



2010 MEMORIA

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



MEMORIA ANUAL 2010



RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SIN



ANEXOS



MEMORIA ANUAL 2010



ÍNDICE

PRESENTACIÓN	1
INFORMACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA	3
ORGANIZACIÓN, ESTRUCTURA Y COMITÉ DE REPRESENTANTES	3
FUNCIONES	5
RECURSOS	6
PARTICIPACIÓN DEL CNDC EN LA CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR	6
INFORME DE LA GESTIÓN 2010	7
PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	7
DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL	8
ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD	9
TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM	10
SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL - SMEC	11
MEDICIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA	12
PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SIN (POES 2011 - 2021)	13
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN	17
INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES	18
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN	20
SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC	21
ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	21
RECURSOS HUMANOS	22
RESOLUCIONES DEL CNDC	22
RESULTADOS ECONÓMICOS	22
LOGROS INSTITUCIONALES	23
ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC	25
DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO	26
BALANCE GENERAL A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	27
ESTADO DE RESULTADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	29
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	30
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2010	31

PRESENTACIÓN

Para el Sector Eléctrico Boliviano, la Gestión 2010 se ha caracterizado por tres hitos importantes que han posibilitado la consolidación del proceso de incorporación del Estado en las actividades del Sector; en primer lugar el ingreso en operación comercial de la central de Entre Ríos (4x25 MW) de propiedad de la Empresa ENDE ANDINA; en segundo lugar, la conclusión y el ingreso en operación comercial de la línea de transmisión Caranavi – Trinidad en 115 KV de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) que ha posibilitado que esta empresa opere en el Mercado Eléctrico Mayorista tanto como Agente Transmisor en el Sistema Interconectado Nacional, así como Agente Distribuidor en las localidades de Yucumo, San Borja y San Ignacio de Moxos y en la ciudad de Trinidad que dejaron de pertenecer a los Sistemas Aislados incorporándose al Sistema Interconectado Nacional. Finalmente, el hito más importante ha sido la Nacionalización de las empresas generadoras de Corani, Valle Hermoso y Guaracachi que se llevó a cabo mediante Decreto Supremo Nº 493 del 1 de mayo de 2010, transfiriendo la propiedad de estas empresas al Estado Boliviano remitiendo las acciones de estas a ENDE.

Sin duda estos hechos nos presentan al día de hoy un nuevo escenario, donde el Estado Boliviano participa con cerca del 72 % del segmento de generación y por lo tanto, se constituye en gran medida como responsable de la seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional ya que, adicionalmente, ha iniciado su participación directa también en los segmentos de transmisión y distribución.

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) ha cumplido sus funciones, durante la gestión 2010, acompañando de manera activa los hitos mencionados anteriormente mediante la supervisión de las pruebas de nuevas instalaciones y equipos que se incorporaron al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y su correspondiente proceso de habilitación como Agentes del Mercado. Entre otras actividades, la medición de la potencia efectiva en todas las centrales eléctricas y la verificación del correcto funcionamiento de 137 medidores que conforman el Sistema de Medición Comercial, han permitido contar con información técnica confiable para la operación y transacciones económicas entre los Agentes.

Uno de los principales objetivos institucionales del CNDC ha sido la consolidación de sus funciones de apoyo al Ministerio de Hidrocarburos y Energía para la elaboración del Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, que el día de hoy, gracias a su adecuado procesamiento técnico y económico, se ha constituido en la referencia reconocida por las instituciones del sector eléctrico y del Estado Plurinacional.

Sin embargo es necesario destacar que durante los últimos meses de este año, durante la operación del Sistema Interconectado Nacional, se registraron períodos de déficit en la oferta para abastecer adecuadamente la demanda. Esta condición operativa ha permitido ratificar las necesidades que fueron identificadas oportunamente mediante las Programaciones de Mediano Plazo y en los Planes Óptimos de Expansión desarrollados por el CNDC. Esta situación exige de las Autoridades del Sector, resolver de manera urgente el encadenamiento de los proyectos de expansión, tanto de generación como de transmisión, con una ejecución oportuna de éstos a través de emprendimientos públicos, mixtos o privados.

Agradezco a los Representantes al CNDC y por su intermedio a todas las empresas que operan como Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, por su activa y acertada participación en las actividades de la institución, que permitieron obtener valiosos resultados en pro de una mejor operación del Sistema Eléctrico.

Asimismo, agradezco el destacado apoyo profesional del Órgano Técnico y Administrativo del CNDC conformado por la Coordinación General Operativa y las Unidades de Apoyo que mantuvieron un desempeño eficiente que es reconocido por las empresas del Sector Eléctrico Boliviano.

**Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE del CNDC**

INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2010

Producción Bruta Total de Energía	GWh	6,085.5
Producción Bruta de Energía Hidráulica	GWh	2,151.4
Producción Bruta de Energía Térmica	GWh	3,934.1
Capacidad Total de Generación SIN	MW	1,258.1
Capacidad de Generación Hidráulica en el SIN	MW	476.4
Capacidad de Generación Térmica en el SIN	MW	781.7
Inyecciones de Energía al STI	GWh	5,932.8
Inyecciones de Energía Hidráulica	GWh	2,088.7
Inyecciones de Energía Térmica	GWh	3,844.1
Consumo de Energía	GWh	5,814.0
Demanda Máxima de Potencia	MW	1,009.4
Total de Transacciones Económicas en el Mercado Spot	Miles US\$	245,037.0
Número de Empresas de Distribución		7
Número de Consumidores No Regulados		4
Número de Empresas de Generación		11
Número de Empresas de Transmisión		4
Precio Medio Monómico en el Mercado Spot	US\$/MWh	39.96
Costo Marginal de Generación	US\$/MWh	17.57
Peaje Generadores	US\$/MWh	2.15
Peaje Consumidores	US\$/kW-mes	3.27

INFORMACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC

El CNDC es una entidad sin fines de lucro que se constituye en un actor estratégico en la administración técnica operativa del sistema eléctrico nacional.

Creada mediante el Artículo 18 de la Ley de Electricidad Nº 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994. Sus funciones y organización están determinadas en el Artículo 19 de la misma ley y el Decreto Supremo Nº 29624 de fecha 2 de julio de 2008.

ORGANIZACIÓN, ESTRUCTURA Y COMITÉ DE REPRESENTANTES

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

3

El Comité de Representantes, está conformado por: El Presidente que es el 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.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL CNDC



3



4

Mediante 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 y N° 29894 de 07 de febrero de 2009, que establece que el Presidente del CNDC, es la máxima autoridad ejecutiva del CNDC.

Dentro de este proceso, mediante Resolución Ministerial N° 221/2010 emitida por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía en fecha 29 de junio de 2010, se designa al Ing. Arturo Iporre Salguero como Presidente Titular del Comité Nacional de Despacho de Carga.

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; asimismo, cuenta con las Unidades de apoyo directo en Asesoría Legal, Administración y Finanzas, Procesos y Tecnologías de la Información y Auditoría Interna.

COMITÉ DE REPRESENTANTES GESTIÓN 2010

Por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía	
PRESIDENTE:	Ing. Arturo Iporre Salguero
Por las Empresas Generadoras	
TITULAR:	Ing. Joaquín Rodríguez Gutiérrez
SUPLENTE:	Ing. Oscar Zamora Arce
Por las Empresas Transmisión	
TITULAR:	Ing. Germán Rocha Maldonado
SUPLENTE:	Ing. Julio Miguel Torrico Tapia
Por las Empresas Distribuidoras	
TITULAR:	Ing. Raúl Saavedra Careaga
SUPLENTE:	Ing. René Cruz Martínez
Por los Consumidores No Regulados	
TITULAR:	Ing. Samuel E. Nin Zabala
SUPLENTE:	Ing. Francisco Raúl Tapia Zabala

FUNCIONES

Comité de Representantes

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 Nº 26093, de fecha 2 de marzo de 2001.

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.

Órgano Técnico Administrativo

De acuerdo a lo descrito en el “Reglamento de Funciones y Organización del CNDC” se establecen como principales funciones del Órgano Técnico Administrativo:

- ◆ Coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga en tiempo real del SIN, atendiendo la demanda horaria de forma segura, confiable y a costo mínimo.
- ◆ Administrar el Sistema Eléctrico Nacional asegurando el funcionamiento, el suministro seguro y confiable, basados en principios de calidad, velando por el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles para la generación de energía eléctrica y respondiendo a las exigencias de la normativa vigente. Promoviendo, el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica nacional, asegurando la confianza de los Agentes del MEM que realizan transacciones de compra – venta y transporte de energía eléctrica en el SIN, a través de la elaboración del balance valorado del movimiento de electricidad resultante de la operación integrada, garantizando los derechos y obligaciones que les faculta la Ley de Electricidad, sus reglamentos y demás disposiciones vigentes.
- ◆ Planificar la Expansión Óptima de SIN, bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, buscando el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica, aprovechando las fuentes energéticas de forma racional y promoviendo las condiciones de acceso universal al servicio de energía eléctrica, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda futura, manteniendo los niveles de calidad requeridos por las condiciones de desempeño mínimo a menor costo.

El Órgano Técnico Administrativo, cuenta con un equipo de profesionales técnicos altamente capacitados, experimentados y especializados en análisis de sistemas eléctricos de potencia, programación operativa, optimización de sistemas hidrotérmicos, despacho de carga en tiempo real, planificación de sistemas eléctricos, administración de sistemas eléctricos, sistemas de medición y administración de transacciones económicas en mercados eléctricos; lo cual permite mantener un alto grado de desempeño durante las 24 horas del día y los 365 días del año.



Nuestro personal está comprometido con los valores institucionales de brindar un servicio con integridad, lealtad, imparcialidad, transparencia, confidencialidad, responsabilidad, trabajo en equipo, vocación de servicio, equidad y adaptación al cambio.

RECURSOS

El CNDC cuenta con una infraestructura especial de comunicaciones que cubre todos los nodos de interconexión del SIN, un Sistema de Medición Comercial que le permite obtener información horaria sobre Inyecciones y Retiros aplicables a las Transacciones Económicas en cualquier punto y un Sistema de Control SCADA. Asimismo, cuenta con herramientas informáticas especializadas para realizar de manera óptima la previsión a corto, mediano y largo plazo, la medición comercial de energía, la planificación y el análisis posterior al despacho de carga.

PARTICIPACIÓN DEL CNDC EN LA CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR

El CNDC ha continuado apoyando activamente el rol protagónico que tiene el Estado Plurinacional dentro del desarrollo de la industria eléctrica y los lineamientos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Sectorial de Electricidad, que impulsan 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 emergan 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 se ha apoyado a los distintos órganos gubernamentales, participando en el tratamiento del marco general de la nueva Ley de Electricidad, con la planificación energética de nuestro país, coadyuvando a que las políticas públicas que se apliquen, aseguren un abastecimiento energético eficiente en el futuro.

INFORME DE LA GESTIÓN 2010

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 Nº 29549 y Nº 29624 y el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, se han cumplido las siguientes funciones específicas del Comité Nacional de Despacho de Carga:

PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

En la gestión de 2010 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 MEM. En esta gestión, la demanda de energía ha sido ligeramente superior (0.75%) a la prevista; por otro lado, dentro de los márgenes razonables de variación, se ha registrado una potencia ligeramente mayor a la prevista.

En general, los resultados permiten concluir que en el año 2010, el sistema operó en algunos períodos con niveles de reserva menores a los requeridos, debido a que no se concretó el ingreso del proyecto Ciclo Combinado, previsto para el 1º de mayo de 2010; en este sentido, es importante mencionar que por algunos días del mes de noviembre no se contó con potencia de reserva en el SIN debido a que, además de los mantenimientos programados



Oficinas CNDC



del mes se presentaron indisponibilidades forzadas significativas en el parque generador y hubo unidades que operaron con potencia limitada, por lo que se tuvo que recurrir a la administración manual de carga y a la regulación de voltaje; esto influyó en la desviación de la demanda prevista respecto a la real, sobretodo en la potencia coincidental.

Por otra parte, de acuerdo a 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 2010 fue del orden del 2.2%.

DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2010, ha sido realizada en general de forma adecuada, lográndose mantener un suministro de energía seguro y confiable para todos los consumidores, a lo largo de casi todo el año, con algunos problemas a partir del mes de octubre, cuando se han confrontado algunas deficiencias en el suministro de energía en los bloques medio y alto, originados principalmente por la prolongada indisponibilidad de unidades generadoras como ser:

- ◆ La indisponibilidad forzada y programada de las unidades térmicas como GCH09, GCH10 y GCH11.
- ◆ La indisponibilidad programada de la unidad ERI02 por trabajos por parte del proveedor de las turbinas dentro del periodo de garantía.
- ◆ La indisponibilidad programada de la unidad KAR por mantenimiento mayor.
- ◆ La indisponibilidad programada de la unidad CHJ por control geodésico interno del túnel de Cacapi.



Sala de Control del CDC

Otros aspectos que tuvieron una influencia significativa fueron la baja hidrología registrada en los sistemas Zongo y Taquesi y el registro de temperaturas muy altas en el área Oriental (Santa Cruz, Entre Ríos, Carrasco y Bulo Bulo) lo que provocó una demanda mayor a la estimada y la consecuente reducción en la oferta de generación.

Debido a las razones expuestas, para poder brindar un servicio continuo, fue necesario operar el parque generador a su máxima potencia, sin reserva rotante, controlar la demanda mediante la reducción de voltaje de operación, en Santa Cruz, Cochabamba y La Paz y en última instancia reducir la demanda mediante el retiro manual de carga.

La operación, en las condiciones mencionadas, exigió realizar análisis detallados a través de la Programación Estacional, Semanal y Diaria, del uso de los embalses en los sistemas Zongo, Miguillas y Corani, de modo de suplir las deficiencias en el parque térmico. Fue necesaria también, una estrecha coordinación con los Agentes, para la programación y realización de los mantenimientos.

Durante la gestión 2010, se presentó una situación de colapso del área Sucre, en ocasión del siniestro que se presentó en las barras de 10 kV de la central Aranjuez.

ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD

Uno de los objetivos del CNDC es procurar la mejora continua en la confiabilidad de suministro en el SIN y cumplir con las Condiciones de Desempeño Mínimo. En este sentido durante la gestión 2010 se destacan las acciones siguientes:

- ◆ Capacitación teórica y sintonización de las funciones EMS del sistema SCADA, al personal del Centro de Despacho de Carga por la empresa XM.
- ◆ Entrenamiento en uso del programa de coordinación de protecciones CAPE por la firma ELECTROCON.



Cursos de Capacitación - CNDC



Visita de Estudiantes - CNDC

- ◆ Revisión y actualización de las Normas Operativas que tienen que ver con la restitución del SIN.
- ◆ Contratación de servicios para la ampliación de la central telefónica para mejorar el sistema de comunicación de voz entre el CDC y los centros de control de los Agentes.
- ◆ Contratación de servicios del SENAMHI para el seguimiento a las condiciones climáticas.

TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM

El procesamiento de la gestión económica de la operación ha sido realizada 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 Decreto Supremo N° 0071, aprobadas por el CNDC y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE):

- ◆ Norma Operativa N° 7 “Indisponibilidad de Unidades Generadoras”.
- ◆ Norma Operativa N° 10 “Transacciones Económicas de Agentes del MEN que Operan Fuera del Sistema Troncal de Interconexión”.
- ◆ Norma Operativa N° 12 “Determinación del Costo Marginal en Casos de Operación no Coordinada con el CNDC”.
- ◆ Norma Operativa N° 14 “Cálculo de Tasa Arancelaria de Equipo Electromecánico”.
- ◆ Norma Operativa N° 15 “Determinación de la Reserva Fría”.
- ◆ Norma Operativa N° 16 “Grabación de Conversaciones Telefónicas Operativas en el Centro de Despacho de Carga”.
- ◆ Norma Operativa N° 17 “Protecciones”.
- ◆ Norma Operativa N° 19 “Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta”.

Las siguientes normas fueron modificadas y enviadas a la AE para su aprobación:

- ◆ Norma Operativa Nº 2 “Determinación de la Potencia Firme”.
- ◆ Norma Operativa Nº 6 “Restitución del Sistema Interconectado Nacional”.
- ◆ Norma Operativa Nº 8 “Sistema de Medición Comercial”.
- ◆ Norma Operativa Nº 18 “Remuneración por uso de la Transmisión del STI”.
- ◆ Norma Operativa Nº 20 “Habilitación de Agentes para Operar en el Mercado Eléctrico Mayorista”

SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL – SMEC

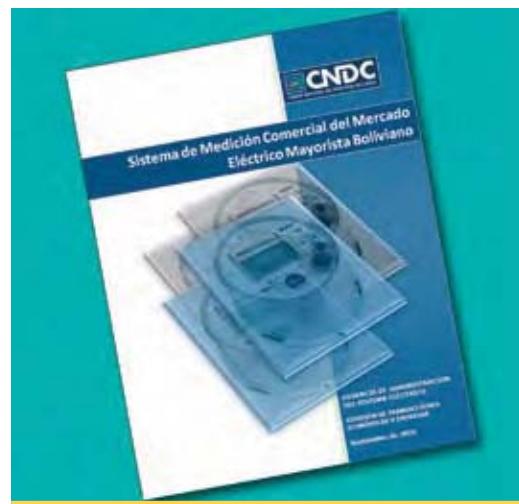
Este sistema constituye una parte fundamental dentro del proceso de elaboración de las transacciones económicas del MEM, puesto que permite obtener los registros de medición de energía, potencia, y otros parámetros eléctricos en intervalos de 15 minutos, de los equipos de medición instalados por los Agentes del MEM en los distintos nodos de Inyección y Retiro del STI, a fin de realizar la valorización económica de las transacciones que se efectúan entre Agentes del MEM.

La gestión automática de la medición, considerada satisfactoria desde el año 2004, ha permitido realizar las siguientes actividades durante el año 2010:

- ◆ Pruebas de comunicación remota.
- ◆ Validación de la información de los registros de medición de los Agentes del MEM.
- ◆ Instalación de medidores de respaldo y pruebas de comunicación con los mismos.



Medidor Subestación Vinto - ELFEO



Revista SMEC - CNDC



- ◆ 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.

Se destaca también, que dentro de las actividades del CNDC como Administrador del MEM, se ha realizado el Proceso de Revisión y Verificación de equipos que conforman el SMEC. Para ello, mediante Resolución CNDC 273/2010-4 el Comité de Representantes al CNDC, aprobó la contratación de la empresa LACEEL para prestar servicios especializados de revisión y verificación metrológica a los medidores que forman parte del SMEC. Dicha actividad fue ejecutada y supervisada satisfactoriamente por el CNDC a partir de octubre de 2010, para lo cual se realizaron las pruebas mencionadas en todos los medidores de energía eléctrica que conforman el SMEC que se encuentran instalados en distintas Subestaciones del STI; coordinándose la ejecución de estos trabajos con los Agentes del MEM que son propietarios de dichos equipos de medición. El desarrollo de los trabajos de revisión y verificación metrológica consideró la aplicación de los márgenes establecidos en las Normas IEC 62052-11:2003 e IEC 62053-22:2003.

MEDICIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA

Durante la presente gestión, con el propósito de efectuar un mejor control a la potencia efectiva del parque generador, el CNDC dio cumplimiento a las Normas Operativas N° 31, N° 32 y N° 33, logrando de esta manera efectuar las mediciones de potencia efectiva y determinación de la demanda total de consumos propios



Subestación Atocha



Central Entre Ríos

en Centrales de Generación Hidro y Termoeléctrica, así como también determinar el Heat Rate en Centrales de Generación Termoeléctrica. Para ello, el SMEC tuvo un rol importante en lo que se refiere a las mediciones de parámetros eléctricos, tanto en bornes de generación como también en nodos del STI. Los trabajos fueron realizados por el CNDC en coordinación con los Agentes Generadores para las distintas centrales de generación que inyectan energía al SIN, asegurando el cumplimiento de la normativa vigente.

PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SIN (POES 2011-2021)

Como parte de las funciones del CNDC en el ámbito de la planificación, se concluyó en el mes de diciembre de 2010, el POES 2011-2021, en coordinación con las instituciones y agentes 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 financiera, así como 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 del mercado eléctrico, empresas estatales del sector energético, además de encontrarse actualmente publicado en el sitio Web del CNDC.

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, con otras fuentes para la generación de energía eléctrica, para lo cual el país está obligado a incurrir en una subvención a la inversión inicial de estos proyectos, permitiendo



al Estado lograr ahorros importantes en el consumo de gas natural utilizado en el sector eléctrico. Este gas que se ahorra podría ser exportado, generando beneficios que compensan ampliamente el costo de la inversión de proyectos en el sector eléctrico.

- ◆ 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.
- ◆ El resultado de la expansión óptima del sistema no solamente permitirá atender la demanda en forma adecuada, sino también una disminución de las tarifas de energía eléctrica en el tiempo.
- ◆ El Plan prioriza una cartera de proyectos de emergencia para minimizar el riesgo y garantizar la confiabilidad y continuidad de suministro de energía eléctrica en el país.

Adicionalmente en el marco de las actividades incluidas dentro el POA 2010 y el Plan Estratégico Institucional (PEI), se realizó el “Diagnóstico de la Demanda de los Sistemas Eléctricos Yacuiba - Villamontes y Tupiza - Villazón” sobre las características del “Sistema Aislado del Chaco” y el “Diagnóstico de la demanda Proyecto Piloto Litio y Empresa de Cemento de Bolivia zona de los Lípez”, dichos análisis fueron considerados e incorporados en el POES 2011-2021.

Otro de los objetivos del Plan Estratégico Institucional es el de identificar problemas potenciales de abastecimiento en el SIN, en este ámbito se presentó el Informe CNDC 18/10 “Curvas de Aversión al Riesgo” que contiene una propuesta de metodología para el manejo de los embalses del área Norte (La Paz y Beni) mejorando de esta manera la confiabilidad de abastecimiento del área. Este informe fue aprobado por el Comité de Representantes el 30 de Abril de 2010 y fue puesto a consideración de las autoridades competentes.



Línea Pichu - Chusipata

También se han presentado al Comité de Representantes varios informes de evaluación de proyectos:

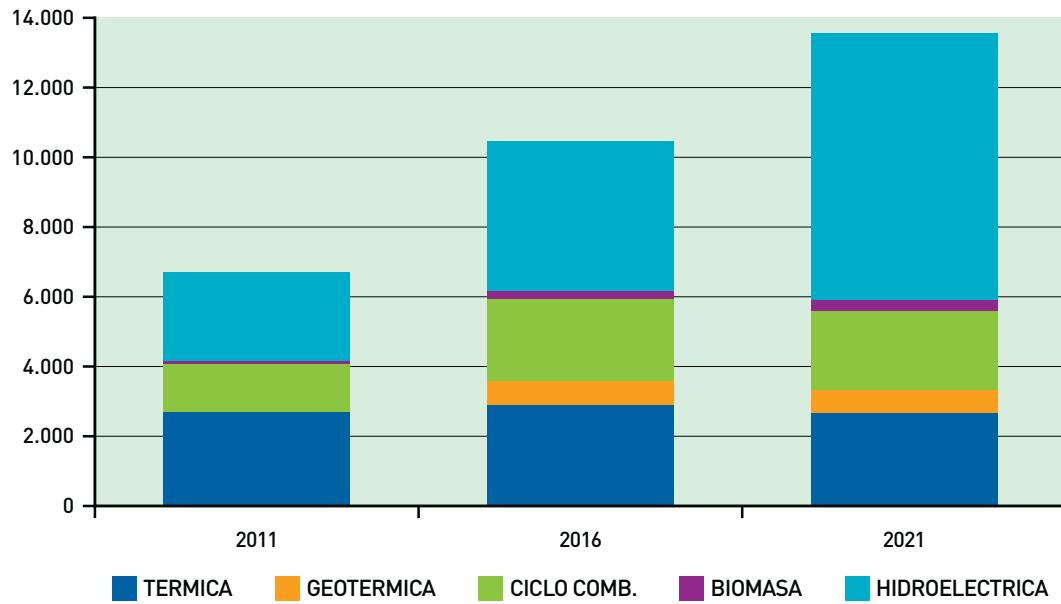
- ◆ Informe Nº CNDC 09/10 “División de la línea Carrasco-San José en Chimoré” que consiste en convertir la actual configuración tipo “Tap” de la Subestación Chimoré, en una subestación de maniobra en la configuración tipo anillo, con la implementación de dos nuevas bahías de línea, que dividan la línea actual Carrasco-San José 230 kV en las líneas Carrasco-Chimoré y Chimoré - San José y la adecuación de sus instalaciones existentes. Este proyecto fue aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social mediante Resolución AE 441/2010.
- ◆ Informe Nº CNDC 16/10 “Ampliación Subestación Arocagua” que consiste en la conexión de la actual línea Corani - Valle Hermoso 115 kV a la subestación Arocagua, que en su recorrido ingresa hasta la misma subestación. De esta manera, la línea Corani - Valle Hermoso 115 kV quedaría dividida en los tramos: Corani - Arocagua y Arocagua - Valle Hermoso. Este informe fue aprobado por el Comité de representantes el 23 de Abril de 2010 y por la Autoridad de Fiscalización y Control Social mediante Resolución AE 036/2011.
- ◆ Informe Nº CNDC 21/10 “Adecuación del Sistema Larecaja” (actualización Informe CNDC 11/10) que consiste en habilitar en la subestación Chuspipata dos bahías con interruptores de operación monopolar y sistemas de protección hacia Chuquiaguillo y Pichu, habilitar una bahía de línea a Chuspipata en la subestación Caranavi y en sustituir el interruptor de mando tripolar por uno de mando monopolar en la línea Caranavi de la subestación Chuspipata. Este proyecto fue aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social mediante Resolución AE 501/2010.
- ◆ Informe CNDC Nº 36/10 que corresponde a la evaluación económica del proyecto “Elevación de tensión de la línea Potosí – Punutuma” que consiste en elevar la tensión de esta línea de 69 kV a 115 kV que incrementará la capacidad de transmisión de 30 MW a 74 MW y permitirá mejorar los perfiles de tensión en el sistema Sur ante la desconexión de la línea Catavi-Potosí 115kV. Este proyecto fue aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social mediante Resolución AE 589/2010.



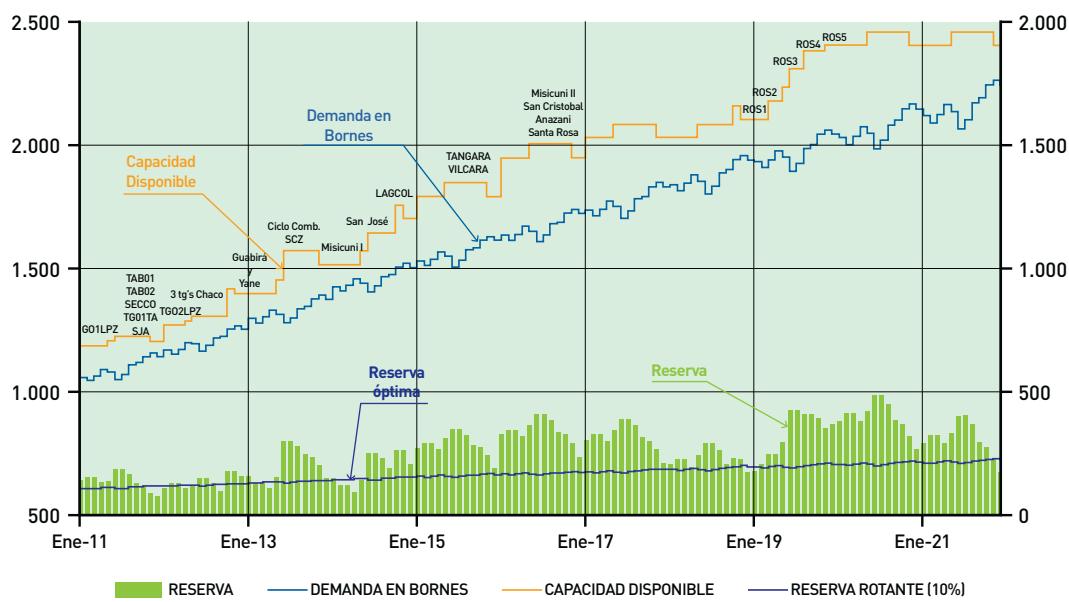
Medidor Línea Santivañez - Sucre

En el POES 2011-2021 se presenta un cambio significativo de la matriz energética del sector eléctrico, posibilitándose un desarrollo sostenible:

Proyección de Energía Generada por Fuente (Gwh) 2011- 2021



El POES 2011-2021 busca que la demanda de energía eléctrica se atienda en forma adecuada:
Evolución Balance de Potencia del SIN (Mw) 2011- 2021



En forma general el POES, 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, armonizando los principios de acceso y universalización del servicio de electricidad, así como los criterios de eficiencia y sostenibilidad en el crecimiento del parque generador y de transmisión, aprovechando las fuentes energéticas de forma racional y sostenible.

El POES propuesto, busca mejorar la confiabilidad de suministro al diversificar las fuentes de energía eléctrica y facilitar la implementación de proyectos con tecnologías como el ciclo combinado, las plantas hidroeléctricas y el proyecto geotérmico de Laguna Colorada. Asimismo, demuestra que la inversión en dichos proyectos es viable para el país, a través de su apalancamiento con los ingresos por la exportación de gas, lo cual pone en manifiesto la factibilidad de su implementación, además de permitir la disminución del impacto tarifario actual para el usuario final; tiene la ventaja de diversificar la matriz energética y de disminuir el consumo de gas en el sector eléctrico y por consiguiente disminuir la subvención que realiza el Estado Boliviano al servicio de energía eléctrica y generar beneficios económicos para el país al aumentar la disponibilidad de gas natural para la exportación.

IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN

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.



Subestación Coboco

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.

Varios estudios realizados por el CNDC recomiendan la incorporación inmediata de un parque de generación adicional, debido a que la oferta de capacidad de generación actual es insuficiente para un suministro seguro y confiable de la demanda.

INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES

El CNDC ha realizado el análisis técnico y económico de las nuevas instalaciones que los Agentes del MEM conectaron al sistema en el año 2010. 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 2010 al SIN, son las siguientes:

- ◆ Subestación Villa 1º de Mayo, ingreso del transformador TRPMA06902 (T2), 69/24.94 kV, 30/37 MVA - CRE.
- ◆ Subestación Bolívar, reemplazo del autotransformador ATBLV069 por el transformador TRBLV06902, 69/24.9 kV, 9/12 MVA – ELFEO.
- ◆ Línea de transmisión TRO-PLM069, 69 kV, 6.304 km – CRE.
- ◆ Subestación Palmar, ingreso del transformador TRPLM06901, 69/26.145 kV, 28/37 MVA - CRE.
- ◆ Subestación Quillacollo, ingreso del transformador TRQUI11502, 115/24.9 kV, 18/25 MVA - ELFEC.
- ◆ Subestación Avenida Arce, ingreso del transformador TRAAR06902, 69/7.275 kV, 15/20 MVA - ELECTROPAZ.
- ◆ Línea de transmisión CRN-YUC115, 115 kV, 105 km – ENDE.
- ◆ Subestación Yucumo, ingreso del transformador TRYUC11501, 115/34.5 kV, 3 MVA - ENDE.
- ◆ Línea de transmisión ERI-CAR230, 230 kV, 1.5 km – ENDE ANDINA.
- ◆ Central Entre Ríos, ingreso de las unidades termoeléctricas: ERI02, 32.75 MVA, 11 kV, ERI03, 32.75 MVA, 11 kV y ERI04, 32.75 MVA, 11 kV. Transformadores: TRERI23002, 230/11 kV, 26.25/35 MVA, TRERI23003, 230/11 kV, 26.25/35 MVA y TRERI23004,



Subestación Sucre

230/11 kV, 26.25/35 MVA - ENDE ANDINA.

- ◆ Línea de transmisión YUC-SB0115, 115 kV, 40.4 km – ENDE.
- ◆ Subestación San Borja, ingreso del transformador TRSB011501, 115/34.5 kV, 3 MVA - ENDE.
- ◆ Subestación SOBOCE, ingreso del transformador TRVIA06904, 69/6.9 kV, 7.5/10 MVA - ELECTROPAZ.
- ◆ Central Entre Ríos, ingreso de la unidad termoeléctrica ERI01, 32.75 MVA, 11 kV, transformador TRERI23001, 230/11 kV, 26.25/35 MVA - ENDE ANDINA.
- ◆ Línea de transmisión SBO-MOX115, 115 kV, 133.8 km – ENDE.
- ◆ Subestación San Ignacio de Moxos, ingreso del transformador TRMOX11501 en vacío, 115/34.5 kV, 3 MVA - ENDE.
- ◆ Subestación San Ignacio de Moxos, ingreso del Reactor de Línea REMOX11501, 115 kV, 9 MVA - ENDE.
- ◆ Línea de transmisión MOX-TRI115, 115 kV, 90.3 km – ENDE.
- ◆ Subestación Trinidad, ingreso del transformador TRTRI11501, 115/24.9 kV, 25 MVA - ENDE.
- ◆ Subestación Tablachaca, reemplazo del transformador TRTAB069, 69/25 kV, 3 MVA - ELFEO.
- ◆ Subestación Velarde II, ingreso del transformador TRVEL06909 (T9), 69/24.9 kV, 7.5 MVA - SEPSA.



- ◆ Subestación Sucre, ingreso del transformador TRSUC06901, 69/24.9 kV, 25/31.5 MVA – CESSA.

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.

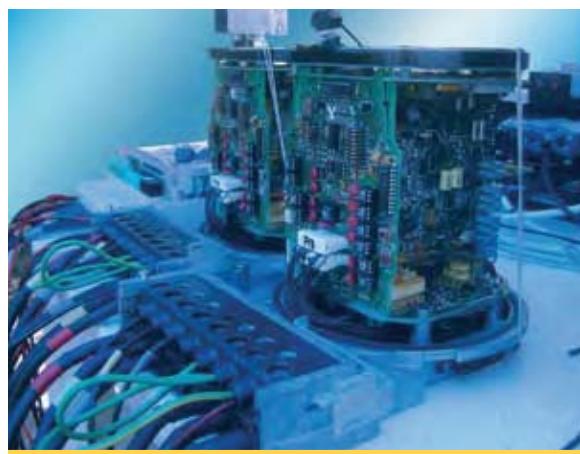
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN

A nivel de infraestructura de redes y comunicaciones, el 2010 se implementó un proyecto de cambio de la red de comunicaciones interna subiendo las tasas de transferencia de información mediante la implementación de cableado categoría 6 certificada y documentada con la respectiva limpieza de ductos y cableado antiguo.

La infraestructura de los sistemas enlaza una serie de aplicativos de software comercial especializado y programas de desarrollo interno únicos que permiten planificar la operación del SIN, supervisar en tiempo real y administrar las transacciones efectuadas entre agentes del MEM, respondiendo con resultados confiables y oportunos según los plazos establecidos por ley.

El sitio WEB se mantiene como el medio de publicación oficial del CNDC para con los Agentes y autoridades del sector eléctrico, por lo que se ha procedido a un control más riguroso de su disponibilidad realizando pruebas en coordinación con el proveedor del servicio. Asimismo, nuestro sitio WEB permite al público en general, conocer la información del comportamiento del sector eléctrico nacional.

Al interior del CNDC, se ha mejorado el medio de comunicación institucional a través de un buscador de contenido, logrando acceder con mayor facilidad a información institucional relevante.



Calibración Medidores



Sala de Control del - CDC

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC

Por sexto año consecutivo, el CNDC mantiene su certificación bajo la norma internacional ISO 9001:2008 "Sistemas de Gestión de la Calidad", después de obtener un informe favorable de auditoría de seguimiento realizada el mes de Septiembre por la firma UNIT – AENOR del Uruguay.

Dentro del proceso de mejora continua, el 2010 se ha iniciado la actualización del contenido y la homogeneización de los procedimientos, profundizando en responsabilidades, productos y estandarización particularmente en los procedimientos de calidad que permiten la administración del SGC.

Se ha mejorado la normativa administrativa del sistema mediante la creación del "Reglamento del Comité de Calidad", para definir claramente funciones y responsabilidades de sus integrantes.

El CNDC ha ido fortaleciendo la cultura de la calidad en la organización, mediante la participación directa del Representante de la Dirección.



ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

Con el objetivo de profundizar en los criterios de Transparencia y en virtud a nuevas definiciones del Gobierno, se ha reestructurado la unidad de Auditoría Interna, modificándose la misma a Unidad de Control, Transparencia y Auditoría Interna. El criterio de Transparencia se aplica en la determinación, gestión y difusión de los resultados obtenidos de los servicios que otorga el CNDC mismos que se realizan cumpliendo procedimientos definidos en el SGC, publicándose los mismos a través de la página WEB institucional. Así mismo se ha iniciado la elaboración de una Política de Administración de la Información para el CNDC tomando como marco referencial el Proyecto de Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

Con el fin de resguardar la seguridad de nuestras instalaciones, se han instalado cámaras de seguridad en las distintas áreas comunes del edificio.

Para concluir la gestión, se ha participado por segundo año consecutivo en la Campaña “Iluminemos Bolivia”, organizada por iniciativa de la Autoridad de Fiscalización y Control Social, en la que nuevamente se procedió a iluminar la Plazuela Cobija de Cochabamba.

RECURSOS HUMANOS

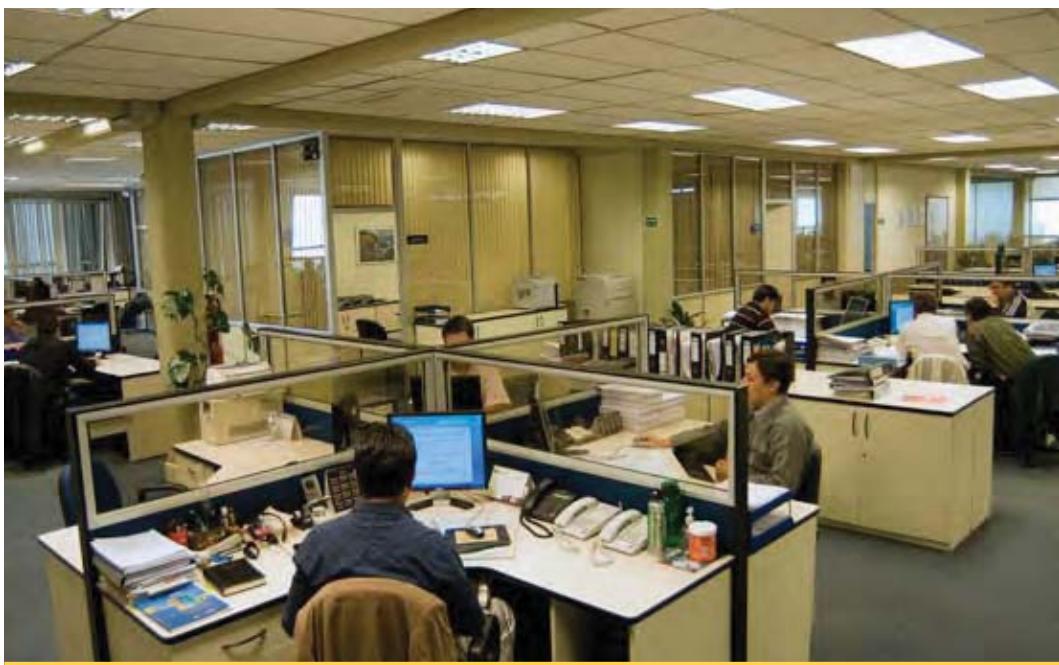
En la gestión 2010, se ha efectuado la contratación del personal necesario, para completar la plantilla definida en la Estructura Organizacional del CNDC, siendo necesaria la contratación de una consultoría para la actualización del Sistema de Evaluación de Desempeño y el Estudio de Definición de Cargos y actualización de la escala salarial.

RESOLUCIONES DEL CNDC

Durante el año 2010, el CNDC ha emitido 68 resoluciones de cumplimiento obligatorio para todos los Agentes, ejerciendo de esta forma su función de Administrador del MEM.

RESULTADOS ECONÓMICOS

El CNDC ejecuta su gestión sobre la base de un Plan Operativo Anual y su respectivo presupuesto. Para la Gestión 2010, el Comité de Representantes en su Sesión N ° 261 de fecha 30 de noviembre de 2009, aprobó el presupuesto por un monto total de bolivianos 27,342,577. La ejecución presupuestaria al final de la gestión 2010, fue del 98%.



Oficinas CNDC

LOGROS INSTITUCIONALES



Diagrama del SIN, MIMICO, Sala de Control del CDC

Despacho de Carga

- ◆ Supervisión del ingreso de instalaciones nuevas al SIN:
 - Caranavi – Trinidad (Marzo - Agosto)
 - Central Entre Ríos (Abril -Junio)
 - Línea y sub estación Palmas (Enero-Febrero)
- ◆ Contratación de servicio de pronóstico y monitoreo condiciones climatológicas
- ◆ Sistema de comunicaciones de voz centralizada
- ◆ Alimentación de la demanda con limitaciones mínimas



Personal CNDC

Investigación – Estudios Especializados

- ◆ Modelos de proyección de la demanda de electricidad
- ◆ Metodología para obtener el programa de expansión óptima del sector eléctrico
- ◆ Plan para la expansión del SIN área sur del país

23

Capacitación Técnica

- ◆ Modelos de optimización energética (MESSAGE)
- ◆ Metodologías de proyección de la demanda
- ◆ Planificación energética
- ◆ Programa de protecciones
- ◆ Mantenimiento y operación de turbinas a gas
- ◆ Economía de Regulación
- ◆ Formación interna: Ingenieros supervisores y Auxiliares (CDC)



Curso de Capacitación CNDC

MEMORIA ANUAL 2010



Propuestas de Mejora de Normativa del Sector

- ◆ Nuevas condiciones de desempeño mínimo
- ◆ Mejora de Reglas de Operación de embalses
- ◆ Calculo de la reserva rotante (En revisión por la AE)

Participación Activa en Actividades del Sector

- ◆ Taller ejecutivo: Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Brasileño
- ◆ Seminario de Energías Renovables

Institucionales

- ◆ Renovación de la certificación SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD – ISO 9001:2008
- ◆ Adecuación organizacional de la unidad de Procesos y Tecnologías de la Información
- ◆ Adecuación organizacional de la unidad de Auditoría Interna
- ◆ Capacitación al personal en el idioma Quechua
- ◆ Proceso de formación personal administrativo: SINCON, SIGMA
- ◆ Mobiliario completo



Curso de Capacitación CNDC



Curso de Capacitación CNDC



Edificio del CNDC - Foto M. RUIZ

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

DEL 1° DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

(Expresado en Bolivianos)

EGRESOS	PRESUPUESTO APROBADO Bs	PRESUPUESTO NETO Bs	EJECUCIÓN Bs	SALDO NETO Bs
Salarios	12,995,655	12,995,655	12,722,956	272,699
Alquileres	6,780,766	5,899,267	5,870,192	29,075
Consultoría	711,242	618,781	481,894	136,887
Capacitación	609,363	588,092	578,220	9,872
Servicios	1,546,563	1,427,052	1,483,428	(56,376)
Gastos del CNDC	235,431	225,504	215,778	9,726
Materiales	148,470	129,169	146,998	(17,829)
Gastos varios	84,840	75,189	112,101	(36,912)
Inversiones	<u>1,096,557</u>	<u>1,009,059</u>	<u>883,365</u>	<u>125,694</u>
Sub Total	<u>24,208,887</u>	<u>22,967,768</u>	<u>22,494,932</u>	<u>472,836</u>
Impuestos no compensados	<u>3,133,690</u>	<u>3,133,690</u>	<u>3,042,610</u>	<u>91,080</u>
Totales	<u>27,342,577</u>	<u>26,101,458</u>	<u>25,537,542</u>	<u>563,916</u>

25

MEMORIA ANUAL 2010

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

Lic. Martha Azero Alvarez
JEFE UNIDAD ADM.
Y UNIDAD

Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE

DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO



Grant Thornton
Acevedo & Asociados

Acevedo & Asociados Consultores
de Empresas S.R.L.

Calle Guzmán No. 2015
Esq. Av. Benítez
P.O. Box: 6707
Santa Cruz, Bolivia
T +591 3 3436838

Avenida Ballivián No. 838
Edificio "Las Torres del Sol" (Mizanini)

P.O. Box: 512
Cochabamba, Bolivia

T +591 4 4520022

Avenida 6 de Agosto No. 2577 Edificio

"Las Dos Torres" (11^o Piso)

P.O. Box: 2806

La Paz, Bolivia

T +591 2 2434343

www.acevedobolivia.com

Dictamen del auditor independiente

A los Señores
Presidente y Representantes del
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
Cochabamba - Bolivia

Hemos examinado el balance general del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2010, y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1^o de enero y el 31 de diciembre de 2010 que se acompañan. Estos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) son responsabilidad de la Presidencia del Comité. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Los estados financieros del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2009 fueron examinados por otros auditores, cuyo informe de fecha 19 de febrero de 2010, expresó una opinión sin salvedades sobre esos estados.

Efectuamos nuestro examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas. Estas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener razonable seguridad respecto a si los estados financieros están libres de presentaciones incorrectas significativas. Una auditoría incluye examinar, sobre una base de pruebas, evidencias que sustenten los importes y revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la 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 al 31 de diciembre de 2010 antes mencionados presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación patrimonial y financiera del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2010, los resultados de sus operaciones, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1^o de enero y el 31 de diciembre de 2010 de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.

De acuerdo con el Decreto Supremo N° 0071 del 9 de abril de 2009, se 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 del 21 de diciembre de 1994 de Electricidad y sus reglamentos, en tanto no contradigan lo dispuesto en la CPIB. Asimismo, establece que el Presidente del CNDC es designado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Como se describe en la nota 1 a los estados financieros, en fecha 1 de mayo de 2010 se emitió el D.S. 0493 y D.S. 0494 donde se procede con la nacionalización a favor de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) en representación del Estado Plurinacional de Bolivia el paquete accionario en las empresas CORANI S.A., VALLE HERMOSO S.A., GUARACACHI S.A.Y ELFEC S.A., siendo estas parte del Comité.

ACEVEDO & ASOCIADOS
CONSULTORES DE EMPRESAS S.R.L.
MIEMBRO DE GRANT THORNTON INTERNATIONAL LTD


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

Cochabamba, 15 de marzo de 2011



BALANCE GENERAL A 31 DE DICIEMBRE DE 2010

(Expresado en Bolivianos)

	2010 Bs	2009 (Reexpresado) Bs
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Disponible	1,247,986	2,737,472
Disponible comprometido	2,105,242	5,218
Cuentas por cobrar agentes	2,547,300	2,645,891
Anticipo impuestos	7,693	738
Cuentas por cobrar al personal	7,853	27,721
Cuentas por cobrar varios	<u>7,884</u>	-
Total activo corriente	<u>5,923,958</u>	<u>5,417,040</u>
ACTIVO NO CORRIENTE		
Activo fijo neto	6,437,213	6,939,670
Inversiones	75,649	76,976
Activo fijo diferido	<u>196,363</u>	<u>99,830</u>
Total activo no corriente	<u>6,709,225</u>	<u>7,116,476</u>
TOTAL ACTIVO	<u>12,633,183</u>	<u>12,533,516</u>

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

Lic. Martha Azero Alvarez
JEFE UNIDAD ADM.
Y UNIDAD

Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE

	2010 Bs	2009 (Reexpresado) Bs
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas por pagar agentes	573,219	608,825
Proveedores	672,858	166,252
Cuentas por pagar varios	7,134	5,286
Obligaciones tributarias	197,558	266,712
Obligaciones sociales	904,111	888,494
Previsión para obligaciones varias	300,000	203,508
Total pasivo corriente	2,654,880	2,139,077
PASIVO NO CORRIENTE		
Previsión para indemnizaciones	<u>2,208,776</u>	<u>1,823,403</u>
Total pasivo no corriente	<u>2,208,776</u>	<u>1,823,403</u>
TOTAL PASIVO	<u>4,863,656</u>	<u>3,962,480</u>
PATRIMONIO		
Reserva patrimonial	1,000,000	1,000,000
Ajuste de capital	213,968	213,984
Reserva por resultado de inversiones	6,011,759	6,138,403
Ajuste de reservas patrimoniales	306,574	308,819
Resultado de la gestión	<u>237,226</u>	<u>909,830</u>
Total patrimonio	<u>7,769,527</u>	<u>8,571,036</u>
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	<u>12,633,183</u>	<u>12,533,516</u>

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

Lic. Martha Azero Alvarez
JEFE UNIDAD ADM.
Y UNIDAD

Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE

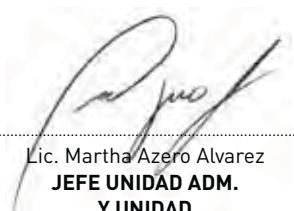
ESTADO DE RESULTADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2010

(Expresado en Bolivianos)

	2010 Bs	2009 (Reexpresado) Bs
INGRESOS DE OPERACIÓN		
Cuotas ordinarias agentes	<u>22,899,951</u>	<u>23,299,525</u>
Total ingresos	<u>22,899,951</u>	<u>23,299,525</u>
EGRESOS DE OPERACIÓN		
Gastos de administración	(12,365,984)	(11,847,451)
Costo de operación en despacho	(11,249,396)	(10,408,186)
Costos no operativos	-	(7,484)
Costos financieros	<u>(5,961)</u>	<u>(3,318)</u>
Total egresos de operación	<u>(23,621,341)</u>	<u>(22,266,439)</u>
Utilidad operativa	<u>(721,390)</u>	<u>1,033,086</u>
OTROS INGRESOS (EGRESOS)		
Intereses percibidos	1,274	9,884
Ingresos varios	2,400	5,843
Ingresos de gestiones anteriores	660	-
Excedentes presupuestarios	1,020,790	18,157
Gastos varios	(76,009)	(60,677)
Amortizaciones y castigos	-	(2,601)
Rendimientos financieros	13,192	113,430
Mantenimiento de valor	(297)	(80)
Diferencia de cambio	(245)	(2,723)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	<u>(3,149)</u>	<u>(204,489)</u>
Total otros ingresos	<u>958,616</u>	<u>(123,256)</u>
RESULTADO DE LA GESTIÓN	<u>237,226</u>	<u>909,830</u>



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



Lic. Martha Azero Alvarez
JEFE UNIDAD ADM.
Y UNIDAD



Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010

(Expresado en Bolivianos)

	2010 Bs	2009 (Reexpresado) Bs
FONDOS PROVENIENTES DE LAS OPERACIONES		
Resultado de la gestión	237,226	909,830
Ajustes para reconciliar la utilidad neta a los fondos provistos por las operaciones		
Depreciación activo fijo	1,108,144	1,004,704
Previsión para indemnizaciones	805,721	804,287
Ajuste por reserva resultado de inversión	(126,644)	-
Reclasificación de cuentas patrimoniales	(894,146)	-
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(53,360)	423,751
	<u>1,076,941</u>	<u>3,142,572</u>
Cambios en activos y pasivos que originan movimiento de fondos		
Disminución (incremento) en activos		
Disponible comprometido	(2,100,024)	(4,458)
Cuentas por cobrar agentes	98,591	(448,352)
Anticipo de impuestos	(6,955)	3,435
Cuentas por cobrar al personal	19,868	13,704
Cuentas por cobrar varios	(7,884)	42,396
Incremento (disminución) en pasivos y patrimonio		
Pago beneficios sociales	(388,915)	(96,702)
Cuentas por pagar agentes	(35,606)	(4,261,461)
Proveedores	506,606	(680,531)
Cuentas por pagar varios	1,848	(5,406)
Obligaciones tributarias	(69,153)	103,109
Obligaciones sociales	15,618	133,108
Provisión para obligaciones varias	96,491	97,004
Total fondos provenientes de las operaciones	<u>(792,574)</u>	<u>(1,961,582)</u>
FONDOS APLICADOS A ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adiciones de activos fijos	(598,658)	(1,289,525)
Activo diferido	(98,254)	-
Baja de activos fijos	-	3,321
Total fondos aplicados a actividades de inversión	<u>(696,912)</u>	<u>(1,286,204)</u>
Incremento (Disminución) de fondos durante el período	(1,489,486)	(3,247,786)
Disponible al inicio de la gestión	2,737,472	5,985,258
Disponible al cierre de la gestión	<u>1,247,986</u>	<u>2,737,472</u>

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

Lic. Martha Azero Alvarez
JEFE UNIDAD ADM.
Y UNIDAD

Ing. Arturo Iporre Salguero
PRESIDENTE

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2010

Naturaleza y Objeto

El Comité Nacional de Despacho de carga (CNDC) es una entidad sin fines de lucro, fue creado según lo dispone el artículo 18 de la Ley 1604 (Ley de Electricidad) del 21 de diciembre de 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 – Bolivia.

El Decreto Supremo N° 0071 del 9 de abril de 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 del 21 de diciembre de 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



Embalse Zongo - La Paz



Ciudad de Sucre - Foto © M. RUIZ



Torre de Alta Tensión



Según el D.S. 0493 de fecha 1 de mayo de 2010 se procede con la nacionalización a favor de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), en representación del Estado Plurinacional de Bolivia el paquete accionario, de acuerdo a lo siguiente: Se nacionaliza la totalidad de las acciones que conforman el paquete accionario que poseen las sociedades INVERSIONES ECONERGY BOLIVIA S.A., CARLSON DIVIDEND FACILITY S.A., en la empresa CORANI S.A., acciones de THE BOLIVIAN GENERATING GROUP L.L.C. (BGG) en la empresa eléctrica VALLE HERMOSO S.A. y las acciones GUARACACHI AMERICA INC. En la empresa eléctrica GUARACACHI S.A., debiendo transferir y registrar las acciones a favor del Estado Plurinacional de Bolivia bajo la titularidad de ENDE.

Según el D.S. 0494 del 1 de mayo de 2010 se procede con el objeto de la recuperación para el Estado Plurinacional de Bolivia las acciones necesarias en la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A.), a fin de asegurar el control, administración y dirección del Estado en esta empresa. Instruyendo a ENDE para que en representación del Estado Plurinacional de Bolivia realice las acciones suficientes y necesarias para cumplir con el objeto.

Los Decretos mencionados tienen efecto en la Dirección que está a cargo del comité que conforma el Comité Nacional de Despacho de Carga.

Las actividades del Comité se rigen mediante un sistema de administración - contable independiente y su organización y funcionamiento se rigen 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 el efecto, el Comité aprueba un presupuesto anual de gastos y define las cuotas mensuales a ser facturada a los agentes por servicios del despacho de carga en función a las transacciones mensuales económicas de los agentes.



Rebalse - Central Chururaqui

Según el artículo No. 3 del Estatuto del Comité Nacional de Despacho de Carga, su duración es indefinida.

Según Decreto Supremo N° 29624 de fecha 2 de julio de 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.

De acuerdo al Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga, el CNDC, tiene por objeto coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, administrar el Mercado Eléctrico Mayorista, y participar en la planificación de la expansión del SIN con sujeción a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.



Oficinas CNDC

Políticas y Prácticas Contables

Los estados financieros del Comité Nacional de Despacho de Carga, fueron preparados de acuerdo a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Bolivia.

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

Ejercicio

De acuerdo a la Ley 1606 del 22 de noviembre de 1994, la fecha de cierre de gestión para este tipo de empresas es el 31 de diciembre de cada año. El presente informe ha sido elaborado por el ejercicio de 12 meses comprendido entre el 1º de enero al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Estimaciones incluidas en los estados financieros

La preparación de estados financieros, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia, requiere que la Presidencia del Comité realice estimaciones y suposiciones que afectan los montos de activos, pasivos y la exposición de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. Las áreas de mayor



importancia que requieren la utilización de estimaciones son la vida útil del activo fijo y la posibilidad de cobranza de cuentas por cobrar. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones realizadas por la Presidencia del Comité.

Ajustes a moneda constante

Los estados financieros han sido preparados siguiendo las disposiciones establecidas en la Norma de Contabilidad N° 3 del Consejo Técnico Nacional de Auditoria y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia, revisada y modificada el 1º septiembre de 2007 vigente a partir del período anual que inicia el 1º de octubre de 2007, pudiendo aplicar esta norma en período anterior; esta norma fue aprobada y homologada en la Reunión del Segundo Consejo Nacional Ordinario 2007 y promulgado por el Comité Ejecutivo Nacional del CAUB mediante Resolución N° CTNAC 01/2007 de fecha 8 de septiembre de 2007.

De conformidad con la Resolución CTNAC 01/2008 de fecha 11 de enero de 2008, del Consejo Técnico Nacional de Auditoria y Contabilidad, el Comité procedió a efectuar el ajuste por inflación de los rubros no monetarios del Balance General en la gestión 2010 y 2009, en base a la aplicación de la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV). Las cifras del estado de ganancias y pérdidas han sido mantenidas a sus valores históricos, originando una distorsión no significativa en los saldos pero no en el resultado neto del período.

El tipo de cambio aplicado para la realización de los ajustes de reexpresión al 31 de diciembre del 2010, es de Bs 1,56451 por UFV y al 31 de diciembre de 2009 es de Bs 1,53754 por UFV.

Las cifras incluidas en los estados financieros al 31 de diciembre de 2009, fueron reexpresadas a moneda del 31 de diciembre de 2010 para propósitos comparativos, exceptuando las cuentas de patrimonio, las cuales se presentan en moneda nacional de acuerdo a los documentos de constitución, exponiendo la reexpresión en la cuenta ajuste de capital y ajuste de reservas patrimoniales.



Unidad Administrativa y Financiera del CNDC

Según Ley N° 2434 de fecha 21 de diciembre de 2002, se estableció que los créditos y obligaciones impositivas se actualizarán en función a la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), mismo que entró en vigencia a partir de mayo de 2003, según el Decreto Supremo N° 27028. Hasta la mencionada fecha los créditos y obligaciones se actualizaron por el índice de la variación de la cotización del Boliviano con relación al dólar estadounidense.

Moneda extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera se valúan al tipo de cambio vigente a la fecha de cierre al 31 de diciembre de 2010 y 2009 (Bs 7,04 y Bs 7,07 respectivamente). Las diferencias de cambio correspondientes se contabilizan en el resultado del ejercicio.

Activo fijo

Los saldos iniciales, han sido actualizados en función de la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda, entre el inicio y el 31 de diciembre de 2010 y 2009 (Bs 1,56451 y Bs 1,53754 por UFV respectivamente).



Edificio CNDC

Los activos fijos adquiridos a partir del 1º de enero de 2010 y 2009, fueron contabilizados al costo de adquisición, el mismo que fue actualizado al 31 de diciembre de 2010 y 2009, en función de la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda, entre la fecha de compra y la de cierre.

La depreciación de dichos activos antes mencionados se calcula según el método lineal y de acuerdo a los años de vida útil restante de cada bien.

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

Inversiones permanentes

Las inversiones corresponden a cinco líneas telefónicas en COMTECO, se incorporan a su valor de costo, actualizándolas según la variación de la cotización del dólar estadounidense a la fecha de cierre de cada período.



