	126.99
TAQUESI	75.87	75.87	75.87	74.91	74.91	74.91	82.70
MIGUILLAS	17.39	17.39	17.39	17.41	17.41	17.41	17.23
YURA	17.01	17.01	17.01	17.18	17.18	17.18	17.18
KANATA	7.23	7.23	7.23	7.13	7.13	7.13	7.13
<i>Sub-Total</i>	<i>416.44</i>	<i>404.77</i>	<i>404.77</i>	<i>400.48</i>	<i>400.48</i>	<i>400.48</i>	<i>407.94</i>
<b>Termoeléctricas</b>							
GUARACACHI	102.17	112.45	98.80	99.41	146.65	193.67	112.07
BULO BULO	69.80	69.80	69.80	71.40	71.40	66.98	70.66
CARRASCO	86.28	86.28	43.14	43.82	43.82	-	86.78
VALLE HERMOSO	-	-	42.27	51.20	8.76	8.75	13.53
KENKO	-	-	6.34	4.42	-	-	-
KARACHIPAMPA	10.79	10.79	10.79	11.07	11.07	11.07	-
ARANJUEZ	9.23	9.79	14.37	9.68	9.68	9.68	13.69
<i>Sub-Total</i>	<i>278.27</i>	<i>289.11</i>	<i>285.51</i>	<i>291.00</i>	<i>291.38</i>	<i>290.15</i>	<i>296.73</i>
<b>TOTAL P. FIRME</b>	<b>694.71</b>	<b>693.88</b>	<b>690.28</b>	<b>691.48</b>	<b>691.86</b>	<b>690.63</b>	<b>704.67</b>
<b>RVA. FRIA</b>	<b>20.41</b>	<b>20.41</b>	<b>10.88</b>	<b>9.70</b>	<b>9.70</b>	<b>9.70</b>	<b>32.03</b>

## DESEMPEÑO DEL SISTEMA

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación en el año 2003, medida como el porcentaje de tiempo en el año en que estaban operando o en condición de operar, fue de 93.05%. La disponibilidad de las termoeléctricas fue de 91.19% y de las hidroeléctricas 95.39%.

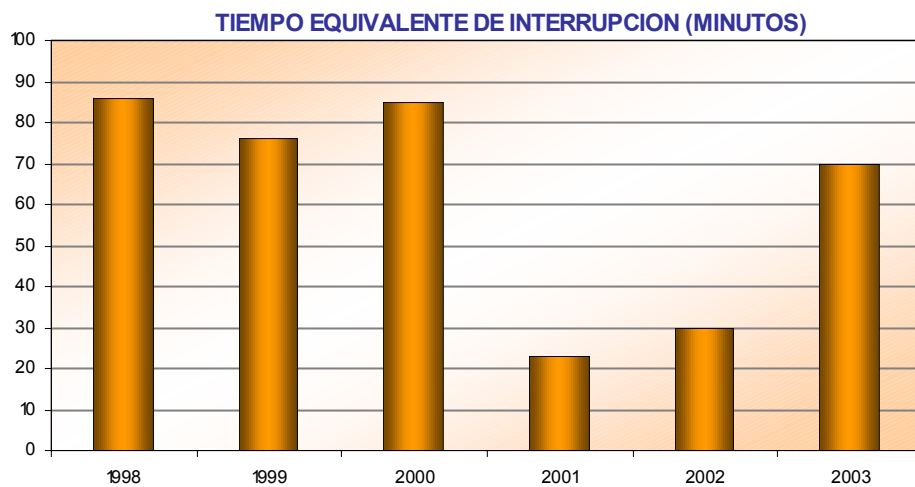
La disponibilidad operacional del Sistema Troncal de Interconexión (STI) en 2003 fue de 99.85%.

El tiempo total de interrupción del suministro en el año 2003, medida como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 70 minutos.

DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES EN EL AÑO 2003	
Instalación	Disponibilidad
Unidades hidroeléctricas	95.39 %
Unidades termoeléctricas	91.19 %
Transmisión (STI)	93.05 %

TIEMPO DE INTERRUPCION DEL SUMINISTRO (*)	
Origen	Minutos
Fallas en Generación	12.5
Fallas en el SIN	57.0
<b>Total</b>	<b>69.5</b>
(*) Cociente entre la energía interrumpida y la demanda máxima.	



El incremento observado el año 2003 se debe principalmente a la falla registrada el 18 de julio en la línea SIS – ARO del área central.



## PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

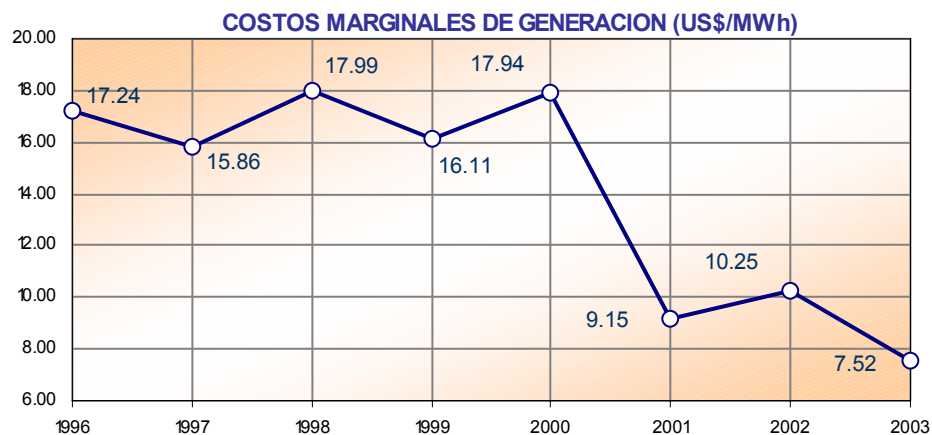
### Costos marginales de generación

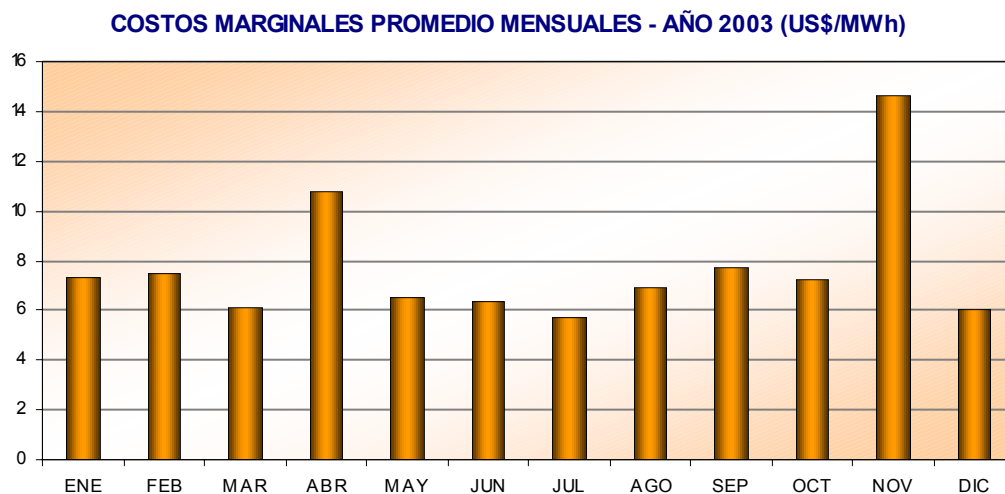
Los costos marginales de generación resultantes del despacho de carga realizado en la gestión de 2003 dan un promedio inferior a los costos marginales de gestiones anteriores. Esto se explica, fundamentalmente, por las declaraciones de precios de gas para los semestres correspondientes a la gestión de 2003.

El costo marginal promedio anual de 2003 es de 7.52 US\$/MWh con un mínimo de 4.24 US\$/MWh y un máximo de 18.79 US\$/MWh.

Los costos marginales previstos en las programaciones semestrales difieren de los resultantes del despacho de carga real, debido en gran manera a los problemas operativos que se registraron el año 2003 y que se comentó anteriormente.

