



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA



Memoria 2012

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



CNDC

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



MEMORIA ANUAL 2012

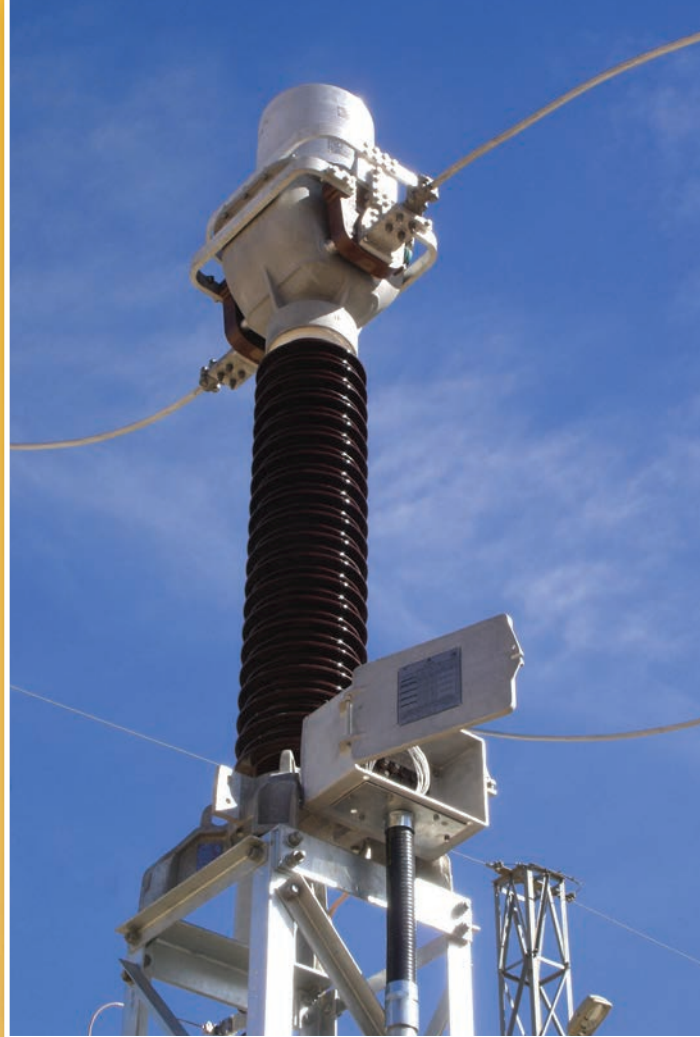
RESULTADOS DE LA OPERACION DEL SIN

ANEXOS



CNDC

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



MEMORIA ANUAL 2012



CNDC

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



ÍNDICE

PRESENTACIÓN	1
PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC	3
EL CNDC	3
CREACIÓN	3
ORGANIZACIÓN	3
ÓRGANO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DEL CNDC	5
FUNCIONES	5
RECURSOS OPERATIVOS	6
MISIÓN, VISIÓN Y VALORES	7
CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2012	8
CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO	8
CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO	10
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN	12
OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES	12
LOGROS OPERATIVOS	13
PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	13
DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL	14
ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD	15
TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM	16
SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL - SMEC	17
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LARGO PLAZO DEL SIN	18
INFORME ÍNDICES DE CALIDAD DE TRANSMISIÓN	18
INFORME DE LA ESTADÍSTICA DEL DESEMPEÑO DEL SIN	19
ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO	19
INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS	19
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 30	20
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 11	21
NUEVAS INSTALACIONES - DECRETO SUPREMO 934 (2011) Y DECRETO SUPREMO 1301 (2012)	21
SUPERVISIÓN DE LA INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES	22
MEJORA EN LA NORMATIVA DEL SECTOR	24
RESOLUCIONES DEL CNDC	25
INVESTIGACIÓN - ESTUDIOS ESPECIALIZADOS	25
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	25
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN	26
SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC	28
CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA	29
CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA	30
PARTICIPACIÓN EN ACTIVIDADES DEL SECTOR	31
PLANIFICACIÓN Y LOGROS ESTRATÉGICOS	32
ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC	35
DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE	37
BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012	39
ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS POR LOS PERÍODOS COMPRENDIDOS ENTRE EL 1º DE ENERO Y 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011	41
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR LOS PERÍODOS COMPRENDIDOS ENTRE EL 1º DE ENERO Y 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011	42
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2012	43