Previsión para indemnizaciones

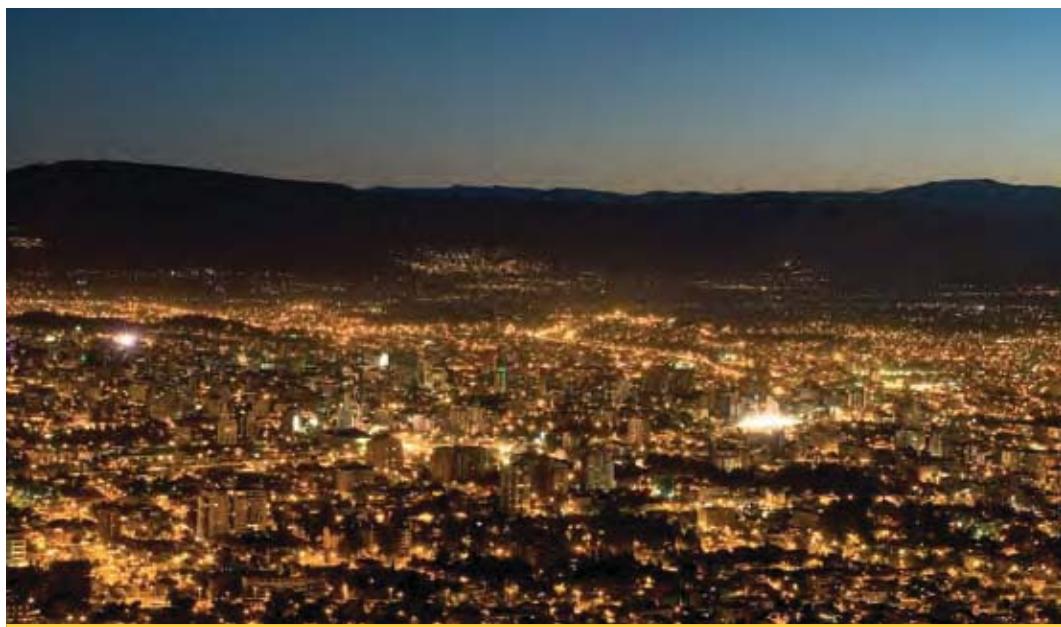
En cumplimiento de disposiciones legales vigentes, el Comité actualiza a fin de cada ejercicio un monto necesario de previsión destinado a cubrir las indemnizaciones de su personal, consistente en un sueldo promedio por cada año de servicio prestado. De acuerdo con la legislación laboral vigente en el país, los empleados que tienen más de 90 días de trabajo ininterrumpido, son acreedores a esta indemnización.

Patrimonio

La institución procedió a ajustar el total del patrimonio, en base a lo dispuesto por la Norma de Contabilidad N° 3 del Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia, revisada y modificada el 1º septiembre de 2007 vigente a partir del período anual que inicia el 1º de octubre de 2007, actualizando en función a la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda con respecto al boliviano. El ajuste correspondiente a las cuentas de patrimonio, se registran en la cuenta “Ajuste por inflación”, de reservas y resultados acumulados en la cuenta “Ajustes de reservas patrimoniales”. La contrapartida de estos ajustes se refleja en la cuenta de resultados “ajuste por inflación y tenencia de bienes”.

Ingresos y gastos

Los ingresos y gastos se contabilizan a través del método del devengado, se reconocen los ingresos y gastos del período independiente si fueron cobrados o pagados



Vista Panorámica de la Ciudad de Cochabamba - Foto © M. RUIZ

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SIN



ÍNDICE

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GESTIÓN 2010	1
PRESENTACIÓN	1
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	3
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	4
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
DEMANDA DE POTENCIA	7
OFERTA DE GENERACIÓN	10
CAPACIDAD DE GENERACIÓN	10
OFERTA DE TRANSMISIÓN	13
DESPACHO DE CARGA	16
EJECUCIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	16
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	19
INYECCIONES DE ENERGÍA	21
POTENCIA MÁXIMA TRANSMITIDA	22
POTENCIA FIRME DE GENERACIÓN Y POTENCIA DE RESERVA FRÍA	22
DESEMPEÑO DEL SISTEMA	24
PRECIOS EN EL MERCADO SPOT	26
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN	26
PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT	27
PRECIOS DE POTENCIA EN EL MERCADO SPOT	27
PRECIOS DE TRANSPORTE EN EL STI	28
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS	29
TRANSACCIONES ECONÓMICAS	30
VENTAS EN EL MEM	30
COMPRAS EN EL MEM	31
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN	31
ESTADÍSTICAS DEL PERÍODO 1996 - 2010	34

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GESTIÓN 2010

PRESENTACIÓN

Durante la gestión 2010, 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 2010 alcanzó el valor más alto en los últimos 15 años, registrándose 5,814.0 GWh que representa un incremento de 417.0 GWh ó 7.7% respecto al año anterior; los Consumidores No Regulados demandaron el 8.4% 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 de 70 MW (7.4% de incremento respecto al año 2009); habiéndose registrado el valor máximo de 1.009.4 MW el día 9 de diciembre del 2010.

La oferta de capacidad de generación tuvo un incremento neto de 93.28 MW, debido a la incorporación de la Central Entre Ríos de la Empresa Ende Andina y debido a las adiciones y reducciones de potencia de las distintas Centrales del SIN identificadas a partir de la medición de Potencia Efectiva realizada durante esta gestión.

La producción de energía fue de 6,085.5 GWh, de la cual, 2,151.4 GWh corresponden a producción hidroeléctrica y 3,934.1 GWh a producción termoeléctrica, que equivale al 35.4% y el 64.6% respectivamente.



Subestación Vinto - TDE

La energía no servida correspondió al 0,035% del consumo anual de energía registrado para la gestión 2010; para el 2009 fue de 0.0096%.

Las ventas valorizadas en el Mercado Spot fueron de 245.04 millones de dólares, monto que corresponde a un incremento del 15,2% respecto a las ventas realizadas el año anterior.

El promedio ponderado del costo marginal de generación durante este año fue de 17.57 US\$/MWh, superior en 3.6% con relación al del año 2009.

En cuanto al sistema de transmisión, de acuerdo con la disposición emitida por el Decreto Supremo N° 0488, se incorporaron al STI las líneas Kenko – Chuquiaguillo 115 kV, Chuquiaguillo – Caranavi 115 kV y Caranavi – Trinidad 115 kV.

Pese a los esfuerzos realizados en el despacho de carga, el suministro de energía en el área Norte no alcanzó los niveles de confiabilidad requeridos, debido principalmente a la ausencia de embalses importantes en la zona, a las limitaciones de transmisión y la ausencia de proyectos de generación adicional en la zona, destacándose la necesidad que se tiene de contar con líneas de transmisión que permitan realizar transferencias considerables de energía desde el Sistema Central. Situación que se ha tornado más crítica con la conexión del sistema de Trinidad.

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 2010, han sido extractados de la información difundida mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.



Central Bulo Bulo

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

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

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) constituye la parte medular del SIN y está conformado por líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y las respectivas subestaciones asociadas.



MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El Mercado Eléctrico Mayorista MEM, está integrado por las empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados, llamados Agentes del MEM, quienes son los que efectúan operaciones de compra y venta de electricidad por medio de contratos de suministro entre Agentes.

Existen dos tipos de transacciones efectuadas en el MEM, una en el mercado de contratos y otra en el mercado SPOT. Las ventas en el mercado de contratos suponen precios acordados entre los Agentes, mientras que las ventas en el mercado SPOT se realizan a precios determinados en el momento de la transacción.



Central Carrasco

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 2010, 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 2010, fueron: Empresa Metalúrgica Vinto, Coboce, Empresa Minera Inti Raymi y Empresa Minera San Cristóbal, ésta última que participa del Mercado de Contratos mediante acuerdos firmados con las Empresas Valle Hermoso y COBEE.

Consumo de Energía Eléctrica

Durante el año 2010, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista presentó un crecimiento de 7.7 % con relación al consumo de energía registrado el año 2009; como se muestra en el Cuadro 1, el consumo de energía registrado en la gestión 2010, alcanzó el valor de 5,814.0 GWh.

CUADRO 1
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA – (GWh)

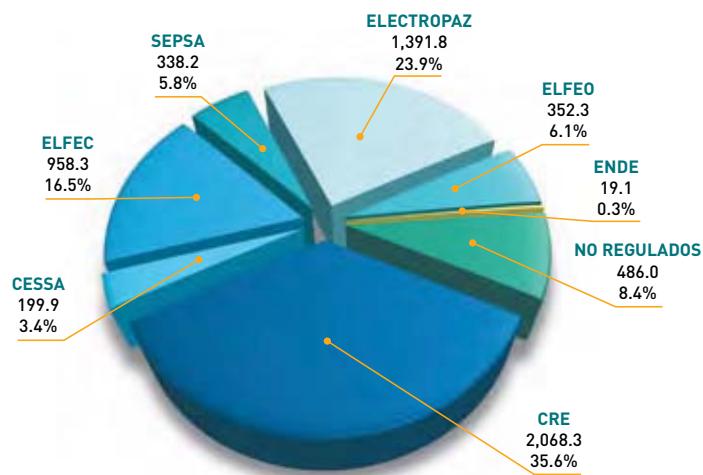
CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2010	2009	
CRE	2,068.3	1,899.6	8.9
CESSA	199.9	190.6	4.9
ELFEC	958.3	883.0	8.5
SEPSA	338.2	286.8	17.9
ELECTROPAZ	1,391.8	1,302.4	6.9
ELFEO	352.3	326.4	7.9
ENDE	19.1	0.0	0.0
NO REGULADOS	486.0	508.2	(4.4)
Total	5,814.0	5,397.0	7.7

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

El consumo de energía en el SIN, está distribuido principalmente en las áreas Oriental (Santa Cruz) con el 35.6 %, Norte (La Paz) con el 24.2 % y el resto del SIN con el 40.2 %. Asimismo, respecto a la gestión anterior, se observa un crecimiento importante en el consumo de energía: SEPSA, CRE, ELFEC, ELFEO, ELECTROPAZ y CESSA; contrariamente los Consumidores No Regulados en su conjunto 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 2010.

GRÁFICO 1
COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM (GWh) - AÑO 2010



De acuerdo con la información de mediano plazo, el consumo de energía en el SIN previsto para el año 2010 debía ser de 5,770 GWh, que en comparación con el consumo real registrado de 5,814 GWh, refleja una desviación de 0.76%.

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 2010



Demanda de Potencia

La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2010, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, alcanzó los 1,009.4 MW; la misma, ocurrió el día jueves 9 de diciembre a horas 20:00, presentando un incremento del 7.4% respecto a la registrada en la gestión 2009.

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

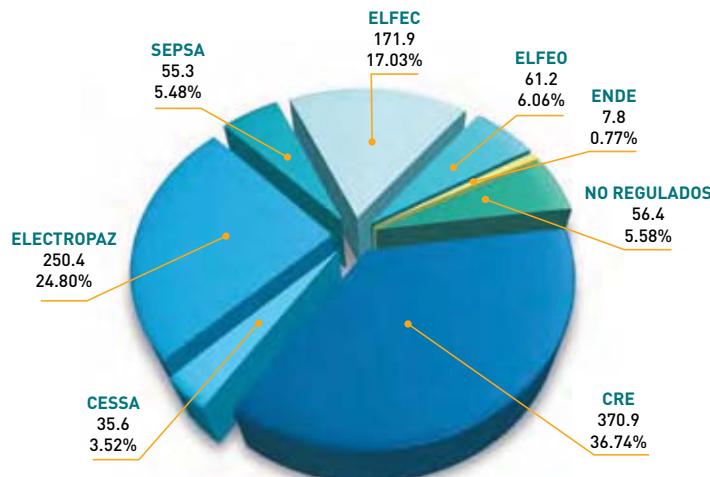
**CUADRO 2
DEMANDAS MÁXIMAS (MW)**

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACION %
	2010	2009	
Santa Cruz	379.3	359.1	5.6
La Paz	261.1	241.3	8.2
Cochabamba	165.3	152.2	8.6
Oruro	64.3	60.6	6.0
Sucre	37.1	35.1	5.9
Potosí	36.2	31.3	15.8
Punutuma - Tupiza	17.8	16.1	10.1
No Regulados	68.7	71.7	(4.1)
Otros(*)	23.7	13.0	82.3
Sistema	1,009.4	939.4	7.4

(*) Chimoré, Don Diego, Sacaca, Mariaca, Ocurí, Trinidad, Yucumo, San Borja y Lipez.

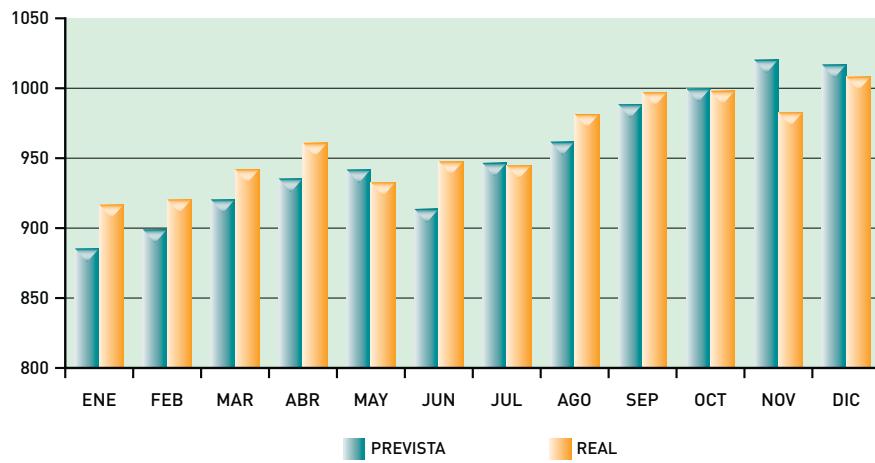
La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual del SIN se presenta en el Gráfico 3:

**GRÁFICO 3
PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2010**



El gráfico 4, presenta la comparación mensual entre la demanda de potencia prevista y real.

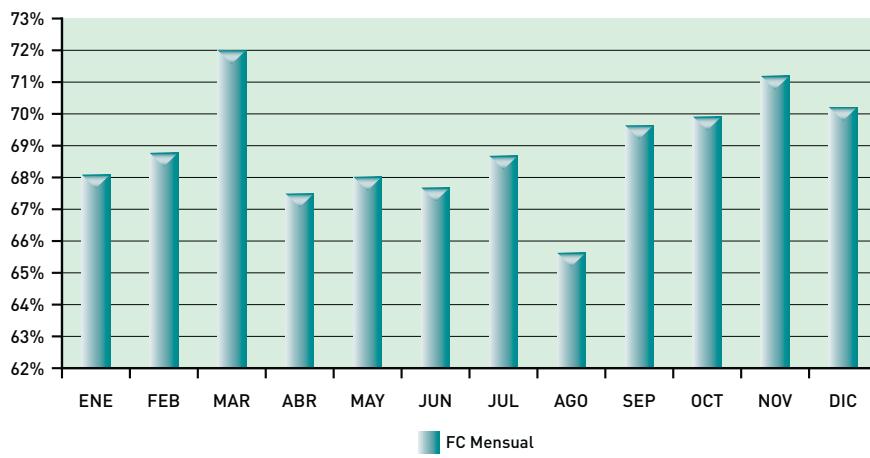
GRÁFICO 4
DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA PREVISTA Y REAL (MW) - AÑO 2010



El factor de carga anual de los consumos fue de 65.8%, considerando la demanda máxima de 1,009.4 MW y el consumo de energía de 5,814.0 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 65.6% y 72.1%.

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 2010, se dio el día miércoles 20 de octubre a horas 19:45 con un valor de 999.3 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 2009 - octubre 2010 y noviembre 2008 - octubre 2009.

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

CONSUMIDORES	GESTION		VARIACION %
	2010	2009	
CRE	362.4	346.4	4.6
ELECTROPAZ	239.4	220.1	8.8
ELFEC	171.7	152.9	12.3
ELFEO	60.6	57.2	5.9
CESSA	36.1	30.8	17.1
SEPSA	57.4	48.9	17.3
ENDE	7.3	0.0	0.0
NO REGULADOS	64.3	58.7	9.6
Total Coincidencial	999.3	915.1	9.2

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



Subestación Vinto - TDE

OFERTA DE GENERACIÓN

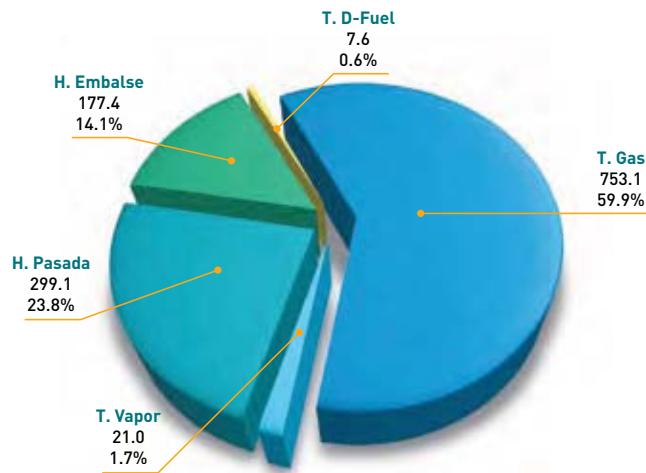
Capacidad de Generación

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 2010 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.

GRÁFICO 6
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) - AÑO 2010



La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2010 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 1,258.14 MW; de los cuales 476.44 MW (37.87%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 781.7 MW (62.13%) 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.



CUADRO 4
CAPACIDAD DE GENERACIÓN A FINES DE 2010

HIDROELECTRICAS	CAPACIDAD (MW)	TERMOELECTRICAS(*)	CAPACIDAD (MW)
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (25°C)	267.7
Sistema Zongo	188.8	Santa Cruz (25°C)	42.3
Sistema Miguillas	21.1	Aranjuez (15°C)	36.7
Sistema Taquesi	89.3	Karachipampa (9°C)	14.4
Kanata	7.5	Kenko (10°C)	18.7
Sistema Yura	19.0	Valle Hermoso (18°C)	74.3
Quehata	2.0	Carrasco (25°C)	109.8
		Bulo Bulo (25°C)	89.6
		Entre Ríos (25°C)	107.1
		Guabirá (25°C)	21.0
Subtotal	476.4	Subtotal	781.7
Capacidad Total (Hidro + Termo) : 1,258.14 MW			

(*) A la temperatura media anual

NOTA: los totales pueden no coincidir por redondeo de cifras.

En el año 2010, el parque de generación se modificó de la siguiente manera:

El 9 de abril ingresó en Operación Comercial la unidad ERI02 de la central Entre Ríos, con una potencia efectiva de 26.42 MW (25°C).

El 24 de abril ingresó en Operación Comercial la unidad ERI03 de la central Entre Ríos, con una potencia efectiva de 26.85 MW (25°C).

El 7 de junio ingresó en Operación Comercial la unidad ERI04 de la central Entre Ríos, con una potencia efectiva de 27.12 MW (25°C).

El 11 de junio ingresó en Operación Comercial la unidad ERI01 de la central Entre Ríos, con una potencia efectiva de 26.75 MW (25°C).

Para la máxima temperatura probable anual (98%) en la hora de punta, en las centrales termoeléctricas que corresponde a 35°C en Guaracachi, 35°C en Santa Cruz, 36°C en Carrasco, 36°C en Entre Ríos, 28°C en Valle Hermoso, 25°C en Aranjuez, 17°C en Kenko y 18°C en Karachipampa, la capacidad total en el sistema fue de 1,206.48 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 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:

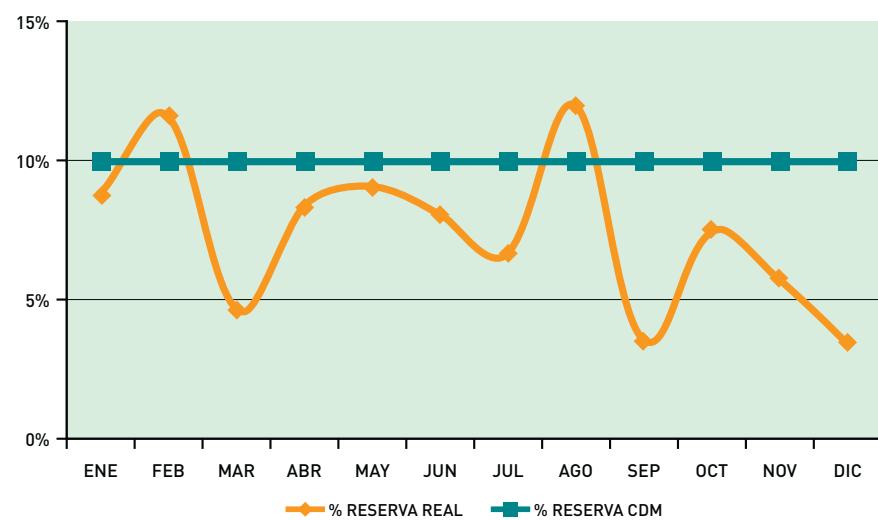
CUADRO 5
BALANCE DE POTENCIA EN BORNES (MW) - 2010

MES	CAPACIDAD BRUTA			POTENCIA INDISPONIBLE	POTENCIA LIMITADA	CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE	DEMANDA MAXIMA		MARGEN DE RESERVA	
	TERMOELECTRICA	HIDROELECTRICA	TOTAL				BORNES	RETIROS	MW	% (*)
ENERO	653.5	478.2	1,131.6	51.2	35.0	1,045.5	954.0	917.4	91.5	8.7
FEBRERO	659.6	478.2	1,137.8	44.3	9.5	1,084.0	958.1	921.1	125.8	11.6
MARZO	650.0	478.2	1,128.2	79.3	13.7	1,035.2	987.5	942.7	47.7	4.6
ABRIL	705.8	478.2	1,184.0	78.7	9.0	1,096.3	1,005.0	961.5	91.3	8.3
MAYO	711.8	478.2	1,190.0	112.7	4.0	1,073.3	975.9	933.5	97.4	9.1
JUNIO	764.1	478.2	1,242.3	146.6	14.2	1,081.5	994.4	948.2	87.2	8.1
JULIO	762.4	478.2	1,240.6	164.4	14.1	1,062.1	991.5	945.7	70.6	6.6
AGOSTO	753.6	478.2	1,231.8	56.8	4.0	1,171.1	1,030.4	982.3	140.7	12.0
SEPTIEMBRE	734.0	478.2	1,212.2	113.6	12.8	1,085.8	1,047.7	998.2	38.1	3.5
OCTUBRE	739.5	478.2	1,217.7	70.0	13.9	1,133.8	1,048.7	999.3	85.1	7.5
NOVIEMBRE	738.3	476.4	1,214.7	105.9	10.3	1,098.5	1,035.2	983.7	63.3	5.8
DICIEMBRE	741.1	476.4	1,217.5	99.8	21.4	1,096.3	1,058.6	1,009.4	37.7	3.4

(*) 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 2010 estaba compuesto por 1,545.2 km. de líneas en 230 kV, 1,277.4 km de líneas en 115 kV y 185.3 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 3,007.9 km de líneas de transmisión. La capacidad de transformación de este sistema es de 1,195 MVA. En los Cuadros 6, 7 y 8 se presentan algunas características de líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores del STI.

CUADRO 6
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI



Subestación Alto Achachicala



Subestación Arboleda

TENSION	TRAMO	LONGITUD (Km)
230 kV	Carrasco - Chimoré	75.3
	Carrasco - Guaracachi	179.0
	Carrasco - Santiváñez	225.6
	Chimoré - San José	78.8
	Mazocruz-Vinto Capacitor	193.4
	San José - Valle Hermoso	59.6
	Santiváñez - Vinto	123.7
	Valle Hermoso - Santiváñez	22.7
	Arboleda - Urubó	62.0
	Carrasco - Arboleda	102.0
	Santiváñez - Sucre	246.0
	Sucre - Punutuma	177.0
	Subtotal	1,545.2
115 kV	Arocagua - Santa Isabel	45.6
	Arocagua - Valle Hermoso	5.4
	Caranavi - Chuspipata (*)	63.9
	Catavi - Ocurí	97.8
	Catavi - Sacaca	43.4
	Catavi - Vinto	76.7
	Chuspipata - Tap Chuquiaguillo (*)	42.1
	Corani - Santa Isabel	6.4
	Corani - Valle Hermoso	43.5
	Kenko - Senkata	6.3
	Kenko - Senkata	8.0
	Ocurí - Potosí	84.4
	Punutuma - Atocha	104.4
	Santa Isabel - San José	8.9
	Senkata - Mazocruz	7.8
	Tap Coboce - Sacaca	41.9
	Tap Coboce - Valle Hermoso	45.5
	Valle Hermoso - Vinto	148.0
	Bologna - Cota Cota (*)	5.1
	Bologna - Tap Bahai (*)	2.3
	Caranavi - Yucumo (*)	104.5
	Cota Cota - Kenko (*)	15.7
	Pampahasi - Tap Bahai (*)	2.2
	Pampahasi - Tap Chuquiaguillo (*)	4.1
	San Borja - San Ignacio de Moxos (*)	138.5
	San Ignacio de Moxos - Trinidad (*)	84.8
	Yucumo - San Borja (*)	40.4
	Subtotal	1,277.4
69 kV	Aranjuez - Mariaca	42.9
	Aranjuez - Sucre	12.0
	Don Diego - Karachipampa	16.0
	Don Diego - Mariaca	31.2
	Karachipampa - Potosí	10.0
	Potosí - Punutuma	73.2
	Subtotal	185.3
Total		3,007.9

(*) Incorporados al STI según Decreto Supremo N° 0488 de fecha 28/04/2010

CUADRO 7
TRANSFORMADORES EN EL STI

TIPO	SUBESTACION	MVA
Transformación 230/115 kV	Mazocruz	150.0
	San José	75.0
	Valle Hermoso	150.0
	Vinto	100.0
	Arboleda	100.0
	Subtotal	575.0
Transformación 230/69 kV	Guaracachi	150.0
	Punutuma	60.0
	Sucre	60.0
	Urubó	150.0
	Subtotal	420.0
Transformación 115/69 kV	Atocha	25.0
	Catavi	25.0
	Potosí	50.0
	Punutuma	50.0
	Vinto	50.0
	Subtotal	200.0
Total		1,195.0

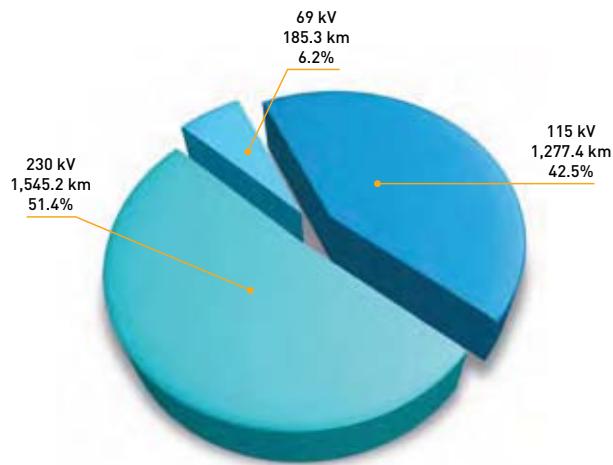
CUADRO 8
CAPACITORES Y REACTORES EN EL STI

TIPO	SUBESTACION	TENSION kV	MVAr
Capacitores en derivación	Aranjuez	69	7.2
	Atocha	69	7.2
	Catavi	69	7.2
	Kenko	69	12.0
	Kenko	115	12.0
	Potosí	69	1x 7.2 + 1x 12
	Vinto	69	1x 7.2 + 1x 6.6
	Vinto	115	2 x 12
	Subtotal		102.6
	Capacitor serie	Vinto	54.9
	Subtotal		54.9
Reactores de línea	Carrasco	230	12.0
	Guaracachi	230	21.0
	San José	230	21.0
	Santiváñez	230	1x 15.6 + 1x 12
	Vinto	230	21.0
	San Ignacio de Moxos (**)	115	9,0
	Punutuma	230	2 x 12
	Sucre	230	2 x 12
	Urubó	230	12.0
	Subtotal		171.6

(*) Unidades Monofásicas

(**) Incorporado al STI según Decreto Supremo N° 0488 de fecha 28/04/2010

GRÁFICO 8
LONGITUD DE LINEAS POR NIVEL DE TENSIÓN (Km)



El sistema aislado Trinidad se incorpora al SIN a través de la conexión de las líneas Caranavi – Yucumo 115 kV en fecha 16 de marzo de 2010, Yucumo – San Borja 115 kV en fecha 27 de mayo 2010 y San Borja – San Ignacio de Moxos – Trinidad 115 kV en fecha 13 de agosto 2010. Por otra parte, mediante Decreto Supremo Nº 0488 de fecha 28 de abril, los componentes anteriormente mencionados junto con las líneas en 115 kV, Kenko – Tap Chuquiaguillo, Tap Chuquiaguillo – Chusipata y Chusipata – Caranavi fueron incorporados al STI.