COSTO MARGINAL DE GENERACION	US\$/MWh (SIN IVA)
PREVISTO	5.17
REAL	7.52





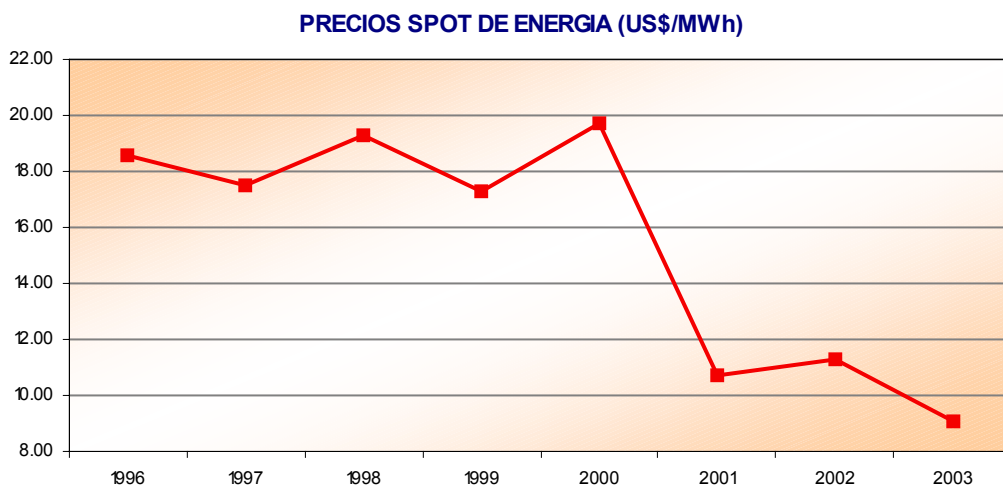
### Precios de energía

Como resultado del despacho de carga efectuado en el año 2003, 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:

<b>PRECIOS SPOT DE ENERGIA - AÑO 2003</b>		
<b>Consumidores</b>	<b>Nodo</b>	<b>US\$/MWh Sin IVA</b>
CRE	GCH	9.62
ELECTROPAZ	KEN	10.31
ELFEC	VARIOS	8.07
ELFEO	VIN, CAT	8.73
CESSA	ARJ, MAR	14.10
SEPSA	VARIOS	9.60
ERESA	PUN	8.07
INTI RAYMI	VIN115	7.15
C.M. VINTO	VIN69	7.30
COBOCE	COB	10.72
<b>Promedio</b>		<b>9.08</b>

Las compras de energía del 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 de Potencia**

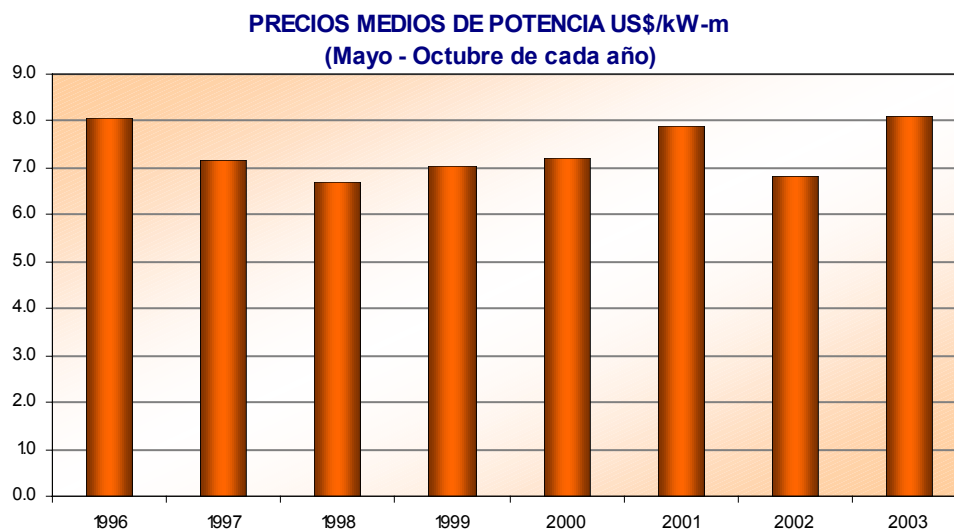
El precio de la potencia durante la gestión de 2003 ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas 63 MW ISO, con un costo total de 606 US\$ por kW de potencia efectiva en el sitio. El nodo de referencia se ubicó en Guaracachi.

El precio de la potencia se aplica a la potencia firme de las unidades generadoras mientras que un tercio 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 2003, el precio básico de la potencia era de 8.337 US\$/kW-m y el precio de la reserva fría de 0.038 US\$/kW-m, lo que dio un total de 8.375 US\$/kW-m.

El precio básico de la potencia y los factores de nodo por potencia, determinaron los siguientes precios medios en el año 2003 en los que se ha incluido los descuentos por indisponibilidad de unidades generadoras:

<b>PRECIOS DE POTENCIA Y RESERVA FRIA</b>		
<b>Consumidores</b>	<b>Nodo</b>	<b>US\$/kW-m sin IVA</b>
CRE	GCH	7.54
ELECTROPAZ	KEN	7.27
ELFEC	VARIOS	7.73
ELFEO	VIN, CAT	7.72
CESSA	ARJ, MAR	9.33
SEPSA	VARIOS	8.36
ERESA	PUN	8.03
INTI RAIMY	VIN115	7.78
C.M. VINTO	VIN69	7.48
COBOCE	COB	6.53
<b>Promedio</b>		<b>7.56</b>

Estos precios no consideran los precios acordados entre Generadores y Distribuidores en sus contratos de abastecimiento (ELECTROPAZ y ELFEO con COBEE).



## Precios de Transporte

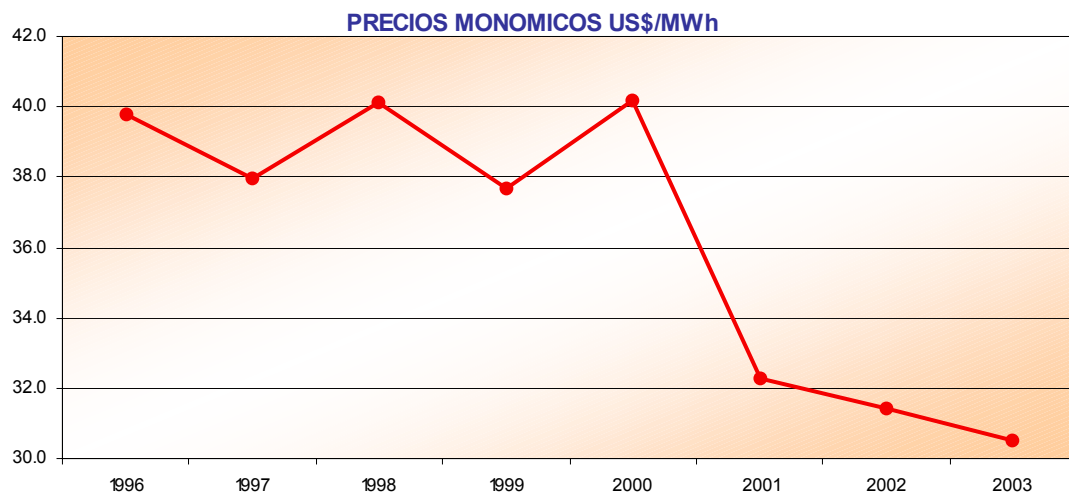
El costo del transporte de energía en el MEM corresponde al valor aprobado del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. Dicho costo es asignado a generadores y consumidores de acuerdo con la metodología señalada en reglamento, y dividido en ingreso tarifario (relacionado con las pérdidas marginales de transmisión) y peajes. El ingreso tarifario está incluido en el precio de la energía en el nodo respectivo. El peaje promedio anual en 2003 fue de 1.78 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 2003:

<b>PRECIOS MONOMICOS EN EL MERCADO SPOT (US\$/MWh) - (SIN IVA)</b>					
<b>Consumidor</b>	<b>NODO</b>	<b>Cargo por Energía</b>	<b>Cargo por Potencia</b>	<b>Cargo por Peaje</b>	<b>Promedio Monómico</b>
CRE	GCH	9.62	16.67	3.95	30.24
ELECTROPAZ	KEN	10.31	15.05	3.70	29.06
ELFEC	VARIOS	8.07	18.05	4.17	30.30
ELFEO	VIN, CAT	8.73	19.28	4.46	32.47
CESSA	ARJ, MAR	14.10	19.96	3.82	37.89
SEPSA	VARIOS	9.60	18.55	3.96	32.12
ERESA	PUN	8.07	16.70	3.71	28.49
INTI RAYMI	VIN115	7.15	12.49	2.86	22.50
C.M. VINTO	VIN69	7.30	9.29	2.22	18.81
COBOCE	COB	10.72	7.79	2.14	20.65
<b>Promedio</b>		<b>9.08</b>	<b>17.35</b>	<b>4.08</b>	<b>30.51</b>

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



## TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Las Empresas que operaron con contratos de compra – venta de energía en el año 2003 fueron COBEE con ELECTROPAZ y con 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 horarios, factores de nodo y energía registrada con el sistema de medición comercial del Sistema.

Las transacciones económicas del año 2003 en el mercado Spot, luego de ajustes por reliquidación de potencia y peajes, ascendieron al equivalente de US\$ 91.2 millones.