PRESENTACIÓN

La gestión 2012 ha marcado hechos muy importantes en el Sector Eléctrico Boliviano, puesto que se ha consolidado la incorporación del Estado en las actividades del Sector, permitiendo que en todo momento se siga el mandato de la Constitución Política del Estado, que establece la universalización del acceso a la energía eléctrica en todo el territorio nacional; asimismo, las condiciones por las que ha atravesado el Sector, han requerido de acciones oportunas para precautelar la seguridad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico. Respecto a la operación del sistema, en algunos casos se ha atravesado por condiciones de operación críticas, registrándose en algunos casos valores muy próximos entre la oferta de generación y la demanda, ocasionadas principalmente por limitaciones de potencia en unidades de generación debido a altas temperaturas registradas en algunas zonas y por la poca disponibilidad de agua.

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) ha participado activamente en las acciones llevadas a cabo dentro del Sector Eléctrico Boliviano, mismas que permitieron minimizar de forma óptima e inmediata, los efectos negativos de las condiciones críticas de operación, contando para esto, con el apoyo decidido y la amplia participación de todas las empresas eléctricas que operan en el SIN.



Entre los hechos más importantes de la gestión 2012, podemos mencionar el ingreso en operación comercial del Ciclo Combinado con 76.6 MW en la central Guaracachi; la promulgación del Decreto Supremo N° 1301, que permitió el ingreso en operación comercial de la Unidad ALT01 con 16.2 MW en la central El Alto y el ingreso en operación comercial de 4 Unidades de 9.8 MW cada una en la central Valle Hermoso. Haciendo un total de 131.9 MW que se han incorporado al Sistema Interconectado Nacional.

Asimismo, otro hito importante ha sido la Nacionalización de la Transportadora de Electricidad y de las empresas distribuidoras ELECTROPAZ y ELFEQ, transfiriendo la propiedad de éstas empresas al Estado Plurinacional de Bolivia, remitiendo sus acciones a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

Sin duda, hoy en día, el Estado Plurinacional de Bolivia tiene el desafío importante de constituirse en responsable no solo de la seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica en la mayor parte el Sistema Eléctrico Nacional, sino que también es responsable de la mayor parte de los segmentos de transmisión y distribución, lo cual incide directamente en el usuario final. Dentro de este contexto, el CNDC ha cumplido sus funciones acompañando de manera activa los hitos mencionados anteriormente, mediante la supervisión de las pruebas de puesta en servicio de nuevas instalaciones y equipos que se incorporaron al SIN y su correspondiente proceso de habilitación comercial.

Por otro lado, el CNDC ha contribuido al crecimiento del sector eléctrico a mediano y largo plazo de forma eficiente y sostenible a través de la elaboración del Plan Óptimo de Expansión del SIN (POES), que fue aprobado en fecha 05 de Enero de 2012 por la COMISION DE DESARROLLO ENERGETICO mediante Resolución Ministerial N° 003-12. A través de éste documento se logra contar con la participación activa de las Empresas e Instituciones del Sector, la incorporación de sistemas aislados al SIN incrementando la cobertura de electrificación, la integración energética internacional, el carácter vinculante para el desarrollo de proyectos dentro del Sector Eléctrico, entre otros.

Finalmente, 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 en el Sector Eléctrico; asimismo, agradezco a las Autoridades del Sector, que permitieron obtener valiosos resultados en pro de una mejor operación del Sistema Eléctrico. Por otro lado, considero que el capital humano seguirá siendo un factor fundamental dentro de la Institución, por tanto, agradezco el destacado apoyo profesional del personal del Órgano Técnico y Administrativo del CNDC que permitieron mantener un desempeño eficiente durante toda ésta gestión.

Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE del CNDC

**INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2012**

Producción Bruta Total de Energía	GWh	6,940.4
Producción Bruta de Energía Hidráulica	GWh	2,322.4
Producción Bruta de Energía Térmica	GWh	4,618.0
Capacidad Total de Generación SIN	MW	1,384.8
Capacidad de Generación Hidráulica en el SIN	MW	476.1
Capacidad de Generación Térmica en el SIN	MW	804.0
Capacidad de Generación Térmica Reconocida D.S. 1301	MW	104.7
Inyecciones de Energía al STI	GWh	6,743.0
Inyecciones de Energía Hidráulica	GWh	2,254.9
Inyecciones de Energía Térmica	GWh	4,488.1
Consumo de Energía	GWh	6,604.3
Demanda Máxima de Potencia	MW	1,109.0
Total de Transacciones Económicas en el Mercado Spot	US\$ Miles	283,402.0
Número de Empresas de Distribución		7
Número de Consumidores No Regulados		4
Número de Empresas de Generación		12
Número de Empresas de Transmisión		4
Precio Medio Monómico en el Mercado Spot	US\$/MWh	40.82
Costo Marginal de Generación	US\$/MWh	17.98
Peaje Generadores	US\$/MWh	2.05
Peaje Consumidores	US\$/kW-mes	3.20



PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC

EL CNDC

El CNDC es una entidad sin fines de lucro; por la importancia de las funciones que desempeña se constituye en un actor estratégico dentro de la Industria Eléctrica en Bolivia, al ser responsable de la Coordinación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional, de la Administración del Sistema Eléctrico Boliviano y de la Planificación de la Expansión Óptima del SIN, siguiendo los lineamientos y las políticas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

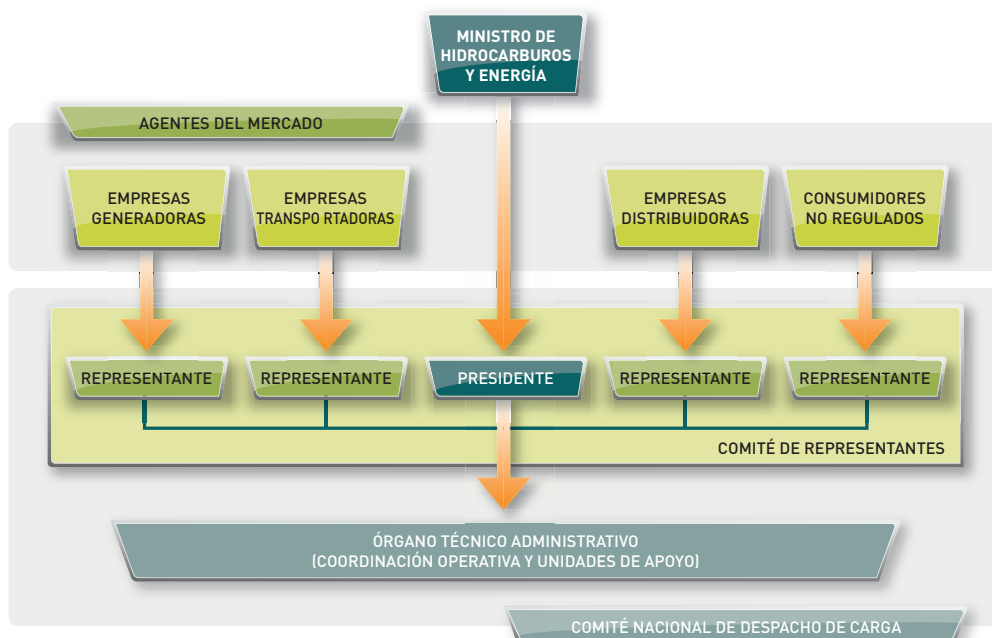
CREACIÓN

El CNDC ha sido creado por el Artículo 18 de la Ley de Electricidad N° 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994.

ORGANIZACIÓN

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

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.



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

La conformación del Comité de Representantes, está compuesta por: el Presidente que es nominado por el 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.

COMITÉ DE REPRESENTANTES GESTIÓN 2012

POR EL MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 221-10 (HASTA EL 03/06/12)	
PRESIDENTE:	Ing. Arturo Iporre Salguero
POR EL MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 145-12 (DESDE EL 04/06/12)	
PRESIDENTE:	Ing. Hernán Jaldín Florero
POR LAS EMPRESAS GENERADORAS	
TITULAR:	Ing. Jaime de la Zerda M.
POR LAS EMPRESAS TRANSMISIÓN	
TITULAR:	Ing. Germán Rocha M.
POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	
TITULAR:	Ing. Alvaro Herbas C.
POR LOS CONSUMIDORES NO REGULADOS	
TITULAR:	Ing. Samuel E. Nin Zabala

