

**MEMORIA ANUAL DEL
COMITÉ NACIONAL
DE DESPACHO DE CARGA
Y
RESULTADOS DE
OPERACIÓN DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL**

2007

MEMORIA ANUAL 2007

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: cndc@cndc.bo
Sitio Web: www.cndc.bo

Cochabamba - Bolivia

ÍNDICE

1. PRESENTACIÓN
2. INFORMACIÓN GENERAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
3. INFORME DE LA GESTIÓN 2007
4. ESTADOS FINANCIEROS DEL CNDC
5. DICTAMEN DEL AUDITOR

1. PRESENTACIÓN

El Comité Nacional de Despacho de Carga tiene el agrado de presentar la Memoria Anual de sus actividades desarrolladas en la gestión 2007 y los Estados Financieros correspondientes.

Las actividades del CNDC en esta gestión se han desarrollado de acuerdo al Plan Operativo Anual y el Presupuesto económico correspondiente. En el año 2007 el CNDC ha continuado desempeñando sus funciones con eficiencia, ajustándose al marco normativo vigente. Sus actividades han sido objeto de seguimiento permanente de todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista y supervisión de la Superintendencia de Electricidad.

En esta gestión, el CNDC ha prestado especial atención al despacho de carga para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica al SIN en condiciones normales y para superar algunos problemas como ser: las limitaciones de gas natural en las centrales de Valle Hermoso y Kenko, indisponibilidades no previstas, variación de la hidrología, además de un alto crecimiento de la demanda.

Las actividades principales del CNDC pueden medirse por los indicadores operativos. En este sentido debe mencionarse que en el año 2007, el despacho de carga previsto se ha cumplido en un 95%, los precios de nodo reales equivalen al 90% de los precios previstos, los embalses han operado con una variación mensual máxima de 2% respecto a lo programado. Estos índices son considerados adecuados dadas la cantidad y diversidad de parámetros variables que regularmente se manejan en el despacho de carga.

Por otra parte, el CNDC ha coadyuvado activamente para la incorporación de nuevas instalaciones al SIN así como de nuevos consumidores. En esta gestión se han incorporado al CNDC un Agente Consumidor (Minera San Cristóbal) y dos Agentes Generadores (Guabirá Energía y Servicios de Desarrollo de Bolivia).

A raíz de una falla en la línea Vinto – Mazocruz de 230 kV, que derivó en un colapso total en el área Norte, se han realizado ajustes a los sistemas de protección que evitarán nuevos colapsos a esa área y maximizarán la producción hidroeléctrica en el área Norte. Así mismo, se ha implementado un esquema de desconexión automática de carga en Minera San Cristóbal para reducir los efectos de cortes en la línea de 230 kV Santiváñez - Sucre - Punutuma a los demás consumidores del área Sur.

La Empresa Transportadora de Electricidad (TDE) ha continuado ejecutando el proyecto de renovación del sistema SCADA, herramienta importante que utiliza el CNDC para las tareas de supervisión en tiempo real. A fines de la gestión se realizaron las pruebas de funcionamiento, mientras que los Agentes completaban sus señales a este sistema.

Ante la ausencia de un plan de expansión óptimo del SIN, durante la gestión 2007 el CNDC inició acciones para procurar llenar ese vacío y adquirió modelos de planificación. En la siguiente gestión se realizarán varias tareas en este campo.

Una tarea permanente que se realizó en esta gestión es la actualización de Normas Operativas por ser la base para el desempeño de las funciones del CNDC. Merecen destacarse las Normas de Precios de Potencia, de Mantenimientos y de Indisponibilidad de Unidades Generadoras.

Al no haber coincidencia con los Agentes involucrados sobre la metodología de medición de la capacidad de unidades generadoras, el CNDC contrató los servicios de consultoría para elaborar el procedimiento técnico y la correspondiente Norma Operativa.

En el esfuerzo de mejorar la confiabilidad del sistema interconectado, y una vez que se actualizaron los sistemas de regulación de velocidad y tensión de unidades generadoras, el CNDC contrató los servicios de una reconocida firma para revisar los parámetros de desempeño mínimo del SIN, los resultados de este estudio están siendo evaluados para su posterior aprobación.

En la gestión 2007, y por tercer año consecutivo, el CNDC ha ratificado la certificación en el Sistema de Gestión de la Calidad, basado en la Norma Internacional ISO 9001:2000. Este sistema ha facilitado la aplicación continua de mejoras a los procesos técnicos y administrativos del CNDC, en especial en aspectos operativos.

En el año 2008 el CNDC debe extremar sus recursos para operar el sistema con menor reserva operativa que la establecida en las condiciones de desempeño mínimo vigentes, ello porque la demanda crecerá en más de 8%, no se ampliará el parque generador y existen riesgos de restricciones de gas natural a las centrales generadoras del occidente del país.

Debe destacarse el hecho que los resultados alcanzados por el CNDC en la gestión 2007 han sido posibles gracias al esfuerzo y dedicación de los miembros del Comité de Representantes y del personal de la Unidad Operativa.

Ing. Nelson Caballero V.
PRESIDENTE CNDC

Marzo, 2008

2. INFORMACIÓN GENERAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

Creación y Funciones

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:

- 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.

Adicionalmente, el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico asigna al CNDC funciones de Administrador del Mercado, en especial en lo que se refiere a las normas operativas, precios de energía en alta tensión, evaluación de proyectos de expansión, identificación de problemas potenciales del Mercado y otros.

El CNDC inició sus funciones el 22 de febrero de 1996 y su domicilio legal está ubicado en la calle Colombia N° O-655 de la ciudad de Cochabamba, Bolivia.

Organización

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

El Comité de Representantes está conformado por un representante de las empresas de Generación, de Transmisión y de 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 sistemas eléctricos de potencia; 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.

Comité de Representantes en la Gestión 2007

Por la Superintendencia de Electricidad	Titular	Ing. Nelson Caballero V.
	Alternos	Ing. Joaquín Rodríguez G.
Por las Empresas Generadoras	Titular	Ing. José Antonio Ramírez M.
	Alternos	Ing. Juan Carlos Andrade A.
Por las Empresas Transmisoras	Titular	Ing. Julio Miguel Torrico T.
	Alternos	Ing. Germán Rocha M.
Por las Empresas Distribuidoras	Titular	Lic. Luis Algarañaz C.
	Alternos	Ing. Gastón Moreno T.
Por los Consumidores No Regulados	Titular	Ing. Rodolfo B. Aguirre
	Alternos	Ing. Mario Peredo F.

Personal Ejecutivo de la Unidad Operativa

Gerente	Ing. Jorge Cordero Z.
Planificación Operativa	Ing. Orlando Álvarez P.
Despacho de Carga	Ing. Jaime de la Zerda M.
Análisis de sistemas de potencia	Ing. Humberto Burgos C.
Post despacho	Ing. Arturo Iporre S.
Informática	Ing. Gerardo Cáceres G.
Administración	Sr. Wilfredo Hinojosa S.

3. INFORME DE LA GESTIÓN 2007

Las funciones básicas del CNDC se pueden agrupar en:

- Planificar la operación del sistema eléctrico, considerando la oferta y demanda actual y la prevista para el mediano plazo, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible.
- Coordinar la operación del conjunto de instalaciones de generación y transmisión disponibles en el sistema interconectado nacional, de modo que el abastecimiento de energía sea seguro, confiable y de mínimo costo.
- Valorizar las transferencias de electricidad entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista y determinar los pagos por concepto de peajes de transmisión.
- Informar sobre la operación integrada del SIN y sobre la administración del Mercado Eléctrico Mayorista.

Para cumplir dichas funciones, el CNDC ha desarrollado durante la gestión 2007, varias actividades que se resumen a continuación.

Planificación de la Operación

En la gestión de 2007 se han realizado estudios semestrales de planificación de la operación, con un horizonte de 4 años, sobre la base de la información de oferta y demanda de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. En general, los resultados permiten prever que en el año 2008 el sistema podría enfrentar dificultades en el abastecimiento de energía por ausencia de proyectos de generación que acompañen el crecimiento de la demanda.

Por otra parte, de acuerdo con la normativa vigente, mensualmente se ha analizado y actualizado los programas de operación para el semestre en curso. Estos análisis muestran que las desviaciones del despacho de carga realizado frente a lo programado en el año 2007 se mantuvieron en el margen de 5%, lo que se considera admisible.

Para atender el incremento de la demanda en el área sur debido a la conexión de los centros mineros San Bartolomé y San Vicente, el CNDC ha realizado estudios de refuerzos de transmisión en esa área. Sobre la base de dichos estudios, el ente regulador aprobó a la TDE la ejecución de refuerzos en las subestaciones de Potosí, Punutuma y Atocha.

Los estudios de la programación de mediano plazo (2007 - 2011) no prevén la puesta en servicio de proyectos de generación o transmisión para el área Norte (La Paz). Por esta razón, se ha realizado un estudio sobre las condiciones probables de suministro de energía a La Paz en los próximos años y la necesidad de construir una nueva línea de transmisión a esa área.

En esta gestión el CNDC ha determinado realizar estudios de expansión óptima del sistema eléctrico, de modo de tener un mayor respaldo sobre proyectos que deben ser analizados de

acuerdo con la normativa vigente y estar en condiciones de recomendar nuevos proyectos. Para ese efecto, se adquirió el modelo de programación OPTGEN, que será la herramienta básica para tareas de planificación de la expansión a partir del año 2008.

Coordinación de la Operación y Despacho de Carga

La coordinación de la operación y el despacho de carga durante la gestión 2007 han sido exitosos ya que fue posible superar los problemas originados por las restricciones de gas natural a la central Valle Hermoso, la capacidad limitada de transmisión entre Carrasco y Cochabamba hasta fines de agosto y la indisponibilidad forzada por más de 8 meses de la unidad BUL01 (cuya capacidad equivale al 5% de la máxima potencia generada en el SIN). La coordinación de mantenimientos fue determinante para evitar problemas en el abastecimiento de energía al SIN.

En la gestión de 2007 se registraron 3 colapsos totales: 2 en La Paz y 1 en Santa Cruz. Los análisis de estas fallas determinaron acciones para evitar su repetición en el futuro. En La Paz se instaló un sistema de desconexión de generación automática para evitar colapsos ante fallas de la línea Mazocruz - Vinto en los periodos de alto flujo de potencia hacia el área central; con ello se evitará la repetición de fallas como la registrada el 7 de abril.

En esta gestión continuaron las restricciones de gas natural a la central Valle Hermoso en la época seca. Frente a un consumo potencial de 23 MMPCD, solamente dispuso de 17.6 MM PCD, lo que determinó la necesidad de recurrir a otras unidades más caras para cubrir la demanda.

Los problemas presentados durante la operación han afectado a la confiabilidad en el sistema e incrementado el costo marginal de generación. El CNDC tuvo que extremar recursos para cubrir la demanda recurriendo a la generación con unidades Dual Fuel, cuyo costo es sustancialmente superior al de las unidades a gas.

La Empresa de transmisión TDE, continuó ejecutando el proyecto de renovación del sistema SCADA. Con este proyecto, que será puesto en operación comercial el año 2008, el CNDC contará, mediante contrato de alquiler del SCADA, con un moderno sistema de adquisición de datos para la supervisión en tiempo real y análisis de la operación fuera de línea.

Nuevas Instalaciones

Dentro de sus atribuciones, el CNDC ha realizado los análisis técnicos y económicos de nuevas instalaciones que los Agentes del MEM conectaron al Sistema en el año 2007. Esta tarea consiste en verificar el cumplimiento de las condiciones técnicas y comerciales establecidas en las normas operativas 8, 11, 30 y otras, así como en la supervisión de la puesta en operación de esas instalaciones. Las instalaciones incorporadas el año 2007 son las siguientes:

- Transformador de 37 MVA en la subestación 1 de Mayo, de CRE.
- Transformador de 16 MVA en la subestación Alto Achachicala, de ELECTROPAZ.
- Turbina a gas de 63 MW (GCH11) en la central Guaracachi, de EGSA
- Transformador de 3 MVA en la subestación Velarde 2, de SEPSA.
- Línea Carrasco - Santiváñez en 230 kV, de TDE
- Central hidroeléctrica Quehata de 1.9 MW, de SDB.
- Central a Vapor de 16 MW, de GUABIRA ENERGIA.
- Transformador de 25 MVA en la subestación Cañoto, de CRE

Así mismo, se autorizó la conexión definitiva de Minera San Cristóbal, luego de haber concluido la segunda etapa de pruebas de puesta en servicio. Debido a la configuración radial de alimentación a la mina y para minimizar el riesgo de colapso del área Sur, fue necesario implementar un sistema de interdisparos para retirar toda su carga cuando salga de servicio la línea Santiváñez - Sucre o la línea Sucre - Punutuma.

Confiabilidad

Uno de los principales objetivos del CNDC es el de procurar la mejora continua de la confiabilidad del sistema y cumplir las condiciones de desempeño mínimo. En este sentido, en la gestión de 2007 el CNDC contrató los servicios de consultoría especializada para la revisión de los parámetros de desempeño mínimo relacionados con la asignación de la reserva rotante, las características de los reguladores de velocidad y voltaje y de las necesidades de equipos estabilizadores de potencia. A fines de la gestión de 2007, el estudio estaba siendo concluido y permitirá una mejor especificación de los reguladores para asegurar el cumplimiento de las condiciones mínimas de operación.

Sobre la base de un estudio anterior contratado por el CNDC para la revisión de los reguladores de tensión y velocidad de gobernadores de unidades generadoras, se ha instruido a las empresas COBEE y HB adecuar sus equipos para mejorar la respuesta de sus generadores. Ambas empresas están realizando las acciones necesarias con los fabricantes para implementar los cambios en la siguiente gestión.

El sistema de transmisión del área sur es actualmente insuficiente para garantizar una adecuada calidad y confiabilidad de suministro de energía debido al rápido crecimiento de la demanda. Esta situación ha determinado que el CNDC realice varios estudios de refuerzos al sistema. En este sentido, merece destacarse los estudios realizados por el CNDC respecto a la definición de nuevas instalaciones para reforzar las áreas de Potosí y de Punutuma.

Para corregir los problemas en el despeje y reconexión automática de fallas monofásicas en las líneas Santiváñez - Sucre y Sucre - Punutuma, el CNDC requirió a ISA Bolivia instale

reactores de neutro en las subestaciones correspondientes, entre tanto esa empresa habilitó una solución temporal consistente en la desconexión y reconexión automática de la fase correspondiente en los reactores.

En general, las medidas adoptadas por los Agentes por recomendación del CNDC, así como la nueva línea entre Carrasco y Santiváñez permiten contar actualmente con un sistema eléctrico mucho más sólido que en años anteriores.

Transacciones Económicas

Los documentos de transacciones económicas mensuales y de reliquidación por potencia de punta de la gestión 2007 han sido aceptados por los Agentes del Mercado.

En esta gestión se ha realizado una campaña de verificación de los sistemas de medición utilizados para establecer las transacciones de energía entre Agentes. Se encontró que el 10% de los medidores estaban fuera del rango admisible, los cuales estaban siendo ajustados o reemplazados por los propietarios.

Actualización de Normas Operativas

En la gestión 2007 se ha continuado actualizando las Normas Operativas a las nuevas condiciones del sistema. Las normas aprobadas por la Superintendencia de Electricidad en este año son: Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta"; N° 17 "Protecciones"; N° 7 "Indisponibilidad de Unidades Generadoras"; N° 5 "Programación y Coordinación de Mantenimientos"; N° 10 "Transacciones Económicas de Agentes del MEM que operan fuera del Sistema Troncal de Interconexión" y N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión".

A fines de la gestión estaba en elaboración la Norma Operativa para medición de capacidad de unidades generadoras, trabajo que se realiza con apoyo de consultores.

Sistema de Información

El medio de difusión de la información emitida por el CNDC a los Agentes del Mercado es su sitio WEB, por esta razón permanentemente este sitio es actualizado y mejorado. En la gestión de 2007 se ha incorporado nueva información tanto en la sección pública como en la reservada a los Agentes del MEM.

Sistema de Gestión

En el año 2007, se ha continuado aplicando el Sistema de Gestión de Calidad basado en la Norma ISO 9001:2000. En febrero de 2008 se realizó la auditoría externa a cargo de UNIT habiendo verificado su conformidad que el sistema de gestión de calidad de la UO es conforme con la norma ISO 9001:2000 y ratifica la renovación de la certificación por la gestión 2008 - 2010, una vez que se concluyan las gestiones pertinentes con el Auditor.

Administración

Las actividades administrativas de recursos humanos, compras de bienes, contratación de servicios, etc. se han desarrollado normalmente. La capacitación del personal de la Unidad Operativa del CNDC ha continuado en especial en materia de operación de sistemas eléctricos, estabilidad y control de sistemas de potencia, protecciones, etc. Así mismo, se ha realizado visitas a otros centros de control y a instalaciones de las empresas eléctricas del SIN.

Resultados Económicos

El CNDC opera sobre la base de un plan operativo anual y su respectivo presupuesto. En la gestión 2007, la ejecución presupuestaria fue del 85%. 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

Estado de Ejecución Presupuestaria por el año terminado en Diciembre 31, 2007 (Expresado en Dólares Estadounidenses)

EGRESOS	PRESUPUESTO APROBADO	PRESUPUESTO NETO	EJECUTADO	SALDO
Salarios	1,198,119	1,198,119	1,157,875	40,244
Alquileres	695,985	605,507	316,301	289,206
Consultoría	245,000	240,970	171,861	69,109
Capacitación	28,000	26,613	31,017	(4,404)
Servicios	84,950	77,557	71,347	6,210
Gastos del Comité	56,360	53,441	58,839	(5,398)
Materiales	9,400	8,178	8,699	(521)
Gastos varios	11,000	9,798	9,674	124
Inversiones	96,200	95,160	92,044	3,116
Subtotal	2,425,014	2,315,343	1,917,657	397,686
Impuestos no Compensados	337,076	337,076	329,843	7,233
Total	2,762,090	2,652,419	2,247,500	404,919

Estado de Resultados al 31 de Diciembre (Expresado en Bolivianos)

	2007	2006
		(Reexpresado)
INGRESOS DE OPERACIÓN		
Cuotas Ordinarias Agentes	16,549,887	13,411,728
Total Ingresos	16,549,887	13,411,728
EGRESOS DE OPERACIÓN		
Gastos de Administración	(7,625,294)	(7,480,524)
Costo de Operación en Despacho	(7,595,146)	(7,203,019)
Costos Financieros	(2,169)	(2,749)
Total Egresos de Operación	(15,222,609)	(14,686,292)
(Pérdida) Utilidad Operativa	1,327,278	(1,274,564)
OTROS INGRESOS (EGRESOS)		
Intereses Percibidos	31,954	176,795
Ingresos Varios	22,538	433
Ingreso de Gestiones Anteriores	942	519
Egresos de Gestiones Anteriores	(3,504)	-
Gastos Varios	(59,679)	(56,726)
Costos no Operativos	(11,779)	-
Rendimientos Financieros	226,570	26,506
Excedentes Presupuestarios	2,162,350	3,374,488
Resultado por Exposición a la Inflación	20,498	(85,101)
Total Otros Ingresos	2,389,890	3,436,914
UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO	3,717,168	2,162,350

**Balance General al 31 de Diciembre
(Expresado en Bolivianos)**

	2007	2006
		(Reexpresado)
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Disponible	4,935,095	1,259,012
Disponible Comprometido	333	3,082,541
Cuentas por Cobrar Agentes	1,749,733	1,551,720
Anticipo Impuestos	562	67,233
Cuentas por Cobrar al Personal	65,955	47,631
Intereses por Cobrar	-	62,262
Cuentas por Cobrar Varios	46,925	-
Total Activo Corriente	6,798,603	6,070,399
ACTIVO NO CORRIENTE		
Activo Fijo Neto	1,236,951	1,225,469
Inversiones	82,069	82,069
Total Activo no Corriente	1,319,020	1,307,538
TOTAL ACTIVO	8,117,623	7,377,937
PASIVO Y PATRIMONIO NETO		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas por Pagar Agentes	232,324	233,184
Proveedores	950,213	523,608
Tarjetas de Crédito		
Cuentas por Pagar Varios	4,494	1,534
Obligaciones Tributarias	216,299	212,231
Obligaciones Sociales	770,790	726,584
Total Pasivo Corriente	2,174,120	1,697,141
PASIVO NO CORRIENTE		
Previsión para Indemnizaciones	848,194	2,185,138
Total Pasivo no Corriente	848,194	2,185,138
TOTAL PASIVO	3,022,314	3,882,279
PATRIMONIO NETO		
Reserva Patrimonial	1,000,000	1,000,000
Reserva por Resultado de Inversiones	378,141	333,308
Resultado de la Gestión	3,717,168	2,162,350
TOTAL PATRIMONIO	5,095,309	3,495,658
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	8,117,623	7,377,937

Estado de Flujo de Efectivo al 31 de Diciembre (Expresado en Bolivianos)

	2007	2006
		(Reexpresado)
FONDOS ORIGINADOS EN LAS OPERACIONES:		
Resultado de la Gestión	3,717,168	2,162,350
Cargos (Abonos) a Resultados que no Significan Movimiento de Efectivo:		
Depreciación Activo Fijo	715,432	622,161
Previsión para Indemnizaciones	554,503	713,758
Reclasificación de Cuentas Patrimoniales	(2,252,565)	(3,395,499)
<i>Resultado por Exposición a la Inflación</i>	<i>123,456</i>	<i>49,461</i>
	2,857,994	152,231
Cambios en Activos y Pasivos que Originan Movimiento de Fondos		
<i>Disminución (Aumentos) en Activo Corriente:</i>		
Cuentas por Cobrar Agentes	(198,013)	404,168
Anticipo Impuestos	66,671	(48,841)
Cuentas por Cobrar al Personal	(18,324)	(15,500)
Intereses por Cobrar	62,262	(770)
Cuentas por Cobrar Varios	(46,925)	19,256
<i>Aumento (Disminución) en Pasivo Corriente:</i>		
Pago de Beneficios Sociales	(1,994,010)	(1,882,621)
Cuentas por Pagar Agentes	(860)	415
Proveedores	426,605	396,901
Obligaciones Tributarias	4,068	19,058
Obligaciones Sociales	44,206	55,842
Tarjetas de Crédito	-	(4,522)
Cuentas por Pagar Varios	2,960	320
Total Fondos Provenientes de las Operaciones	1,206,634	(904,063)
Flujo Originado en Actividades de Inversión		
Adiciones de Activo Fijo Neto	(612,759)	(604,085)
Total Fondos Aplicados a Actividades de Inversión	(612,759)	(604,085)
Incremento (Disminución) de Efectivo del Ejercicio	593,875	(1,508,148)
Disponibilidades al Inicio del Periodo Reexpresado	4,341,553	5,849,701
DISPONIBILIDADES AL CIERRE DEL PERIODO	4,935,428	4,341,553

Notas a los Estados Financieros

1. Naturaleza y Objeto

El Comité Nacional de Despacho de Carga es una entidad sin fines de lucro, fue creado según lo dispone el Artículo 18 de la Ley 1604 (Ley de Electricidad) de diciembre 21, 1994, el cual está reglamentado a través del Decreto Supremo N° 24043, el domicilio legal del Comité se encuentra en la ciudad de Cochabamba.

