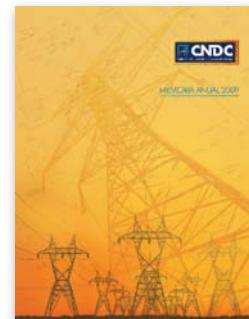


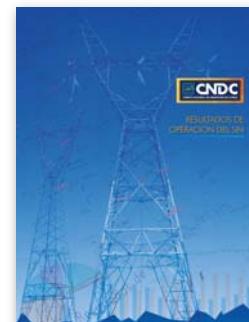
- MEMORIA ANUAL CNDC - 2009
- RESULTADOS DE OPERACIÓN
DEL SISTEMA INTERCONECTADO
NACIONAL



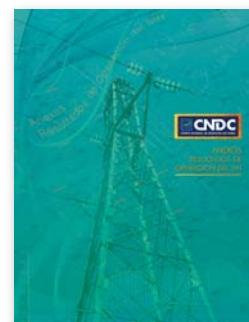
Memoria Anual - 2009



Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional Gestión 2009



Anexos Resultados de Operación del Sistema





MEMORIA ANUAL 2009

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	1
INFORMACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA	3
CREACIÓN Y FUNCIONES	3
ORGANIZACIÓN, ESTRUCTURA Y COMITÉ DE REPRESENTANTES	3
NUEVOS ROLES DEL CNDC	6
REESTRUCTURACIÓN ORGANIZACIONAL DEL CNDC	6
PARTICIPACIÓN DEL CNDC, EN LA CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR	7
INTEGRACIÓN ENERGÉTICA INTERNACIONAL	8
CERTIFICACIÓN ISO	8
INFRAESTRUCTURA PROPIA DEL CNDC	9
PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SIN	10
CURSOS Y CAPACITACIONES	12
INFORME DE LA GESTIÓN 2009	13
PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	14
DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL	15
ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD	16
TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM	17
SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL – SMEC	19
PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SIN	20
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN	21
INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES	21
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN	23
SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD	25
ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	26
RESOLUCIONES DEL CNDC	26
RESULTADOS ECONÓMICOS	26
ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC	27
ESTADO DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA	27
DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO	28
BALANCE GENERAL A 31 DE DICIEMBRE DE 2009	29
ESTADO DE RESULTADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2009	31
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO A 31 DE DICIEMBRE DE 2009	32
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS	33
NATURALEZA Y OBJETO	33
PRÁCTICAS CONTABLES	34

Mensaje del Presidente



El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) continúa siendo líder y teniendo impacto nacional, alcanzando metas y logrando notables propósitos, no sólo por haber cumplido cabalmente el compromiso con la Operación del Sistema Interconectado Nacional y la Administración del Mercado Eléctrico Mayorista, sino también por haber logrado en forma oportuna y adecuada la implementación de los retos para la gestión 2009 formulados por la institución y también a través de las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Entre los logros más importantes se destacan:

- La incorporación del Estado en la Planificación de la Expansión Optima del Sistema Interconectado Nacional.
- La consolidación institucional del Comité Nacional de Despacho de Carga con la adquisición y adecuación de sus instalaciones. La restructuración organizacional orientada a la incorporación del Estado en la cadena de producción de la energía eléctrica.
- La Certificación de Calidad ISO 9001 2008 de todos sus procesos operativos y administrativos, incluyendo sus nuevas funciones de Planificación de la Expansión del Sistema Interconectado Nacional.
- La Operación del Sistema Interconectado Nacional cumpliendo la normativa vigente y manteniendo los principios de un suministro de energía seguro, confiable y a mínimo costo.
- La incorporación del Sistema Eléctrico Boliviano y de proyectos de generación importantes en los Estudios de Factibilidad de Interconexiones Internacionales.

Como CNDC, nuestro compromiso en la gestión 2009 ha sido enmarcar los objetivos institucionales a la Constitución Política del Estado, que establece que la energía eléctrica es un recurso estratégico del Estado Plurinacional, por lo que su acceso es un derecho fundamental para el desarrollo integral y social del País, debiendo regirse por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente.

En este sentido, nuestra tarea es y será la de ayudar a consolidar y construir un Sector Eléctrico Boliviano eficiente, que cuente con una infraestructura capaz de satisfacer la demanda interna y permita proyectarse objetivamente a cubrir las necesidades de los mercados de electricidad de nuestros países vecinos, posibilitando de esta manera la generación de excedentes económicos para el país mediante la exportación. Por otro lado, el cambio de la matriz energética debe realizarse con criterios de eficiencia económica y progreso social, y aprovechar las fuentes energéticas de forma racional y sostenible.

Estoy muy orgulloso de todo nuestro equipo, es por eso, que hago un merecido reconocimiento a cada uno de los miembros del personal técnico y administrativo de la institución. Gracias por la magnifica y profesional labor que han desempeñado en el cumplimiento de nuestra misión.

Agradezco a los Representantes al CNDC de las empresas de Generación, de Transmisión, de Distribución, de los Consumidores No Regulados y a los Representantes de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), el haber brindado generosamente su tiempo, calidad moral, ideas, apoyo y entusiasmo a nuestra organización. Valoro su compañía, consejo y opinión, pues son parte fundamental del buen desempeño del quehacer de la Presidencia.

Gracias al esfuerzo de un equipo profesional de trabajo, al compromiso de los Representantes de las empresas eléctricas al CNDC, a la guía del Ministerio de Hidrocarburos y Energía hemos obtenido los resultados que se presentan en esta Memoria Anual. A todos podemos decirles que el año 2009 ha sido muy productivo, la inversión en tiempo, talento y recursos con los que nos han distinguido están dando y darán resultados a favor del Sector Eléctrico Boliviano y del País.

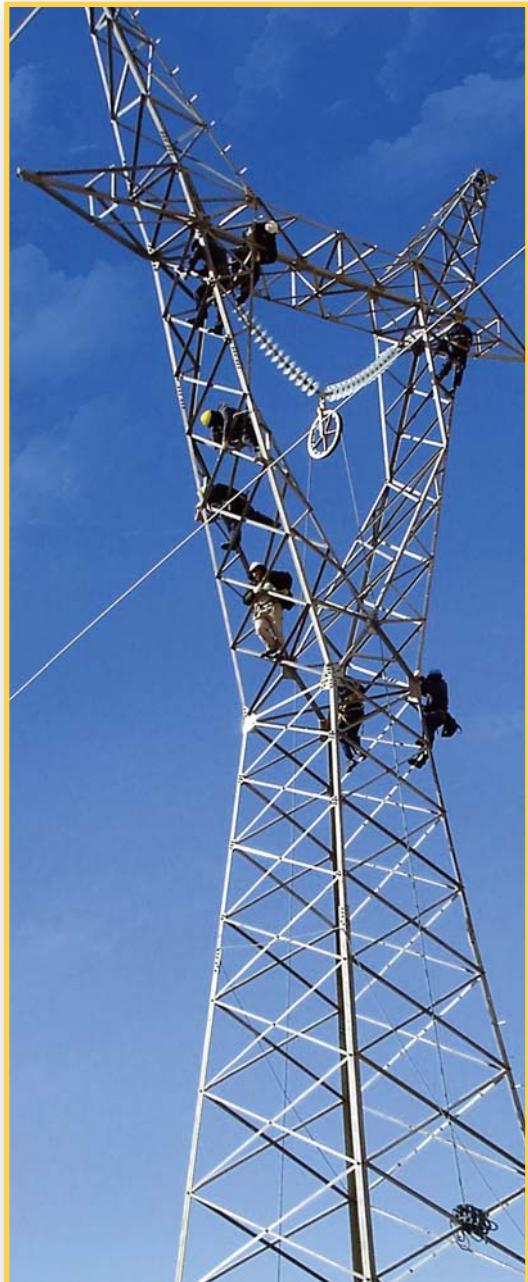
Arturo Iporre Salguero

INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2009

Producción Bruta Total de Energía	GWh	5,632.7
Producción Bruta de Energía Hidráulica	GWh	2,264.3
Producción Bruta de Energía Térmica	GWh	3,368.4
Capacidad Total de Generación SIN	MW	1,164.9
Capacidad Total de Generación Hidráulica en el SIN	MW	478.1
Capacidad Total de Generación Térmica en el SIN	MW	686.7
Inyecciones de Energía al STI	GWh	5,492.5
Inyecciones de Energía Hidráulica	GWh	2,197.3
Inyecciones de Energía Térmica	GWh	3,295.1
Consumo de Energía	GWh	5,397.0
Demanda Máxima de Potencia	MW	939.4
Total de Transacciones Económicas en el Mercado Spot	Miles US\$	212,799.2
Número de Agentes de Distribución		6
Número de Consumidores No Regulados		5
Precio Medio Monómico en el Mercado Spot	US\$/MWh	37.14
Número de Agentes de Generación		10
Costo Marginal de Generación	US\$/MWh	16.96
Transmisores		3
Peaje Generadores	US\$/MWh	2.24
Peaje Consumidores	US\$/kW-mes	3.50

INFORMACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

CREACIÓN Y FUNCIONES



Línea Punutuma - Atocha.

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), es una persona jurídica pública no estatal, sin fines de lucro que no integra la administración centralizada ni descentralizada del Estado, creada por el Art. 18 de la Ley N° 1604 (Ley de Electricidad) de fecha 21 de diciembre de 1994. Sus funciones y organización están determinadas en el Artículo 19 de la Ley N° 1604 y el Decreto Supremo N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008, "Reglamento de Funciones y Organización del CNDC", los cuales definen como principales funciones:

- Coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para el suministro seguro y confiable de energía eléctrica, estableciendo el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada.
- Planificar la expansión óptima del SIN bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, buscando el desarrollo y sostenibilidad de la industria eléctrica y promoviendo las condiciones de acceso universal al servicio de energía eléctrica.

Las funciones del CNDC son ejecutadas por el Órgano Técnico Administrativo del CNDC.

ORGANIZACIÓN, ESTRUCTURA Y COMITÉ DE REPRESENTANTES

El CNDC está conformado por el Comité de Representantes y por el Órgano Técnico Administrativo que funciona bajo la responsabilidad ejecutiva del Presidente del CNDC.

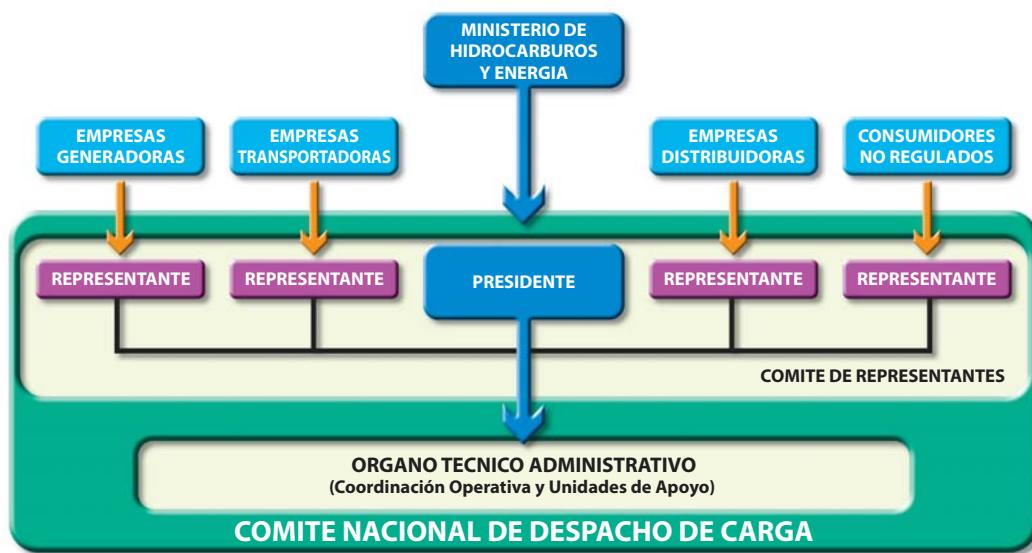
El Comité de Representantes, está conformado por: El Presidente que es representante del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, un Representante de las empresas Generadoras, un Representante de las empresas Transmisoras, un Representante de las empresas Distribuidoras y un Representante de los Consumidores no Regulados.

En cumplimiento del Artículo 15 del Decreto Supremo 29624, las sesiones realizadas por el Comité de Representantes también cuentan con la presencia de un representante de la Empresa Nacional de Electricidad – ENDE.

El Comité de Representantes celebra reuniones periódicas para tratar asuntos relacionados con el funcionamiento del MEM, adoptando decisiones que son obligatorias para los Agentes del MEM, conforme establece el Artículo 18 del ROME, aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093, de fecha 2 de marzo de 2001.

El Órgano Técnico Administrativo del CNDC está conformado por el Presidente Ejecutivo, la Coordinación General Operativa, las Gerencias de Operaciones del SIN, Administración del Sistema Eléctrico y Planificación del SIN con sus respectivas Divisiones, además de las Unidades de apoyo directo, Asesoría Legal, Administración y Finanzas, Auditoría Interna y Tecnologías de la Información.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL CNDC.





Central Carrasco.

El Órgano Técnico del CNDC, cuenta con un equipo de técnicos especializados en análisis de sistemas eléctricos de potencia, programación operativa, optimización de sistemas hidrotérmicos, despacho de carga en tiempo real, planificación de sistemas eléctricos, sistemas de medición y administración de transacciones económicas en mercados eléctricos.

Para el desempeño de sus funciones cuenta con equipamiento, modelos y software específico tales como: sistemas de supervisión, control y recolección de datos en tiempo real (Sistema de Control SCADA), sistemas para la programación de la operación de corto, mediano y largo plazo, sistemas de medición comercial de energía y otros recursos computacionales especializados. La aplicación y uso adecuado de estas herramientas permite al CNDC realizar las tareas de programación operativa, despacho de carga en tiempo real, post despacho, administración del MEM y planificación de la expansión óptima del SIN, aplicando procedimientos previamente establecidos.

El Comité de representantes del CNDC durante la gestión 2009 fue conformado por los siguientes profesionales.

COMITÉ DE REPRESENTANTES GESTIÓN 2009

- **Superintendencia de Electricidad (Hasta el 05/05/09)**

Presidente: Ing. Nelson Caballero V.

Suplente: Ing. Jaime Alvarado A.

Suplente: Ing. Joaquín Rodríguez G.

- **Por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (Desde el 14/05/09)**

Presidente: Ing. Arturo Iporre S.

- **Por las Empresas Generadoras**

Titular: Ing. Oscar Zamora A.

Suplente: Ing. Fernando Joffré E.

- **Por las Empresas Transmisión**

Titular: Ing. Julio Torrico T.

Suplente: Ing. Germán Rocha M.

- **Por las Empresas Distribuidoras**

Titular: Ing. Arnold Andrade R.

Suplente: Ing. José R. Anave L.

- **Por los Consumidores No Regulados**

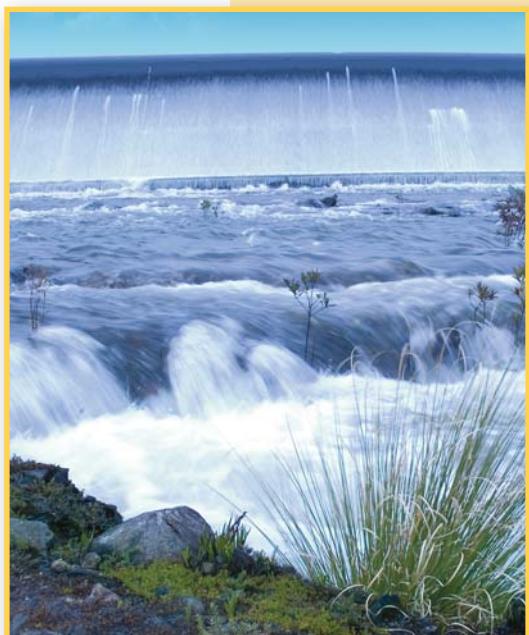
Titular: Ing. Rolando Loayza M.

Suplente: Ing. Samuel Nin Z.

- **Por ENDE**

Titular: Ing. Hugo Villarroel S.

Suplente: Ing. Richard Alcocer G.



Lago Corani, Cochabamba - ©MRG.

NUEVOS ROLES DEL CNDC

REESTRUCTURACIÓN ORGANIZACIONAL DEL CNDC

Se continuó la reestructuración impulsada mediante los Decretos Supremos N° 29549 de fecha 8 de marzo de 2008, N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008 y N° 071 de fecha 9 de abril de 2009; este último crea además la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

De acuerdo con el Decreto Supremo N° 29624, se aprueba el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, modificado por la disposición final segunda del Decreto Supremo N° 071, que establece que el Presidente del CNDC, es la máxima autoridad ejecutiva del CNDC quien representa al Ministerio de Hidrocarburos y Energía, complementado por el Decreto Supremo N° 29894 de 07



Instalaciones del CNDC, Cochabamba - Bolivia



Feria Interministerial - Cochabamba.

de febrero de 2009 que establece la Estructura Organizativa del Órgano Ejecutivo del Estado Plurinacional y por lo tanto del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, con atribuciones y obligaciones en el marco de la Constitución Política del Estado.

Como resultado de este proceso, mediante Resolución Ministerial N° 091/2009 de 14 de mayo de 2009 se designa como Máxima Autoridad Ejecutiva del Comité Nacional de Despacho de Carga al Ing. Jorge Arturo Iporre Salguero, quien asume la Presidencia interina del CNDC.

PARTICIPACIÓN DEL CNDC, EN LA CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR

En el marco del nuevo rol protagónico del Estado Plurinacional en el desarrollo de la industria eléctrica y los lineamientos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y el Plan Sectorial de Electricidad (PSE), que orientan a consolidar un sector eléctrico eficiente que cuente con una infraestructura capaz de satisfacer la demanda interna, cambiar la matriz energética con criterios de eficiencia económica y progreso social, además de aprovechar las fuentes energéticas de forma racional y sostenible, se ha consolidado el control estatal y el rol estratégico del CNDC con la promulgación del Decreto Supremo N° 071, el cual complementa al Decreto Supremo 29549, que dispone el voto definitivo del Presidente para la aprobación de todas las resoluciones que emerjan del Comité de Representantes, es decir, que no se emita resolución alguna sin el consentimiento del representante del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Asimismo bajo esta línea de trabajo, el CNDC apoyó activamente a los distintos órganos gubernamentales, participando en el tratamiento del marco general de la nueva Ley de Electricidad, participando en todo momento con la planificación energética de nuestro país, coadyuvando a que las políticas públicas que se apliquen aseguren un abastecimiento energético eficiente, para nuestro país en el futuro.

Por otra parte, y bajo la política de transparencia y sociabilización de funciones y tareas, el 13 de septiembre de 2009, el CNDC participó junto a varias instituciones en la "Feria Interministerial" llevada a cabo en la Avenida Ballivián de la ciudad de Cochabamba. El objeto de la feria fue socializar los planes, programas y proyectos que vienen desarrollando cada una de las instituciones participantes.

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA INTERNACIONAL

En otro ámbito de la planificación, en coordinación con el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas y la Empresa Nacional de Electricidad, se ha impulsado y promovido la integración energética internacional, para la exportación de energía eléctrica, a través de la participación activa y apoyo del CNDC en:

- El estudio de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, encargado por el PNUD y coordinado por los Viceministros de Energía de la Comunidad Andina de Naciones y de Chile,
- El proyecto CIER 15 Fase II “Interconexiones eléctricas entre México, Centro y Sud América”, encargado por la CAF y,
- El GOPLAN (Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los Países Miembros de la CAN).

CERTIFICACIÓN ISO

El 9 de noviembre, el Instituto Uruguayo de Normas Técnicas (Unit), re-certifica el Sistema de Gestión de Calidad del CNDC por tercera vez bajo la norma ISO 9001:2008.

Lograr esta re-certificación, requirió del esfuerzo y arduo trabajo, así como de la participación activa y compromiso de todo el personal del CNDC, para encarar la adaptabilidad de los procesos y estructura del CNDC, acordes con la actual visión del Sector Eléctrico y en el marco de la Constitución Política del Estado.

Uno de los aspectos a resaltar, es la certificación del proceso de planificación de la expansión óptima del SIN, pues refleja que el desafío asumido por el CNDC, está encaminado correctamente.

Con la recertificación obtenida, se demuestra el compromiso que tiene el CNDC y todo su personal para Operar el Sistema Interconectado Nacional, Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista y Planificar la Expansión Óptima del Sistema bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, garantizando que la operación del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y de mínimo costo.





Inauguración oficinas CNDC.

INFRAESTRUCTURA PROPIA DEL CNDC

De acuerdo a lo estipulado en el contrato de Compra y Venta del Edificio, en el mes de julio, se logró completar los trabajos de adecuación de las oficinas a cargo de la empresa Transportadora de Electricidad (TDE); para luego continuar con la de reubicación de áreas de trabajo y otros servicios, bajo la administración del CNDC.

Se concluyeron los trámites de transferencia del inmueble y los registros en Derechos Reales, Alcaldía y Catastro, logrando de esta forma, consolidar el Derecho Propietario de las instalaciones nuevas.

El martes 11 de agosto de 2009, contando con la presencia del Lic. Oscar Coca, Ministro de Hidrocarburos y Energía, el Ing. Miguel Yagüe, Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas, el Ing. Mario Guerra, Director del Mercado Eléctrico Mayorista de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, el Ing. Arturo Iporre, Presidente a.i. del CNDC y el Comité de Representantes en pleno, se realizó el acto de inauguración de las nuevas instalaciones del CNDC, ubicadas en la calle Colombia No. O-749 de la ciudad de Cochabamba.

Gracias a las nuevas instalaciones del CNDC, hoy es posible realizar foros, cursos y encuentros enfocados principalmente a temas de la industria eléctrica, además de otros con propósito cultural, uniendo esfuerzos con Prefecturas y Ministerios en el desarrollo y difusión del sector. Se destaca también que a través de visitas guiadas a las instalaciones del CNDC, se ha promovido el desarrollo académico de estudiantes de Ingeniería Eléctrica de las distintas Universidades del País.



Sala, Centro de Despacho de Carga - CNDC.

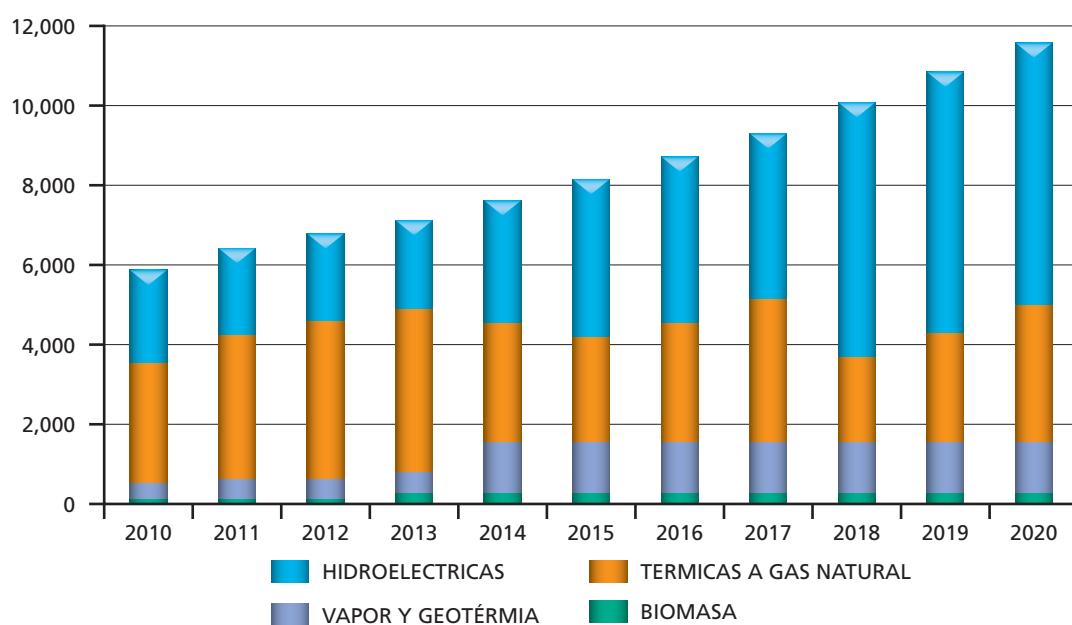
PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SIN

El Plan de Expansión del SIN para el período 2010 - 2020, ha sido realizado en cumplimiento al D.S. N° 29624 que establece para el CNDc nuevas funciones esenciales para el desarrollo futuro de la industria eléctrica, como ser, la Planificación de la Expansión Óptima del SIN.

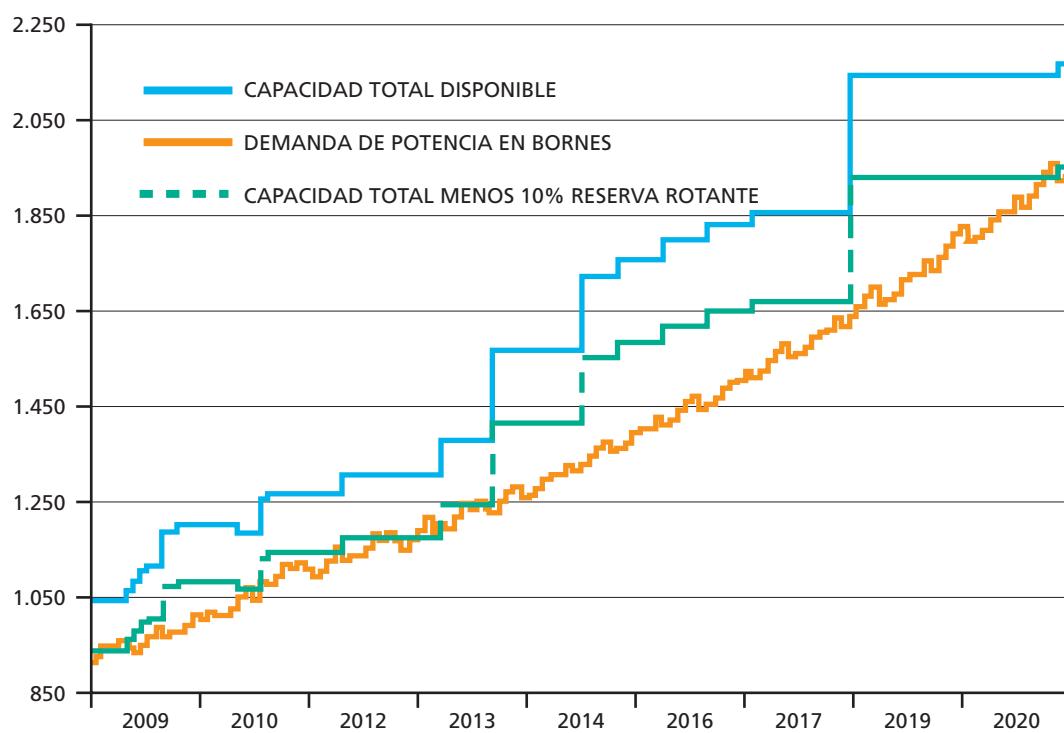
Para cumplir este objetivo, se revisó y actualizó la información disponible relativa a la proyección de la demanda de electricidad, oferta existente de generación y transporte, precios del gas natural, oferta futura de generación y transporte, objetivos de calidad de servicio, definición de escenarios de expansión, simulación de la operación futura del sistema, análisis del desempeño del sistema y evaluación económica del plan.

En forma general el Plan de Expansión es el resultado de un proceso de optimización de inversiones en generación y transmisión que permite abastecer la demanda futura de energía eléctrica a mínimo costo (inversión, operación y costo de energía no suministrada), con una adecuada calidad de servicio.

PROYECCIÓN DE ENERGÍA GENERADA POR FUENTE (GWh) PERÍODO 2010-2020



EVOLUCIÓN BALANCE DE POTENCIA DEL SIN (MW) PERÍODO 2010-2020



Este proceso está orientado a consolidar un sector eléctrico eficiente que cuente con una infraestructura capaz de satisfacer la demanda interna, cambiar la matriz energética con criterios de eficiencia económica y progreso social, y aprovechar las fuentes energéticas de forma racional y sostenible. Incorpora los objetivos de universalización del servicio, con equidad y justicia social, el retorno a la planificación centralizada, lo cual permitirá en el futuro optimizar las inversiones necesarias para el abastecimiento de la demanda, lo que se reflejará en el menor impacto tarifario posible para el usuario final.

El Plan Óptimo de Expansión propuesto, mejora la confiabilidad de suministro al diversificar las fuentes de energía eléctrica, disminuye el consumo de gas natural y por consiguiente la subvención que realiza el Estado Boliviano al servicio de energía eléctrica, generando beneficios económicos para el país al aumentar la disponibilidad de gas para la exportación y facilita la posibilidad de exportación de energía eléctrica a países vecinos.

CURSOS Y CAPACITACIONES

Entre las actividades de capacitación organizadas por el CNDC para su personal y agentes del MEM, se pueden destacar:

- El curso “Manejo de Modelos SDDP, NCP y OPTGEN, que ha sido organizado y dictado por el CNDC.
- Curso del “MatLab” aplicado a la Identificación y Modelaje de Sistemas Eléctricos de Potencia, organizado y dictado por el CNDC.
- Curso de Evaluación Financiera y Socioeconómica de Proyectos de Electrificación Rural, organizado en coordinación con el CIEE de Cochabamba.
- Curso de “Técnicas de Planificación de Expansión de la Generación y Transmisión en el contexto del MEM”, organizado por el CNDC e impartido por funcionarios de Mercados Energéticos, para personal del CNDC y otros Agentes.
- Visitas a los Agentes del MEM del Área Norte, por personal del CDC.
- Capacitaciones enfocadas a la Operación del Sistema para los operadores de los Centros de Control de Agentes (CCAs) de CRE e ISA Bolivia.



Curso de Capacitación CNDC.



Cursos de capacitación en Auditorio del CNDC.

INFORME DE LA GESTIÓN 2009



Subestación Kenko.

En cumplimiento de la Ley de Electricidad, el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), los Decretos Supremos N° 29549 y N° 29624 y el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, se establecen las siguientes funciones específicas del Comité Nacional de Despacho de Carga:

- *Programación de la Operación.*- su objeto es procurar el uso óptimo y de mínimo costo, de los recursos energéticos disponibles para la generación de energía eléctrica en el SIN, teniendo en cuenta la confiabilidad del sistema, las condiciones de la red de transmisión y los precios de la oferta eléctrica.
- *Despacho de Carga en Tiempo Real.*- su objeto es atender la demanda horaria en forma segura, confiable y a mínimo costo, mediante la coordinación de la operación integrada de las instalaciones de generación y transmisión del SIN y el despacho de carga en tiempo real.
- *Ánálisis Operativo.*- su objeto es asegurar que el funcionamiento eléctrico de las instalaciones del SIN permitan, alcanzar las condiciones de seguridad, calidad y confiabilidad, aprobadas por el Organismo Regulador.
- *Transacciones Económicas y Funcionamiento del MEM.*- sintetizadas en las funciones de Administración del MEM; cuyo objeto es promover el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica nacional, donde los Agentes realicen transacciones de compra – venta y transporte de energía eléctrica en el SIN y operen con los derechos y obligaciones que les faculta la Ley de Electricidad, sus Reglamentos y demás disposiciones vigentes.

- *Planificación y Estudios Eléctricos.*- cuyo objeto es determinar el plan de expansión óptimo e integrado del Sistema Interconectado Nacional (SIN), bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Para cumplir dichas funciones, durante la gestión 2009, el CNDC ha desarrollado varias actividades que se resumen a continuación.

PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

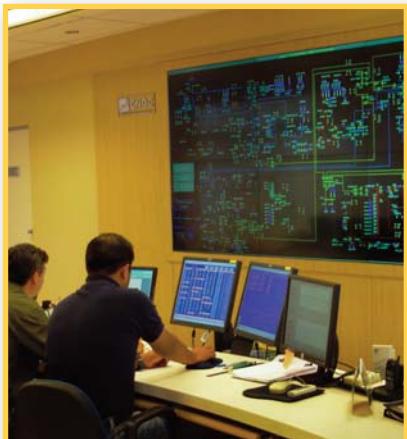
En la gestión de 2009 se han realizado estudios semestrales de Programación de la Operación, considerando un horizonte de 4 años, sobre la base de la información de oferta y demanda de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. En esta gestión, la demanda de energía ha sido prácticamente igual a la prevista; por otro lado, dentro de los márgenes razonables de variación, se ha registrado una potencia mayor a la prevista.

En general, los resultados permiten concluir que en el año 2009, el sistema operó en algunos períodos con un nivel de reserva menor a la requerida, pero que no representaron racionamientos de energía.

Por otra parte, de acuerdo con la normativa vigente, mensualmente se ha realizado el análisis para la actualización de los programas de operación; gracias a esto, la desviación entre el despacho de carga realizado frente al programado en el año 2009 fue mínima, del orden del 0.32%.



Banco de Capacitores - Kenko.



Sala de despacho de carga CNDC.

DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2009, han sido realizados en forma adecuada lográndose mantener un suministro de energía seguro y confiable a todos los consumidores, a lo largo de casi todo el año, salvo parte del segundo semestre del año, donde se han confrontado algunos problemas de suministro de energía en los bloque medio y alto, originados por:

- la prolongada indisponibilidad forzada y/o programada de unidades térmicas como GCH07 y GCH08, que se trasladaron a la nueva central Santa Cruz,
- la unidad BUL01, por falla de su interruptor de potencia,
- la unidad VHE04 por falla en cojinete,
- las unidades GCH09 y GCH10, cuya indisponibilidad fue programada para hacer posible la futura incorporación del Ciclo Combinado en la central Guaracachi,
- un incremento de la demanda de potencia mayor a la estimada.

Debido a las razones expuestas, para poder brindar un servicio continuo, fue necesario en algunos periodos del día, operar el parque generador sin reserva rotante e inclusive controlar la demanda, reduciendo el voltaje de operación, en Santa Cruz, Cochabamba y La Paz.

Para atender la demanda de energía, en las condiciones mencionadas en el párrafo anterior y debido a que en los meses de Octubre y Noviembre se presentaron hidrologías inferiores a las previstas, fue necesario realizar análisis detallados, a través de la Programación Estacional y Semanal así como la Programación Diaria, del uso de los embalses en los sistemas Zongo, Miguillas y Corani, para poder suplir la deficiencias en el parque térmico, acentuadas por las altas temperaturas que se presentaron en el área Oriental y la zona de Entre Ríos, Carrasco y Bulo Bulo, las que tuvieron una fuerte influencia tanto en la demanda como en la oferta de generación. Fue necesaria, una estrecha coordinación con los Agentes, en la realización de los mantenimientos.

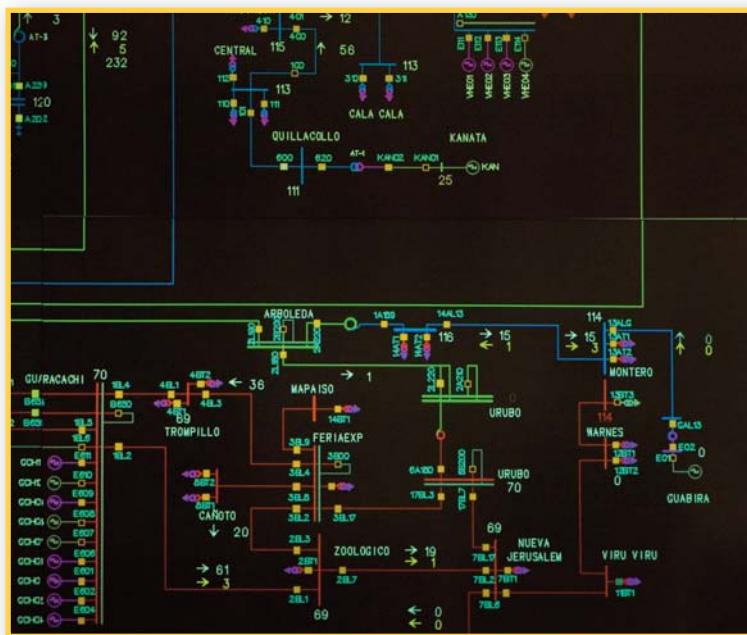
Cabe destacar, que durante la gestión 2009, no se presentó ninguna situación de colapso de áreas en el SIN.

Durante el 2009, fue levantada parcialmente, la restricción de suministro de gas a la central Valle Hermoso, donde el cupo de gas subió de 17.6 MMPCD a 20.5 MMPCD, lo que favoreció notablemente a la operación y contribuyó al mejor manejo de los problemas de disponibilidad de energía.

ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD

Uno de los objetivos del CNDC es procurar la mejora continua en la confiabilidad del SIN y cumplir con las Condiciones de Desempeño Mínimo. En este sentido durante la gestión 2009 se destaca lo siguiente:

- El seguimiento a la implementación por parte de los Agentes generadores del área Norte, de las mejoras en los reguladores de velocidad DTL595, consistentes en la habilitación de un nuevo lazo de control, “Modo B”, con lo cual se resuelven los problemas de oscilaciones de potencia que se han presentado en anteriores años.
 - La revisión y actualización de las Normas Operativas que tienen que ver con la programación de corto plazo de la operación, operación en tiempo real y restitución del SIN.
 - Contratación de servicios de consultoría para analizar el sistema de comunicación de voz entre el CDC y los centros de control de los Agentes y la instalación de un sistema actualizado de grabación de voz.



Pantalla del diagrama Unifilar Sala CNDC.



Central Corani - Cochabamba.

- Contratación de servicios de consultoría para la revisión del programa de pronóstico de la demanda de corto plazo, incorporando facilidades para considerar los efectos de las condiciones climáticas, en particular la temperatura ambiente.
- Compatibilización de formatos de la información procesada por las funciones EMS del SCADA con los formatos requeridos por los programas PSS/E y PowerFactory disponibles en el CNDC.
- Se realizaron gestiones con el SENAMHI para la provisión de información en tiempo real, relacionados con los pronósticos de las condiciones climáticas.
- Como parte de la etapa de sintonización de las funciones EMS, en coordinación con los Agentes, se realizaron ajustes en las señales del sistema SCADA, que permitieron mejorar los resultados de esta importante herramienta.

TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM

El procesamiento de la gestión económica de la operación ha sido realizado adecuadamente, cumpliendo los plazos de entrega respectivos. Estos resultados se expresan en los Documentos de Transacciones Económicas Mensuales y el Documento de Reliquidación por Potencia de Punta.

En lo que respecta a la normativa específica del funcionamiento y administración del MEM, las Normas Operativas, se han actualizado en virtud a las condiciones requeridas por el sistema y la adecuación a las disposiciones legales vigentes.

Las siguientes normas han sido Adecuadas al D.S. 71 y aprobadas por el CNDC y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE):

- Norma Operativa N° 1 “Programación de la Operación”;
- Norma Operativa N° 2 “Determinación de la Potencia Firme”;
- Norma Operativa N° 3 “Determinación de Costos Marginales, Remuneración y Asignación de Costos de Energía”;

- Norma Operativa N° 4 “Operación en Tiempo Real”;
- Norma Operativa N° 5 “Programación y Coordinación de Mantenimientos”;
- Norma Operativa N° 6 “Restitución del Sistema Interconectado Nacional” y sus correspondientes Instructivos de Restitución.

Las siguientes normas fueron modificadas y aprobadas por el CNDC y enviadas a la AE para fines consiguientes:

- Norma Operativa N° 20 “Habilitación de Agentes para Operar en el Mercado Eléctrico Mayorista”

Con el propósito de efectuar un mejor control a la potencia efectiva del parque generador, el CNDC ha elaborado las siguientes Normas Operativas:

- Norma Operativa No 31 “Procedimiento para Medir y Determinar la Potencia Efectiva de las Centrales de Generación Hidroeléctrica, Consumos Propios y Pérdidas”
- Norma Operativa N° 32 “Procedimiento para Medir y Determinar la Potencia Efectiva de Unidades de Generación Térmica, Consumos Propios y Pérdidas”
- Norma Operativa N° 33 “Procedimiento para Medir y Calcular el Heat Rate de Unidades de Generación Termoeléctrica”

Las mismas han sido aprobadas mediante resoluciones AE 58/2009, AE 94/2009 y AE 167/2009 respectivamente; para la gestión 2010 el CNDC ha elaborado un cronograma para efectuar las mediciones de potencia efectiva, determinar la demanda total de los consumos propios, ventas directas, pérdidas por transformación y transmisión, comprendidas entre los bornes de generación y los puntos de inyección al STI; dicho cronograma ha sido puesto a consideración de los Agentes e informado a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.



Empresa Minera San Cristóbal.

SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL – SMEC

Este sistema permite obtener la medición de los registros horarios, por intervalos de 15 minutos, de energía, potencia y otros parámetros eléctricos en los distintos Nodos de Inyección y Retiro del STI, a fin de realizar la valoración económica de las transacciones de energía y potencia entre Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

La gestión automática de la medición se encuentra en operación satisfactoria desde el año 2004. Gracias a la utilización de este sistema de medición, se han realizado las siguientes actividades durante el año 2009:

- Pruebas de comunicaciones.
- Validación de información de los registros de medición de los Agentes del MEM.
- Instalación y pruebas de comunicación de medidores de respaldo en el SMEC.
- Instalación, verificación y recepción de nuevos puntos de medición.
- Actualización de mediciones en la base de datos del CNDc, para su uso en las transacciones económicas.
- Verificación y pruebas a medidores, realizadas por los Agentes del MEM.



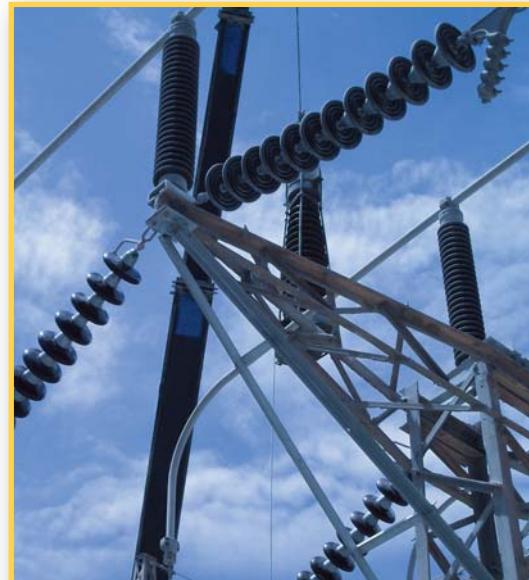
Subestación Coboce Cemento.

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SIN

Como parte de las nuevas funciones del CNDC en el ámbito de la planificación, se concluyó en el mes de noviembre de 2009, el Plan de Expansión del SIN 2010 - 2020, en coordinación con las instituciones del sector eléctrico, trabajo que se respalda en la aplicación de herramientas de simulación y optimización, en estudios de la demanda eléctrica de largo plazo, análisis de la hidrología, actualización de costos, evaluación económica y estudios eléctricos de proyectos de generación y transmisión, bajo las directrices definidas por el VMEEA. Dicho Plan fue presentado al Ministerio de Hidrocarburos y Energía, a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, instituciones, Agentes y empresas estatales del sector energético.

Algunas conclusiones importantes de este plan permiten establecer lo siguiente:

- La planificación centralizada de la expansión de la generación y transmisión, permitirá optimizar las inversiones necesarias para el abastecimiento de la demanda, lo que se reflejará en el menor impacto tarifario posible para el usuario final.
- Los resultados del plan orientan al cambio gradual de la matriz energética para la generación de energía eléctrica, mejorando la confiabilidad de suministro al diversificar las fuentes de energía, disminuye el consumo de gas natural y por consiguiente la subvención que realiza el Estado en el uso de este combustible para la generación termoeléctrica, asimismo, genera beneficios económicos para el país al aumentar la disponibilidad de gas para la exportación y facilita la posibilidad de exportación de energía eléctrica a países vecinos.
- Permite optimizar los refuerzos y ampliaciones en las redes de transmisión, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda, manteniendo los niveles de calidad requeridos por las condiciones de desempeño mínimo a menor costo.
- Por otra parte, se ha identificado que las necesidades de expansión óptima, no se ven favorecidas por las señales económicas de remuneración a las inversiones en generación, que otorga la normativa vigente del sector.



SE Coboce o Subestación Coboce.



Instalaciones Empresa Eléctrica Corani S.A.

El Plan de Expansión del SIN minimiza los costos totales sin discriminar a los Agentes que deben encarar las obras, recomienda también ajustes de normativa para viabilizar la instalación de unidades térmicas a gas en lugares distintos a Carrasco y Guaracachi que todavía son necesarias, en el corto plazo para acompañar el crecimiento de la demanda, en tanto se concreten los proyectos con recursos renovables que tienen ciclos de maduración de varios años. Estos cambios normativos viabilizarán la aplicación y cumplimiento del Plan de Expansión del SIN, permitiendo que sus resultados dejen de ser solo referenciales.

IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN

Se ha presentado al Ministerio de Hidrocarburos y Energía, la propuesta de Incentivo a la Inversión Compensando el Efecto de la Altura y Temperatura en Proyectos de Generación, en el marco del análisis de seguridad de áreas y regulación de tensión para las áreas norte y sur de Bolivia.

Asimismo, en el marco de la planificación de la expansión del SIN, se han realizado los estudios eléctricos para identificar problemas potenciales, compatibilizando con las empresas distribuidoras la ubicación de nuevos nodos de retiro, como ser: Potosí 115 kV, Sucre 69 kV, Santiváñez 115 kV y Melga 115 kV.

A objeto de garantizar el abastecimiento eléctrico y la seguridad de áreas, se ha participado en la Comisión del Gasoducto al Altiplano (GAA) para el establecimiento de los cupos de consumo de gas natural para las termoeléctricas, en Cochabamba y La Paz, así como en la Sub Comisión Análisis de la Demanda de Mercado Interno de gas natural y su proyección para el corto y mediano plazo.

INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES

El CNDC ha realizado los análisis técnicos y económicos de las nuevas instalaciones que los Agentes del MEM conectaron al Sistema en el año 2009. Esta tarea consistió en verificar el cumplimiento de las condiciones técnicas y comerciales establecidas en las normas operativas 8, 11, 30 y otras, así como en supervisar la puesta en operación de esas instalaciones.

Las instalaciones incorporadas el año 2009 al SIN, son las siguientes:



Instalaciones Empresa Eléctrica Corani S.A.

- Ingreso de Línea Guaracachi - Parque Industrial en 69 kV
– CRE.
- Subestación Velarde II, ingreso de transformador TRVEL06908 (T-8) 69/10 kV, 12.5 MVA – SEPSA.
- Subestación Catacora, ingreso de transformador TRCTC11501 (LT108) 115/7.275 kV, 20 MVA – ELECTROPAZ.
- Subestación Guaracachi, reemplazo de transformador TRGCH06903 (T10) 69/10.5 kV, 37 MVA– CRE.
- Subestación Portugalete, ingreso de transformador TRPOR069 69/34.5 kV, 6 MVA – SEPSA.
- Repotenciación de unidad GBE a 21 MW – GBE.
- Planta Santa Cruz, traslado de la unidad GCH07 y su transformador TRGCH06907 desde la subestación Guaracachi, ahora denominados unidad SCZ01 y TRSCZ06901– EGSA.
- Planta Santa Cruz, traslado de la unidad GCH08 y su transformador TRGCH06908 desde la subestación Guaracachi, ahora denominados unidad SCZ02 y TRSCZ06902 e ingreso de línea Planta Santa Cruz - Parque Industrial – EGSA.



- Subestación Potosí, ampliación SUR I – Fase 1, ingreso de autotransformador 115/69 kV, 50 MVA y Banco de capacitores 12 MVA – TDE.
- Subestación Punutuma, ampliación SUR I – Fase 2, ingreso de autotransformador 69/115 kV, 50 MVA. Subestación Atocha, ingreso de autotransformador 115/69 kV, 25 MVA e ingreso de línea Punutuma - Atocha en 115 kV – TDE.
- Subestación COBOCE, ingreso transformador TRCOB11503 (TS7) 115/6.2 kV, 15 MVA – COBOCE.
- Subestación Paraíso, ingreso de transformador TRPAR06901 69/10.5 kV, 37 MVA e ingreso de línea Guaracachi - Paraíso en 69 kV – CRE.
- Subestación Norte, reemplazo de transformador 69/6.9 kV, 16 MVA – ELFEO.
- Subestación Pailón, ingreso de transformador TRPAL06902 (T2) 69/24.9 kV, 12.5 MVA – CRE.

La información correspondiente a las instalaciones mencionadas anteriormente, fue actualizada en la base de datos de nuevas instalaciones del SIN; del mismo modo, se desarrolló una base de datos para nuevos proyectos.

TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN

El Sistema Integrado de Información (SII), administrado por el CNDC, ha permitido sistematizar la información que se genera al interior del mismo, mediante el uso de tecnología de punta, tanto en la Base de Datos (Oracle) como en las herramientas de desarrollo. En el caso de Oracle, se ha logrado cerrar el estudio de licenciamiento, iniciado por Oracle Licence Management de manera favorable, por lo cual se espera el Certificado de Compliance a ser emitido por Oracle.

Es importante mencionar que el SII contempla un plan de mantenimiento y evolución continua, lo cual ha permitido incrementar la cantidad y calidad de información sistematizada a través del desarrollo de módulos nuevos, como es el caso de optimización del proceso de carga de la información del Sistema Sisfalla a la Base de Datos Oracle; ó el módulo de consulta y manejo de la información de Desconexiones y EDAC, para la Gerencia de Planificación de la Expansión del SIN, por mencionar algunos.



Cambio CT - Subestación Coboce Cemento.

Por otro lado, la información generada por todas las gerencias y unidades de apoyo del CNDC se difunde a través del sitio WEB, en sus áreas pública y privada, esta última orientada a usuarios específicos como son los Agentes del MEM, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía entre otros.

Asimismo, la estructura de la red de datos ha experimentado un avance en cuanto al uso de nuevas tecnologías para el incremento de velocidad de transferencia entre equipos; durante esta gestión, se ha priorizado la implementación de éstas tecnologías entre los servidores, mediante la adquisición de equipos y accesorios categoría 6, que posibilitan una tasa de transferencia de datos hasta 1000 Mbps.

La necesidad de contar con hardware que responda a las exigencias de las aplicaciones especializadas utilizadas por la institución, ha sido cubierta mediante la adquisición de equipos nuevos de última generación.



Línea Kenko - Mazocruz.



Central Harca - Zongo.

SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD

Como parte de las actividades estratégicas, en esta gestión se ha identificado los procesos que requieren actualización en virtud a la reestructuración organizativa y funcional del CNDC. Se han rediseñado procesos y responsabilidades, además de haber realizado una revisión integral del propio Sistema de Gestión de la Calidad.

Con objeto de una mejora continua, se ha actualizado la totalidad de los procedimientos del sistema, además del manual de calidad en dos oportunidades. Se ha efectuado también, una revisión y adecuación de los registros y documentos en las áreas. Toda esta labor no hubiese sido efectuada sin el impulso y compromiso de la dirección y sin la participación activa de todos los miembros del comité de calidad, los jefes de área y todo el personal del CNDC.

En esta gestión, se ha venido realizando el seguimiento permanente del sistema de gestión de la calidad, a través de los informes mensuales y los objetivos específicos presentados por cada área. Todas las acciones de mejora planificadas han merecido la debida atención y tratamiento por las respectivas áreas.

Como una medida de evaluación del Sistema de Gestión de la Calidad y en cumplimiento al cronograma de auditoría planificado para la gestión 2009, se han realizado dos auditorías internas de calidad en todas las áreas de la institución. Asimismo con el propósito de determinar la conformidad del SGC respecto a los requisitos de la norma y su mantenimiento de manera eficaz, se ha realizado la auditoría externa de seguimiento y adecuación a la norma ISO 9001:2008 con la firma UNIT – AENOR, cuyo resultado no solo ha mantenido la certificación del sistema de gestión de calidad implantada en la institución, sino que ha recertificado el mismo con la Norma ISO 9001:2008, hasta el 2011. De la misma forma, como parte del mantenimiento del SGC, se ha evaluado a todos los auditores internos que han participado en el proceso de auditoría con resultados óptimos.

Asimismo, se ha actualizado toda la información concerniente a la documentación, registros e información del SGC almacenada en la intranet de nuestra institución.

ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

Tras la adquisición de las instalaciones propias para el CNDC, las actividades administrativas durante la gestión 2009, se avocaron particularmente a la adecuación física y estructural de las oficinas, la incorporación de mobiliario y contratación de servicios necesarios.

En recursos humanos, se ha efectuado la contratación del personal requerido, para llevar a cabo la reestructuración interna y de esta forma desarrollar la nueva tarea de planificación encomendada al CNDC.

La capacitación, se ha enfocado en la formación del personal nuevo en temas de operación y control de sistemas eléctricos, estabilidad, protecciones, y otros. Se ha iniciado la inducción en temas de Función Pública, a todo el personal.

Finalmente, se ha continuado con las visitas a otros centros de control y a instalaciones de las empresas eléctricas del SIN.

Para concluir la gestión, se ha participado en la Campaña "Iluminemos Bolivia", a iniciativa de la Autoridad de Fiscalización y Control Social, en la que se procedió a iluminar la Plazuela Cobija de Cochabamba y el CNDC aportó con la entrega del Pesebre que fue realizado por artistas artesanos de nuestro medio.

RESOLUCIONES DEL CNDC

Durante el año 2009, el CNDC ha emitido 44 resoluciones de cumplimiento obligatorio para todos los Agentes, ejerciendo de esta forma su función de Administrador del MEM.

De estas resoluciones, dos han sido impugnadas mediante la interposición de un recurso ante la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), misma que ha rechazado ambas impugnaciones y ninguna ha sido objeto de recurso jerárquico.

RESULTADOS ECONÓMICOS

El CNDC ejecuta su gestión sobre la base de un Plan Operativo Anual y su respectivo presupuesto. Para la Gestión 2009, el Comité de Representantes en su Sesión N ° 245 de fecha 28 de noviembre de 2008, aprobó el presupuesto por un monto total de bolivianos 26,336,935. La ejecución presupuestaria al final de la gestión 2009, fue del 96%.



ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC

En los cuadros siguientes, se presenta la Ejecución Presupuestaria, el Dictamen del Auditor Externo, los Estados Financieros y las correspondientes notas de estos estados.

ESTADO DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA POR EL AÑO TERMINADO EN DICIEMBRE 31, 2009

(Expresado en Bolivianos)

<u>Concepto</u>	<u>Presupuesto Aprobado</u>	<u>Presupuesto Neto</u>	<u>Ejecutado</u>	<u>Saldo Neto</u>
Salarios	12.597.450	12.597.450	11.755.215	842.235
Alquileres	6.923.630	6.023.558	5.894.687	128.871
Consultoría	175.700	165.599	167.798	(2.199)
Capacitación	602.000	583.466	574.595	8.871
Servicios	1.324.750	1.223.604	1.311.925	(88.321)
Gastos del CNDC	369.320	358.618	223.223	135.395
Materiales	98.000	85.260	125.227	(39.967)
Gastos varios	70.000	62.038	84.368	(22.330)
Inversiones	1.160.670	1.023.433	1.063.480	(40.047)
Sub total	23.321.520	22.123.026	21.200.518	922.508
Impuestos no compensados	3.015.415	3.015.415	2.962.995	52.420
Total	26.336.935	25.138.441	24.163.513	974.928

Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR

Lic. Aud. Martha Azero Álvarez
JEFE UNIDAD ADM.
Y FINANZAS

Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE a.i.

DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO

Delta Consult Ltda.
Auditores y Consultores

an independent member of



A los señores Representantes
Comité Nacional de Despacho de Carga
Cochabamba

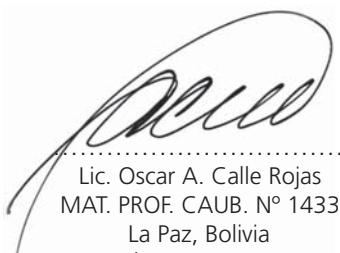
Hemos examinado el balance general del Comité Nacional de Despacho de Carga a diciembre 31, 2009, y los correspondientes estados de resultados, evolución del patrimonio neto y flujo de efectivo por el año terminado en esa fecha que se acompañan. Estos estados financieros son responsabilidad de la Presidencia 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, 2008, fueron examinados por otros auditores, cuyo informe de marzo 4, 2009, 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 Presidencia, 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, 2009, los resultados de sus operaciones, evolución del patrimonio neto y flujos de efectivo, por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

De acuerdo con el Decreto Supremo N° 0071 de abril 9, 2009, crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad que tiene como funciones de fiscalizar, controlar, supervisar y regular el sector de Electricidad considerando la Ley N° 1604 de diciembre 21, 1994 de Electricidad y sus reglamentos, en tanto no contradigan lo dispuesto en la CPE. Asimismo, establece que el Presidente del CNDC es designado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

DELTA CONSULT LTDA.


 Lic. Oscar A. Calle Rojas
 MAT. PROF. CAUB. N° 1433
 La Paz, Bolivia
 Febrero 19, 2010

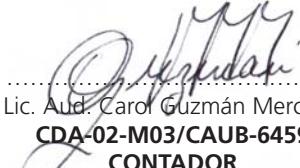


BALANCE GENERAL A 31 DE DICIEMBRE DE 2009

(Expresado en Bolivianos)

ACTIVO**ACTIVO CORRIENTE:**

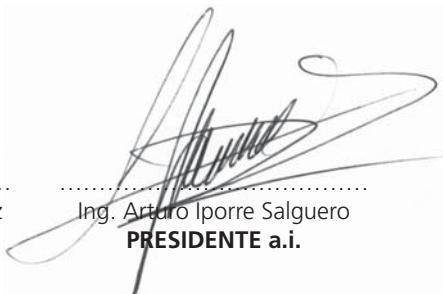
	<u>2009</u>	<u>2008</u> (Reexpresado)
Disponibilidades	2.690.282	5.882.080
Disponible Comprometido	5.128	747
Cuentas por Cobrar a Agentes	2.600.279	2.159.656
Anticipos impuestos	725	4.101
Cuentas por cobrar al personal	27.243	40.711
Cuentas por cobrar varios	-	41.665
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	<u>5.323.657</u>	<u>8.128.960</u>
ACTIVO FIJO, neto de depreciación	6.820.040	2.454.093
Inversiones	75.649	79.180
Activo Fijo diferido	98.109	4.674.378
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	<u>6.993.798</u>	<u>7.207.651</u>
TOTAL ACTIVO	<u>12.317.455</u>	<u>15.336.611</u>



Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR



Lic. Aud. Maritza Álvarez
JEFE UNIDAD ADM.
Y FINANZAS



Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE a.i.

	<u>2009</u>	<u>2008</u> (Reexpresado)
<u>PASIVO Y PATRIMONIO</u>		
<u>PASIVO CORRIENTE:</u>		
Cuentas por pagar agentes	598.330	4.786.329
Proveedores	163.386	837.380
Cuentas por pagar varios	5.195	5.313
Obligaciones Tributarias	262.114	160.782
Obligaciones Sociales	873.177	742.364
Previsión para obligaciones varias	<u>200.000</u>	<u>104.668</u>
TOTAL PASIVO CORRIENTE	<u>2.102.201</u>	<u>6.636.836</u>
<u>PASIVO NO CORRIENTE:</u>		
Previsión para indemnizaciones	1.791.970	1.147.770
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	<u>1.791.970</u>	<u>1.147.770</u>
Total Pasivo	<u>3.894.171</u>	<u>7.784.606</u>
<u>PATRIMONIO</u>		
Reserva Patrimonial	1.000.000	1.000.000
Ajuste de Capital	193.057	193.057
Reserva por Resultado de Inversiones	6.138.403	456.413
Ajuste de reservas Patrimoniales	197.678	85.526
Resultados Acumulados	894.146	5.817.009
Total Patrimonio	<u>8.423.284</u>	<u>7.552.005</u>
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	<u>12.317.455</u>	<u>15.336.611</u>

Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR

Lic. Aud. Martha Azeró Alvarez
JEFE UNIDAD ADM.
Y FINANZAS

Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE a.i.

ESTADO DE RESULTADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2009

(Expresado en Bolivianos)

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
		(Reexpresado)
INGRESOS:		
Ingresos de Operación:		
Cuotas ordinarias agentes	22.897.873	22.606.577
Total Ingresos de operación	22.897.873	22.606.577
EGRESOS:		
EGRESOS OPERATIVOS		
Gastos de Administración	(11.643.217)	(10.794.686)
Costos de operación en despacho	(10.228.763)	(10.309.856)
Costos no operativos	(7.355)	-
Costos Financieros	(3.261)	(5.600)
Total egresos operativos	(21.882.596)	(21.110.142)
OTROS INGRESOS (GASTOS)		
Intereses percibidos	9.714	3.116
Ingresos varios	5.742	-
Excedentes presupuestarios	17.844	4.125.504
Gastos varios	(59.631)	(63.659)
Amortizaciones y castigos	(2.556)	(840)
Gastos por actividades ajenas	-	(1)
Rendimientos financieros	111.475	779.753
Mantenimiento de valor	(79)	132.014
Diferencia de cambio	(2.676)	-
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(200.964)	(655.313)
Total otros gastos	(121.131)	4.320.574
Resultado del periodo	894.146	5.817.009

Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR

Lic. Aud. Martha Azero Alvarez
JEFE UNIDAD ADM.
Y FINANZAS

Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE a.i.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO A 31 DE DICIEMBRE DE 2009

(Expresado en Bolivianos)

	2009	2008 (Reexpresado)
FONDOS ORIGINADOS EN LAS OPERACIONES:		
Resultado del periodo	894.146	5.817.009
Partidas que no generan movimiento de fondos:		
Depreciación de activos fijos	987.384	590.786
Previsión para indemnizaciones	790.422	758.709
Ajuste por reserva de resultado de inversión	-	81.926
Reclasificación de cuentas patrimoniales	-	(3.890.682)
Resultado por exposición a la inflación	<u>416.446</u>	<u>(746.272)</u>
	3.088.398	2.611.476
Cambios en activos y pasivos que generan movimientos de fondos:		
Disminuciones (Aumentos) en activos:		
Disponible Comprometido	(4.381)	-
Cuentas por Cobrar agentes	(440.623)	(71.492)
Anticipo de impuestos	3.376	(3.430)
Cuentas por cobrar personal	13.468	38.002
Cuentas por cobrar varios	41.665	14.336
Pago beneficios sociales	(95.035)	(498.725)
Cuentas por pagar agentes	(4.187.999)	4.509.069
Proveedores	(668.800)	(296.621)
Cuentas por pagar varios	(5.313)	(50)
Obligaciones tributarias	101.332	(97.353)
Obligaciones Sociales	130.813	(177.510)
Previsión para obligaciones varias	<u>95.332</u>	<u>104.668</u>
Total fondos provenientes de operaciones	(1.927.767)	6.132.370
FONDOS APlicados A ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Adiciones de activos fijos	(1.267.295)	(6.140.605)
Bajas en activos fijos	3.264	1.035
Total fondos aplicados en actividades de inversión:	(1.264.031)	(6.139.570)
Incremento (disminución) neto de fondos	(3.191.798)	(7.200)
Disponibilidades al inicio del periodo	5.882.080	5.889.280
Disponibilidades al cierre del periodo	<u>2.690.282</u>	<u>5.882.080</u>

Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CDA-02-M03/CAUB-6459
CONTADOR

Lic. Aud. Martha Azero Alvarez
JEFE UNIDAD ADM.
Y FINANZAS

Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE a.i.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2009

NATURALEZA Y OBJETO



Banco de Capacitores - Subestación Atocha.

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 actualmente está reglamentado a través del Decreto Supremo N° 29624, el domicilio legal del Comité se encuentra en la ciudad de Cochabamba.

El Decreto Supremo N° 71 de abril 9, 2009, crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad que tiene como funciones de fiscalizar, controlar, supervisar y regular el sector de Electricidad considerando la Ley N° 1604 de diciembre 21, 1994 de Electricidad y sus reglamentos, en tanto no contradigan lo dispuesto en la CPE. Asimismo, establece que el Presidente del CNDC es designado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

La Dirección está a cargo de un Comité conformado por representantes de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista:

- Empresas Generadoras
- Empresas Distribuidoras
- Empresas Transportadoras
- Otras Empresas de distintos 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 Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y cualquier otra información requerida por la AE.

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 facturadas 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.

Según Decreto Supremo N° 29624 de julio 2, 2008 se aprobó el Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el mismo se constituye en la norma marco para el funcionamiento del CNDC.

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



Subestación Punutuma.

la Norma de Contabilidad N° 3, revisada y modificada en septiembre 2007, 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 ganancias y pérdidas, es la variación en el índice de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV). Las variaciones netas resultantes de este ajuste se presentan en la cuenta de resultados Ajuste por inflación y tenencia de bienes. Las cifras del estado de ganancias y pérdidas han sido mantenidas a sus valores históricos, originando una distorsión no significativa en la expresión del resultado del año.

Las cifras de los estados financieros del año 2009, han sido reexpresadas en base a la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), fue de Bs 1,53754 y Bs 1,46897 por UFV a diciembre 31,2009 y 2008 respectivamente.

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 de adquisición. Todos los valores de los bienes y las depreciaciones acumuladas son actualizados en función a la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), entre la fecha de compra y la de cierre. El efecto neto de la actualización de valores es acreditado a ingresos en la cuenta Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes.

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,



Penstock Santa Isabel.

los empleados que tienen más de 91 días de trabajo ininterrumpido, 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 de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), 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.