<b>TRANSACCIONES ECONOMICAS EN MERCADO SPOT- AÑO 2003</b> <b>(MILLONES DE Bs. con IVA)</b>				
<b>Concepto</b>	<b>Consumidores</b>	<b>Generadores</b>	<b>Total</b>	<b>Participación</b>
Energía	224.00		224.00	27.9%
Potencia	402.09		402.09	50.1%
Peaje e Ingreso Tarifario	105.14	70.69	175.83	21.9%
<b>Total</b>	<b>731.23</b>	<b>70.69</b>	<b>836.14</b>	<b>100.0%</b>
<i>Participación</i>	<i>91.2%</i>	<i>8.8%</i>	<i>100%</i>	

*Tipo de cambio medio anual 7.65 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.





## **ANEXOS**

- Parque de Generación
- Oferta de Capacidad de Transmisión en el STI
- Capacidad operativa de subestaciones
- Producción Bruta de Energía
- Inyecciones y Retiros de Energía
- Potencias Máximas en nodos
- Potencias Coincidentes con la Máxima del Sistema
- Potencia Máxima Instantánea en los principales Tramos del STI
- Potencia de Punta y Potencia Firme
- Indisponibilidad por Mantenimientos
- Fallas más significativas de Generación y Transmisión
- Costos Marginales de Generación
- Costos Marginales de Energía en Nodos Principales del STI
- Precios Medios Monómicos
- Precios del Gas Natural
- Hidrología en el periodo seco

## PARQUE DE GENERACION EN DICIEMBRE DE 2003

CENTRAL	EMPRESA	AÑO PUESTA EN SERVICIO	TIPO	N° DE UNIDADES	CAPACIDAD (MW)
<b>HIDROELECTRICAS</b>					
SISTEMA ZONGO	COBEE	1938-1999	HIDRO	19	166.8
SISTEMA CORANI	CORANI	1967-1983	HIDRO	8	127.8
SISTEMA TAQUESI	HIDROBOL	1998 - 2002	HIDRO	4	89.5
SISTEMA MIGUILLAS	COBEE	1931-1958	HIDRO	8	18.4
SISTEMA YURA	ERESA	2001	HIDRO	5	18.0
KANATA	SYNERGIA	1999	HIDRO	1	7.6
<b>TOTAL HIDROELECTRICAS</b>				<b>45</b>	<b>428.1</b>
<b>TERMoeLECTRICAS</b>					
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	2	37.2
ARANJUEZ (14 °C)	GUARACACHI	1974-1992	TG y DF	6	32.1
KENKO (10 °C)	COBEE	1995	TG	2	18.0
KARACHIPAMPA (9 °C)	GUARACACHI	1982	TG	1	14.3
<b>TOTAL TERMoeLECTRICAS</b>				<b>23</b>	<b>552.5</b>
<b>TOTAL</b>				<b>68</b>	<b>980.6</b>

La capacidad efectiva de las centrales térmicas corresponde a la temperatura media anual en cada planta.

La central Aranjuez incluye 5 unidades diesel tipo dual fuel de 2.7 MW cada una y una turbina a gas.

## OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI EN DICIEMBRE DE 2003

DESDE	HASTA	TENSION	CONDUCTOR	CAPACIDAD OPERATIVA
		kV		MW
Mariaca	Aranjuez	69	PARTRIDGE	13
Aranjuez	Mariaca	69	PARTRIDGE	23
Don Diego	Mariaca	69	PARTRIDGE	13
Mariaca	Don Diego	69	PARTRIDGE	23
Karachipampa	Don Diego	69	PARTRIDGE	13
Don Diego	Karachipampa	69	PARTRIDGE	23
Potosi	Karachipampa	69	PARTRIDGE	23
Potosi	Punutuma	69	IBIS	15
Punutuma	Potosí	69	IBIS	30
Arocagua	Valle Hermoso	115	IBIS	74
Coboce	Sacaca	115	IBIS	74
Corani	Valle Hermoso	115	IBIS	74
Catavi	Ocurí	115	IBIS	34
Ocurí	Potosi	115	IBIS	34
Potosí	Ocurí	115	IBIS	74
Ocurí	Catavi	115	IBIS	74
Sacaca	Catavi	115	IBIS	74
Santa Isabel	Arocagua	115	IBIS	74
Santa Isabel	Corani	115	IBIS	74
Santa Isabel	San Jose	115	IBIS	74
Valle Hermoso	Coboce	115	IBIS	74
Valle Hermoso	Vinto	115	IBIS	74
Vinto	Catavi	115	IBIS	74
Vinto	Kenko (con capacitor serie)	115	RAIL	106
Kenko	Vinto (con capacitor serie)	115	RAIL	88
Vinto	Senkata (con capacitor serie)	115	RAIL	106
Senkata	Vinto (sin capacitor serie)	115	RAIL	106
Senkata	Vinto (con capacitor serie)	115	RAIL	88
Senkata	Kenko 1	115	IBIS	74
Senkata	Kenko 2	115	RAIL	106
Carrasco	Chimore	230	RAIL	130
Carrasco	Guaracachi	230	RAIL	130
Chimore	San Jose	230	RAIL	130
San Jose	Valle Hermoso	230	RAIL	130
Valle Hermoso	Vinto	230	RAIL	130

**CAPACIDAD OPERATIVA DE SUBESTACIONES EN DICIEMBRE DE 2003**

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
Potosí	25 MVA	115/69	Vinto	24 MVar	115
Potosí	7.2 MVar	69	Vinto	13,8 MVar	69
Catavi (**)	2 X 25 MVA	115/69	San José (*)	3 X 25 MVA	230/115
			Aranjuez	7.2 MVar	69

(\*) Monofásico

(\*\*) 1 transformador desconectado

**PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA EN 2003 - MWh**

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<b>SISTEMA HIDROELECTRICO</b>													
Zongo y Achachicala	97,457	72,851	88,333	74,266	48,229	46,104	53,484	38,523	35,490	41,725	58,700	80,935	736,097
Corani	68,941	64,494	72,972	75,643	78,876	76,106	75,713	76,188	73,989	70,087	24,849	53,966	811,824
Taquesi	31,611	35,756	44,539	24,185	11,744	8,125	8,264	8,147	9,071	9,255	20,243	30,888	241,827
Miguillas	8,902	9,273	11,548	8,939	9,162	8,628	8,639	9,182	8,055	6,788	5,246	5,836	100,197
Yura	4,619	4,906	5,612	2,961	4,695	4,753	5,752	4,926	4,651	5,010	4,673	5,554	58,112
Kanata	2,096	1,782	2,855	1,903	1,869	1,625	1,572	1,547	1,480	1,450	1,233	1,718	21,129
<i>Subtotal</i>	<i>213,625</i>	<i>189,061</i>	<i>225,859</i>	<i>187,897</i>	<i>154,575</i>	<i>145,342</i>	<i>153,424</i>	<i>138,513</i>	<i>132,736</i>	<i>134,315</i>	<i>114,943</i>	<i>178,897</i>	<i>1,969,187</i>
<b>CENTRAL TERMoeLECTRICA</b>													
Guaracachi	54,483	48,114	51,703	56,445	84,514	94,899	101,938	97,009	104,464	106,943	86,304	64,722	951,537
Bulo Bulo	23,186	27,150	19,210	34,524	49,424	50,354	51,986	52,129	50,162	48,818	52,208	38,516	497,667
Carrasco	7,273	9,125	5,018	10,412	10,088	8,314	2,922	5,249	6,254	8,131	28,489	22,485	123,760
Aranjuez - TG	9,235	8,243	8,335	9,723	9,990	8,764	8,477	11,714	11,414	10,838	9,804	9,017	115,554
Karachipampa	4,875	3,771	1,865	4,073	4,810	4,554	4,204	7,404	7,521	6,804	1,470	458	51,810
Kenko	238	451	0	885	2,386	1,769	302	6,313	7,133	5,013	2,242	3,733	30,465
Valle Hermoso	0	0	31	2,189	6,297	1,047	595	2,035	726	220	18,458	4,041	35,639
Aranjuez - DF	87	169	171	445	178	275	478	4,471	4,000	2,695	1,315	458	14,743
<i>Subtotal</i>	<i>99,377</i>	<i>97,023</i>	<i>86,333</i>	<i>118,696</i>	<i>167,687</i>	<i>169,976</i>	<i>170,902</i>	<i>186,323</i>	<i>191,674</i>	<i>189,463</i>	<i>200,290</i>	<i>143,430</i>	<i>1,821,174</i>
<b>TOTAL</b>	<b>313,002</b>	<b>286,084</b>	<b>312,192</b>	<b>306,593</b>	<b>322,262</b>	<b>315,318</b>	<b>324,326</b>	<b>324,837</b>	<b>324,409</b>	<b>323,778</b>	<b>315,233</b>	<b>322,326</b>	<b>3,790,361</b>