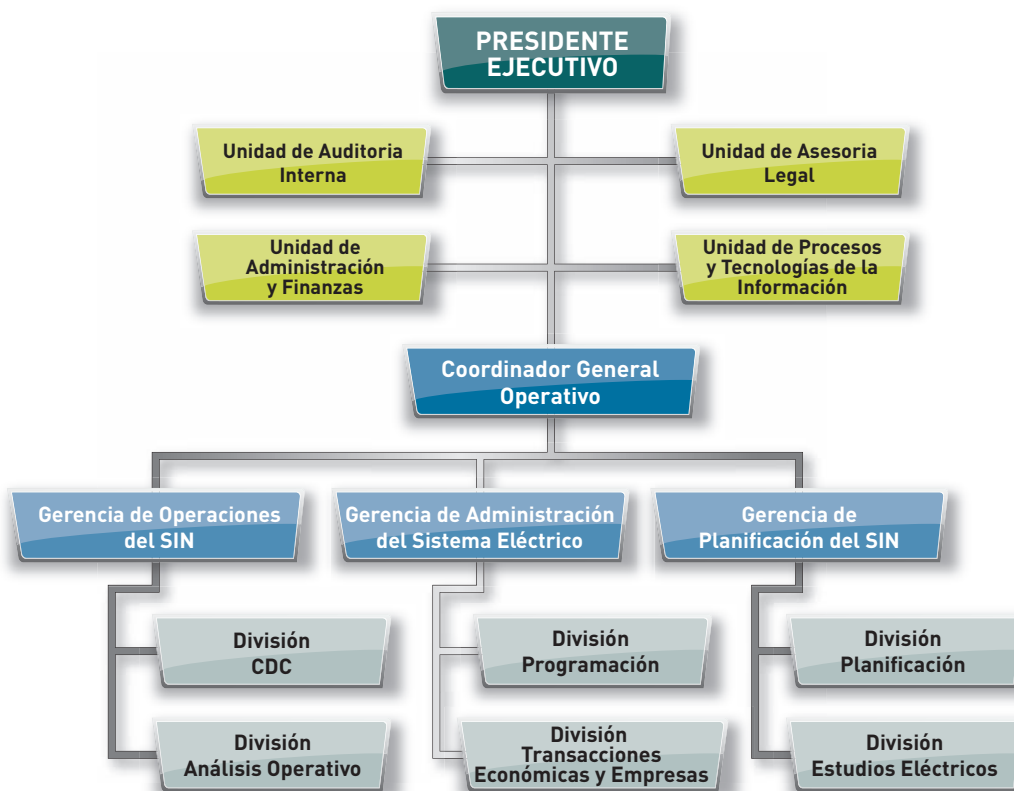


Comité de Representantes Gestión - 2012



ÓRGANO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DEL CNDC

El Órgano Técnico Administrativo del CNDC, 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.



FUNCIONES

Las funciones principales del Comité Nacional de Despacho de Carga y su Órgano Técnico Administrativo, se encuentran definidas en el Artículo 19 de la Ley de Electricidad N° 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994 y en el Decreto Supremo N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008 "Reglamento de Funciones y Organización del CNDC", que fue modificado por la disposición Final Segunda del Decreto Supremo N° 071 y N° 29894 de 07 de febrero de 2009; en dichas disposiciones, se establece que las funciones del Comité Nacional de Despacho de Carga son sumamente importantes para un adecuado funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional y de la Industria Eléctrica en general y que deben estar acordes con las prioridades estratégicas del Sector, en el Plan Nacional de Desarrollo.

Se debe destacar que el Comité Nacional de Despacho de Carga está encargado de:

- 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.

RECURSOS OPERATIVOS

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



Edificio del CNDC



MISIÓN, VISIÓN Y VALORES

MISIÓN

“El CNDC en el ámbito de su competencia, es la entidad responsable de la Coordinación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional, de la Administración del Sector Eléctrico Boliviano y de la Planificación de la Expansión Óptima del SIN, con criterios de calidad, transparencia, eficiencia, continuidad, adaptabilidad y neutralidad, buscando el desarrollo y sostenibilidad de la industria eléctrica y promoviendo las condiciones para el acceso universal al servicio de energía eléctrica”.

VISIÓN

“El CNDC será una entidad que logre: mantener o mejorar la calidad de sus servicios, ser protagonista en la evolución del Sector Eléctrico Boliviano participando en ajustes en el marco normativo, consolidar su rol en la Planificación de la Expansión Óptima del SIN centralizando información del sector y otros vinculados, fomentando el uso de energías con recursos renovables, promoviendo las condiciones para universalizar el acceso al servicio de energía eléctrica en el país, promoviendo la integración energética y el comercio de energía eléctrica entre países, fortaleciendo talento, competencias y aplicación óptima de tecnología entre su personal”.

VALORES

El 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.