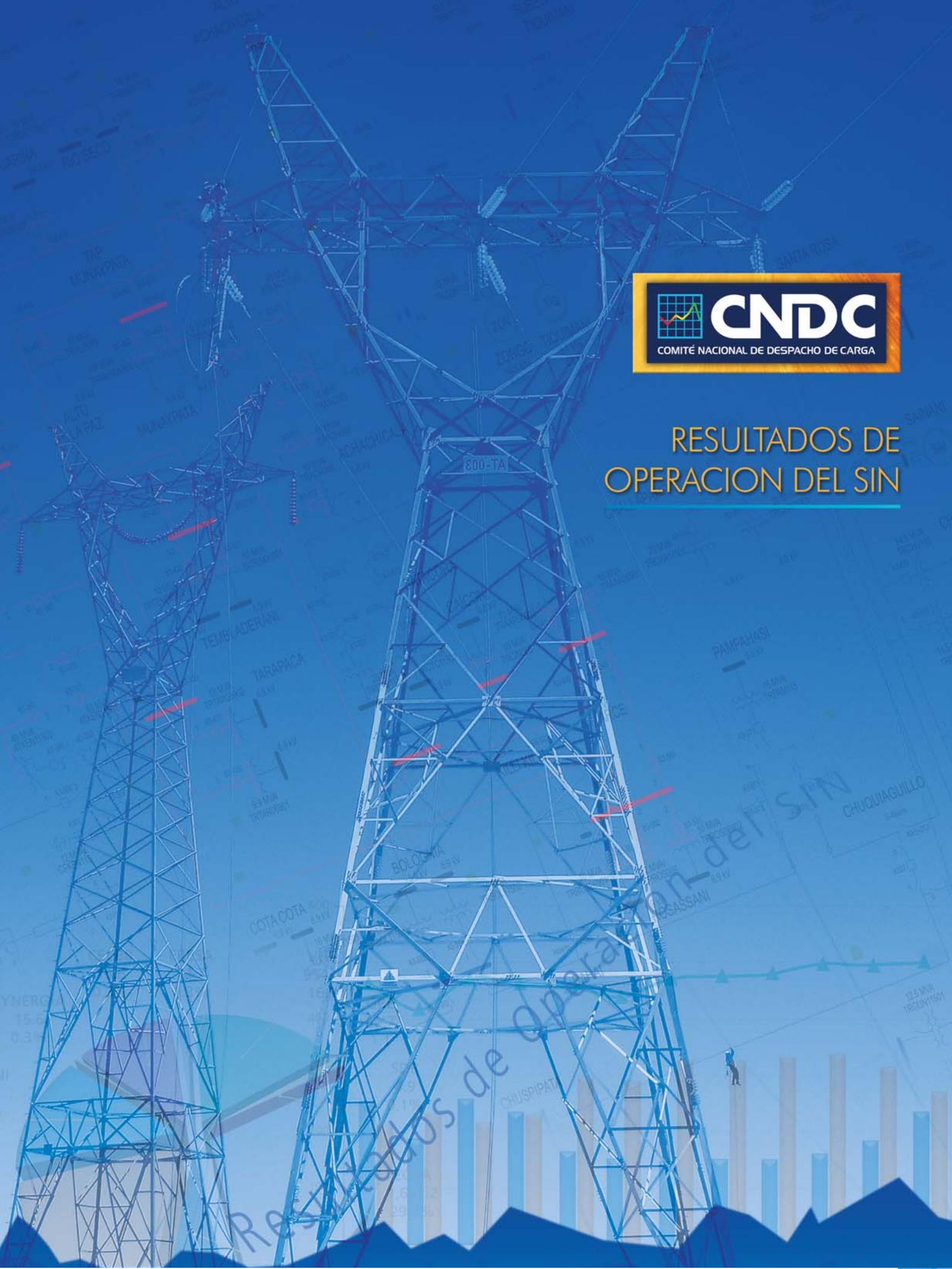
Conversión de partidas en moneda extranjera, el Comité mantiene registros contables bimonetarios (bolivianos y dólares estadounidenses). Los activos y pasivos en moneda extranjera están contabilizados a los tipos de cambio oficiales vigentes a las fechas de cierre (Bs. 7,07 por dólar estadounidense, a diciembre 31, 2009 y 2008).



Subestación Guaracachi.



RESULTADOS DE OPERACION DEL SIN



ÍNDICE

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GESTIÓN 2009	1
PRESENTACIÓN	1
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	2
EL SISTEMA ELÉCTRICO	2
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)	2
PRINCIPALES SISTEMAS ELÉCTRICOS DE BOLIVIA 2009	3
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	4
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	4
DEMANDA DE POTENCIA	6
OFERTA DE GENERACIÓN	9
CAPACIDAD DE GENERACIÓN	12
OFERTA DE TRANSMISIÓN	12
DESPACHO DE CARGA	14
EJECUCIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	14
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	17
INYECCIONES DE ENERGÍA	19
POTENCIA MÁXIMA TRANSMITIDA	20
POTENCIA FIRME DE GENERACIÓN Y POTENCIA DE RESERVA FRÍA	21
DESEMPEÑO DEL SISTEMA	22
PRECIOS EN EL MERCADO SPOT	24
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN	24
PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT	25
PRECIOS DE POTENCIA EN EL MERCADO SPOT	25
PRECIOS DE TRANSPORTE EN EL STI	26
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS	26
TRANSACCIONES ECONÓMICAS	27
VENTAS EN EL MEM	27
COMPRAS EN EL MEM	28
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN	28
ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 – 2009	30

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GESTIÓN 2009

PRESENTACIÓN

Durante la gestión 2009, se distingue una operación normal del Sistema Interconectado Nacional (SIN), destacando que el abastecimiento de energía eléctrica fue realizado manteniendo los criterios de seguridad, confiabilidad y costo mínimo, establecidos en la normativa vigente.

En el SIN, el consumo de energía durante el año 2009 alcanzó el valor más alto en los últimos 14 años, registrándose 5,397.0 GWh que representa un incremento de 259.0 GWh ó 5.0% respecto al año anterior; los Consumidores No Regulados demandaron el 9.4% del consumo de energía del SIN, ubicándose, en conjunto, en el cuarto lugar entre los consumidores nacionales. Con relación a la demanda de potencia del sistema, se identificó un crecimiento 40.7 MW (4.5% de incremento respecto al año 2008); habiéndose registrado el valor máximo de 939.4 MW el día 17 de diciembre del 2009.

La oferta de capacidad de generación tuvo un incremento neto de 2.5 MW, debido al repotenciamiento de las unidades de Generación GBE01 (5.0 MW), KEN01 (0.3 MW), KEN02 (0.3 MW) y a la reducción en la oferta de capacidad de generación de las unidades de Central Angostura (0.2 MW) y GCH01 (2.9 MW).

La producción de energía fue de 5,632.7 GWh, de la cual, 2,264.3 GWh corresponden a producción hidroeléctrica y 3,368.4 GWh a producción

termoeléctrica, que equivale al 40.2% y el 59.8% respectivamente.

La energía no servida correspondió al 0,0096% del consumo anual de energía registrado para la gestión 2009; para el 2008 fue de 0.0071%.

Las ventas valorizadas en el Mercado Spot fueron de 212.8 millones de dólares, monto que corresponde a un incremento del 13,1% respecto a las ventas realizadas el año anterior.

El promedio ponderado del costo marginal de generación durante este año fue de 16.96 US\$/MWh, superior en 7.8% con relación al del año 2008.

En cuanto al sistema de transmisión, se realizó la elevación del nivel de tensión de la línea de Transmisión Punutuma – Atocha, de 69 kV a 115 kV.

Pese a los esfuerzos realizados en el despacho de carga, el nivel de confiabilidad del suministro de energía en el área Norte no es tan confiable como se quisiera, por la ausencia de embalses importantes en la zona y por la necesidad de transferencias considerables de energía desde el Sistema Central.

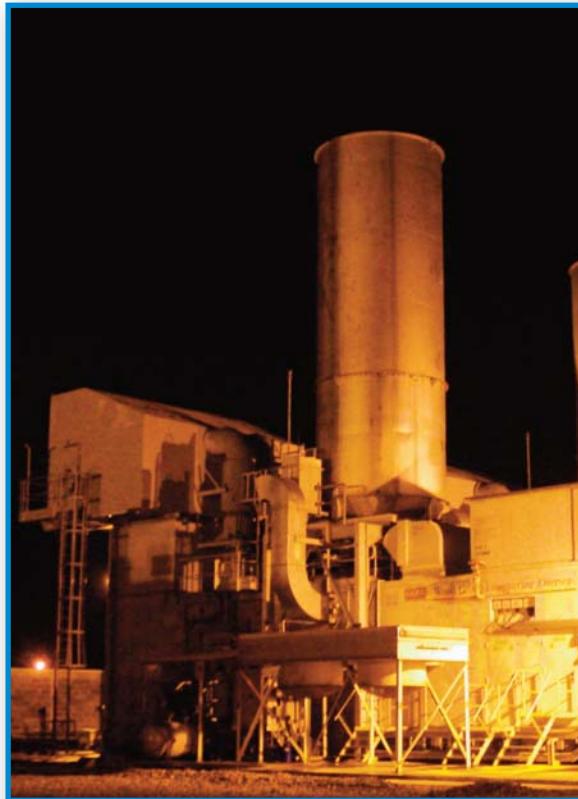
Los resultados de la operación de los sistemas de generación y transmisión del SIN y del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante la gestión del año 2009, han sido extractados de la información difundida mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

EL SISTEMA ELÉCTRICO

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

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) constituye la parte modular del SIN y está conformado por



Unidad Kenko 01 - Central Kenko.

líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y las respectivas subestaciones asociadas.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está integrado por las empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados; los mismos, son Agentes del MEM que efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad en el SIN.

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

Una de las características principales del SIN, consiste en tener tres áreas explícitamente 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) predominan las centrales hidroeléctricas de pasada, en el área Oriental las centrales termoeléctricas y en el área Centro-Sur las centrales hidroeléctricas de embalse y termoeléctricas. La red de transmisión se utiliza principalmente para intercambios de energía y potencia que optimizan el despacho de carga del SIN o complementan el déficit originado en alguna de las áreas.

El SIN opera en el marco de la Ley de Electricidad y su reglamentación complementaria, realizándose 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 2009



DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda del SIN está representada por la demanda de los Consumidores Regulados, en su mayoría residenciales, que son atendidos por las empresas de Distribución y por la demanda de los Consumidores No Regulados o Grandes consumidores. Para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tanto las empresas de Distribución como los Consumidores No Regulados deben estar constituidos como Agentes del Mercado.

Las Empresas Distribuidoras que participaron en el MEM durante la gestión 2009, fueron: CRE en Santa Cruz, ELECTROPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca y SEPSA en Potosí. Los Consumidores No Regulados que participaron en el MEM durante la gestión 2009, fueron: Empresa Metalúrgica Vinto, Coboce, Empresa Minera Inti Raymi, Empresa Minera San Cristóbal que participa del Mercado de Contratos mediante acuerdos firmados con las

Empresas Valle Hermoso y COBEE, finalmente hasta octubre de 2009 el Ingenio Azucarero Guabirá, que a partir de noviembre de 2009 dejó de formar parte del MEM.

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Durante el año 2009, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista presentó un crecimiento de 5.0 % con relación al consumo de energía registrado el año 2008; como se muestra en el Cuadro 1, el consumo de energía registrado en la gestión 2009, alcanzó el valor de 5,397.0 GWh.

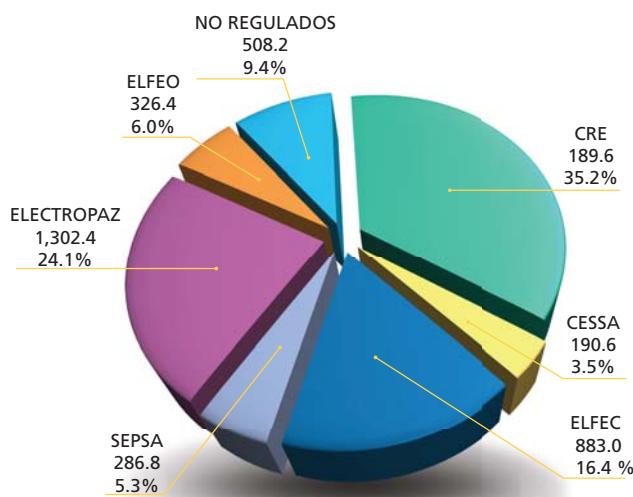
El consumo de energía en el SIN, está distribuido principalmente en las áreas Oriental (Santa Cruz) con el 35.2 %, Norte (La Paz) con el 24.1 % y el resto del SIN con el 40.7 %. Asimismo, respecto a la gestión anterior, se observa un crecimiento importante en el

CUADRO 1
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA – (GWh)

Consumidores	Gestión		Variación %
	2009	2008	
CRE	1,899.6	1,749.2	8.6
CESSA	190.6	172.8	10.3
ELFEC	883.0	838.5	5.3
SEPSA	286.8	275.3	4.2
ELECTROPAZ	1,302.4	1,297.9	0.3
ELFEO	326.4	334.8	-2.5
NO REGULADOS	508.2	469.4	8.3
Total	5,397.0	5,138.0	5.0

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

GRÁFICO 1
COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM (GWh) - AÑO 2009



consumo de energía en el área Oriental (8.6%) y de los Consumidores No Regulados en su conjunto (8.3%); contrariamente ELECTROPAZ en La Paz, ELFEO en Oruro y SEPASA en Potosí, reflejan una desaceleración de su crecimiento respecto de años anteriores.

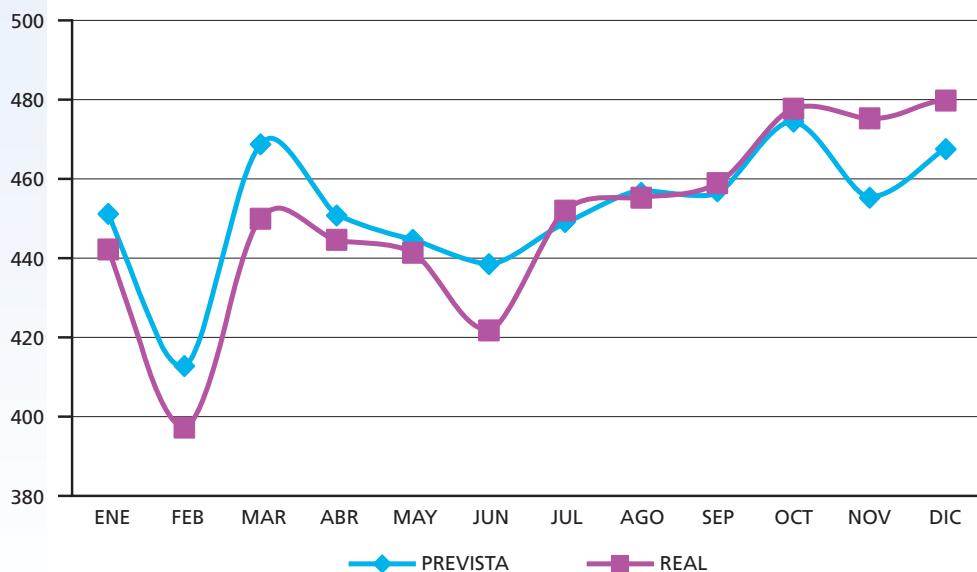
En el Gráfico 1 se muestra la participación porcentual de las empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados en las compras totales

de energía en el MEM durante la Gestión 2009.

De acuerdo con la información de mediano plazo, el consumo de energía en el SIN previsto para el año 2009 debía ser de 5,428 GWh, que en comparación con el consumo real registrado de 5,397 GWh, refleja una desviación de 0.58%.

En el Gráfico 2 se destaca la diferencia mensual entre el consumo de energía previsto y real.

GRÁFICO 2
DEMANDA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2009



DEMANDA DE POTENCIA

La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2009, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, alcanzó los 939.4 MW; la misma, ocurrió el día jueves 17 de diciembre a horas 20:00, presentando un incremento del 4.5% respecto a la registrada en la gestión 2008.

En el Cuadro 2, se presentan las demandas máximas registradas durante las dos últimas gestiones, en los principales departamentos del país.

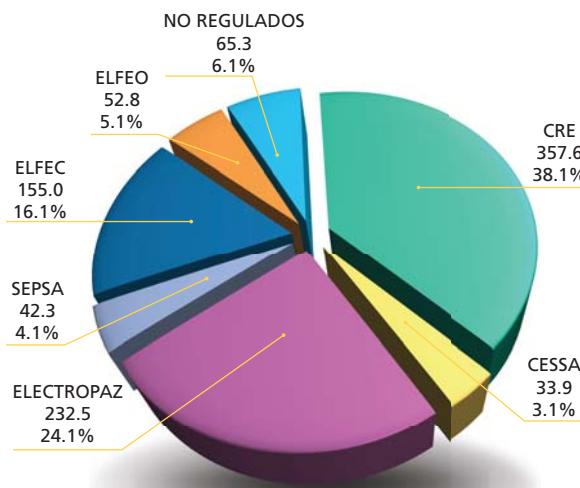
CUADRO 2
DEMANDAS MÁXIMAS (MW)

Consumidores	Gestión		Variación %
	2009	2008	
Santa Cruz	359.1	327.6	9.6
La Paz	241.3	261.2	-7.6
Cochabamba	152.2	146.8	3.7
Oruro	60.6	65.3	-7.1
Sucre	35.1	35.7	-1.8
Potosí	31.3	33.2	-5.8
Punutuma - Tupiza	16.1	15.7	2.7
No Regulados	71.7	68.5	4.6
Otros(*)	13.0	13.1	-0.8
Sistema	939.4	898.7	4.5

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

La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual del SIN se presenta en el Gráfico 3:

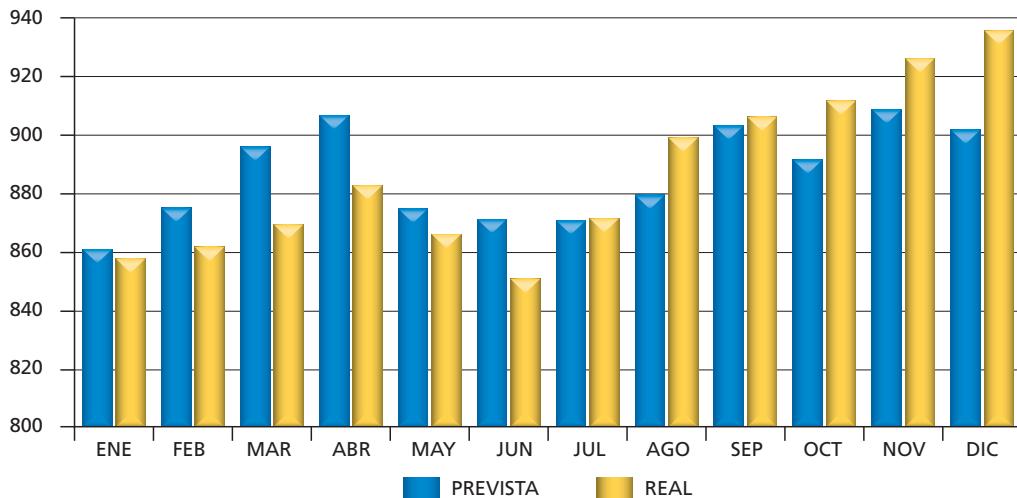
GRÁFICO 3
PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2009



Hasta abril del año 2009, se continuó con el programa de eficiencia energética implementado exitosamente por el Gobierno Central desde el año 2008, este programa consistió en la sustitución de luminarias incandescentes con luminarias de alta eficiencia, disminuyendo la demanda de potencia en el periodo de punta; no obstante, se observa que a partir del mes de julio de 2009, la demanda tuvo un crecimiento

paulatino respecto a lo previsto. El gráfico 4, presenta la comparación mensual entre la demanda de potencia prevista y real.

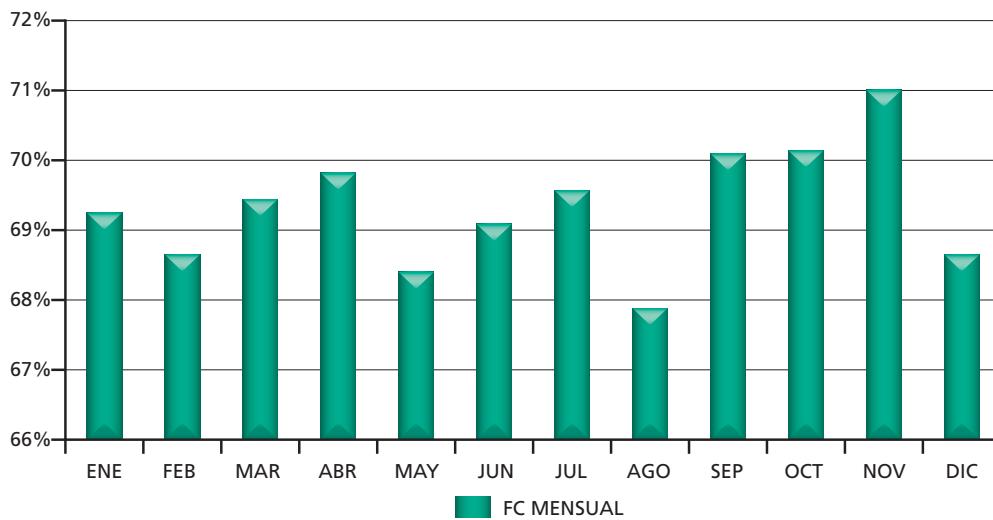
**GRÁFICO 4
DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA PREVISTA Y REAL (MW) - AÑO 2009**



El factor de carga anual de los consumos fue de 65.6%, considerando la demanda máxima de 939.4 MW y el consumo de energía de 5,397.0 GWh para el período de un año (8,760 horas).

Como se observa en el gráfico 5, el factor de carga mensual de los consumos varió entre 67.92% y 71,0%.

**GRÁFICO 5
FACTOR DE CARGA MENSUAL (%)**



Para efectos del MEM, la potencia que los Consumidores remuneran a los Generadores, se basa en la participación de su demanda coincidental con la demanda máxima registrada en todo el SIN (Potencia de Punta). El periodo anual eléctrico está comprendido desde el mes de noviembre del año anterior, hasta el mes de octubre.

Para efectos de remuneración, la demanda Máxima registrada en el SIN para el año eléctrico 2009, se dio el día jueves 29 de octubre a horas 19:30 con un valor de 915.1 MW, que representa la Potencia de Punta Anual.

En el Cuadro 3 se presenta la comparación entre la Potencia de Punta de los periodos noviembre 2008 - octubre 2009 y noviembre 2007 - octubre 2008.

CUADRO 3
POTENCIA DE PUNTA POR PERIODO ANUAL ELÉCTRICO (MW)

Consumidores	Gestión		Variación %
	2009	2008	
CRE	346.4	305.1	13.6
ELECTROPAZ	220.1	232.8	-5.5
ELFEC	152.9	150.1	1.9
ELFEO	57.2	62.0	-7.7
CESSA	30.8	35.2	-12.6
SEPSA	48.9	52.8	-7.4
NO REGULADOS	58.7	60.6	-3.2
Total Coincidental	915.1	898.7	1.8

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



OFERTA DE GENERACIÓN

CAPACIDAD DE GENERACIÓN

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

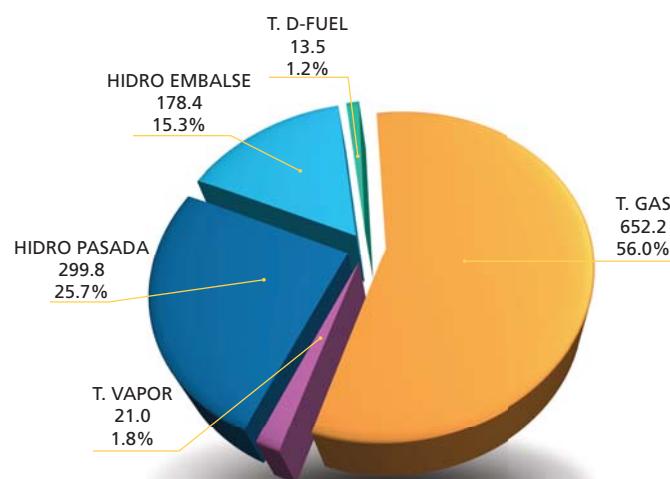
El parque termoeléctrico está compuesto por turbinas a gas natural de ciclo abierto, una turbina a vapor que opera con bagazo de caña de azúcar, motores a gas natural (Aranjuez MG) y unidades Dual Fuel (Aranjuez DF) que utilizan gas natural y diesel oíl.

En el Gráfico 6 se ha desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2009 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.



Turbina Bulo Bulo.

GRÁFICO 6
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) - AÑO 2009



La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2009 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 1,164.9 MW; de los cuales 478.1 MW (41.1%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 686.7 MW (58.9%) a centrales termoeléctricas, tal como se muestra en el Cuadro 4. Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de temperatura media anual, del sitio.

En el año 2009, el parque de generación se modificó de la siguiente manera:

- El 30 de mayo ingresó en Operación Comercial la re-potenciación de la unidad GBE01 de la central Guabirá, incrementando su potencia total en 5.0 MW (de 16.0 MW a 21.0 MW).
- A partir del primero de abril, de acuerdo a pruebas realizadas por COBEE, la capacidad de generación de la central de Angostura se redujo en 0.2 MW (de 6.5 MW a 6.3 MW).
- A partir del primero de mayo, de acuerdo a pruebas realizadas por COBEE, la unidad KEN02 incrementó su capacidad de generación en 0.3 MW (de 9.0 MW a 9.3 MW). (10°C).

- A partir del primero de noviembre, de acuerdo a pruebas realizadas por COBEE, la unidad KEN01 incrementó su capacidad de generación en 0.3 MW (de 9.0 MW a 9.3 MW). (10°C).
- A partir del primero de noviembre, de acuerdo a pruebas realizadas por EGSA, la unidad GCH01 redujo su capacidad de generación en 2.9 MW (de 22.2 MW a 19.3 MW). (25°C).
- En fecha 10 de junio y 30 de junio ingresan en Operación Comercial las unidades SCZ01 y SCZ02 de EGSA, respectivamente estas unidades fueron trasladadas a la central Santa Cruz de la central Guaracachi (unidades GCH07 y GCH08 respectivamente).

Para la máxima temperatura probable anual (98%) en la hora de punta, en las centrales termoeléctricas que corresponde a 35°C en Guaracachi, 36°C en Carrasco, 28°C en Valle Hermoso, 25°C en Aranjuez, 17°C en Kenko y 18°C en Karachipampa, la capacidad total en el sistema es de 1,120.78 MW.

La capacidad neta para el despacho de carga varía según la oferta semestral de los generadores, la temperatura en sitio de las termoeléctricas, la

CUADRO 4
CAPACIDAD DE GENERACIÓN A FINES DE 2009

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Termoeléctricas(*)	Capacidad (MW)
Sistema Corani	149.9	Guaracachi (25°C)	271.0
Sistema Zongo	188.4	Santa Cruz (25°C)	43.3
Sistema Miguillas	20.9	Aranjuez (15°C)	43.2
Sistema Taquesi	90.4	Karachipampa (9°C)	13.9
Kanata	7.6	Kenko (10°C)	18.6
Sistema Yura	19.1	Valle Hermoso (18°C)	74.2
Quehata	2.0	Carrasco (25°C)	111.9
		Bulo Bulo (25°C)	89.6
Subtotal	478.1	Guabirá (25°)	21.0
Capacidad Total (Hidro + Termo) : 1,164.9 MW		Subtotal	686.7

(*) A la temperatura media anual.

NOTA: los totales pueden no coincidir por redondeo de cifras

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 a nivel de bornes de generador, se presenta en el Cuadro 5:

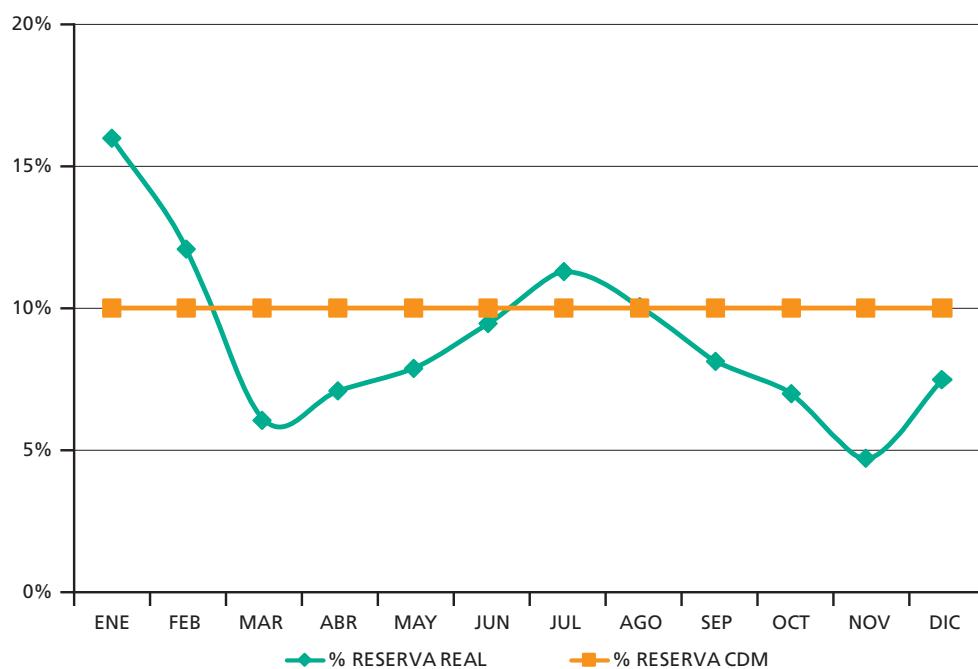
CUADRO 5
BALANCE DE POTENCIA EN BORNES (MW) - AÑO 2009

MES	Capacidad Bruta		Total	Indisponible	Potencia Limitada	Capacidad Total	Demanda Máxima	Margen de Reserva	
	Termoeléctrica	Hidroeléctrica						MW	% (*)
ENERO	636.5	476.6	1,113.1	45.0	2.6	1,065.5	895.0	858.7	170.5 16.0
FEBRERO	642.1	476.6	1,118.7	91.2	3.3	1,024.2	900.7	863.2	123.5 12.1
MARZO	645.1	476.6	1,121.7	157.0	4.3	960.4	903.0	871.0	57.4 6.0
ABRIL	652.7	478.2	1,130.8	139.7	2.5	988.6	919.5	884.8	69.1 7.0
MAYO	656.1	478.2	1,134.3	152.8	2.8	978.7	902.3	867.8	76.4 7.8
JUNIO	664.6	478.2	1,142.7	156.2	14.1	972.5	881.3	849.4	91.2 9.4
JULIO	660.2	478.2	1,138.3	98.3	13.1	1,026.9	911.7	873.5	115.2 11.2
AGOSTO	663.3	478.2	1,141.5	94.1	2.8	1,044.6	940.1	901.7	104.5 10.0
SEPTIEMBRE	656.4	478.2	1,134.5	104.5	0.6	1,029.5	946.5	909.2	83.0 8.1
OCTUBRE	648.9	478.2	1,127.1	102.7	4.7	1,019.7	949.1	915.1	70.6 6.9
NOVIEMBRE	650.5	478.2	1,128.7	107.3	5.5	1,015.9	968.9	929.4	47.0 4.6
DICIEMBRE	656.7	478.2	1,134.9	65.7	11.9	1,057.3	979.1	939.4	78.2 7.4

(*) El margen de reserva de generación necesario para mantener el suministro de potencia para la demanda máxima de manera segura y confiable es del 10%.

Como se observa en el Gráfico 7, debido a la falta de capacidad del parque generador, para poder brindar un servicio continuo en el período de punta, en algunos meses fue necesario operar el parque generador con margen de reserva inferior al establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo – CDM.

GRÁFICO 7
MARGEN DE RESERVA (%)



OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2009 estaba compuesto por 1,545.2 km. de líneas en 230 kV, 773.8 km de líneas en 115 kV y 185.3 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 2,504.3 km de líneas de transmisión. La capacidad de

transformación de este sistema es de 1,195 MVA. En los Cuadros 6 y 7 se presentan algunas características de líneas de transmisión, transformadores, capacidores y reactores del STI.

CUADRO 6
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI

Tensión	Tramo	Longitud (Km)
230 kV	Valle Hermoso - Santiváñez	22.7
	Sucre - Punutuma	177.0
	Santiváñez - Vinto	123.7
	Santiváñez - Sucre	246.0
	San José - Valle Hermoso	59.6
	Mazocruz-Vinto Capacitor	193.4
	Carrasco - Chimoré	75.3
	Chimoré - San José	78.8
	Carrasco - Santiváñez	225.6
	Carrasco - Guaracachi	179.0
	Carrasco - Arboleada	102.0
	Urubó - Arboleada	62.0
	Total	1545.2
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
	Punutuma - Atocha	104.4
	Ocurí - Potosí	84.4
	Kenko - Senkata	6.3
	Kenko - Senkata	8.0
	Corani-Valle Hermoso	43.5
	Corani -Santa Isabel	6.4
	Catavi - Vinto	76.7
	Catavi - Sacaca	43.4
	Catavi - Ocurí	97.8
	Arocagua - Valle Hermoso	5.4
	Arocagua - Santa Isabel	45.6
	Total	773.8
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

CUADRO 7
TRANSFORMACIÓN, CAPACITORES Y REACTORES

> Tipo Subestación	> Nombre	> MVA o MVAr
Transformación 230/115 kV	Mazocruz	150
	San José	75
	Valle Hermoso	150
	Vinto	100
	Arboleda	100
Total (MVA)		575
Transformación 230/69 kV	Guaracachi	150
	Punutuma	60
	Sucre	60
	Urubó	150
	Total (MVA)	
Transformación 115/69 kV	Atocha	25
	Catavi	25
	Potosí	50
	Punutuma	50
	Vinto	50
Total (MVA)		200
Capacitores	Aranjuez	7
	Atocha	7
	Catavi	7
	Kenko	24
	Potosí	19
	Vinto	93
Total (MVAr)		157
Reactores	Carrasco	12
	Guaracachi	21
	San José	21
	Santiváñez	28
	Vinto	21
	Punutuma	24
	Sucre	24
	Urubó	12
Total (MVAr)		163

El día 4 de julio se realizó la conexión del autotransformador de 50 MVA 115/69 kV en la subestación Potosí, el día 5 de julio se realizó la conexión de banco de capacitores de 12 MVAr en Subestación Potosí, el día 5 de octubre se realizó la conexión del autotransformador de 25 MVA 115/69 kV en la subestación de Atocha; asimismo, se realizó el cambio del nivel de tensión de la línea Punutuma – Atocha a 115 kV. Estas modificaciones constituyen un importante refuerzo de transmisión para el área Sur del SIN, contribuyendo a mejorar la confiabilidad de esta parte del sistema.