Subestación Punutuma

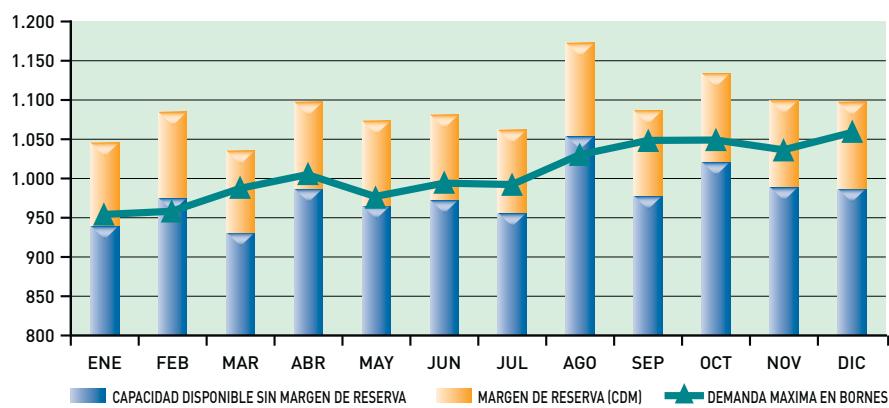
DESPACHO DE CARGA

En general, durante la gestión 2010 se realizó el despacho de carga en forma normal, aunque se destaca la presencia de algunos eventos importantes que afectaron el mismo, como ser la indisponibilidad de las unidades GCH09 (64 días), GCH10 (65 días), GCH11 (36 días), KAR (49 días), entre otras.

La demanda del SIN ha sido atendida de manera normal, exceptuando periodos cortos 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 periodos, se operó sin seguridad de áreas por las limitaciones en la transmisión y generación local.

En el Gráfico 9 se puede apreciar el uso de la reserva en el suministro de la demanda máxima de cada mes durante el año, la línea verde representa a la demanda máxima, cuando esta cae dentro la sección roja 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.

GRÁFICO 9
OFERTA DE GENERACIÓN (MW)



Ejecución de la programación del despacho de carga

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y el realizado, muestran una diferencia anual de 2.2% positiva (136.4 GWh); estas desviaciones se ilustran en el Cuadro 9 y en el Gráfico 10.

CUADRO 9
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) – 2010

CENTRAL	PROGRAMACIÓN SEMESTRAL	DESPACHO REALIZADO	DIFERENCIA
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	938.7	950.6	11.9
Sistema Corani	814.2	699.1	(115.0)
Sistema Taquesí	352.6	302.9	(49.8)
Sistema Yura	74.8	71.8	(3.0)
Sistema Miguillas	107.7	109.5	1.9
Kanata	19.4	14.1	(5.3)
Quehata	8.7	3.3	(5.4)
SubTotal	2,316.1	2,151.4	(164.7)
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,541.0	1,147.0	[394.0]
Santa Cruz	4.6	160.2	155.6
Carrasco	681.1	743.1	62.0
Bulo Bulo	585.8	652.5	66.7
Valle Hermoso	194.9	412.3	217.4
Aranjuez	191.4	180.2	(11.2)
Kenko	66.0	94.4	28.5
Karachipampa	77.0	80.7	3.7
Guabirá	82.5	58.2	(24.4)
Entre Ríos	208.7	405.5	196.8
Subtotal	3,633.0	3,934.1	301.1
Total	5,949.2	6,085.5	136.4

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

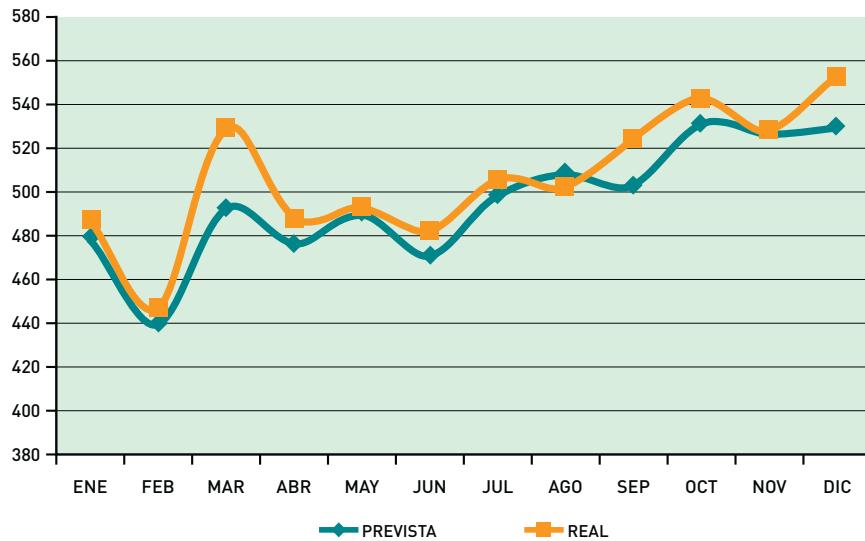
17

Se observa que el despacho de unidades termoeléctricas fue mayor al previsto en 7.7% (301.1 GWh), debido a que la producción de energía realizada por unidades hidroeléctricas se redujo en 7.7% (164.7 GWh).



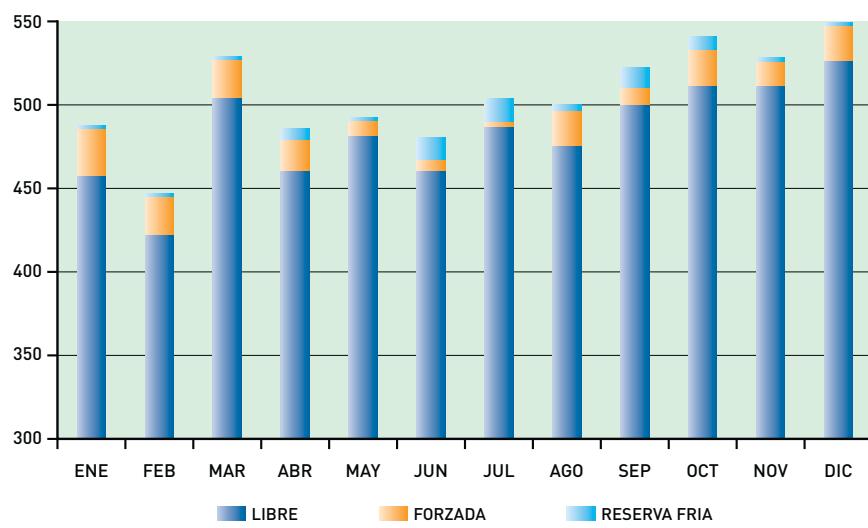
Subestación San Ignacio de Moxos

GRÁFICO 10
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2010



En el despacho de carga realizado, del total de energía despachada en el año 2010, el 3.3% corresponde a la generación forzada y el 0.9% 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 11.

GRÁFICO 11
COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2010



Producción de energía

En el año 2010, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 6,085.5 GWh; este valor es 8.0% mayor que la producción del año 2009. Asimismo, en el Cuadro 10 se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 35.4 % del total y la producción termoeléctrica con el 64.6 %.

CUADRO 10
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)

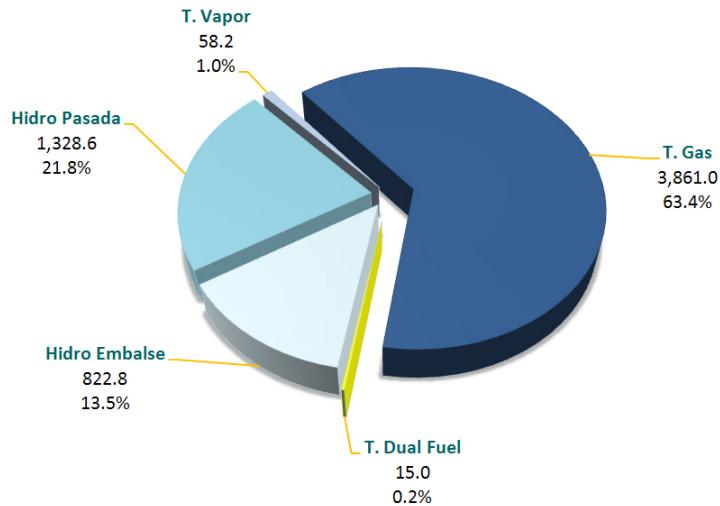
CENTRALES	GESTION		VARIACION %
	2010	2009	
Hidroeléctricas	35.4%	40.2%	
Sistema Zongo	950.6	921.5	3.2
Sistema Corani	699.1	817.3	(14.5)
Sistema Taquesi	302.9	322.8	(6.2)
Sistema Yura	71.8	74.7	(3.8)
Sistema Miguillas	109.5	107.5	1.9
Kanata	14.1	15.6	(9.7)
Quehata	3.3	4.9	(32.4)
SubTotal	2,151.4	2,264.3	(5.0)
Termoeléctricas	64.6%	55.4%	
Guaracachi	1,147.0	1,256.0	(8.7)
Santa Cruz	160.2	123.4	29.8
Carrasco	743.1	622.0	19.5
Bulo Bulo	652.5	630.7	3.5
Valle Hermoso	412.3	332.6	24.0
Aranjuez	180.2	176.5	2.1
Kenko	94.4	71.3	32.5
Karachipampa	80.7	96.3	(16.2)
Guabirá	58.2	59.7	(2.5)
Entre Ríos	405.5	0.0	0.0
Subtotal	3,934.1	3,368.4	16.8
Total	6,085.5	5,632.7	8.0

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

El Gráfico 12 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.

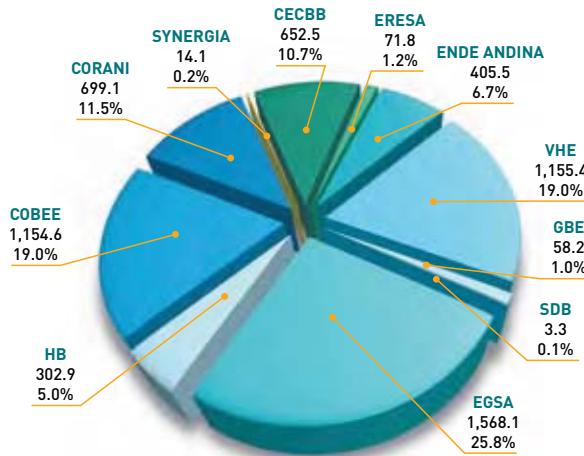


GRÁFICO 12
GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - AÑO 2010



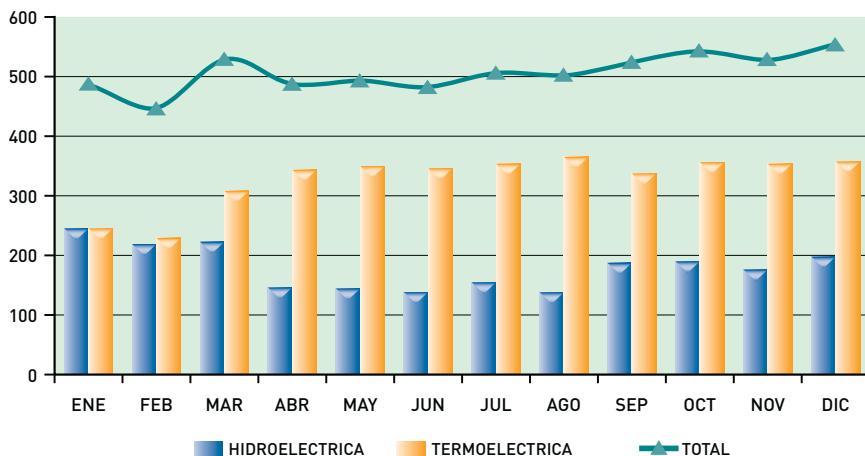
El Gráfico 13 ilustra la participación de los Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante esta Gestión.

GRÁFICO 13
PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh)- AÑO 2010



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 14.

GRÁFICO 14
GENERACIÓN MENSUAL (GWh)- AÑO 2010



Inyecciones de Energía

En el año 2010, el Sistema de Medición Comercial registró 5,932.7 GWh de energía inyectada por los generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión; como puede apreciarse en el Cuadro 11, se entregó 8.0% más que en el año 2009.

CUADRO 11
INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) -2010

21

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2010	2009	
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	912.2	884.2	3.2
Sistema Corani	697.7	815.9	(14.5)
Sistema Taquesi	288.7	303.8	(5.0)
Sistema Miguillas	105.1	103.1	2.0
Sistema Yura	68.0	70.6	(3.6)
Kanata	13.7	15.1	(9.5)
Quehata	3.2	4.7	(32.7)
Subtotal	2,088.7	2,197.3	(4.9)
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,120.7	1,233.5	(9.1)
Santa Cruz	157.0	120.8	N/A
Carrasco	733.3	606.0	21.0
Bulo Bulo	632.3	612.0	3.3
Valle Hermoso	403.9	325.0	24.3
Aranjuez	175.9	174.4	0.9
Kenko	92.3	69.5	32.7
Karachipampa	80.0	95.4	(16.2)
Guabirá	57.1	58.6	(2.4)
Entre Ríos	391.7	0.0	0.0
Subtotal	3,844.1	3,295.1	16.7
Total	5,932.7	5,492.5	8.0

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

Potencia Máxima Transmitida

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

CUADRO 12
FLUJOS MÁXIMOS - AÑO 2010

Líneas de Transmisión	CAPACIDAD MW	FLUJO MÁXIMO MW
Santiváñez - Sucre	142.5	84.8
Sucre - Punutuma	142.5	64.0
Punutuma - San Cristóbal	140.0	54.9
Vinto - Mazocruz	130.0	135.3
Kenko - Mazocruz	130.0	133.8
V. Hermoso - Santiváñez	130.0	126.5
Vinto - Santiváñez	130.0	77.0
Carrasco - Arboleada	130.0	119.9
Carrasco - Guaracachi	130.0	143.9
San José - Carrasco	130.0	37.6
Carrasco - San José	130.0	137.4
San José - V. Hermoso	130.0	124.2
San José - Vinto	130.0	134.2
Carrasco - San José	130.0	137.9
S. Isabel - Arocagua	74.0	73.0
Corani - V. Hermoso	74.0	67.9
S. Isabel - San José	74.0	51.0
V. Hermoso - Arocagua	74.0	73.7
Transformadores		
Mazocruz 230	142.5	133.2
Urubó 230	142.5	126.7
V. Hermoso 230	142.5	81.5
Guaracachi 230 - 01	71.0	70.5
Guaracachi 230 - 02	71.0	72.9
Vinto 115 - 01	24.0	22.1
Vinto 115 - 02	24.0	22.7

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 13, la Potencia Firme de los meses de noviembre y diciembre de 2010 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2010 – octubre 2011.

Los subperiodos de potencia firme que se indican en el cuadro se deben a los siguientes

cambios en la oferta de capacidad:

09 de abril, por el ingreso de la Unidad ERI02.

24 de abril, por el ingreso de la Unidad ERI03.

29 de mayo, por el ingreso provisional del nodo de Retiro de ENDE en Subestación San Borja, en cumplimiento de la Norma Operativa Nº 2.

07 de junio, por el ingreso de la Unidad ERI04.

11 de junio, por el ingreso de la Unidad ERI01.

27 de octubre, por la salida de la Unidad GBE01, en cumplimiento de la Norma Operativa Nº 2.

14 de noviembre, por la salida de la Unidad KAR01, en cumplimiento de la Norma Operativa Nº 2.

10 de diciembre, por la indisponibilidad de las Unidades ARJ01, ARJ11, ARJ12 y ARJ15 de EGSA, en cumplimiento de la Norma Operativa Nº 2.

18 de diciembre, por el ingreso del nodo de Retiro de CESSA en Subestación Sucre, en cumplimiento de la Norma Operativa Nº 2.

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 13
POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA DE UNIDADES GENERADORAS (MW)

PERIODO	HIDROELECTRICAS	TERMOELECTRICAS	RESERVA FRIA
Del 01/11/2009 al 08/04/2010	460.9	541.4	4.6
Del 09/04/2010 al 23/04/2010	460.9	541.8	20.7
Del 24/04/2010 al 30/04/2010	460.9	542.5	50.5
Del 01/05/2010 al 28/05/2010	464.6	543.0	6.5
Del 29/05/2010 al 06/06/2010	464.6	544.0	6.5
Del 07/06/2010 al 10/06/2010	464.6	544.6	22.6
Del 11/06/2010 al 14/08/2010	464.6	545.3	52.2
Del 15/08/2010 al 26/10/2010	464.6	551.0	38.0
Del 27/10/2010 al 31/10/2010	464.6	551.1	22.6
Del 01/11/2010 al 13/11/2010 (p)	460.9	619.8	0.0
Del 14/11/2010 al 09/12/2010 (p)	460.9	621.5	0.0
Del 10/12/2010 al 17/12/2010 (p)	460.9	621.2	0.0
Del 18/12/2010 al 31/12/2010 (p)	460.9	621.2	0.0

(p) Previsto

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 2010, la disponibilidad de las instalaciones de generación fue de 91.2%, de las cuales la disponibilidad de las instalaciones termoeléctricas fue de 87.6% y de las hidroeléctricas 97.3%. La disponibilidad operacional del Sistema Troncal de Interconexión (STI) en el año 2010 fue de 99.3%.

CUADRO 14
DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES – 2010

INSTALACIONES	DISPONIBILIDAD (%)
Unidades Hidroeléctricas	97.3
Unidades Termoeléctricas	87.6
Transmisión (STI)	99.3

En los Cuadros 15 y 16 se observa que el tiempo total de interrupción del suministro en el año 2010, expresado como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 121.1 minutos y la energía interrumpida durante este periodo fue de 2,037.8 MWh. De este valor de energía interrumpida, 1,130.36 MWh corresponden a los cortes de carga realizados (desconexión manual) entre los meses septiembre a noviembre por déficit de generación en el sistema, debido a la indisponibilidad programada y forzada de unidades de generación.

CUADRO 15
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO – 2010

ORIGEN	MINUTOS
Fallas en Generación	14.6
Fallas en Transmisión	39.4
Desconexión manual de demanda	67.2
Total	121.1



Subestación Coboce Cemento - Coboce

CUADRO 16
ENERGÍA INTERRUMPIDA – 2010

CONSUMIDOR	MWh
CRE	499.7
ENDE DISTRIBUCION	491.6
ELECTROPAZ	365.9
ELFEC	203.5
SEPSA	196.1
CESSA	141.8
ELFEO	77.2
COBOCE	27.7
EMSC	24.7
EMIRSA	6.2
EMVINTO	3.4
Total	2,037.8

Durante la gestión 2010 la falla más significativa ocurrió el 19/02/2010 y se debió a la desconexión de la unidad GCH09 por la pérdida de sus servicios auxiliares y de la unidad GCH10 (18 segundos después) por problemas en su sistema de refrigeración a causa de la desconexión de la unidad GCH09. Debido al déficit de generación resultante, se produjo la operación de Esquema de Alivio de Carga (EDAC), interrumpiendo un total de 64.41 MW entre todos los Agentes consumidores del SIN. Otras fallas de significación fueron: el siniestro ocurrido el 1/07/2010, en la barra de 10 kV de central Aranjuez que concluyó con el colapso total del área Sucre y la pérdida de las unidades GCH09 y GCH10, por falla en tarjeta del sistema de control ocurrida el 14/12/2010 que fue también adecuadamente compensado con la actuación del Esquema de Alivio de Carga (EDAC).

A continuación, en el Cuadro Nº 17, se presentan las indisponibilidades más pronunciadas de unidades generadoras, por períodos mayores a 30 días, las que repercutieron significativamente el despacho de carga.

CUADRO 17
INDISPOSIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS

UNIDAD GENERADORA	DIAS	UNIDAD GENERADORA	DIAS
ARJ01	365.0	GBE01	119.4
ARJ02	47.5	ARJ03	71.3
ARJ03	73.6	ARJ05	62.3
ARJ05	35.4	ARJ06	62.2
ARJ06	33.6	GCH09	63.8
ARJ09	87.5	GCH10	65.4
ARJ10	183.8	GCH11	35.8
ARJ11	183.8	GBE01	66.6
ARJ12	296.2	KAR	48.8
ARJ13	88.2	LAN01	75.2
ARJ14	88.5	LAN02	74.2
ARJ15	365.0	LAN03	34.1

PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

Costos Marginales de Generación

El costo marginal promedio anual del año 2010 fue 17.57 US\$/MWh (sin impuestos), con un mínimo de 15.39 US\$/MWh y un máximo de 18.91 US\$/MWh.

En el cuadro 18 se puede observar que durante el año 2010, 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 13.7% mayor respecto a lo programado (ver Cuadro 18).

CUADRO 18
COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2010 (Sin IVA)

	PREVISTO	REAL	DIFERENCIA
Enero	14.91	15.39	0.48
Febrero	14.77	15.77	1.01
Marzo	15.46	17.11	1.65
Abril	15.33	18.12	2.79
Mayo	15.32	18.12	2.80
Junio	15.13	18.55	3.42
Julio	15.13	18.50	3.37
Agosto	15.23	16.76	1.53
Septiembre	15.32	17.79	2.46
Octubre	15.32	17.37	2.05
Noviembre	15.37	18.91	3.54
Diciembre	14.75	18.47	3.72
Promedio	15.17	17.57	2.40

El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión de 2010 (17.57 US\$/MWh), resultó ser 3.6% superior al costo marginal promedio del año 2009 (16.96 US\$/MWh).

En el Gráfico 15 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados durante la gestión 2010; se puede observar que en los meses correspondientes a la época seca se registran los costos marginales más elevados, incluido el mes de noviembre en el cual se requirió mayor generación del parque térmico.

GRÁFICO 15
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 2010. Los valores medios anuales, que incluyen los precios de la energía forzada, se presentan en el Cuadro 19:

CUADRO 19
PRECIOS SPOT DE ENERGÍA – AÑO 2010 (SIN IVA)

AGENTE	NODO	US\$/MWh
CRE	VARIOS	17.65
ELECTROPAZ	VARIOS	18.53
ELFEC	VARIOS	17.90
ELFEO	VIN, CAT	18.34
SEPSA	VARIOS	19.59
CESSA	VARIOS	18.79
ENDE	VARIOS	20.65
EMIRSA	VIN115	17.98
EMVINTO	VIN69	18.03
COBOCE	CBC	18.11
VHE para su contrato con EMSC	PUN	19.04
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	19.04
Promedio		18.21

Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio básico de potencia, de enero a abril de la gestión de 2010, 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; mientras que, de mayo a diciembre de la gestión 2010,

ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 67.7 MW ISO, con un costo total de 565.95 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 2009 – abril 2010, el precio básico de la potencia fue de 7.14 US\$/kW-mes y en el periodo mayo –octubre 2010, el precio básico de la potencia fue de 7.93 US\$/kW-mes.

El precio básico de potencia, los factores de nodo por potencia y los descuentos por indisponibilidad de unidades generadoras, determinaron durante la gestión 2010 los precios medios en nodos, que son detallados por Agente en el Cuadro 20:

CUADRO 20
PRECIOS SPOT DE POTENCIA – AÑO 2010 (SIN IVA)

AGENTE	NODO	US\$/kW-mes
CRE	VARIOS	7.18
ELECTROPAZ	VARIOS	6.95
ELFEC	VARIOS	7.14
ELFEO	VIN, CAT	7.29
SEPSA	VARIOS	7.98
CESSA	VARIOS	7.56
ENDE	VARIOS	7.21
EMIRSA	VIN115	7.17
EMVINTO	VIN69	7.21
COBOCE	CBC	7.29
VHE para su contrato con EMSC	PUN	7.71
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	7.71
Promedio		7.21

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 2010 para los consumidores, fue de 3.27 US\$/kW-mes, 6.6% menor que en el 2009. 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 21:

CUADRO 21
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS EN EL MERCADO SPOT (U\$S/MWh) - 2010 (Sin IVA)

CONSUMIDOR	NODO	CARGO POR ENERGÍA	CARGO POR POTENCIA	CARGO POR PEAJE	TOTAL
CRE	VARIOS	17.65	15.38	6.99	40.02
ELECTROPAZ	VARIOS	18.53	14.50	6.81	39.84
ELFEC	VARIOS	17.90	15.35	7.03	40.28
ELFEO	VIN, CAT	18.34	15.17	6.80	40.30
SEPSA	VARIOS	19.59	16.45	6.73	42.78
CESSA	VARIOS	18.79	16.17	6.99	41.95
ENDE	VARIOS	20.65	16.89	7.53	45.07
EMIRSA	VIN 115	17.98	9.32	4.26	31.55
EMVINTO	VIN 69	18.03	9.93	4.50	32.46
COBOCE	COB	18.11	14.07	6.31	38.49
VHE para su contrato con EMSC	PUN	19.04	12.24	5.18	36.47
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	19.04	12.24	5.18	36.47
TOTAL MEM		18.21	14.97	6.78	39.96



Central Yanacachi



Subestación Vinto - TDE

TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2010 se emitieron 15 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 2010 ascienden a 245.0 Millones de US\$. (Sin IVA); el detalle de las mismas, se presenta en el Cuadro 22.

CUADRO 22
VENTAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2010

CONCEPTO	MILES US\$	PARTICIPACIÓN (%)
Generación		
Inyecciones de Energía	104,787	
Inyecciones de Potencia	85,696	
Subtotal Ventas de Generadores	190,483	78
Transmisión		
Peaje de Generadores	12,736	
Peaje de Consumidores	39,409	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	2,409	
Subtotal Ventas de Transmisores	54,554	22
TOTAL VENTA	245,037	

Los contratos de compra – venta de energía durante el año 2010 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.

Compras en el MEM

Las compras valorizadas por energía, potencia y peajes se indican en el Cuadro 23:

CUADRO 23
COMPRAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2010

CONCEPTO	CONSUMIDORES	GENERADORES (*)	TOTAL
Retiros de Energía	98,569	7,282	105,851
Retiros de Potencia	82,361	4,680	87,041
Peaje para Consumidores	37,427	1,982	39,409
Subtotal compras por Consumos	218,357	13,944	232,301
Peaje para Generadores		12,736	12,736
Total Compras	218,357	26,680	245,037

(*) 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 2010, el monto acumulado en el Fondo ascendió a 148.6 millones de Bs.

Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2009 y 2010, para los Agentes generadores y transmisores se presentan en el Cuadro 24, y las variaciones para las empresas de distribución en el Cuadro 25. Finalmente en el Gráfico 16, se observa la evolución histórica de los Fondos de Estabilización durante el periodo 2002 y 2010.

CUADRO 24
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)

Generador / Transmisor	Saldo a Dic. 2009	Variación en 2010	Saldo a Dic. 2010
CORANI	12.289	18.242	30.531
EGSA	12.091	35.682	47.773
VHE	24.175	22.810	46.986
COBEE	11.818	(26.122)	(14.304)
CECBB	4.088	12.724	16.813
ERESA	(94)	2.199	2.105
HB	(3.737)	8.359	4.622
SYNERGIA	37	663	701
GBE	867	1.333	2.200
SDB	(83)	155	72
ENDE ANDINA	-	-	8.714
TDE (Ingreso Tarifario)	512	1.179	1.690
ISA (Ingreso Tarifario)	66	465	532
ENDE (Ingreso Tarifario)	-	-	129
Total	62.029	86.534	148.563

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

CUADRO 25
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)

Distribuidor	Saldo a Dic. 2008	Variación en 2009	Saldo a Dic. 2009
CRE	[14.757]	23.356	8.600
ELECTROPAZ	49.738	3.761	53.499
ELFEC	58.974	41.651	100.625
ELFEO	[892]	12.788	11.896
SEPSA	[11.962]	2.126	[9.837]
CESSA	[19.071]	2.851	[16.220]
Total	62.029	86.534	148.563

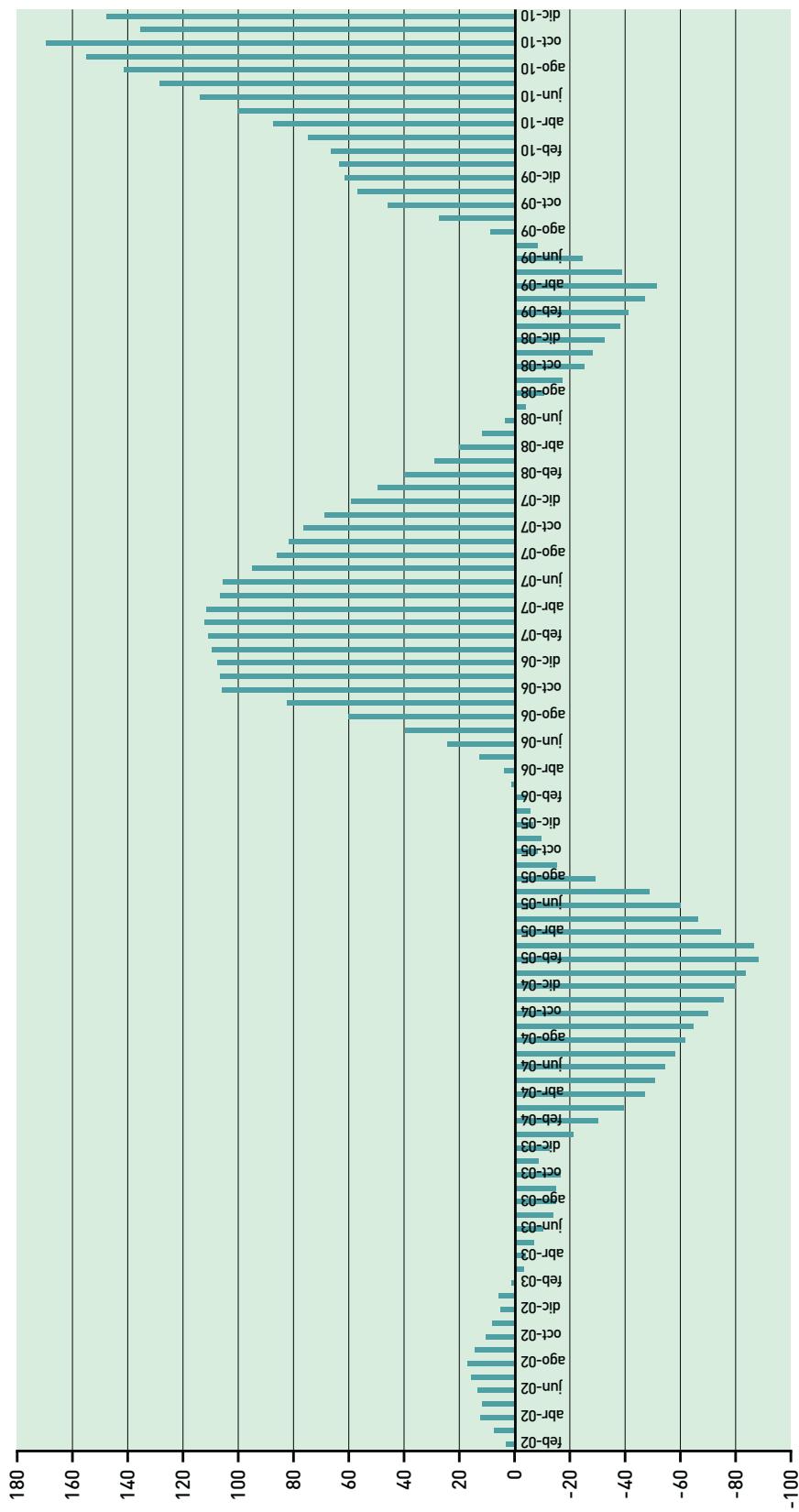
32

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SIN



Subestación Quillacollo

GRÁFICO 16
FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (M M Bs.) 2002 - 2010



ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 – 2010

CUADRO 26
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 - 2010

ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
AÑO	EMPRESA	TIPO	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD (MW)
1996	VHE	Termo	CAR01. CAR02	111.9
1997	COBEE	Hidro	TIQ. ZON. SR003	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	KIL03. 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	SR001. SR002	19.6
	EGSA	Termo	GCH11	63.3
2007	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
	CORANI	Hidro	*Central Corani	0.9
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	0.4
	COBEE	Hidro	*Sistema Miguillas	0.2
2010	EGSA	Termo	*Central Karachipampa	0.5
	COBEE	Termo	*Central Kenko	0.1
	VHE	Termo	*Central Valle Hermoso	0.1
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso de la Central Entre Ríos	107.1
			Hidro	227.0
			Termo	579.8

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]
	CORANI	Hidro	*Central Santa Isabel	[2.1]
	HB	Hidro	*Sistema Taquesi	[1.1]
	SYNERGIA	Hidro	*Kanata	[0.1]
	ERESA	Hidro	*Sistema Yura	[0.0]
2010	EGSA	Termo	*Central Guaracachi	[3.3]
	EGSA	Termo	*Central Santa Cruz	[1.0]
	EGSA	Termo	*Central Aranjuez	[6.5]
	EVH	Termo	*Central Carrasco	[2.1]
			Hidro	[19.9]
			Termo	[115.1]

[*] Debido a la Medición de la Potencia Efectiva.