Personal del CNDC



Oficina CNDC



Personal CNDC

CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2012

Durante la gestión 2012, se han presentado condiciones críticas que han afectado la operación del sector eléctrico, principalmente por:

- La estrecha diferencia entre la oferta de generación y la demanda en algunos períodos de los meses marzo, abril y agosto.
- Limitaciones de potencia en unidades de generación por altas temperaturas, poca disponibilidad de agua en el periodo seco.
- Márgenes de reserva rotante inferiores a los establecidos en las CDMS. Cuando no había reserva rotante se administró carga con reducción de voltaje y ocasionalmente de forma manual.

CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO

En toda la extensión del SIN y en favor de los usuarios del servicio de energía eléctrica, se ha reducido en lo posible los efectos de las condiciones críticas de operación que se presentaron, con el apoyo decidido y la amplia participación de todas las empresas eléctricas que operan en el SIN, mediante acciones oportunas de tipo operativo sobre la oferta y la demanda.

1. Acciones de Tipo Operativo

- a) En el marco de los límites de la Ley de Electricidad, sus Reglamentos y Normas Operativas, cuando ha sido necesario, se han reducido los impactos negativos de déficits de potencia permanentes mediante:



Unidad ALT01 - Central El Alto



- La priorización de la continuidad de servicio y seguridad del sistema, sobre el despacho económico.
 - La operación del sistema fuera de condiciones de desempeño mínimo por utilización de la reserva rotante.
 - El manejo de carga mediante reducción de voltaje.
 - Ocasionalmente y cuando resultó inevitable se realizó desconexión manual de carga en coordinación con las empresas distribuidoras y consumidores no regulados.
- b) Con el propósito de disponer de personal capacitado para la supervisión, control y coordinación del SIN, se ejecutaron tareas de capacitación interna y externa en las áreas de Sistema de potencia y restitución del Sistema.
- c) Se utilizó el sistema de alerta temprana, que presenta la información de la operación en tiempo real en forma gráfica; en el sitio Web del CNDC (www.cndc.bo), que permite alertar sobre las condiciones de operación previstas, en función del comportamiento de la operación en tiempo real.

2. Acciones Sobre la Oferta

- a) El CNDC ha llevado a cabo reuniones con todas las empresas de generación para coordinar mantenimientos de unidades de generación para la programación de corto plazo (Programa de Mantenimiento Mensual); dichas reuniones, han sido realizadas los últimos días de cada mes, para obtener el Programa de Mantenimiento del mes siguiente, buscando de esta manera, minimizar el impacto de la indisponibilidad programada de unidades de generación en la seguridad y calidad del suministro.



Personal CNDC y Representantes al CNDC

- b) Mediante la promulgación de los Decretos Supremos N° 934 de fecha 20 de julio de 2011 y N° 1301 de fecha 25 julio de 2012, se establecieron medidas excepcionales de orden reglamentario y regulatorio que contribuyan a mantener una provisión adecuada de electricidad en el SIN y en los Sistemas Aislados. Dando cumplimiento a las disposiciones establecidas en dichos Decretos Supremos, el CNDC ha participado activamente habilitando provisionalmente nuevas unidades generadoras dentro del MEM, como el caso de las unidades de generación de VHE05, VHE06, VHE07 y VHE08 de la central Valle Hermoso y la unidad de generación ALT01 de la central El Alto, pertenecientes a la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.

3. Acciones Sobre la Demanda

- a) Se participó activamente en talleres que promueven la Eficiencia Energética en el país.

CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO

Plan Optimo de Expansión del SIN 2012 - 2022

El Plan Optimo de Expansión del SIN (POES) que identifica el cronograma de ingreso de proyectos de generación y transmisión para abastecer la demanda prevista, de forma segura, confiable y a costo mínimo para un periodo de 10 años, fue aprobado mediante Resolución Ministerial N° 003/2012 de fecha 5 de enero del 2012.



Embalse Corani



Central Santa Cruz - EGSA

El POES, forma parte de la planificación del sector energético y se constituye en un instrumento técnico para garantizar el acceso, la seguridad energética y la universalización del servicio de electricidad para el abastecimiento del mercado interno, mediante el logro de objetivos como el aprovechamiento racional y eficiente de los recursos energéticos, diversificación de la matriz energética, desarrollo de infraestructura y del potencial hidroeléctrico del país, con criterios de eficiencia y sostenibilidad en el crecimiento del parque generador y de transmisión.