TDE - Línea San José.

DESPACHO DE CARGA

Por lo general, durante la gestión 2009 se realizó el despacho de carga en forma normal, pero se debe tomar en cuenta que se presentaron algunos eventos importantes que afectaron el mismo, como ser la indisponibilidad de las unidades KEN01 (118 días), SCZ01 (125 días), SCZ02 (155 días), GCH09 (67 días), GCH10 (45 días) y CAR02 (78 días).

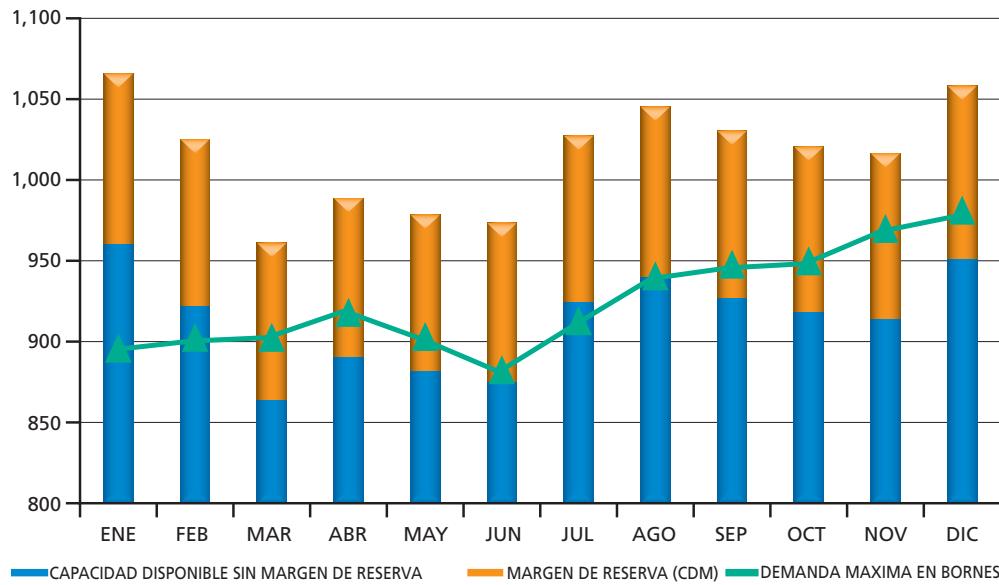
La demanda del SIN ha sido atendida de manera normal en todo momento, exceptuando algunos períodos en los que se operó fuera de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas en la normativa, en especial en el área Norte donde, en algunos períodos, se operó sin seguridad de áreas por falta de generación local.

En el Gráfico 8 se puede ver con exactitud que la línea verde representa a la demanda máxima cuando esta cae en la sección naranja del gráfico significa que se encuentra trabajando sin el nivel de reserva especificado en las CDM, cuando la línea se encuentra dentro el área azul del gráfico esto significa que la demanda se encuentra dentro la Capacidad disponible, sin hacer uso del margen de reserva.

EJECUCIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y el realizado, muestran una diferencia anual de 0.32% positiva (17.9 GWh); estas

**GRÁFICO 8
OFERTA DE GENERACIÓN (MW)**



CUADRO 8
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) – AÑO 2009

Central	Programación Semestral	Despacho Realizado	Diferencia
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	921.4	921.5	0.0
Sistema Corani	821.8	817.3	-4.5
Sistema Taquesi	337.7	322.8	-14.9
Sistema Yura	74.4	74.7	0.3
Sistema Miguillas	108.3	107.5	-0.8
Kanata	19.7	15.6	-4.1
Quehata	8.7	4.9	-3.8
SubTotal	2,292.1	2,264.3	-27.8
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,262.3	1,256.0	-6.4
Santa Cruz	133.9	123.4	-10.4
Carrasco	636.6	622.0	-14.6
Bulo Bulo	582.1	630.7	48.6
Valle Hermoso	256.7	332.6	75.8
Aranjuez	195.4	176.5	-18.9
Kenko	63.8	71.3	7.4
Karachipampa	83.8	96.3	12.5
Guabirá	107.6	59.7	-47.9
Entre Ríos	0.5	0.0	-0.5
Subtotal	3,322.7	3,368.4	45.7
Total	5,614.8	5,632.7	17.9

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

desviaciones se ilustran en el Cuadro 8 y en el Gráfico 9.

Se observa que el despacho de unidades termoeléctricas fue mayor al previsto en 1.36% (45.7 GWh), debido a que la producción de energía realizada por unidades hidroeléctricas se redujo en 1.23% (27.8 GWh).

GRÁFICO 9
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2009

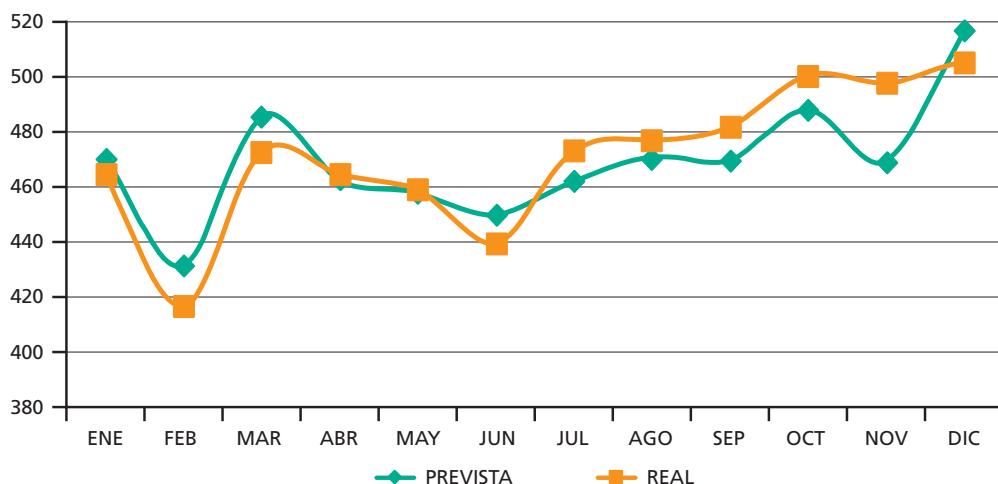
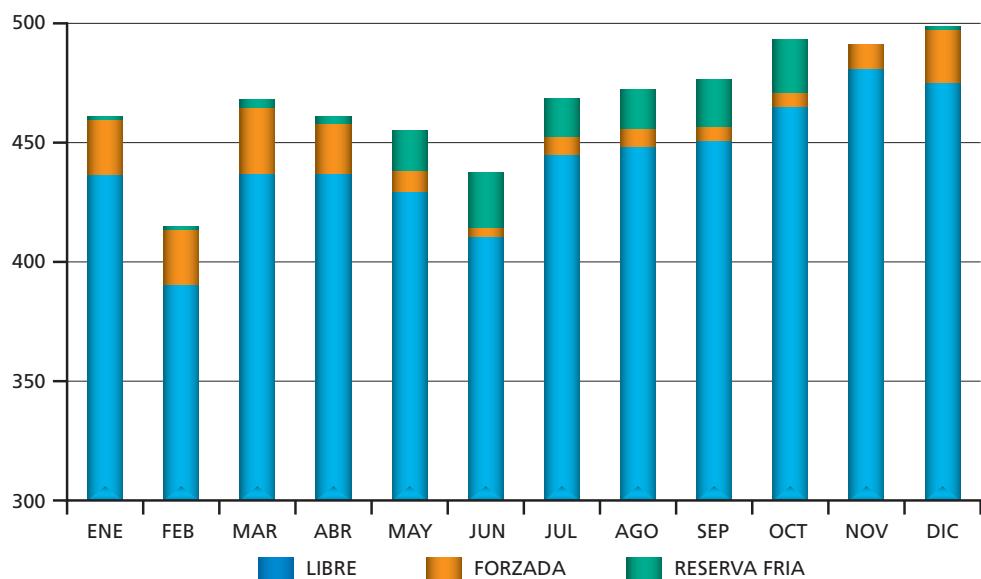


GRÁFICO 10
COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2009



En el despacho de carga realizado, del total de energía despachada en el año 2009, el 3.1% corresponde a la generación forzada y el 2.3% a la generación con Unidades de Reserva Fría, que fue necesaria por regulación de tensión en algunos nodos del SIN, según se ilustra en el Gráfico 10.



PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En el año 2009, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 5,632.7 GWh; este valor es 4.9% mayor que la producción del año 2008. Asimismo, en el Cuadro 9 se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 40.2 % del total y la producción termoeléctrica con el 59.8 %.

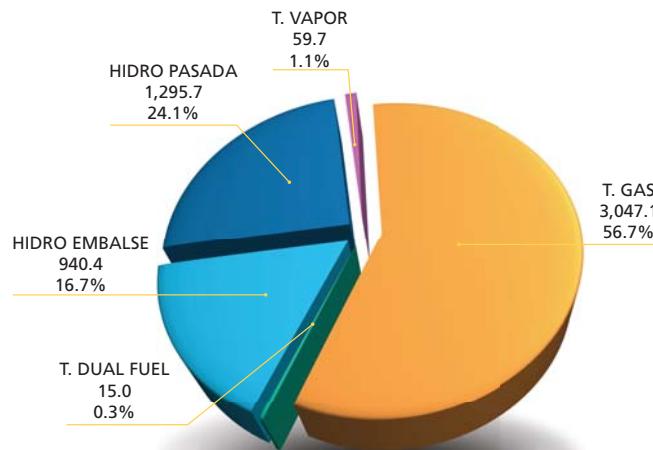
El Gráfico 11 presenta la Producción Bruta de Energía, clasificada según el tipo de central: centrales Termoeléctricas a Gas, a Vapor y Dual Fuel y centrales Hidroeléctricas de Embalse y de Pasada.

CUADRO 9
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - AÑO (GWh)

Centrales	Gestión		Variación %
	2009	2008	
Hidroeléctricas	40.2%	42.5%	
Sistema Zongo	921.5	903.3	2.0
Sistema Corani	817.3	861.7	-5.2
Sistema Taquesi	322.8	316.7	1.9
Sistema Yura	74.7	72.3	3.2
Sistema Miguillas	107.5	102.6	4.8
Kanata	15.6	20.5	-23.6
Quehata	4.9	3.4	43.8
SubTotal	2,264.3	2,280.5	-0.7
Termoeléctricas	59.8%	57.5%	
Guaracachi	1,256.0	1,288.4	-2.5
Santa Cruz	123.4	0.0	N/A
Carrasco	622.0	664.6	-6.4
Bulo Bulo	630.7	633.6	-0.5
Valle Hermoso	332.6	182.0	82.7
Aranjuez	176.5	171.6	2.8
Kenko	71.3	33.5	112.6
Karachipampa	96.3	78.4	22.8
Guabirá	59.7	39.3	51.8
Subtotal	3,368.4	3,091.5	9.0
Total	5,632.7	5,372.0	4.9

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

GRÁFICO 11
GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - AÑO 2009



El Gráfico 12 ilustra la participación de los Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante esta Gestión.

Durante el año, en el periodo seco la generación Hidroeléctrica disminuye, por tanto para abastecer

la demanda de energía, se requiere incrementar la generación Termoeléctrica; en el periodo lluvioso esta situación se invierte, tal como se puede observar en el Gráfico 13.

GRÁFICO 12
PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh)- AÑO 2009

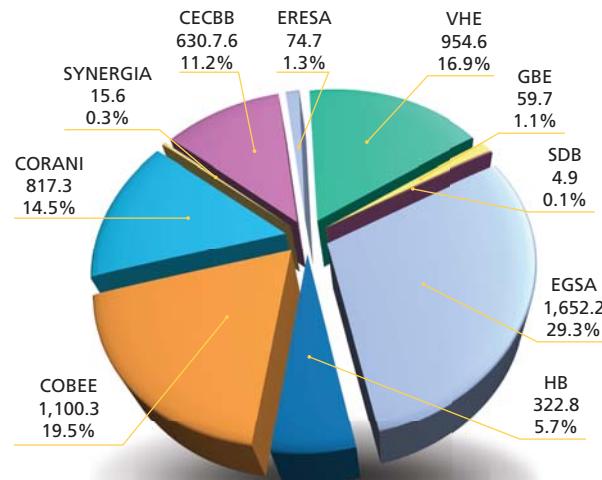
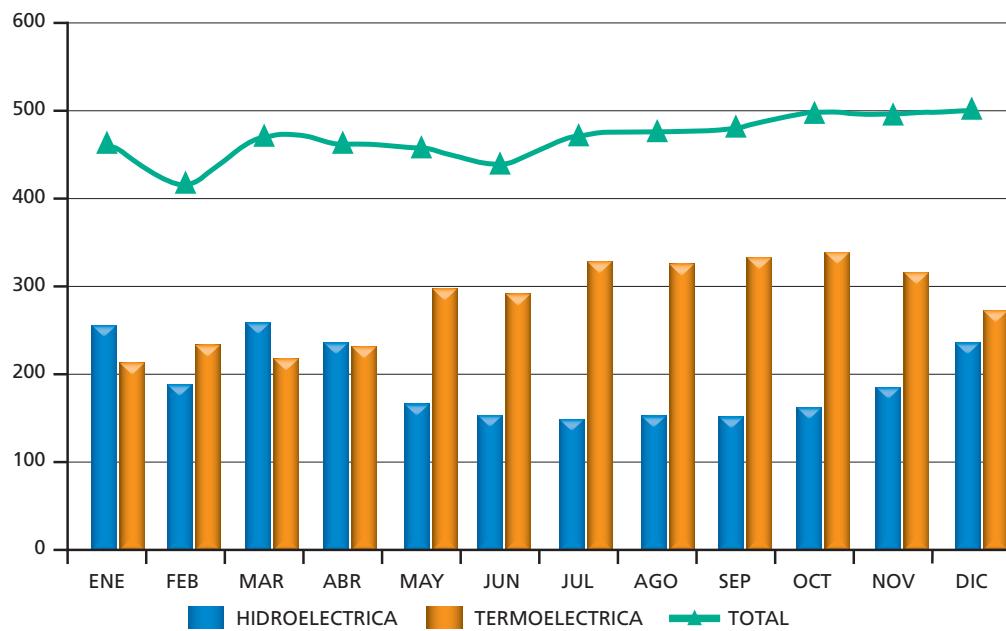


GRÁFICO 13
GENERACIÓN MENSUAL (GWh)- AÑO 2009



INYECCIONES DE ENERGÍA

En el año 2009, el Sistema de Medición Comercial registró 5,492.5 GWh de energía inyectada por los generadores en los nodos de conexión al Sistema

Troncal de Interconexión; como puede apreciarse en el Cuadro 10, se entregó 4.8% más que en el año 2008.

CUADRO 10
INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) - AÑO 2009

Centrales	2009	Gestión	Variación
		2008	%
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	884.2	865.6	2.1
Sistema Corani	815.9	860.3	-5.2
Sistema Taquesi	303.8	298.1	1.9
Sistema Miguillas	103.1	98.2	5.0
Sistema Yura	70.6	68.2	3.5
Kanata	15.1	19.8	-23.7
Quehata	4.7	3.3	44.9
Subtotal	2,197.3	2,213.5	-0.7
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,233.5	1,267.5	-2.7
Santa Cruz	120.8	0.0	N/A
Carrasco	606.0	647.7	-6.4
Bulo Bulo	612.0	614.1	-0.3
Valle Hermoso	325.0	177.2	83.4
Aranjuez	174.4	169.9	2.6
Kenko	69.5	32.5	114.1
Karachipampa	95.4	77.7	22.8
Guabirá	58.6	38.4	52.3
Subtotal	3,295.1	3,025.0	8.9
Total	5,492.5	5,238.5	4.8

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



Embalse Corani Cochabamba.



Línea Punutuma - Atocha.

POTENCIA MÁXIMA TRANSMITIDA

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

CUADRO 11
FLUJOS MÁXIMOS - AÑO 2009

Líneas de Transmisión	Capacidad MW	Flujo Máximo MW
Santiváñez - Sucre	142.5	83.1
Sucre - Punutuma	142.5	61.8
Punutuma - San Cristóbal	140.0	57.9
Vinto - Mazocruz	130.0	135.1
Santiváñez - Vinto	130.0	128.5
Carrasco - Santiváñez	130.0	137.9
San José - V. Hermoso	130.0	120.5
Kenko - Mazocruz	130.0	135.3
V. Hermoso - Santiváñez	130.0	128.4
Carrasco - San José	130.0	127.3
Carrasco - Guaracachi	130.0	130.0
Carrasco - Arboleda	142.5	142.2
Vinto - Santiváñez	130.0	84.0
San José - Carrasco	130.0	79.9
S. Isabel - Arocagua	74.0	62.9
Corani - V. Hermoso	74.0	59.0
V. Hermoso - Arocagua	74.0	68.1
S. Isabel - San José	74.0	64.7
Transformadores		
Mazocruz 230	142.5	134.5
Urubó 230	142.5	132.4
V. Hermoso 230	142.5	71.4
Guaracachi 230 - 01	71.0	63.4
Guaracachi 230 - 02	71.0	73.1
Vinto 115 - 01	24.0	22.2
Vinto 115 - 02	24.0	22.9

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 realizada en el mes de febrero y agosto de cada año.

Como se muestra en el Cuadro 12, la Potencia Firme de los meses de noviembre y diciembre de 2009 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2009 – octubre 2010.

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

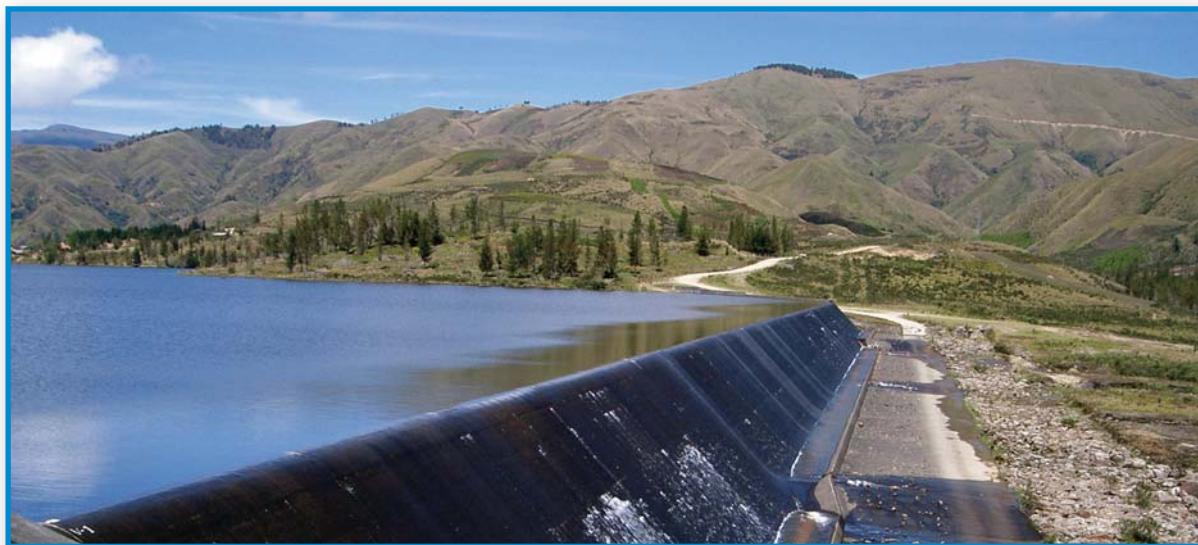
- 21 de marzo, por el ingreso de las Unidades ARJ05 y ARJ06 a la Reserva Fría.
- 04 de julio, por el cambio del Transformador en Subestación Potosí (Ampliación Sur I).
- 05 de octubre, por la elevación de tensión a 115 kV de la línea Punutuma – Atocha.

Mientras que los subperiodos que se inician el 1 de mayo y el 1 de noviembre, corresponden a la oferta de capacidad garantizada por los Agentes generadores.

CUADRO 12
POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA DE UNIDADES GENERADORAS (MW)

Periodo	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Reserva Fría
Del 01/11/08 al 20/03/09	460.6	464.5	22.7
Del 21/03/09 al 30/04/09	460.6	464.5	27.2
Del 01/05/09 al 03/07/09	460.6	464.7	41.3
Del 04/07/09 al 04/10/09	460.6	464.7	41.3
Del 05/10/09 al 31/10/09	460.6	464.7	40.4
Del 01/11/09 al 31/12/09 (p)	460.5	510.9	4.6

(p) Previsto



Embalse Corani - Cochabamba.

DESEMPEÑO DEL SISTEMA

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación y transmisión, representa el porcentaje de tiempo en el cual dichas instalaciones se encontraban operando o en condición de operación. En el año 2009, la disponibilidad de las instalaciones de generación fue de 88.94%; de las cuales la

disponibilidad de las instalaciones termoeléctricas fue de 83.0% y de las hidroeléctricas 97.4%, como se muestra en el cuadro 13.

La disponibilidad operacional del Sistema Troncal de Interconexión (STI) en el año 2009 fue de 98.4%.

CUADRO 13
DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES – 2009

Instalaciones	Disponibilidad (%)
Unidades Hidroeléctricas	97.4
Unidades Termoeléctricas	83.0
Transmisión (STI)	98.4

En los Cuadros 14 y 15 se observa que el tiempo total de interrupción del suministro en el año 2009; expresado como el cociente entre la energía no

CUADRO 14
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO – 2009

Origen	Minutos
Fallas en Generación	11.0
Fallas en transmisión	22.2
Total	33.2

servida y la potencia de punta, fue de 33.2 minutos y la energía interrumpida durante este lapso fue de 519.4 MWh respectivamente.



Vista inferior - Estructura de AT.

CUADRO 15
ENERGÍA INTERRUMPIDA – 2009

Consumidor	MWh
CRE	120.2
ELECTROPAZ	69.4
ELFEC	62.6
ELFEO	21.5
SEPSA	50.4
CESSA	10.2
EMVINTO	8.6
COBOCE	17.9
EMIRSA	3.2
EMSC	155.5
IAGSA	0.0
Total	519.4



Trabajos en Línea de AT.

Durante la gestión 2009 la falla más significativa se debió a la desconexión accidental de las líneas y transformadores que confluyen a la barra de la subestación Carrasco, cuando se iniciaban trabajos para el cambio de su protección diferencial. Esto ocasionó la desconexión simultánea del SIN de las centrales de Carrasco y Bulo Bulo con unos 190 MW, déficit que produjo la operación de Esquema de Alivio de Carga (EDAC), interrumpiendo el servicio a todos los Agentes consumidores del SIN con una potencia total de 151 MW.

Otras fallas de menor significación como la pérdida de las centrales del sistema Zongo por desconexión de las líneas entre Huaji y Tiquimani por condiciones climáticas adversas (5/02/09) o la pérdida de las dos unidades de la central Bulo Bulo por desconexión de la línea Carrasco-Bulo Bulo (21/05/09), fueron adecuadamente resueltas con la actuación del Esquema de Alivio de Carga (EDAC).

Las fallas de unidades generadoras por períodos muy largos, que dificultaron significativamente el despacho de carga, figuran el Cuadro 16.

CUADRO 16
INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS

UNIDAD GENERADORA	DÍAS	UNIDAD GENERADORA	DÍAS
ARJ15	365.0	CAR02	78.0
SCZ02	155.8	GCH09	66.6
GBE01	148.0	ARJ08	62.6
ARJ03	141.1	QUE02	54.7
ARJ02	126.4	QUE01	54.7
SCZ01	124.5	GCH10	44.6
KEN01	117.7	GCH09	41.7
ARJ12	113.7	VHE04	30.3
ARJ06	89.7		



PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN

El costo marginal promedio anual del año 2009 fue 16.96 US\$/MWh (sin impuestos), con un mínimo de 15.00 US\$/MWh y un máximo de 18.34 US\$/MWh.

En el cuadro 17 se puede observar que de octubre a diciembre del año 2009, los costos marginales de generación fueron superiores a los previstos, debido principalmente al incremento de la demanda y a la menor disponibilidad del parque generador.

Los eventos no previstos en la programación (cambios en la hidrología, en la demanda y en la indisponibilidad de unidades generadoras), han incidido en los costos marginales mostrando una diferencia entre los costos previstos en la

programación semestral y del despacho de carga real de 1.8% menor respecto a lo programado (ver Cuadro 17).

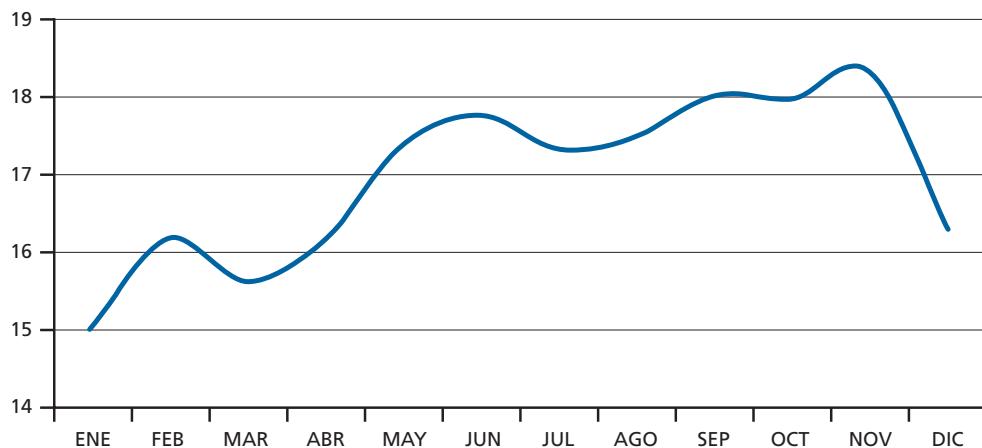
El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión de 2009 (16.96 US\$/MWh), resultó ser 7.8% superior al costo marginal promedio del año 2008 (15.74 US\$/MWh).

En el Gráfico 14 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados durante la gestión 2009; se puede observar que en los meses correspondientes a la época seca se registran los costos marginales más elevados.

CUADRO 17
COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2009 (Sin IVA)

	Previsto	Real	Diferencia
Enero	16.62	15.00	-1.62
Febrero	16.66	16.16	-0.50
Marzo	16.87	15.61	-1.27
Abril	17.77	16.14	-1.63
Mayo	17.56	17.39	-0.17
Junio	18.19	17.77	-0.42
Julio	18.62	17.33	-1.29
Agosto	18.35	17.49	-0.86
Septiembre	18.28	18.02	-0.25
Octubre	17.19	17.99	0.80
Noviembre	15.80	18.34	2.54
Diciembre	15.28	16.29	1.01
Promedio	17.27	16.96	-0.31

GRÁFICO 14
COSTOS MARGINALES REALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh)



PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT

Los precios de energía en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión STI (precios spot), han sido determinados en función del despacho de carga efectuado y los costos marginales de generación en el año 2009. Los valores medios anuales, que incluyen los precios de la energía forzada, se presentan en el Cuadro 18

PRECIOS DE POTENCIA EN EL MERCADO SPOT

El precio básico de potencia, durante la gestión de 2009, ha sido determinado sobre la base de una

turbina a gas de 70.14 MW ISO, con un costo total de 517.96 US\$ por kW de potencia efectiva in situ. El nodo de referencia se ubicó en Guaracachi.

El precio básico de potencia se aplica a la potencia firme de las unidades generadoras; en el período noviembre 2008 – abril 2009, el precio básico de la potencia fue de 5.36 US\$/kW-mes y en el período mayo –octubre 2009, el precio básico de la potencia fue de 7.19 US\$/kW-mes.

El precio básico de potencia, los factores de nodo por potencia y los descuentos por indisponibilidad

CUADRO 18
PRECIOS SPOT DE ENERGÍA – AÑO 2009 (Sin IVA)

Agente	Nodo	US\$/MWh
CRE	VARIOS	16.95
ELECTROPAZ	KEN	17.71
ELFEC	VARIOS	17.29
ELFEO	VIN, CAT	17.59
CESSA	ARJ, MAR	18.17
SEPSA	VARIOS	18.77
IAGSA	ARB	18.32
EMIRSA	VIN115	17.30
EMVINTO	VIN69	17.26
COBOCE	CBC	17.41
VHE para su contrato con EMSC	PUN	18.42
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	18.42
Promedio		17.48

de unidades generadoras, determinaron durante la gestión 2009 los precios medios en nodos, que son detallados por Agente en el Cuadro 19.

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 establecida, 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.

El peaje promedio anual en 2009 para los consumidores, fue de 3.5 US\$/kW-mes, 3.7% mayor que en el 2008. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del sistema Larecaja y del sistema Sur, que no forman parte del Sistema Troncal de Interconexión.

PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS

Los diferentes cargos señalados anteriormente, dan los valores medios monómicos del Cuadro 20.

CUADRO 19
PRECIOS SPOT DE POTENCIA – AÑO 2009 (Sin IVA)

Agente	Nodo	US\$/kW-mes
CRE	GCH	6.02
ELECTROPAZ	KEN	5.87
ELFEC	VARIOS	6.07
ELFEO	VIN, CAT	6.19
CESSA	ARJ, MAR	6.40
SEPSA	VARIOS	6.78
IAGSA	ARB	0.00
EMIRSA	VIN115	6.06
EMVINTO	VIN69	6.12
COBOCE	CBC	6.21
VHE para su contrato con EMSC	PUN230	6.57
COBEE para su contrato con EMSC	PUN230	6.57
Promedio		6.09

CUADRO 20
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS EN EL MERCADO SPOT (U\$S/MWh) - 2009 (Sin IVA)

Consumidor	Nodo	Cargo por Energía	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Total
CRE	VARIOS	16.95	13.15	7.64	37.74
ELECTROPAZ	KEN	17.71	12.04	7.17	36.92
ELFEC	VARIOS	17.29	12.77	7.35	37.41
ELFEO	VARIOS	17.59	13.14	7.43	38.16
CESSA	VARIOS	18.17	12.73	6.95	37.85
SEPSA	VARIOS	18.77	14.22	7.33	40.32
IAGSA	GCH	18.32	0.00	0.00	18.32
EMIRSA	VIN	17.30	8.01	4.63	29.94
EMVINTO	VIN	17.26	7.69	4.39	29.34
COBOCE	COB	17.41	7.00	3.94	28.36
VHE para su contrato con EMSC	PUN	18.42	9.69	5.15	33.26
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	18.42	9.69	5.15	33.26
Promedio		17.48	12.49	7.17	37.14

TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2009 se emitieron 14 Documentos de Transacciones Económicas correspondientes a las transacciones de cada mes, recálculo 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 2009 ascienden a 212.8 Millones de US\$. (Sin IVA); el detalle de las mismas, se presenta en el Cuadro 21.

Los contratos de compra – venta de energía durante el año 2009 fueron:

- Contrato de abastecimiento por el 25% del consumo de Minera San Cristóbal, con la Empresa Valle Hermoso.
- Contrato de abastecimiento por el 75% del consumo de Minera San Cristóbal, con la Empresa COBEE.

Los demás Agentes del MEM operaron en el mercado Spot de energía.



CUADRO 21
VENTAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - AÑO 2009

Concepto	Miles US\$	Participación (%)
Generación		
Inyecciones de Energía	93,555	
Inyecciones de Potencia	66,684	
Subtotal Ventas de Generadores	160,239	75
Transmisión		
Peaje de Generadores	12,330	
Peaje de Consumidores	38,708	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	1,522	
Subtotal Ventas de Transmisores	52,560	25
Total Venta	212,799	

COMPRAS EN EL MEM

Las compras valorizadas por energía, potencia y peajes se indican en el Cuadro 22:

**CUADRO 22
COMPRAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - AÑO 2009**

Concepto	Consumidores	Generadores (*)	Total
Retiros de Energía	87,040	7,315	94,355
Retiros de Potencia	63,558	3,848	67,406
Peaje para Consumidores	36,661	2,047	38,708
Subtotal compras por Consumos	187,259	13,210	200,469
Peaje para Generadores		12,330	12,330
Total Compras	187,259	25,540	212,799

(*) Las compras de generadores corresponden a las compras de COBEE y VHE para abastecer sus contratos de suministro.