GRÁFICO 17
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR (MW) – 1996 - 2010



GRÁFICO 18
DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA DEL SIN (GWh) - 1996-2010

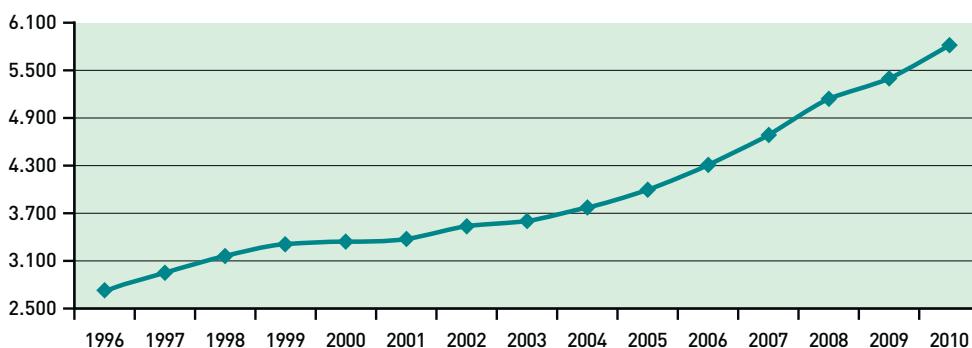


GRÁFICO 19
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 1996-2010

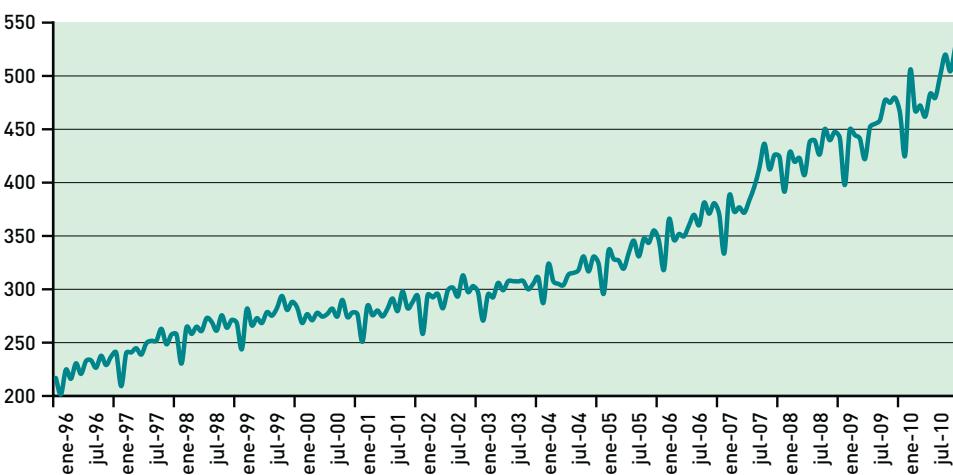


GRÁFICO 20
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 2006 - 2010

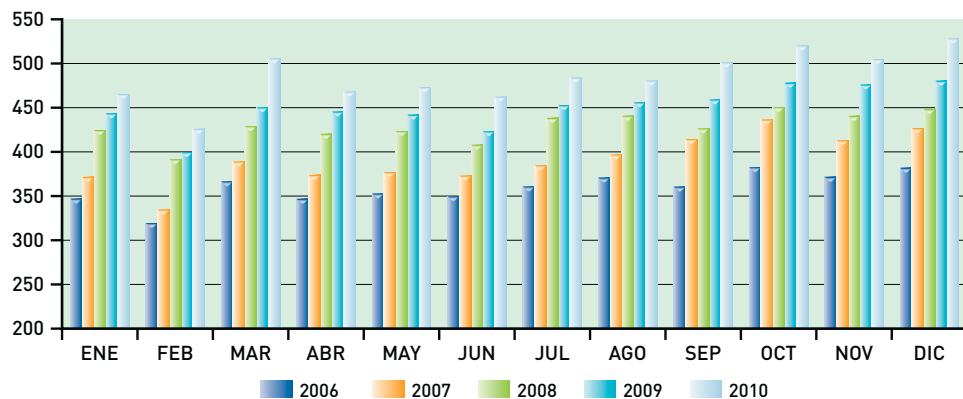


GRÁFICO 21
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)

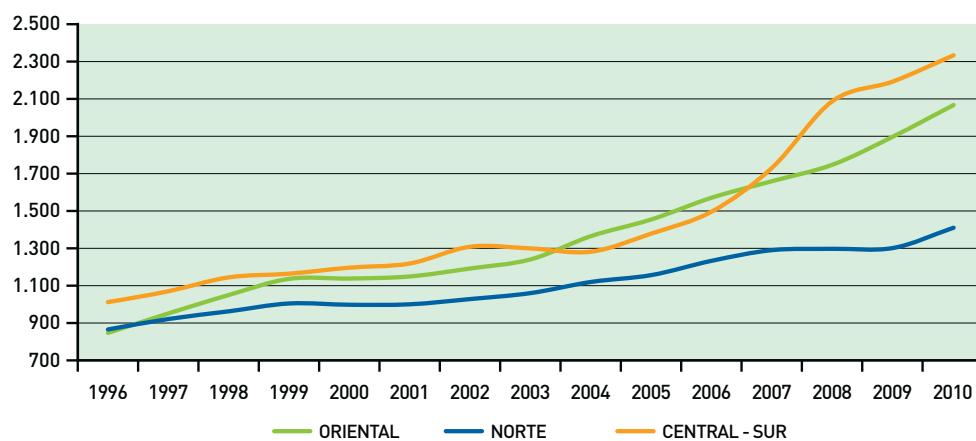


GRÁFICO 22
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

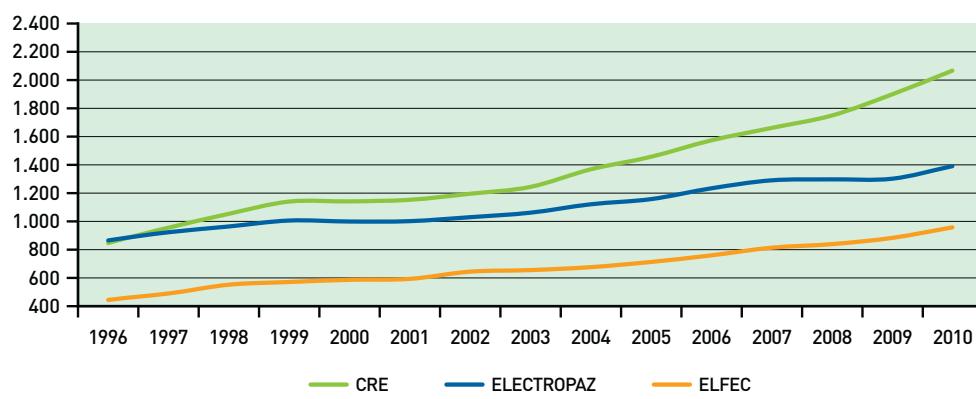


GRÁFICO 23
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

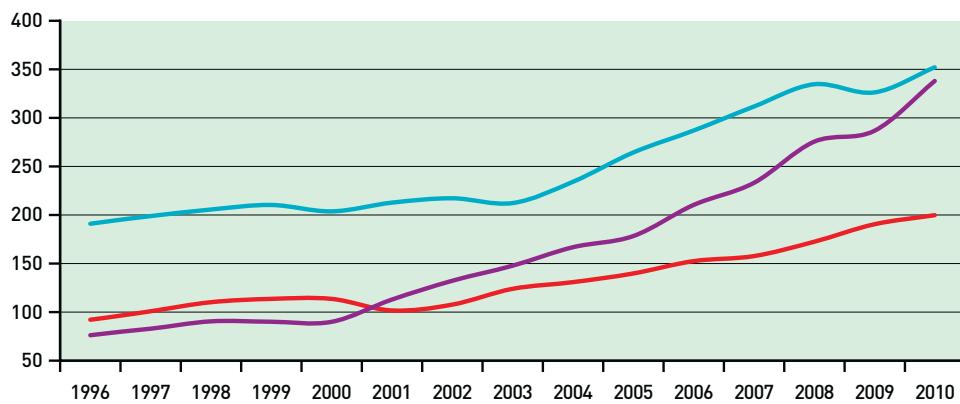
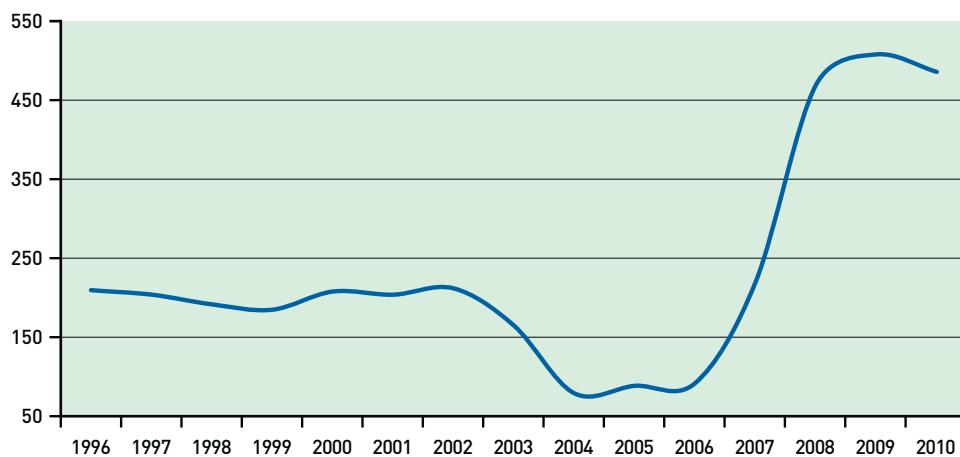


GRÁFICO 24
DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN (GWh)

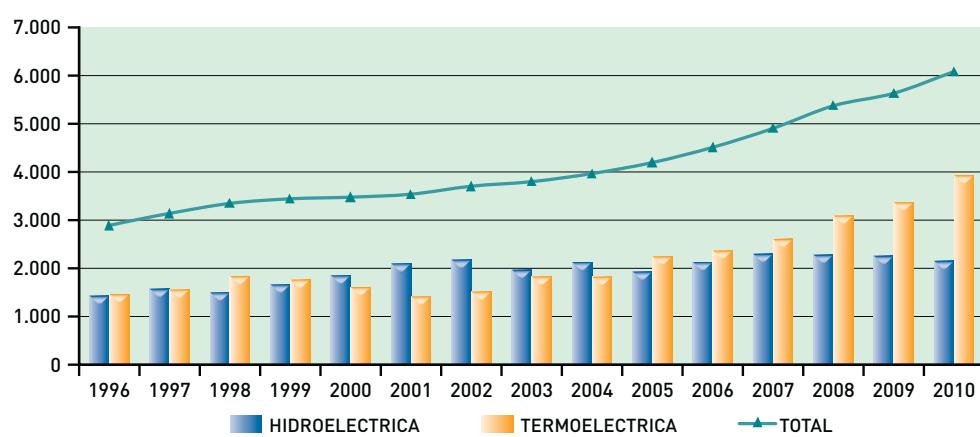


Sala de Control - CDC

CUADRO 27
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
2010	5,814.0	1,009.4	7.7	7.4

GRÁFICO 25
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)



Verificación Medidores Central Santa Cruz



Sala de Control del - CDC

GRÁFICO 26

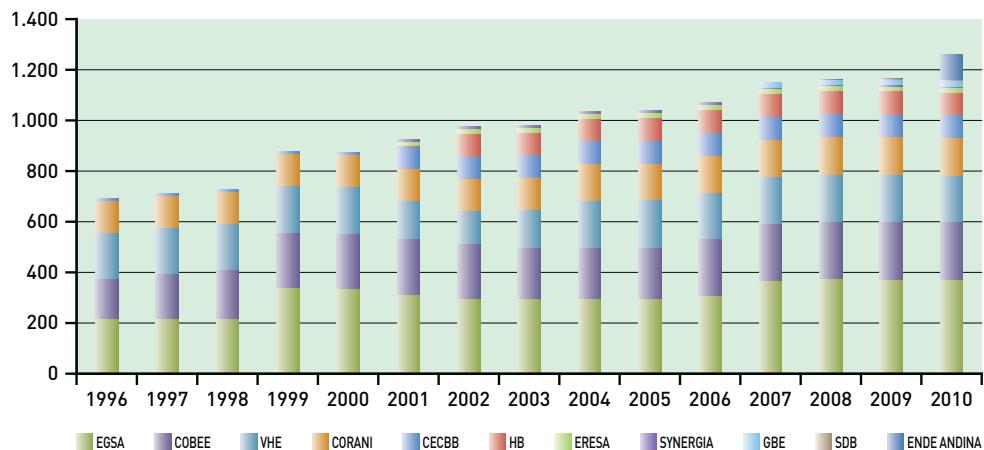


GRÁFICO 27

CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)

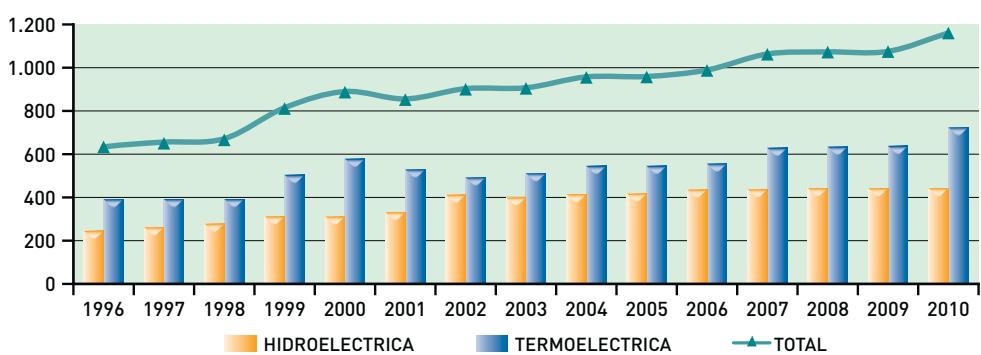


GRÁFICO 28

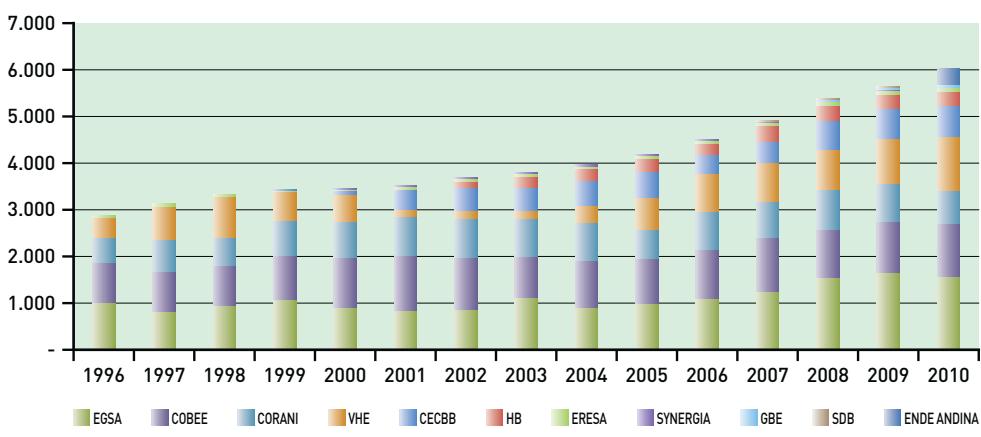


GRÁFICO 29
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (MINUTOS)

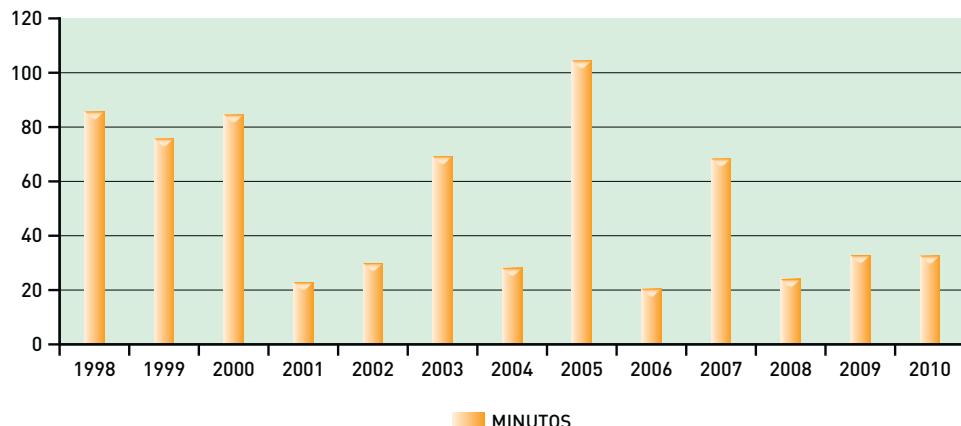


GRÁFICO 30
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS SPOT DE ENERGÍA (US\$/MWh) (Sin IVA)

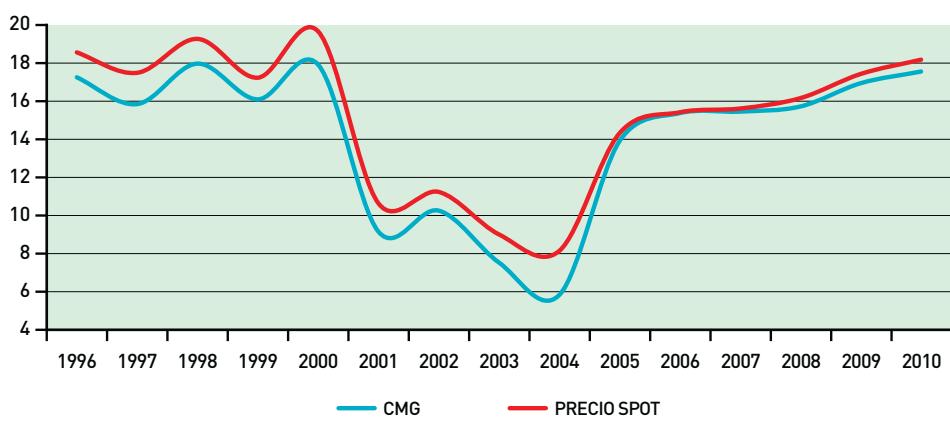
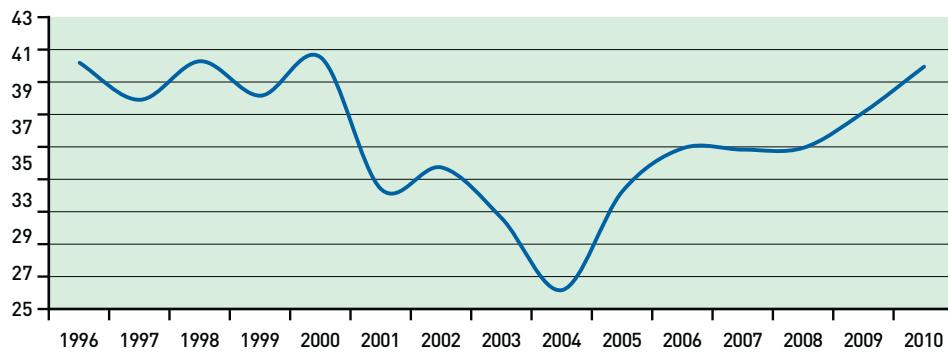


GRÁFICO 31
PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh) (Sin IVA)



ANEXOS



ÍNDICE

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2010	1
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2010	2
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2010	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2010	3
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2010	4
INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2010	5
RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2010	5
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2010	6
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2010	7
CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) JUEVES 09 DE DICIEMBRE DE 2010	8
POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2010	9
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2010	10
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2010	11
POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA FIRME (MW) - AÑO 2010	12
FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2010	13
RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN - AÑO 2010	14
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) en US\$/MWh - AÑO 2010	16
PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2010	17
PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2010	18
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2010	19
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2010	19
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS- PERIODO 2008 - 2010	19
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (HM ³)	20
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (HM ³) - AÑO 2010	21
EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m ³ /s) - PERIODO 2002 - 2010	22
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh)	22
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh)	22
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERIODO 1996 - 2010	23
DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERIODO 1996 - 2010	23
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERIODO 1996 - 2010	23
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERIODO 1996 - 2010	24
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERIODO 1998 - 2010	24
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2010	24
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW)	24
COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERIODO 1996 - 2010	25
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERIODO 1996 - 2010	26
PRECIOS SPOT SIN IVA PERIODO 1996 - 2010	26
PRECIOS SEMESTRALES - PERIODO 1996 - 2010	26
LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) 1996-2010	27
AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2010	28
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	29

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2010

AGENTE	CENTRAL	NUMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	AGENTE	CENTRAL	UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
CORANI	CORANI	4	57.62	EGSA		GCH01	18.78
	SANTA ISABEL	5	91.11			GCH02	17.77
	Subtotal	9	148.73			GCH04	20.12
COBEE	ZONGO	1	10.50		GUARACACHI [25º C]	GCH06	20.89
	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		267.73
	SANTA ROSA AC	1	10.50		SCANTONI [25º C]	SCZ01	20.94
	SAINANI	1	10.50			SCZ02	21.37
	CHURURAQUI	2	25.39		Subtotal		42.31
	HARCA	2	26.50	EGSA		ARJ01	2.70
	CAHUA	2	27.50			ARJ02	2.24
COBEE	HUAJI	2	30.50			ARJ03	2.62
	Subtotal	21	188.79			ARJ08	18.39
	MIGUILLA	2	2.55			ARJ09	1.49
COBEE	ANGOSTURA	3	6.23		ARANJUEZ [15º C]	ARJ10	1.49
	CHOQUETANGA	3	6.20			ARJ11	1.49
	CARABUCO	1	6.13			ARJ12	1.60
	Subtotal	9	21.11			ARJ13	1.55
HB	CHOJLLA	1	38.40			ARJ14	1.51
	YANACACHI	1	50.00			ARJ15	1.60
	CHOJLLA ANTIGUA	2	0.87	VHE	Subtotal		36.68
SYNERGIA	Subtotal	4	89.27		KARACHIPAMPA [9º C]	KAR01	14.44
	KANATA	1	7.54		KENKO [10º C]	KEN01	9.35
RIO ELÉCTRICO	KILPANI	3	11.49			KEN02	9.35
	LANDARA	3	5.15		Subtotal		18.70
	PUNUTUMA	1	2.40		VHE01		18.52
Subtotal		7	19.04		VHE02		18.81
					VHE03		18.32
SDB	QUEHATA	2	1.96		VHE04		18.63
TOTAL		53	476.44	VHE	Subtotal		74.28
					CARRASCO [25º C]	CAR01	54.02
						CAR02	55.77

CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN A FINES DEL 2010: 1,258.14 MW

ANEXOS

2

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2010

TENSION	EMPRESA	TRAMO	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MW)	LONGITUD (Km)		
230 kV	TDE	Carrasco - Chimoré	RAIL	130.0	75.3		
		Carrasco - Guaracachi	RAIL	130.0	179.0		
		Carrasco - Santiváñez	RAIL	130.0	225.6		
		Chimoré - San José	RAIL	130.0	78.8		
		Mazocruz-Vinto Capacitor	RAIL	130.0	193.4		
		San José - Valle Hermoso	RAIL	130.0	59.6		
		Santiváñez - Vinto	RAIL	130.0	123.7		
		Valle Hermoso - Santiváñez	RAIL	130.0	22.7		
	ISABOL	Arboleda - Urubó	ACARD	142.5	62.0		
		Carrasco - Arboleda	ACARD	142.5	102.0		
Santiváñez - Sucre		RAIL	142.5	246.0			
Sucre - Punutuma		DRAKE	142.5	177.0			
Subtotal				1,545.2			
115 kV	TDE	Arocagua - Santa Isabel	IBIS	74.0	45.6		
		Arocagua - Valle Hermoso	IBIS	74.0	5.4		
		Caranavi - Chuspipata (*)	IBIS	32.0	63.9		
		Catavi - Ocuri	IBIS	74.0	97.8		
		Catavi - Sacaca	IBIS	74.0	43.4		
		Catavi - Vinto	IBIS	74.0	76.7		
		Chuspipata - Tap Chuquiaguillo (*)	IBIS	90.0	42.1		
		Corani -Santa Isabel	IBIS	74.0	6.4		
		Corani-Valle Hermoso	IBIS	74.0	43.5		
		Kenko - Senkata	IBIS	74.0	6.3		
		Kenko - Senkata	IBIS	74.0	8.0		
		Ocuri - Potosí	IBIS	74.0	84.4		
		Punutuma - Atocha	IBIS	18.0	104.4		
		Santa Isabel - San José	IBIS	74.0	8.9		
		Senkata-Mazocruz	RAIL	130.0	7.8		
		Tap Coboce - Sacaca	IBIS	74.0	41.9		
		Tap Coboce - Valle Hermoso	IBIS	74.0	45.5		
		Valle Hermoso- Vinto	IBIS	74.0	148.0		
	ENDE	Bologna - Cota Cota (*)	IBIS	90.0	5.1		
		Bologna - Tap Bahai (*)	IBIS	90.0	2.3		
		Caranavi - Yucumo (*)	IBIS	33.0	104.5		
		Cota Cota - Kenko (*)	IBIS	90.0	15.7		
		Pampahasi - Tap Bahai (*)	ARVIDAL	90.0	2.2		
		Pampahasi - Tap Chuquiaguillo (*)	ARVIDAL	90.0	4.1		
		San Borja - San Ignacio de Moxos (*)	IBIS	33.0	138.5		
		San Ignacio de Moxos - Trinidad (*)	IBIS	33.0	84.8		
		Yucumo - San Borja (*)	IBIS	33.0	40.4		
		Subtotal				1,277.4	
		69 kV	TDE	Aranjuez - Mariaca	PARTRIDGE	22.0	42.9
Aranjuez - Sucre	IBIS			42.0	12.0		
Don Diego - Karachipampa	PARTRIDGE			22.0	16.0		
Don Diego - Mariaca	PARTRIDGE			22.0	31.2		
Karachipampa - Potosí	PARTRIDGE			23.0	10.0		
Potosí - Punutuma	IBIS			30.0	73.2		
Subtotal					185.3		

(*) Incorporados al STI según Decreto Supremo N° 0488 de fecha 28/04/2010

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2010

TIPO	EMPRESA	SUBESTACION	MVA
Transformadores 230/115 kV	TDE	Mazocruz (*)	3 x 50
		San José (*)	3 x 25
		Valle Hermoso (*)	3 x 50
		Vinto (*)	3 x 33.3
	ISA	Arboleda (*)	3 x 33.3
	Subtotal		575.0
Transformadores 230/69 kV	TDE	Guaracachi (*)	6 x 25
		Punutuma (*)	3 x 20
		Sucre (*)	3 x 20
		Urubó (*)	3 x 50
	ISA		
	Subtotal		420.0
Transformadores 115/69 kV	TDE	Atocha	25.0
		Catavi	25.0
		Potosí	50.0
		Punutuma	50.0
		Vinto	2 x 25
	Subtotal		200.0