La Dirección esta a cargo de un Comité conformado por representantes de la Superintendencia de Electricidad y agentes del Mercado Eléctrico Mayorista:

- Empresas Generadoras
- Empresas Distribuidoras
- Empresas Transportadoras
- Consumidores No Regulados

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

- Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, con el objeto de satisfacer la demanda, mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo.
- Realizar el despacho de carga en tiempo real 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 por la Ley de Electricidad para presentarlos a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación respectiva.
- 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 esta Superintendencia.

Las actividades del Comité se rigen mediante un sistema de administración contable independiente y su organización y funcionamiento se rigen según la Ley 1604, sus reglamentos, estatutos y manuales.

Los costos de funcionamiento del Comité son cubiertos por todos los agentes del mercado eléctrico mayorista. Para tal efecto, el Comité aprueba un presupuesto anual de gastos y define las cuotas mensuales a ser facturada a los agentes por servicios de despacho de carga en función a las transacciones económicas de los agentes en el mes respectivo. Según lo establecido en el Artículo 3 del Estatuto del Comité Nacional de Despacho de Carga, su duración es indefinida.

2. Prácticas Contables

Los estados financieros son preparados en moneda constante reconociendo en forma integral los efectos de la inflación. Los criterios han seguido los lineamientos generales establecidos en la Norma de Contabilidad N° 3, emitida por el Consejo Técnico Nacional del Colegio de Auditores de Bolivia, en concordancia con los principios de contabilidad generalmente aceptados. De acuerdo con esa norma, el índice utilizado para actualizar por inflación los rubros no monetarios del balance general y las cifras del estado de resultados, es la variación en la cotización del boliviano respecto al dólar estadounidense. Las variaciones netas resultantes de este ajuste deben presentarse en la cuenta de resultados Ajuste por inflación y tenencia de bienes.

Las cifras de los estados financieros del año 2006, han sido reexpresadas en base a la variación en la cotización oficial del dólar estadounidense vigente a diciembre 31, 2007, únicamente para efectos comparativos.

Las inversiones corresponden a cinco líneas telefónicas en la Cooperativa de Teléfonos de Cochabamba (COMTECO), a valores de costo, actualizados en función a la variación en la cotización oficial del dólar estadounidense respecto al boliviano.

El activo fijo esta valuado a su costo. Todos los valores de los bienes y las depreciaciones acumuladas son actualizados, en función a la variación en la cotización oficial del dólar estadounidense respecto al boliviano.

El método de depreciación es el de la línea recta en base a tasas de depreciación que se consideran suficientes para extinguir sus valores durante la vida útil estimada de los bienes.

Los gastos en reparaciones y mantenimiento que no extienden la vida útil de los bienes son debitados a resultados del año en que se incurren.

Las diferencias de cambio que surgen por la tenencia de activos y pasivos en moneda extranjera, se aplican a ingresos y egresos en la cuenta Ajuste por inflación y tenencia de bienes.

La previsión para indemnizaciones al personal, se constituye para todo el personal en la proporción de un mes de sueldo por cada año de servicios. De acuerdo con la legislación laboral vigente en el país, los empleados retirados sin justificación o que hubieran cumplido cinco años de servicios, son acreedores a esta indemnización. Las previsiones registradas a las fechas de cierre cubren adecuadamente la contingencia.

El patrimonio neto, al cierre de cada año se actualiza en base al patrimonio neto establecido al cierre del año anterior, en función de la variación en la cotización oficial del dólar estadounidense respecto a la moneda local ocurrida entre ambas fechas. Las cuentas patrimoniales incluyendo la utilidad y/o pérdida, se actualizan independientemente con débito a la cuenta de ingresos y egresos Ajuste por inflación y tenencia de bienes.

Los ingresos y egresos se contabilizan por el método de lo devengado.

5. DICTAMEN DEL AUDITOR

Delta Consult Ltda.
Auditores y Consultores

an independent member of



Latinoamérica

DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

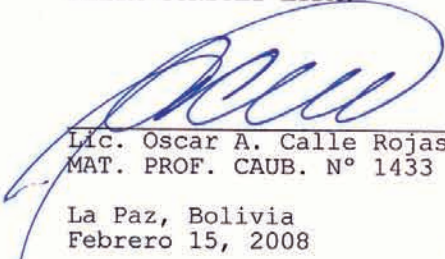
A los señores Representantes del
Comité Nacional de Despacho de Carga

Hemos examinado el balance general del Comité Nacional de Despacho de Carga a diciembre 31, 2007 y 2006, y los correspondientes estados de resultados, evolución del patrimonio neto y flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas que se acompañan. Estos estados financieros son responsabilidad de la gerencia del Comité. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestra auditoría. Los estados financieros del Comité Nacional de Despacho de Carga a diciembre 31, 2006, fueron examinados por otros auditores, cuyo informe de febrero 14, 2007, expresó una opinión sin salvedades sobre esos estados.

Efectuamos nuestro examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Bolivia. Esas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener una seguridad razonable respecto a si los estados financieros están libres de presentaciones incorrectas significativas. 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 a diciembre 31, 2007 y 2006; 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.

DELTA CONSULT LTDA.


Lic. Oscar A. Calle Rojas
MAT. PROF. CAUB. N° 1433

(Socio)

La Paz, Bolivia
Febrero 15, 2008



Oficina La Paz:
calle Mendez Arcos N° 831
Edificio Delta 3er Piso
T (591) - 2 - 2427222
F (591) - 2 - 2419555
E deltaconsult@dcl.com.bo
Casilla 7514

Oficina Santa Cruz:
Av. San Martín, calle Fermín
Peralta N° 110, Equipetrol Norte
T (591) - 3 - 3454756
F (591) - 3 - 3454756
E deltascruz@dcl.com.bo
Casilla 7089

www.dcl.com.bo



**RESULTADOS DE OPERACIÓN
DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL
2007**

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	25
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	25
<i>El Sistema Eléctrico</i>	25
<i>Características del Sistema Interconectado Nacional (SIN)</i>	26
DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA	28
OFERTA DE GENERACION	31
<i>Capacidad de Generación</i>	31
OFERTA DE TRANSMISIÓN	34
DESPACHO DE CARGA	35
<i>Ejecución de la Programación del Despacho de Carga</i>	36
<i>Producción de Energía</i>	37
<i>Inyecciones de Energía</i>	40
<i>Potencia Máxima Transmitida</i>	41
<i>Potencia Firme de Generación y Potencia de Reserva Fría</i>	41
DESEMPEÑO DEL SISTEMA	43
PRECIOS EN EL MERCADO SPOT	45
<i>Costos Marginales de Generación</i>	45
<i>Precios de Energía en el Mercado Spot</i>	46
<i>Precios de Potencia en el Mercado Spot</i>	47
<i>Precios de Transporte en el STI</i>	47
<i>Precios Medios Monómicos</i>	48
TRANSACCIONES ECONÓMICAS	48
<i>Fondos de Estabilización</i>	50
ESTADÍSTICA DEL PERIODO 1996 – 2007	52
ÍNDICE DE ANEXOS	59
<i>AÑO 2007</i>	60
<i>PERIODO 1996 – 2007</i>	79

PRESENTACIÓN

La operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante la gestión de 2007 fue normal, ya que en general, el despacho de carga se realizó cumpliendo los niveles de confiabilidad establecidos en la normativa y a costo mínimo.

En el año 2007 la demanda de potencia se incrementó en 82.3 MW (10.1%), el más alto incremento de los últimos 10 años debido al crecimiento natural de los sistemas existentes y a la incorporación de Minera San Cristóbal. El consumo de energía se incrementó en 380.6 GWh (8.8%) también el más alto de los últimos 10 años pero algo menor que el crecimiento de la potencia, debido a que Minera San Cristóbal normalizó su consumo recién en el mes de octubre.

Por su parte, la oferta de generación y transmisión se incrementó significativamente con la puesta en servicio de unidades termoeléctricas e hidroeléctricas con una capacidad total de 81.9 MW, lo cual posibilitó la operación con márgenes de reserva adecuados. El sistema de transmisión añadió un refuerzo de mucha importancia con la línea Carrasco - Santiváñez en 230 kV, lo cual permitirá transmitir mayor potencia del oriente al occidente del país en los periodos de baja hidrología.

La producción hidroeléctrica alcanzó niveles normales ya que el régimen hidrológico estuvo próximo al promedio histórico (57% de probabilidad de excedencia). La generación complementaria de unidades termoeléctricas aumentó en el año 2007 en 10% hasta 2,607 GWh, que fueron generados principalmente en las centrales de Guaracachi y Carrasco.

Por sus características eléctricas de las centrales de generación y las condiciones de oferta de energía de las mismas, el nivel de confiabilidad del suministro de energía en el área Norte no es el óptimo. Esta condición derivó en dos colapsos a raíz de fallas en la línea Vinto - Kenko. Para minimizar dichos colapsos, las empresas generadoras del área norte implementaron un esquema de desconexión automática de generación y están modificando sus sistemas de regulación de velocidad y tensión en las unidades generadoras. Así mismo, se instalará un sistema de desconexión automática de carga.

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 2007 que se presentan en este documento, se basan en los datos difundidos mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga en dicha gestión.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

El Sistema Eléctrico

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el sistema eléctrico con 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.

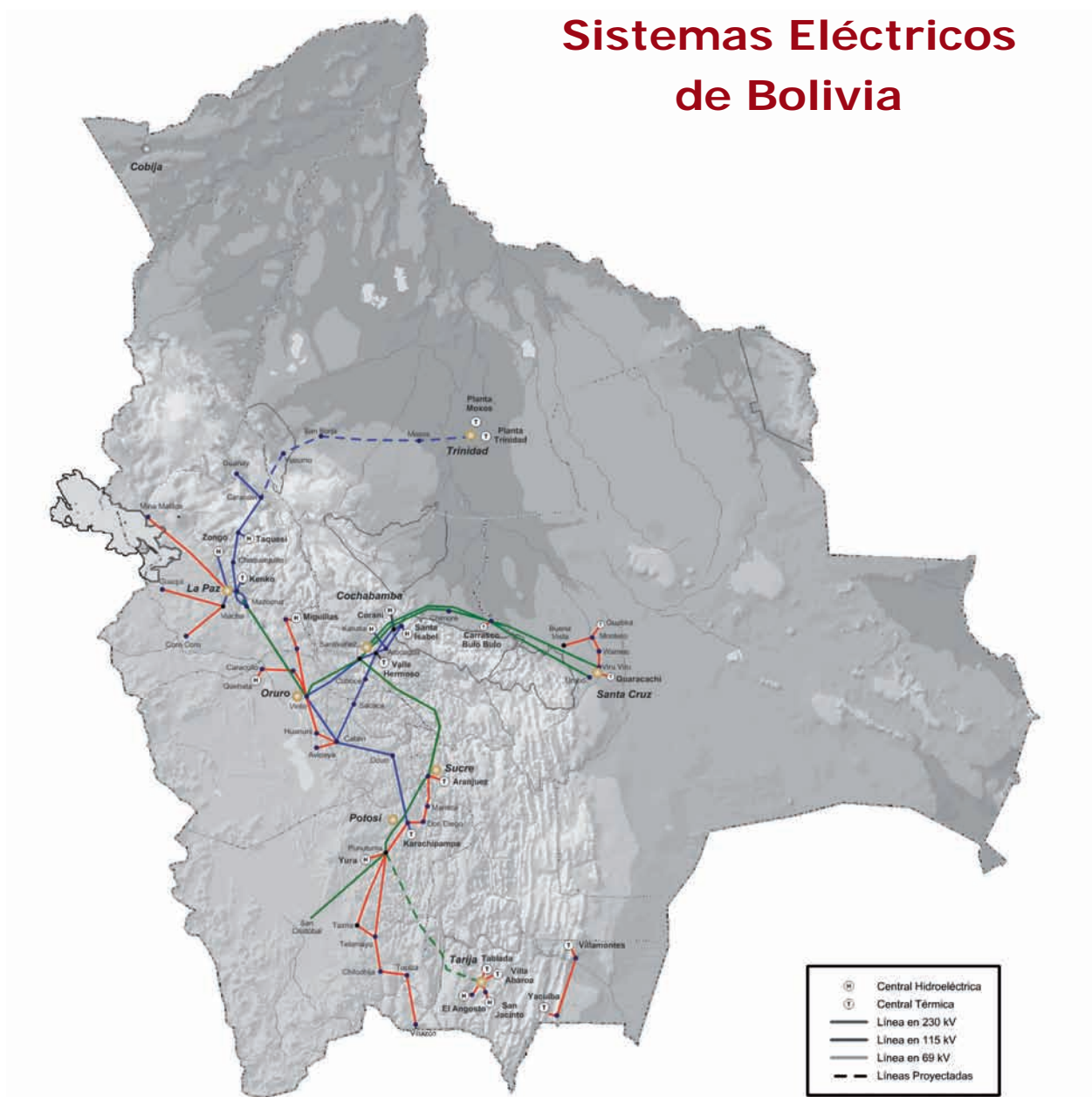
El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad en el SIN.

Características del Sistema Interconectado Nacional (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 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.

Principales Sistemas Eléctricos de Bolivia



DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A fines del año 2007, los consumidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) eran las Empresas Distribuidoras: CRE en Santa Cruz, ELECTROPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro y Catavi, CESSA en Chuquisaca y SEPSA en Potosí; así como los Consumidores No Regulados: Empresa Metalúrgica Vinto (EMVINTO), Coboce, Empresa Minera Inti Raymi (EMIRSA) y Empresa Minera San Cristóbal (MSCR).

El consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el año 2007 fue de 4,686.4 GWh, con un crecimiento de 8.8 % respecto al año 2006.

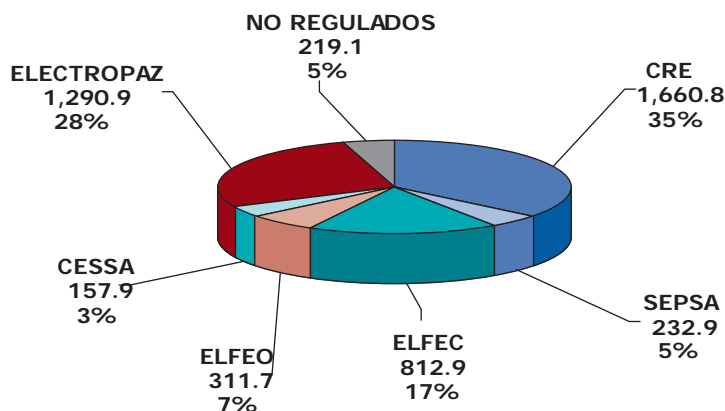
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - (GWh)			
Consumidores	Año 2007	Año 2006	Variación %
CRE	1,660.8	1,572.4	5.6
ELECTROPAZ	1,290.9	1,234.0	4.6
ELFEC	812.9	758.4	7.2
ELFEO	311.7	287.0	8.6
CESSA	157.9	152.8	3.4
SEPSA	232.9	210.1	10.9
NO REGULADOS	219.1	91.0	140.7
Total	4,686.4	4,305.8	8.8

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

El crecimiento registrado el año 2007 es el más alto de los últimos 10 años y se debe principalmente a importantes incrementos en la demanda del sector minero.

La demanda en el MEM, está distribuida en las áreas Oriental (Santa Cruz) que el año 2007 participó con el 35.4%, Norte (La Paz) con el 27.5% y el resto del SIN (Central – Sur) con el 37.1%.

COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM (GWh) - AÑO 2007



La demanda prevista para la operación del sistema interconectado fue de 4,929.4 GWh, mientras que la registrada en el año fue de 4,686.4 GWh. La causa principal para este desvío fue el retraso en el ingreso del Consumidor No Regulado San Cristóbal.

La demanda máxima de potencia del MEM, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos del STI donde retiran energía los agentes consumidores, fue de 895.4 MW, el día viernes 30 de noviembre a horas 20:00.

DEMANDAS MÁXIMAS - (MW)

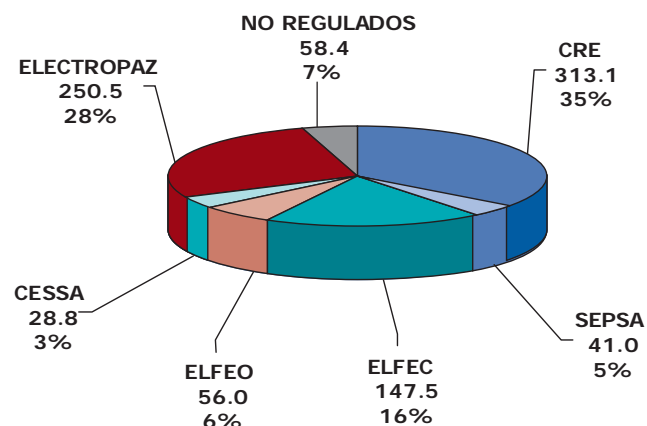
	2007	2006	Variación (%)
Santa Cruz	316.6	300.2	5.5
La Paz	263.1	253.5	3.8
Cochabamba	150.1	142.8	5.1
Oruro	60.7	56.0	8.4
Sucre	30.4	28.7	6.0
Potosí	25.8	23.1	11.5
Punutuma - Tupiza	15.6	13.2	18.9
No Regulados	63.6	13.5	370.3
Otros(*)	11.9	10.8	9.7
Total Coincidental	895.4	813.1	10.1

(*) Chimoré, Don Diego, Sacaca, Mariaca y Ocurí

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SIN

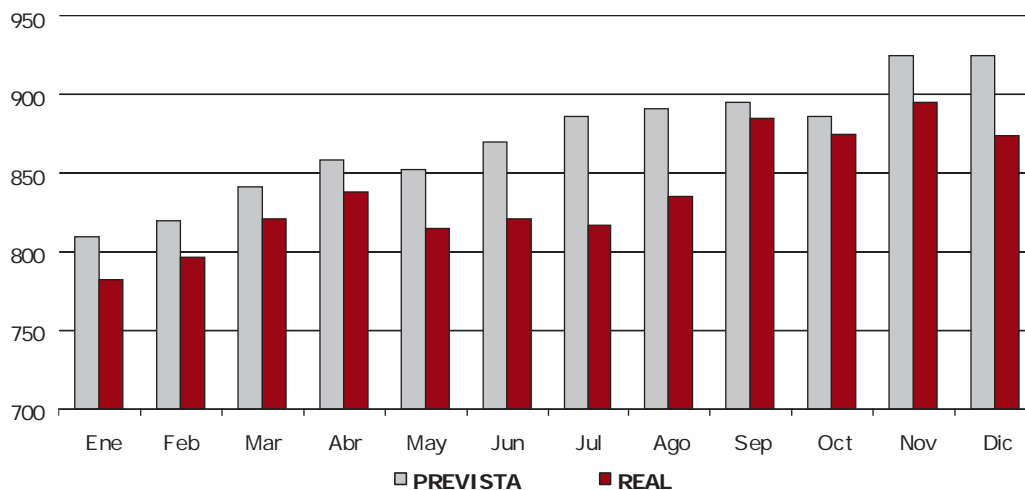
La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual ha sido la siguiente:

PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA - AÑO 2007 (MW)



La comparación de la demanda máxima mensual prevista para la operación y la demanda máxima real muestra alejamientos significativos que se deben al retraso en la toma de carga de Minera San Cristóbal.

DEMANDA DE POTENCIA - AÑO 2007 (MW)



La potencia que los Consumidores remuneran a los Generadores se basa en la participación de su demanda cuando se registra la máxima demanda de todo el Mercado (Potencia de Punta) en el periodo anual eléctrico comprendido entre noviembre y octubre siguiente. En el año eléctrico, la Demanda Máxima del Mercado para efectos de su remuneración, se registró el día 20 de septiembre a horas 19:15 y el valor es 885.8 MW.

POTENCIA DE PUNTA EN EL PERIODO NOVIEMBRE 2006 (MW) – OCTUBRE 2007			
Consumidores	2007	2006	Variación (%)
CRE	308.5	285.6	8.0
ELECTROPAZ	246.3	236.4	4.2
ELFEC	151.5	145.5	4.2
ELFEO	58.9	51.6	14.3
CESSA	29.4	27.6	6.6
SEPSA	43.7	39.2	11.6
NO REGULADOS	47.5	9.8	384.0
Total Coincidental	885.8	795.5	11.3

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

OFERTA DE GENERACIÓN

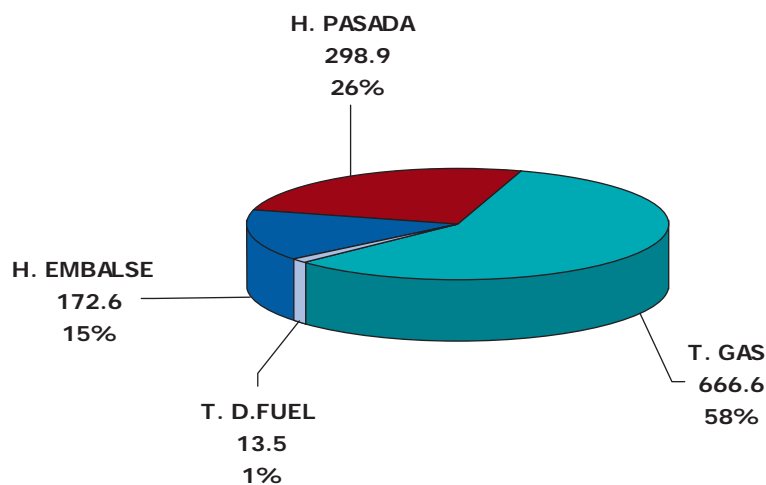
Capacidad de Generación

El parque hidroeléctrico consiste en centrales de pasada (Zongo, Taquesi, Yura y Quehata), centrales con embalse (Corani y Miguillas) y una central (Kanata) cuya operación depende del abastecimiento de agua potable.

El parque termoeléctrico consiste en turbinas a gas natural de ciclo abierto, una turbina a vapor, motores a gas natural (Aranjuez MG) y unidades Diesel (Aranjuez DF) que utilizan gas natural y diesel oil.

La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional era, a fines del año 2007 y a nivel de bornes de generador, de 1,151.6 MW; de los cuales 471.5 MW (41%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 680.1 MW (59%) a centrales termoeléctricas. Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de temperatura media anual, en el sitio de la central.

CAPACIDAD DE GENERACIÓN - AÑO 2007 (MW)



En 2007, la oferta de generación se incrementó con el ingreso de la Unidad N° 11 en la central Guaracachi de EGSA (63.4 MW) el 14 de abril, la central hidroeléctrica Quehata (1.9 MW) de la empresa SDB S.A. el 1 de octubre y la central térmica a vapor Guabirá (16.6 MW) de la empresa GBE S.A. el 6 de octubre.