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 Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y las transacciones con Precios Spot resultantes del despacho de carga. Al finalizar la gestión de 2009, el monto acumulado en el Fondo ascendió a 62 millones de Bolivianos.

Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2008 y 2009, para los Agentes generadores y transmisores se presentan en el Cuadro 23, y las variaciones para las empresas de distribución en el Cuadro 24. Finalmente en el Gráfico 15, se observa la evolución histórica de los Fondos de Estabilización durante el periodo 2002 y 2009.

**CUADRO 23
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)**

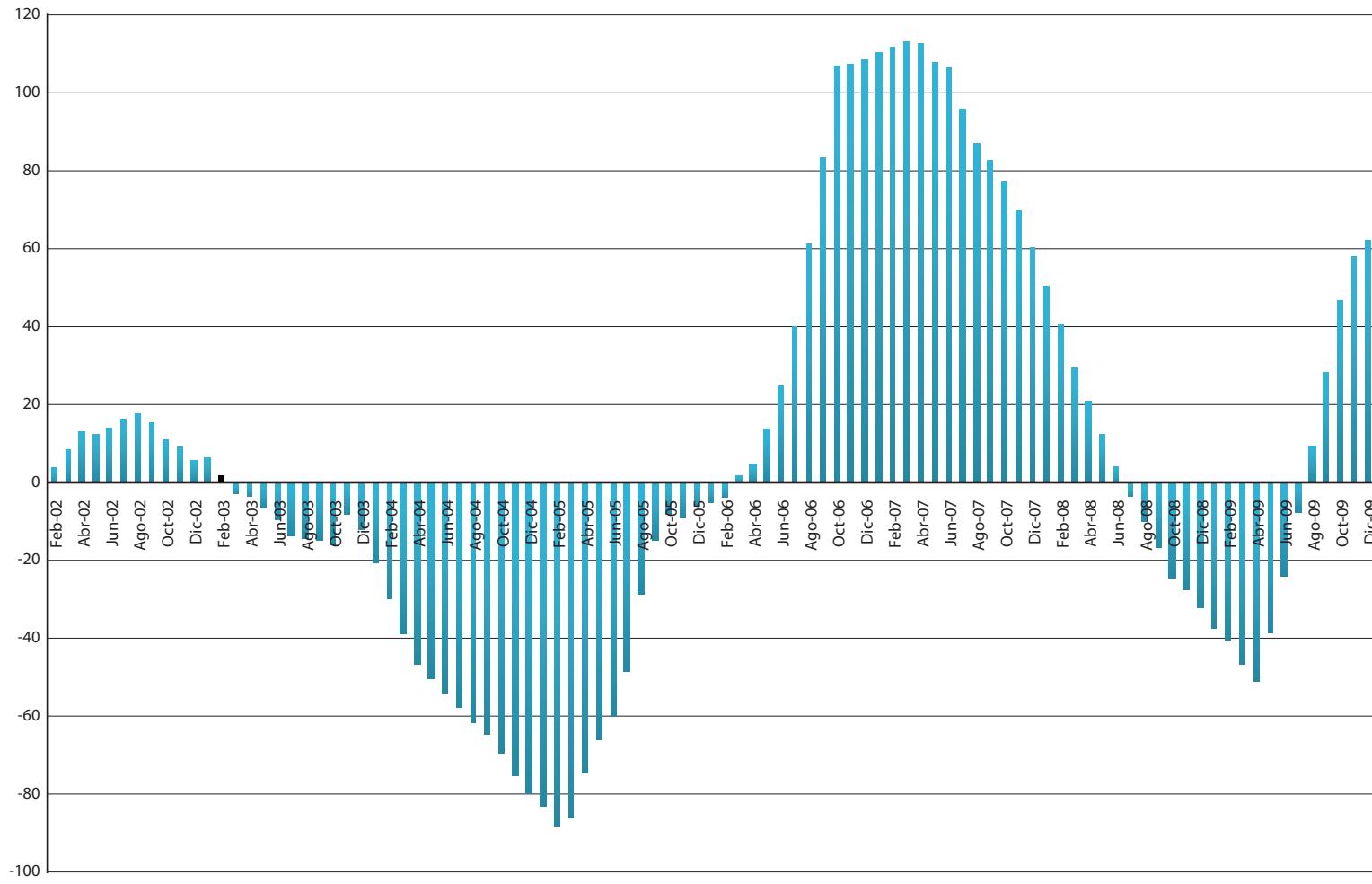
Generador / Transmisor	Saldo a Dic. 2008	Variación en 2009	Saldo a Dic. 2009
CORANI	(3,797)	16,086	12,289
EGSA	(17,767)	29,858	12,091
VHE	7,675	16,501	24,175
COBEE	(1,265)	13,084	11,818
CECBB	(4,950)	9,038	4,088
ERESA	(1,791)	1,696	(94)
HB	(8,480)	4,743	(3,737)
SYNERGIA	(453)	490	37
GBE	(908)	1,775	867
SDB	(161)	78	(83)
TDE (Ingreso Tarifario)	(340)	852	512
ISA (Ingreso Tarifario)	(209)	276	66
Total	(32,447)	94,477	62,029

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

**CUADRO 24
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)**

Distribuidor	Saldo a Dic. 2008	Variación en 2009	Saldo a Dic. 2009
CRE	(38,404)	23,648	(14,757)
ELECTROPAZ	26,496	23,242	49,738
ELFEC	23,005	35,969	58,974
ELFEO	(11,381)	10,488	(892)
SEPSA	(12,098)	136	(11,962)
CESSA	(20,065)	994	(19,071)
Total	(32,447)	94,477	62,029

GRAFICO 15
FONDO DE ESTABILIZACION ACUMULADO (M M Bs.) 2002 - 2009



ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 – 2009

CUADRO 25
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2009

ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
1996	VHE	Termo	CAR01, CAR02	111.9
1997	COBEE	Hidro	TIQ, ZON, SRO03	18.3
1998	COBEE	Hidro	CUT05, BOT03	16.2
	HB	Hidro	CHJ01	0.9
1999	EGSA	Termo	GCH09, GCH10	119.5
	COBEE	Hidro	HUA01, HUA02	30.0
	SYNERGIA	Hidro	KAN	7.5
2000	CECBB	Termo	BUL01, BUL02	87.5
2001	ERESA	Hidro	KILO3, LAN01, LAN03 (Se incorpora toda la Capacidad del Yura)	18.5
2002	HB	Hidro	CHJ02, YAN	89.6
2003	VHE	Termo	Incremento en la declaración de VHE	18.6
2004	CORANI	Hidro	SIS05	17.1
	VHE	Termo	Incremento en la declaración de VHE	37.1
2006	EGSA	Termo	ARJ09, ARJ10, ARJ11 y ARJ12	7.1
	COBEE	Hidro	SRO01, SRO02	19.6
2007	EGSA	Termo	GCH11	63.3
	GBE	Termo	GBE01	16.6
	SDB	Hidro	QUE01, QUE02	1.9
2008	CORANI	Hidro	COR01, COR02, COR03 (Repotenciamiento)	2.9
	EGSA	Termo	ARJ13, ARJ14 y ARJ15	4.8
	COBEE	Hidro	ANG03	3.0
2009	COBEE	Termo	Incremento en Capacidad de KEN01 y KEN02	0.6
	GBE	Termo	Repotenciamiento de GBE01	5.0
			Hidro	225.5
			Termo	472.0

REDUCCIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
2000	EGSA	Termo	ARJ04, ARJ07	(5.4)
2001	EGSA	Termo	GCH05	(19.2)
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(37.1)
2002	EGSA	Termo	GCH03	(19.1)
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(18.6)
2003	COBEE	Hidro	ACH, SRO	(16.5)
2009	EGSA	Termo	GCH01	(2.9)
	COBEE	Hidro	ANG01, ANG02, ANG03	(0.2)
			Hidro	(16.7)
			Termo	(102.3)

GRÁFICO 16
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR (MW) - 1996-2009

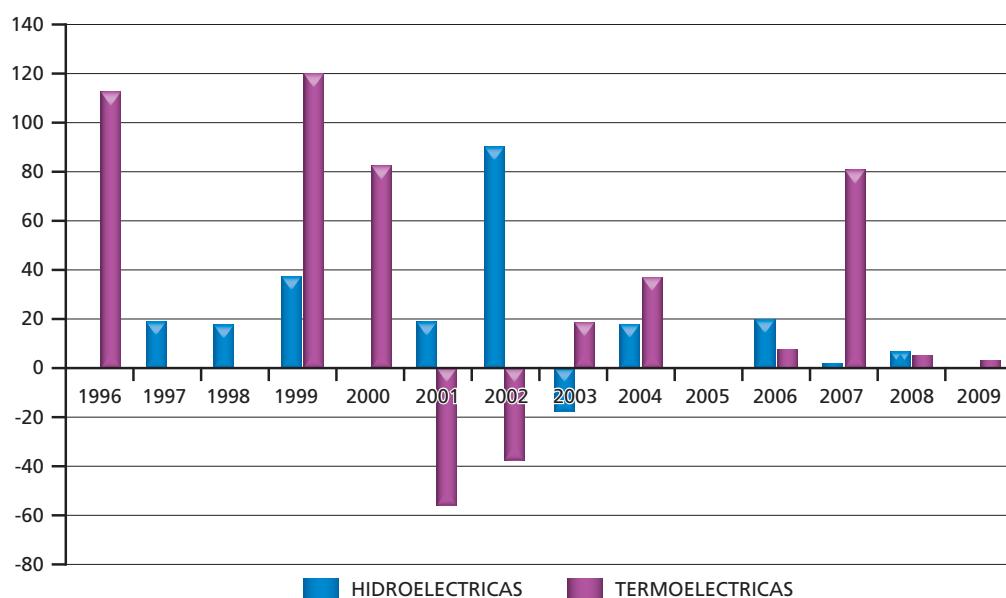


GRÁFICO 17
DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA DEL SIN (GWh) - 1996-2009

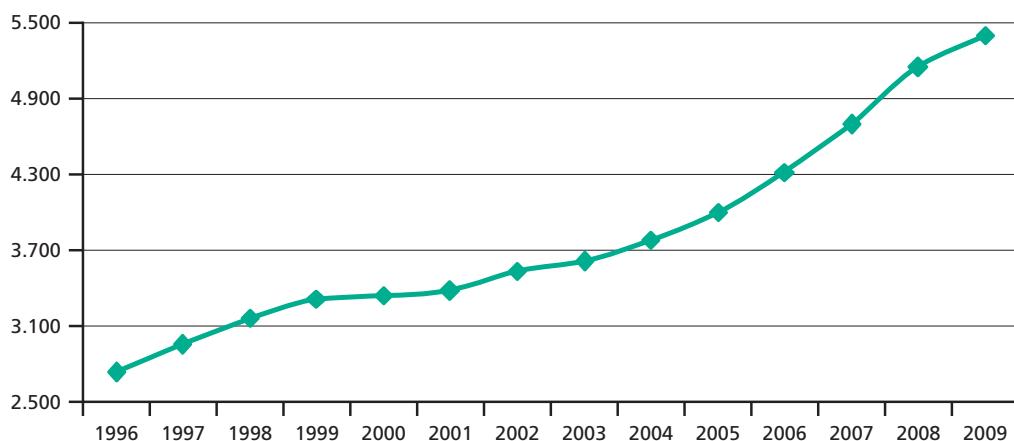


GRÁFICO 18
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 1996-2009

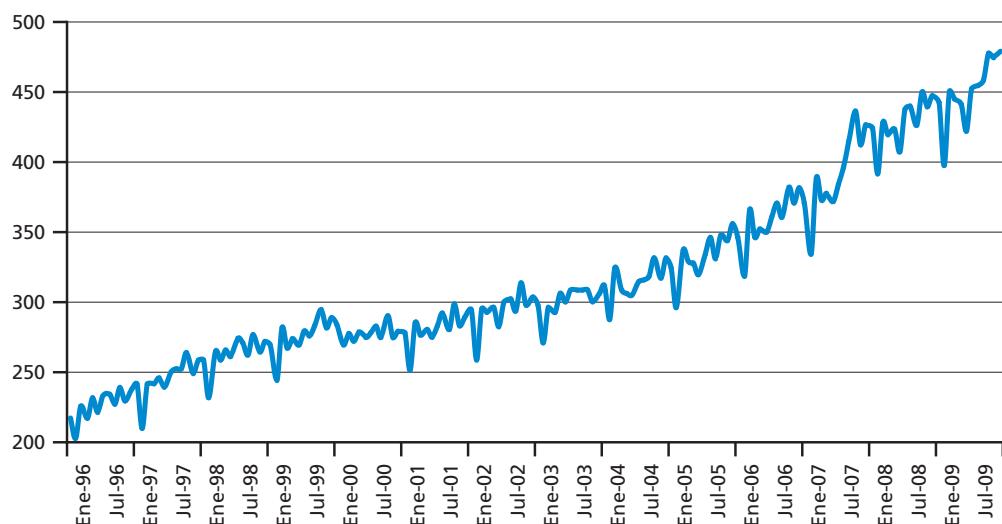


GRÁFICO 19
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 2006-2009

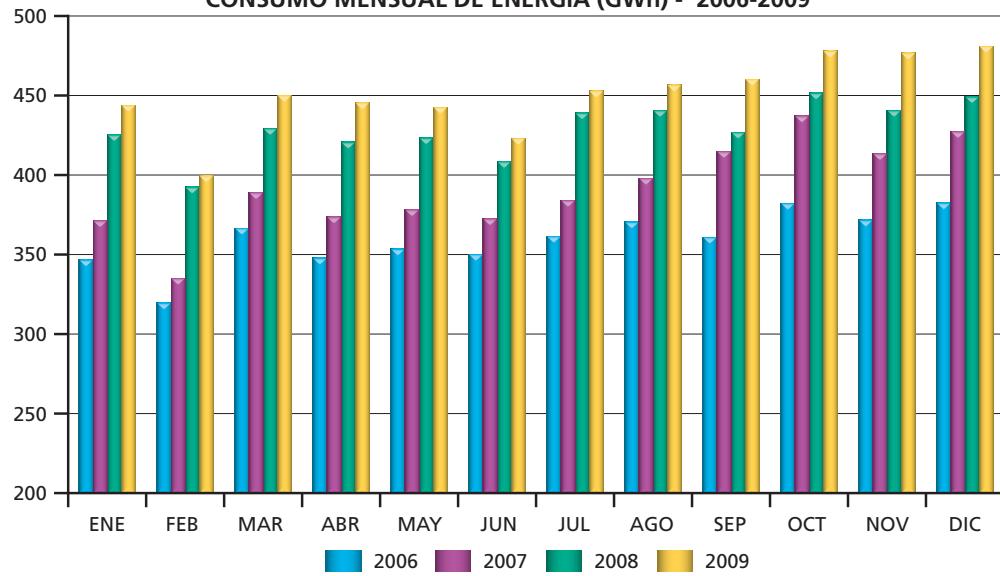




GRÁFICO 20
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)

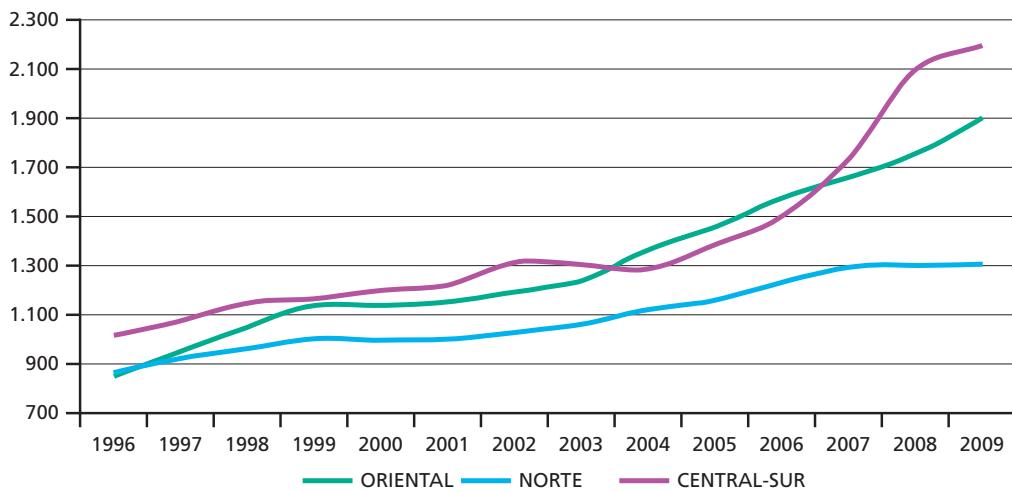


GRÁFICO 21
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

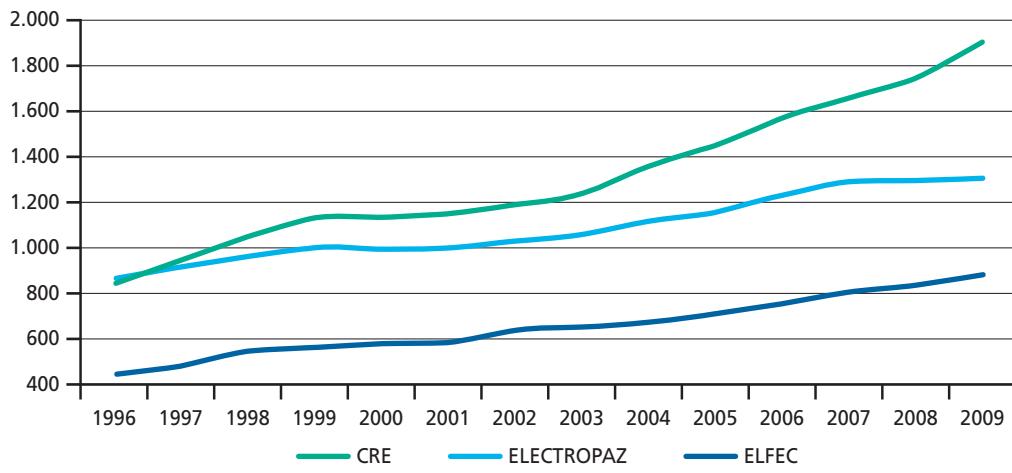


GRÁFICO 22
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDoras (GWh)

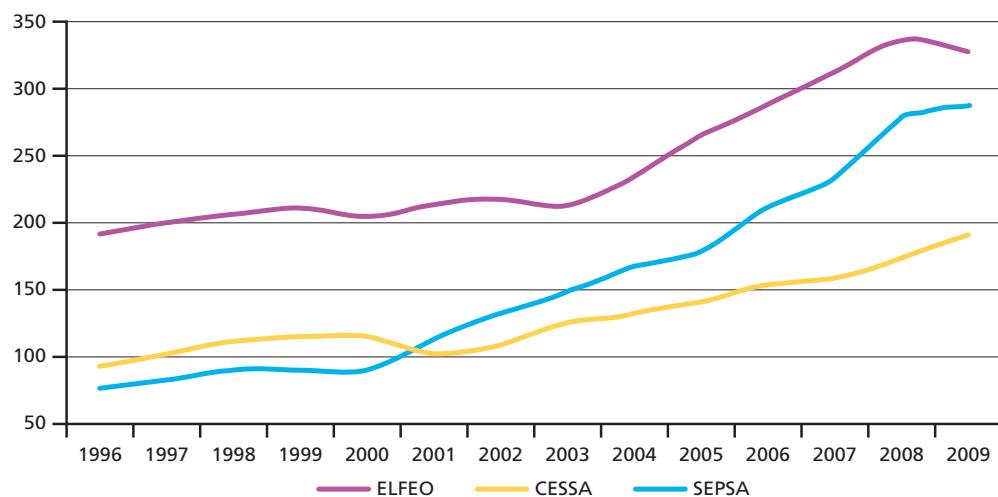
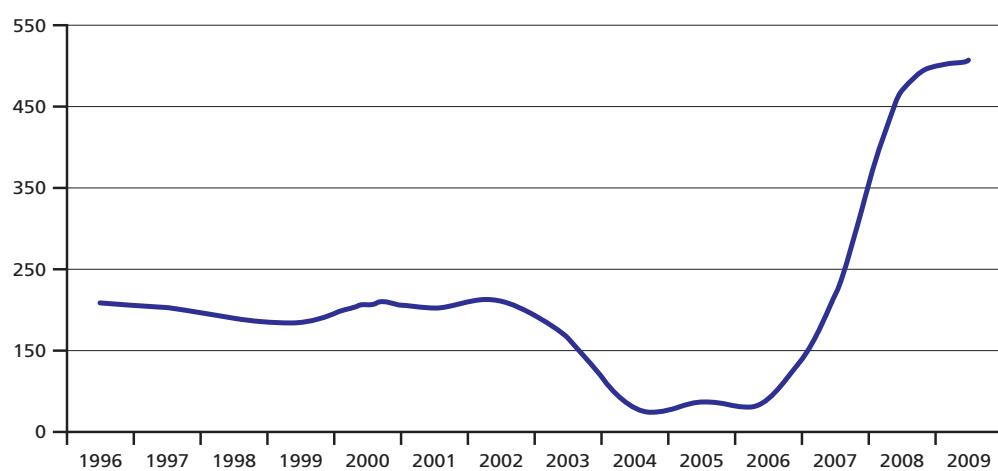


GRÁFICO 23
DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN (GWh)





CUADRO 26
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Año	Energía GWh	Potencia Máxima MW	Incremento Anual	
			Energía (%)	Potencia (%)
1996	2,716.4	544.6		
1997	2,945.9	583.7	8.4	7.2
1998	3,159.8	622.7	7.3	6.7
1999	3,308.6	644.3	4.7	3.5
2000	3,335.5	644.9	0.8	0.1
2001	3,371.7	646.8	1.1	0.3
2002	3,532.2	674.3	4.8	4.2
2003	3,603.8	684.1	2.0	1.5
2004	3,771.0	704.8	4.6	3.0
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
2008	5,138.0	898.7	9.6	0.4
2009	5,397.0	939.4	5.0	4.5

GRÁFICO 24
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)

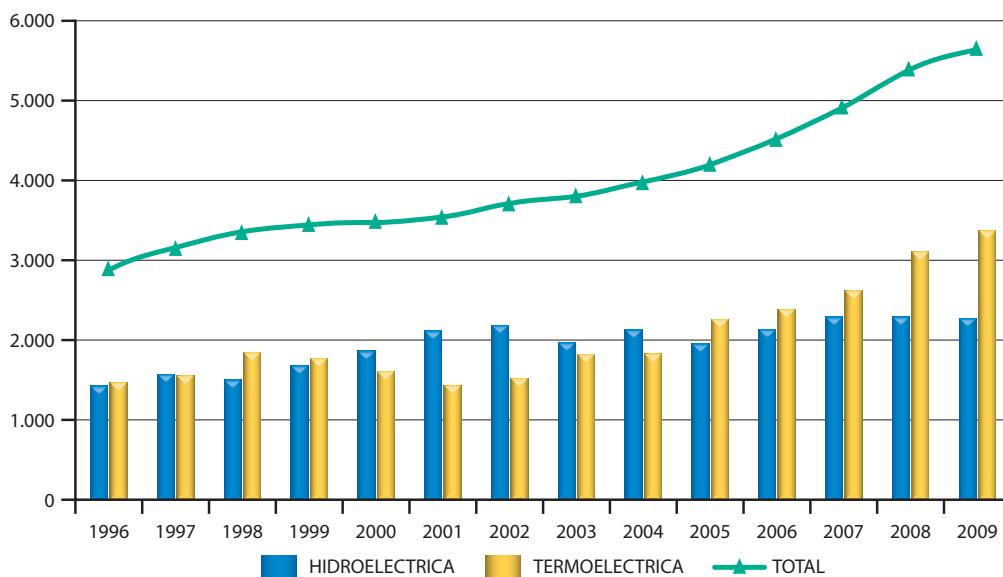




GRÁFICO 25
PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)

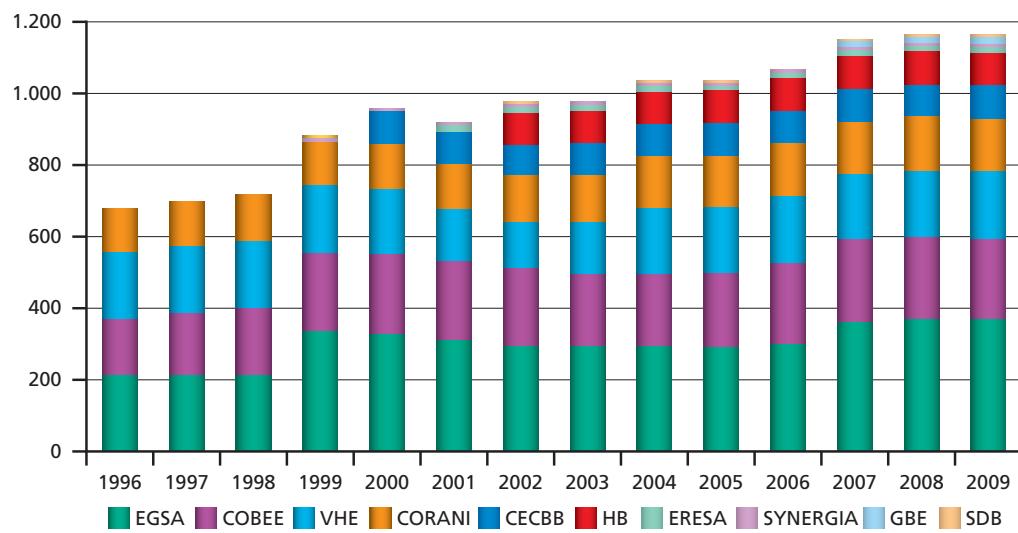


GRÁFICO 26
CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)

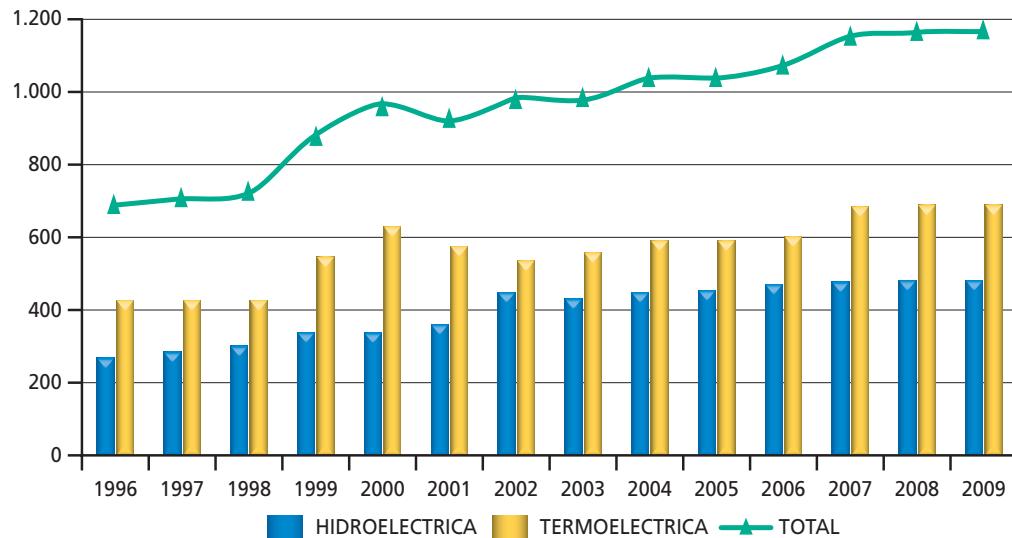


GRÁFICO 27
PARTICIPACIÓN ANUAL DE GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA (GWh)

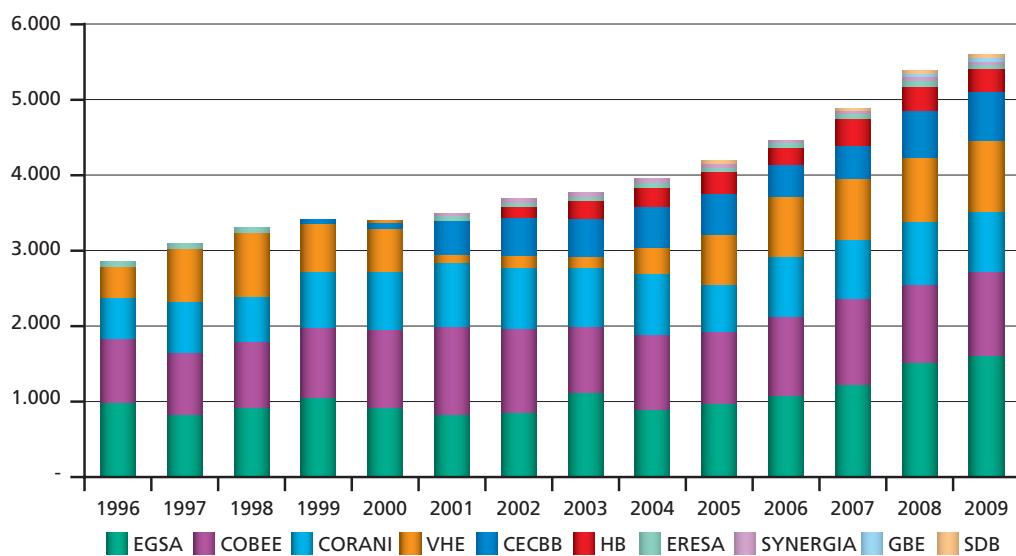


GRÁFICO 28
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (MINUTOS)

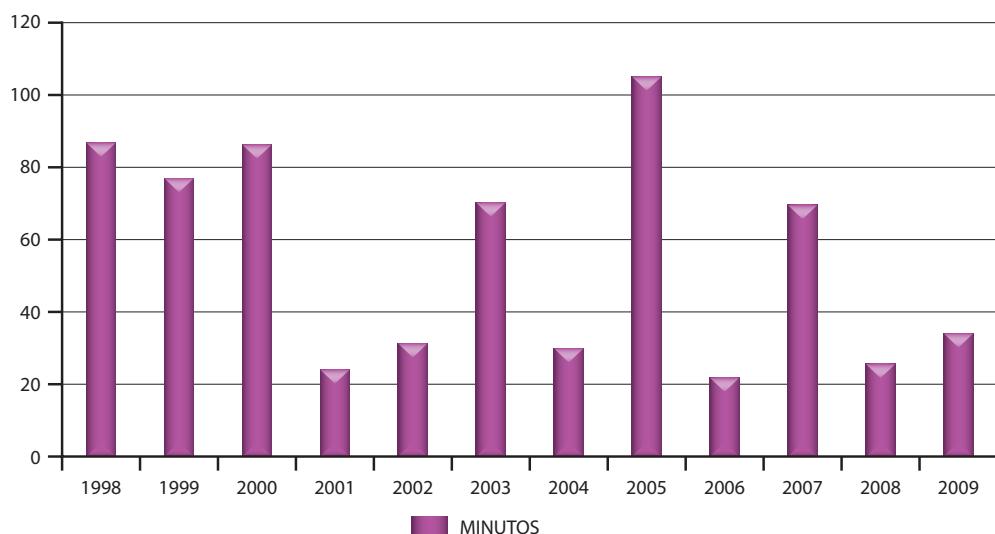


GRÁFICO 29
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS SPOT DE ENERGÍA (US\$/MWh) (Sin IVA)