(*) Unidades Monofásicas

OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2010

TIPO	EMPRESA	SUBESTACION	TENSION kV	MVar
Capacitores en derivación	TDE	Aranjuez	69	7.2
		Atocha	69	7.2
		Catavi	69	7.2
		Kenko	69	12.0
		Kenko	115	12.0
		Potosí	69	1 x 7.2 + 1 x 12.0
		Vinto	69	1 x 7.2 + 1 x 6.6
		Vinto	115	2 x 12.0
	Total			102.6
Capacitor serie	TDE	Vinto	230	54.9
	Total			54.9
Reactores de línea	TDE	Carrasco	230	12.0
		Guaracachi	230	21.0
		San José	230	21.0
		Santiváñez	230	1 x 15.6 + 1 x 12
		Vinto	230	21.0
	ENDE	San Ignacio de Moxos (**)	115	9.0
	ISA	Punutuma	230	2 x 12
		Sucre	230	2 x 12
		Urubó	230	12.0
	Total			171.6

(**) Incorporado al STI según Decreto Supremo N° 0488 de fecha 28/04/2010

PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2010

INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2010

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO	
GUARACACHI	GCH	99.775	88.321	107.612	117.824	93.327	62.024	60.733	105.341	76.980	103.705	98.195	106.829	1,120.666
SANTA CRUZ	GCH	3.099	4.296	17.604	18.168	17.242	19.895	18.142	5.859	14.751	11.677	13.003	13.223	156.960
ARANJUEZ	ARJ	14.437	14.069	16.460	15.894	16.074	16.370	11.666	13.109	14.135	16.417	11.064	16.250	175.946
KARACHIPAMPA	KAR	7.783	6.761	3.542	7.280	8.951	8.518	8.704	8.083	8.119	8.761	3.473	0	79.974
TOTAL GUARACACHI		125.094	113.446	145.219	159.166	135.594	106.808	99.245	132.393	113.985	140.560	125.735	136.302	1,533.546
ZONGO	KEN	105.654	99.796	107.858	85.621	61.901	54.199	51.597	51.104	67.507	66.947	68.453	91.293	911.929
KENKO	KEN	785	491	4.206	8.614	10.066	10.931	11.407	11.160	8.617	8.397	9.658	7.933	92.264
TAP CHUQUIAQUILLO	TCH	0	0	0	0	0	50	0	0	137	0	134	0	321
MIGUILLAS	VIN	9.426	8.833	8.457	4.834	7.712	8.147	9.891	9.423	11.627	10.520	8.878	7.362	105.110
TOTAL COBEE		115.864	109.120	120.521	99.070	79.679	73.326	72.894	71.687	87.888	85.864	87.122	106.588	1,109.624
CORANI	COR	22.331	15.471	18.455	9.997	20.901	23.275	30.445	24.288	30.644	32.870	31.065	20.190	279.932
SANTA ISABEL	SIS	38.078	29.538	29.791	15.046	29.451	32.306	43.145	34.053	42.830	46.681	44.622	32.264	417.804
TOTAL CORANI		60.410	45.008	48.247	25.043	50.352	55.581	73.590	58.340	73.474	79.551	75.686	52.454	697.736
CARRASCO	CAR	44.090	43.235	62.457	65.575	65.307	68.609	71.885	59.383	61.909	64.873	64.588	61.384	733.294
VALLE HERMOSO	VHE	14.459	16.744	32.187	34.303	42.966	42.964	46.393	41.871	35.857	32.012	34.180	29.923	403.860
TOTAL V. HERMOSO		58.549	59.979	94.644	99.878	108.273	111.573	118.277	101.255	97.766	96.885	98.768	91.307	1,137.154
BULO-BULO	CAR	53.597	48.752	55.374	53.170	54.975	52.819	55.328	53.992	52.939	44.894	53.073	53.360	632.273
TAQUESI (*)	CHS	50.613	48.428	42.095	18.399	12.771	9.724	9.167	8.044	23.568	20.966	11.956	32.970	288.701
YURA	PUN	6.189	5.835	5.653	5.442	6.399	5.974	5.070	5.839	5.488	5.479	5.227	5.386	67.982
KANATA	ARO	1.670	1.681	1.380	796	806	769	916	1.042	1.060	1.347	1.195	1.040	13.701
GUABIRÁ	ARB	0	0	0	0	2.295	12.446	11.087	12.001	11.085	8.214	0	0	57.128
QUEHATA	VIN	276	208	357	436	60	354	309	253	263	260	130	275	3.182
ENTRE RIOS	CAR	0	0	0	13.549	30.990	42.998	49.930	46.204	44.360	46.997	57.571	59.128	391.727
TOTAL INYECCIONES		472.262	432.458	513.489	474.949	482.195	472.372	495.813	491.050	511.877	531.016	516.462	538.811	5,932.754

RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2010

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	130.866	118.343	143.757	143.737	129.535	113.672	115.177	131.448	131.540	146.002	144.421	154.418	1,602.915
CRE	URU	23.377	22.097	31.386	7.239	12.315	25.204	28.449	18.694	34.583	28.185	26.183	23.467	281.181
CRE	ARB	14.268	13.959	18.252	16.945	14.173	13.727	14.001	14.679	11.785	17.004	17.298	18.091	184.183
Total CRE		168.511	154.399	193.395	167.921	156.022	152.603	157.628	164.821	177.909	191.191	187.902	195.976	2,068.278
KENKO	KEN	109.800	100.933	116.262	111.973	86.292	83.947	90.345	90.517	89.163	91.534	86.681	91.386	1,148.833
COTA COTA	COT	0	0	0	0	7.757	7.666	8.128	7.955	7.466	7.603	7.173	7.606	61.355
BOLOGNIA	BOL	0	0	0	0	9.375	9.243	9.680	9.632	9.152	9.296	8.881	9.272	74.531
TAP BAHAI	TBA	0	0	0	0	6.489	6.451	6.784	6.638	6.406	6.493	6.218	6.354	51.830
PAMPASASI	PAM	0	0	0	0	3.855	3.802	3.824	3.905	3.754	3.931	3.736	3.987	30.794
CHUSPIPATA	CHS	0	0	0	0	945	943	1.003	1.007	981	979	985	1.016	7.859
CARANAVI	CRN	0	0	0	0	1.954	2.047	2.108	2.147	2.160	2.040	2.044	2.082	16.582
Total ELECTROPAZ		109.800	100.933	116.262	111.973	116.655	114.100	121.871	121.800	119.083	121.876	115.718	121.703	1,391.784
ELFEC	ARO	53.176	49.575	56.249	54.325	56.039	55.676	57.580	58.747	57.087	60.560	58.963	60.345	678.320
ELFEC	VHE	18.956	16.824	19.291	18.690	19.575	18.039	19.240	19.063	19.619	20.672	20.238	20.667	230.874
ELFEC	CBC	811	731	835	786	801	891	932	909	947	952	902	833	10.330
ELFEC	CHI	3.009	2.844	3.385	3.190	3.074	3.013	3.017	3.176	3.400	3.620	3.486	3.552	38.766
Total ELFEC		75.950	69.972	79.760	76.992	79.489	77.618	80.769	81.895	81.053	85.805	83.590	85.397	958.290
ELFEQ	VIN69	21.366	19.741	22.794	21.456	21.666	21.385	22.557	21.631	22.018	22.937	21.984	23.258	262.793
ELFEQ	CAT	5.525	4.899	6.586	7.535	8.370	8.215	8.502	8.716	7.610	8.558	7.794	7.236	89.546
Total ELFEQ		26.891	24.640	29.380	28.991	30.036	29.600	31.059	30.347	29.628	31.495	29.778	30.494	352.339
SEPSA	OCU	206	191	257	269	303	303	234	270	297	283	262	247	3.120
SEPSA	POT	16.425	14.235	17.978	18.033	19.373	19.200	19.352	19.991	19.610	19.712	18.524	19.043	215.476
SEPSA	PUN	2.652	2.196	2.782	2.834	2.768	3.111	2.828	2.826	3.145	3.209	2.708	2.838	33.367
SEPSA	ATO	4.486	4.028	5.103	4.960	5.229	5.267	5.109	5.216	5.176	5.311	5.018	5.049	59.954
SEPSA	DDI	1.692	1.551	2.168	2.086	2.299	2.078	2.129	1.244	2.116	2.454	2.203	2.109	24.130
SEPSA	SAC	114	123	151	153	158	167	160	178	173	173	175	166	1.890
SEPSA	KAR	20	17	16	21	24	22	22	18	18	17	12	8	216
SEPSA	PUN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36	58	94
Total SEPSA		25.594	22.342	28.455	28.357	30.157	30.147	29.834	23.212	30.535	31.158	28.937	29.518	338.247
CESSA	ARJ	16.587	13.548	15.200	15.574	17.337	16.838	17.310	17.649	17.522	16.628	17.834	15.290	197.318
CESSA	MAR	21	21	20	19	18	17	18	16	16	16	17	17	216
CESSA	SUC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.393	2.393
Total CESSA		16.608	13.569	15.221	15.594	17.355	16.855	17.328	17.665	17.537	16.644	17.851	17.701	199.927
YUCUMO	YUC	0	0	0	0	35	35	34	41	43	10	0	0	196
SAN BORJA	SBO	0	0	0	0	26	408	412	444	478	504	494	597	3.364
TRINIDAD	TRI	0	0	0	0	0	0	0	1.408	2.401	3.194	3.854	4.712	15.569
Total ENDE		0	0	0	0	61	443	446	1.893	2.921	3.708	4.348	5.309	19.129
EMVINTO	VIN69	3.535	3.166	3.393	2.394	3.592	3.521	3.554	3.638	3.032	3.597	3.314	3.514	40.249
COBOCE	CBC	2.834	3.762	4.177	3.827	4.071	3.395	4.006	3.313	4.087	3.888	3.797	3.756	44.912
EMSC	PUN	33.532	31.453	33.736	29.869	33.516	32.291	35.356	29.543	33.417	29.205	27.678	32.769	382.365
EMIRSA	VIN115	1.653	1.423	1.701	1.524	1.514	1.523	1.555	1.585	1.502	1.477	1.509	1.531	18.498
TOTAL RETIROS		46												

ANEXOS

6

POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2010

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Guaracachi	GCH	197.1	196.4	235.6	247.4	223.4	135.8	167.6	209.8	170.7	223.4	230.4	224.0	247.4
Santa Cruz	GCH	38.5	39.9	40.3	42.4	43.4	42.0	44.5	41.4	41.9	42.2	41.7	40.5	44.5
Aranjuez	ARJ	27.0	28.6	28.5	27.8	29.8	29.9	22.7	21.7	25.7	26.9	24.1	25.7	29.9
Karachipampa	KAR	14.4	13.6	13.8	13.3	13.4	13.2	13.5	13.0	13.9	14.0	13.9	0.0	14.4
Sistema Zongo	KEN	162.5	163.6	180.4	161.1	154.0	161.9	159.7	148.9	176.9	166.7	178.1	172.8	180.4
Kenko	KEN	18.6	17.8	18.5	18.3	18.6	18.7	17.3	17.3	18.8	18.7	18.6	18.4	18.8
Tap Chuquiaguillo	TCH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.3	0.0	0.0	28.6	0.0	23.2	0.0	28.6
Sistema Miguillas	VIN	20.0	20.4	20.5	18.2	20.1	19.8	18.2	18.4	20.3	20.0	19.8	19.5	20.5
Corani	COR	54.6	55.3	56.5	57.0	54.8	55.0	57.0	55.3	56.6	54.9	55.4	54.9	57.0
Santa Isabel	SIS	88.7	90.2	90.4	90.6	88.2	88.2	88.4	88.4	90.2	90.0	90.6	89.6	90.6
Carrasco	CAR	105.6	105.8	111.3	114.3	111.4	111.3	110.0	105.6	105.4	103.6	103.0	105.0	114.3
Valle Hermoso	VHE	68.4	68.5	73.2	71.3	71.1	73.7	69.1	68.3	72.7	72.3	72.3	71.5	73.7
Bulo Bulo	CAR	85.0	85.4	88.4	88.8	90.4	89.2	87.4	87.9	88.7	85.8	86.6	86.4	90.4
Sistema Taquesí (*)	CHS	83.3	83.6	83.8	78.9	82.1	81.0	80.5	79.8	87.2	84.4	80.7	85.3	87.2
Sistema Yura	PUN	17.4	17.2	13.4	15.7	17.0	18.2	16.1	16.9	17.8	17.2	17.5	17.3	18.2
Kanata	ARO	6.6	7.2	7.2	6.6	6.6	6.6	6.5	6.6	7.1	6.6	7.1	7.2	7.2
Guabirá Energía	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	19.5	21.1	19.7	19.5	20.2	19.5	0.0	0.0	21.1
Quehata	VIN	1.7	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8
Entre Ríos	CAR	0.0	0.0	0.0	50.8	56.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	269.6	273.3	291.1	299.3	268.5	239.6	246.0	282.0	283.6	298.4	290.4	308.7	308.7
CRE	URU	69.9	91.5	116.3	48.4	68.2	69.3	74.4	61.4	80.0	137.2	66.6	71.8	137.2
CRE	ARB	33.2	31.0	35.6	35.0	31.0	30.1	30.0	32.0	31.8	34.5	34.4	36.9	36.9
ELECTROPAZ	KEN	232.4	237.4	241.2	241.9	186.0	186.1	195.4	195.3	193.6	187.3	189.7	190.2	241.9
ELECTROPAZ	COT	0.0	0.0	0.0	0.0	16.7	16.6	17.3	16.9	16.8	16.5	15.7	18.6	18.6
ELECTROPAZ	BOL	0.0	0.0	0.0	0.0	19.7	19.9	20.7	20.6	20.4	19.7	19.5	22.3	22.3
ELECTROPAZ	TBA	0.0	0.0	0.0	0.0	13.0	13.1	13.5	13.1	13.1	12.7	14.9	13.2	14.9
ELECTROPAZ	PAM	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	11.0	9.1	9.4	9.4	9.5	9.2	11.2	11.2
ELECTROPAZ	CHS	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	2.6	2.7	2.7	2.6	2.7	2.6	2.9	2.9
ELECTROPAZ	CRN	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	4.7	4.9	5.0	5.2	4.7	4.9	4.9	5.2
ELFEC	ARO	107.1	110.7	111.7	112.8	111.9	115.8	113.8	122.4	117.2	119.1	118.2	118.8	122.4
ELFEC	VHE	40.6	40.1	41.0	44.3	51.2	41.8	41.7	43.1	43.9	44.3	44.0	44.7	51.2
ELFEC	CBC	4.4	2.0	2.0	2.1	2.2	3.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	4.4
ELFEC	CHI	6.8	7.2	7.9	7.9	7.7	7.5	7.4	7.7	8.5	8.7	8.5	8.3	8.7
ELFEO	VIN69	42.6	43.1	45.2	45.1	45.8	47.3	49.0	47.3	48.4	48.4	47.1	45.9	49.0
ELFEO	CAT	14.3	14.3	14.5	18.4	19.8	16.3	15.6	17.3	17.0	16.9	16.9	21.0	21.0
CESSA	ARJ	33.5	34.2	34.8	35.1	35.5	35.9	35.1	35.2	35.4	36.7	36.6	37.1	37.1
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
CESSA	SUC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.6	10.6
SEPSA	POT	30.6	31.4	33.2	34.8	34.8	36.2	36.1	35.1	35.4	35.4	34.7	34.9	36.2
SEPSA	PUN	5.9	6.1	6.3	6.6	7.2	7.3	6.9	6.9	7.0	7.0	6.7	6.4	7.3
SEPSA	ATO	8.9	9.0	9.7	10.0	10.3	10.7	11.0	10.4	10.2	10.1	9.9	9.6	11.0
SEPSA	DDI	4.7	5.0	5.1	5.2	5.3	5.3	5.0	4.6	5.4	5.4	5.5	5.4	5.5
SEPSA	OCU	0.7	0.7	0.9	1.0	1.0	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	1.0
SEPSA	SAC	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7
SEPSA	KAR	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2
SEPSA	PUN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2
ENDE	YUC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.2
ENDE	SBO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.2	1.5	1.5
ENDE	TRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	6.1	7.2	7.5	8.4	8.4
EMIRSA	VIN115	2.7	2.6	2.7	2.5	2.6	2.5	2.5	2.7	2.5	2.3	2.4	2.4	2.7
EMVINTO	VIN69	5.6	5.4	5.8	5.4	5.6	5.8	5.7	6.0	5.8	5.7	5.5	5.7	6.0
COBOCE	CBC	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.6	7.5	7.7
EMSC	PUN	53.4	54.0	54.0	51.6	51.0	52.4	53.2	52.5	51.4	52.5	51.6	51.8	54.0

(*) A partir del mes de mayo de 2010, las Inyecciones del Sistema Taquesí son consideradas en el nodo Chusipata

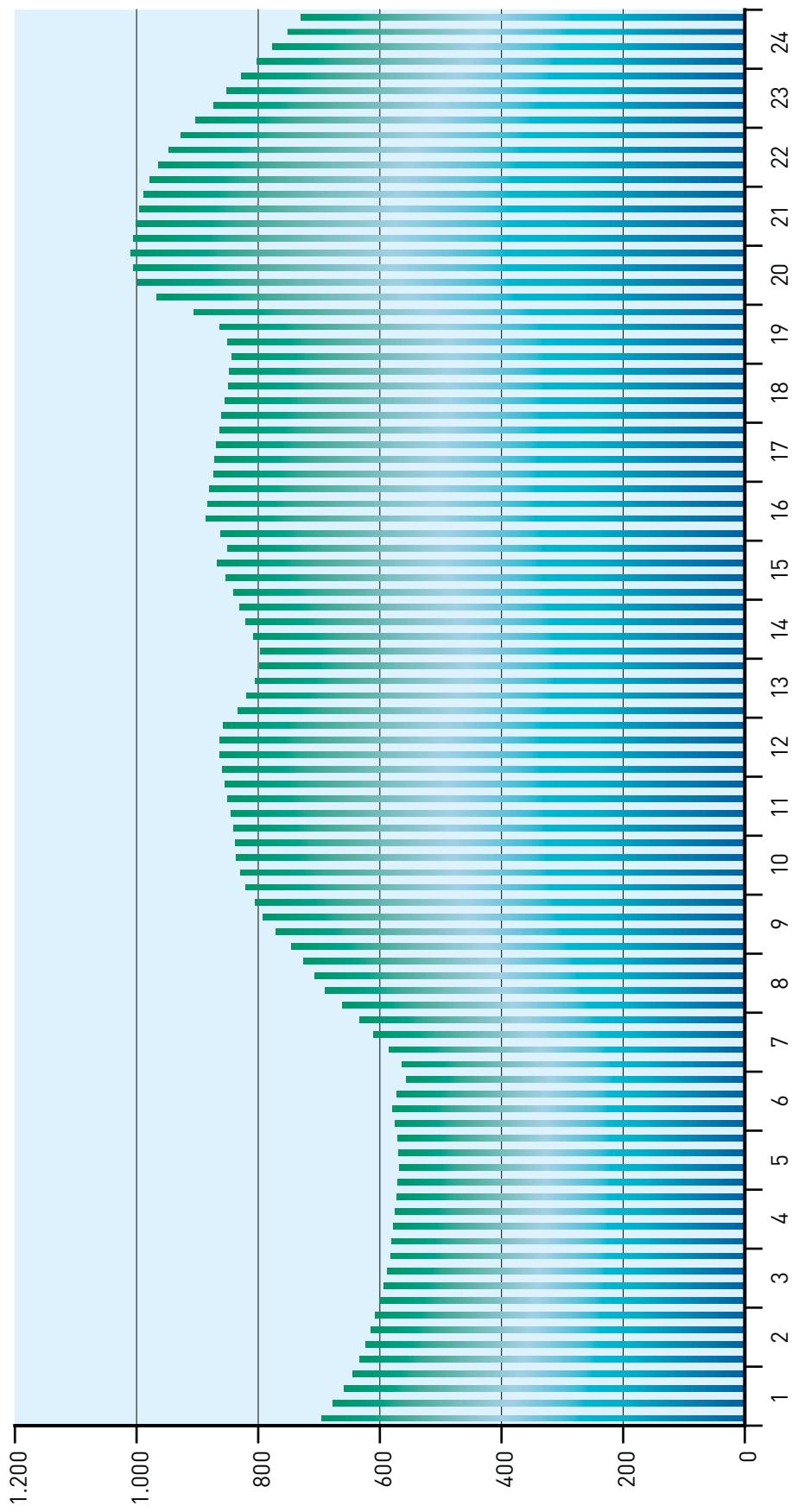
**POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA
EN EL STI (MW) - AÑO 2010**

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH	197.1	187.8	221.9	227.2	173.6	125.3	146.4	199.2	148.7	209.8	192.8	222.0
Santa Cruz	GCH	36.8	36.7	36.6	35.8	36.8	34.5	36.8	36.0	38.8	38.9	38.8	38.7
Aranjuez	ARJ	23.3	24.9	25.3	25.0	27.8	26.9	18.9	18.6	21.5	26.0	6.2	25.2
Karachipampa	KAR	12.7	12.7	0.0	12.2	12.4	12.6	12.4	12.4	12.7	13.4	12.6	0.0
Sistema Zongo	KEN	154.2	155.1	159.0	150.0	143.4	147.1	145.1	138.7	159.4	136.0	167.2	152.7
Kenko	KEN	16.8	16.4	16.4	16.0	16.4	17.3	16.4	15.9	18.1	18.4	17.1	18.0
Tap Chuquiaguillo	TCH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sistema Miguillas	VIN	17.8	17.6	18.1	3.4	16.3	17.9	18.1	18.1	18.2	12.1	19.7	12.3
Corani	COR	51.8	53.4	50.8	52.3	52.6	51.6	51.4	53.0	53.0	52.9	50.5	53.1
Santa Isabel	SIS	78.3	84.8	80.4	87.6	87.5	85.4	70.3	87.1	81.0	81.1	64.2	87.4
Carrasco	CAR	95.6	98.0	102.1	102.9	96.3	100.7	97.1	94.9	97.2	98.5	98.0	98.6
Valle Hermoso	VHE	65.5	64.6	67.8	62.0	62.5	65.0	65.2	62.8	69.1	69.1	68.3	68.4
Bulo Bulo	CAR	78.1	78.0	84.6	85.0	77.7	86.7	77.7	84.8	82.7	83.9	83.6	82.0
Sistema Taquesi (*)	CHS	76.5	76.2	76.1	70.7	80.5	59.0	73.7	49.9	79.7	78.4	71.1	72.2
Sistema Yura	PUN	16.4	16.3	9.7	12.7	14.5	16.2	12.8	16.3	13.8	15.3	16.0	16.1
Kanata	ARO	6.4	6.5	6.5	6.4	6.4	6.3	6.4	6.4	6.5	6.4	0.0	6.3
Guabirá Energía	ARB	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.2	18.2	18.6	18.7	18.7	7.2	0.0	0.0
Quehata	VIN	1.6	1.6	1.7	1.5	0.0	1.5	1.6	1.7	1.5	1.6	1.3	1.5
Entre Ríos	CAR	0.0	0.0	0.0	24.9	45.8	96.7	93.6	88.8	94.3	70.4	94.7	74.4
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	268.8	270.2	289.5	296.5	261.7	232.5	241.1	278.6	273.9	291.5	285.1	304.2
CRE	URU	35.2	34.3	23.3	24.2	37.4	59.7	49.0	38.5	75.4	37.6	42.5	32.9
CRE	ARB	29.2	31.0	34.1	34.9	30.6	29.6	29.4	31.5	20.0	33.3	32.7	33.8
ELECTROPAZ	KEN	231.8	237.4	233.3	241.9	180.7	182.6	190.8	182.0	180.5	180.6	182.1	188.7
ELECTROPAZ	COT	0.0	0.0	0.0	0.0	15.7	15.5	16.7	15.2	14.9	14.9	15.3	15.9
ELECTROPAZ	BOL	0.0	0.0	0.0	0.0	18.1	19.0	19.5	18.4	17.8	18.0	18.3	18.8
ELECTROPAZ	TBA	0.0	0.0	0.0	0.0	12.4	12.6	12.8	12.2	11.8	11.7	12.1	12.0
ELECTROPAZ	PAM	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	7.5	7.8	8.1	7.5	7.5	7.6	8.1
ELECTROPAZ	CHS	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	2.3	2.4	2.3	2.6	2.3	2.3	2.5
ELECTROPAZ	CRN	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	4.3	4.7	4.7	4.8	4.4	4.5	4.4
ELFEO	VIN69	42.3	42.4	45.2	43.1	43.6	45.8	45.5	46.3	45.7	45.9	46.8	45.5
ELFEO	CAT	13.2	12.5	12.8	15.8	15.5	14.4	13.1	15.3	14.5	14.7	14.3	15.7
ELFEC	ARO	104.5	106.6	111.1	111.6	110.5	114.2	112.6	114.8	115.5	117.5	113.8	117.9
ELFEC	VHE	37.7	39.5	41.0	40.9	41.9	41.2	41.6	43.0	42.6	43.6	42.8	43.7
ELFEC	CBC	1.6	1.9	1.9	2.0	1.9	2.0	1.9	2.0	2.1	2.0	2.0	2.1
ELFEC	CHI	6.7	6.9	7.3	7.8	7.6	7.4	7.1	7.6	8.3	8.6	8.1	8.1
CESSA	ARJ	33.4	28.1	29.9	29.5	28.6	35.9	30.4	35.2	34.7	36.0	28.1	35.5
CESSA	MAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1
CESSA	SUC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SEPSA	POT	29.4	30.8	31.6	33.3	32.8	35.0	33.4	32.6	35.1	35.4	32.7	34.9
SEPSA	PUN	5.7	5.9	5.3	6.1	6.3	6.9	6.4	6.7	6.5	6.4	6.4	6.1
SEPSA	ATO	8.4	8.0	9.6	9.4	9.6	10.7	9.9	9.8	9.9	9.5	9.3	9.3
SEPSA	DDI	4.5	4.6	4.9	4.9	5.1	4.5	4.5	4.5	5.1	4.7	5.1	3.5
SEPSA	OCU	0.7	0.6	0.8	0.9	0.9	1.0	0.9	0.8	0.9	0.8	0.9	0.8
SEPSA	SAC	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6
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
SEPSA	PUN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
ENDE	YUC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
ENDE	SBO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.9	1.1	1.1	1.2	1.1	1.2
ENDE	TRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	5.2	6.2	6.4	6.6
EMIRSA	VIN115	2.4	2.2	2.3	2.1	2.3	2.1	2.1	1.9	2.3	2.1	2.3	2.1
EMVINTO	VIN69	4.5	4.8	5.1	2.7	5.0	5.4	5.1	5.3	4.4	4.7	4.6	4.6
COBOCE	CBC	7.4	7.3	3.5	7.4	7.4	7.6	7.2	7.4	7.5	7.2	7.3	3.5
EMSC	PUN	49.4	45.4	49.6	46.1	43.1	47.2	48.3	50.9	46.7	50.4	48.3	46.2
MÁXIMA		917,354.2	921,082.3	942,713.7	961,545.4	933,513.3	948,164.0	945,679.0	982,270.2	998,171.9	999,318.1	983,715.2	1,009,392.1
día		jueves 28	miér. 24	jueves 18	martes 20	jueves 06	martes 15	viernes 30	martes 24	miér. 22	miér. 20	lunes 08	jueves 09
hora		20:15	20:00	19:45	19:15	19:15	19:00	19:15	19:30	19:30	19:45	19:30	20:00

(*) A partir del mes de mayo de 2010, las Inyecciones del Sistema Taquesi son consideradas en el nodo Chusipata

CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) JUEVES 09 DE DICIEMBRE DE 2010



POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2010

COMPONENTE	CAPACIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
Líneas de Transmisión														
SAN - SUC230	142.5	70.5	67.2	76.8	78.1	79.5	74.2	84.4	80.3	76.6	74.6	84.8	80.1	84.8
SUC - PUN230	142.5	54.7	56.9	61.3	62.2	57.6	59.6	60.4	60.2	57.5	58.4	64.0	63.5	64.0
PUN - SCR230	140	54.1	54.8	54.9	52.3	52.4	54.2	53.5	52.2	53.2	52.6	52.7	52.7	54.9
VIN - MAZ230	130	29.2	2.4	41.9	99.5	135.3	125.4	128.4	133.8	132.3	126.0	126.0	94.6	135.3
KEN - MAZ115	130	130.6	133.8	130.4	119.5	67.9	10.4	17.0	0.0	112.7	67.7	41.5	128.3	133.8
VHE - SAN230	130	65.5	58.4	65.5	82.6	93.9	126.5	104.3	112.9	99.4	93.6	107.2	89.2	126.5
VIN - SAN230	130	73.1	77.0	72.5	62.3	20.0	0.0	0.0	0.0	61.1	31.3	4.0	72.7	77.0
CAR - ARB230	130	95.8	119.9	*160.3	79.8	74.9	78.1	78.4	73.1	91.0	***147.4	95.0	100.8	119.9
CAR - GCH230	130	85.7	91.8	131.8	70.5	129.0	100.9	126.2	72.6	99.8	95.1	86.0	143.9	143.9
SJO - CAR230	130	30.4	15.2	37.6	3.3	0.0	0.0	0.0	3.1	16.2	17.0	0.0	0.0	37.6
CAR - SJ0230	130	71.7	73.9	108.0	122.8	124.9	132.1	108.2	117.5	113.2	111.4	137.4	115.1	137.4
SJO - VHE230	130	69.9	60.0	73.6	110.5	115.7	124.2	117.0	112.9	110.0	100.9	122.4	102.7	124.2
SAN - VIN230	130	53.0	34.6	66.9	114.1	132.3	129.5	130.8	130.0	130.5	121.3	134.2	107.9	134.2
CAR - SAN230	130	58.7	59.6	**163.6	137.9	116.6	111.6	134.6	111.6	105.5	131.1	105.0	137.9	137.9
SIS - AR0115	74	57.2	56.9	56.8	62.6	64.1	69.7	73.0	63.6	61.1	67.5	64.7	62.8	73.0
COR - VHE115	74	54.3	53.4	52.8	57.5	59.0	58.0	67.9	58.5	56.5	67.0	60.8	58.9	67.9
SIS - SJ0230	74	49.1	45.7	48.1	45.5	39.4	36.9	47.9	41.0	51.0	46.3	48.3	44.1	51.0
VHE - AR0115	74	59.7	69.1	73.7	72.7	62.4	66.6	56.0	66.1	63.4	62.6	70.3	65.7	73.7
Transformadores														
ATMA2230	142.5	130.2	133.2	129.6	119.0	129.4	123.5	126.3	131.3	130.5	124.6	124.4	128.2	133.2
ATURU230	142.5	69.4	91.9	126.7	49.7	70.1	69.7	76.8	60.6	80.5	***140.6	66.1	72.2	126.7
ATVHE230	142.5	59.0	62.9	65.6	64.3	51.1	43.2	33.8	55.8	62.1	64.6	81.5	71.4	81.5
ATGCH23001	71	43.0	44.4	64.4	35.0	64.0	49.9	60.9	36.2	49.3	60.2	62.8	70.5	70.5
ATGCH23002	71	68.4	44.3	63.3	34.4	62.5	49.5	60.8	35.3	48.3	46.1	72.9	69.4	72.9
ATVIN11501	24	15.4	16.6	18.0	21.3	17.9	17.3	17.0	16.8	22.1	18.4	18.3	20.4	22.1
ATVIN11502	24	15.8	21.7	17.2	21.7	18.4	17.7	17.5	17.2	22.7	19.0	18.8	21.1	22.7

* Mantenimiento programado línea Carrasco - Guaracachi, 04 de marzo 2010.
 ** Mantenimiento programado línea Carrasco - San José, 29 de marzo 2010.
 *** Mantenimiento programado barra en 69 KV de Guaracachi, 10 de octubre 2010.