## STI: INYECCIONES Y RETIROS DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2003

	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
<b>INYECCIONES</b>														
Santa Isabel	SIS	25,276	24,620	28,808	31,472	32,881	31,762	31,671	31,778	30,817	29,162	10,125	18,760	327,131
Corani	COR	43,582	39,793	44,081	44,088	45,912	44,262	43,938	44,306	43,072	40,826	14,615	35,101	483,574
<b>Total CORANI</b>		<b>68,858</b>	<b>64,413</b>	<b>72,889</b>	<b>75,560</b>	<b>78,793</b>	<b>76,024</b>	<b>75,609</b>	<b>76,084</b>	<b>73,889</b>	<b>69,987</b>	<b>24,739</b>	<b>53,861</b>	<b>810,705</b>
Guaracachi	GCH	53,243	46,731	50,019	54,815	82,558	92,522	99,370	94,535	101,778	104,181	84,238	62,944	926,933
Aranjuez	ARJ	9,159	8,261	8,354	9,974	10,020	8,900	8,805	15,876	15,131	13,312	10,936	9,324	128,051
Karachipampa	KAR	4,857	3,752	1,845	4,043	4,773	4,518	4,169	7,355	7,469	6,756	1,410	449	51,397
<b>Total GUARACACHI</b>		<b>67,259</b>	<b>58,744</b>	<b>60,218</b>	<b>68,832</b>	<b>97,351</b>	<b>105,940</b>	<b>112,344</b>	<b>117,765</b>	<b>124,378</b>	<b>124,249</b>	<b>96,584</b>	<b>72,716</b>	<b>1,106,381</b>
Carrasco	CAR	6,860	8,652	4,648	9,968	9,656	7,971	2,754	5,006	5,947	7,710	27,534	21,605	118,310
Valle Hermoso	VHE	-93	-80	-53	2,066	6,240	918	477	1,903	614	116	18,248	3,916	34,270
<b>Total VALLE HERMOSO</b>		<b>6,767</b>	<b>8,572</b>	<b>4,595</b>	<b>12,034</b>	<b>15,896</b>	<b>8,889</b>	<b>3,231</b>	<b>6,909</b>	<b>6,561</b>	<b>7,826</b>	<b>45,782</b>	<b>25,521</b>	<b>152,581</b>
Zongo y Achachicala	KEN	94,005	70,248	85,421	71,883	46,818	44,737	51,864	37,177	34,305	40,413	56,942	77,869	711,682
Kenko	KEN	205	416	-29	841	2,318	1,710	259	6,191	7,002	4,905	2,180	3,651	29,651
Miguillas	VIN	8,405	8,825	10,919	8,561	8,784	8,274	8,280	8,795	7,710	6,487	5,035	5,584	95,658
<b>Total COBEE</b>		<b>102,614</b>	<b>79,490</b>	<b>96,310</b>	<b>81,286</b>	<b>57,920</b>	<b>54,720</b>	<b>60,403</b>	<b>52,163</b>	<b>49,017</b>	<b>51,806</b>	<b>64,157</b>	<b>87,104</b>	<b>836,990</b>
BULO BULO	CAR	21,674	25,534	17,955	32,698	47,174	48,106	49,891	50,030	47,869	46,480	49,652	36,698	473,762
TAQUESI	KEN	30,144	34,011	42,130	22,966	11,344	7,913	8,041	7,924	8,782	8,881	19,334	29,582	231,051
KANATA	ARO	2,037	1,737	2,781	1,855	1,817	1,580	1,528	1,504	1,438	1,412	1,203	1,669	20,559
YURA	POT	4,420	4,723	5,337	2,904	4,443	4,564	5,475	4,837	4,417	4,751	4,452	5,301	55,624
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>303,773</b>	<b>277,224</b>	<b>302,214</b>	<b>298,133</b>	<b>314,737</b>	<b>307,735</b>	<b>316,522</b>	<b>317,215</b>	<b>316,350</b>	<b>315,393</b>	<b>305,903</b>	<b>312,452</b>	<b>3,687,653</b>
<b>RETIROS</b>														
CRE	GCH	105,195	93,041	101,802	100,170	103,093	97,683	97,643	99,348	104,583	114,846	112,494	111,707	1,241,603
ELECTROPAZ	KEN	85,207	78,655	87,185	86,048	92,267	90,149	95,333	93,590	89,246	86,395	86,169	90,544	1,060,788
Elfeo	VIN69	13,694	12,458	13,964	13,103	12,447	12,370	12,916	12,251	11,867	11,493	13,405	14,772	154,740
Elfeo	CAT	3,508	3,561	3,414	4,650	5,792	5,508	5,595	6,328	5,941	4,890	4,434	3,796	57,416
<b>Total ELFEO</b>		<b>17,202</b>	<b>16,018</b>	<b>17,378</b>	<b>17,753</b>	<b>18,239</b>	<b>17,878</b>	<b>18,511</b>	<b>18,579</b>	<b>17,807</b>	<b>16,382</b>	<b>17,840</b>	<b>18,567</b>	<b>212,156</b>
Elfec	ARO	35,954	33,841	36,530	36,211	37,995	37,931	40,509	40,323	40,055	40,994	39,787	40,346	460,476
Elfec	VHE	12,018	11,443	12,652	12,912	12,974	11,276	12,135	12,287	11,943	12,841	12,054	11,832	146,367
Elfec (1)	COB	2,718	1,914	2,031	2,170	1,728	3,377	3,499	3,568	3,470	3,716	490	447	29,127
Elfec	CHI	1,346	1,236	1,470	1,413	1,452	1,410	1,391	1,410	1,446	1,566	1,587	1,523	17,249
<b>Total ELFEC</b>		<b>52,036</b>	<b>48,434</b>	<b>52,682</b>	<b>52,705</b>	<b>54,150</b>	<b>53,994</b>	<b>57,534</b>	<b>57,588</b>	<b>56,913</b>	<b>59,117</b>	<b>53,917</b>	<b>54,148</b>	<b>653,219</b>
Cessa	ARJ	10,797	9,743	8,214	8,427	10,611	10,876	9,896	11,421	11,229	10,994	11,104	10,865	124,176
Cessa	MAR	18	16	20	18	19	19	20	20	19	19	16	17	221
<b>Total CESSA</b>		<b>10,815</b>	<b>9,759</b>	<b>8,234</b>	<b>8,445</b>	<b>10,629</b>	<b>10,894</b>	<b>9,916</b>	<b>11,441</b>	<b>11,247</b>	<b>11,014</b>	<b>11,120</b>	<b>10,882</b>	<b>124,397</b>
Sepa	POT	6,190	5,625	6,167	6,259	6,582	6,623	6,971	6,819	6,775	6,832	6,655	6,979	78,476
Sepa	DDI	1,240	1,138	1,283	1,333	1,363	1,371	1,433	1,427	1,361	1,248	1,298	1,353	15,848
Sepa	OCU	33	35	42	45	58	73	77	76	70	125	100	95	830
Sepa	SAC	-	20	20	20	20	20	20	25	23	24	23	20	235
Sepa	KAR	10	8	9	9	9	10	10	10	9	7	5	4	99
<b>Total SEPSA</b>		<b>7,473</b>	<b>6,827</b>	<b>7,522</b>	<b>7,665</b>	<b>8,033</b>	<b>8,096</b>	<b>8,511</b>	<b>8,356</b>	<b>8,238</b>	<b>8,235</b>	<b>8,081</b>	<b>8,451</b>	<b>95,487</b>
ERESA	PUN	4,113	3,787	4,018	4,367	4,368	4,481	4,687	4,757	4,548	4,427	4,066	4,273	51,892
INTI RAYMI	VIN115	13,504	11,821	13,985	13,446	13,628	14,226	13,757	12,526	13,239	5,868	2,304	1,518	129,822
CM VINTO	VIN69	2,426	2,965	3,099	2,469	2,196	2,313	2,264	2,022	2,199	2,095	1,577	2,455	28,081
COBOCE	COB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,066	3,291	6,357
<b>TOTAL RETIROS</b>		<b>297,972</b>	<b>271,307</b>	<b>295,904</b>	<b>293,070</b>	<b>306,603</b>	<b>299,714</b>	<b>308,156</b>	<b>308,207</b>	<b>308,020</b>	<b>308,380</b>	<b>300,634</b>	<b>305,838</b>	<b>3,603,803</b>