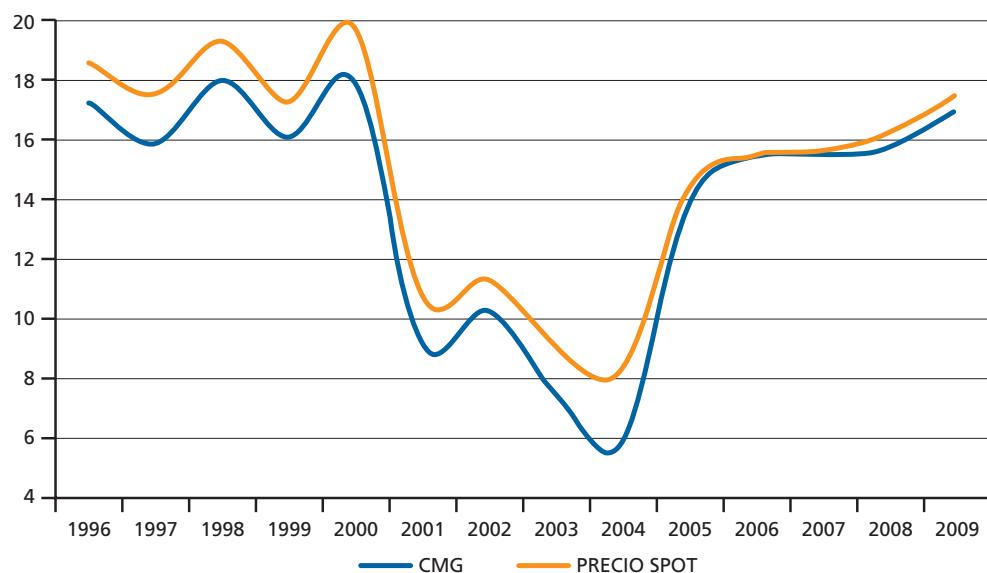
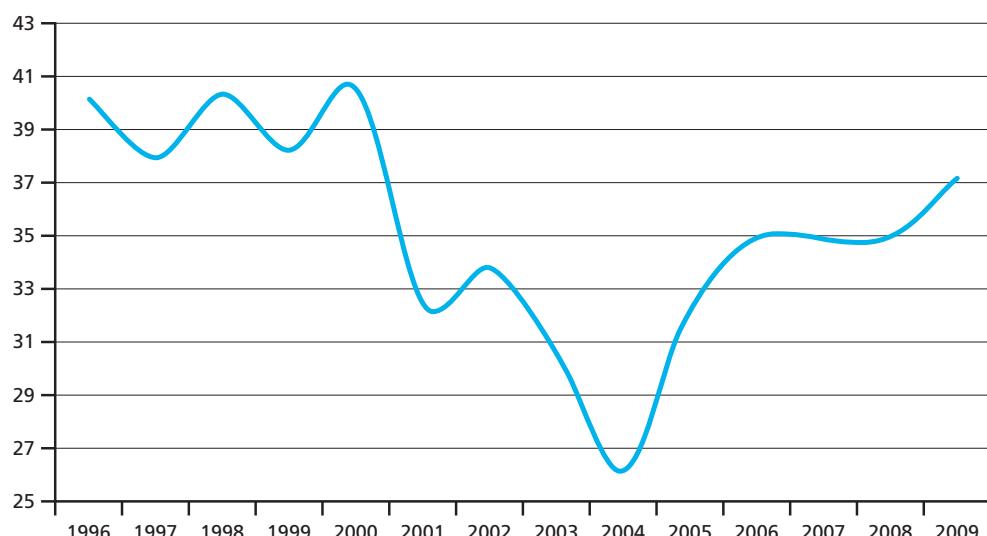
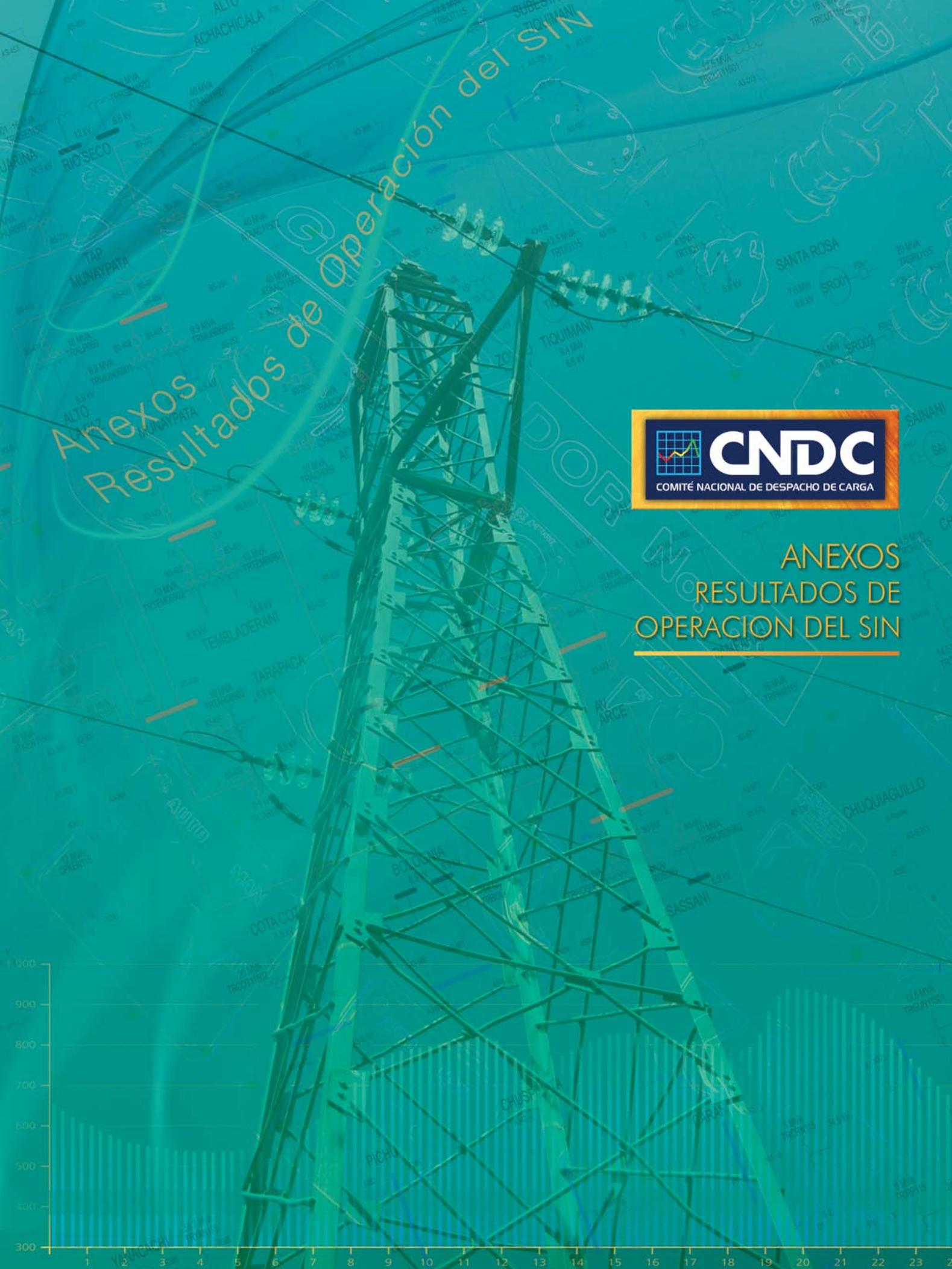


GRÁFICO 30
PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh) (Sin IVA)





Anexos Resultados de Operación del SIN



ANEXOS RESULTADOS DE OPERACION DEL SIN

ÍNDICE

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2009	1
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI EN DICIEMBRE DE 2009	2
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI EN DICIEMBRE DE 2009	2
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2009	3
INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2009	4
RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2009	4
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2009	5
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2009	6
CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) JUEVES 17 DE DICIEMBRE DE 2009	7
POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2009	8
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2009	9
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2009	10
POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA FIRME (MW) - AÑO 2009	11
FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2009	12
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) en US\$/MWh - AÑO 2009	13
PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2009	14
PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2009	14
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2009	15
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2009	15
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm3)	15
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm3) – AÑO 2009	16
EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m3/s) - PERÍODO 2002- 2009	17
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh)	17
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh)	17
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2009	18
DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERÍODO 1996 - 2009	18
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2009	18
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERÍODO 1996 - 2009	19
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2009	19
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2009	19
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW)	19
COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERÍODO 1996 - 2009	20
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2009	20
PRECIOS SPOT DE ENERGÍA SIN IVA PERÍODO 1996 - 2009	21
PRECIOS SEMESTRALES - PERÍODO 1996 - 2009	21
AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2009	22
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	23

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2009

Agente	Central	Número de Unidades	Capacidad Efectiva (MW)	Agente	Central	Unidad	Capacidad Efectiva (MW)
CORANI	CORANI	4	56.70	EGSA	GUARACACHI (25° C)	GCH01	19.26
	SANTA ISABEL	5	93.18			GCH02	19.81
Subtotal		9	149.88			GCH04	20.33
COBEE	ZONGO	1	10.50			GCH06	21.41
	TIQUIMANI	1	9.40			GCH09	63.39
	BOTIJLACA	3	7.30			GCH10	63.39
	CUTICUCHO	5	23.70			GCH11	63.39
	SANTA ROSA BC	1	7.00	Subtotal			270.98
	SANTA ROSA AC	1	10.50	EGSA	SANTA CRUZ (25°)	SCZ01	21.67
	SAINANI	1	10.20			SCZ02	21.62
	CHURURAQUI	2	25.30	Subtotal			43.29
	HARCA	2	26.50	EGSA	ARANJUEZ (15° C)	ARJ01	2.70
	CAHUA	2	27.50			ARJ02	2.70
	HUAJI	2	30.50			ARJ03	2.70
Subtotal		21	188.40			ARJ05	2.70
COBEE	MIGUILLA	2	2.40			ARJ06	2.70
	ANGOSTURA	3	6.30			ARJ08	18.49
	CHOQUETANGA	3	6.10			ARJ09	1.60
	CARABUCO	1	6.10			ARJ10	1.60
Subtotal		9	20.90			ARJ11	1.60
HIDROBOL	CHOJLLA	1	38.40			ARJ12	1.60
	YANACACHI	1	51.10			ARJ13	1.60
	CHOJLLA ANTIGUA	1	0.85			ARJ14	1.60
Subtotal		3	90.35			ARJ15	1.60
				Subtotal			43.19
SYNERGIA	KANATA	1	7.60				
				EGSA	KARACHIPAMPA (9° C)	KAR01	13.91
RIO ELÉCTRICO	KILPANI	3	11.45	COBEE	KENKO (10° C)	KEN01	9.31
	LANDARA	3	5.20			KEN02	9.31
	PUNUTUMA	1	2.40	Subtotal			18.62
Subtotal		7	19.05	VHE	VALLE HERMOSO (18° C)	VHE01	18.49
						VHE02	18.58
SDB	QUEHATA	1	1.96			VHE03	18.58
						VHE04	18.58
TOTAL		51	478.14	Subtotal			74.23
				VHE	CARRASCO (25° C)	CAR01	55.93
						CAR02	55.93
				Subtotal			111.86
				CEBB	BULO BULO (25° C)	BUL01	44.82
						BUL02	44.82
				Subtotal			89.64
				GBE	GUABIRÁ (Vapor)	GBE	21.00
				TOTAL		34	686.72

CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN A FINES DEL 2009: 1,164.86 MW

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI EN DICIEMBRE DE 2009

EMPRESA	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	TENSIÓN KV	CONDUCTOR	LONGITUD km	CAPACIDAD MW
TDE	Carrasco - Chimoré	230	RAIL	75.3	130.0
TDE	Carrasco - Guaracachi	230	RAIL	179.0	130.0
TDE	Carrasco - Santiváñez	230	RAIL	225.6	130.0
TDE	Chimoré - San José	230	RAIL	78.8	130.0
TDE	Mazocruz-Vinto Capacitor	230	RAIL	193.4	130.0
TDE	Santiváñez - Vinto	230	RAIL	123.7	130.0
TDE	San José - Valle Hermoso	230	RAIL	59.6	130.0
TDE	Valle Hermoso - Santiváñez	230	RAIL	22.7	130.0
TDE	Arocagua - Santa Isabel	115	IBIS	45.6	74.0
TDE	Arocagua - Valle Hermoso	115	IBIS	5.4	74.0
TDE	Catavi - Ocurí	115	IBIS	97.8	74.0
TDE	Catavi - Sacaca	115	IBIS	43.4	74.0
TDE	Catavi - Vinto	115	IBIS	76.7	74.0
TDE	Tap Coboce - Sacaca	115	IBIS	41.9	74.0
TDE	Tap Coboce - Valle Hermoso	115	IBIS	45.5	74.0
TDE	Corani - Santa Isabel	115	IBIS	6.4	74.0
TDE	Corani-Valle Hermoso	115	IBIS	43.5	74.0
TDE	Kenko - Senkata	115	IBIS	6.3	74.0
TDE	Kenko - Senkata	115	RAIL	8.0	117.0
TDE	Ocurí - Potosí	115	IBIS	84.4	74.0
TDE	Punutuma - Atocha	115	IBIS	104.4	18.0
TDE	Senkata-Mazocruz	115	RAIL	7.8	130
TDE	Santa Isabel - San José	115	IBIS	8.9	74.0
TDE	Valle Hermoso- Vinto	115	IBIS	148.0	74.0
TDE	Aranjuez - Mariaca	69	PARTRIDGE	42.9	22.0
TDE	Aranjuez - Sucre	69	IBIS	12.0	42.0
TDE	Don Diego - Karachipampa	69	PARTRIDGE	16.0	22.0
TDE	Don Diego - Mariaca	69	PARTRIDGE	31.2	22.0
TDE	Karachipampa - Potosí	69	PARTRIDGE	10.0	23.0
TDE	Potosí - Punutuma	69	IBIS	73.2	30.0
ISABOL	Carrasco - Arboleda	230	ACARD	102.0	142.5
ISABOL	Urubó - Arboleda	230	ACARD	62.0	142.5
ISABOL	Santiváñez - Sucre	230	RAIL	246.0	142.5
ISABOL	Sucre - Punutuma	230	DRAKE	177.0	142.5

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI EN DICIEMBRE DE 2009

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	
	Guaracachi	230	21 MVar	Vinto	120/72	2 X 25 MVA	
	Aranjuez	69	7.2 MVar	Vinto	115	24 MVar	
	Kenko	115	12 MVar	Vinto	69	13.8 MVar	
	Kenko	69	12 MVar	Vinto	230	21 MVar	
	Potosí	115/69	50 MVA	Vinto	230	54.85 MVar	
	Potosí	69	7.2 MVar	Atocha	120/72	25 MVA	
	Potosí	69	12 MVar	Atocha	69	7.2 MVA	
	Punutuma	115/69	50 MVA	San José (*)	230/115	3 X 25 MVA	
	Catavi	120/72	25 MVA	San José	230	21 MVar	
	Catavi	69	7.2 MVar	Mazocruz (*)	230/115	3 X 50 MVA	
ISABOL	Valle Hermoso (*)	230/115	3 X 50 MVA	Santiváñez	230	15.6 MVar	
	Carrasco	230	12 MVar	Santiváñez	230	12 MVar	
	Punutuma (*)	230/69	3 X 20 MVA	Sucre	230	2 X 12 MVar	
	Punutuma	230	2 X 12 MVar	Urubó (*)	230/69	3 X 50 MVA	
(*) Monofásico		Sucre (*)	230/69	3 X 20 MVA	Urubó	230	12 MVar
(*) Monofásico		Arboleda (*)	230/115	3X33.3 MVA			

PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2009

EMPRESA		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	
Hidroeléctrica															
Zongo	COBEE	112,514	98,668	101,677	104,105	67,818	51,288	51,243	46,908	41,626	49,583	85,340	110,714	921,484	
Corani	CORANI	66,880	26,083	78,182	80,770	66,768	72,070	68,828	80,048	80,558	80,606	58,440	58,060	817,292	
Taquesi	HB	55,345	45,163	55,060	31,561	13,191	11,514	9,963	8,969	10,264	14,879	21,810	45,071	322,790	
Miguillas	COBEE	10,191	8,526	11,224	8,243	6,894	8,726	8,594	8,485	8,942	7,566	9,529	10,580	107,502	
Yura	ERESA	5,813	5,357	6,808	7,453	6,931	6,474	6,582	5,496	6,195	5,681	5,685	6,214	74,690	
Kanata	SYNERGIA	1,868	1,248	1,842	1,101	1,043	1,081	1,091	1,237	1,292	1,361	1,155	1,326	15,644	
Quehata	SDB	706	747	871	772	69	55	443	343	235	235	104	318	4,897	
SubTotal		253,317	185,792	255,664	234,005	162,714	151,208	146,744	151,485	149,111	159,911	182,063	232,284	2,264,298	
Termoeléctrica															
Guaracachi	EGSA	103,305	96,031	82,284	97,592	134,884	130,353	118,112	104,865	104,893	100,623	90,570	92,446	1,255,958	
Santa Cruz	EGSA							9,714	17,204	18,121	24,863	24,939	20,264	8,335	123,438
Bulo Bulo	CECBB	51,555	50,204	53,721	51,903	55,552	38,562	47,695	56,448	56,373	57,555	56,074	55,034	630,676	
Carrasco	VHE	31,345	44,805	44,367	38,594	35,853	35,878	67,506	69,243	64,816	70,113	59,523	59,969	622,013	
Aranjuez - TG	EGSA	8,285	9,219	9,624	9,922	10,754	11,627	9,118	0	1,857	11,850	10,398	10,699	103,354	
Aranjuez - MG	EGSA	4,798	4,144	4,808	4,558	5,171	5,416	4,744	5,839	4,678	4,570	4,679	4,743	58,148	
Karachipampa	EGSA	7,072	6,725	6,890	7,557	8,691	8,366	8,744	8,781	8,641	8,444	8,647	7,750	96,308	
Kenko	COBEE	150	2,244	276	1,386	4,421	5,586	10,872	11,564	11,413	11,488	8,946	2,922	71,267	
Valle Hermoso	VHE	2,743	17,446	12,622	17,133	38,121	35,927	35,047	34,432	39,981	36,423	41,099	21,579	332,553	
Aranjuez - DF	EGSA	528	203	559	374	1,595	1,839	1,977	3,101	1,390	1,364	1,698	347	14,975	
Guabirá	GBE	0	0	0	0	139	4,736	3,750	11,414	11,765	10,560	11,319	5,988	59,670	
SubTotal		209,781	231,021	215,150	229,019	295,181	288,003	324,771	323,807	330,669	337,930	313,217	269,811	3,368,360	
TOTAL		463,098	416,813	470,814	463,024	457,896	439,210	471,514	475,292	479,781	497,841	495,280	502,095	5,632,658	
Total Generación Bruta		463,098	416,813	470,814	463,024	457,896	439,210	471,514	475,292	479,781	497,841	495,280	502,095	5,632,658	

INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2009

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH	101,692	94,418	80,770	95,918	132,802	128,765	116,312	103,195	102,632	98,339	88,471	90,184	1,233,499
SANTA CRUZ	GCH	0	0	0	0	0	9,275	16,856	17,765	24,410	24,487	19,878	8,138	120,809
ARANJUEZ	ARJ	13,475	13,430	14,794	14,706	17,345	18,694	15,681	8,850	7,846	17,606	16,449	15,481	174,357
KARACHIPAMPA	KAR	7,001	6,658	6,883	7,481	8,604	8,282	8,656	8,693	8,554	8,360	8,561	7,673	95,407
TOTAL GUARACACHI		122,168	114,507	102,446	118,104	158,751	165,016	157,507	138,504	143,442	148,793	133,359	121,475	1,624,071
ZONGO	KEN	107,542	94,402	97,524	99,666	65,309	49,401	49,396	45,211	40,082	47,765	81,849	106,007	884,155
KENKO	KEN	108	2,166	233	1,325	4,307	5,446	10,631	11,318	11,174	11,252	8,753	2,830	69,543
MIGUILAS	VIN	9,780	8,177	10,759	7,911	6,611	8,370	8,232	8,120	8,558	7,256	9,150	10,150	103,073
TOTAL COBEE		117,431	104,746	108,516	108,902	76,227	63,217	68,259	64,649	59,813	66,273	99,753	118,986	1,056,771
CORANI	COR	24,836	8,673	29,519	32,499	27,490	29,919	28,627	33,296	33,316	33,139	22,947	21,294	325,555
SANTA ISABEL	SIS	41,923	17,307	48,546	48,154	39,157	42,025	40,071	46,625	47,120	47,342	35,378	36,649	490,298
TOTAL CORANI		66,759	25,980	78,065	80,653	66,647	71,944	68,698	79,921	80,436	80,482	58,326	57,943	815,853
CARRASCO	CAR	30,330	43,566	43,142	37,477	34,793	34,819	65,858	67,616	63,285	68,407	58,140	58,586	606,020
VALLE HERMOSO	VHE	2,586	17,014	12,260	16,692	37,303	35,155	34,281	33,670	39,088	35,615	40,238	21,073	324,976
TOTAL V. HERMOSO		32,915	60,580	55,403	54,170	72,096	69,974	100,139	101,286	102,373	104,022	98,378	79,659	930,996
BULO BULO	CAR	50,081	48,767	52,137	50,487	54,121	37,630	46,482	54,842	54,623	55,500	53,932	53,368	611,968
TAQUESI	KEN	51,889	42,448	51,617	29,899	12,497	10,889	9,360	8,430	9,652	14,078	20,611	42,468	303,839
YURA	PUN	5,474	5,055	6,433	7,069	6,537	6,105	6,208	5,145	5,853	5,388	5,390	5,897	70,554
KANATA	ARO	1,809	1,207	1,783	1,064	1,008	1,044	1,054	1,195	1,250	1,315	1,121	1,288	15,137
GUABIRÁ	ARB	0	0	0	0	108	4,643	3,642	11,220	11,569	10,376	11,122	5,871	58,550
QUEHATA	VIN	680	724	846	750	65	50	432	331	225	225	98	302	4,726
TOTAL INYECCIONES		449,205	404,013	457,245	451,099	448,056	430,513	461,781	465,522	469,235	486,450	482,089	487,258	5,492,466

RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2009

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	125,277	115,854	119,316	126,015	133,137	122,918	128,992	127,276	132,889	137,970	136,015	130,399	1,536,059
CRE	URU	20,621	16,206	28,959	23,338	7,947	1,817	4,234	10,635	10,380	17,845	24,263	25,999	192,244
CRE	ARB	13,868	12,762	15,882	13,839	14,693	12,166	10,740	13,417	14,187	15,961	17,017	16,748	171,283
Total CRE		159,767	144,822	164,157	163,192	155,777	136,901	143,966	151,328	157,457	171,776	177,294	173,146	1,899,585
ELECTROPAZ	KEN	104,922	94,068	107,606	105,742	110,341	109,552	113,841	112,413	110,512	113,370	107,755	112,267	1,302,388
ELFEC	ARO	49,993	45,954	52,023	50,483	52,545	51,784	54,705	54,868	54,209	57,528	55,226	54,622	633,942
ELFEC	VHE	16,917	15,175	17,187	15,953	16,695	16,222	17,369	17,657	17,887	18,718	17,667	19,373	206,821
ELFEC	CBC	686	634	707	759	810	816	843	899	868	902	872	814	9,609
ELFEC	CHI	2,505	2,348	2,721	2,697	2,677	2,401	2,567	2,782	2,772	3,058	3,083	3,029	32,639
Total ELFEC		70,102	64,111	72,637	69,891	72,727	71,224	75,484	76,207	75,735	80,207	76,849	77,838	883,011
ELFEO	VIN69	21,395	18,615	20,818	20,085	18,935	19,840	21,253	20,039	20,374	20,575	20,760	22,026	244,716
ELFEO	CAT	5,531	4,240	5,313	6,105	7,572	7,686	7,515	7,643	8,417	8,577	6,974	6,123	81,695
Total ELFEO		26,926	22,855	26,131	26,190	26,507	27,526	28,767	27,682	28,791	29,153	27,734	28,149	326,411
SEPSA	OCU	145	148	161	209	225	193	209	206	245	221	212	220	2,394
SEPSA	POT	13,282	12,979	14,229	14,656	13,741	15,512	16,522	15,887	16,620	17,687	16,788	15,779	183,682
SEPSA	PUN	5,579	5,097	5,660	6,382	5,883	6,918	7,528	7,392	7,453	3,415	2,545	2,669	66,520
SEPSA	ATO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,299	4,466	4,668	13,434
SEPSA	DDI	1,454	1,381	983	1,436	1,401	1,735	1,668	1,874	1,849	1,745	1,567	1,853	18,946
SEPSA	SAC	98	105	122	124	134	135	134	145	138	141	132	122	1,530
SEPSA	KAR	21	22	25	23	26	26	27	22	20	19	19	19	267
Total SEPSA		20,579	19,732	21,179	22,831	21,411	24,519	26,087	25,525	26,325	27,525	25,728	25,332	286,774
CESSA	ARJ	15,627	13,859	15,802	14,815	13,009	16,001	17,059	17,519	16,459	16,190	17,033	17,041	190,415
CESSA	MAR	17	14	18	20	16	20	20	20	14	17	17	17	210
Total CESSA		15,644	13,873	15,821	14,834	13,025	16,020	17,079	17,539	16,473	16,207	17,050	17,058	190,625
EMVINTO	VIN69	3,680	3,446	3,741	3,448	3,642	3,390	3,519	3,554	3,101	2,956	3,388	3,572	41,437
COBOCE	CBC	3,682	3,369	4,066	3,836	3,615	4,197	4,500	4,407	4,518	4,611	4,452	4,320	49,573
EMSC	PUN	35,253	30,311	32,862	33,016	32,701	27,342	37,028	34,903	34,365	29,959	33,113	36,287	397,138
EMIRSA	VIN115	1,688	1,495	1,737	1,705	1,730	1,656	1,784	1,706	1,545	1,675	1,621	1,701	20,042
IAGSA	ARB	0	0	0	0	0	4	2	0	0	0	0	0	6
TOTAL RETIROS		442,243	398,081	449,936	444,685	441,476	422,332	452,059	455,264	458,823	477,438	474,985	479,669	5,396,992

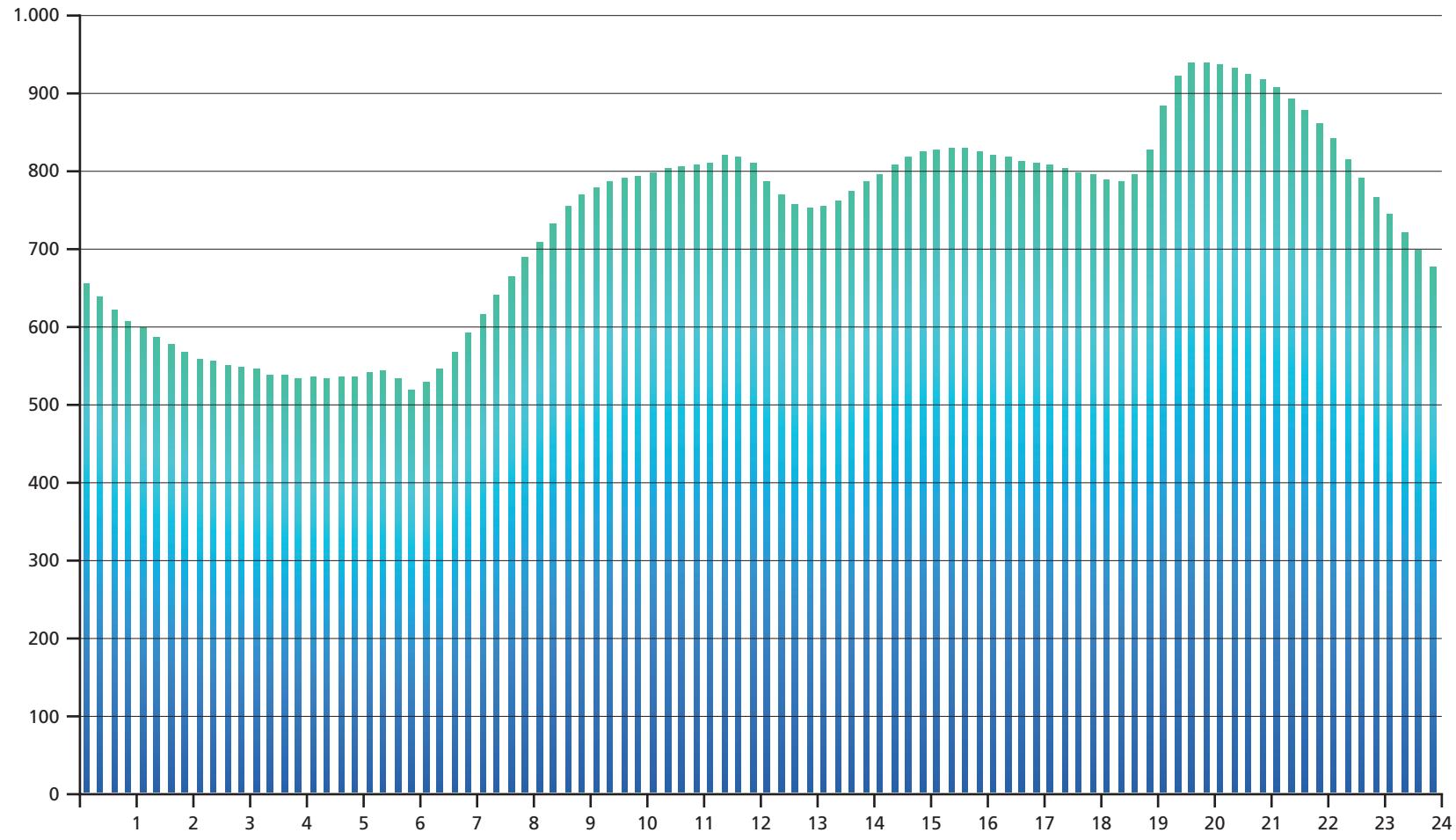
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2009

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Guaracachi	GCH	230.1	235.0	207.3	251.4	256.7	273.1	253.6	202.8	197.6	202.5	219.5	199.2	273.1
Santa Cruz	GCH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	41.3	44.9	42.6	42.1	42.4	40.2	40.7	44.9
Aranjuez	ARJ	25.2	31.5	33.5	36.7	37.8	35.8	33.0	16.0	25.8	30.8	32.2	30.2	37.8
Karachipampa	KAR	13.2	13.8	13.4	14.0	13.9	14.4	14.5	14.4	14.1	14.1	14.2	14.3	14.5
Sistema Zongo	KEN	161.8	157.4	172.3	168.6	160.6	165.6	163.3	146.0	142.3	148.5	176.4	164.7	176.4
Kenko	KEN	16.2	16.4	9.2	9.4	8.9	13.9	18.2	18.6	19.4	18.6	18.6	18.2	19.4
Sistema Miguillas	VIN	16.8	19.0	18.6	19.0	19.4	19.4	18.2	19.8	19.6	19.7	19.8	19.5	19.8
Corani	COR	55.4	54.1	54.6	56.8	56.2	56.8	56.7	56.4	56.3	55.9	55.6	55.2	56.8
Santa Isabel	SIS	88.8	88.0	90.0	91.7	88.5	90.4	88.6	90.5	91.5	91.4	89.4	89.3	91.7
Carrasco	CAR	101.9	106.4	105.1	106.4	53.1	55.6	111.8	110.2	113.2	106.9	100.7	106.8	113.2
Valle Hermoso	VHE	64.3	68.4	70.0	71.3	71.9	68.8	67.1	73.0	71.6	70.7	72.1	70.4	73.0
Bulo Bulo	CAR	83.4	87.2	87.2	85.6	88.3	90.5	90.0	88.3	88.4	88.2	87.5	86.7	90.5
Sistema Taquesi	KEN	83.8	78.2	84.3	84.2	77.3	78.7	76.4	75.6	79.8	80.9	83.4	82.4	84.3
Sistema Yura	PUN	17.0	16.9	17.9	17.4	17.6	18.1	16.8	16.7	17.8	17.5	17.9	17.8	18.1
Kanata	ARO	6.6	6.7	6.6	7.1	7.2	7.2	6.6	6.7	6.8	7.2	7.2	6.6	7.2
Guabirá Energía	GCH	0.0	0.0	0.0	0.0	12.8	9.4	10.9	21.1	19.8	20.0	20.0	19.7	21.1
Quehata	VIN	1.2	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.7	1.7	1.8
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	257.0	254.4	245.0	274.1	263.4	254.9	268.8	259.1	267.6	267.1	275.1	270.3	275.1
CRE	URU	56.5	130.2	118.8	118.8	75.0	35.7	41.5	57.1	43.3	109.8	64.6	72.5	130.2
CRE	ARB	27.7	28.4	31.5	32.0	30.2	25.9	25.8	28.7	30.1	33.0	38.5	34.9	38.5
ELECTROPAZ	KEN	223.1	229.1	231.2	236.5	235.0	241.3	237.8	237.2	236.7	234.4	234.8	236.5	241.3
ELFEC	ARO	101.5	103.2	104.0	104.1	105.8	108.3	108.2	114.0	111.0	110.4	112.2	107.7	114.0
ELFEC	VHE	37.5	38.3	39.6	37.2	37.0	39.9	47.8	38.5	41.4	42.1	39.0	41.5	47.8
ELFEC	CBC	1.7	1.7	1.8	1.7	1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	2.2	4.0	4.0
ELFEC	CHI	5.9	5.8	6.2	6.1	6.3	6.0	6.3	6.7	7.0	7.2	7.2	7.0	7.2
ELFEO	VIN69	40.3	41.4	41.2	41.7	42.7	46.0	46.9	44.4	44.2	43.8	44.0	43.8	46.9
ELFEO	CAT	13.6	13.1	13.7	14.2	16.3	16.2	19.4	15.5	15.8	16.4	15.1	14.9	19.4
CESSA	ARJ	31.1	31.5	33.2	33.1	28.0	33.8	34.4	34.0	34.3	34.8	35.1	34.3	35.1
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
SEPSA	POT	26.5	26.9	27.2	28.2	28.8	30.2	30.2	30.4	30.6	30.8	31.2	31.2	31.2
SEPSA	PUN	11.8	11.9	12.0	13.6	12.4	15.3	16.1	15.5	15.4	13.0	6.2	5.8	16.1
SEPSA	ATO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	9.0	8.9	9.3
SEPSA	DDI	4.3	4.5	2.9	4.7	4.8	4.8	4.8	5.0	5.0	5.0	4.9	4.9	5.0
SEPSA	OCU	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
SEPSA	SAC	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5
SEPSA	KAR	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
EMIRSA	VIN115	2.7	2.6	2.7	2.8	2.8	2.7	2.9	2.8	2.6	2.7	2.6	2.7	2.9
EMVINTO	VIN69	6.0	5.9	6.1	5.8	5.8	5.7	5.8	5.8	5.3	5.8	5.6	5.6	6.1
COBOCE	CBC	5.9	7.6	8.3	8.2	8.2	8.1	8.1	8.1	8.0	7.9	7.8	7.7	8.3
EMSC	PUN	54.8	55.1	54.2	53.2	53.0	52.7	55.7	56.3	52.9	50.8	52.5	53.8	56.3
IAGSA	GCH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6

POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2009

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH	227.4	174.8	185.0	236.8	244.5	244.7	245.1	191.8	185.1	173.8	202.4	168.7
Santa Cruz	GCH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.3	19.4	40.4	38.6	38.6	39.2	36.6
Aranjuez	ARJ	23.5	30.6	32.5	35.7	34.7	32.3	32.6	11.1	9.7	29.4	28.9	28.2
Karachipampa	KAR	12.2	12.3	12.3	12.6	12.3	12.3	12.8	13.7	12.9	13.6	13.7	13.1
Sistema Zongo	KEN	148.7	148.2	172.4	164.3	150.4	151.0	103.8	126.7	135.8	137.2	161.6	161.3
Kenko	KEN	15.6	8.0	0.0	8.0	8.2	8.0	16.4	18.0	18.3	18.0	17.6	16.6
Sistema Miguillas	VIN	16.6	16.0	16.7	18.0	18.0	18.5	18.0	12.2	18.7	18.1	18.0	12.1
Coraní	COR	48.5	52.5	54.6	56.3	51.6	53.4	52.9	53.3	56.0	55.6	53.5	52.7
Santa Isabel	SIS	81.5	87.4	88.7	85.8	64.2	73.9	64.6	76.8	90.5	87.6	85.9	88.2
Carrasco	CAR	93.9	95.3	96.4	101.9	51.6	49.1	100.1	104.3	99.9	96.1	52.1	102.8
Valle Hermoso	VHE	63.4	64.6	65.5	65.0	63.1	48.6	48.9	69.3	69.1	68.3	67.8	65.4
Bulo Bulo	CAR	80.6	84.5	84.5	41.4	85.6	43.6	85.6	87.1	83.9	84.0	83.9	84.0
Sistema Taquesí	KEN	33.9	76.5	49.3	44.9	67.0	74.6	60.9	70.3	63.2	62.9	73.6	78.5
Sistema Yura	PUN	15.4	16.0	16.2	15.8	16.1	16.5	16.6	14.1	16.5	16.3	15.9	16.2
Kanata	ARO	6.4	6.4	6.4	6.5	6.4	6.5	6.5	6.4	6.6	6.4	6.5	6.5
Guabirá Energía	GCH	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	8.2	5.4	18.6	16.0	18.6	19.2	19.0
Quehata	VIN	1.1	1.6	1.6	1.6	0.0	0.0	1.6	1.7	1.7	1.7	0.0	1.7
TOTAL INYECCIONES		868.6	874.7	881.9	894.6	873.5	860.4	890.9	915.7	922.5	926.0	939.7	951.5
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE	GCH	256.9	231.6	242.3	266.2	244.5	248.5	263.6	254.0	265.2	266.4	272.7	269.1
CRE	URU	29.1	45.8	43.2	23.0	34.8	0.0	9.7	25.3	38.4	48.2	29.6	53.8
CRE	ARB	27.0	27.3	30.6	31.0	28.7	24.7	7.8	27.0	30.1	31.8	33.6	34.8
ELECTROPAZ	KEN	217.9	229.1	223.4	229.2	232.4	229.6	235.7	234.1	222.6	220.1	234.0	232.5
ELFEO	VIN69	39.9	40.1	40.3	41.3	38.4	45.7	44.0	43.9	42.8	42.8	43.6	39.8
ELFEO	CAT	13.5	12.4	12.2	12.8	12.3	12.6	13.7	14.8	13.0	14.5	14.3	13.0
ELFEC	ARO	98.3	103.1	101.8	102.0	103.5	100.9	106.7	106.5	106.6	106.7	109.8	105.8
ELFEC	VHE	37.5	35.8	34.8	35.7	36.5	39.9	37.4	37.9	37.4	37.4	38.5	40.6
ELFEC	CBC	1.6	1.7	1.7	1.7	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	1.7
ELFEC	CHI	5.6	5.8	6.0	6.0	6.0	5.9	6.2	6.4	6.9	7.1	7.1	6.9
CESSA	ARJ	30.8	28.5	33.1	32.7	27.5	30.1	32.2	33.6	33.7	30.8	33.4	33.9
CESSA	MAR	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
SEPSA	POT	25.3	26.9	26.6	26.6	27.6	28.8	28.9	30.0	29.6	29.9	30.8	25.3
SEPSA	PUN	10.7	10.5	10.6	11.6	12.2	14.0	12.4	14.3	14.9	5.8	5.5	5.2
SEPSA	ATO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.1	7.8	8.1
SEPSA	DDI	4.3	4.5	2.9	4.5	2.9	4.5	4.5	4.7	4.7	3.0	3.0	2.6
SEPSA	OCU	0.5	0.5	0.5	0.7	0.6	0.6	0.6	0.7	0.6	0.7	0.7	0.8
SEPSA	SAC	0.3	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.5	0.3
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
EMIRSA	VIN115	2.3	2.5	2.4	2.6	2.5	2.2	2.6	2.5	2.3	2.3	2.3	2.2
EMVINTO	VIN69	5.3	4.6	4.1	4.9	5.3	5.1	4.6	3.4	3.1	4.2	5.3	5.0
COBOCE	CBC	3.4	3.6	7.8	3.9	3.8	7.8	7.8	7.6	7.5	4.5	7.4	7.3
EMSC	PUN	48.4	48.4	46.4	48.0	46.4	46.6	52.7	52.7	47.4	47.6	47.6	50.8
IAGSA	GCH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MÁXIMA		858.7	863.3	871.0	884.8	867.8	849.4	873.5	901.7	909.2	915.1	929.4	939.4
día		Viernes 30	Miércoles 18	Martes 31	Jueves 16	Viernes 22	Lunes 22	miércoles 22	miércoles 26	jueves 17	jueves 29	miércoles 25	jueves 17
hora		20:15	20:15	19:30	19:30	19:00	19:15	19:15	19:15	19:30	19:30	20:00	20:00

CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW)
JUEVES 17 DE DICIEMBRE DE 2009



POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2009

Componente	Capacidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Máxima
Líneas de Transmisión														
SAN-SUC230	142.5	65.0	67.5	64.5	66.3	59.4	71.8	79.6	82.6	83.1	66.1	69.2	68.9	83.1
SUC-PUN230	142.5	55.2	55.9	56.3	54.1	55.4	60.9	61.8	61.4	58.8	56.2	56.0	57.5	61.8
PUN-SCR230	140.0	56.2	56.1	55.2	54.0	54.0	53.4	56.6	57.9	53.7	51.7	53.6	54.9	57.9
VIN-MAZ230	130.0	32.2	89.2	26.3	62.0	135.1	127.0	124.9	121.9	125.8	123.7	112.3	54.9	135.1
SAN-VIN230	130.0	53.4	87.3	48.7	74.1	121.6	124.3	125.3	121.8	128.5	125.1	110.9	75.8	128.5
CAR-SAN230	130.0	67.5	70.4	72.8	63.5	74.9	97.7	129.5	104.0	127.1	97.3	137.9	77.8	137.9
SJO-VIN230	130.0	70.1	69.5	62.0	69.8	120.5	98.1	103.2	*104.6	105.8	113.5	87.3	84.4	120.5
KEN-MAZ230	130.0	135.3	133.3	132.1	127.4	41.6	31.0	21.4	13.5	24.9	75.4	128.5	134.7	135.3
VHE-SA230	130.0	60.5	61.6	62.6	75.5	128.4	99.5	111.4	*108.5	109.7	109.9	93.2	65.7	128.4
CAR-SJO230	130.0	65.1	83.8	88.7	67.2	121.7	93.1	106.1	*104.0	109.8	127.3	91.8	82.0	127.3
CAR-GCH230	130.0	90.7	130.0	118.6	79.8	57.7	44.1	58.0	69.7	51.5	73.5	81.9	88.8	130.0
CAR-ARB230	130.0	86.7	137.8	142.2	87.0	103.9	53.7	58.3	57.4	68.9	111.5	90.8	96.6	142.2
VIN-SAN230	130.0	83.4	80.1	84.0	73.4	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	28.3	63.7	79.1	84.0
SJO-CAR230	130.0	48.3	34.2	79.9	56.2	13.5	14.8	8.8	0.0	0.0	61.8	23.3	20.2	79.9
SIS-ARO115	74.0	60.4	57.3	56.4	61.9	62.9	60.9	61.6	62.7	61.4	62.2	57.3	60.5	62.9
COR-VHE115	74.0	56.6	54.3	52.8	52.4	52.5	56.2	57.1	58.7	56.1	59.0	54.8	55.4	59.0
VHE-ARO115	74.0	59.9	61.3	61.3	50.8	55.1	53.4	51.9	56.6	52.2	56.5	68.1	61.7	68.1
SIS-SJO115	74.0	52.4	44.8	64.7	52.3	49.7	50.5	45.9	45.3	45.1	46.1	50.1	47.6	64.7
Transformadores														
ATMAZ230	142.5	133.3	131.8	130.4	126.0	127.8	121.1	118.4	118.2	122.1	119.9	128.0	134.5	134.5
ATURU230	142.5	58.7	132.4	119.1	57.5	75.3	44.1	42.2	49.6	44.1	111.1	65.6	72.7	132.4
ATVHE230	142.5	71.4	60.8	63.0	50.4	49.9	42.3	42.6	49.7	47.6	46.2	41.2	55.5	71.4
ATGCH23001	71.0	46.0	63.4	59.8	39.7	29.3	33.8	29.2	34.7	25.5	36.7	40.1	58.0	63.4
ATGCH23002	71.0	44.0	61.9	57.1	38.6	27.9	32.7	27.9	33.4	24.6	35.4	39.0	73.1	73.1
ATVIN11501	24.0	14.6	16.3	14.0	14.9	21.8	16.4	19.2	17.0	16.7	18.2	18.1	22.2	22.2
ATVIN11502	24.0	15.1	16.7	14.4	15.4	22.4	16.8	21.3	17.6	17.1	18.6	18.6	22.9	22.9

* Falla linea Carrasco - Santivañez, 21 de Agosto 2009

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2009

Unidad	Programada	No programada	Total	Unidad	Programada	No programada	Total	Unidad	Programada	No programada	Total
ANG01	102.8	141.6	244.4	CHU01	35.2	7.8	42.9	KAR	244.8	75.9	320.6
ANG02	151.6	122.4	274.0	CHU02	52.9	11.2	64.1	KIL01	277.5	159.8	437.3
ANG03	98.8	148.5	247.3	CJL01	230.8	270.5	501.3	KIL02	116.4	8.1	124.5
ARJ01	140.5	1,876.7	2,017.2	CJL02	340.0	1,240.6	1,580.5	KIL03	228.2	9.0	237.2
ARJ02	86.1	3,069.9	3,156.0	COR01	39.0	2.3	41.3	LAN01	12.5	22.9	35.4
ARJ03	86.1	3,415.5	3,501.6	COR02	32.1	3.3	35.4	LAN02	12.5	14.8	27.2
ARJ05	12.5	3,472.4	3,484.9	COR03	40.3	15.1	55.4	LAN03	12.5	131.9	144.4
ARJ06	65.9	3,143.1	3,209.0	COR04	52.5	16.4	68.9	MIG01	96.6	11.2	107.7
ARJ08	1,447.6	284.3	1,732.0	CRB	110.2	100.4	210.6	MIG02	102.3	4.1	106.4
ARJ09	452.3	305.2	757.4	CUT01	127.6	0.0	127.6	PUH	633.6	128.1	761.7
ARJ10	466.7	468.3	935.0	CUT02	126.5	0.5	127.0	QUE01	344.0	1,438.4	1,782.4
ARJ11	514.4	437.1	951.5	CUT03	129.1	0.1	129.2	QUE02	344.0	1,482.1	1,826.1
ARJ12	7.2	3,650.1	3,657.3	CUT04	124.1	1.7	125.7	SAI	352.9	93.9	446.8
ARJ13	226.5	573.1	799.5	CUT05	207.6	34.0	241.6	SCZ01	3,299.6	15.0	3,314.5
ARJ14	204.6	3,318.5	3,523.0	GBE01	3,861.6	460.6	4,322.2	SCZ02	3,035.3	2,350.0	5,385.3
ARJ15	24.0	8,736.0	8,760.0	GCH01	129.4	245.8	375.2	SIS01	48.5	29.9	78.3
BOT01	564.0	532.5	1,096.5	GCH02	57.2	26.5	83.6	SIS02	44.6	18.4	63.0
BOT02	610.3	1.2	611.6	GCH04	218.1	124.7	342.8	SIS03	44.9	9.1	54.0
BOT03	33.4	11.7	45.2	GCH06	103.0	119.6	222.7	SIS04	60.3	1.0	61.3
BUL01	161.7	746.3	908.0	GCH09	1,513.0	1,674.8	3,187.8	SIS05	32.9	43.4	76.3
BUL02	257.9	40.0	297.9	GCH10	1,827.9	224.5	2,052.4	SRO01	98.1	33.1	131.2
CAH01	14.5	17.9	32.4	GCH11	403.8	97.8	501.6	SRO02	136.2	45.4	181.6
CAH02	37.6	3.9	41.5	HAR01	264.3	5.8	270.1	TIQ	90.7	55.7	146.4
CAR01	284.8	58.5	343.2	HAR02	246.4	15.3	261.8	VHE01	27.6	229.2	256.8
CAR02	1,969.4	192.7	2,162.1	HUA01	441.0	20.5	461.5	VHE02	207.8	30.3	238.1
CHJ	216.6	27.3	243.9	HUA02	462.3	19.8	482.1	VHE03	213.8	7.6	221.4
CHO01	125.9	38.9	164.7	KAN	30.9	38.5	69.4	VHE04	215.2	829.6	1,044.8
CHO02	260.7	34.3	295.0	KEN01	3,018.2	29.6	3,047.8	YAN	494.6	143.7	638.3
CHO03	113.8	17.7	131.5	KEN02	282.5	1,048.9	1,331.3	ZON	25.7	0.6	26.2

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2009

Unidad	Programada	No programada	Total	Unidad	Programada	No programada	Total
ARB-URU230	25.92	0.02	25.93	CPKEN115	7.62	0.00	7.62
ARJ-MAR069	4.97	0.08	5.05	CPPOT06901	22.82	0.08	22.90
ARJ-SUC069	9.00	0.20	9.20	CPPOT06902	3.98	11.97	15.95
ARO-SIS115	15.05	0.22	15.27	CPVIN06901	13.90	4.23	18.13
ARO-VHE115	7.32	0.47	7.78	CPVIN06902	8.73	0.00	8.73
ATARB230	90.30	3.77	94.07	CPVIN11501	48.72	1.32	50.03
ATCAT115	9.85	1.75	11.60	CPVIN11502	53.73	43.97	97.70
ATGCH23001	38.53	2.08	40.62	CRN-CHS115	20.72	1.62	22.33
ATGCH23002	38.37	52.90	91.27	CRN-GUN115	12.23	3.17	15.40
ATMAZ230	9.95	0.47	10.42	CSVIN-VIC230	9.00	2.70	11.70
ATO-TEL069	3.00	0.25	3.25	DDI-KAR069	4.97	0.07	5.03
ATPOT115	144.02	0.08	144.10	DDI-MAR069	4.97	0.07	5.03
ATPUN230	37.98	2.28	40.27	KAR-POT069	10.20	0.00	10.20
ATSJO230	10.00	0.02	10.02	KEN-SEN11501	9.95	0.35	10.30
ATSUC230	35.35	2.93	38.28	KEN-SEN11502	9.95	0.35	10.30
ATURU230	22.07	0.20	22.27	OCU-POT115	144.02	0.12	144.13
ATVHE230	11.30	0.07	11.37	POR-CHL069	3.00	1.20	4.20
ATVIN11501	10.00	0.33	10.33	POT-PUN069	38.90	0.05	38.95
ATVIN11502	12.00	0.88	12.88	PUN-ATO115	0.00	0.00	0.00
CAR-ARB230	65.18	1.28	66.47	PUN-SCR230	28.03	2.80	30.83
CAR-CHI230	10.50	0.38	10.88	PUN-TEL069	39.48	0.07	39.55
CAR-GCH230	26.32	431.87	458.18	RECAR230	248.95	0.22	249.17
CAR-SAN230	4.97	8.40	13.37	REGCH230	10.52	0.72	11.23
CAT-OCU115	8.37	0.00	8.37	REPUN23001	10.97	1.75	12.72
CAT-SAC115	0.62	0.00	0.62	REPUN23002	10.92	1.75	12.67
CAT-VIN115	0.00	0.00	0.00	RESCR23002	0.00	1.87	1.87
CBC-SAC115	0.60	0.00	0.60	RESUC23001	23.62	1.25	24.87
CBC-VHE115	124.63	0.00	124.63	RESUC23002	23.63	1.25	24.88
CHI-SJO230	83.02	0.78	83.80	SAN-SUC230	26.65	2.15	28.80
CHL-TEL069	2.48	0.65	3.13	SAN-VIN230	0.00	0.03	0.03
CHL-TUP069	5.48	1.85	7.33	SEN-MAZ115	9.95	0.35	10.30
CHS-PIC115	27.40	1.15	28.55	SIS-SJO115	13.65	0.18	13.83
CHS-TCH115	18.32	0.80	19.12	SJO-VHE230	5.83	0.00	5.83
COR-SIS115	7.68	0.75	8.43	SUC-PUN230	26.82	2.42	29.23
COR-VHE115	111.23	1.27	112.50	TEL-POR069	3.00	1.20	4.20
CPARJ069	24.92	0.20	25.12	TRSCR23001	16.87	94.00	110.87
CPATO06901	0.00	2.63	2.63	TRSCR23002	30.93	2.23	33.17
CPCAT069	17.85	2.12	19.97	TUP-VIL069	5.48	1.85	7.33
CPKEN069	8.33	0.00	8.33	VHE-VIN115	4.00	0.15	4.15

POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA FIRME (MW) - AÑO 2009

Consumidor	Nodo	Potencia de Punta		Generador	Nodo	Potencia Firme				
		Del 01/01/09 al 31/10/09 (1)	Del 01/11/09 al 31/12/09 (2)			Del 01/01/09 al 30/04/09	Del 01/05/09 al 03/07/09	Del 04/07/09 al 04/10/09	Del 05/10/09 al 31/10/09	Del 01/11/09 al 31/12/09 (3)
CRE	GCH	266.4	269.1	ZONGO	KEN	180.3	180.3	180.3	180.3	180.2
CRE	URU	48.2	53.8	CORANI	COR	148.5	148.5	148.5	148.5	148.5
CRE	ARB	31.8	34.8	TAQUESI	KEN	84.7	84.7	84.7	84.7	84.8
ELECTROPAZ	KEN	220.1	232.5	MIGUILLAS	VIN	20.0	20.0	20.0	20.0	19.9
ELFEC	ARO	106.7	105.8	YURA	PUN	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
ELFEC	VHE	37.4	40.6	KANATA	ARO	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
ELFEC	CBC	1.9	1.7	QUEHATA	VIN	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9
ELFEC	CHI	7.1	6.9	TOTAL HIDRO		460.6	460.6	460.6	460.6	460.5
ELFEO	VIN69	42.8	39.8							
ELFEO	CAT	14.5	13.0							
CESSA	ARJ	30.8	33.9	GUARACACHI	GCH	213.2	167.9	168.2	181.4	198.6
CESSA	MAR	0.0	0.0	SANTA CRUZ	GCH		32.5	32.5	32.5	30.1
SEPSA	POT	29.9	25.3	BULO BULO	CAR	66.2	66.2	66.2	66.2	67.4
SEPSA	PUN	5.8	5.2	CARRASCO	CAR	83.0	83.0	83.0	83.0	84.5
SEPSA	ATO	9.1	8.1	ARANJUEZ	ARJ	23.1	23.0	23.0	23.0	30.2
SEPSA	DDI	3.0	2.6	KARACHIPAMPA	KAR	10.6	10.6	10.6	10.6	10.7
SEPSA	OCU	0.7	0.8	KENKO	KEN	14.2	14.4	14.4	14.4	14.9
SEPSA	SAC	0.4	0.3	V. HERMOSO	VHE	41.1	50.1	49.8	36.6	57.1
SEPSA	KAR	0.0	0.0	GUABIRÁ	GCH	13.1	17.1	17.1	17.1	17.4
EMIRSA	VIN115	2.3	2.2	TOTAL TERMO		464.5	464.7	464.7	464.7	510.9
EMVINTO	VIN69	4.2	5.0							
COBOCE	CBC	4.5	7.3							
EMSC	PUN	47.6	50.8							
IAGSA	GCH	0.0	0.0							
TOTAL		915.1	939.4	TOTAL		925.1	925.4	925.4	925.3	971.4

(1) Jueves 29 de Octubre a horas 19:30

(3) La Potencia Firme a partir del 01/11/2009 es estimada y corresponde a la Potencia Firme prevista para el año 2010.

(2) Jueves 17 de Diciembre a horas 20:00



FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2009

MES	DÍA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
FEB	5	Líneas de 115 kV Tiquimani - Sainani y Tiquimani - Chururaqui	28.66 minutos	Descargas atmosféricas	CRE,ELECTROPAZ,ELFEC,ELFEO, SEPSA, CESSA,EMSC,EMVINTO, EMIRSA, COBOCE
FEB	13	Disparo unidad generadora YAN	152.18 minutos	Falla en la posición de alabes directrices	ELECTROPAZ, ELFEC, EMSC y COBOCE,
FEB	14	Disparo unidad generadora CAR02	442.33 minutos	Falla en el sistema de automatización	ELECTROPAZ, ELFEC,ELFEO,CRE,SEPSA, CESSA y EMSC
MAR	30	Disparo unidad generadora GCH11	1938.89 minutos	Problema termocupla de escape	ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, EM. VINTO, EMSC y COBOCE
MAY	14	Línea de 230 Carrasco - Guaracachi	17.95 días	Caída de la torre de transmisión N° 574 por riada.	
MAY	21	Disparo unidades generadoras BUL01 y BUL02	195.22 minutos	Activación del relé diferencial de línea en S/E Bulo Bulo por pérdida de señal desde Carrasco	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA, EMSC, EMIRSA, EMVINTO, COBOCE
JUN	8	BUL01	18.9 días	Daños considerables en el interruptor E141 y el compartimiento del mismo	
JUN	8	VHE04	30.3 días	Altas vibraciones en cojinete de generador	
JUL	8	BUL01	9.02 días	Falla en válvula de purga de aire	
JUL	13	SCZ02	23.81 días	Falla en sistema de auxiliares	
JUL	20	Línea en 230 KV CAR-GCH, CAR-URU, CAR-SJO, CAR-SAN, CAR-BUL y C. CAR	6.48 minutos	Contacto accidental de un conductor a tierra del circuito de disparo que se estaba desmontando, sumado a una tierra en el positivo de las baterías de corriente continua que no fue identificada al momento de iniciarse los trabajos.	CRE,ELECTROPAZ,ELFEC,ELFEO,SEPSA CESSA,EMSC,EMVINTO, EMIRSA, COBOCE
NOV	10	Disparo unidad generadora GCH11	194.63 minutos	Activación de la protección de alta temperatura de escape	ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA, EMSC, EMVINTO, COBOCE Y EMIRSA
DIC	18	GCH09	1.73 días	Falla en el sistema de enfriamiento del ciclo combinado (Blower)	
DIC	18	GCH10	7.72 días	Falla en el sistema de enfriamiento del ciclo combinado (Blower)	

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (Sin IVA) en US\$/MWh - AÑO 2009

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	14.47	15.55	14.64	15.19	16.93	17.33	17.28	16.99	17.45	17.51	18.39	15.64	16.45
2	14.36	15.00	14.25	14.92	16.86	17.33	17.15	16.75	17.19	17.31	18.08	15.47	16.22
3	14.27	14.53	13.88	14.67	16.81	17.24	17.14	16.56	17.18	17.18	17.53	15.17	16.01
4	14.20	14.39	13.64	14.43	16.70	17.25	16.99	16.51	17.21	17.05	17.03	14.94	15.86
5	14.20	14.15	13.55	14.34	16.65	17.25	16.95	16.46	17.18	16.77	16.77	14.83	15.76
6	14.21	14.27	13.68	14.58	16.63	17.21	16.93	16.47	17.21	16.68	16.44	14.72	15.75
7	14.22	14.58	14.06	15.07	16.63	17.24	17.10	16.57	17.10	16.72	16.68	14.58	15.88
8	14.12	15.11	14.35	15.24	16.78	17.27	16.81	16.77	17.38	17.29	18.00	14.99	16.18
9	14.37	15.73	14.94	15.81	17.27	17.67	17.09	17.38	17.88	17.90	18.54	15.84	16.70
10	14.95	16.65	15.86	16.77	17.75	17.95	17.51	17.96	18.33	18.18	18.76	16.86	17.29
11	15.50	16.98	16.08	16.79	17.89	17.94	17.60	18.06	18.49	18.43	18.88	17.08	17.48
12	15.56	17.15	16.56	16.97	18.02	18.09	17.69	17.92	18.48	18.45	18.95	17.14	17.58
13	15.06	16.06	15.48	15.97	17.88	18.09	17.59	17.96	18.48	18.46	18.97	16.63	17.22
14	14.68	15.69	14.93	15.51	17.78	18.05	17.64	18.06	18.50	18.53	18.99	16.34	17.06
15	14.93	16.55	15.77	16.31	17.99	18.17	17.58	18.17	18.67	18.58	18.94	16.84	17.37
16	15.66	17.14	16.57	16.81	18.00	18.19	17.64	18.08	18.65	18.84	18.88	17.07	17.63
17	15.74	17.06	16.34	16.45	17.99	18.27	17.64	18.09	18.65	18.80	18.88	17.01	17.58
18	15.39	16.59	15.55	15.99	17.93	18.22	17.62	17.85	18.41	18.76	18.65	16.60	17.30
19	14.50	14.46	15.12	16.67	17.62	17.96	17.26	17.45	18.11	18.24	18.09	15.54	16.75
20	15.58	17.24	17.88	18.01	17.67	18.05	17.36	17.82	18.43	18.33	18.49	17.08	17.66
21	16.29	17.69	17.87	17.86	17.44	17.99	17.29	17.77	18.29	18.26	18.63	17.49	17.74
22	15.93	17.53	17.23	17.28	17.22	17.79	17.28	17.64	18.17	18.11	18.49	17.21	17.49
23	15.02	16.79	15.71	15.86	16.82	17.48	17.02	17.42	17.78	17.71	18.35	16.35	16.86
24	14.34	15.99	14.73	15.23	16.81	17.31	17.10	17.31	17.70	17.59	18.26	15.80	16.52
PROMEDIO	15.00	16.16	15.61	16.14	17.39	17.77	17.33	17.49	18.02	17.99	18.34	16.29	16.96

Los valores son promedios ponderados.

PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2009

CONSUMIDOR	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH	15.04	16.16	15.88	16.32	17.23	17.72	17.15	17.33	17.94	17.92	18.45	16.36	16.99
CRE	URU	15.06	16.31	15.67	15.90	17.49	17.84	17.31	17.36	17.85	17.85	18.28	16.50	16.67
CRE	ARB	14.97	16.12	15.70	15.99	17.29	17.84	17.24	17.38	17.97	17.84	18.28	16.01	16.89
ELECTROPAZ	KEN	14.36	15.67	15.20	16.05	18.46	19.72	19.06	19.32	20.06	19.42	18.70	15.86	17.71
ELFEC	ARO	15.02	16.28	15.63	16.17	17.60	18.42	17.87	17.92	18.54	18.28	18.51	16.32	17.25
ELFEC	VHE	15.13	17.03	16.19	16.82	17.89	18.46	17.95	17.98	18.60	18.29	18.64	16.46	17.46
ELFEC	CBC	15.08	16.28	15.72	16.31	17.86	18.71	18.14	18.26	18.89	18.56	18.69	16.29	17.51
ELFEC	CHI	14.74	15.93	15.41	15.87	17.19	17.90	17.27	17.33	17.99	17.78	18.08	15.97	16.82
ELFEO	VIN69	14.82	16.04	15.48	16.17	18.03	19.02	18.38	18.57	19.24	18.82	18.68	16.19	17.44
ELFEO	CAT	15.31	16.71	16.02	16.63	18.23	19.15	18.62	18.79	19.42	19.06	19.12	16.83	18.05
CESSA	ARJ	15.88	16.79	16.46	16.74	18.15	18.93	19.05	19.87	20.06	19.33	19.21	16.96	18.17
SEPSA	DDI	16.22	17.13	16.74	17.07	18.45	19.56	19.40	20.18	20.14	19.65	19.63	17.08	18.58
SEPSA	POT	16.24	17.22	16.85	17.24	18.82	19.78	19.79	20.33	20.49	20.11	19.85	17.43	18.79
SEPSA	PUN	16.29	17.26	16.81	17.19	18.67	19.50	19.57	20.28	20.34	19.71	19.88	17.50	18.67
SEPSA	ATO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.35	20.26	17.87	19.46
EMIRSA	VIN115	14.69	15.83	15.27	15.91	17.90	18.90	18.33	18.44	19.11	18.73	18.56	16.03	17.30
EM VINTO	VIN69	14.72	15.83	15.29	15.95	17.94	18.94	18.32	18.40	19.15	18.72	18.56	16.03	17.26
COBOCE	CBC	14.94	16.04	15.59	16.23	17.82	18.71	18.17	18.16	18.77	18.49	18.63	16.38	17.41
EMSC	PUN	16.13	17.02	16.66	16.91	18.64	19.53	19.48	20.16	20.15	19.69	19.59	17.23	18.42
Total MEM		15.03	16.23	15.77	16.32	17.88	18.75	18.27	18.50	19.04	18.68	18.71	16.38	17.46

Los valores son promedios ponderados.

PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2009

Semestre	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/kW-mes	Peaje US\$/kW-mes	Monómico US\$/MWh
Guaracachi	17.0	6.0	3.5	36.9
Urubó	16.7	6.0	3.5	44.3
Arboleda	16.9	6.0	3.5	37.8
TOTAL CRE	16.9	6.0	3.5	37.7
ELECTROPAZ	17.7	5.9	3.5	36.9
Arocagua	17.3	6.1	3.5	36.7
V. Hermoso	17.5	6.1	3.5	38.6
Irpa Irpa	17.5	6.2	3.5	40.5
Chimoré	16.8	5.9	3.5	42.7
TOTAL - ELFEC	17.3	6.1	3.5	37.4
Vinto	17.4	6.1	3.5	37.5
Catavi	18.0	6.4	3.5	40.0
TOTAL - ELFEO	17.6	6.2	3.5	38.2
Sacaca	17.7	6.3	3.5	51.1
Ocuri	18.3	6.6	3.5	51.0
Potosí	18.8	6.9	3.5	39.4
Punutuma	18.7	6.5	3.5	41.6
Atocha	19.5	7.5	3.4	44.7
Don Diego	18.6	6.8	3.5	39.8
Complejo. Karachipampa	18.4	6.9	3.5	29.7
TOTAL - SEPSA	18.8	6.8	3.5	40.3
Mariaca	18.2	6.6	3.5	41.8
Sucre	18.2	6.4	3.5	37.8
TOTAL - CESSA	18.2	6.4	3.5	37.8
EMIRSA	17.3	6.1	3.5	29.9
EMVINTO	17.3	6.1	3.5	29.3
COBOCE	17.4	6.2	3.5	28.4
IAGSA	18.3	0.0	0.0	18.3
Retiros VHE para EMSC	18.4	6.6	3.5	33.3
Retiros COBEE para EMSC	18.4	6.6	3.5	33.3
Totales	17.5	6.1	3.5	37.1

Tipo de cambio promedio: 7.07 Bs/US\$

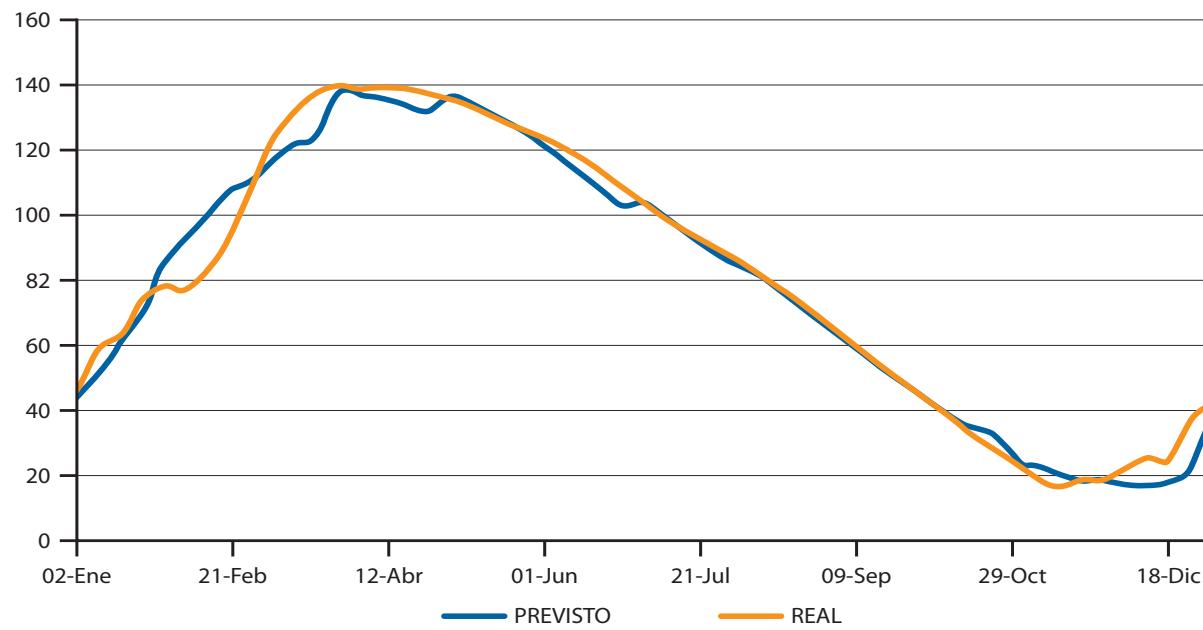
**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES
(CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2009**

Central	Periodo		
	Nov./08-Abr./09	May/09-Oct./09	Nov./09-Abr./10
GUARACACHI	1.30	1.30	1.30
CARRASCO	1.30	1.30	1.30
BULO BULO	1.30	1.30	1.30
V. HERMOSO	1.30	1.30	1.30
ARANJUEZ	1.30	1.30	1.30
KARACHIPAMPA	1.30	1.30	1.30
KENKO	1.30	1.30	1.30
Promedio	1.30	1.30	1.30

PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2009

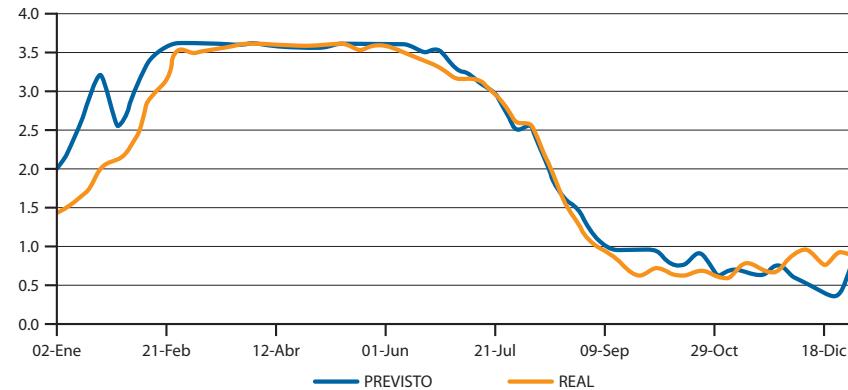
	Guaracachi	Carrasco	Bulo Bulo	V. Hermoso	Aranjuez	Karachipampa	Kenko
Enero	1.1829	1.2307	1.2230	1.1930	1.1553	1.1553	1.1930
Febrero	1.1781	1.2307	1.2216	1.1918	1.1604	1.1604	1.1918
Marzo	1.1794	1.2307	1.2209	1.1956	1.1696	1.1696	1.1956
Abril	1.1781	1.2280	1.2213	1.1956	1.1720	1.1720	1.1956
Mayo	1.1818	1.2280	1.2188	1.1893	1.1696	1.1893	1.1893
Junio	1.1818	1.2280	1.2224	1.1956	1.1541	1.1956	1.1956
Julio	1.1843	1.2293	1.2222	1.2070	1.1600	1.2070	1.2070
Agosto	1.1968	1.2307	1.2258	1.2096	1.1624	1.2096	1.2096
Septiembre	1.1981	1.2280	1.2246	1.2135	1.1564	1.2135	1.2135
Octubre	1.1943	1.2293	1.2116	1.1994	1.1720	1.1981	1.1981
Noviembre	1.1943	1.2293	1.2180	1.2019	1.1660	1.2019	1.2019
Diciembre	1.1880	1.2320	1.2216	1.1930	1.1553	1.1930	1.1930
Promedio	1.1865	1.2296	1.2210	1.1988	1.1628	1.1888	1.1987

EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm³)

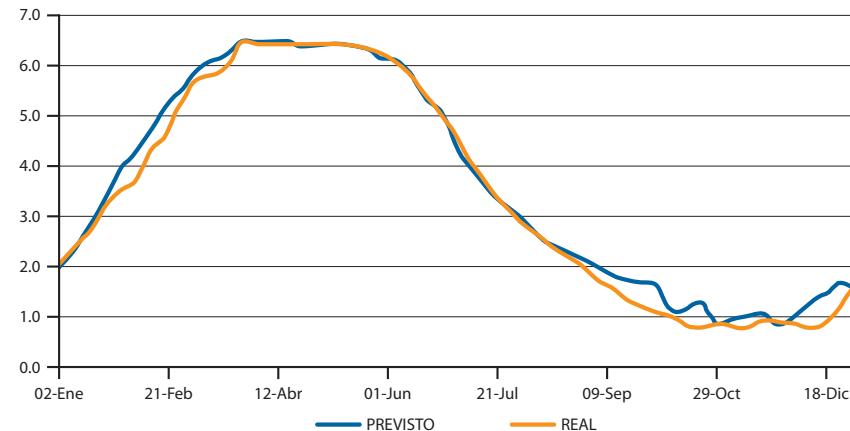


EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m³/s) - PERÍODO 2002- 2009

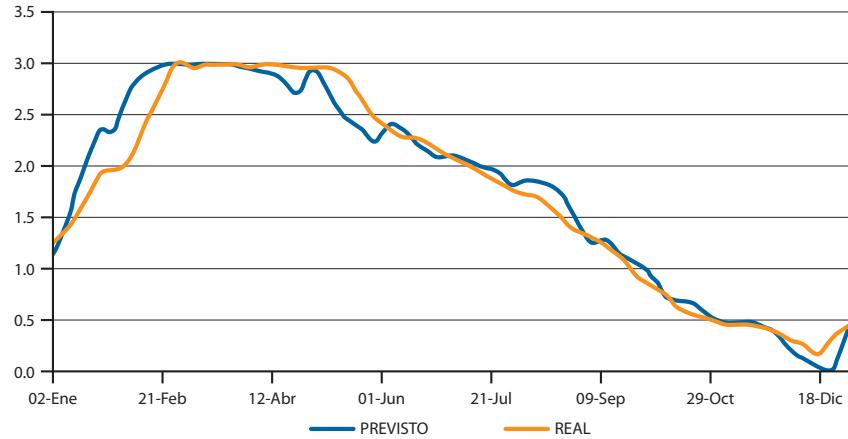
ZONGO



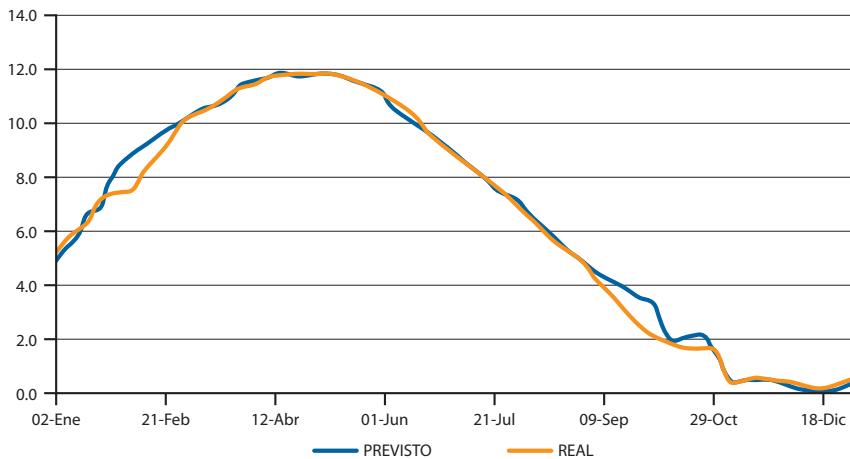
TIQUIMANI

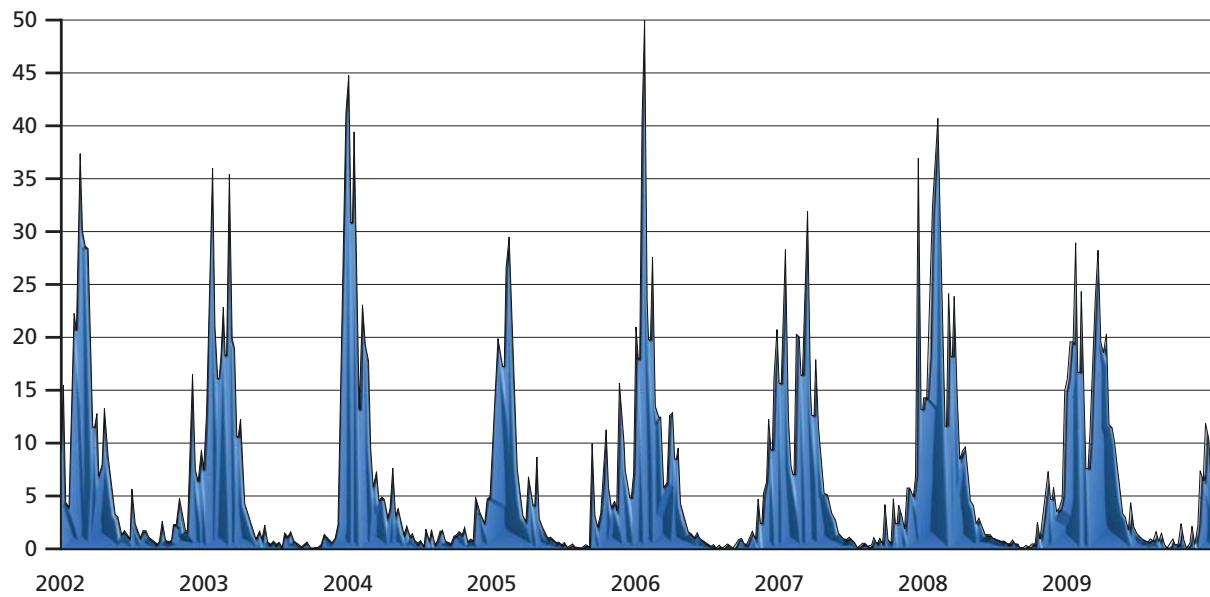


MIGUILLAS



ANGOSTURA



EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m³/s) - PERÍODO 2002- 2009

DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh)

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Área Oriental	847.4	951.8	1,050.5	1,137.2	1,138.7	1,150.1	1,192.9	1,241.6	1,366.4	1,455.7	1,572.4	1,660.8	1,749.2	1,899.6
Área 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	1,297.9	1,302.4
Área Centro-Sur	1,012.4	1,072.1	1,146.1	1,166.3	1,198.1	1,221.0	1,310.6	1,301.4	1,284.2	1,381.4	1,499.4	1,734.6	2,090.9	2,195.0
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	5,138.0	5,397.0

DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh)

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
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	1,749.2	1,899.6
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	1,297.9	1,302.4
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	838.5	883.0
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	334.8	326.4
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	172.6	190.6
SEPSA	76.2	82.3	89.9	89.5	89.4	112.4	131.8	147.4	166.5	178.0	210.1	232.9	275.5	286.8
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	469.4	508.2
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	5,138.0	5,397.0

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2009

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
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	424.4	442.2
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	391.8	398.1
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	428.5	449.9
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	419.8	444.7
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	423.2	441.5
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	407.5	422.3
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	438.2	452.1
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	439.8	455.3
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	426.6	458.8
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	450.4	477.4
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	440.0	475.0
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	447.8	479.7
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	5,138.0	5,397.0

DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERÍODO 1996 - 2009

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Total	544.6	583.7	622.7	644.3	644.9	646.8	674.3	684.1	704.8	759.1	813.1	895.4	898.7	939.4

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2009

Empresa	Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidroeléctricas															
COBEE	Zongo y Achachicala	118.6	136.9	153.1	183.1	182.9	183.3	183.3	166.8	166.8	168.0	187.6	187.6	188.4	188.4
CORANI	Santa Isabel y Corani	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	127.8	144.9	144.9	147.0	147.0	149.9	149.9
COBEE	Miguillas	18.4	18.4	18.4	18.3	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.0	18.0	21.1	20.9
ERESA	Yura (*)								18.5	18.0	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1
SYNERGIA	Kanata				7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
HB	Taquesi			0.9	0.9	0.9	0.9	90.5	89.5	89.5	90.4	90.4	90.4	90.4	90.4
SDB	Quehata												1.9	1.9	2.0
	Subtotal	263.0	281.3	298.4	335.8	335.7	354.6	444.3	428.1	446.3	448.3	469.7	471.6	478.3	478.1
Termoeléctricas (a temperatura media Anual)															
EGSA	Guaracachi	168.0	168.0	168.2	287.7	287.7	268.5	249.4	248.8	248.8	248.8	253.9	317.2	317.2	271.0
EGSA	Santa Cruz														43.3
VHE	Carrasco	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9
VHE	Valle Hermoso	74.3	74.3	74.6	74.3	74.3	37.2	18.6	37.2	74.3	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
EGSA	Aranjuez	37.5	37.5	37.5	37.5	32.1	32.1	32.1	32.1	32.0	32.1	39.2	38.4	43.2	43.2
CECB	Bulo Bulo					87.5	87.5	87.2	90.2	90.2	90.2	89.6	89.6	89.6	89.6
EGSA	Karachipampa	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.2	14.2	13.9	13.9
COBEE	Kenko	18.0	18.0	17.6	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.6
GBE	Guabirá												16.6	16.0	21.0
	Subtotal	424.0	424.0	424.1	543.7	625.8	569.5	531.5	552.5	589.5	589.5	601.0	680.1	684.0	686.7
	Total	687.0	705.3	722.5	879.5	961.5	924.1	975.8	980.6	1,035.8	1,037.7	1,070.7	1,151.7	1,162.3	1,164.9

(*) Se incorpora al MEM en mayo de 2001

PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERÍODO 1996 - 2009

Empresa	Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidroeléctricas															
COBEE	Zongo y Achachicala	710.0	705.2	702.4	783.2	936.8	1,035.4	1,005.7	736.1	870.8	830.7	896.9	981.8	903.3	921.5
CORANI	Santa Isabel y Corani	535.5	688.0	610.9	739.9	768.5	846.6	838.3	811.8	816.0	627.5	804.3	784.0	861.7	817.3
COBEE	Miguillas	122.8	113.9	123.8	109.8	106.3	120.3	113.4	100.2	110.9	104.8	111.3	96.2	102.6	107.5
ERESA	Yura (*)	56.8	64.5	59.0	18.6	14.9	71.1	69.3	58.1	62.4	66.4	73.7	65.2	72.3	74.7
SYNERGIA	Kanata				11.0	22.3	25.9	18.1	21.1	22.0	16.3	21.5	17.2	20.5	15.6
HB	Taquesí			2.1	6.5	6.8	7.0	137.5	241.8	247.3	295.4	223.6	348.8	316.7	322.8
SDB	Quehata												1.0	3.4	4.9
	Subtotal	1,425.1	1,571.6	1,498.1	1,669.1	1,855.6	2,106.2	2,182.3	1,969.1	2,129.4	1,941.1	2,131.4	2,294.2	2,280.5	2,264.3
Termoeléctricas															
EGSA	Guaracachi	798.5	647.2	755.4	889.5	762.0	684.5	705.0	951.5	774.1	877.8	965.5	1,026.8	1,288.4	1,256.0
EGSA	Santa Cruz														123.4
VHE	Carrasco	135.1	573.2	655.7	504.8	356.6	106.7	161.3	123.8	320.4	532.2	664.8	648.6	664.6	622.0
VHE	Valle Hermoso	289.2	120.2	204.0	131.4	221.3	31.2	1.7	35.6	41.9	144.0	152.9	182.6	182.0	332.6
EGSA	Aranjuez	136.3	85.9	133.1	131.1	128.5	107.5	119.6	130.3	103.1	113.6	99.0	158.4	171.6	176.5
CECBB	Bulo Bulo					88.5	418.3	484.5	497.7	535.1	548.7	408.7	440.1	633.6	630.7
EGSA	Karachipampa	72.9	96.7	51.8	58.1	30.9	45.6	37.4	51.8	32.3	3.0	42.2	69.7	78.4	96.3
COBEE	Kenko	32.0	34.6	39.5	48.5	23.6	29.1	3.8	30.5	22.7	28.4	41.9	66.6	33.5	71.3
GBE	Guabirá												14.2	39.3	59.7
	Subtotal	1,464.0	1,557.8	1,839.5	1,763.5	1,611.4	1,423.0	1,513.3	1,821.1	1,829.7	2,247.7	2,375.0	2,607.0	3,091.5	3,368.4
	Generación Total	2,889.1	3,129.3	3,337.6	3,432.6	3,467.0	3,529.2	3,695.6	3,790.2	3,959.0	4,188.8	4,506.3	4,901.3	5,372.0	5,632.7

(*) Hasta abril de 2001, el Yura entregó al MEM solamente sus excedentes.

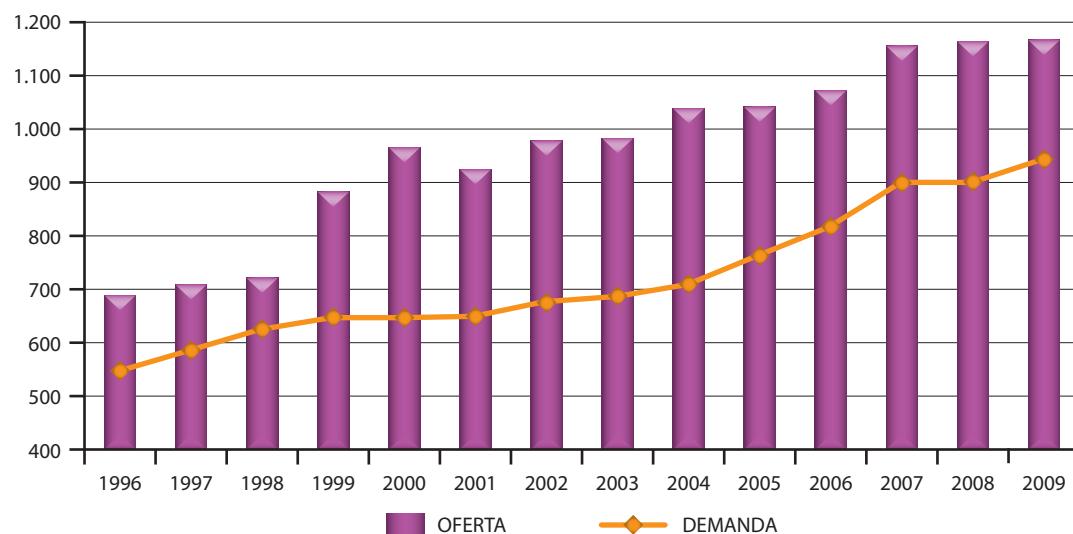
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2009

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
MINUTOS	86.0	76.0	85.0	23.0	30.0	69.6	28.2	104.6	20.5	68.7	24.3	33.2

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2009

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
POTENCIA DE PUNTA (MW)	544.6	583.7	622.7	644.3	644.9	646.8	674.3	684.1	704.8	759.1	813.1	895.4	898.7	939.4
CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	687.0	705.3	722.5	879.5	961.5	924.1	975.8	980.6	1,035.8	1,037.7	1,070.7	1,151.7	1,162.3	1,164.9

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2009



COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERÍODO 1996 - 2009

Año	Fecha	Área(s)	Duración Min.
1998	15-Nov	POTOSÍ	27
1999	07-Nov	SUCRE	5
	26-Nov	SUR	55
	23-Dic	ORIENTAL	14
	29-Dic	SUCRE	5
2000	02-Feb	NORTE	45
	24-Mar	SUR	12
	25-Jun	SUCRE	95
	21-Ago	SUCRE	62
	17-Oct	ORIENTAL	17
	25-Oct	SUR	5
	22-Dic	ORIENTAL	12
	28-Dic	ORIENTAL	7
2001	18-Mar	SUR	37
	20-Sep	SUCRE	3
2002	29-Jul	NORTE	8
	13-Ago	ORIENTAL	9
2003	20-Mar	ORIENTAL	23
	18-Jul	CENTRAL, SUR, NORTE	47
	24-Oct	NORTE	8
	26-Nov	NORTE, CENTRAL	29
2004	29/Feb.	ORIENTAL	16
2005	01-Ene	SUR	8
	09-Ene	SUCRE	3
	10-Ene	SUR	16
	20-Ene	ORIENTAL	16
	03-Feb	SUR	36
	27-May	SUCRE	5
	10-Sep	NORTE	4
	02-Oct	ORIENTAL	21
2006	09-Feb	ORIENTAL	25
	23-Nov	SUR, SUCRE	14
2007	17-Mar	ORIENTAL	37
	07-Abr	NORTE	86
	13-Jun	NORTE	30
2008	29-Abr	CENTRAL (ORURO)	85
	02-Oct	NORTE	14
2009		SIN COLAPSOS	0

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2009

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
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	15.7	17.0

PRECIOS SPOT SIN IVA PERÍODO 1996 - 2009

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
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	16.2	17.5
POTENCIA (US\$/kW-m)	6.2	7.8	7.2	7.2	7.3	7.6	7.0	7.6	6.2	5.9	5.5	5.4	5.2	6.1
PEAJE TRANSM.(US\$/kW-m)	0.9	0.9	1.7	1.6	1.4	1.8	1.8	1.8	1.8	2.1	3.0	2.9	3.1	3.5
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	34.9	37.1

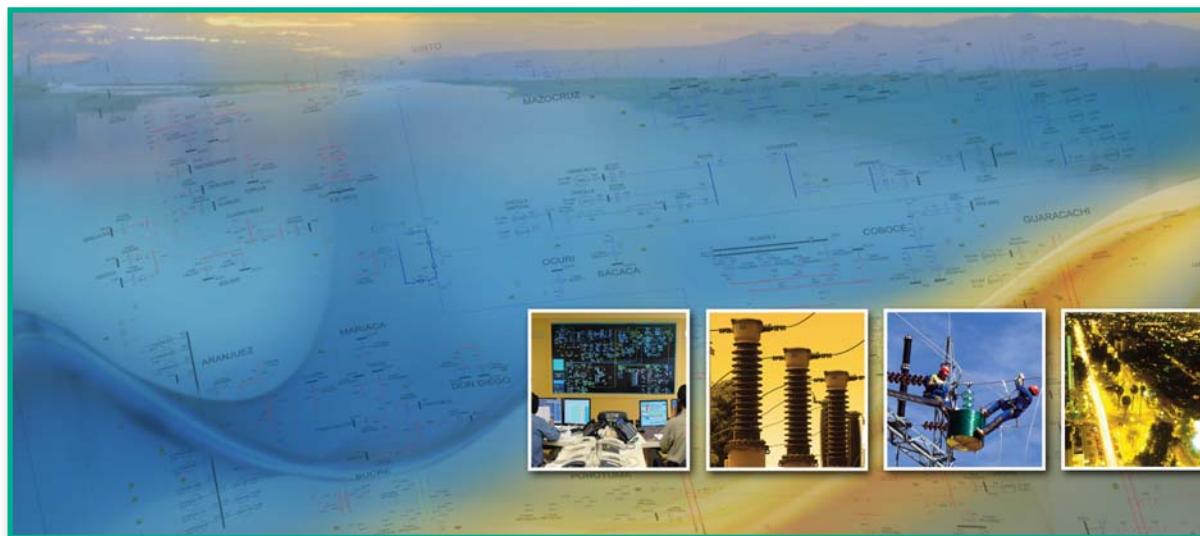
PRECIOS SEMESTRALES - PERIODO 1996 - 2009

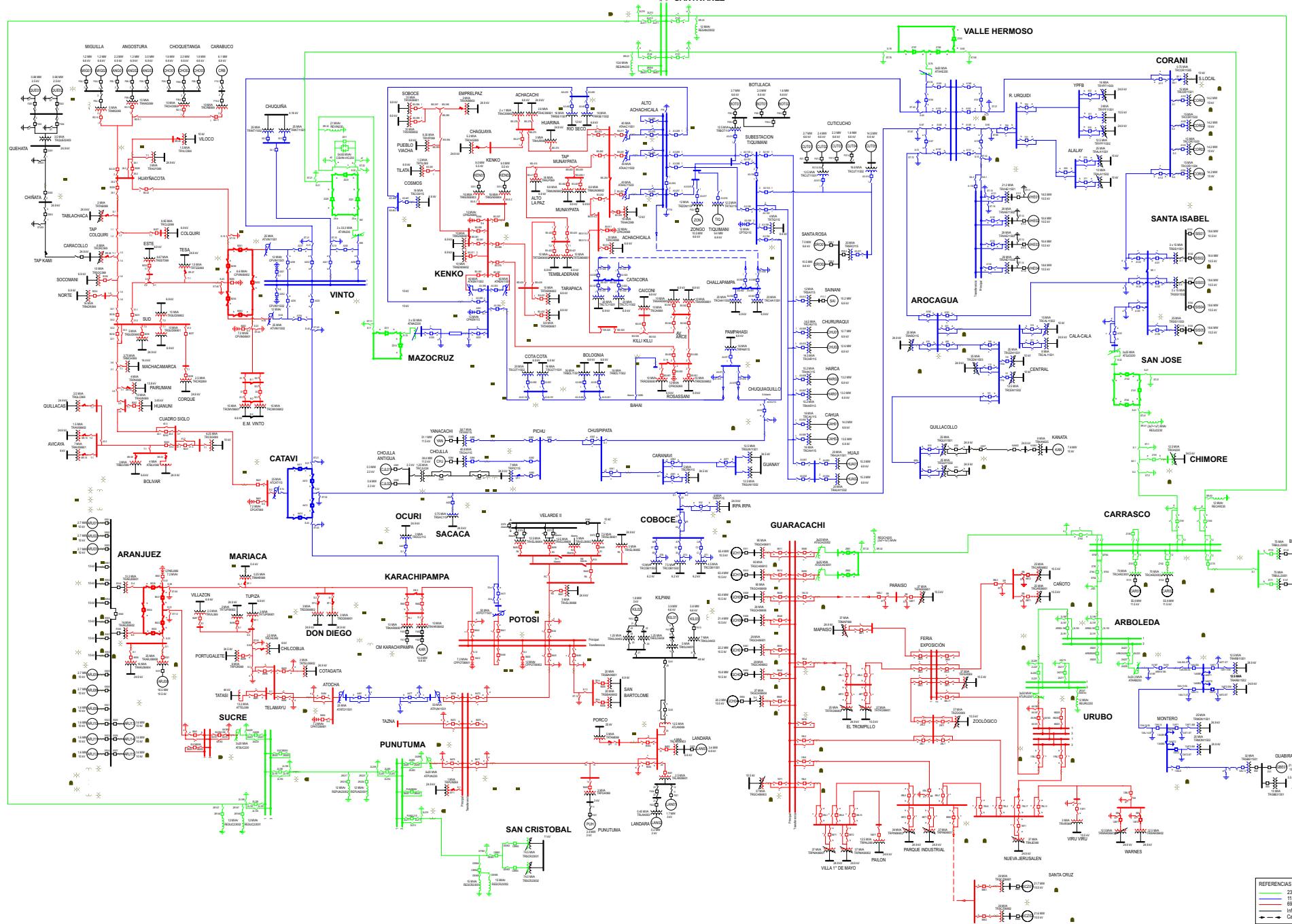
Semestre	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/kW-mes	Peaje US\$/kW-mes	Monómico US\$/MWh
May96 - Oct96	19.6	5.5	0.9	39.8
Nov96 - Abr97	17.5	8.1	0.9	38.5
May97 - Oct97	18.3	7.7	0.8	37.9
Nov97 - Abr98	18.4	7.5	1.6	39.3
May98 - Oct98	20.4	7.0	1.7	40.8
Nov98 - Abr99	19.0	6.9	1.7	39.2
May99 - Oct99	15.9	7.3	1.6	36.4
Nov99 - Abr00	18.6	7.4	1.7	39.4
May00 - Oct00	20.6	7.5	1.1	40.3
Nov00 - Abr01	13.5	7.3	1.7	34.9
May01 - Oct01	10.3	7.8	1.7	32.4
Nov01 - Abr02	11.8	8.2	1.8	34.9
May02 - Oct02	11.6	7.9	1.8	33.4
Nov02 - Abr03	9.1	7.5	1.8	30.9
May03 - Oct03	7.8	8.1	1.8	30.1
Nov03 - Abr04	8.6	6.2	1.8	26.7
May04 - Oct04	9.4	6.3	1.7	27.3
Nov04 - Abr05	9.5	6.4	1.7	28.0
May04 - Oct05	17.2	5.8	1.9	34.1
Nov05 - Abr06	13.5	5.5	3.0	32.7
May06 - Oct06	17.3	5.7	3.0	36.4
Nov06 - Abr07	14.1	6.1	2.7	35.3
May07 - Oct07	16.7	5.1	2.9	34.8
Nov07 - Abr08	14.8	5.1	3.0	33.4
May08 - Oct08	17.1	5.4	3.2	36.2
Nov08 - Abr09	16.0	5.0	3.6	33.9
May09 - Oct09	18.5	6.7	3.5	39.1

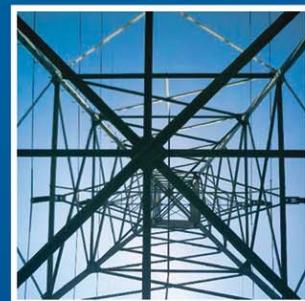
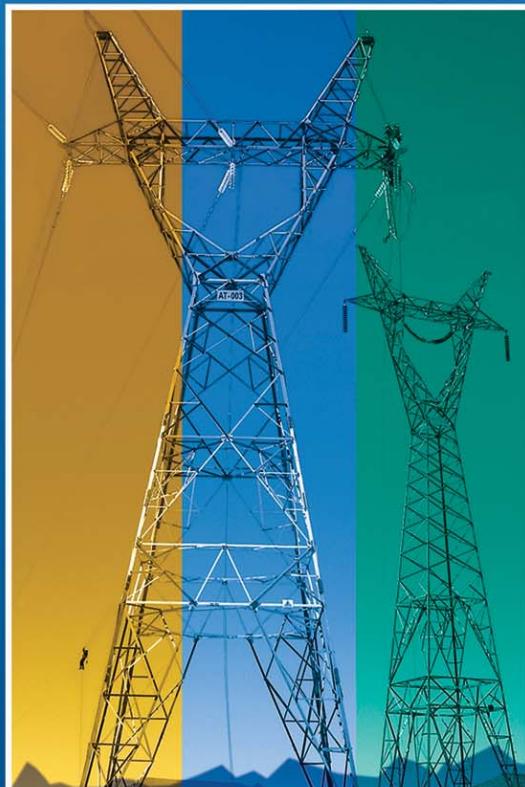
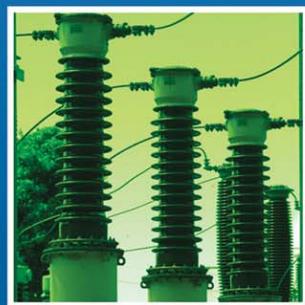
AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2009

EMPRESAS DE GENERACIÓN		SIGLAS
COMPAÑÍA BOLIVIANA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.		COBEE
EMPRESA ELÉCTRICA GUARACACHI S.A,		EGSA
EMPRESA ELÉCTRICA CORANI S.A.		CORANI
EMPRESA ELÉCTRICA VALLE HERMOSO S.A.		VHE
COMPAÑÍA ELÉCTRICA CENTRAL BULO BULO		CECBB
EMPRESA RÍO ELÉCTRICO S.A.		ERESA
HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A.		HB
SOCIEDAD INDUSTRIAL ENERGÉTICA Y COMERCIAL ANDINA S.A.		SYNERGIA
SERVICIOS DE DESARROLLO DE BOLIVIA S.A.		SDB
GUABIRÁ ENERGÍA S.A.		GBE
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN		
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A.		TDE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA BOLIVIA		ISA
SAN CRISTÓBAL TESA		SCTESA
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN		
COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN Ltda.		CRE
ELECTRICIDAD DE LA PAZ		ELECTROPAZ
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA COCHABAMBA S.A.		ELFEC
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA ORURO S.A.		ELFEO
COMPAÑÍA ELÉCTRICA SUCRE S.A.		CESSA
SERVICIOS ELÉCTRICOS POTOSÍ		SEPSA
CONSUMIDORES NO REGULADOS		
EMPRESA MINERA INTI RAYMI S.A.		EMIRSA
EMPRESA METALÚRGICA VINTO		EMVINTO
COBOCE Ltda.		COBOCE
EMPRESA MINERA SAN CRISTÓBAL		EMSC
INGENIO AZUCARERO GUABIRÁ S.A.(*)		IAGSA

(*) IAGSA participó del MEM hasta Octubre del 2009, posteriormente fue inhabilitado por la AE mediante Resolución AE N° 319/2009







www.cndc.bo

 **CNDC**
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

CALLE COLOMBIA 0-749 • CASILLA N° 4818 • TELF: 591 4 425 9523 • FAX: 591 4 425 9513
www.cndc.bo • E-mail: cndc@cndc.bo • COCHABAMBA - BOLIVIA