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2010

UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
ANG01	108.00	9.42	117.42	CJL01	122.45	54.82	177.27	KEN02	150.45	28.03	178.48
ANG02	82.47	8.45	90.92	CJL02	121.38	479.58	600.97	KIL01	0.00	670.07	670.07
ANG03	59.58	18.47	78.05	COR01	134.47	30.67	165.13	KIL02	0.00	31.55	31.55
ARJ01	0.00	8,760.00	8,760.00	COR02	139.77	31.72	171.48	KIL03	0.00	33.72	33.72
ARJ02	90.55	2,469.13	2,559.68	COR03	46.87	26.20	73.07	LAN01	9.10	2,145.03	2,154.13
ARJ03	97.52	3,555.58	3,653.10	COR04	71.63	19.73	91.37	LAN02	9.10	1,821.48	1,830.58
ARJ05	0.00	2,413.23	2,413.23	CRB	162.15	178.00	340.15	LAN03	9.10	874.92	884.02
ARJ06	0.00	2,303.57	2,303.57	CUT01	120.52	6.90	127.42	MIG01	122.70	8.63	131.33
ARJ08	441.98	15.00	456.98	CUT02	135.53	6.92	142.45	MIG02	123.75	21.30	145.05
ARJ09	74.72	2,388.92	2,463.63	CUT03	133.70	3.88	137.58	PUH	355.63	292.60	648.23
ARJ10	138.42	4,736.62	4,875.03	CUT04	120.32	1.33	121.65	QUE01	909.83	594.20	1,504.03
ARJ11	38.90	5,098.80	5,137.70	CUT05	183.50	18.08	201.58	QUE02	801.83	423.75	1,225.58
ARJ12	81.15	7,123.90	7,205.05	ERI01	578.92	65.42	644.33	SAI	115.88	4.85	120.73
ARJ13	118.22	2,420.38	2,538.60	ERI02	641.45	99.90	741.35	SCZ01	44.27	28.65	72.92
ARJ14	0.00	3,107.73	3,107.73	ERI03	410.25	101.28	511.53	SCZ02	255.83	72.38	328.22
ARJ15	0.00	8,760.00	8,760.00	ERI04	358.93	353.20	712.13	SIS01	129.17	8.08	137.25
BOT01	47.17	13.97	61.13	GBE01	4,485.48	777.27	5,262.75	SIS02	147.02	4.60	151.62
BOT02	61.45	1.18	62.63	GCH01	77.22	829.22	906.43	SIS03	134.77	5.45	140.22
BOT03	7.13	31.07	38.20	GCH02	386.22	12.55	398.77	SIS04	127.88	5.87	133.75
BUL01	401.08	72.97	474.05	GCH04	33.88	28.07	61.95	SIS05	36.13	37.70	73.83
BUL02	158.33	49.72	208.05	GCH06	75.58	112.12	187.70	SR001	101.45	14.62	116.07
CAH01	100.78	140.75	241.53	GCH09	59.00	2,139.13	2,198.13	SR002	110.33	388.87	499.20
CAH02	145.98	6.62	152.60	GCH10	638.47	1,903.80	2,542.27	TIQ	63.68	18.75	82.43
CAR01	266.77	69.03	335.80	GCH11	970.43	45.40	1,015.83	VHE01	676.03	133.35	809.38
CAR02	440.12	53.98	494.10	HAR01	150.65	49.25	199.90	VHE02	72.95	9.08	82.03
CHJ	379.85	81.93	461.78	HAR02	36.12	6.77	42.88	VHE03	258.22	29.43	287.65
CH001	182.05	51.23	233.28	HUA01	197.58	30.45	228.03	VHE04	209.50	137.65	347.15
CH002	187.80	60.43	248.23	HUA02	347.28	31.20	378.48	YAN	52.18	272.88	325.07
CH003	174.87	52.07	226.93	KAN	0.80	45.27	46.07	ZDN	71.98	3.12	75.10
CHU01	269.67	145.48	415.15	KAR	1,349.15	511.17	1,860.32				
CHU02	264.12	25.08	289.20	KEN01	176.05	81.88	257.93				

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2010

UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
ARB-URU230	90.74	1.40	92.14	CPPOT06901	32.05	5.38	37.43
ARJ-MAR069	10.01	3.48	13.49	CPPOT06902	14.45	3.96	18.41
ARJ-SUC069	12.66	3.80	16.46	CPVIN06901	15.03	0.00	15.03
ARO-SIS115	4.28	0.00	4.28	CPVIN06902	12.25	0.45	12.70
ARO-VHE115	4.71	0.00	4.71	CPVIN11501	8.76	0.00	8.76
ATARB230	65.13	2.40	67.53	CPVIN11502	8.13	0.00	8.13
ATATO11501	22.68	2.20	24.88	CRN-CHS115	17.60	2.45	20.05
ATCAT115	19.35	0.00	19.35	CRN-YUC115	45.68	85.08	130.76
ATGCH23001	313.26	4.63	317.89	CSVIN-VIC230	10.00	0.30	10.30
ATGCH23002	311.81	0.48	312.29	DDI-KAR069	10.00	0.01	10.01
ATMAZ230	10.00	0.30	10.30	DDI-MAR069	10.00	0.01	10.01
ATO-TEL069	23.08	2.25	25.33	KAR-POT069	16.41	0.21	16.62
ATPOT11501	10.50	0.00	10.50	KEN-SEN11501	10.00	0.30	10.30
ATPUN11501	4.96	1.76	6.72	KEN-SEN11502	10.00	0.30	10.30
ATPUN230	12.68	1.93	14.61	MAZ-VIC230	10.00	0.23	10.23
ATSJO230	7.03	0.58	7.61	MOX-TRI115	18.06	88.09	106.15
ATSUC230	12.58	3.71	16.29	OCU-POT115	20.23	0.96	21.19
ATURU230	23.46	0.36	23.82	POR-CHL069	23.46	16.10	39.56
ATVHE230	4.50	0.48	4.98	POT-PUN069	0.00	1.76	1.76
ATVIN11501	10.00	4.61	14.61	PUN-ATO115	21.68	2.06	23.74
ATVIN11502	9.66	0.00	9.66	PUN-SCR230	12.66	3.81	16.47
ATVIN230	9.95	0.06	10.01	REGCH230	264.05	0.00	264.05
CAR-ARB230	118.10	12.65	130.75	REPUN23001	12.66	0.10	12.76
CAR-CHI230	13.28	0.80	14.08	REPUN23002	12.66	0.10	12.76
CAR-GCH230	267.75	0.90	268.65	RESCR23001	12.46	3.33	15.79
CAR-SAN230	21.28	0.68	21.96	RESCR23002	12.66	3.33	15.99
CAT-OCU115	20.23	0.86	21.09	RESJO230	58.43	24.43	82.86
CAT-SAC115	17.58	1.15	18.73	REVIN230	10.00	0.20	10.20
CAT-VIN115	6.76	0.00	6.76	SAN-SUC230	12.61	0.01	12.62
CBC-SAC115	77.93	1.11	79.04	SAN-VIN230	10.86	0.30	11.16
CBC-VHE115	42.11	2.06	44.17	SBO-MOX115	17.96	72.66	90.62
CHI-SJ0230	59.14	36.01	95.15	SEN-MAZ115	10.00	0.30	10.30
CHL-TUP069	23.46	16.10	39.56	SIS-SJ0115	7.03	0.58	7.61
CHS-PIC115	16.90	0.63	17.53	SJO-VHE230	2.66	0.05	2.71
CHS-TCH115	7.96	1.21	9.17	SUC-PUN230	12.66	0.10	12.76
COR-SIS115	15.48	2.61	18.09	TEL-POR069	23.46	16.10	39.56
COR-VHE115	46.58	1.08	47.66	TRSCR23001	32.66	4.33	36.99
CPARJ069	9.41	3.68	13.09	TRSCR23002	36.68	8.11	44.79
CPATO06901	22.68	0.56	23.24	TRTRI11501	11.51	24.88	36.39
CPCAT069	16.98	1.48	18.46	TUP-VIL069	23.46	40.36	63.82
CPKEN069	19.48	1.26	20.74	VHE-VIN115	4.88	0.00	4.88
CPKEN115	19.76	0.81	20.57	YUC-SBO115	32.66	84.53	117.19

POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA FIRME (MW) - AÑO 2010

FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2010

MES	DÍA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
FEB	19	Disparo unidad generadora GCH09	41.29 horas	Pérdida de sus servicios auxiliares	ELECTROPAZ, ELFEC, CRE, ELFE0, CESSA, EMIRSA, CM. VINTO, MSCR, COBOCE
FEB	19	Disparo unidad generadora GCH10	6.24 horas	Problemas en su sistema de refrigeración a causa de la desconexión de la unidad GCH09	ELECTROPAZ, ELFEC, CRE, ELFE0, CESSA, EMIRSA, CM. VINTO, MSCR, COBOCE
FEB	27	KAR	19.82 días	Sistema de refrigeración de la turbina	
FEB	28	GCH10	2.96 días	Problemas en álabes de la primera etapa	
MAR	5	GCH10	7.18 días	Problemas en álabes de la primera etapa	
ABR	18	Disparo unidad generadora BUL01	4.78 horas	Pérdida de servicios auxiliares	ELECTROPAZ, ELFEC, ELFE0, CESSA, SEPSA, CRE, MSCR, EMIRSA, E.M. Vinto y COBOCE
ABR	18	Disparo unidad generadora BUL02	5.5 horas	Pérdida de servicios auxiliares	ELECTROPAZ, ELFEC, ELFE0, CESSA, SEPSA, CRE, MSCR, EMIRSA, E.M. Vinto y COBOCE
MAY	27	Disparo unidad generadora GCH09	63.83 días	Transformador quemado de servicios auxiliares del sistema de refrigeración del ciclo combinado (Blower)	
MAY	27	Disparo unidad generadora GCH10	65.44 días	Transformador quemado de servicios auxiliares del sistema de refrigeración del ciclo combinado (Blower)	
JUN	12	Línea en 115 kV Rafael Urquidi - Alalay	29.03 horas	Caída de la estructura N° A13 ocasionado por terceros.	ELFEC
JUL	1	Disparo unidades generadoras ARJ14, ARJ08, ARJ10, ARJ09 y ARJ11	4.74 horas	Siniestro barras 10 kV central Aranjuez, corto circuito en bornes de la unidad ARJ11	Colapso del área de Sucre - CESSA
JUL	17	GBE01	3.83 días	Falla en el tanque principal de alimentación de agua a los calderos	
AGO	18	GCH01	25.96 días	Falla en el sistema de lubricación	
SEP	15	GCH01	6.34 días	Falla en el sistema de lubricación	
SEP	27	Valle de Zongo	25.28 horas	Situaciones de fuerza mayor en el valle de Zongo	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFE0, SEPSA, CESSA, COBOCE, EMIRSA y CM VINTO.
DIC	11	Líneas en 115 kV Tiquimani - Sainani y Tiquimani - Chururaqui	5.7 minutos	Descargas atmosféricas	ELECTROPAZ, ELFEC, ELFE0, CESSA, SEPSA, CRE, MSCR, EMIRSA, E.M. Vinto y COBOCE
DIC	14	Disparo unidades generadoras GCH09 y GCH10	1.06 horas	Falla en tarjeta del Sistema de Control Distribuido de la unidad GCH12 por enclavamiento	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFE0, CESSA, SEPSA, ENDE, MSCR, EMIRSA, E.M. Vinto y COBOCE
DIC	25	Disparo unidad generadora BUL01	19.55 horas	Descargas atmosféricas	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFE0, CESSA, SEPSA, ENDE, MSCR, EMIRSA, E.M. Vinto
DIC	25	Disparo unidad generadora BUL02	6.18 horas	Descargas atmosféricas	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFE0, CESSA, SEPSA, ENDE, MSCR, EMIRSA, E.M. Vinto

RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN - AÑO 2010

MES	DÍA	HORA	PERÍODO	HORA	CAUSA	AGENTE AFECTADO
SEPTIEMBRE	20	14:17	306	19:23		CESSA (1.24 MW)
		14:08	257	18:25		SEPSA (2.71 MW)
		14:20	150	16:50	Desconexión de Carga Manual por problemas en unidades de generación en el SIN.	EMIRSA (0.25 MW)
		14:05	270	18:35		CMVINTO (0.35 MW)
		14:09	128	16:17	Indisponibles las unidades generadoras de GCH11, ERI01, ERI02 y CAR02	COBOCE(4.00 MW)
		14:05	317	19:22		ELFEO (3.00 MW)
		14:09	256	18:25		ELFEC (7.90 MW)
		14:03	265	18:28		ELECTROPAZ (10.80 MW)
		14:03	265	18:28		CRE (18.35 MW)
	27	11:01	71	12:12		CRE (12.70 MW)
		10:58	73	12:11		ELECTROPAZ (7.10 MW)
		10:59	72	12:11	Desconexión de Carga Manual por problemas en unidades de generación en el SIN.	ELFEC (5.10 MW)
		10:59	79	12:18	Situaciones de fuerza mayor en el Valle de Zongo	ELFEO (2.10 MW)
		11:24	49	12:13		CESSA (0.80 MW)
		11:11	64	12:15		SEPSA (1.60 MW)
		11:00	72	12:12		EMIRSA (0.25 MW)
		11:02	78	12:20		CMVINTO (0.30 MW)
		11:05	67	12:12		COBOCE (0.70 MW)
		12:31	16	12:47	Desconexión de Carga Manual por límite de transferencia en la línea en 230 kV Mazocruz - Vinto.	ELECTROPAZ (7.60 MW)
OCTUBRE	21	13:50	471	21:41		ENDE (0.60 MW)
		13:50	455	21:25		CESSA (2.80 MW)
		13:50	470	21:40	Desconexión de Carga Manual por problemas en unidades de generación en el SIN.	SEPSA (7.30 MW)
		13:50	454	21:24	Situaciones de fuerza mayor en el Valle de Zongo	ELFEO (5.40 MW)
		13:50	453	21:23		ELFEC (14.40 MW)
		13:50	469	21:39		CRE (35.40 MW)
		13:50	469	21:39		ELECTROPAZ (20.40 MW)
		13:50	393	20:23		COBOCE (0.80 MW)
		14:25	79	15:44		ELFEC(3.40 MW)
		14:25	79	15:44		CRE[8.10 MW]
NOVIEMBRE	22	14:25	79	15:44		ELECTROPAZ[4.40 MW]
		14:25	79	15:44		ELFEO(1.00 MW)
		14:25	79	15:44		CESSA(0.60 MW)
		14:25	79	15:44		SEPSA(1.00 MW)
		14:25	79	15:44	Desconexión de carga por problemas en unidades de generación en el Sistema Interconectado Nacional.	ENDE(0.10 MW)
		14:25	79	15:44	Indisponibles las unidades generadoras de BUL01, ERI04 y SAI	COBOCE(0.10 MW)
		14:43	97	16:20		EMIRSA(0.10 MW)
		14:43	93	16:16		CMVINTO(0.10 MW)
		14:43	93	16:16		ELFEC(1.60 MW)
		14:43	93	16:16		ELECTROPAZ(2.20 MW)
		14:43	93	16:16		CRE(4.10 MW)
		14:43	93	16:16		ELFEO(0.50 MW)
		14:43	93	16:16		CESSA(0.30 MW)
		14:43	93	16:16		SEPSA(0.50 MW)
		14:43	93	16:16		ENDE(0.10 MW)
		14:43	93	16:16		COBOCE(0.10 MW)
		14:25	79	15:44		CMVINTO(0.10 MW)

RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN - AÑO 2010

MES	DÍA	HORA	PERÍODO	HORA	CAUSA	AGENTE AFECTADO
NOVIEMBRE	19	19:05	85	20:30		ELECTROPAZ (5.30 MW)
		19:06	85	20:31	Desconexión de Carga Manual por problemas en unidades de generación en el Sistema	CRE (7.50 MW)
		19:06	88	20:34	Interconectado Nacional	ELFEC (3.80 MW)
		19:06	81	20:27	Indisponibles las unidades generadoras de	ELFEO (1.40 MW)
		19:07	79	20:26	GBE01, GCH09, KAR y ERI02	SEPSA (0.90 MW)
		19:07	103	20:50		CESSA (0.70 MW)
		19:08	73	20:21		COBOCE (0.10 MW)
	23	19:10	71	20:21		ENDE (0.10 MW)
		19:21	43	20:04		ELECTROPAZ (2.80 MW)
		19:21	42	20:03	Desconexión de Carga Manual por problemas en unidades de generación en el Sistema	CRE (3.80 MW)
		19:21	43	20:04	Interconectado Nacional	ELFEC (1.90 MW)
		19:22	53	20:15	Indisponibles las unidades generadoras de	ELFEO (0.80 MW)
		19:22	56	20:18	GBE01, GCH09, KAR, ERI02 y Chojilla	CESSA (0.40 MW)
		19:23	52	20:15		SEPSA (0.60 MW)
	25	19:23	56	20:19		ENDE (0.10 MW)
		19:22	56	20:18		COBOCE (0.50 MW)
		19:33	76	20:49		ELECTROPAZ (8.10 MW)
		19:33	76	20:49	Desconexión de Carga Manual por problemas en unidades de generación en el Sistema	CRE (11.10 MW)
		19:33	77	20:50	Interconectado Nacional	ELFEC (5.40 MW)
		19:34	76	20:50	Indisponibles las unidades generadoras de	ELFEO (2.10 MW)
		19:35	75	20:50	GBE01, GCH09, KAR, ERI02, SR001,	CESSA (0.90 MW)
	NOVIEMBRE	19:36	75	20:51	SR002 y Chojilla	SEPSA (1.50 MW)
		19:37	75	20:52		ENDE (0.30 MW)
		14:36	62	15:38		ELECTROPAZ (7.20 MW)
		14:37	60	15:37		CRE (13.00 MW)
		14:36	66	15:42		ELFEC (5.10 MW)
		14:43	57	15:40		ELFEO (1.60 MW)
		15:00	50	15:50		CESSA (1.40 MW)
		14:50	85	16:15		SEPSA (1.70 MW)
		14:46	71	15:57		ENDE (0.20 MW)
		14:50	67	15:57		COBOCE (0.20 MW)
		15:38	134	17:52		ELECTROPAZ (12.50 MW)
		15:37	135	17:52		CRE (23.40 MW)
		15:42	131	17:53		ELFEC (9.60 MW)
		15:40	133	17:53		ELFEO (2.80 MW)
		15:50	124	17:54		CESSA (2.30 MW)
	26	16:15	99	17:54	Desconexión de Carga Manual por problemas en unidades de generación en el Sistema	SEPSA (3.20 MW)
		15:57	117	17:54	Interconectado Nacional	ENDE (0.40 MW)
		15:57	117	17:54	Indisponibles las unidades generadoras de	COBOCE (0.20 MW)
		17:52	89	19:21	GBE01, GCH09, KAR, ERI02 y Chojilla	ELECTROPAZ (5.30 MW)
		17:52	89	19:21		CRE (10.40 MW)
		17:53	88	19:21		ELFEC (4.50 MW)
		17:53	88	19:21		ELFEO (1.20 MW)
		17:54	87	19:21		CESSA (0.90 MW)
		17:54	87	19:21		SEPSA (1.50 MW)
		17:54	87	19:21		ENDE (0.20 MW)
		17:54	87	19:21		COBOCE (0.20 MW)
		19:21	123	21:24		ELECTROPAZ (9.80 MW)
		19:21	116	21:17		CRE (17.10 MW)
		19:21	120	21:21		ELFEC (7.20 MW)
		19:21	106	21:07		ELFEO (2.50 MW)
		19:21	113	21:14		CESSA (1.40 MW)
		19:21	114	21:15		SEPSA (2.80 MW)
		19:21	127	21:28		ENDE (0.30 MW)
		19:21	104	21:05		COBOCE (0.10 MW)

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) en US\$/MWh - AÑO 2010

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	14.57	14.80	15.99	17.76	17.71	18.37	18.78	16.22	17.27	16.50	18.52	17.94	17.03
2	14.43	14.54	15.54	17.33	17.70	18.33	18.31	15.86	17.35	15.98	18.07	17.58	16.75
3	14.30	14.46	15.25	16.90	17.26	18.05	17.92	15.70	16.96	15.77	17.61	17.29	16.46
4	14.25	14.21	15.04	16.26	16.91	17.43	17.63	15.76	16.58	15.70	17.08	17.10	16.16
5	14.23	13.89	14.85	15.72	16.74	17.24	17.27	15.79	16.18	15.55	16.69	16.89	15.92
6	14.22	14.15	14.99	16.09	16.59	17.56	17.16	15.78	16.23	15.52	16.32	16.01	15.88
7	14.16	14.33	15.74	17.21	17.67	18.36	18.20	15.87	16.55	15.64	16.90	15.88	16.37
8	14.20	14.76	16.09	17.83	17.73	18.14	18.23	15.91	16.80	16.15	17.81	16.83	16.71
9	14.63	15.55	16.97	18.28	18.15	18.48	18.55	16.12	17.34	16.65	18.59	18.23	17.29
10	15.32	16.03	17.49	18.41	18.38	18.69	18.67	16.53	17.90	17.88	19.14	18.92	17.78
11	15.75	16.47	17.67	18.62	18.55	18.87	18.82	16.81	18.13	17.88	19.38	19.25	18.02
12	15.98	16.54	17.81	18.77	18.51	18.97	18.89	16.76	18.19	18.15	19.54	19.25	18.11
13	15.46	15.89	17.47	18.64	18.55	19.00	18.90	16.68	18.14	18.02	19.52	19.06	17.94
14	15.03	15.66	17.42	18.59	18.48	19.04	18.78	16.68	18.12	18.02	19.42	19.06	17.86
15	15.51	15.97	17.78	18.68	18.57	18.89	18.84	16.98	18.28	18.46	19.77	19.33	18.09
16	16.26	16.58	18.02	18.87	18.79	18.85	18.90	17.47	18.39	18.51	19.98	19.51	18.34
17	16.25	16.50	17.93	18.70	18.71	18.87	18.89	17.48	18.43	18.27	19.86	19.38	18.27
18	15.61	15.64	17.63	18.40	18.68	18.91	18.86	17.37	18.35	17.57	19.60	18.98	17.96
19	14.53	14.76	16.95	18.38	18.59	18.72	18.60	17.18	18.15	17.50	18.81	17.22	17.45
20	16.20	16.90	18.34	18.68	18.56	18.69	18.64	17.46	18.82	18.32	19.76	18.89	18.27
21	17.12	17.53	18.51	18.65	18.47	18.69	18.58	17.43	18.70	18.27	19.71	19.40	18.42
22	16.72	17.08	18.30	18.51	18.40	18.64	18.48	17.40	18.35	18.04	19.57	19.22	18.23
23	15.62	16.07	17.49	18.20	18.19	18.52	18.32	17.26	17.61	17.56	19.16	18.93	17.74
24	14.98	15.39	16.54	17.86	17.85	18.42	18.48	16.67	17.23	16.66	18.80	18.44	17.27
PROMEDIO	15.39	15.77	17.11	18.12	18.17	18.55	18.50	16.76	17.79	17.37	18.91	18.47	17.57

Los valores son promedios ponderados.

PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA)
EN US\$/MWh - AÑO 2010

CONSUMIDOR	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH	15.47	15.83	17.44	18.04	18.16	18.61	18.56	16.78	18.14	17.57	18.96	18.56	17.70
CRE	URU	15.58	16.09	16.69	17.41	18.01	18.49	18.44	17.07	17.91	17.30	18.56	17.96	17.48
CRE	ARB	15.37	15.74	17.17	18.01	18.12	18.43	18.40	16.74	17.53	17.35	18.74	18.32	17.52
ELECTROPAZ	KEN	0.00	0.00	0.00	0.00	19.79	20.23	20.40	18.61	18.89	18.60	20.21	19.00	19.45
ELECTROPAZ	COT	0.00	0.00	0.00	0.00	19.98	20.47	20.64	18.80	19.00	18.70	20.45	19.06	19.64
ELECTROPAZ	BLG	0.00	0.00	0.00	0.00	19.98	20.49	20.67	18.84	19.02	18.70	20.47	19.04	19.65
ELECTROPAZ	TBA	0.00	0.00	0.00	0.00	20.06	20.54	20.73	18.89	19.03	18.78	20.50	19.06	19.70
ELECTROPAZ	PAM	0.00	0.00	0.00	0.00	19.93	20.48	20.67	18.83	18.99	18.60	20.45	18.94	19.60
ELECTROPAZ	CHS	0.00	0.00	0.00	0.00	19.40	20.11	20.29	18.64	18.52	18.15	20.21	18.28	19.19
ELECTROPAZ	CRN	0.00	0.00	0.00	0.00	19.66	20.39	20.58	18.93	18.96	18.68	20.74	18.81	19.59
ELFEC	ARO	15.42	15.77	17.22	18.61	18.68	18.98	18.90	17.22	18.09	17.64	19.10	18.69	17.90
ELFEC	VHE	15.58	15.96	17.34	18.70	18.70	18.93	18.84	17.33	18.10	17.83	19.36	19.00	18.00
ELFEC	CBC	15.42	15.82	17.30	18.73	18.91	19.25	19.24	17.49	18.31	17.91	19.45	18.91	18.11
ELFEC	CHI	15.13	15.47	16.87	17.98	18.05	18.36	18.30	16.72	17.70	17.15	18.54	18.13	17.40
ELFEO	VIN69	15.26	15.57	17.12	18.78	19.23	19.59	19.63	17.88	18.45	18.08	19.67	18.85	18.20
ELFEO	CAT	15.83	16.24	17.70	19.27	19.53	19.80	19.87	17.95	18.95	18.39	19.95	19.56	18.75
CESSA	ARJ	16.06	16.36	18.21	19.19	19.39	19.68	19.89	17.97	18.89	18.40	20.57	20.39	18.79
SEPSA	DDI	16.38	16.62	18.69	19.75	19.90	20.24	20.34	18.73	19.51	18.72	21.37	21.25	19.43
SEPSA	POT	16.48	16.83	18.93	20.03	20.25	20.61	20.69	19.12	19.70	19.12	21.52	21.26	19.65
SEPSA	PUN	16.54	16.90	18.82	19.92	20.01	20.30	20.46	18.81	19.28	18.94	21.04	20.80	19.39
SEPSA	ATO	16.85	17.19	19.13	20.28	20.28	20.63	20.80	18.59	19.74	19.10	21.31	21.03	19.64
ENDE	YUC	0.00	0.00	0.00	0.00	19.63	20.55	20.66	19.21	19.71	19.66	0.00	0.00	19.90
ENDE	SBO	0.00	0.00	0.00	0.00	18.98	20.71	20.86	19.37	19.70	19.40	21.48	19.32	20.07
ENDE	TRI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.42	20.44	20.23	22.24	20.00	20.80
EMIRSA	VIN115	15.10	15.40	16.92	18.55	19.03	19.47	19.52	17.59	18.42	17.86	19.41	18.67	17.98
EM VINTO	VIN69	15.10	15.40	16.91	18.63	19.06	19.50	19.54	17.68	18.70	17.87	19.41	18.64	18.03
COBOCE	CBC	15.55	15.76	17.21	18.80	18.95	19.30	19.21	17.70	18.23	17.92	19.36	18.65	18.11
EMSC	PUN	16.29	16.59	18.52	19.75	19.67	20.09	20.19	18.40	19.19	18.70	20.88	20.44	19.05
Total MEM		15.45	15.77	17.36	18.67	19.02	19.42	19.47	17.70	18.52	18.05	19.65	19.01	18.21

Los valores son promedios ponderados.

PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2010

	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/KW-mes	Peaje US\$/KW-mes	Monómico US\$/MWh
Guaracachi	17.7	7.2	3.3	40.5
Urubó	17.5	7.2	3.2	36.6
Arboleda	17.5	7.1	3.3	40.8
TOTAL CRE	17.7	7.2	3.5	40.0
Kenko	18.3	6.9	3.3	39.8
Cota Cota	19.6	7.1	3.3	40.1
Bolognia	19.6	7.1	3.3	40.0
Tap Bahai	19.7	7.0	3.3	38.8
Pampahasi	19.6	7.0	3.3	40.2
Chusipata	19.2	6.5	3.3	42.3
Caranavi	19.6	6.6	3.3	41.4
ELECTROPAZ	18.5	7.0	3.3	39.8
Arocagua	17.9	7.2	3.3	39.5
V. Hermoso	18.0	7.1	3.3	41.5
Irpa Irpa	18.1	7.3	3.3	43.4
Chimoré	17.4	7.0	3.3	44.9
TOTAL - ELFEC	17.9	7.1	3.3	40.3
Vinto	18.2	7.2	3.3	40.2
Catavi	18.7	7.5	3.3	40.7
TOTAL - ELFEQ	18.3	6.2	3.3	40.3
Sacaca	18.4	7.4	3.3	56.3
Ocuri	19.2	7.8	3.3	54.3
Potosí	19.6	8.0	3.3	42.2
Punutuma	19.4	7.8	3.3	44.6
Atocha	19.6	8.0	3.3	42.0
Don Diego	19.4	7.9	3.3	44.6
Complejo Karachipampa	19.2	8.0	3.3	41.0
Punutuma - Lipez	20.8	8.2	3.1	68.8
TOTAL - SEPSA	19.6	8.0	3.3	42.8
Mariaca	18.8	7.8	3.3	42.3
Sucre	18.8	7.6	3.3	42.0
Sucre - Fancesa	18.8	7.9	3.1	38.6
TOTAL - CESSA	18.8	7.6	3.3	42.0
Yucumo	19.9	7.2	3.0	315.8
San Borja	20.1	6.8	3.3	45.3
Trinidad	20.8	7.3	3.2	41.6
TOTAL - ENDE	20.7	7.2	3.2	45.1
EMIRSA	18.0	7.2	3.3	31.6
EMVINTO	18.0	7.2	3.3	32.5
COBOCE	18.1	7.3	3.3	38.5
Retiros VHE para EMSC	19.0	7.7	3.3	36.5
Retiros COBEE para EMSC	19.0	7.7	3.3	36.5
Totales	18.2	7.2	3.3	40.0

Tipo de cambio promedio: 7.07 Bs/US\$

**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA)
EN US\$/MPC - AÑO 2010**

CENTRAL	Periodo		
	Nov./09-Abr./10	May/10-Oct./10	Nov./10-Abr./11
GUARACACHI	1.30	1.30	1.30
CARRASCO	1.30	1.30	1.30
BULO BULO	1.30	1.30	1.30
ENTRE RIOS	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 2010**

	Guaracachi	Carrasco	Bulo Bulo	Entre Rios	V. Hermoso	Aranjuez	Karachipampa	Kenko
Enero	1.1818	1.2307	1.2130		1.1893	1.1564	1.1564	1.1893
Febrero	1.1843	1.2320	1.2060		1.1843	1.1592	1.1592	1.1843
Marzo	1.1918	1.2240	1.2256		1.1757	1.1624	1.1624	1.1757
Abri	1.2045	1.2307	1.2243	1.2307	1.1930	1.1660	1.1660	1.1930
Mayo	1.2032	1.2254	1.2218	1.2254	1.1981	1.1624	1.1624	1.1981
Junio	1.2096	1.2267	1.2214	1.2045	1.1868	1.1636	1.1636	1.1868
Julio	1.2148	1.2267	1.2243	1.2083	1.1893	1.1588	1.1588	1.1893
Agosto	1.2227	1.2254	1.2235	1.2032	1.1806	1.1588	1.1588	1.1806
Septiembre	1.2214	1.2254	1.2236	1.2019	1.1794	1.1517	1.1517	1.1794
Octubre	1.2188	1.2267	1.2242	1.1968	1.2174	1.1588	1.1588	1.1905
Noviembre	1.2188	1.2280	1.2242	1.2032	1.2293	1.1624	1.1624	1.1981
Diciembre	1.2188	1.2293	1.2263	1.1990	1.1905	1.1506	1.1506	1.1918
Promedio	1.2075	1.2276	1.2215	1.2081	1.1928	1.1593	1.1593	1.1881

CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS- PERIODO 2008 - 2010

CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

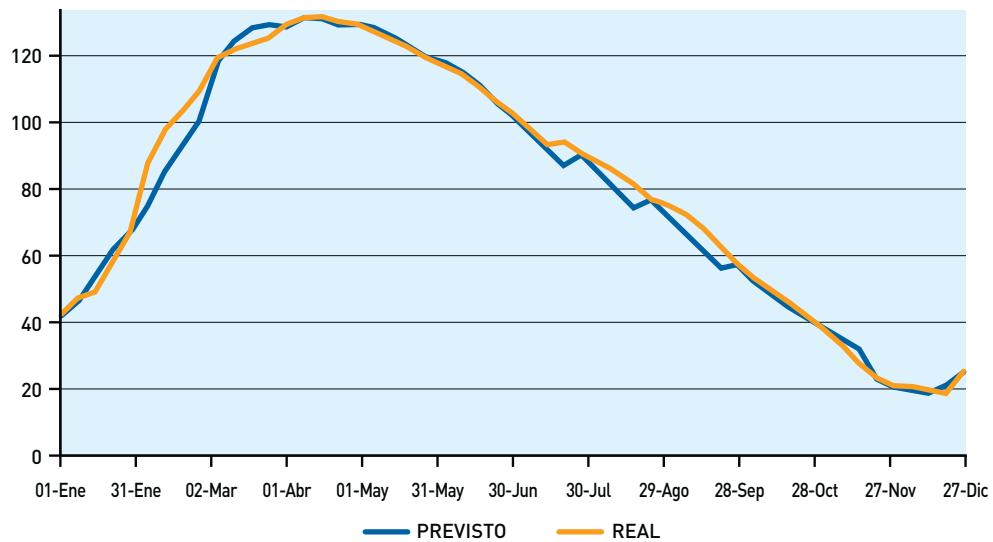
AÑO	MES	GUARACACHI	BULO BULO	CARRASCO	V HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO	KARACHIPAMPA	TOTAL
2008	Enero	794	507	460	36	129	1	65	1.992
	Febrero	748	415	378	35	131	3	51	1.760
	Marzo	849	498	489	70	157	3	30	2.095
	Abri	1.081	493	647	100	146	7	86	2.560
	Mayo	1.479	523	734	181	165	52	101	3.236
	Junio	1.319	504	660	289	162	71	44	3.048
	Julio	1.490	535	770	400	156	76	103	3.531
	Agosto	1.629	439	752	388	156	74	114	3.553
	Septiembre	1.552	504	702	331	191	73	108	3.462
	Octubre	1.528	504	680	237	189	51	110	3.299
	Noviembre	1.367	504	551	173	176	28	89	2.889
	Diciembre	1.203	512	497	97	163	8	100	2.580
TOTAL		15.039	5.938	7.320	2.338	1.920	449	1.001	34.006

CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS- PERIODO 2008 - 2010

CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

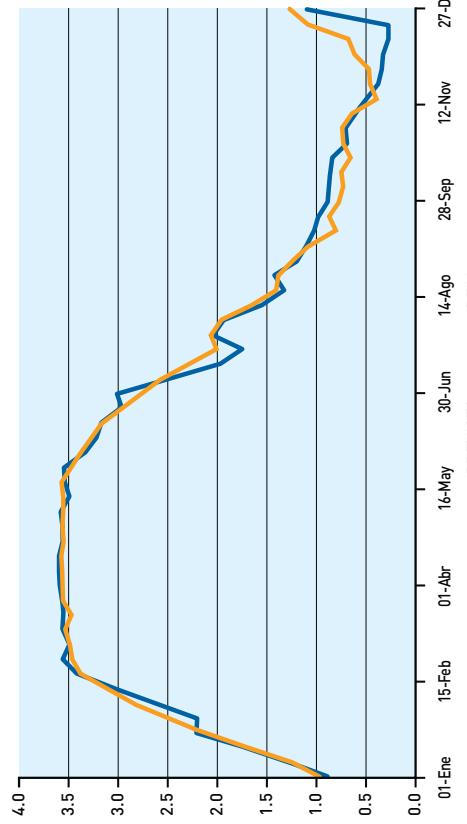
AÑO	MES	GUARACACHI	SANTA CRUZ	BULO BULO	CARRASCO	V HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO		KARACHIPAMPA	TOTAL
2009	Enero	1.209		483	352	36	164	2		95	2.341
	Febrero	1.121		469	502	222	165	30		89	2.598
	Marzo	982		500	490	167	180	4		92	2.415
	Abri	1.160		479	432	225	178	19		98	2.591
	Mayo	1.483		513	388	477	186	58		102	3.207
	Junio	1.540	133	359	386	454	213	74		104	3.264
	Julio	1.384	231	446	733	448	178	146		109	3.676
	Agosto	1.235	252	525	753	439	85	155		110	3.554
	Septiembre	1.254	341	524	710	508	82	151		109	3.679
	Octubre	1.231	342	535	776	471	207	151		106	3.818
	Noviembre	1.116	268	512	661	534	191	120		109	3.511
	Diciembre	1.132	113	498	662	284	188	40		99	3.015
TOTAL		14.848	1.680	5.843	6.844	4.267	2.017	949		1.221	37.670
AÑO	MES	GUARACACHI	SANTA CRUZ	BULO BULO	CARRASCO	V HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO	ENTRE RIOS	KARACHIPAMPA	TOTAL
2010	Enero	1.243	47	505	505	196	179	11		104	2.789
	Febrero	1.107	63	459	491	227	172	7		89	2.615
	Marzo	1.405	247	526	682	428	194	57	23	46	3.608
	Abri	1.505	264	506	712	452	192	115	171	94	4.012
	Mayo	1.167	252	522	710	567	191	134	355	113	4.011
	Junio	806	293	511	751	555	195	145	448	108	3.812
	Julio	782	264	531	796	602	151	152	537	109	3.924
	Agosto	1.312	88	533	665	548	165	150	505	108	4.072
	Septiembre	1.051	218	519	702	469	175	115	494	103	3.846
	Octubre	1.360	178	427	740	421	193	113	529	107	4.069
	Noviembre	1.320	194	504	736	458	130	129	635	43	4.150
	Diciembre	1.445	194	506	696	396	196	106	647	0	4.186
TOTAL		14.503	2.300	6.050	8.185	5.321	2.131	1.234	4.345	1.025	45.094

EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm³)

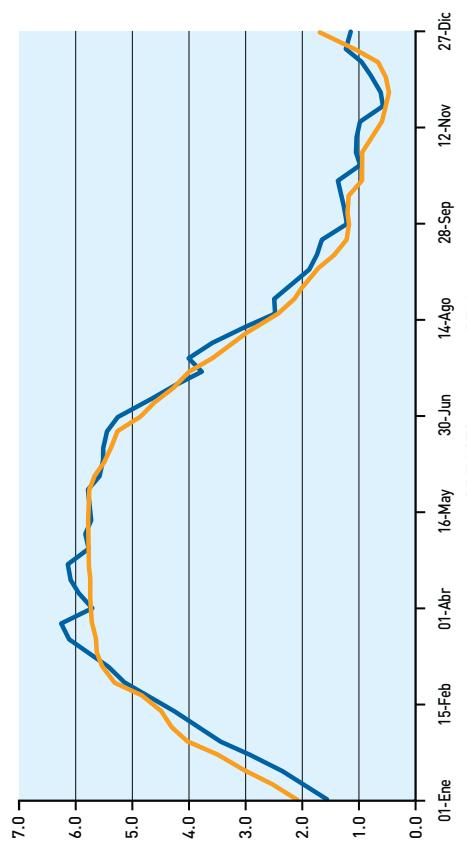


EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm³) - AÑO 2010

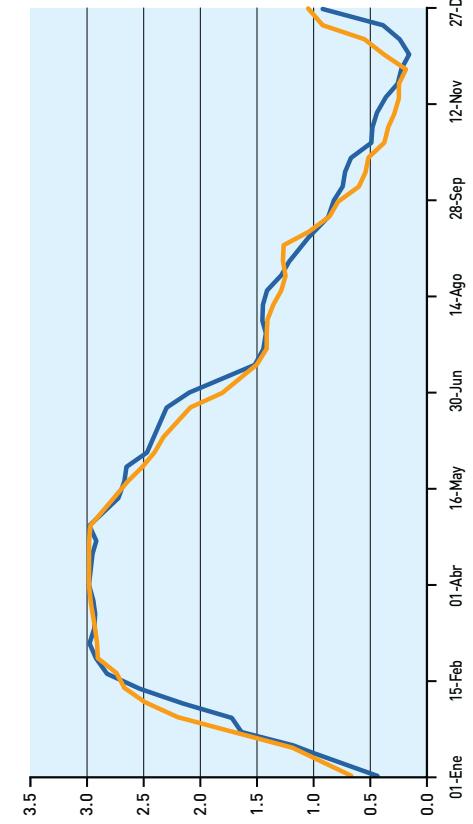
ZONGO



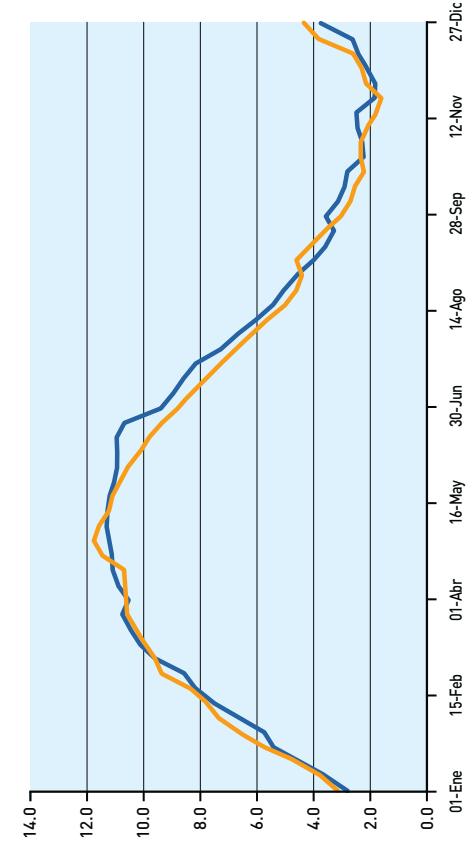
TIQUIMANI



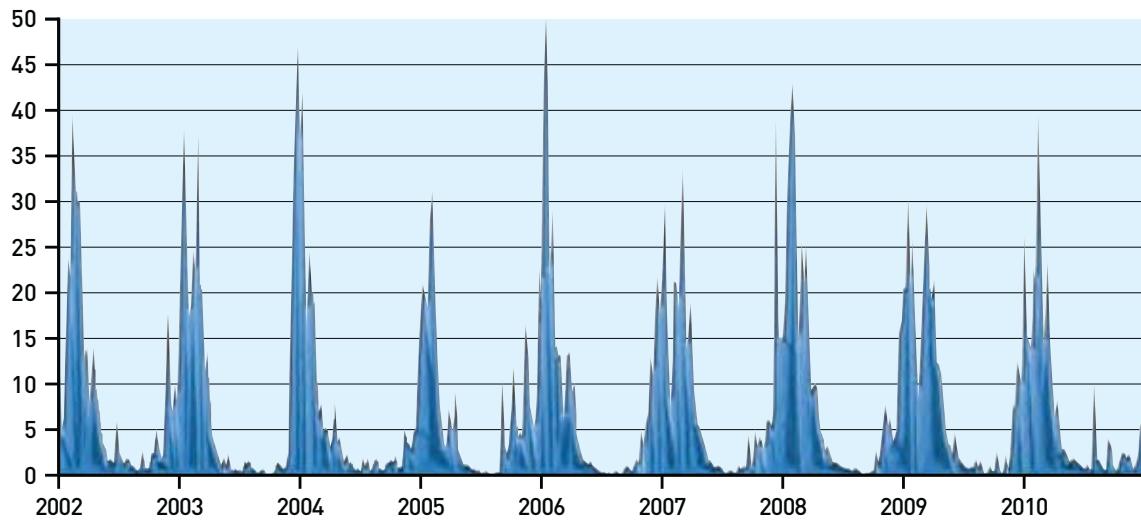
MIGUILLAS



ANGOSTURA



EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m³/s)
PERÍODO 2002- 2010



DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh)

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
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	2,068.3
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	1,410.9
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	2,334.8
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	5,814.0

DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh)

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
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	2,068.3
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	1,391.8
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	958.3
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	352.3
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	199.9
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	338.2
ENDE															19.1
NO REGULADOS	208.8	203.4	191.1	184.2	207.3	203.3	211.4	164.3	78.2	87.7	91.0	219.1	469.4	508.2	486.0
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	5,814.0

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2010

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
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	464.9
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	425.7
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	505.5
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	467.4
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	472.5
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	462.1
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	483.4
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	479.7
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	500.7
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	520.0
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	504.4
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	527.7
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	5,814.0

DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERÍODO 1996 - 2010

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
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	1,009.4

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2010

EMPRESA	CENTRALES	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
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	188.8
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	148.7
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	21.1
ERESA	Yura [*]							18.5	18.0	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.0
SYNERGIA	Kanata				7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.5	
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	89.3
SDB	Quehata											1.9	1.9	2.0	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	476.4
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	267.7
EGSA	Santa Cruz														43.3	42.3
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	109.8
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	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	36.7
CECBB	Bulo Bulo					87.5	87.5	87.2	90.2	90.2	89.6	89.6	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	14.2	14.2	13.9	13.9	14.4	
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	18.7
GBE	Guabirá											16.6	16.0	21.0	21.0	
ENDEANDINA	Entre Ríos														107.1	
	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	781.7
	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	1,258.1

(*) Se incorpora al MEM en mayo de 2001

PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERÍODO 1996 - 2010

EMPRESA	CENTRALES	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
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	950.6
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	699.1
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	109.5
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	71.8
SYNERGIA	Kanata				11.0	22.3	25.9	18.1	21.1	22.0	16.3	21.5	17.2	20.5	15.6	14.1
HB	Taquesi				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	3.3
	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	2,151.4
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	1,147.0
EGSA	Santa Cruz													123.4	160.2	
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	743.1
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	412.3
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	180.2
CECBB	Bulo Bulo					88.5	418.3	484.5	497.7	535.1	548.7	408.7	440.1	633.6	630.7	652.5
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	80.7
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	94.4
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	94.4
GBE	Guabirá												14.2	39.3	59.7	58.2
ENDE ANDINA Entre Ríos														405.5		
	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	3,934.1
Mas: Generación Trinidad (Local)																
Menos: Consumos Trinidad (Local)																
	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	6,085.5

[*] Hasta abril de 2001, el Yura entregó al MEM solamente sus excedentes.

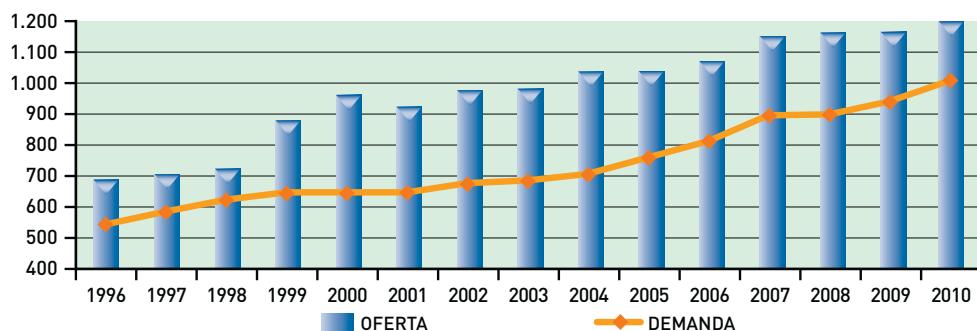
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2010

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
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	121.1

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2010

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
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	1,009.4
CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	687.0	705.3	722.5	879.5	961.5	924.1	975.8	980.6	1,035.7	1,037.7	1,070.7	1,151.7	1,162.3	1,164.9	1,258.1

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW)



COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERÍODO 1996 - 2010

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
	02-feb	NORTE	45
2000	24-mar	SUR	12
	25-jun	SUCRE	95
	21-agosto	SUCRE	62
	17-oct	ORIENTAL	17
	25-oct	SUR	5
	22-dic	ORIENTAL	12
	28-dic	ORIENTAL	7
	18-mar	SUR	37
	20-sept	SUCRE	3
2001	29-jul	NORTE	8
	13-agosto	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-sept	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
2010	01-jul	SUCRE	314

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2010

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
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	17.6

PRECIOS SPOT SIN IVA PERÍODO 1996 - 2010

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
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	18.2
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	7.4
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	3.3
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	40.0

PRECIOS SEMESTRALES - PERÍODO 1996 - 2010

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
Nov09 - Abr10	17.1	6.7	3.3	38.2
May10 - Oct10	18.7	7.4	3.3	40.6

LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) 1996-2010

EMPRESA	TEN. KV	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TDE	69	Aranjuez - Mariaca	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9
		Aranjuez - Sucre											12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
		Don Diego - Karachipampa	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
		Don Diego - Mariaca	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2
		Karachipampa - Potosí	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
		Potosí - Punutuma						73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2
	Subtotal		100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	173.3	173.3	173.3	173.3	185.3	185.3	185.3	185.3	185.3	185.3
	115	Caranavi - Chuspipata															63.9
		Chuspipata - Tap Chuquiquillo															42.1
		Arocagua - Santa Isabel	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6
		Arocagua - Valle Hermoso	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
		Catavi - Ocuri	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8
		Catavi - Sacaca	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4
		Catavi - Vinto	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7
		Corani - Santa Isabel	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
		Corani-Valle Hermoso 1	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5
		Corani-Valle Hermoso 2	45.0														
		Kenko - Senkata	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.2	14.2	14.2	14.2
		Ocuri - Potosí	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4	84.4
		Punutuma - Atocha															104.4
		Santa Isabel - San José	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
		Senkata - Vinto	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4				
		Senkata-Mazocruz												7.8	7.8	7.8	7.8
		Tap Coboco - Sacaca	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9
		Tap Coboco - Valle Hermoso	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5
		Valle Hermoso - Vinto	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0
		Valle Hermoso - Vinto 2	142.8														
	Subtotal		1,051.0	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	669.6	669.4	669.4	773.8	879.9	
	230	Carrasco - Chimoré	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3
		Carrasco - Guaracachi	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0
		Carrasco - Santiváñez															225.6
		Chimoré - San José	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8
		Mazocruz-Vinto Capacitor															193.4
		San José - Valle Hermoso	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6
		Santiváñez - Vinto												122.3	123.7	123.7	123.7
		Valle Hermoso - Santiváñez												24.2	22.7	22.7	22.7
		Valle Hermoso - Vinto		142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8						
		Subtotal	333.1	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	732.6	732.5	958.2	958.2	958.2	958.2
Total TDE			1,484.2	1,498.8	1,498.8	1,498.8	1,498.8	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,587.5	1,587.3	1,812.9	1,917.3	2,023.4	
ISABOL	230	Carrasco - Arboleada													102.0	102.0	102.0
		Carrasco - Urubo													164.0	164.0	164.0
		Santiváñez - Sucre													246.0	246.0	246.0
		Sucre - Punutuma													177.0	177.0	177.0
	Subtotal														62.0	62.0	62.0
Total ISABOL														587.0	587.0	587.0	587.0
ENDE	115	Bologna - Cota Cota															5.1
		Bologna - Tap Bahai															2.3
		Caranavi - Yucumo															104.5
		Cota Cota - Kenko															15.7
		Pampahasi - Tap Bahai															2.2
		Pampahasi - Tap Chuquiquillo															4.1
		San Borja - San Ignacio de Moxos															138.5
		San Ignacio de Moxos - Trinidad															84.8
		Yucumo - San Borja															40.4
	Subtotal																397.6
Total ENDE																	397.6
Total general																	3,007.9

AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2010

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 RIO ELÉCTRICO S.A.	ERESA
HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A.	HB
SOCIEDAD INDUSTRIAL ENERGÉTICA Y COMERCIAL ANDINA	SYNERGIA
SERVICIOS DE DESARROLLO DE BOLIVIA S.A.	SDB
GUABIRÁ ENERGÍA S.A.	GBE
ENDE ANDINA	ENDE ANDINA

EMPRESAS DE TRANSMISIÓN

TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A.	TDE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA BOLIVIA	ISA
SAN CRISTÓBAL TESA	SCTESA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - TRANSMISIÓN	ENDE

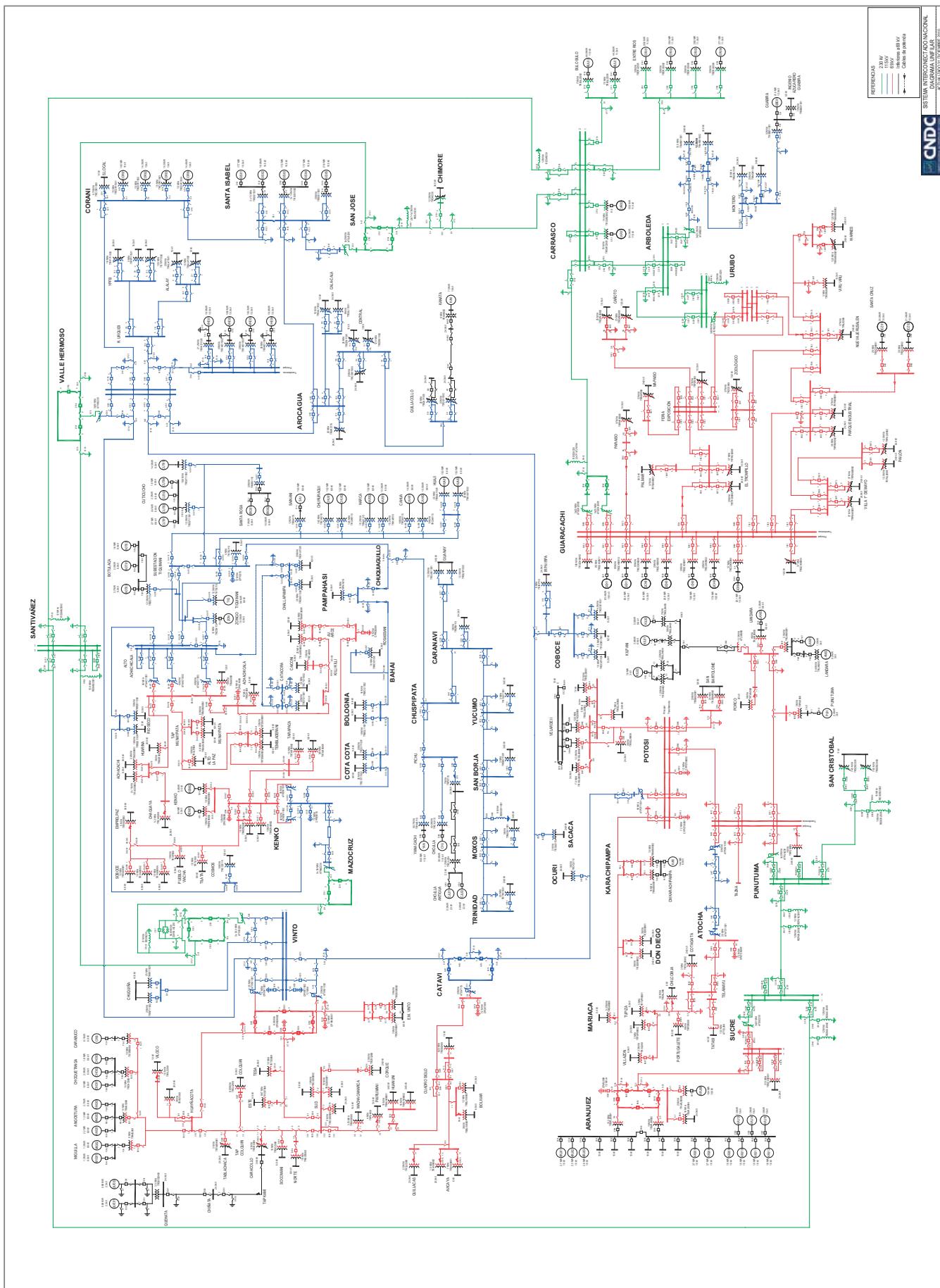
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN	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
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - DISTRIBUCIÓN (*)	ENDE

CONSUMIDORES NO REGULADOS

EMPRESA MINERA INTI RAYMI S.A.	EMIRSA
EMPRESA METALÚRGICA VINTO	EMVINTO
COBOCE Ltda.	COBOCE
EMPRESA MINERA SAN CRISTÓBAL	EMSC

(*) Incorporado según lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 0488 de fecha 28/04/2010





www.cndc.bo



COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

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