(1) Hasta octubre para los consumos de COBOCE e Irpa Irpa

**STI: POTENCIAS MAXIMAS EN NODOS - AÑO 2003**  
MW

	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
<b>INYECCIONES</b>														
Guaracachi	GCH	134.19	130.52	129.53	156.52	180.90	208.73	232.88	216.80	217.81	231.48	227.02	211.63	232.88
Achachicala y Zongo	KEN	159.97	160.91	147.98	146.37	129.45	137.10	146.22	147.88	111.75	126.91	138.06	149.01	160.91
Carrasco	CAR	104.38	104.77	99.32	52.71	51.52	53.13	50.22	51.94	51.37	51.21	51.10	98.06	104.77
Bulo Bulo	CAR	86.11	85.56	78.94	86.66	87.77	87.22	85.01	83.90	86.66	88.32	85.56	83.35	88.32
Taqesi	KEN	80.69	81.78	78.79	77.79	82.07	74.55	77.20	77.40	78.05	77.93	77.62	78.18	82.07
Santa Isabel	SIS	71.21	71.57	70.97	70.73	70.69	71.01	70.53	70.65	70.45	71.01	70.45	70.77	71.57
Corani	COR	54.11	53.49	53.11	53.51	54.06	53.61	53.74	53.74	53.67	53.95	52.42	53.45	54.11
Valle Hermoso	VHE	0.00	0.00	16.52	53.30	73.06	17.98	18.79	18.63	18.31	17.01	35.77	33.70	73.06
Aranjuez	ARJ	31.17	30.91	19.44	30.95	30.62	27.69	31.98	32.55	32.35	28.79	32.58	21.31	32.58
Miguillas	VIN	17.14	17.32	17.56	17.30	17.16	15.80	15.75	16.10	16.43	15.06	16.42	14.51	17.56
Yura	POT	16.31	15.87	16.40	15.24	16.13	15.78	16.77	17.25	16.73	15.65	15.73	16.14	17.25
Kenko	KEN	17.82	17.82	0.00	17.85	17.85	16.60	17.90	18.10	17.92	17.92	17.06	15.50	18.10
Karachipampa	KAR	13.46	12.97	13.10	13.28	13.64	13.73	13.95	14.22	14.13	13.86	13.10	12.89	14.22
Kanata	ARO	6.70	7.17	7.06	7.14	7.07	6.67	7.10	7.11	6.79	6.69	6.70	6.73	7.17
<b>RETIROS</b>														
Cre	GCH	223.82	219.70	221.99	231.75	228.01	221.06	216.09	229.64	233.38	235.72	242.82	237.97	242.82
Electropaz	KEN	208.00	216.72	215.07	220.01	219.82	219.46	222.32	219.30	219.20	218.55	217.06	220.84	222.32
Elfeo	VIN69	32.42	32.42	32.99	33.24	32.08	33.15	32.68	31.21	32.42	32.30	31.92	32.54	33.24
Elfeo	CAT	12.28	13.54	10.89	12.48	15.15	13.13	12.24	14.39	13.05	12.81	12.98	12.44	15.15
Elfec	ARO	79.77	82.81	84.76	82.96	87.38	86.41	89.08	85.90	88.37	86.41	88.81	91.17	91.17
Elfec	VHE	30.74	32.56	33.14	34.67	33.55	29.07	30.08	29.70	29.92	33.66	33.57	29.52	34.67
Elfec (1)	COB	6.83	4.93	4.98	5.10	5.15	6.81	6.81	6.97	7.02	6.99	1.34	1.28	7.02
Elfec	CHI	3.75	3.91	3.96	4.01	3.86	3.85	3.74	3.87	4.03	4.16	4.20	4.00	4.20
Cessa	ARJ	22.99	23.66	21.69	22.64	24.31	24.27	24.18	24.51	24.84	24.62	24.00	23.46	24.84
Cessa	MAR	0.07	0.07	0.08	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.07	0.08
Sepssa	POT	14.88	15.80	15.30	15.71	15.63	16.55	16.30	16.30	16.30	16.55	16.38	16.30	16.55
Sepssa	DDI	2.97	3.05	3.10	3.26	3.36	3.35	3.50	3.38	3.28	3.28	3.34	3.23	3.50
Sepssa	OCU	0.19	0.21	0.23	0.26	0.28	0.29	0.27	0.29	0.27	0.40	0.38	0.36	0.40
Sepssa	SAC	0.00	0.16	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.16
Sepssa	KAR	0.04	0.03	0.05	0.03	0.03	0.02	0.03	0.06	0.03	0.02	0.03	0.07	0.07
Eresa	POT	8.43	8.83	9.10	11.09	9.45	9.70	10.02	10.24	10.03	9.42	9.22	9.26	11.09
Inti Raymi	VIN115	23.11	21.71	21.28	22.36	21.92	22.36	21.38	20.41	21.17	19.12	4.10	3.02	23.11
CM Vinto	VIN69	5.65	5.48	5.31	5.48	3.82	3.88	3.54	3.20	3.77	3.60	2.63	4.85	5.65
Coboce	COB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.69	5.75	5.75

(1) Hasta octubre para los consumos de COBOCE e Irpa Irpa

**STI: POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MAXIMA DEL SISTEMA - AÑO 2003**  
**MW**

NODO		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
<b>INYECCIONES</b>													
Guaracachi	GCH	109.27	127.76	128.02	122.21	114.44	149.47	202.13	214.44	196.57	205.40	151.41	136.34
Zongo y Achachicala	KEN	159.26	101.34	138.35	141.40	123.06	128.10	126.03	71.67	98.88	77.54	120.52	125.78
Bulo-Bulo	CAR	78.38	77.28	76.18	85.56	78.38	77.28	77.83	83.35	77.28	81.14	77.28	76.73
Taquesi	KEN	0.80	77.80	77.79	36.23	65.10	52.86	57.64	46.76	58.30	51.85	76.50	76.16
Santa Isabel	SIS	70.01	66.97	64.56	70.13	66.45	68.61	59.49	70.17	70.17	61.97	63.33	70.13
Carrasco	CAR	103.88	95.87	77.47	52.06	49.22	49.57	48.61	47.76	47.30	50.79	46.69	95.41
Corani	COR	47.87	49.86	48.30	51.51	40.86	53.09	39.99	49.55	52.73	53.11	49.61	46.29
Aranjuez	ARJ	30.53	16.30	16.91	30.68	21.25	27.49	12.50	31.29	28.23	27.19	18.26	19.13
Rio Eléctrico	POT	11.30	14.70	14.89	3.69	14.70	13.07	15.55	13.65	15.04	15.27	13.34	15.73
Miguillas	VIN	16.58	15.98	13.55	15.69	15.28	15.42	15.43	14.99	14.47	14.82	14.39	12.90
Karachipampa	KAR	13.08	12.32	12.29	12.79	12.38	12.29	12.29	13.37	13.28	12.43	12.07	-0.01
Synergia	ARO	6.59	6.52	6.56	6.55	6.60	6.61	6.50	6.56	6.54	6.57	6.60	6.64
Valle Hermoso	VHE	-0.09	-0.09	-0.09	51.84	67.39	16.69	-0.17	16.52	-0.17	16.20	31.62	-0.17
Kenko	KEN	17.19	16.21	-0.04	17.83	16.41	16.11	-0.05	17.14	17.87	17.90	5.91	2.24
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>664.66</b>	<b>678.83</b>	<b>674.74</b>	<b>698.15</b>	<b>691.51</b>	<b>686.65</b>	<b>673.76</b>	<b>697.23</b>	<b>696.49</b>	<b>692.18</b>	<b>687.53</b>	<b>683.29</b>
<b>RETIROS</b>													
Cre	GCH	222.01	219.22	217.62	226.57	224.34	217.64	213.58	224.13	226.89	225.67	237.88	237.01
Electropaz	KEN	205.64	213.57	214.96	219.07	215.55	216.87	217.70	216.81	216.67	213.91	216.32	212.40
Elfeo	VIN69	27.82	29.66	30.11	29.25	30.00	30.90	30.75	28.55	30.31	27.78	31.15	32.30
Elfeo	CAT	11.75	9.51	10.17	12.06	12.15	12.45	10.86	13.99	12.98	12.05	10.63	9.06
Elfec	ARO	77.70	81.68	80.74	82.89	80.76	84.49	85.94	84.69	86.26	85.50	88.81	87.16
Elfec	VHE	30.47	32.56	32.85	34.67	32.71	28.33	27.63	29.09	29.74	28.69	29.23	28.39
Elfec	COB	2.87	4.14	3.05	4.34	3.84	5.94	4.83	4.66	4.76	4.67	1.24	1.24
Elfec	CHI	3.61	3.91	3.81	4.01	3.68	3.72	3.41	3.77	3.71	3.63	4.20	3.89
Cessa	ARJ	22.68	22.56	21.52	21.90	23.73	24.22	19.03	24.29	24.32	24.24	23.97	23.27
Cessa	MAR	0.01	0.00	0.01	0.01	0.06	0.04	0.04	0.02	0.06	0.03	0.01	0.00
Sepssa	POT	14.30	15.30	14.22	14.30	15.22	14.97	15.55	15.38	15.05	15.63	15.30	15.80
Sepssa	DDI	2.89	2.71	2.97	3.04	2.84	2.65	2.89	3.12	2.84	2.88	3.02	2.60
Sepssa	OCU	0.07	0.13	0.19	0.08	0.07	0.18	0.19	0.24	0.13	0.21	0.33	0.23
Sepssa	SAC	0.00	0.16	0.09	0.05	0.03	0.03	0.03	0.08	0.07	0.09	0.07	0.06
Sepssa	KAR	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01
Eresa	POT	8.07	8.30	8.88	8.99	9.20	9.63	8.87	9.34	9.54	9.16	8.52	8.35
Inti Raymi	VIN115	21.06	19.66	19.98	20.20	19.55	20.63	16.63	14.58	16.31	17.93	3.67	1.84
CM Vinto	VIN69	4.57	4.85	4.28	2.63	2.97	3.43	3.37	2.97	3.43	3.37	2.23	4.22
Coboce	COB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.16	3.13
<b>MÁXIMA</b>		<b>655.52</b>	<b>667.95</b>	<b>665.47</b>	<b>684.06</b>	<b>676.71</b>	<b>676.13</b>	<b>661.30</b>	<b>675.75</b>	<b>683.07</b>	<b>675.46</b>	<b>679.75</b>	<b>670.96</b>
Dia		Jueves 30	Jueves 27	Miércoles 26	<b>Martes 29</b>	Viernes 16	Martes 17	Martes 08	Viernes 22	Martes 23	Miércoles 08	Martes 11	Viernes 19
Hora		20:30	20:00	20:00	<b>19:30</b>	19:15	19:00	19:15	19:45	19:30	19:45	20:00	20:15