CAPACIDAD DE GENERACION A FINES DE 2007

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Termoeléctricas(*)	Capacidad (MW)
Sistema Zongo	187.6	Guaracachi (25°C)	317.2
Sistema Corani	147.0	Carrasco (25°C)	111.9
Sistema Taquesi	90.4	Bulo Bulo (25°C)	89.6
Sistema Yura	19.1	Valle Hermoso (18°C)	74.2
Sistema Miguillas	18.0	Aranjuez (15°C)	38.4
Kanata	7.6	Kenko (10°C)	18.0
Quehata	1.9	Karachipampa (9°C)	14.2
		Guabirá	16.6
Subtotal	471.5	Subtotal	680.1
Capacidad Total (Hidro + Termo)		1,151.6 MW	

(*) A la temperatura media anual

Si se considera la máxima temperatura probable anual en las centrales termoeléctricas (34 °C en Guaracachi, 35 °C en Carrasco, 27 °C en Valle Hermoso, 24 °C en Aranjuez, 17 °C en Kenko y 18 °C en Karachipampa) la capacidad total en el sistema se reduce a 1,112.0 MW.

La capacidad neta para el despacho de carga, varía según la oferta semestral de los Generadores, la temperatura en las termoeléctricas, la indisponibilidad programada o forzada de unidades generadoras y las condiciones hidrológicas en centrales hidroeléctricas de pasada.

La capacidad neta de generación fue suficiente para cubrir la demanda máxima del SIN a lo largo del año, el balance de potencia para la hora de máxima demanda mensual, a nivel de bornes de generador, es el siguiente:

BALANCE DE POTENCIA EN BORNES DE GENERADOR (MW) - 2007						
Mes	Capacidad Efectiva	Potencia Indisponible	Potencia Disponible	Demanda Máxima	Margen de Reserva	
					MW	%
Enero	1,046.4	71.0	975.4	818.7	156.7	16.1
Febrero	1,047.7	69.2	978.5	833.0	145.5	14.9
Marzo	1,044.0	61.4	982.6	857.1	125.5	12.8
Abril	1,104.9	105.5	999.4	873.4	126.0	12.6
Mayo	1,082.1	129.6	952.5	847.0	105.5	11.1
Junio	1,079.8	91.2	988.6	861.2	127.4	12.9
Julio	1,089.5	108.6	980.9	852.6	128.3	13.1
Agosto	1,094.8	50.6	1,044.2	871.7	172.5	16.5
Septiembre	1,078.2	48.0	1,030.2	920.5	109.7	10.6
Octubre	1,098.7	71.7	1,027.0	913.2	113.8	11.1
Noviembre	1,113.3	22.4	1,090.9	935.1	155.8	14.3
Diciembre	1,133.2	44.5	1,088.7	913.5	175.2	16.1

OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) a fines del año 2007 estaba compuesto por 1,545.2 km. de líneas en 230 kV, 669.4 km. de líneas en 115 kV y 185.3 km. de líneas en 69 kV haciendo un total de 2,399.9 km. de líneas de transmisión. La capacidad de transformación de este sistema es de 995 MVA.

INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN EN EL STI		
Líneas de Transmisión		km
Tensión 230 kV	Valle Hermoso -Santivañez	22.7
	Sucre - Punutuma	177.0
	Santivañez - Vinto	123.7
	Santivañez - Sucre	246.0
	San José - Valle Hermoso	59.6
	Mazocruz-Vinto Capacitor	193.4
	Carrasco - Chimoré	75.3
	Chimoré – San José	78.8
	Carrasco -Santivañez	225.6
	Carrasco – Guaracachi	179.0
	Carrasco – Urubó	164.0
Total 1,545.2 km		
Tensión 115 kV	Valle Hermoso- Vinto	148.0
	Tap Coboce - Valle Hermoso	45.5
	Tap Coboce - Sacaca	41.9
	Senkata - Mazocruz	7.8
	Santa Isabel - San José	8.9
	Ocuri - Potosí	84.4
	Kenko - Senkata	8.0
	Kenko - Senkata	6.3
	Corani-Valle Hermoso	43.5
	Corani -Santa Isabel	6.4
	Catavi - Vinto	76.7
	Catavi - Sacaca	43.4
	Catavi - Ocuri	97.8
	Arocagua - Valle Hermoso	5.4
	Arocagua - Santa Isabel	45.6
Total 669.4 km		
Tensión 69 kV	Potosí - Punutuma	73.2
	Karachipampa - Potosí	10.0
	Don Diego - Mariaca	31.2
	Don Diego - Karachipampa	16.0
	Aranjuez - Mariaca	42.9
	Aranjuez - Sucre	12.0
Total 185.3 km		

TRANSFORMACIÓN, CAPACITORES Y REACTORES		
		MVA/MVAr
Transformación 230/115 kV	S/E Mazocruz	150
	S/E San José	75
	S/E Valle Hermoso	150
	Total 475 MVA	100
Transformación 230/69 kV	S/E Guaracachi	150
	S/E Punutuma	60
	S/E Sucre	60
	Total 420 MVA	150
Transformación 115/69 kV	S/E Catavi	25
	S/E Potosí	25
	Total 100 MVA	50
Capacitores	S/E Aranjuez	7.2
	S/E Catavi	7.2
	S/E Kenko	24
	S/E Potosí	7.2
	Total 83.4 MVAr	37.8
Reactores	S/E Carrasco	12
	S/E Guaracachi	21
	S/E Punutuma	24
	S/E San José	21
	S/E Santiváñez	27.6
	S/E Sucre	24
	S/E Urubó	12
	Total 162.6 MVAr	21

El 25 de agosto, se realizó la conexión de la línea Carrasco - Santiváñez en 230 kV, importante refuerzo de transmisión en el área Central del SIN que contribuye a mejorar la capacidad de transporte hacia el occidente del país y la confiabilidad del SIN.

El 1 noviembre, habiendo concluido el proceso de puesta en marcha de la segunda etapa de las instalaciones de Minera San Cristóbal, ingresó en operación a plena carga la línea Punutuma – San Cristóbal en 230 kV, de propiedad de la Empresa San Cristóbal TESA.

DESPACHO DE CARGA

El despacho de carga en la gestión 2007 se ha desarrollado en forma normal. Los eventos más importantes que afectaron al despacho de carga programado fueron: la indisponibilidad

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SIN

de las unidades BUL01 (45 MW) entre el 4 de marzo y 18 de octubre y Cahua 1 (14 MW) entre el 4 de enero y 24 de junio, además el retraso en la toma de carga plena del Consumidor No Regulado San Cristóbal.

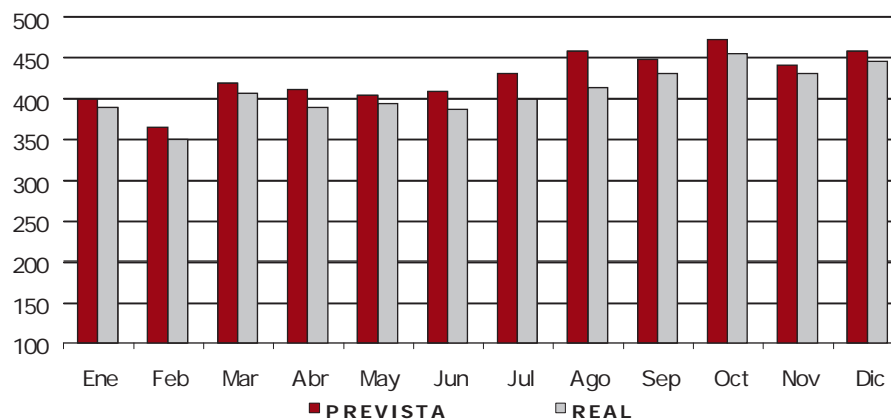
En todo caso, se ha atendido a toda la demanda del SIN aunque en determinados periodos no fue posible operar con las condiciones de confiabilidad establecidas en la normativa, especialmente en el área Norte donde en algunos periodos se operó sin seguridad de áreas por falta de generación local.

Ejecución de la Programación del Despacho de Carga

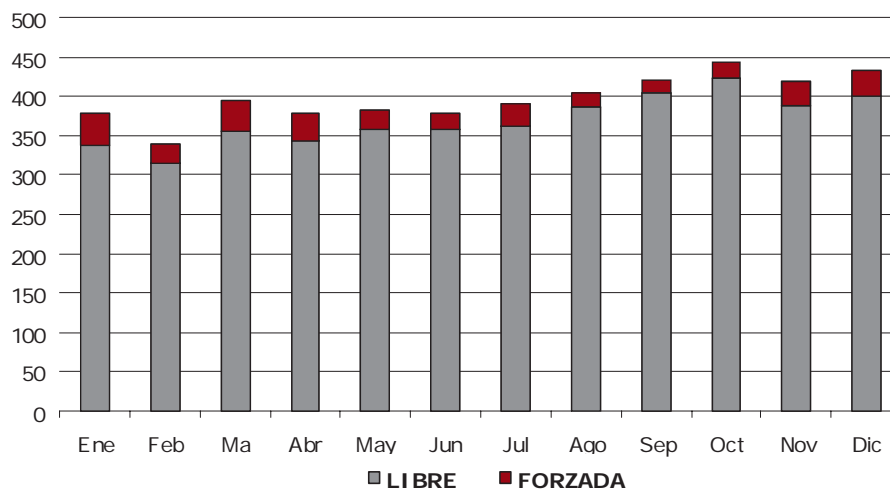
Las desviaciones entre el despacho de carga programado y realizado, muestran una diferencia anual de 4.3 % menor, debido principalmente a una menor demanda.

ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) – 2007			
Central	Programación Semestral	Despacho Realizado	Diferencia
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	915	982	66
Sistema Corani	771	784	13
Sistema Taquesi	300	349	48
Sistema Miguillas	89	96	8
Sistema Yura	74	65	-9
Kanata	19	17	-2
Quehata	2	1	-1
Subtotal	2,171	2,294	123
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,257	1,027	-230
Carrasco	659	649	-11
Bulo Bulo	451	440	-11
Valle Hermoso	231	183	-49
Aranjuez	177	158	-18
Kenko	34	67	32
Karachipampa	80	70	-11
Guabirá	61	14	-46
Subtotal	2,950	2,607	-343
Total	5,121	4,901	-220

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh)- AÑO 2007

En el despacho de carga, el 6.9 % de la energía total despachada el año 2007 corresponde a generación forzada, la que fue necesaria principalmente por regulación de tensión en algunos nodos del SIN.

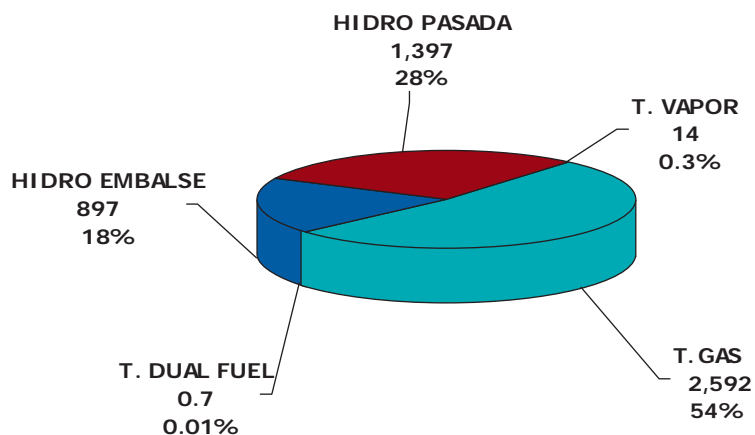
COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2007**Producción de Energía**

En el año 2007, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 4,901.3 GWh; este valor es 8.8 % mayor que la producción del año 2006. La producción hidroeléctrica participó con el 46.8 % del total y la producción termoeléctrica con el 53.2 % restante.

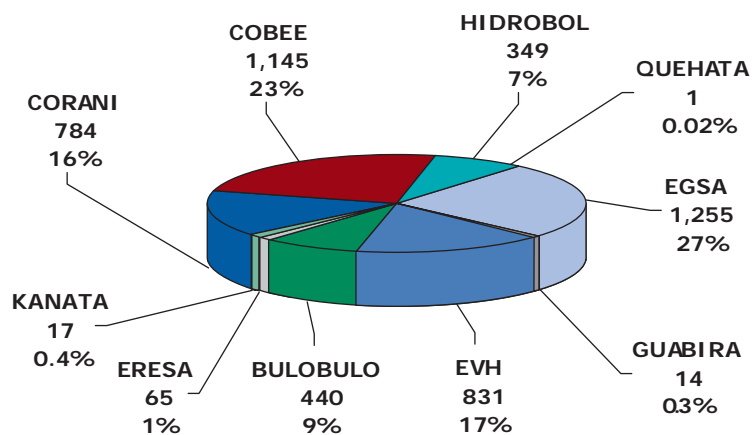
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)			
Centrales	2007	2006	Variación %
Hidroeléctricas			
Zongo	981.8	896.9	9.5
Corani y Santa Isabel	784.0	804.3	-2.5
Taquesi	348.8	223.6	56.0
Miguillas	96.2	111.3	-13.5
Yura	65.2	73.7	-11.5
Kanata	17.2	21.5	-19.8
Quehata	0.9	-	-
Subtotal	2,294.2	2,131.4	7.6
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,026.8	965.5	6.4
Carrasco	648.6	664.8	-2.4
Bulo Bulo	440.1	408.7	7.7
Valle Hermoso	182.6	152.9	19.4
Aranjuez	158.4	99.0	59.9
Kenko	66.6	41.9	59.0
Karachipampa	69.7	42.2	65.1
Guabirá	14.2	-	-
Subtotal	2,607.0	2,375.0	9.8
Total	4,901.3	4,506.3	8.8

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras

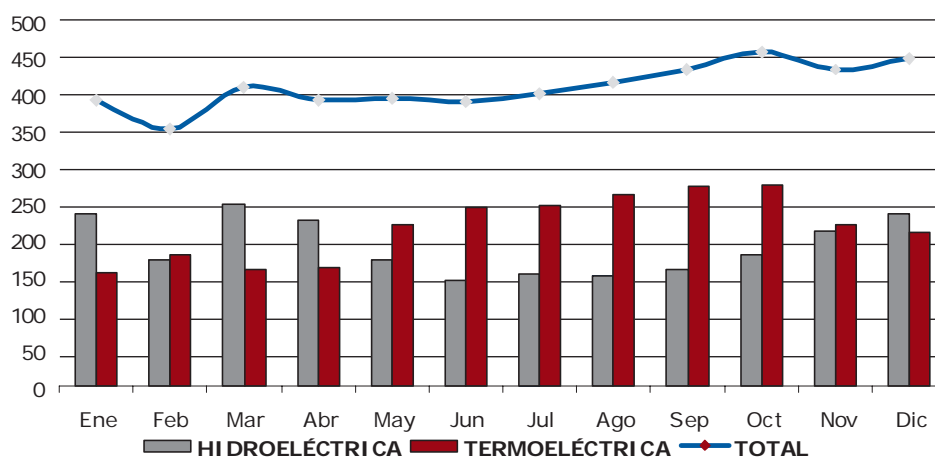
PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - AÑO 2007



PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2007



GENERACIÓN MENSUAL (GWh) - AÑO 2007



Inyecciones de Energía

La energía entregada por los Generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión, en el año 2007 fue de 4,763.9 GWh, es decir, 8.7% más que en el año 2006.

INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh)			
Centrales	2007	2006	Variación %
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	941.8	861.0	9.4
Sistema Corani	782.6	802.6	-2.5
Sistema Taquesi	327.2	210.1	55.7
Sistema Miguillas	92.2	106.7	-13.6
Sistema Yura	61.7	69.8	-11.7
Kanata	16.7	20.8	-19.8
Quehata	0.9	-	-
Subtotal	2,223.0	2,071.0	7.3
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,008.7	942.1	7.1
Carrasco	625.2	647.6	-3.5
Bulo Bulo	423.4	392.4	7.9
Valle Hermoso	178.9	150.2	19.1
Aranjuez	156.8	98.0	59.9
Kenko	64.9	40.7	59.3
Karachipampa	69.0	41.8	65.1
Guabirá	14.0	-	-
Subtotal	2,540.9	2,312.9	9.9
Total	4,763.9	4,383.9	8.7

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras.

Potencia Máxima Transmitida

Los flujos máximos transmitidos por el STI, en condiciones normales de operación, fueron los siguientes:

FLUJOS MÁXIMOS – AÑO 2007		
	Flujo Máximo MW	Capacidad MW
Líneas de Transmisión		
Carrasco – Guaracachi	102.1	130.0
Carrasco – Urubo	104.5	142.5
Carrasco – San Jose	130.6	130.0
Carrasco – Santivañez	116.4	130.0
Vinto – Santivañez	119.3	130.0
Santivañez –Sucre	67.2	142.5
Kenko – Vinto	132.9	130.0
S. Isabel – Arocagua	71.8	74.0
Corani – V. Hermoso	72.9	74.0
Transformadores		
San Jose 230	72.0	71.0
Guaracachi 230 -1	57.4	71.0
Guaracachi 230 -2	54.9	71.0
Urubo 230	103.1	142.5
Mazocruz 230	131.3	143.0
V. Hermoso 230	79.0	143.0
Vinto 230	55.5	95.0
Potosi 115	20.9	24.0
Vinto 115 -1	22.8	24.0
Vinto 115 -2	25.9	24.0

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 definitiva en noviembre y diciembre de 2007 se determinará cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2007 – octubre 2008, los valores señalados para esos meses son provisionales.

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SIN

Los subperiodos de potencia firme que se indican en el siguiente cuadro se deben a los siguientes cambios en la oferta de capacidad:

- 14 de abril, por el ingreso en operación comercial de la unidad GCH11.
- 24 de junio, por el ingreso en operación comercial de la unidad CAH01.
- 25 de agosto, por el ingreso en operación comercial de la línea CAR-SAN 230 kV.
- 1 de octubre, por el ingreso en operación comercial de la central Quehata de SDB.
- 6 de octubre, por el ingreso en operación comercial de la unidad GBE01 de Guabirá.
- Del 19 de octubre, por el reingreso de la unidad BUL01.

POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA DE UNIDADES GENERADORAS (MW)

Periodo	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Reserva Fría
del 01/01/07 al 14/04/07	452.56	442.02	2.22
Del 15/04/07 al 30/04/07	452.56	442.23	49.45
Del 01/05/07 al 23/06/07	441.31	451.82	-
Del 24/06/07 al 24/08/07	452.58	440.33	-
Del 25/08/07 al 30/09/07	452.58	440.33	-
Del 01/10/07 al 05/10/07	454.43	438.66	-
Del 06/10/07 al 18/10/07	454.43	438.67	2.18
Del 19/10/07 al 31/10/07	454.42	439.58	32.52
Del 01/11/07 al 31/12/07 (p)	454.83	518.74	-

(p) Previsto

DESEMPEÑO DEL SISTEMA

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación en el año 2007, medida como el porcentaje de tiempo en el año en que estaban operando o en condición de operar, fue de 92.4%. La disponibilidad de las termoeléctricas fue de 90.0% y de las hidroeléctricas 95.7%.

La disponibilidad operacional del Sistema Troncal de Interconexión (STI) en 2007 fue de 99.3%.

DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES – 2007	
	Disponibilidad (%)
Unidades Hidroeléctricas	95.7
Unidades Termoeléctricas	90.0
Transmisión (STI)	99.3

El tiempo total de interrupción del suministro en el año 2007, medida como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 68.69 minutos.

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO – 2007	
Origen	Minutos
Fallas en Generación	4.79
Fallas en transmisión	63.90
Total	68.69

ENERGÍA INTERUMPIDA – 2007	
Consumidor	MWh
CRE	205.1
ELECTROPAZ	585.4
ELFEC	65.1
ELFEO	28.3
SEPSA	14.3
CESSA	7.4
EMVINTO	2.2
COBOCE	101.4
EMIRSA	4.4
MSCR	11.5
Total	1,025.1

INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS – 2007	
Unidad Generadora	Días
CJL02	316.6
BUL01	231.7
CJL01	226.7
CAH01	171.3
ANG01	129.5
ANG02	129.0
CAR01	79.8
CRB	52.5
ARJ11	44.9
ARJ12	43.6
GCH10	42.4
VHE01	32.7
GCH02	32.6
PUH	32.5

Durante la gestión de 2007, las fallas más significativas fueron las siguientes:

- Colapso del área Norte el día 7 de abril por la desconexión de la línea Vinto - Kenko a causa de una falla en un pararrayos en la subestación Mazocruz, mientras se transmitía 78 MW del área norte al área central. Este colapso se debió a una respuesta indebida de los sistemas de protección de las centrales del área norte.
- Colapso del área Norte el día 13 de junio por la desconexión de la línea Vinto - Kenko por causas no determinadas en circunstancias en que se transmitía de Vinto a Kenko 78.2 MW. Este colapso se debió a que se operaba sin seguridad de áreas debido a déficit de energía.
- Colapso del área Oriental el día 17 de marzo por la desconexión de la línea Carrasco - San José con 70 MW hacia Carrasco. El colapso se debió a una deficiente coordinación de trabajos de mantenimiento de la línea San José - Valle Hermoso que concluyó con la actuación del esquema DAG/DAC.

Otras fallas de menor significación fueron resueltas con la actuación del esquema de Alivio de Carga.

PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

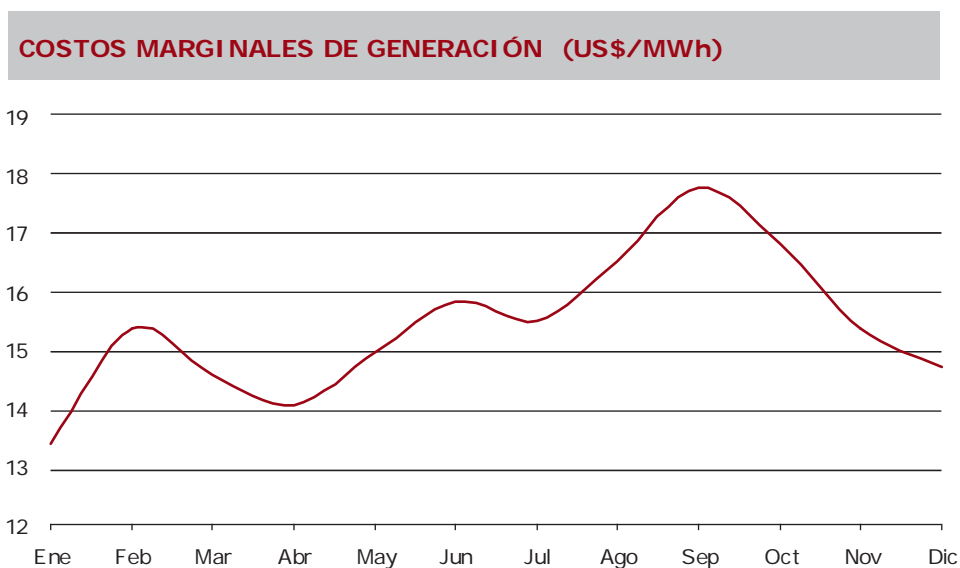
Costos Marginales de Generación

El costo marginal promedio anual el año 2007 fue 15.47 US\$/MWh (sin impuestos), con un mínimo de 11.75 US\$/MWh y un máximo de 22.65 US\$/MWh

Los costos marginales de generación son algo mayores en el periodo mayo - octubre debido a la disminución de la generación hidroeléctrica, a una mayor demanda en el mercado y a la necesidad de recurrir a unidades de mayor costo ante la indisponibilidad de otras unidades generadoras. El costo marginal de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión de 2007 (15.47 US\$/MWh), resulta ser 0.5 % superior al costo del año 2006 (15.39 US\$/MWh).