Las conclusiones más importantes del POES son:

- El plan permite que la demanda se satisfaga en forma adecuada y a costo mínimo.
- La planificación centralizada de la expansión de la generación y transmisión, permite optimizar las inversiones necesarias para el abastecimiento de la demanda, lo que se refleja en el menor impacto tarifario posible para el usuario final.
- Permite optimizar los refuerzos y ampliaciones en las redes de transmisión necesarias para el sistema, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda, manteniendo los niveles de calidad requeridos por las condiciones de desempeño mínimo del SIN.
- El POES cambiará la matriz energética del sector eléctrico en forma significativa, posibilitando un desarrollo sostenible y permitiendo al Estado lograr ahorros importantes en el consumo de gas natural utilizado en el sector eléctrico.

IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN

En el marco de la planificación de la expansión del SIN, se han realizado estudios eléctricos para identificar problemas potenciales de abastecimiento, para lo cual se ha compatibilizado con las empresas distribuidoras la ubicación de los siguientes nodos de retiro: Cumbre 115 kV en La Paz, Uyuni 115 kV y Karachipampa 115 kV en Potosí, Sucre 115 kV en Sucre y Santiváñez 115 kV, Sayari 115 kV y Sacaba 115 kV en Cochabamba.

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.

OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES

Por otra parte, se ha participado en talleres de análisis del Anteproyecto de la nueva Ley de Electricidad, junto a los distintos órganos gubernamentales y representantes del sector eléctrico, coadyuvando a que las políticas públicas que se apliquen, aseguren la continuidad y la eficiencia en el abastecimiento energético a futuro.



Unidad ALT02 - Central El Alto

LOGROS OPERATIVOS

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

PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

En la gestión 2012 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 fue inferior (-2,29 %) a la prevista; por otro lado, dentro de los márgenes razonables de variación, se ha registrado una potencia menor a la prevista.

En general, los resultados permiten concluir que en el año 2012, el sistema operó durante muchos períodos con niveles de reserva menores a los requeridos, debido principalmente a que se presentaron retrasos en el ingreso de los proyectos de generación: el Ciclo Combinado ingresó a fines de marzo 2012 con limitación de potencia (51.5 MW a 35°C) y recién a partir de julio 2012 operó con toda su capacidad (76.6 MW a 36°C); el ingreso de las unidades VHE05 y VHE06 previsto para agosto de 2012 se concretó en la segunda quincena de septiembre; el ingreso de la unidad ALT02 previsto para noviembre 2012 se postergó para la gestión 2013. En este sentido, es importante mencionar que por algunos días del mes de marzo y abril



no se contó con potencia de reserva en el SIN debido a que, además de los mantenimientos programados 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.

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 2012 fue del orden del -0.85%.

DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2012, ha sido realizada 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 durante los meses de marzo, abril y agosto, 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 de la unidad GCH11 por mantenimiento en cámaras de combustión y fuga de aceite en transformador.
- La indisponibilidad forzada de la unidad VHE01 por falla en el motor de arranque y mantenimiento mayor.
- La indisponibilidad forzada de la unidad CAR03 por falla en el sistema de excitación y compresor.



Sala de Control del CNDC

- La indisponibilidad forzada de la unidad BUL01 por problemas de vibraciones y caja reductora.
- La indisponibilidad forzada de la unidad CAH01 por fabricación de chapas de núcleo.
- La indisponibilidad forzada de la unidad ALT01 por daño en aspas del ventilador del sistema de refrigeración de aceite.
- La indisponibilidad forzada de la unidad GCH04 por extensión en los trabajos de mantenimiento.

Otro aspecto que tuvo una influencia significativa en la oferta de generación, fue el registro de temperaturas altas en el área Oriental (Santa Cruz, Entre Ríos, Carrasco y Bulo Bulu), 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, en algunas oportunidades fue necesario operar el parque generador a su máxima potencia, sin reserva rotante, controlar la demanda mediante la reducción de voltaje de operación y en última instancia, en pocas ocasiones reducir la demanda mediante el retiro manual de carga.

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

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 2012 se destacan las acciones siguientes:



Vista Nocturna de la ciudad de Cochabamba

Fotografía: ©Marco Ruiz G.