**STI: POTENCIA MAXIMA INSTANTANEA EN LOS PRINCIPALES TRAMOS (MW) - AÑO 2003**

	VIN-KEN	KEN-VIN	GCH-CAR	CAR-GCH	CAT-POT	POT-CAT	KAR-ARJ	ARJ-KAR	SJO-CAR	CAR-SJO
ENERO	75.8	88.7	0.0	117.3	21.8	10.6	11.9	9.0	93.7	124.0
FEBRERO	74.9	90.0	0.0	118.0	21.4	15.2	13.0	8.6	84.9	133.4
MARZO	36.0	89.4	0.0	117.3	19.7	12.2	11.3	6.4	96.0	86.1
ABRIL	61.4	85.8	0.0	124.0	24.0	9.6	7.1	11.6	75.6	90.0
MAYO	91.0	28.3	59.4	120.7	21.4	15.0	11.7	8.5	43.1	135.0
JUNIO	82.1	0.0	49.9	73.0	22.9	14.0	12.2	11.3	1.6	137.3
JULIO	86.9	53.7	66.1	63.1	21.4	19.7	12.1	15.0	35.6	135.5
AGOSTO	94.9	27.7	55.1	63.6	19.6	23.1	9.5	18.8	10.0	132.3
SEPTIEMBRE	98.3	22.7	67.9	76.7	17.3	24.2	6.9	19.3	0.0	130.7
OCTUBRE	101.0	57.5	55.6	77.4	19.6	20.7	10.2	18.1	44.5	131.4
NOVIEMBRE	73.1	92.5	25.0	120.7	20.4	18.0	11.9	15.9	48.9	136.3
DICIEMBRE	88.4	91.6	3.4	114.4	23.5	11.7	10.7	4.1	86.3	131.0
<b>MAXIMA</b>	<b>101.0</b>	<b>92.5</b>	<b>67.9</b>	<b>124.0</b>	<b>24.0</b>	<b>24.2</b>	<b>13.0</b>	<b>19.3</b>	<b>96.0</b>	<b>137.3</b>

## POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA FIRME EN EL AÑO 2003 (MW)

POTENCIA DE PUNTA			POTENCIA FIRME								
CONSUMIDOR	NODO	MW	GENERADOR	NODO	PERIODO						
					Del 01/1/03	Del 17/02/03	Del 28/04/03	Del 01/05/03	Del 28/05/03	Del 18/06/03	Del 01/11/03
					al 16/02/03	al 27/04/03	al 30/04/03	al 27/05/03	al 18/06/03	al 31/10/03	al 31/12/03
Cre	GCH	226.57	<b>Hidroeléctricas</b>								
Electropaz	KEN	219.07									
Elfec	ARO	82.89	Zongo y Achachicala	KEN	173.72	162.05	162.05	156.86	156.86	156.86	156.71
Elfec	VHE	34.67	Corani	COR	125.22	125.22	125.22	126.99	126.99	126.99	126.99
Elfeo	VIN69	29.25	Taquesi	KEN	75.87	75.87	75.87	74.91	74.91	74.91	82.70
Cessa	ARJ	21.90	Miguillas	VIN	17.39	17.39	17.39	17.41	17.41	17.41	17.23
Inti Raymi	VIN115	20.20	Yura	POT	17.01	17.01	17.01	17.18	17.18	17.18	17.18
Sepsa	POT	14.30	Kanata	ARO	7.23	7.23	7.23	7.13	7.13	7.13	7.13
Elfeo	CAT	12.06	<b>Sub-Total</b>								
Río Eléctrico	POT	8.99	<b>Termoeléctricas</b>								
Elfec	COB	4.34	Guaracachi	GCH	102.17	112.45	98.80	99.41	146.65	193.67	112.07
Elfec	CHI	4.01	Bulo Bulo	CAR	69.80	69.80	69.80	71.40	71.40	66.98	70.66
Sepsa	DDI	3.04	Carrasco	CAR	86.28	86.28	43.14	43.82	43.82	0.00	86.78
CM Vinto	VIN69	2.63	Aranjuez	ARJ	9.23	9.79	14.37	9.68	9.68	9.68	13.69
Sepsa	OCU	0.08	Karachipampa	KAR	10.79	10.79	10.79	11.07	11.07	11.07	0.00
Sepsa	SAC	0.05	Kenko	KEN	0.00	0.00	6.34	4.42	0.00	0.00	0.00
Sepsa	KAR	0.02	Valle Hermoso	VHE	0.00	0.00	42.27	51.20	8.76	8.75	13.53
Cessa	MAR	0.01									
Coboce	COB	0.00	<b>Sub-Total</b>								
<b>TOTAL (*)</b>			<b>684.06</b>	<b>TOTAL</b>	<b>694.71</b>	<b>693.88</b>	<b>690.28</b>	<b>691.48</b>	<b>691.86</b>	<b>690.63</b>	<b>704.67</b>

(\*) Martes 29 de abril de 2003 a Hs. 19:30

La Potencia Firme a partir del 1/11/2003 es estimada y corresponde a la Potencia de Punta prevista para el año 2004

## INDISPONIBILIDAD POR MANTENIMIENTOS (HORAS) - AÑO 2003

UNIDAD	GENERACION		TOTAL
	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	
ACH1	4.6	1223.3	1227.9
ACH2	4.6	1223.4	1227.9
ACH3	4.6	1223.4	1227.9
ANG1	52.0	6.2	58.2
ANG2	24.3	2.2	26.5
ARJ1	48.0	45.7	93.7
ARJ2	108.4	4.0	112.4
ARJ3	18.5	79.2	97.7
ARJ5	15.6	54.4	70.1
ARJ6	0.0	4.2	4.2
ARJ8	215.6	0.3	215.9
BOT1	86.9	4.8	91.7
BOT2	123.8	4.9	128.6
BOT3	87.0	5.1	92.1
BUL1	115.0	67.3	182.2
BUL2	256.8	41.4	298.2
CAH1	36.1	177.2	213.3
CAH2	17.1	177.3	194.4
CAR1	0.0	749.4	749.4
CAR2	114.5	18.6	133.1
CHJ	362.4	275.1	637.4
CHJ1	79.3	1446.0	1525.3
CHJ2	64.5	4125.3	4189.8
CHO1	18.6	18.5	37.0
CHO2	18.6	17.2	35.7
CHO3	18.7	16.9	35.6
CHU1	119.2	223.5	342.7
CHU2	105.6	188.0	293.6
COR1	49.8	19.2	69.0
COR2	39.8	9.6	49.3
COR3	62.5	2.2	64.7
COR4	43.0	1.7	44.7
CRB1	74.6	3.8	78.4
CUT1	137.0	19.3	156.3
CUT2	83.8	14.9	98.6
CUT3	128.9	14.5	143.4
CUT4	136.2	14.5	150.7
CUT5	71.2	16.8	88.0
GCH1	105.8	30.1	135.9