Los costos marginales previstos en las programaciones semestrales difieren de los resultantes del despacho de carga real debido a eventos no previstos (cambios en la hidrología, en la demanda y en la indisponibilidad de unidades generadoras). La desviación respecto al programado fue de 13% menor.

COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2007 (Sin IVA)			
	Previsto	Real	Diferencia
Enero	13.58	13.36	-0.22
Febrero	13.43	15.33	1.90
Marzo	14.31	14.55	0.24
Abril	15.64	14.02	-1.62
Mayo	17.87	14.92	-2.96
Junio	19.46	15.80	-3.65
Julio	19.33	15.48	-3.85
Agosto	20.42	16.48	-3.95
Septiembre	23.53	17.75	-5.78
Octubre	19.19	16.79	-2.40
Noviembre	17.47	15.33	-2.14
Diciembre	16.43	14.69	-1.75
Promedio	17.77	15.47	-2.30



Precios de Energía en el Mercado Spot

Como resultado del despacho de carga efectuado en el año 2007 y los costos marginales de generación, se establecieron precios horarios de energía (precios spot) en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión. Los valores medio anuales que incluyen los precios de la energía forzada, son los siguientes:

PRECIOS SPOT DE ENERGÍA – AÑO 2007 (Sin IVA)		
Agentes	Nodo	US\$/MWh
CRE	GCH	15.43
ELECTROPAZ	KEN	17.24
ELFEC	VARIOS	15.59
ELFEO	VIN, CAT	15.97
CESSA	ARJ, MAR	15.88
SEPSA	VARIOS	16.20
EMIRSA	VIN115	15.44
EMVINTO	VIN69	15.27
COBOCE	CBC	15.35
MSCR	PUN	16.40
COBEE para sus Contratos	KEN	15.33
	VIN	15.13
Promedio		15.67

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.

Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio de la potencia durante la gestión de 2007 ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas 49.5 MW ISO, con un costo total de 378 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. En el periodo mayo – octubre de 2007, el precio básico de la potencia era de 5.23 US\$/kW-mes.

El precio básico de la potencia, los factores de nodo por potencia y los descuentos por indisponibilidad de unidades generadoras, determinaron los siguientes precios medios en el año 2007:

PRECIOS DE POTENCIA – 2007 (Sin IVA)		
Consumidores	Nodo	US\$/kW-mes
CRE	GCH	5.35
ELECTROPAZ	KEN	5.38
ELFEC	VARIOS	5.41
ELFEO	VIN, CAT	5.52
CESSA	ARJ, MAR	5.63
SEPSA	VARIOS	5.85
EMIRSA	VIN115	5.48
EMVINTO	VIN69	5.48
COBOCE	CBC	5.41
MSCR	PUN	5.76
COBEE para sus Contratos	KEN	5.35
	VIN	5.55
Promedio		5.43

Precios de Transporte en el STI

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 se divide en "ingreso tarifario" (relacionado con las pérdidas marginales de transmisión) y "peaje". El ingreso tarifario está incluido en el precio de la energía en el nodo respectivo.

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SIN

El peaje promedio anual en 2007 fue de 2.91 US\$/kW-m, 2.5% menor que en el 2006. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del sistema Larecaja y del sistema Punutuma – Tupiza, que no forman parte del Sistema Troncal de Interconexión.

Precios Medios Monómicos

Los diferentes cargos señalados anteriormente, dan los siguientes valores medios monómicos:

PRECIOS MONÓMICOS EN EL MERCADO SPOT – 2007 (US\$/MWh) (Sin IVA)					
Consumidor	Nodo	Cargo por Energía	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Promedio Monómico
CRE	GCH	15.43	11.95	6.49	33.87
ELECTROPAZ	KEN	17.24	12.46	6.71	36.40
ELFEC	VARIOS	15.59	12.21	6.56	34.35
ELFEO	VIN. CAT	15.97	13.34	7.02	36.33
SEPSA	VARIOS	16.20	14.29	7.10	37.59
CESSA	ARJ, MAR	15.88	12.75	6.59	35.22
EMIRSA	VIN115	15.44	8.21	4.36	28.01
EMVINTO	VIN069	15.27	7.59	4.02	26.89
COBOCE	CBC	15.35	5.31	2.84	23.50
MSCR	PUN	16.40	22.36	11.27	50.04
COBEE para sus Contratos	KEN	15.33	12.37	6.73	34.42
	VIN	15.13	10.84	5.67	31.63
Promedio		15.67	12.49	6.68	34.84

TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2007 se emitieron 22 Documentos de Transacciones Económicas correspondientes a las transacciones de cada mes, recalcule de transacciones y la reliquidación por potencia de punta. La valorización de las transacciones se realizó por energía a costos marginales de generación de 15 minutos, por potencia y reserva fría a precios de nodo y por peajes de generadores y de consumidores. Los registros de energía y potencia valorizados en las Transacciones Económicas corresponden al Sistema de Medición Comercial (SMEC).

Ventas en el MEM

Las ventas totales en el MEM, por generación y transporte de energía eléctrica en el año 2007 ascienden a 173.2 Millones de US\$. (sin IVA)

VENTAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT – 2007		
Concepto	M US\$	Participación
Generación		
Inyecciones de Energía	73,032	
Inyecciones de Potencia	58,049	
Subtotal Ventas de Generadores	131,081	76 %
Transmisión		
Peaje de Generadores	9,949	
Peaje de Consumidores	31,319	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	874	
Subtotal Ventas de Transmisores	42,142	24 %
Total Ventas	173,223	

Las Empresas que operaron con contratos de compra – venta de energía en el año 2007 fueron COBEE con ELECTROPAZ y con ELFEO; los demás Agentes del MEM operaron en el mercado Spot de energía.

Compras en el MEM

Las compras valorizadas por energía, potencia y peajes fueron las siguientes:

COMPRAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) – 2007			
	Consumidores	Generadores (*)	Total
Retiros de Energía	57,503	15,914	73,417
Retiros de Potencia	45,821	12,718	58,539
Peaje para Consumidores	24,425	6,894	31,319
Subtotal compras por Consumos	127,749	35,526	163,275
Peaje para Generadores		9,949	9,949
Total Compras	137,698	35,526	173,223

(*) Las compras de Generadores corresponden a las compras de COBEE para abastecer sus contratos de suministro con ELECTROPAZ y ELFEO.

Fondos de Estabilización

Los Fondos de Estabilización se originan en las diferencias de las recaudaciones por transacciones de energía y potencia a “Precios de Aplicación” sancionados por la Superintendencia de Electricidad y las transacciones con Precios Spot resultantes del despacho de carga. Al finalizar la gestión de 2007, el monto acumulado en el Fondo ascendía a 59.9 millones de Bs.

Las variaciones de los Fondos de los Agentes del MEM fueron las siguientes:

FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)			
Generador/Transmisor	Saldo a Dic. 2006	Variación en 2007	Saldo a Dic. 2007
CORANI	24,358	(10,010)	14,347
EGSA	33,373	(17,664)	15,709
V. HERMOSO	33,259	(10,260)	23,000
COBEE	601	(478)	124
BULO BULO	9,946	(3,944)	6,002
ERESA	1,243	(1,028)	215
HIDROELÉCTRICA B.	3,965	(3,994)	(29)
SYNERGIA	516	(308)	208
GUABIRA	-	(280)	(280)
SDB	-	(38)	(38)
TDE (Ingreso Tarifario)	951	(373)	578
ISA (Ingreso Tarifario)	92	(74)	18
Total	108,305	(48,452)	59,853

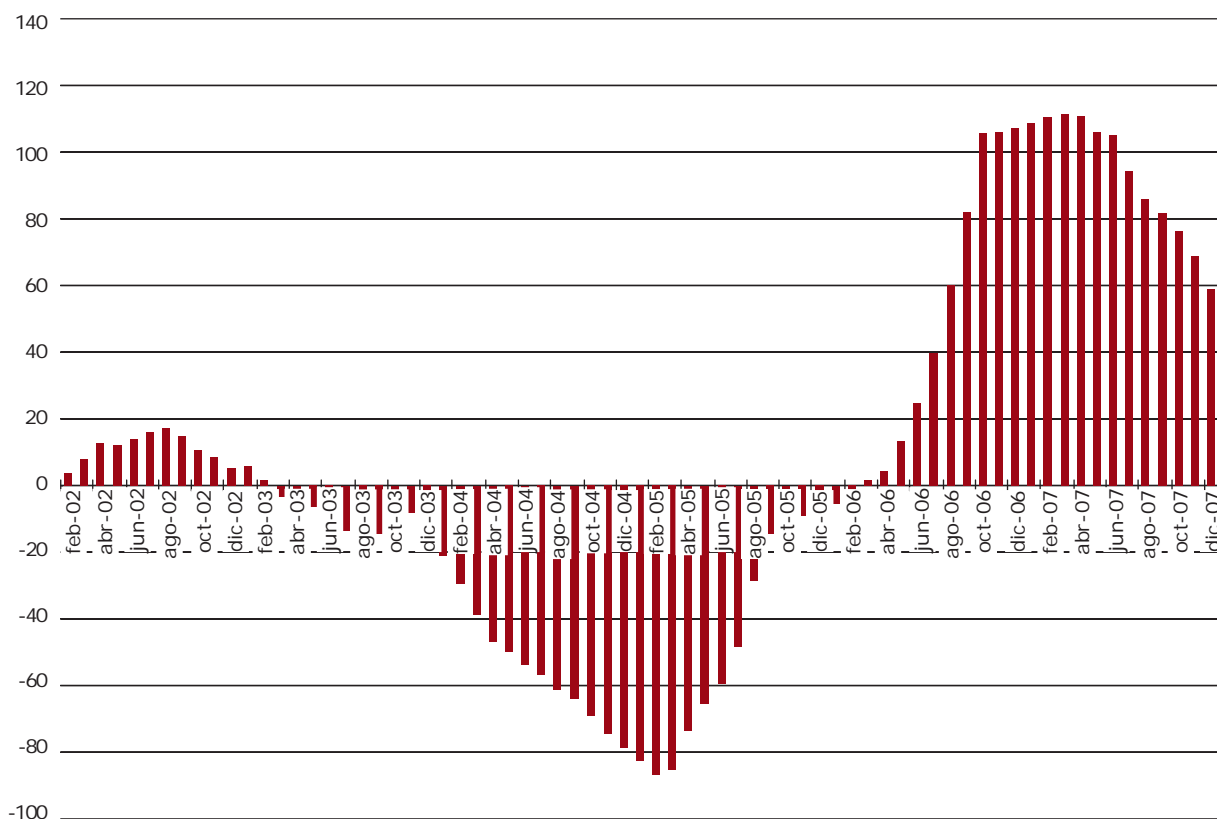
Nota: Los valores positivos del cuadro anterior indican saldos a favor de los Agentes.

FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)			
Distribuidor	Saldo a Dic. 2006	Variación en 2007	Saldo a Dic. 2007
CRE	21,484	(18,854)	2,629
ELECTROPAZ	73,909	(16,080)	57,830
ELFEC	13,675	5,013	18,688
ELFEO	6,986	(11,224)	(4,238)
SEPSA	1,612	(2,003)	(391)
CESSA	(9,361)	(5,304)	(14,664)
Total	108,305	(48,452)	59,853

Nota: Los valores positivos del cuadro anterior indican saldos en contra de los Agentes.

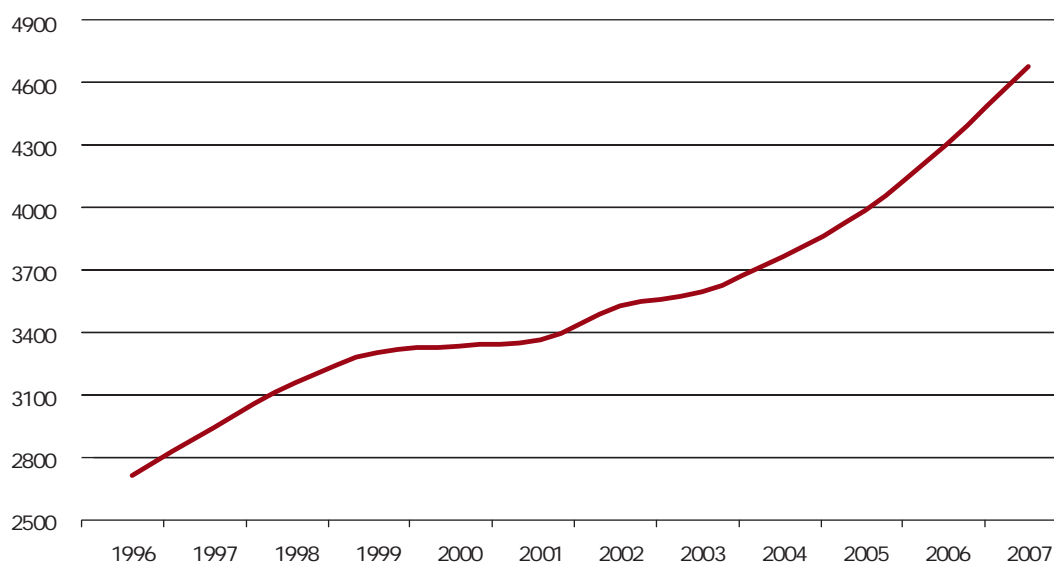
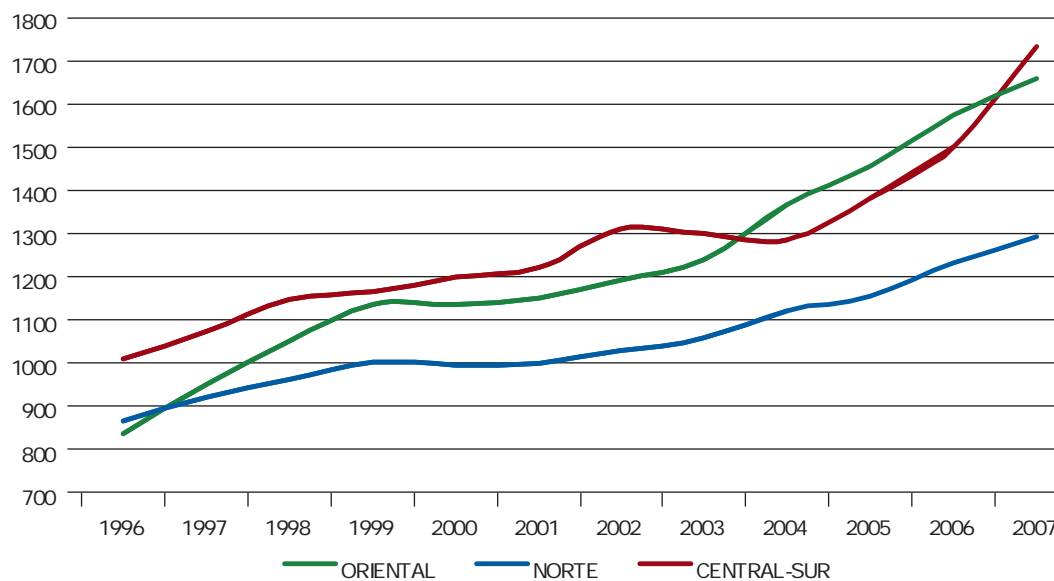
A los saldos acumulados de los Fondos en diciembre de 2006, se han incorporado mensualmente los Fondos resultantes de cada mes con la tasa de interés anual nominal pasiva del sistema bancario de depósitos a 30 días en moneda nacional para la última semana del mes anterior al que se calculan los Fondos.

FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (MM Bs.)

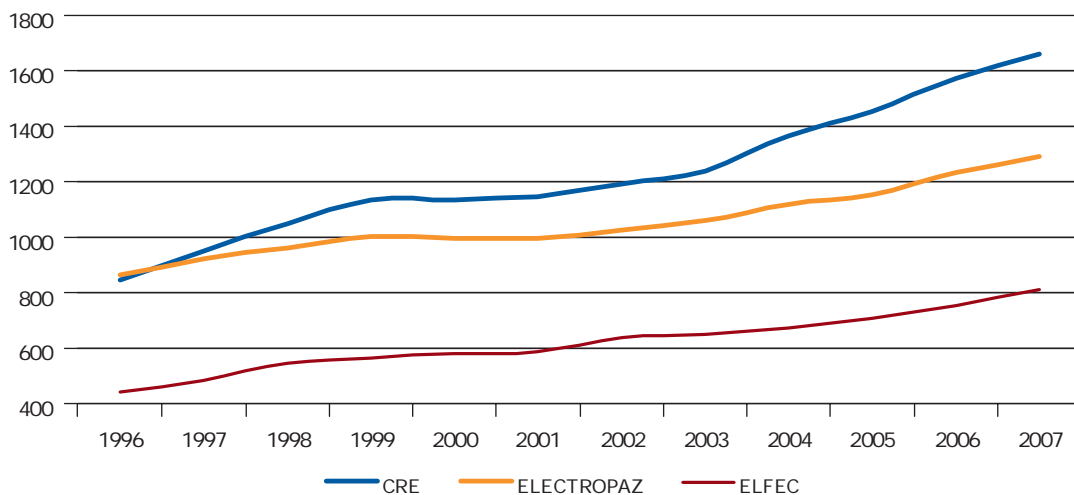


ESTADÍSTICA DEL PERIODO 1996 – 2007

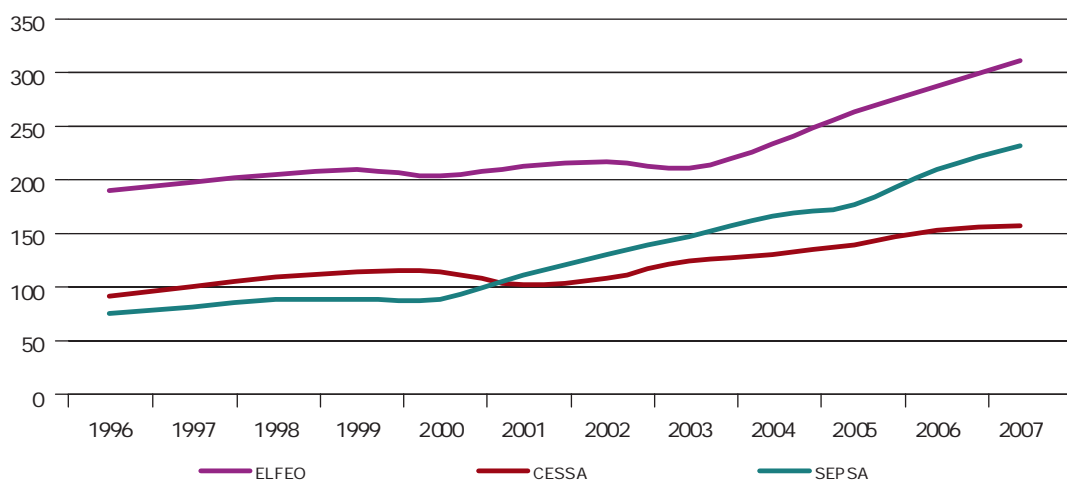
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR			
Adiciones de Capacidad de Generación			
Año	Empresa	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
1996	EVH	CAR01, CAR02	104.3
1997	COBEE	TIQ, ZON, SRO03	18.5
1998	COBEE	CUT05, BOT03	17.1
	HB	CHJ01	0.9
1999	EGSA	GCH09, GCH10	118.4
	SYNERGIA	KAN	7.5
	COBEE	HUA01, HUA02	30.5
2000	CECBB	BUL01, BUL02	88.1
2001	ERESA	KIL03, LAN03	9.1
2002	HB	CHJ02, YAN	89.5
2004	CORANI	SIS05	19.2
2006	COBEE	SRO01, SRO02	17.5
	EGSA	AR09, ARJ10, ARJ11, ARJ12	7.2
2007	EGSA	GCH11	63.4
	GUABIRA	GBE01	16.6
	SDB	QUE01, QUE02	1.85
Total			609.7
	Hidro		211.7
	Termo		398.0
Retiros de Capacidad de Generación			
Año	Empresa	Unidad generadora	Capacidad (MW)
2001	EGSA	GCH05	19.2
		ARJ04, ARJ07	5.4
2002	EGSA	GCH03	19.1
2003	COBEE	ACH	4.0
Total			47.7

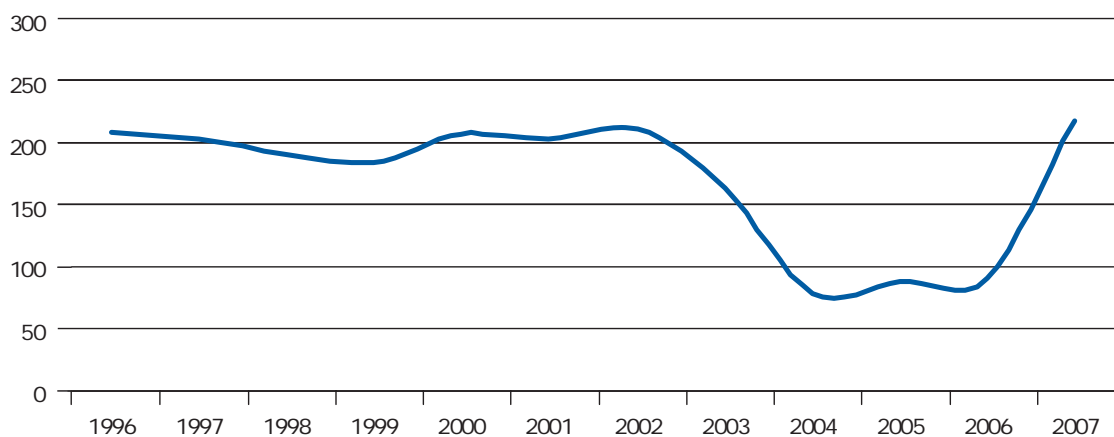
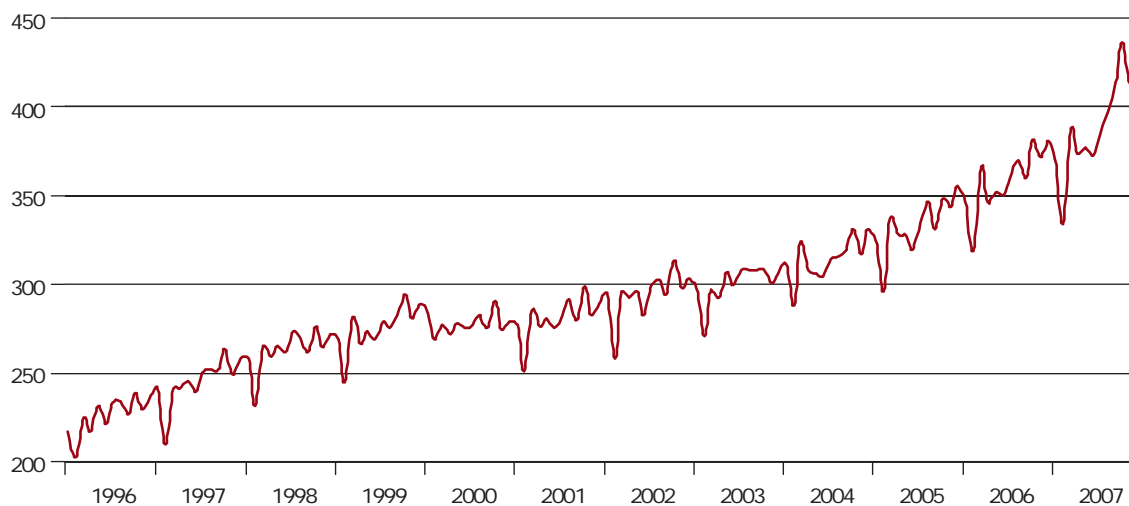
DEMANDA DE ENERGÍA DEL SIN (GWh)**DEMANDA DE ENERGÍA DEL SIN POR ÁREAS (GWh)**

DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)



DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

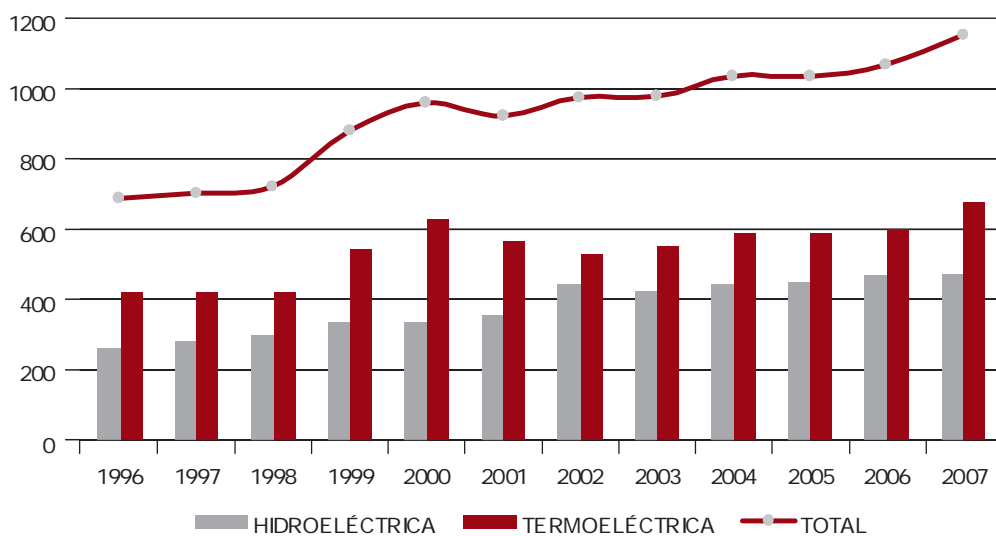


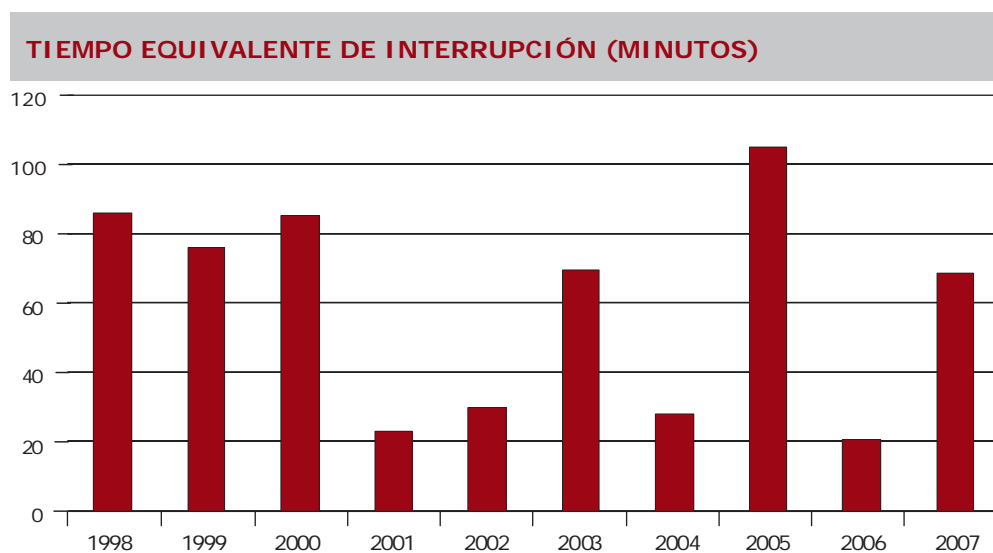
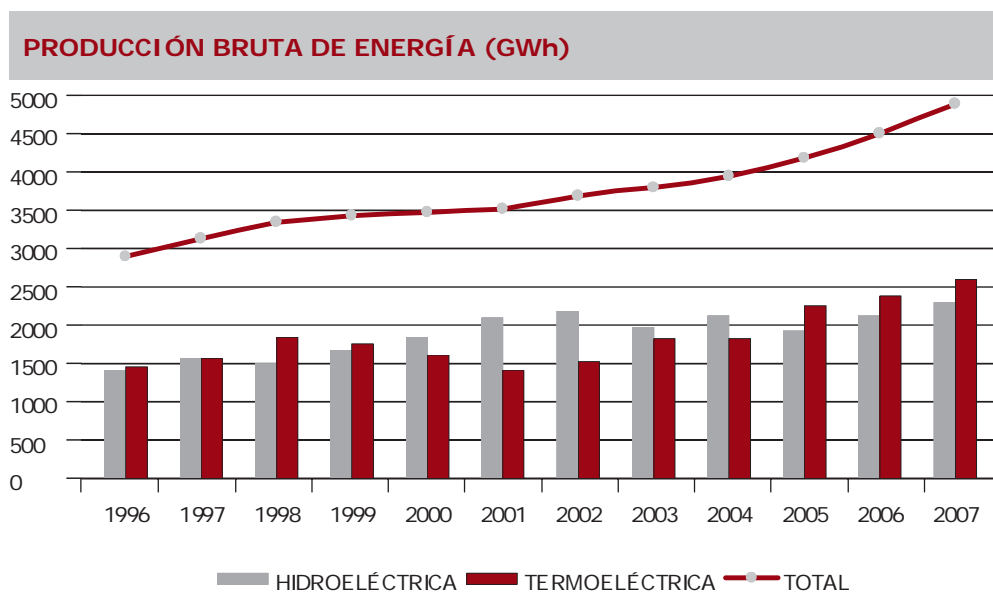
DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS (GWh)**CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh)**

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

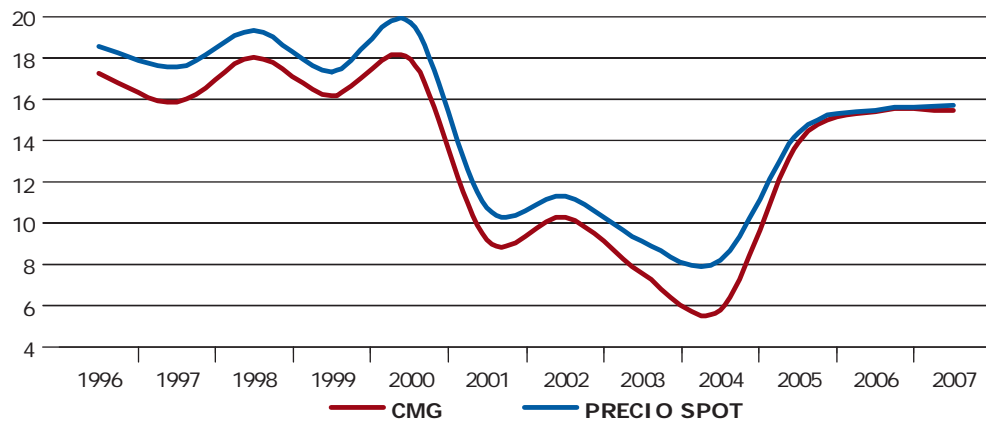
Año	Energía	Potencia Máxima	Incremento Anual	
	GWh	MW	Energía (%)	Potencia (%)
1996	2,716.4	544.6		
1997	2,945.9	583.7	8.4	7.2
1998	3,159.8	622.7	7.3	6.7
1999	3,308.6	644.3	4.7	3.5
2000	3,335.5	644.9	0.8	0.1
2001	3,371.7	646.8	1.1	0.3
2002	3,532.2	674.3	4.8	4.2
2003	3,603.8	684.1	2.0	1.5
2004	3,771.0	704.8	4.6	3.0
2005	3,994.3	759.1	5.9	7.7
2006	4,305.8	813.1	7.8	7.1
2007	4,686.4	895.4	8.8	10.1

CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)





**COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS SPOT DE ENERGÍA
(US\$/MWh) - (Sin IVA)**



**PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh)
(Sin IVA)**



ÍNDICE DE ANEXOS

AÑO 2007

- Parque de Generación
- Capacidad de líneas de Transmisión en el STI
- Capacidad de Subestaciones en el STI
- Producción Bruta de Energía
- Inyecciones de Energía en el STI
- Retiros de Energía en el STI
- Potencias Máximas en nodos del STI
- Potencias Coincidentes con la Máxima del Sistema
- Curva de Carga del día de máxima demanda
- Potencia Máxima Instantánea en los principales tramos del STI
- Indisponibilidad de instalaciones de Generación
- Indisponibilidad de instalaciones de Transmisión
- Potencia de Punta y Potencia Firme
- Fallas más significativas de Generación y Transmisión
- Costos Marginales de Generación
- Costos Marginales de Energía en Nodos Principales del STI
- Precios Medios Monómicos
- Precios de Gas Natural
- Evolución de los Embalses
- Caudales en Corani

PERIODO 1996 – 2007

- Demanda anual de Energía y Potencia
- Evolución de la Capacidad de Generación
- Producción Bruta de Energía
- Tiempos de Interrupción de suministro de Energía
- Colapsos registrados en áreas del SIN
- Costos Marginales de Generación
- Precios Spot de Energía
- Precios Monómicos
- Precios Semestrales de Energías, Potencias, Peajes y Monómicos

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DE 2007

CAPACIDAD DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA			
Agente	Central	Número de Unidades	Capacidad Efectiva (MW)
COBEE	ZONGO	1	10.5
	TIQUIMANI	1	9.4
	BOTIJLACA	3	7.1
	CUTICUCHO	5	23.1
	SANTA ROSA BC	1	7.0
	SANTA ROSA AC	1	10.5
	SAINANI	1	10.2
	CHURURAQUI	2	25.3
	HARCA	2	26.5
	CAHUA	2	27.5
	HUAJI	2	30.5
Subtotal		21	187.6
CORANI	CORANI	4	55.8
	SANTA ISABEL	5	91.2
Subtotal		9	147.0
HIDROBOL	CHOJLLA	1	38.4
	YANACACHI	1	51.1
	CHOJLLA ANTIGUA	2	0.9
Subtotal		4	90.4
COBEE	MIGUILLAS	2	2.4
	ANGOSTURA	2	3.5
	CHOQUETANGA	3	6.1
	CARABUCO	1	6.0
Subtotal		8	18.0
RIO ELECTRICO	KILPANI	3	11.5
	LANDARA	3	5.2
	PUNUTUMA	1	2.4
Subtotal		7	19.1
SYNERGIA	KANATA	1	7.6
SDB	QUEHATA	2	1.9
TOTAL		52	471.5

CAPACIDAD DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA A LA TEMPERATURA MEDIA ANUAL DEL SITIO				
Agente	Central	Unidad	Capacidad Efectiva (MW)	
EGSA	GUARACACHI (25 °C)	GCH01	22.2	
		GCH02	19.8	
		GCH04	20.3	
		GCH06	21.4	
		GCH07	21.7	
		GCH08	21.6	
		GCH09	63.4	
		GCH10	63.4	
		GCH11	63.4	
		Subtotal		317.2
		CECBB	BULO BULO (25 °C)	BUL01
BUL02	44.8			
Subtotal		89.6		
VHE	CARRASCO (25 °C)	CAR01	55.9	
		CAR02	55.9	
Subtotal		111.9		
VHE	VALLE HERMOSO (18 °C)	VHE01	18.5	
		VHE02	18.6	
		VHE03	18.6	
		VHE04	18.6	
Subtotal		74.2		
EGSA	ARANJUEZ (15 °C)	ARJ08	18.5	
		ARJ09	1.6	
		ARJ10	1.6	
		ARJ11	1.6	
		ARJ12	1.6	
		ARJ01	2.7	
		ARJ02	2.7	
		ARJ03	2.7	
		ARJ05	2.7	
		ARJ06	2.7	
Subtotal		38.4		
COBEE	KENKO (10 °C)	KEN01	9.0	
		KEN02	9.0	
Subtotal		18.0		
EGSA	KARACHIPAMPA (9 °C)	KAR	14.2	
GBE	GUABIRA (VAPOR)	GBE01	16.6	
TOTAL		31	680.1	

CAPACIDAD TOTAL DE GENERACION A FINES DE 2007

1,151.6 MW

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI EN DICIEMBRE DE 2007

Empresa	Línea de Transmisión	Tensión kV	Conductor	Longitud km	Capacidad MW
TDE	Carrasco - Chimoré	230	RAIL	75.3	130
TDE	Carrasco -Guaracachi	230	RAIL	179.0	130
TDE	Carrasco -Santivañez	230	RAIL	225.6	130
TDE	Chimoré - San José	230	RAIL	78.8	130
TDE	Mazocruz-Vinto Capacitor	230	RAIL	193.4	130
TDE	San José - Valle Hermoso	230	RAIL	59.6	130
TDE	Santivañez - Vinto	230	RAIL	123.7	130
TDE	Valle Hermoso - Santivañez	230	RAIL	22.7	130
TDE	Arocagua - Santa Isabel	115	IBIS	45.6	74
TDE	Arocagua - Valle Hermoso	115	IBIS	5.4	74
TDE	Catavi - Ocuri	115	IBIS	97.8	74
TDE	Catavi - Sacaca	115	IBIS	43.4	74
TDE	Catavi - Vinto	115	IBIS	76.7	74
TDE	Corani -Santa Isabel	115	IBIS	6.4	74
TDE	Corani-Valle Hermoso	115	IBIS	43.5	74
TDE	Kenko - Senkata	115	IBIS	6.3	74
TDE	Kenko - Senkata	115	RAIL	8.0	117
TDE	Ocuri - Potosí	115	IBIS	84.4	74
TDE	Santa Isabel - San José	115	IBIS	8.9	74
TDE	Senkata-Mazocruz	115	RAIL	7.8	130
TDE	Tap Coboce - Sacaca	115	IBIS	41.9	74
TDE	Tap Coboce - Valle Hermoso	115	IBIS	45.5	74
TDE	Valle Hermoso- Vinto	115	IBIS	148.0	74
TDE	Aranjuez - Mariaca	69	PARTRIDGE	42.9	22
TDE	Aranjuez - Sucre	69	IBIS	12.0	42
TDE	Don Diego - Karachipampa	69	PARTRIDGE	16.0	22
TDE	Don Diego - Mariaca	69	PARTRIDGE	31.2	22
TDE	Karachipampa - Potosí	69	PARTRIDGE	10.0	23
TDE	Potosí - Punutuma	69	IBIS	73.2	30
ISA BOLIVIA	Carrasco - Urubo	230	ACARD	164.0	142.5
ISA BOLIVIA	Santivañez - Sucre	230	RAIL	246.0	142.5
ISA BOLIVIA	Sucre - Punutuma	230	DRAKE	177.0	142.5

EMPRESA	SUBESTACIÓN	TENSIÓN kV	CAPACIDAD	SUBESTACIÓN	TENSIÓN kV	CAPACIDAD
TDE	Guaracachi (*)	230/69	6 X 25 MVA	Vinto (*)	230/115	3 X 33.3 MVA
TDE	Guaracachi	230	21 MVA	Vinto	120/72	2 X 25 MVA
TDE	Aranjuez	69	7.2 MVA	Vinto	115	24 MVA
TDE	Kenko	115	12 MVA	Vinto	69	13.8 MVA
TDE	Kenko	69	12 MVA	Vinto	230	21 MVA
TDE	Potosí	120/72	25 MVA	San José (*)	230/115	3 X 25 MVA
TDE	Potosí	69	7.2 MVA	San José	230	21 MVA
TDE	Catavi	120/72	25 MVA	Mazocruz (*)	230/115	3 X 50 MVA
TDE	Catavi	69	7.2 MVA	Santivañez	230	15.6 MVA
TDE	Valle Hermoso (*)	230/115	3 X 50 MVA	Santivañez	230	12 MVA
TDE	Carrasco	230	12 MVA			
ISA BOLIVIA	Punutuma (*)	230/69	3 X 20 MVA	Sucre	230	2 X 12 MVA
ISA BOLIVIA	Punutuma	230	2 X 12 MVA	Urubó (*)	230/69	3 X 50 MVA
ISA BOLIVIA	Sucre (*)	230/69	3 X 20 MVA	Urubó	230	12 MVA

(*) Monofásico

PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2007

	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidroeléctrica														
Zongo	COBEE	104,374	95,714	106,330	94,333	77,769	47,253	50,351	51,256	58,952	82,354	106,880	106,228	981,794
Corani	CORANI	62,408	14,766	68,427	77,677	62,276	70,907	77,133	76,691	72,677	67,339	65,172	68,536	784,010
Taquesi	H. BOLIVIANA	50,400	44,452	54,621	39,495	15,436	11,398	10,845	10,763	16,427	20,177	29,414	45,408	348,835
Miguillas	COBEE	11,181	9,588	11,230	10,899	10,110	7,893	8,476	5,521	5,508	3,279	3,589	8,925	96,199
Yura	ERESA	6,116	5,246	6,068	4,157	5,558	5,739	5,871	5,805	5,169	4,908	5,145	5,451	65,234
Kanata	SYNERGIA	2,135	2,165	2,051	1,192	1,153	1,016	962	1,203	1,220	1,147	1,175	1,792	17,209
Quehata (1)	SDB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	305	283	362	950
Subtotal		236,615	171,932	248,728	227,753	172,301	144,206	153,638	151,239	159,952	179,508	211,657	236,702	2,294,231
Termoeléctrica														
Guaracachi	EGSA	54,572	62,603	68,361	71,380	87,522	99,313	90,724	97,499	126,765	114,668	80,746	72,690	1,026,843
Bulo Bulo	B. BULO	50,827	49,222	29,662	26,440	27,742	26,906	27,230	27,921	26,317	39,589	53,473	54,776	440,105
Carrasco	V. HERMOSO	29,327	30,330	31,688	43,170	72,411	62,654	68,903	73,334	63,152	66,435	53,669	53,540	648,613
Aranjuez - TG	EGSA	6,748	7,602	7,772	7,929	9,245	10,847	11,197	11,386	10,342	10,501	9,577	9,516	112,662
Aranjuez - MG	EGSA	2,931	3,652	3,975	3,714	3,788	4,222	4,314	3,822	3,771	3,560	3,663	3,594	45,005
Karachipampa	EGSA	1,706	3,444	3,105	2,061	6,506	8,253	8,777	8,837	8,172	7,741	5,798	5,337	69,735
Kenko	COBEE	696	3,041	1,840	1,329	6,922	11,134	11,549	11,378	9,700	8,331	448	205	66,574
Valle Hermoso	V. HERMOSO	7,300	19,439	12,590	6,501	7,005	20,151	23,608	28,873	23,483	21,253	7,847	4,544	182,594
Aranjuez - DF	EGSA	-	-	23	-	-	59	251	49	243	61	12	-	697
Guabirá (2)	GBE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,985	4,389	5,827	14,201
Subtotal		154,106	179,333	159,016	162,524	221,141	243,537	246,551	263,099	271,946	276,123	219,624	210,029	2,607,030
Total		390,721	351,264	407,744	390,277	393,442	387,743	400,189	414,338	431,898	455,631	431,282	446,732	4,901,261