- Capacitación en Análisis de Sistemas de Potencia al personal de la División de Análisis Operativo y del CDC.
- Gestión de administración de energía eléctrica.
- Adquisición de ponencias técnicas en el área de protecciones.
- Construcción de la base de datos de protecciones actualizadas en el programa CAPE en coordinación con los agentes ENDE, ISA y TDE.
- Capacitación en el uso de EXCEL avanzado al personal de la Gerencia de Análisis Operativo.
- Estudios eléctricos para resolver problemas en el SIN sobre todo en el área Trinidad.
- • Capacitación al personal del CDC en las tareas de restitución de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Personal del área de Operaciones del CNDC visitó el Centro Nacional del Ecuador - CENACE.

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.



Personal - Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico

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

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 ha permitido realizar las siguientes actividades durante el año 2012:

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



Medidores SMEC

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LARGO PLAZO DEL SIN

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica constituye uno de los principales insumos para la planificación de la expansión del SIN en el largo plazo.

La metodología aplicada, incluye métodos econométricos (cointegración y modelos de regresión lineal por mínimos cuadrados ordinarios), métodos basados en interpolación de tasas de crecimiento y métodos basados en la evolución de consumo específico por categorías, de acuerdo al comportamiento histórico de las Empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados. Adicionalmente, en la proyección se considera la información de nuevos emprendimientos productivos y mineros de empresas estatales y privadas; asimismo, se incluyen proyecciones de sistemas aislados que se encuentran en proceso de interconexión al SIN y otros que serán sujetos de análisis y evaluación de alternativas técnicas y económicas para mejorar las condiciones de suministro eléctrico local y de interconexión futura al SIN.

La proyección de demanda obtenida utilizando métodos econométricos se resume en el siguiente cuadro:

DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL SIN AL 2030

AÑO	ENERGIA		POTENCIA		FACTOR DE CARGA
	(GWh)	Tc	(MW)	Tc	
2000	3,377	0.8%	645	0.1%	0.60
2005	3,994	5.9%	759	7.7%	0.60
2010	5,814	7.7%	1,009	7.5%	0.66
2015	8,732	8.2%	1,475	7.6%	0.68
2020	12,470	6.7%	2,060	6.4%	0.69
2025	17,132	6.6%	2,787	6.3%	0.70
2030	22,603	5.2%	3,688	5.2%	0.70

INFORME ÍNDICES DE CALIDAD DE TRANSMISIÓN

En cumplimiento del artículo 19 del Reglamento de Calidad de Transmisión, se elaboró el informe de Índices de Calidad de Transmisión del periodo Nov2011-Oct2012, el mismo que fue aprobado por el Comité de Representantes y enviado a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.



Personal - Gerencia de Planificación



INFORME DE LA ESTADÍSTICA DE DESEMPEÑO DEL SIN

Se elaboró el informe “Estadística de desempeño del SIN - año 2012”, que contiene los indicadores estadísticos de sistema e indicadores estadísticos para componentes de generación y transmisión del SIN bajo el modelo estadístico desarrollado por la CIER.

ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

Se elaboró el Informe del análisis eléctrico de los resultados de la programación de mediano plazo para los periodos Mayo 2012 – Abril 2016 y Noviembre 2012 – Octubre 2016, a objeto de verificar que los resultados de la operación en el periodo mencionado cumplan los requerimientos de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM), tanto para condiciones normales de operación como de contingencia, mediante simulaciones del sistema.

INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

- Informe CNDC 01/12 corresponde a la evaluación económica del proyecto “Bahía Línea 115 kV Potosí”, consiste en la instalación de una bahía de línea 115 kV en la configuración en anillo que se tiene en Subestación Potosí a partir de la elevación de tensión de la línea Potosí-Punutuma. Este proyecto mejora la calidad y confiabilidad de suministro de la carga de SEPSA desde Subestación Potosí, satisfaciendo su crecimiento y evitando interrupciones en el suministro.
- Informe CNDC 02/12 corresponde a la evaluación económica del proyecto “Bahía de transformador 230 kV Chimoré”, consiste en la instalación de una bahía de transformador en 230 kV, en configuración de barras tipo anillo en Subestación Chimoré. Este proyecto, posibilita la conexión del segundo transformador de ELFEC para atender la demanda de PAPELBOL y el incremento de la demanda de Subestación Chimoré.
- Informe CNDC 21/12 “Determinación de la reserva rotante para el periodo Nov/2012 - Oct/2013” elaborado de acuerdo a la metodología establecida en las Condiciones de Desempeño Mínimo vigentes. Consiste en determinar el nivel óptimo de reserva rotante que se debe asignar a las unidades generadoras, para minimizar el costo de operación y el costo de la energía no suministrada por fallas simples de unidades generadoras.