UNIDAD	GENERACION		TOTAL
	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	
GCH10	310.5	477.8	788.3
GCH2	64.2	33.1	97.3
GCH4	23.8	0.0	23.8
GCH6	34.9	301.5	336.4
GCH7	75.4	27.9	103.3
GCH8	68.7	71.0	139.6
GCH9	44.4	3180.2	3224.6
HAR1	197.6	222.5	420.2
HAR2	158.6	192.9	351.5
HUA1	25.4	292.2	317.6
HUA2	23.9	296.8	320.8
KAN1	21.4	43.7	65.1
KAR1	286.6	102.5	389.0
KEN1	0.0	289.0	289.0
KEN2	0.0	395.6	395.6
KIL1	1.8	648.7	650.5
KIL2	1.8	647.4	649.2
KIL3	1.8	681.2	683.0
LAN1	1.9	1122.9	1124.8
LAN2	1.9	328.7	330.6
LAN3	1.9	1108.4	1110.3
MIG1	68.1	1.9	70.0
MIG2	68.1	1.7	69.7
PUN1	407.0	116.2	523.2
SAI1	40.9	306.4	347.3
SIS1	37.5	1.8	39.3
SIS2	35.4	2.1	37.5
SIS3	34.3	2.2	36.4
SIS4	36.0	0.1	36.1
SRO1	1.9	1750.2	1752.0
SRO2	7.6	1763.4	1771.0
SRO3	0.0	1750.2	1750.2
TIQ1	5.0	0.4	5.4
VHE1	0.0	3.2	3.2
VHE2	0.0	0.3	0.3
VHE4	0.0	0.5	0.5
YAN1	282.0	471.7	753.8
ZON1	65.5	12.9	78.4

	TRANSMISION		TOTAL
	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	
ARJ-KAR	5.1	1.3	6.3
ARO-SIS	16.6	14.6	31.2
ARO-VHE	8.5	0.0	8.5
CAR-GCH	8.1	0.4	8.5
CAR-SJO	18.0	0.9	18.9
CHQ-PCH	3.9	1.3	5.2
COR-SIS	11.8	0.0	11.8
COR-VHE	20.3	0.1	20.4
KAR-POT	11.5	0.0	11.5
KEN-TIQ	0.0	0.0	0.0
KEN-VIN	0.0	0.5	0.5
POT-CAT	4.9	1.8	6.7
POT-PUN	4.7	0.1	4.8
PUN-TEL	0.0	0.0	0.0
SJO-SIS	16.0	0.0	16.0
SJO-VIN	9.8	4.5	14.2
T-1 VIN	9.9	0.0	9.9
TIQ-CUT	0.0	14.4	14.4
TIQ-HUA(TL13	0.0	23.8	23.8
TIQ-HUA(TL13	0.0	134.9	134.9
VHE-CAT	11.7	7.1	18.8
VHE-VIN	9.8	0.0	9.8
VIN-CAT	1.8	0.0	1.8

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

## FALLAS MAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACION Y TRANSMISION EN EL AÑO 2003

MES	DIA	HORA	COMPONENTE	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
FEB	17	1:55	TIQ-HUA (TL13A,TL13B)	Riada en el Valle de Zongo	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA, EMIRSA, CM VINTO
MAR	20	1:40	CAR-SJO, CAR-GCH	Descargas atmosféricas, relé de separación de áreas	CRE - Colapso total
MAY	12	19:02	BUL1	Sobrevoltaje en fases del generador	ELECTROPAZ, ELFEC, CRE, CESSA, EMIRSA, SEPSA, CM VINTO, ELFEO
MAY	24	3:57	KEN-CHQ.	Operación inadecuada de relé de protección	ELECTROPAZ
JUL	18	18:30	SIS-ARO	Rotura de cuello	ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, SEPSA, CESSA, EMIRSA, CM VINTO
AGO	2	17:49	KEN-CHQ	No determinada	ELECTROPAZ
SEP	2	13:42	VHE-CAT	Rotura conductor fase A seccionador en S/E COBOCE	ELFEC
SEP	8	3:04	BUL1, 2	Descarga atmosférica	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, CESSA, SEPSA,, ELFEO, EMIRSA
SEP	13	0:29	BUL2	Alta temperatura sistema de inyección de agua	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, CESSA, SEPSA,, ELFEO, CM VINTO
SEP	28	12:58	SJO-CAR	Descargas atmosféricas.	ELECTROPAZ, ELFEC, CESSA, SEPSA, ELFEO, EMIRSA, CM VINTO
SEP	29	18:51	GCH10	Falla transductor.	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, CESSA,, SEPSA,, ELFEO, CM VINTO
OCT	22	1:00	BUL1	Descarga atmosférica	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA y C.M VINTO
OCT	24	14:14	VIN-KEN	Descarga atmosférica	ELECTROPAZ
NOV	26	13:48	CAR-SJO	No determinada	ELECTROPAZ, COBEE, HIDROBOL, ELFEC, CORANI, VHE, SYNERGIA,, ELFEO, CESSA, SEPSA, EMIRSA, CM VINTO, COBOCE
DIC	11	21:55	CAR-SJO	Descarga atmosférica	ELFEC, ELECTROPAZ, ELFEO, CESSA, SEPSA, CM VINTO, EMIRSA
DIC	19	10:09	KEN-CHQ,KEN-AACH	Contacto Accidental	ELECTROPAZ
DIC	20	2:11	GCH9	Falla de válvula control de gas	CRE, ELFEC, ELECTROPAZ, ELFEO, CESSA, SEPSA, CM VINTO, COBOCE, EMIRSA
DIC	21	0:51	KEN-VIN,KEN-AACH	Conexión errónea en transferencia de disparo	CRE, ELFEO, ELECTROPAZ, ELFEC, CESSA, SEPSA, EMIRSA, COBOCE
DIC	22	11:37	KEN-CHQ	Descarga atmosférica	ELECTROPAZ, ELFEO, CESSA, SEPSA, CRE, CM VINTO, COBOCE, EMIRSA
DIC	24	5:58	KEN-CHQ	Caída estructura metálica	ELECTROPAZ

**COSTOS MARGINALES DE GENERACION (US\$/MWh) - AÑO 2003**  
(sin IVA)

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	4.36	4.33	4.30	5.50	4.89	5.12	5.14	5.38	5.54	5.54	11.95	5.99	5.51
2	4.30	4.29	4.29	4.74	4.82	5.02	5.03	5.25	5.47	5.46	11.42	6.01	5.37
3	4.26	4.29	4.28	4.73	4.79	4.97	4.99	5.18	5.42	5.43	11.18	5.65	5.30
4	4.26	4.31	4.28	4.72	4.79	4.99	5.00	5.13	5.40	5.35	9.84	5.30	5.19
5	4.25	4.34	4.28	4.73	4.78	5.01	5.01	5.11	5.39	5.36	9.49	5.01	5.15
6	4.26	4.36	4.29	6.64	4.80	5.06	5.03	5.29	5.51	5.36	9.76	5.02	5.35
7	4.32	4.70	4.41	8.79	5.25	5.46	5.29	5.55	5.69	5.62	9.84	5.39	5.76
8	4.97	5.09	4.69	9.64	5.75	5.91	5.48	6.75	5.81	5.77	11.22	6.00	6.30
9	6.80	6.98	4.80	10.10	6.03	5.95	5.87	6.89	6.19	6.49	13.49	5.92	6.93
10	7.49	7.31	4.82	10.37	6.08	6.67	5.95	7.24	6.90	6.54	17.22	6.20	7.45
11	7.50	7.24	4.77	10.45	6.12	6.70	5.97	7.29	7.82	6.92	18.46	5.98	7.64
12	6.89	6.92	4.77	10.48	6.46	6.38	6.00	7.29	6.98	6.94	18.79	6.07	7.52
13	6.56	5.81	4.79	10.25	6.14	6.04	5.99	6.99	7.63	6.66	18.11	5.93	7.26
14	6.89	6.08	4.72	10.11	6.42	6.04	5.94	6.97	7.27	6.62	17.74	5.91	7.25
15	8.22	7.42	4.73	11.14	6.88	6.47	6.06	7.38	8.35	8.91	17.45	5.79	7.98
16	8.24	7.36	4.73	11.47	6.90	6.84	6.06	8.43	9.01	8.74	16.57	5.58	8.13
17	7.49	6.71	4.73	11.60	6.85	6.15	6.02	7.77	7.27	8.47	16.47	5.80	7.73
18	7.16	6.04	4.72	11.94	8.00	7.52	6.07	7.43	7.26	7.46	16.16	5.83	7.78
19	7.11	9.49	10.85	16.25	9.58	9.43	6.39	8.78	12.16	9.55	10.77	5.37	9.75
20	13.23	14.31	12.99	16.14	8.92	7.65	6.07	9.37	13.28	10.53	16.75	6.86	11.18
21	12.63	13.99	11.89	15.98	8.22	7.21	6.01	8.09	10.50	9.70	17.05	6.96	10.49
22	10.14	10.66	6.56	13.88	6.56	6.30	5.77	5.87	8.27	7.40	15.34	6.72	8.40
23	5.35	5.53	4.62	9.04	5.58	5.52	5.33	5.48	5.89	5.82	12.63	6.41	6.24
24	4.41	4.56	4.24	7.14	5.09	5.22	5.23	5.48	5.64	5.56	13.55	6.22	5.82
<b>Promedio Ponderado</b>	<b>7.31</b>	<b>7.44</b>	<b>6.11</b>	<b>10.81</b>	<b>6.54</b>	<b>6.37</b>	<b>5.74</b>	<b>6.89</b>	<b>7.69</b>	<b>7.24</b>	<b>14.64</b>	<b>6.00</b>	<b>7.52</b>