(1) A partir del 1 de octubre

(2) A partir del 6 de octubre

INYECCIONES Y RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2007

Inyecciones	Nodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
GUARACACHI	GCH	53,084	60,986	66,764	69,907	85,952	98,213	89,186	96,095	124,720	112,789	79,671	71,376	1,008,743
ARANJUEZ	ARJ	9,582	11,142	11,652	11,527	12,902	14,976	15,604	15,104	14,213	13,981	13,120	12,979	156,781
KARACHIPAMPA	KAR	1,688	3,410	3,074	2,041	6,441	8,170	8,689	8,748	8,090	7,663	5,740	5,284	69,038
TOTAL GUARACACHI		64,354	75,537	81,489	83,475	105,295	121,359	113,479	119,948	147,023	134,433	98,532	89,638	1,234,562
ZONGO	KEN	100,102	91,769	101,965	90,617	74,786	45,355	48,326	49,176	56,578	79,049	102,438	101,686	941,844
KENKO	KEN	647	2,955	1,769	1,268	6,763	10,883	11,286	11,119	9,476	8,135	401	163	64,868
MIGUILLAS	VIN	10,731	9,208	10,775	10,455	9,720	7,596	8,145	5,271	5,264	3,072	3,376	8,540	92,155
TOTAL COBEE		111,479	103,932	114,509	102,341	91,269	63,834	67,757	65,566	71,319	90,256	106,215	110,389	1,098,867
SANTA ISABEL	SIS	38,639	10,628	43,000	46,990	36,719	41,228	44,724	44,528	42,429	39,609	38,831	42,068	469,392
CORANI	COR	23,656	4,043	25,314	30,577	25,443	29,563	32,293	32,044	30,134	27,614	26,226	26,351	313,256
TOTAL CORANI		62,294	14,670	68,314	77,567	62,161	70,791	77,017	76,572	72,563	67,222	65,056	68,419	782,648
CARRASCO	CAR	28,076	29,660	30,654	41,039	69,476	60,035	66,184	70,339	60,513	64,748	52,277	52,187	625,188
VALLE HERMOSO	VHE	7,128	19,186	12,361	6,353	6,850	19,947	23,403	28,147	22,897	20,694	7,578	4,324	178,870
TOTAL VALLE HERMOSO		35,204	48,846	43,016	47,392	76,326	79,981	89,587	98,486	83,411	85,443	59,855	56,511	804,057
BULO BULO	CAR	48,737	47,254	28,465	25,445	26,795	25,928	26,373	26,953	25,181	37,962	51,478	52,794	423,366
TAQUESI	KEN	47,118	41,579	50,960	37,016	14,525	10,681	10,127	10,100	15,534	19,055	27,705	42,750	327,152
YURA	PUN	5,801	4,968	5,763	3,906	5,243	5,409	5,558	5,480	4,880	4,618	4,860	5,167	61,652
KANATA	ARO	2,068	2,097	1,988	1,154	1,115	983	931	1,164	1,181	1,109	1,137	1,739	16,666
GUABIRA (2)	GCH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,945	4,344	5,758	14,046
QUEHATA (1)	VIN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	287	254	346	888
TOTAL INYECCIONES		377,056	338,883	394,504	378,295	382,730	378,967	390,829	404,269	421,091	444,331	419,436	433,511	4,763,904
Retiros	Nodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
CRE	GCH	99,924	95,957	108,349	107,782	108,087	112,291	109,010	113,842	134,348	133,901	113,677	116,419	1,353,587
CRE	URU	38,564	30,223	35,739	32,488	20,926	15,502	19,507	18,005	13,485	21,661	27,179	33,974	307,255
TOTAL CRE		138,488	126,180	144,089	140,270	129,013	127,793	128,517	131,847	147,833	155,562	140,856	150,393	1,660,842
ELECTROPAZ	KEN	103,402	93,922	109,402	103,410	110,599	108,385	112,131	112,847	108,259	111,422	107,021	110,137	1,290,938
ELFEC	ARO	45,629	42,235	47,849	46,132	49,147	48,322	50,367	49,887	49,634	52,551	49,903	50,295	581,950
ELFEC	VHE	16,332	14,697	16,711	16,405	15,609	16,091	16,625	17,719	16,961	17,899	16,622	15,826	197,497
ELFEC	CBC	611	288	599	637	717	596	620	755	742	794	796	656	7,812
ELFEC	CHI	2,030	1,833	2,096	2,139	2,061	2,047	2,032	2,147	2,320	2,398	2,271	2,297	25,672
TOTAL ELFEC		64,603	59,054	67,256	65,313	67,534	67,055	69,643	70,508	69,657	73,642	69,592	69,074	812,931
ELFEO	VIN69	19,839	17,609	20,640	19,134	19,514	18,003	18,780	18,795	19,004	19,471	20,199	21,448	232,435
ELFEO	CAT	4,753	4,459	5,328	5,726	6,881	8,131	8,118	8,158	7,989	7,673	6,408	5,687	79,310
TOTAL ELFEO		24,593	22,068	25,968	24,860	26,395	26,134	26,897	26,953	26,993	27,144	26,607	27,135	311,746
SEPSA	POT	10,087	8,260	10,686	8,999	11,519	10,706	8,800	10,985	11,999	12,260	11,631	12,293	128,227
SEPSA	PUN	6,182	5,380	6,497	6,283	6,847	6,642	6,806	6,926	6,587	6,660	6,282	6,590	77,682
SEPSA	DDI	1,714	1,516	1,416	2,040	2,022	2,061	1,967	2,132	2,145	2,129	2,150	2,172	23,463
SEPSA	OCU	109	100	160	178	167	195	160	198	176	190	167	167	1,966
SEPSA	SAC	89	98	108	105	135	132	134	145	134	142	132	126	1,480
SEPSA	KAR	5	7	7	8	6	6	7	6	6	7	6	7	79
TOTAL SEPSA		18,185	15,362	18,873	17,613	20,696	19,741	17,873	20,393	21,048	21,389	20,369	21,355	232,897
CESSA	ARJ	13,043	9,458	13,593	13,253	13,902	13,895	13,847	13,055	13,652	14,512	13,693	11,816	157,718
CESSA	MAR	17	22	26	19	25	17	17	16	16	14	19	16	225
TOTAL CESSA		13,060	9,480	13,619	13,273	13,927	13,913	13,864	13,071	13,667	14,526	13,712	11,832	157,943
EMVINTO	VIN69	3,248	2,674	2,968	2,615	2,311	1,825	1,709	2,030	3,050	3,029	2,973	3,164	31,596
COBOCE	CBC	3,301	3,116	3,425	3,208	3,575	3,469	3,674	3,630	3,072	3,621	3,527	2,512	40,130
MSCR	PUN	762	911	1,155	1,140	1,728	2,464	8,056	13,763	19,093	24,714	26,524	28,944	129,254
EMIRSA	VIN115	1,363	1,313	1,442	1,445	1,509	1,468	1,531	1,582	1,495	1,695	1,571	1,710	18,123
TOTAL RETIROS		371,004	334,080	388,196	373,147	377,287	372,247	383,896	396,623	414,168	436,742	412,752	426,256	4,686,399

(1) A partir del 1 de octubre

(2) A partir del 6 de octubre

POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2007

Inyecciones	Nodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
GUARACACHI	GCH	163.5	218.9	220.2	247.5	253.5	266.6	234.8	242.2	273.2	264.7	258.6	264.3	273.2
ARANJUEZ	ARJ	23.8	23.7	34.1	23.6	23.7	31.8	34.4	32.2	34.5	32.4	27.0	23.2	34.5
KARACHIPAMPA	KAR	12.7	12.8	12.8	12.7	18.7	13.1	13.2	13.1	13.1	13.0	13.3	13.5	18.7
ZONGO	KEN	153.5	151.7	159.2	156.7	146.3	144.4	159.6	161.7	161.9	162.1	163.0	161.9	163.0
KENKO	KEN	16.4	16.6	16.6	16.6	17.0	17.8	17.7	17.7	16.7	16.6	16.6	17.0	17.8
MIGUILLAS	VIN	15.7	16.3	16.3	15.8	15.6	15.7	15.7	16.8	12.6	7.4	12.6	12.6	16.8
SANTA ISABEL	SIS	89.1	86.5	88.4	88.6	87.8	88.4	87.4	89.0	92.6	89.9	89.0	89.4	92.6
CORANI	COR	54.8	53.9	75.5	83.7	59.2	56.3	55.7	55.9	55.9	55.9	55.8	54.6	83.7
CARRASCO	CAR	104.5	53.9	99.7	100.1	112.7	106.9	109.0	107.2	102.2	104.2	103.0	102.5	112.7
V. HERMOSO	VHE	65.2	68.5	66.4	67.0	65.0	71.3	67.1	66.9	66.7	68.5	67.1	67.0	71.3
BULO BULO	CAR	85.0	86.7	78.4	44.2	43.6	40.8	40.3	42.5	44.7	79.5	86.1	80.0	86.7
TAQUESI	KEN	83.1	83.4	80.8	82.0	76.7	76.0	76.5	79.3	79.3	81.5	79.1	80.8	83.4
YURA	PUN	16.9	17.5	17.4	16.7	17.4	16.8	16.9	16.8	16.7	16.7	16.9	16.9	17.5
KANATA	ARO	7.0	6.5	7.1	6.5	6.6	6.4	6.5	6.6	6.5	6.6	6.6	6.6	7.1
GUABIRA (2)	GCH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.7	13.0	11.8	13.0
QUEHATA (1)	VIN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	1.7	1.8	1.8

Retiros	Nodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
CRE	GCH	224.5	246.7	249.2	268.4	265.9	267.1	251.1	256.3	284.4	284.1	274.5	283.4	284.4
CRE	URU	68.3	65.1	68.8	66.6	60.3	59.7	58.8	60.7	53.3	99.7	72.5	71.0	99.7
ELECTROPAZ	KEN	239.8	250.9	253.0	253.2	258.1	260.4	263.1	260.9	260.4	245.1	256.2	256.4	263.1
ELFEC	ARO	100.9	102.6	102.8	104.1	104.9	106.3	106.8	105.8	107.3	109.9	107.6	108.0	109.9
ELFEC	VHE	43.7	42.0	41.9	42.0	38.4	38.8	38.6	43.5	42.4	43.4	39.6	37.2	43.7
ELFEC	COB	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.7	1.8	1.9	1.9	1.9	1.8	1.9
ELFEC	CHI	5.1	5.2	5.4	5.7	5.6	5.6	5.3	5.5	6.0	6.1	6.0	5.8	6.1
ELFEO	VIN69	40.2	40.5	41.6	41.3	43.4	42.7	44.1	45.2	44.5	43.2	44.9	44.4	45.2
ELFEO	CAT	14.0	14.2	19.5	16.0	16.1	17.5	17.1	16.3	19.2	15.9	15.8	15.9	19.5
SEPSA	POT	22.8	23.4	23.5	23.9	25.1	25.5	21.7	25.8	25.6	25.2	25.8	25.8	25.8
SEPSA	PUN	13.1	12.9	13.5	15.2	15.6	14.8	14.6	15.4	14.7	14.0	13.8	13.7	15.6
SEPSA	DDI	4.1	4.2	4.0	4.8	4.7	4.9	4.9	5.0	5.0	4.9	5.0	4.9	5.0
SEPSA	OCU	0.4	0.4	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7
SEPSA	SAC	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.6
SEPSA	KAR	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1
CESSA	ARJ	28.3	27.1	29.2	30.0	30.1	30.1	30.0	30.1	29.6	30.4	29.8	29.1	30.4
CESSA	MAR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
EMVINTO	VIN69	5.2	5.3	4.7	5.3	5.3	3.2	2.7	5.0	5.4	5.1	5.5	5.8	5.8
COBOCE	COB	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.7	5.7	5.7	5.7	5.6	5.6	5.7	5.7
MSCR	PUN	4.0	2.8	3.0	3.2	4.7	11.9	28.3	30.2	45.5	50.2	53.1	53.0	53.1
EMIRSA	VIN115	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.8	2.6	2.9	2.9

(1) A partir del 1 de octubre

(2) A partir del 6 de octubre

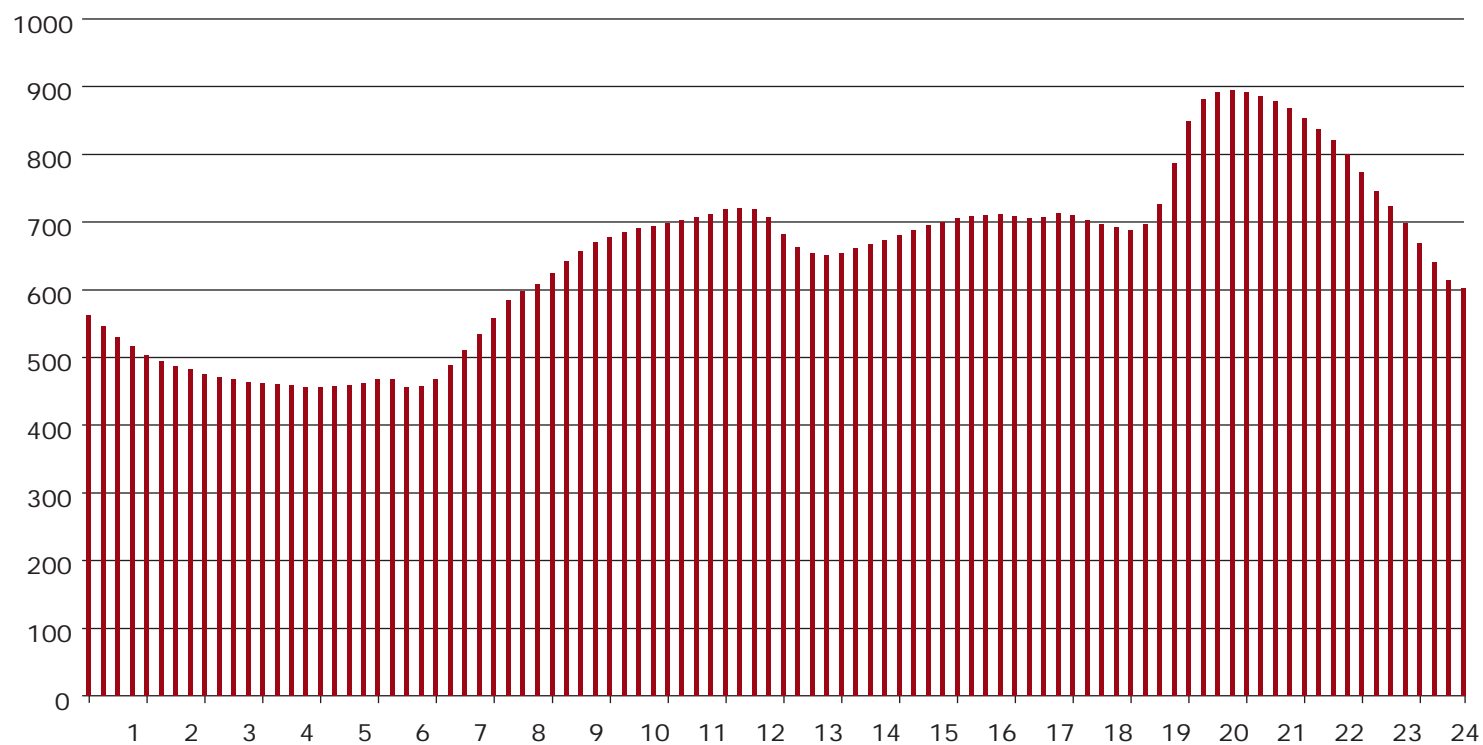
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI - AÑO 2007 MW

Inyecciones	Nodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GUARACACHI	GCH	162.4	182.3	191.6	236.2	250.0	248.8	198.4	218.7	270.6	254.9	221.5	218.2
ARANJUEZ	ARJ	20.9	20.5	20.6	22.0	22.7	22.1	22.5	20.8	22.1	23.0	22.5	21.0
KARACHIPAMPA	KAR	12.1	12.2	11.7	11.9	12.1	12.0	12.2	12.1	12.1	12.4	12.3	12.4
ZONGO	KEN	143.6	146.7	150.1	135.8	133.6	105.3	134.7	145.0	148.4	148.6	161.0	159.3
KENKO	KEN	16.4	15.8	15.8	16.0	16.2	16.0	15.9	15.9	16.0	15.9	16.2	17.0
MIGUILLAS	VIN	15.5	15.5	15.6	15.5	15.0	14.2	15.7	10.2	12.6	7.2	12.5	12.5
CORANI	COR	53.5	49.6	50.6	39.5	49.1	52.2	53.6	53.0	52.8	46.6	49.1	53.3
SANTA ISABEL	SIS	80.8	78.4	79.1	76.0	75.7	82.4	71.7	76.9	80.6	81.9	85.5	64.2
CARRASCO	CAR	47.9	47.5	96.4	95.2	95.4	96.4	100.7	100.1	93.8	91.6	94.3	95.3
V. HERMOSO	VHE	62.4	62.6	62.5	62.1	62.5	47.3	65.1	63.3	63.3	65.3	48.6	48.8
BULO BULO	CAR	77.3	76.2	38.1	38.1	38.1	38.6	39.2	38.6	38.6	37.5	76.2	77.8
TAQUESI	KEN	75.4	75.3	75.9	75.3	33.0	74.6	75.5	68.1	62.7	71.9	75.7	76.0
YURA	PUN	15.9	14.0	16.3	16.3	16.3	16.0	16.6	16.4	16.1	16.6	16.4	16.5
KANATA	ARO	6.3	6.4	6.3	6.4	6.5	6.4	6.3	6.5	6.4	6.4	6.4	6.4
GUABIRA (2)	GCH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.2	7.1	7.1
QUEHATA (1)	VIN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0	1.6	1.7
TOTAL INYECCIONES		790.4	803.0	830.5	846.3	826.1	832.3	828.0	845.6	896.0	888.0	906.8	887.4
Retiros	Nodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
CRE	GCH	224.0	232.4	242.8	268.4	265.5	259.3	224.6	234.5	284.4	277.2	269.8	256.9
CRE	URU	50.0	48.4	48.6	36.2	23.8	20.8	29.1	23.1	24.1	24.5	43.3	35.8
ELECTROPAZ	KEN	237.1	242.3	247.7	249.3	247.3	250.5	262.4	255.7	246.3	245.1	250.5	251.6
ELFEC	ARO	99.0	102.6	99.4	103.4	101.2	104.7	106.5	101.9	105.0	107.0	103.3	100.9
ELFEC	VHE	36.9	37.1	41.9	38.7	36.6	38.0	38.6	43.3	38.8	36.3	36.7	36.1
ELFEC	CBC	1.6	1.0	1.6	1.5	1.6	1.7	1.0	1.7	1.8	1.8	1.6	1.7
ELFEC	CHI	5.0	5.2	5.3	5.5	5.6	5.2	5.3	5.2	5.9	5.8	6.0	5.8
ELFEO	VIN69	38.9	40.0	41.3	40.2	36.3	40.4	39.8	43.7	43.7	41.1	42.7	43.8
ELFEO	CAT	13.2	14.2	14.7	15.2	14.9	16.2	11.1	15.8	15.2	14.9	13.3	13.4
SEPSA	POT	22.1	20.8	21.0	20.6	22.7	23.1	19.5	25.3	24.9	24.4	24.1	24.0
SEPSA	PUN	11.1	12.3	13.3	13.3	13.4	14.0	13.7	13.9	13.0	13.4	13.0	12.8
SEPSA	DDI	3.7	3.7	3.8	4.7	4.5	4.8	4.9	4.9	4.8	3.1	3.0	3.2
SEPSA	OCU	0.3	0.3	0.5	0.6	0.7	0.6	0.6	0.7	0.5	0.7	0.6	0.6
SEPSA	SAC	0.3	0.4	0.4	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5
SEPSA	KAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CESSA	ARJ	27.7	25.0	28.1	29.8	28.2	30.0	29.5	29.5	29.3	26.4	28.8	28.2
CESSA	MAR	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1
EMVINTO	VIN69	4.9	4.3	4.1	3.8	5.0	2.3	2.3	2.7	3.6	3.1	5.1	4.7
COBOCE	CBC	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.7	3.4	3.5	2.6	3.5	1.7	2.7
MSCR	PUN	1.7	1.6	1.8	1.9	2.5	3.2	22.4	27.7	39.0	43.7	49.4	49.4
EMIRSA	VIN115	2.1	1.8	1.9	2.2	2.1	1.9	2.3	2.4	2.3	2.4	2.3	2.3
MÁXIMA		783.0	796.9	821.4	838.9	815.6	821.1	817.5	836.0	885.8	875.1	895.4	874.4
Día		Martes 23	Martes 27	Martes 27	Jueves 19	Jueves 3	Jueves 21	Martes 31	Martes 21	Jueves 20	Miércoles 10	Viernes 30	Lunes 3
Hora		20:15	20:15	19:45	19:15	19:15	19:00	19:30	19:30	19:15	20:00	20:00	20:00

(1) A partir del 1 de octubre

(2) A partir del 6 de octubre

CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA - MW
VIERNES 30 DE NOVIEMBRE DE 2007



POTENCIA MÁXIMA INSTANTANEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2007

Componente	Capacidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Máxima
CAR-GCH	130	87.9	77.7	84.7	86.6	72.5	74.4	73.8	72.5	62.5	102.1	89.9	90.8	102.1
CAR-URU	142.5	72.6	67.1	67.1	70.9	59.3	60.8	60.1	61.9	57.4	104.5	80.2	74.6	104.5
CAR-SJO	130	90.0	90.3	101.8	111.9	130.6	129.1	126.8	129.6	84.0	97.2	98.3	83.2	130.6
CAR-SAN	130	-	-	-	-	-	-	-	86.6	116.4	91.4	95.2	78.2	116.4
VIN-SAN	130	83.6	79.4	80.9	80.0	87.3	118.4	103.4	110.2	119.3	96.3	96.0	77.5	119.3
SAN-SUC	142.5	26.9	23.5	28.0	26.7	31.6	30.4	45.0	45.9	56.0	59.9	64.0	67.2	67.2
KEN-VIN	130	130.2	131.7	130.8	129.5	82.2	18.4	8.0	25.8	125.5	116.8	132.9	131.9	132.9
VIN-KEN	130	42.8	29.1	27.4	58.0	92.8	129.5	118.2	117.9	127.1	93.8	80.8	48.5	129.5
SIS-ARO	74	59.0	52.3	59.5	67.4	65.5	65.9	64.0	71.8	66.9	63.5	69.9	62.9	71.8
COR-VHE	74	55.9	47.9	71.1	53.4	61.8	61.4	59.4	72.9	65.6	56.6	69.0	58.8	72.9
SJO-VHE	130	86.1	74.7	63.8	92.4	126.7	134.0	126.5	131.0	89.6	86.3	93.6	78.8	134.0
ATSJO230	71	67.4	40.3	72.0	56.4	46.2	50.8	46.5	43.9	42.0	44.8	37.5	49.2	72.0
ATGCH23001	71	42.5	57.4	41.5	41.9	35.2	36.2	35.3	35.6	50.4	51.8	44.8	46.0	57.4
ATGCH23002	71	44.0	39.4	43.4	43.9	36.8	37.3	37.0	36.6	31.3	54.9	43.7	44.1	54.9
ATURU230	142.5	71.0	66.1	70.5	69.5	58.4	59.9	59.0	60.8	56.5	103.1	75.8	73.0	103.1
ATMAZ230	143	128.9	130.0	129.9	127.8	90.4	126.6	114.8	115.1	124.1	115.9	131.3	130.2	131.3
ATVHE230	143	45.3	56.5	49.2	74.9	65.9	64.8	64.8	63.6	79.0	53.4	53.8	52.9	79.0
ATVIN230	95	47.1	50.1	47.4	47.9	18.2	25.3	37.0	45.0	52.4	55.5	53.5	51.9	55.5
ATPOT115	24	1.5	2.8	19.2	20.9	10.1	12.4	10.3	9.3	13.6	14.6	15.6	15.9	20.9
ATVIN11501	24	14.8	15.5	15.6	14.8	15.9	15.6	15.7	19.6	18.4	19.5	22.8	17.9	22.8
ATVIN11502	24	15.3	16.0	16.0	17.2	16.3	16.1	16.1	25.9	24.3	20.0	23.4	18.4	25.9