**COSTOS MARGINALES DE ENERGIA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (US\$/MWh) (Sin IVA) - AÑO 2003**

AGENTE	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH	11.21	11.37	10.88	13.40	6.47	6.22	5.72	7.29	7.82	7.40	17.14	11.19	9.74
ELECTROPAZ	KEN	6.81	7.58	5.66	11.06	7.71	7.88	7.15	9.19	9.95	9.27	16.56	6.56	8.76
ELFEC	ARO	7.09	7.36	6.03	10.47	6.61	6.64	6.20	7.62	8.42	7.95	15.45	6.69	8.06
ELFEC	VHE	7.17	7.49	6.18	10.59	6.61	6.63	6.18	7.67	8.58	8.02	15.30	6.55	8.09
ELFEC	COB	6.42	7.01	5.83	10.06	6.59	6.65	6.24	7.31	7.90	7.63	15.68	6.69	7.30
ELFEC	CHI	6.98	7.18	6.00	10.28	6.40	6.27	5.81	7.40	8.10	7.55	14.67	6.40	7.82
ELFEO	VIN69	6.87	7.19	5.95	10.24	6.76	6.85	6.35	7.88	8.77	8.21	14.88	6.19	8.00
ELFEO	CAT	7.81	8.15	6.40	11.06	6.86	6.92	6.43	8.02	8.57	8.39	17.22	7.38	8.54
CESSA	ARJ	14.20	14.54	15.72	15.94	12.05	14.45	14.75	12.98	13.45	13.32	17.87	12.35	14.24
SEPSA	DDI	7.24	7.27	7.72	11.67	10.47	7.26	7.29	8.31	8.85	8.64	17.16	11.03	9.42
SEPSA	POT	7.57	8.02	8.01	12.38	10.68	7.43	7.43	8.69	9.35	8.99	17.71	10.91	9.79
ERESA	PUN	7.15	7.22	6.20	10.64	6.88	7.05	6.54	7.48	8.40	7.89	16.41	6.66	8.18
INTIRAYMI	VIN115	6.46	6.62	5.47	9.45	6.45	6.60	6.23	7.42	7.95	8.57	14.01	6.96	7.15
CM VINTO	VIN69	6.83	6.68	5.46	9.18	6.50	6.63	6.25	7.48	8.09	7.73	14.41	5.33	7.29
COBOCE	COB											15.15	6.28	10.56
<b>TOTAL MEM</b>		<b>8.69</b>	<b>9.03</b>	<b>7.88</b>	<b>11.79</b>	<b>7.19</b>	<b>7.20</b>	<b>6.67</b>	<b>8.22</b>	<b>8.86</b>	<b>8.36</b>	<b>16.53</b>	<b>8.58</b>	<b>9.07</b>

## PRECIOS MEDIOS MONOMICOS

	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/MWh	Peaje US\$/MWh	Monómico US\$/MWh
<i>CRE</i>	<b>9.62</b>	<b>16.67</b>	<b>3.95</b>	<b>30.24</b>
<i>ELECTROPAZ</i>	<b>10.31</b>	<b>15.05</b>	<b>3.70</b>	<b>29.06</b>
Retiros para Electropaz	8.18	19.68	4.80	32.66
Retiros para Elfeo	7.53	16.51	3.88	27.93
<i>TOTAL - Cobee</i>	<b>8.10</b>	<b>19.30</b>	<b>4.69</b>	<b>32.09</b>
Arocagua	8.11	17.05	3.94	29.10
V.Hermoso	8.13	21.94	5.06	35.13
Coboce	7.33	12.66	2.83	22.83
Chimore	7.87	20.85	5.12	33.83
<i>TOTAL - Elfec</i>	<b>8.07</b>	<b>18.05</b>	<b>4.17</b>	<b>30.30</b>
Vinto	8.84	19.11	4.53	32.47
Catavi	8.62	19.46	4.39	32.47
<i>TOTAL - Elfeo</i>	<b>8.73</b>	<b>19.28</b>	<b>4.46</b>	<b>32.47</b>
<i>INTI RAYMI</i>	<b>7.15</b>	<b>12.49</b>	<b>2.86</b>	<b>22.50</b>
<i>CM VINTO S.A.</i>	<b>7.30</b>	<b>9.29</b>	<b>2.22</b>	<b>18.81</b>
Compras Nodo Potosí	8.07	16.70	3.71	28.49
<i>TOTAL - Río Electrico</i>	<b>8.07</b>	<b>16.70</b>	<b>3.71</b>	<b>28.49</b>
Sacaca	8.21	23.20	5.41	36.82
Ocuri	8.33	11.08	2.52	21.94
Potosi	9.68	18.43	3.96	32.07
Don Diego	9.31	19.46	4.04	32.82
Complej. Karachipampa	8.66	21.19	4.51	34.36
<i>TOTAL - Sepsa</i>	<b>9.60</b>	<b>18.55</b>	<b>3.96</b>	<b>32.12</b>
Mariaca	8.77	6.22	1.30	16.29
Sucre	14.11	19.99	3.83	37.93
<i>TOTAL - Cessa</i>	<b>14.10</b>	<b>19.96</b>	<b>3.82</b>	<b>37.89</b>
<i>COBOCE</i>	<b>10.72</b>	<b>7.79</b>	<b>2.14</b>	<b>20.65</b>
<b>TOTAL MEM</b>	<b>9.08</b>	<b>17.35</b>	<b>4.08</b>	<b>30.51</b>

TIPO CAMBIO PROMEDIO 2003

7.65 Bs/US\$

**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES  
US\$/MPC (CON IVA)**

PLANTA	PERIODO		
	Nov/02-Abr/03	May/03-Oct/03	Nov/03-Abr/04
GUARACACHI (1)	1.30	0.41	1.30
GUARACACHI (2)	1.30	0.41	1.15
CARRASCO	0.45	0.45	0.41
BULO BULO	0.41	0.41	0.41
V. HERMOSO	0.90	0.45	0.41
ARANJUEZ	1.30	1.30	1.30
KARACHIPAMPA	0.41	0.41	0.45
KENKO	1.15	1.15	1.15
<b>Promedio</b>	<b>0.90</b>	<b>0.62</b>	<b>0.82</b>

**PRECIOS DE GAS NATURAL (US\$/MM BTU) SIN IVA**

MES	GUARACACHI (1)	GUARACACHI (2)	CARRASCO	BULO BULO	V. HERMOSO	ARANJUEZ	KARACHIPAMPA	KENKO
Enero	1.16		0.41	0.37	0.00	1.13	0.36	1.07
Febrero	1.16		0.41	0.37	0.00	1.14	0.36	1.07
Marzo	1.16		0.41	0.37	0.00	1.14	0.36	1.07
Abril	1.16		0.41	0.37	0.85	1.14	0.36	1.07
Mayo	0.37		0.41	0.37	0.42	1.14	0.36	1.07
Junio	0.37		0.41	0.37	0.42	1.15	0.36	1.06
Julio	0.38		0.42	0.37	0.42	1.14	0.36	1.06
Agosto	0.38		0.41	0.37	0.42	1.14	0.36	1.08
Septiembre	0.38		0.41	0.37	0.42	1.14	0.36	1.07
Octubre	0.38		0.41	0.37	0.42	0.14	0.36	1.07
Noviembre	1.22	1.08	0.38	0.37	0.38	1.13	0.39	1.06
Diciembre	1.21	1.07	0.38	0.37	0.38	1.14	0.39	1.06
<b>Promedio</b>	<b>0.78</b>	<b>1.08</b>	<b>0.41</b>	<b>0.37</b>	<b>0.34</b>	<b>1.06</b>	<b>0.37</b>	<b>1.07</b>



**HIDROLOGÍA REGISTRADA EN EL PERIODO SECO  
DEL AÑO 2003**

<b>Sistema Hidroeléctrico</b>	<b>Probabilidad de excedencia (%)</b>
Corani	98.2
Zongo	67.9
Taquesi	96.8
Miguillas	94.3
Yura	98.6

*Resultados basados en datos de los respectivos agentes generadores*