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (Hrs.) - AÑO 2007

Unidad	Programada	No Programada	Total	Unidad	Programada	No Programada	Total	Unidad	Programada	No Programada	Total
ANG01	3,073.6	33.1	3,106.7	CUT01	703.7	5.4	709.1	KEN02	116.9	17.5	134.4
ANG02	3,068.1	27.6	3,095.6	CUT02	116.7	7.6	124.4	KIL01	246.6	10.0	256.6
ARJ01	0.0	10.8	10.8	CUT03	130.9	11.3	142.2	KIL02	246.6	12.9	259.5
ARJ02	0.0	0.5	0.5	CUT04	255.2	7.9	263.1	KIL03	247.5	201.3	448.9
ARJ03	0.0	16.5	16.5	CUT05	189.1	43.3	232.4	LAN01	229.0	22.9	251.9
ARJ05	0.0	8.8	8.8	CHJ	101.6	12.8	114.4	LAN02	229.1	7.2	236.3
ARJ06	0.0	11.2	11.2	CHO01	271.2	30.4	301.6	LAN03	229.1	31.6	260.7
ARJ08	94.6	4.1	98.7	CHO02	292.5	83.4	375.9	MIG01	17.0	73.0	90.1
ARJ09	84.0	411.6	495.7	CHO03	270.1	86.3	356.4	MIG02	17.0	73.4	90.4
ARJ10	238.6	365.9	604.5	CHU01	198.4	22.9	221.3	PUH	587.0	193.4	780.4
ARJ11	228.3	849.6	1,077.8	CHU02	204.1	58.0	262.1	QUE01	0.0	75.7	75.7
ARJ12	195.1	852.8	1,047.9	GBE01	0.0	145.0	145.0	QUE02	0.0	70.6	70.6
BOT01	15.4	0.4	15.8	GCH01	214.6	9.2	223.8	SAI	341.5	12.5	354.1
BOT02	11.5	0.0	11.5	GCH02	772.2	10.1	782.3	SIS01	181.3	7.3	188.6
BOT03	633.6	84.2	717.8	GCH04	7.1	0.7	7.8	SIS02	128.7	15.3	143.9
BUL01	74.6	5,486.8	5,561.4	GCH06	24.7	8.1	32.8	SIS03	116.9	16.4	133.3
BUL02	201.8	22.0	223.8	GCH07	26.6	8.3	34.9	SIS04	143.9	1.4	145.3
CAH01	14.2	4,097.4	4,111.6	GCH08	19.2	36.8	55.9	SIS05	217.1	8.0	225.1
CAH02	345.6	2.3	347.9	GCH09	322.4	93.6	415.9	SRO01	190.7	63.9	254.6
CAR01	1,835.4	80.5	1,915.9	GCH10	897.4	121.1	1,018.6	SRO02	135.5	47.6	183.1
CAR02	538.6	58.7	597.4	GCH11	16.4	302.3	318.7	TIQ	8.4	13.7	22.0
CJL01	0.0	5,442.0	5,442.0	HAR01	192.0	66.8	258.8	VHE01	590.0	193.6	783.6
CJL02	0.0	7,598.0	7,598.0	HAR02	304.5	19.6	324.1	VHE02	65.2	5.9	71.1
COR01	107.8	13.3	121.1	HUA01	29.9	7.7	37.7	VHE03	268.5	41.1	309.6
COR02	125.1	8.3	133.4	HUA02	47.5	91.5	139.0	VHE04	223.3	2.9	226.2
COR03	144.2	8.2	152.4	KAN	0.8	80.6	81.3	YAN	328.9	62.6	391.5
COR04	179.5	9.1	188.6	KAR	381.3	126.3	507.6	ZON	18.7	12.9	31.6
CRB	1,141.7	117.8	1,259.5	KEN01	133.5	21.3	154.8				

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs.) - AÑO 2007

Componente	Programada	No Programada	Total	Componente	Programada	No Programada	Total
ARJ-MAR069	39.7	0.8	40.5	CPOT069	20.9	79.5	100.4
ARJ-SUC069	9.0	0.0	9.0	CPVIN06902	8.2	0.0	8.2
ARO-SIS115	59.5	2.7	62.2	CPVIN11501	23.9	2.3	26.3
ARO-VHE115	15.4	0.0	15.4	CPVIN11502	11.9	0.0	11.9
ATCAT115	14.0	0.4	14.4	CSVIN-VIC230	8.3	0.0	8.3
ATGCH23001	24.3	1.4	25.8	CHI-SJO230	98.5	40.5	139.0
ATGCH23002	16.1	0.6	16.8	CHT-QUE024	0.0	1.2	1.2
ATMAZ230	23.4	7.5	30.8	DDI-KAR069	10.7	0.2	10.8
ATPOT115	4.0	0.0	4.0	DDI-MAR069	10.7	0.2	10.8
ATPUN230	90.6	1.2	91.8	KAR-POT069	3.0	0.0	3.0
ATSJO230	23.1	1.7	24.8	KEN-SEN11501	23.4	2.7	26.1
ATSUC230	22.0	0.3	22.2	KEN-SEN11502	23.4	7.5	30.8
ATURU230	28.8	0.6	29.3	MAZ-VIC230	18.2	0.9	19.2
ATVHE230	3.7	0.0	3.7	OCU-POT115	30.7	0.5	31.3
ATVIN11501	153.1	1.7	154.8	PUN-SCR230	9.4	2.0	11.4
ATVIN11502	2.6	0.0	2.6	REPUN23001	34.4	0.5	34.8
ATVIN230	10.0	0.1	10.1	REPUN23002	34.4	0.5	34.8
BOL-TBA115	0.0	1.3	1.3	RESAN230	8.9	0.2	9.1
CAR-CHI230	69.0	13.2	82.2	RESAN23002	3.6	0.0	3.6
CAR-GCH230	17.1	0.0	17.1	RESUC23001	1.7	0.0	1.7
CAR-SAN230	2.8	1.3	4.1	RESUC23002	1.1	0.0	1.1
CAR-SJO230	0.0	0.3	0.3	REURU230	16.3	0.5	16.8
CAR-URU230	69.0	2.5	71.5	SAN-SUC230	43.5	11.0	54.5
CAT-OCU115	30.7	0.5	31.3	SAN-VIN230	37.3	15.7	53.0
CAT-SAC115	4.2	0.0	4.2	SEN-MAZ115	23.4	7.5	30.8
CAT-VIN115	17.4	0.1	17.5	SIS-SJO115	23.1	1.8	24.9
CBC-SAC115	4.2	0.0	4.2	SJO-VHE230	58.9	1.0	60.0
CBC-VHE115	4.4	0.0	4.4	SUC-PUN230	48.0	1.2	49.2
COR-SIS115	56.4	0.0	56.4	TIQ-HUA115	0.0	0.1	0.1
COR-VHE115	10.9	0.0	10.9	VHE-SAN230	27.7	4.1	31.8
COT-KEN115	0.0	1.7	1.7	VHE-VIN115	12.0	0.1	12.1
CPARJ069	17.4	0.0	17.4	VIN-MAZ230	0.0	4.7	4.7
CPCAT069	12.2	0.0	12.2	YAN-PIC115	0.0	0.1	0.1
CPKEN069	0.0	0.1	0.1				
CPKEN115	10.1	76.0	86.1				

POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA FIRME(MW) - AÑO 2007

Potencia de Punta				Potencia Firme										
ConsumidorNodo		Periodo		Generador	Nodo	Periodo								
		Del 01/01/07 al 31/10/07 (1)	Del 01/11/07 al 31/12/07 (2)			Del 01/01/07 al 14/04/07	Del 15/04/07 al 30/04/07	Del 01/05/07 al 23/06/07	Del 24/06/07 al 24/08/07	Del 25/08/07 al 30/09/07	Del 01/10/07 al 05/10/07	Del 06/10/07 al 18/10/07	Del 19/10/07 al 31/10/07	Del 01/11/07 al 31/12/07 (3)
CRE	GCH	284.4	269.8	ZONGO	KEN	179.9	179.9	168.6	179.9	179.9	179.9	179.9	179.9	180.1
CRE	URU	24.1	43.3	CORANI	COR	145.6	145.6	145.6	145.6	145.6	145.6	145.6	145.6	145.6
ELECTROPAZ	KEN	246.3	250.5	TAQUESI	KEN	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.7	84.8
ELFEC	ARO	105.0	103.3	MIGUILLAS	VIN	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3
ELFEC	VHE	38.8	36.7	YURA	PUN	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
ELFEC	CBC	1.8	1.6	KANATA	ARO	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.2
ELFEC	CHI	5.9	6.0	QUEHATA (4)	VIN	-	-	-	-	-	1.9	1.9	1.9	1.9
ELFEO	VIN69	43.7	42.7	TOTAL HIDRO		452.6	452.6	441.3	452.6	452.6	454.4	454.4	454.4	454.8
ELFEO	CAT	15.2	13.3											
CESSA	ARJ	29.3	28.8											
CESSA	MAR	0.1	0.1	GUARACACHI	GCH	184.5	200.6	233.1	227.2	227.2	227.2	220.7	205.8	242.1
SEPSA	POT	24.9	24.1	BULO BULO	CAR	67.9	67.9	29.5	28.7	28.7	28.7	28.7	61.3	66.1
SEPSA	PUN	13.0	13.0	CARRASCO	CAR	81.7	81.7	80.1	78.1	78.1	78.1	78.1	78.1	83.8
SEPSA	DDI	4.8	3.0	ARANJUEZ	ARJ	28.8	19.8	30.9	30.1	30.1	30.1	27.9	19.2	31.5
SEPSA	OCU	0.5	0.6	KARACHIPAMPA	KAR	10.7	10.7	10.4	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.9
SEPSA	SAC	0.5	0.4	KENKO	KEN	14.0	7.0	13.8	13.4	13.4	13.4	13.4	6.7	14.3
SEPSA	KAR	0.0	0.0	V. HERMOSO	VHE	54.6	54.6	54.2	52.8	52.8	51.1	46.8	45.4	56.2
EMIRSA	VIN115	2.3	2.3	GUABIRA (5)	GCH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.1	13.1	13.9
EMVINTO	VIN69	3.6	5.1	TOTAL TERMO		442.0	442.2	451.8	440.3	440.3	438.7	438.7	439.6	518.7
COBOCE	CBC	2.6	1.7											
MSCR	PUN	39.0	49.4											
Total		885.8	895.4	Total		894.6	894.8	893.1	892.9	892.9	893.1	893.1	894.0	973.6

(1) Jueves 20 de septiembre de 2007 a hs 19:15

(2) Viernes 30 de noviembre de 2007 a hs 20:00

(3) La Potencia Firme a partir del 1/11/2007 es estimada y corresponde a la Potencia de Punta prevista para el año 2008

(4) A partir del 1 de octubre

(5) A partir del 6 de octubre

FALLAS MÁS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2007

Mes	Día	Componente	Desconexión	Origen de la Falla	Agentes Afectados
ENE	4	Generador CAH1	170 días	Fisura en el Flange del eje	NINGUNO
ENE	16	Línea CHJ-PIC	2 min	Descargas atmosféricas	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, COBOCE, ELFEO, EMIRSA, EMVINTO, SEPSA, CESSA
FEB	24	Líneas TIQ - HUA (2 ternas)	10 min	Descargas atmosféricas	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, SEPSA, MSCR, COBOCE, EMIRSA, EMVINTO
MAR	4	Generador BUL1	233 días	Rotura tubería en sistema lubricación y vibraciones altas	NINGUNO
MAR	17	Línea CAR -SJO	19 min	Activación del esquema DAG/DAC	ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, EMIRSA, COBOCE, SEPSA MSCR
ABR	7	Línea MAZ - VIN	283 min	Pararrayos quemado, fase T en 115 kV en S/E Mazocruz	Colapso Norte, COBOCE, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA, MSCR, EMVINTO, EMIRSA
MAY	23	Línea CAR -SJO	3 min	Falsa transferencia de disparo en S/E Carrasco	ELFEC, COBOCE, ELFEO, EMVINTO, EMIRSA, ELECTROPAZ, CESSA, SEPSA, MSCR
JUN	13	Línea MAZ - VIN	23 min	No determinada	Colapso Norte, ELECTROPAZ
JUL	9	Línea MAZ - VIN	132 min	Rotura de hilo de guardia por nevada	ELECTROPAZ

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2007
(Sin IVA)

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
1	12.46	14.38	12.74	12.82	14.13	14.37	14.53	15.38	15.73	15.50	14.45	14.39	14.29
2	12.14	13.85	12.48	12.63	14.06	14.19	14.28	14.73	15.37	15.10	14.32	14.20	13.99
3	11.92	13.23	12.29	12.21	13.97	14.15	14.21	14.48	15.28	15.06	14.24	14.04	13.81
4	11.91	13.00	11.85	12.24	13.94	14.13	14.24	14.47	15.25	14.93	14.18	13.94	13.72
5	11.81	12.84	11.75	12.16	13.95	14.10	14.16	14.45	15.31	14.86	14.13	13.83	13.66
6	11.94	13.17	12.10	12.20	14.01	14.07	14.26	14.42	15.29	14.94	14.12	13.87	13.74
7	12.01	13.57	12.54	12.71	14.30	14.33	14.24	14.94	15.34	15.17	14.26	13.88	14.01
8	12.13	13.63	13.23	13.10	14.57	14.54	14.75	15.70	15.42	15.45	14.32	13.94	14.29
9	12.72	14.72	13.89	13.26	14.59	15.35	15.33	16.20	15.95	15.68	14.56	14.12	14.76
10	13.58	15.85	14.54	13.77	14.75	16.08	15.69	16.68	16.58	16.08	15.13	14.38	15.33
11	14.12	16.76	14.73	13.87	14.86	16.44	15.55	16.78	16.88	16.48	15.63	14.42	15.65
12	14.05	16.89	14.96	13.98	15.09	16.51	15.59	16.83	17.02	16.66	15.57	14.60	15.75
13	13.71	15.21	13.88	13.66	14.91	16.25	15.69	16.84	17.06	16.70	15.39	14.41	15.42
14	13.52	14.65	13.34	13.55	14.66	16.06	15.49	16.83	17.21	17.23	15.29	14.24	15.31
15	13.54	15.70	13.99	13.84	14.97	16.39	15.71	16.65	18.82	18.53	15.60	14.38	15.83
16	13.73	16.31	14.68	14.08	15.51	16.69	16.05	16.90	21.04	19.49	15.85	14.83	16.42
17	13.66	16.21	14.38	14.07	15.41	16.95	16.05	17.11	22.65	18.41	15.85	14.87	16.49
18	13.08	15.59	13.91	13.90	15.23	16.55	16.21	17.68	20.06	18.81	15.68	14.75	16.12
19	12.67	13.74	13.53	14.73	15.74	16.88	15.88	17.28	19.80	17.65	15.50	14.33	15.99
20	14.37	16.73	19.24	16.99	16.14	17.01	16.38	17.71	21.54	17.90	16.75	15.71	17.34
21	15.61	17.09	19.98	16.72	15.85	16.47	16.33	17.62	18.87	17.92	16.84	16.50	17.19
22	14.91	16.95	16.29	15.48	15.32	16.17	16.07	17.35	17.81	17.03	16.00	15.92	16.31
23	13.39	15.77	14.71	13.89	14.48	15.30	15.46	16.71	17.32	16.36	15.22	15.18	15.36
24	12.61	14.80	13.29	13.13	14.17	14.89	15.17	16.00	16.10	15.80	14.58	14.39	14.62
Promedio	13.36	15.33	14.55	14.02	14.92	15.80	15.48	16.48	17.75	16.79	15.33	14.69	15.47

PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (US\$/MWh) - AÑO 2007
(Sin IVA)

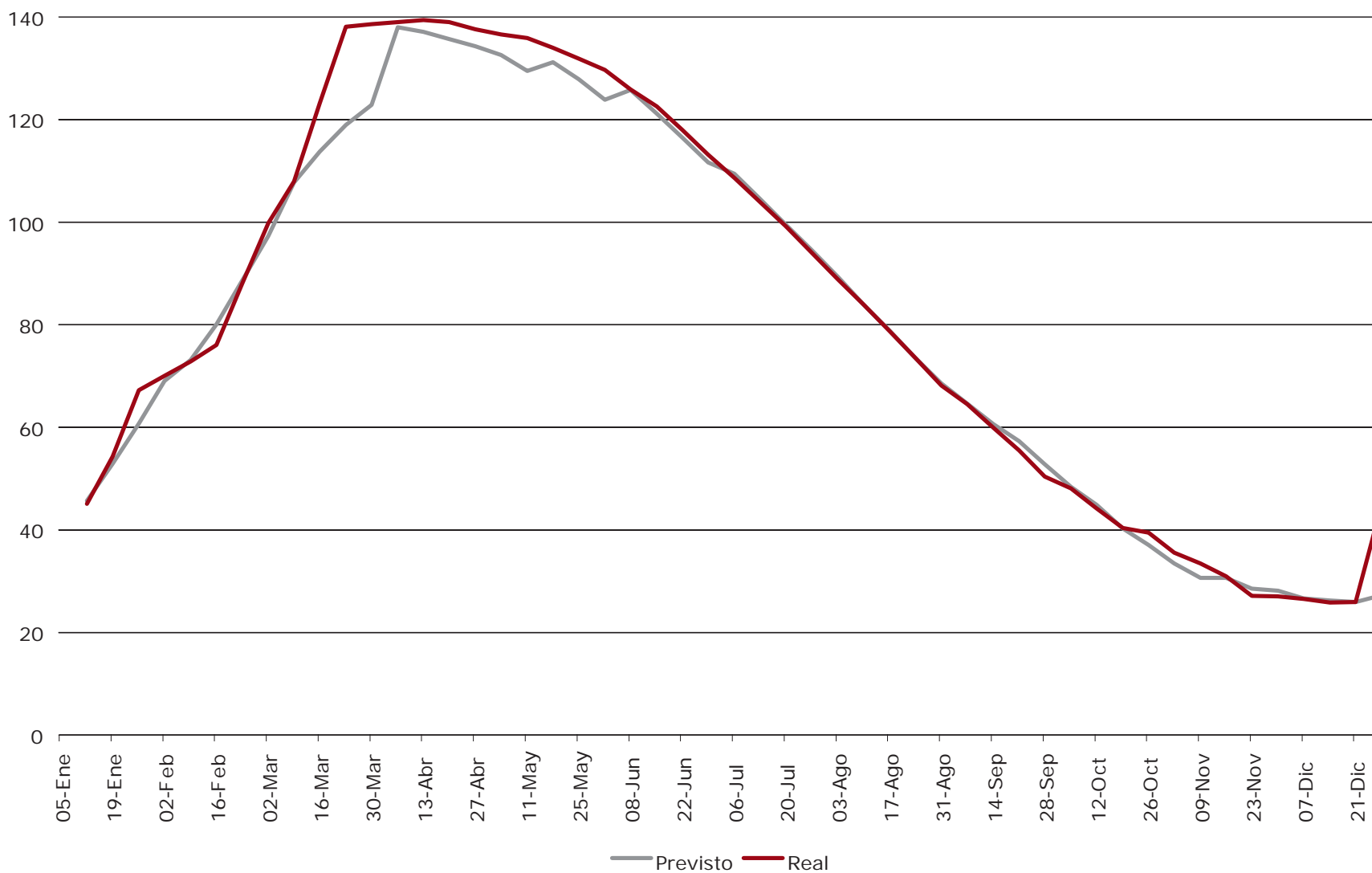
	Nodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
CRE	GCH	14.24	15.67	15.42	14.62	14.75	15.38	15.27	16.20	17.64	16.78	15.43	14.92	15.61
CRE	URU	13.04	14.97	14.03	13.60	14.51	14.83	14.95	16.07	17.13	16.13	14.90	14.45	14.65
ELECTROPAZ	KEN	13.03	14.72	14.00	13.79	15.75	17.59	16.94	18.01	18.71	17.17	15.18	14.37	15.83
ELFEC	ARO	13.39	15.20	14.31	13.88	15.23	16.40	15.85	16.85	17.71	16.79	15.28	14.65	15.52
ELFEC	VHE	13.80	15.72	14.62	13.94	15.41	17.05	16.82	17.50	17.82	16.85	15.39	14.73	15.85
ELFEC	CBC	13.37	15.14	14.40	14.03	15.39	16.62	16.01	17.05	17.99	16.91	15.45	14.78	15.70
ELFEC	CHI	12.83	14.88	14.23	13.70	14.74	15.34	15.28	16.33	17.41	16.41	14.97	14.38	15.09
ELFEO	VIN69	13.22	14.94	14.06	13.79	15.44	16.89	16.33	17.42	18.14	17.01	15.31	14.59	15.58
ELFEO	CAT	13.77	15.51	14.62	14.20	15.63	16.95	16.31	17.35	18.34	17.29	15.71	14.98	16.13
CESSA	ARJ	13.84	15.33	14.60	14.17	15.54	16.61	16.38	17.12	18.09	17.19	15.82	15.24	15.88
SEPSA	DDI	13.96	15.32	14.87	14.35	15.78	16.74	16.23	17.38	18.20	17.29	15.96	15.38	16.05
SEPSA	POT	14.18	15.72	15.09	14.70	15.98	17.13	16.54	17.75	18.69	17.68	16.24	15.64	16.36
SEPSA	PUN	13.77	15.19	14.54	14.22	15.59	16.73	16.26	17.35	18.34	17.45	16.10	15.53	15.98
EMIRSA	VIN115	13.05	14.67	13.73	13.54	15.31	16.66	16.17	17.30	17.83	16.76	15.13	14.44	15.44
EMVINTO	VIN69	13.06	14.67	13.71	13.67	15.38	16.64	16.18	17.13	17.78	16.73	15.17	14.49	15.27
COBOCE	CBC	13.23	14.88	13.83	13.58	15.20	16.33	15.85	16.83	17.47	16.64	15.12	14.49	15.35
MSCR	PUN	13.60	15.04	14.38	13.90	15.54	16.31	16.27	17.28	18.24	17.45	15.98	15.39	16.40
Total MEN		13.53	15.20	14.54	14.08	15.28	16.47	16.09	17.09	18.04	16.96	15.39	14.75	15.67

PRECIOS MEDIOS - AÑO 2007 (SIN IVA)				
	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/kW-mes	Peaje US\$/kW-mes	Monómico US\$/MWh
Guaracachi	15.6	5.4	2.9	36.0
Urubó	14.6	5.2	2.9	24.6
TOTAL CRE	15.4	5.4	2.9	33.9
ELECTROPAZ	17.2	5.4	2.9	36.4
Retiros para Electropaz	15.3	5.3	2.9	34.4
Retiros para Elfeo	15.1	5.5	2.9	31.6
TOTAL COBEE	15.3	5.4	2.9	34.2
Arocagua	15.5	5.4	2.9	33.7
V.Hermoso	15.9	5.4	2.9	35.6
Irpa Irpa	15.7	5.5	2.9	39.5
Chimore	15.1	5.3	2.9	37.9
TOTAL ELFEC	15.6	5.4	2.9	34.4
Vinto	15.9	5.5	2.9	36.7
Catavi	16.1	5.7	2.9	35.7
TOTAL ELFEO	16.0	5.5	2.9	36.3
Sacaca	16.0	5.6	2.9	48.3
Ocuri	16.3	5.8	2.9	42.1
Potosi	16.4	5.9	2.9	39.2
Punutuma	16.0	5.8	2.9	34.8
Don Diego	16.1	5.8	2.9	37.1
C.M. Karachipampa	15.7	5.8	2.9	45.2
TOTAL SEPSA	16.2	5.8	2.9	37.6
Mariaca	15.6	5.8	2.9	40.8
Sucre	15.9	5.6	2.9	35.2
TOTAL CESSA	15.9	5.6	2.9	35.2
EMIRSA	15.4	5.5	2.9	28.0
EMVINTO	15.3	5.5	2.9	26.9
COBOCE	15.4	5.4	2.9	23.5
MSCR	16.4	5.8	2.9	50.0
Totales	15.7	5.4	2.9	34.8

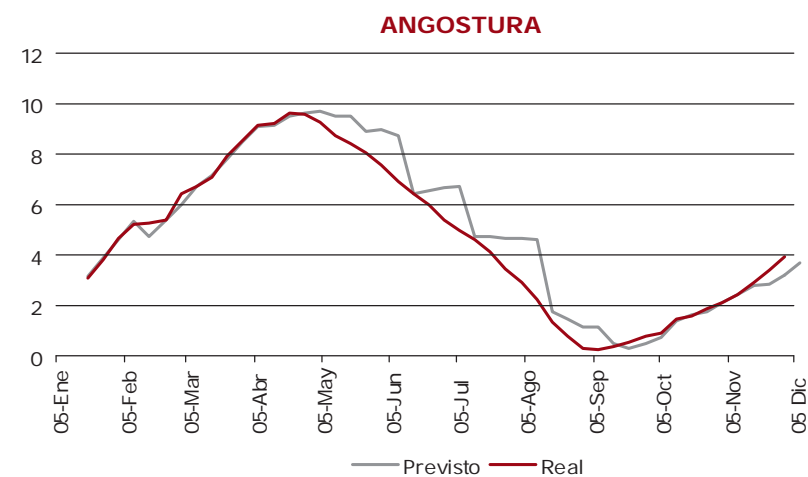
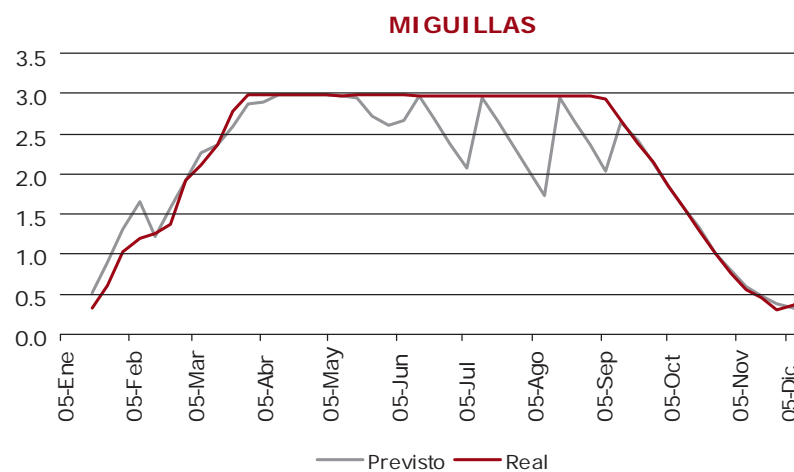
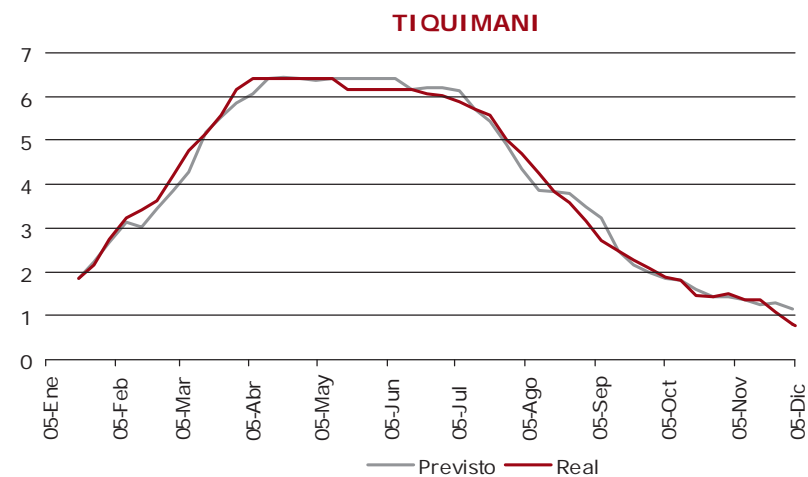
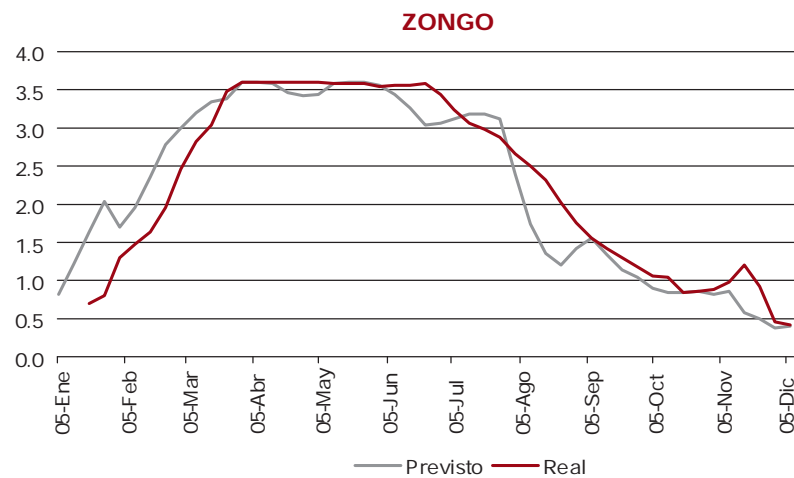
Tipo de cambio promedio: 7.90 Bs/US\$

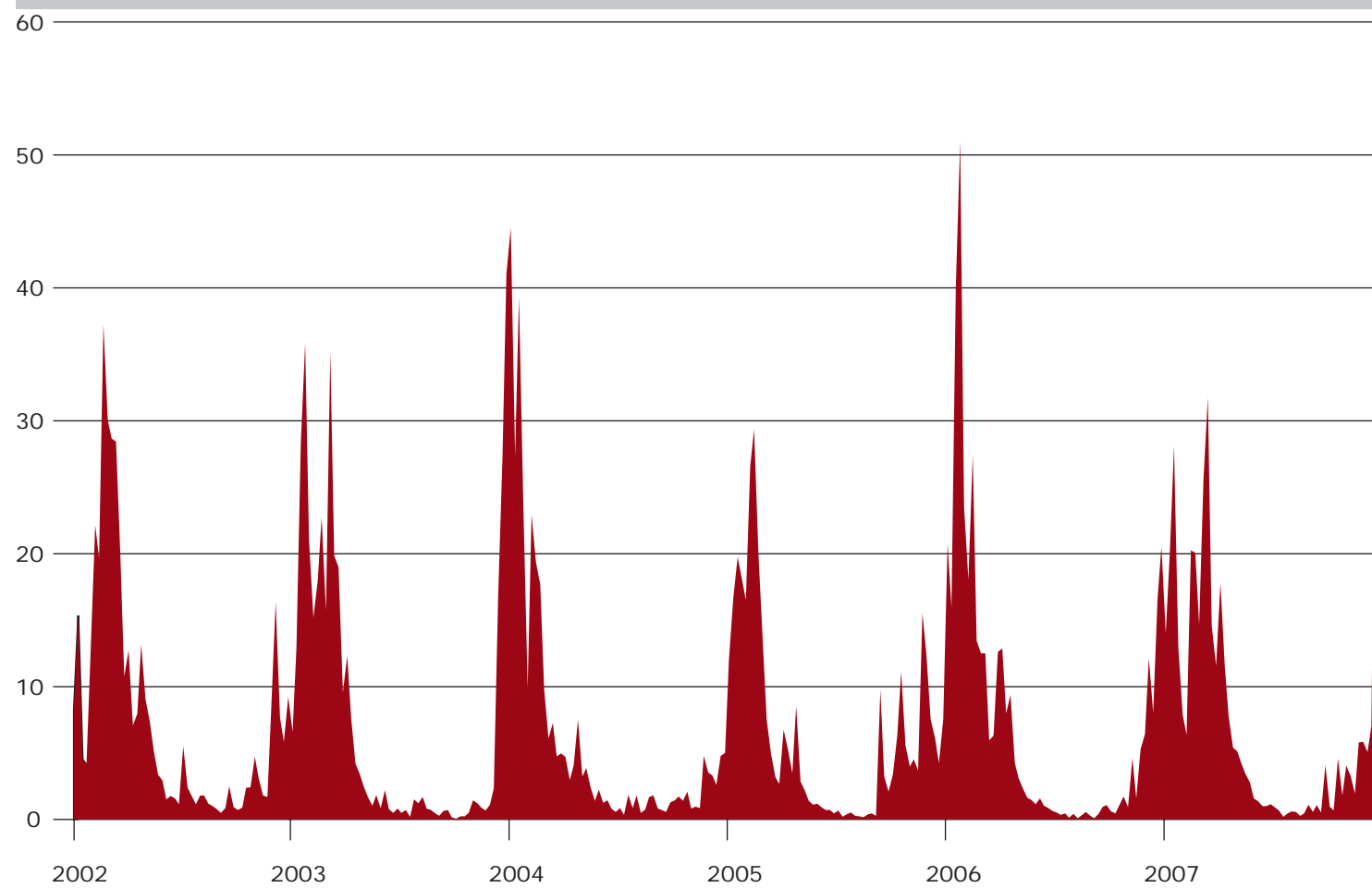
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (US\$/MPC) - 2007 - (Con IVA)			
Central	Periodo		
	Nov/06-Abr/07	May/07-Oct/07	Nov/07-Abr/08
GUARACACHI	1.30	1.30	1.30
CARRASCO	1.10	1.20	1.25
BULO BULO	1.10	1.10	1.30
V. HERMOSO 1	1.20	1.30	1.30
V. HERMOSO 2, 3, 4	1.10	1.27	1.27
ARANJUEZ 8	1.20	1.30	1.30
ARANJUEZ 9 a 12	1.30	1.30	1.30
KARACHIPAMPA	1.30	1.30	1.30
KENKO	1.15	1.15	1.30
Promedio	1.21	1.26	1.29

PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (US\$/MMBTU) - 2007 (Sin IVA)									
	Guaracachi	Carrasco	Bulo Bulo	V. Hermoso 01	V. Hermoso 02, 03, 04	Aranjuez 08	Aranjuez 09 a 12	Karachipampa	Kenko
Enero	1.1720	1.0346	1.0423	1.1360	1.0413	1.0653	1.1541	1.1541	1.0887
Febrero	1.1720	1.0391	1.0390	1.1373	1.0425	1.0599	1.1482	1.1482	1.0899
Marzo	1.1757	1.0391	1.0390	1.1360	1.0413	1.0621	1.1506	1.1506	1.0875
Abril	1.1696	1.0368	1.0252	1.1348	1.0402	1.0578	1.1459	1.1459	1.0875
Mayo	1.1745	1.1397	1.0352	1.2320	1.2036	1.1482	1.1482	1.1482	1.0899
Junio	1.1757	1.1348	1.0334	1.2293	1.2010	1.1529	1.1529	1.1529	1.0875
Julio	1.1769	1.1336	1.0316	1.2293	1.2010	1.1529	1.1529	1.1529	1.0875
Agosto	1.1868	1.1348	1.0319	1.2188	1.1906	1.1494	1.1494	1.1494	1.0781
Septiembre	1.1794	1.1360	1.0209	1.2135	1.1855	1.1529	1.1529	1.1529	1.0735
Octubre	1.1769	1.1385	1.0307	1.2045	1.1767	1.1541	1.1541	1.1541	1.0655
Noviembre	1.1781	1.1846	1.2213	1.2019	1.1742	1.1564	1.1564	1.1564	1.2019
Diciembre	1.1769	1.1872	1.2236	1.1981	1.1704	1.1588	1.1588	1.1588	1.1981
Promedio	1.1762	1.1116	1.0645	1.1893	1.1390	1.1226	1.1520	1.1520	1.1030

EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (hm³)

EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (hm³)



EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m³/s)

DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Area Oriental	847.4	951.8	1,050.5	1,137.3	1,138.7	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,366.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8
Area Norte	865.9	921.8	962.8	1,005.0	998.0	1,000.6	1,028.7	1,060.8	1,120.5	1,157.2	1,234.0	1,290.9
Area Centro - Sur	1,012.5	1,072.1	1,146.1	1,166.2	1,198.2	1,221.0	1,310.6	1,301.4	1,284.2	1,381.4	1,499.4	1,734.6
Total	2,725.8	2,945.7	3,159.4	3,308.5	3,334.9	3,371.7	3,532.2	3,603.8	3,771.0	3,994.3	4,305.8	4,686.4

DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
CRE	847.4	951.8	1,050.5	1,137.3	1,138.7	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,366.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8
ELECTROPAZ	865.9	921.8	962.8	1,005.0	998.0	1,000.6	1,028.7	1,060.8	1,120.5	1,157.2	1,234.0	1,290.9
ELFEC	444.2	486.3	548.9	568.2	583.8	590.5	642.1	653.2	674.2	711.3	758.4	812.9
ELFEO	191.1	198.7	205.5	210.2	203.6	212.6	217.1	212.2	234.1	264.3	287.0	311.7
CESSA	92.2	101.4	110.7	114.1	114.1	102.2	108.2	124.4	131.2	140.1	152.8	157.9
SEPSA	76.2	82.3	89.9	89.5	89.4	82.4	84.6	95.5	110.7	117.9	171.0	232.9
ERESA						30.0	47.2	51.9	55.8	60.1	39.1	
NO REGULADOS	208.8	203.4	191.1	184.2	207.3	203.3	211.4	164.3	78.2	87.7	91.0	219.1
Total	2,725.8	2,945.7	3,159.4	3,308.5	3,334.9	3,371.7	3,532.2	3,603.8	3,771.0	3,994.3	4,305.8	4,686.4

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	217.1	241.5	258.5	269.1	283.7	277.5	294.4	298.0	311.6	324.7	346.3	371.0
Febrero	202.5	210.1	231.2	244.6	269.1	251.5	258.9	271.3	287.8	296.3	318.8	334.1
Marzo	225.5	241.1	265.1	282.2	277.4	285.1	295.4	295.9	324.3	337.2	366.1	388.2
Abril	217.0	241.6	258.9	266.8	271.7	276.4	293.1	293.1	308.1	328.9	346.7	373.1
Mayo	231.4	245.5	265.7	273.7	278.7	280.8	296.3	306.6	305.8	327.5	352.3	377.3
Junio	221.6	239.6	261.6	269.1	275.1	275.3	282.9	299.7	304.5	319.9	350.2	372.2
Julio	233.6	250.2	273.7	279.3	277.5	282.5	299.6	308.2	314.3	334.5	360.4	383.9
Agosto	234.2	252.5	270.2	276.0	282.6	292.0	302.2	308.2	316.0	346.2	370.3	396.6
Septiembre	236.7	252.4	261.4	283.0	274.5	280.3	294.0	308.0	318.6	331.4	360.5	414.2
Octubre	238.5	263.7	276.3	294.5	290.8	298.6	313.7	308.4	331.4	348.0	381.7	436.7
Noviembre	229.9	249.3	264.7	281.4	274.7	282.9	298.1	300.6	317.3	344.1	371.3	412.8
Diciembre	237.8	258.3	272.0	288.9	279.0	288.8	303.6	305.8	331.2	355.7	381.2	426.3
Total	2,725.8	2,945.7	3,159.4	3,308.5	3,334.9	3,371.7	3,532.2	3,603.8	3,771.0	3,994.3	4,305.8	4,686.4

DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Total	544.6	583.7	622.2	644.3	644.9	646.8	674.3	684.1	704.8	759.1	813.1	895.4

CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
HIDROELÉCTRICA	263.0	281.3	298.4	335.7	335.7	355.0	444.0	428.1	446.2	448.3	469.5	471.5
TERMOELÉCTRICA	424.0	424.0	424.0	543.7	625.8	569.0	532.0	552.5	589.4	589.4	600.9	680.1
Total	687.0	705.3	722.4	879.4	961.5	924.0	976.0	980.6	1,035.6	1,037.7	1,070.4	1,151.6

PRODUCCION BRUTA (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
HIDROELÉCTRICA	1,425	1,572	1,498	1,669	1,856	2,106	2,182	1,969	2,129	1,941	2,131	2,294
TERMOELÉCTRICA	1,464	1,558	1,840	1,763	1,611	1,423	1,513	1,821	1,830	2,248	2,375	2,607
Total	2,889	3,129	3,338	3,433	3,467	3,529	3,696	3,790	3,959	4,189	4,506	4,901

TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
MINUTOS	86.0	76.0	85.0	23.0	30.0	69.6	28.2	104.6	20.5	68.7

COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN		
Año	Fecha	Área (s)
1998	15/Nov	POTOSÍ
1999	7/Nov	SUCRE
	26/Nov	SUR
	23/Dic	ORIENTAL
	29/Dic	SUCRE
2000	2/Feb	NORTE
	24/Mar	SUR
	25/Jun	SUCRE
	21/Ago	SUCRE
	17/Oct	ORIENTAL
	25/Oct	SUR
	22/Dic	ORIENTAL
	28/Dic	ORIENTAL
2001	18/Mar	SUR
	20/Sep	SUCRE
2002	29/Jul	NORTE
	13/Ago	ORIENTAL
2003	20/Mar	ORIENTAL
	18/Jul	CENTRAL, SUR, NORTE
	24/Oct	NORTE
	26/Nov	NORTE, CENTRAL
2004	29/Feb	ORIENTAL
2005	1/Ene	SUR
	10/Ene	SUR
	20/Ene	ORIENTAL
	27/May	SUCRE
	10/Sep	NORTE
	2/Oct	ORIENTAL
	9/Ene	SUCRE
2006	3/Feb	SUR
	9/Feb	ORIENTAL
2007	23/Nov	SUR, SUCRE
	17/Mar	ORIENTAL
	7/Abr	NORTE
	13/Jun	NORTE

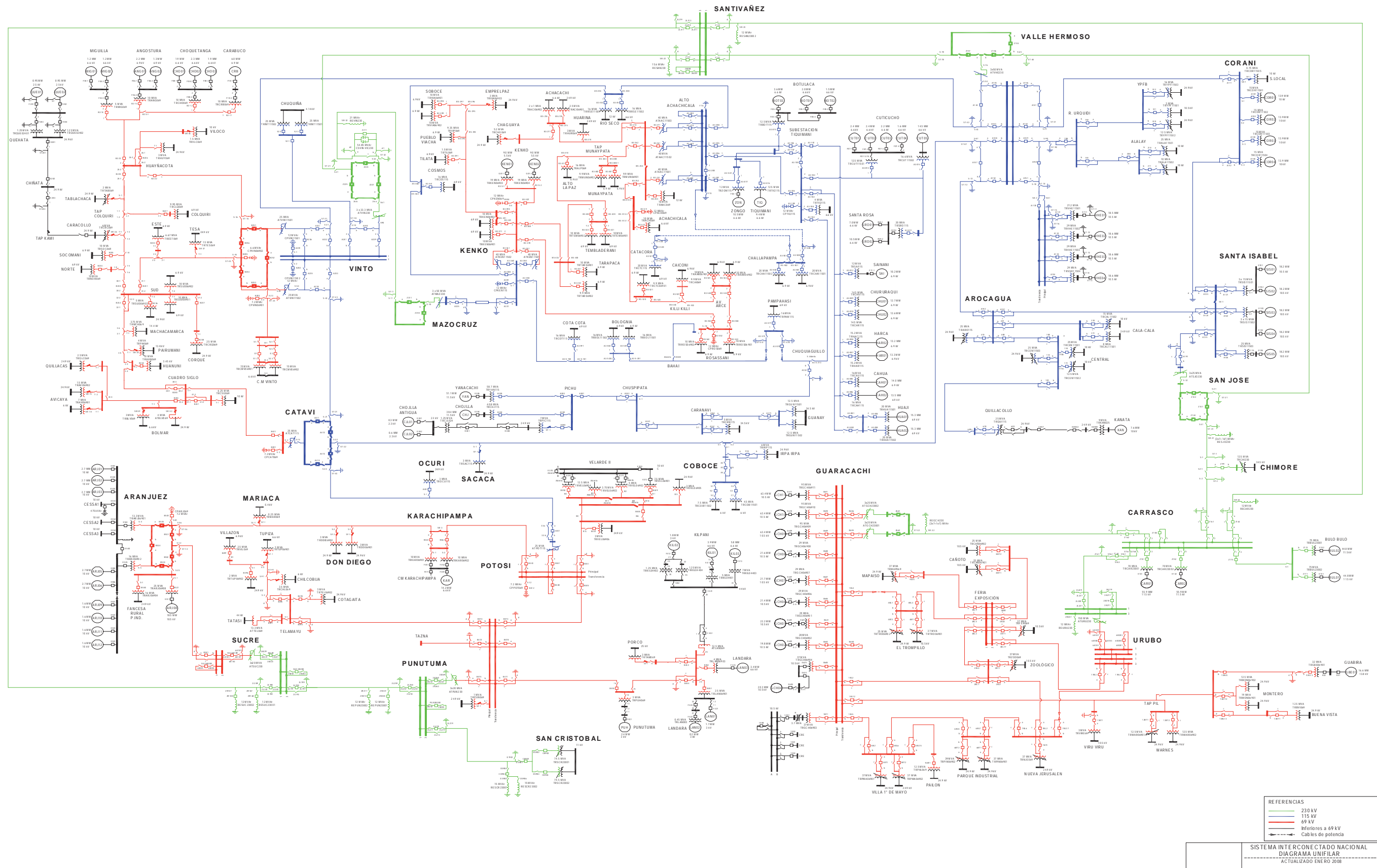
**COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh)
(Sin IVA)**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
COSTO MARGINAL	17.2	15.9	18.0	16.1	17.9	9.2	10.3	7.5	5.8	13.9	15.4	15.5

**PRECIOS SPOT DE ENERGÍA
(Sin IVA)**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ENERGÍA (US\$/MWh)	18.5	17.5	19.3	17.3	19.7	10.7	11.2	9.1	8.2	14.4	15.5	15.7
POTENCIA (US\$/kW-mes)	6.2	7.8	7.2	7.2	7.3	7.6	7.0	7.6	6.2	5.9	5.5	5.4
PEAJE TRANSM.(US\$/kW-mes)	0.9	0.9	1.7	1.6	1.4	1.8	1.8	1.8	1.8	2.1	3.0	2.9
MONÓMICO (US\$/MWh)	39.8	38.0	40.1	37.7	40.2	32.3	31.4	30.5	26.0	32.5	34.9	34.8

PRECIOS SEMESTRALES (Sin IVA)				
Semestre	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/kW- mes	Peaje US\$/kW- mes	Monómico US\$/MWh
May/96 - Oct/96	19.6	5.5	0.9	39.8
Nov/96 - Abr/97	17.5	8.1	0.9	38.5
May/97 - Oct/97	18.3	7.7	0.8	37.9
Nov/97 - Abr/98	18.4	7.5	1.6	39.3
May/98 - Oct/98	20.4	7.0	1.7	40.8
Nov/98 - Abr/99	19.0	6.9	1.7	39.2
May/99 - Oct/99	15.9	7.3	1.6	36.4
Nov/99 - Abr/00	18.6	7.4	1.7	39.4
May/00 - Oct/00	20.6	7.5	1.1	40.3
Nov/00 - Abr/01	13.5	7.3	1.7	34.9
May/01 - Oct/01	10.3	7.8	1.7	32.4
Nov/01 - Abr/02	11.8	8.2	1.8	34.9
May/02 - Oct/02	11.6	7.9	1.8	33.4
Nov/02 - Abr/03	9.1	7.5	1.8	30.9
May/03 - Oct/03	7.8	8.1	1.8	30.1
Nov/03 - Abr/04	8.6	6.2	1.8	26.7
May/04 - Oct/04	9.4	6.3	1.7	27.3
Nov/04 - Abr/05	9.5	6.4	1.7	28.0
May/05 - Oct/05	17.2	5.8	1.9	34.1
Nov/05 - Abr/06	13.5	5.5	3.0	32.7
May/06 - Oct/06	17.3	5.7	3.0	36.4
Nov/06 - Abr/07	14.1	6.1	2.8	35.3
May/07 - Oct/07	16.7	5.2	3.0	34.9



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.cn/dc.bo

Cochabamba – Bolivia