Se realizaron otros análisis técnicos a solicitud del VMEEA y de agentes del MEM:

- Suministro de Electricidad al Proyecto Cuprífero Corocoro y Corocobre.
- Suministro de Electricidad a la Demanda Minera de Corocoro y el Sistema Aroma.
- Suministro de Energía Eléctrica a la Población de Patacamaya.
- Interconexión del Departamento de Pando al SIN.

- Proyecto Central Hidroeléctrica ICLA.
- Suministro de Electricidad al Centro Minero Mallku Khota.
- Evaluación conexión Central Misicuni al SIN, sobre la base de alternativas planteadas por TDE.
- Análisis técnico segunda terna de la línea Santivañez-Miguillas-Palca en 230 kV.

INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 30

En el marco de la Norma Operativa N° 30 “Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión”, se presentaron al Comité de Representantes los siguientes informes:

- Informe CNDC 26/12 “Transformador 230/115 kV 100 MVA en Subestación Punutuma” que consiste en la instalación de un banco de 3 autotransformadores monofásicos de 33.3 MVA y una unidad de reserva en 230/115 kV en la Subestación Punutuma.
- Informe CNDC 31/12 “Ampliación Central Bulu Bulu” que consiste en la incorporación de una tercera unidad de generación de 50 MW (ISO) en la central de Bulu Bulu.
- Informe CNDC 33/12 “Bahía Línea 69 kV en la Subestación Vinto” que consiste en la implementación de una bahía de línea en 69 kV, configuración en anillo en la subestación de Vinto para la salida de la futura línea Vinto – Socomani en 69 kV de ELFE0.



Unidades 5,6,7 y 8 - Central Valle Hermoso



INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 11

De acuerdo a la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN", se revisó la información técnica y los estudios eléctricos para la incorporación al SIN, de las siguientes nuevas instalaciones:

- Instalación del transformador de 7.5 MVA en la Subestación Chimoré de ELFEC.
- Reemplazo del transformador de 12.5 MVA en la Subestación Pailón de CRE.
- Adecuación del sistema Larecaja, por parte de TDE.
- Elevación de tensión de la línea Potosí-Punutuma en 115 kV, de propiedad de TDE.
- Instalación del segundo transformador de 16 MVA en la Subestación Cosmos de ELECTROPAZ.
- Re-instalación del transformador de 16 MVA en la Subestación Alto Achachicala de ELECTROPAZ.
- Línea Punutuma-Tarija 230 kV, de propiedad de ENDE.
- Ampliación de la subestación Arocagua, por parte de TDE.
- Reposición Transformador T2 de 37 MVA en la Subestación Parque Industrial de CRE.
- Subestación Cataricagua 115 kV de TDE.
- Transformador de 20 MVA en la Subestación Kenko de ELECTROPAZ.
- Línea de sub transmisión Cañoto-Paraíso en 69 kV de propiedad de CRE y segundo transformador 37 MVA en Subestación Nueva Jerusalén de CRE.

NUEVAS INSTALACIONES - DECRETO SUPREMO 934 (2011) Y DECRETO SUPREMO 1301 (2012)

Revisión de información técnica de nuevas instalaciones a ser incorporadas al SIN, en el marco de los Decretos Supremos 934 (2011) y 1301 (2012) y las resoluciones AE N° 475/2011 y AE N° 400/2012:

- Unidad generadora ALT01 de 21.529 MVA y transformador de 34 MVA en la central El Alto de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.

- Unidades generadoras VHE05, VHE06, VHE07 y VHE08 de 10.2 MW cada una en la central Valle Hermoso de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.

SUPERVISIÓN DE LA 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 la gestión 2012; esta tarea consistió en verificar el cumplimiento de las condiciones técnicas y comerciales establecidas en las Normas Operativas N° 8, N° 11, N° 17, N° 30, entre otras.

Se supervisó la incorporación de las nuevas instalaciones que los Agentes del MEM conectaron al sistema; siendo éstas las siguientes:

- Subestación Pailón, ingreso del transformador de potencia TRPAL06901, 10/12.5 MVA, 69/26.145 kV - CRE (Operación comercial desde el 06/02/2012).
- Adecuación Sistema Larecaja, nueva bahía en Chuspipata línea Chuquiaguillo y en Caranavi nueva bahía a Chuspipata - TDE (Operación comercial desde el 26/02/2012).
- Subestación Chimoré, ingreso del transformador de potencia TRCHI23002, 7.5 MVA, 245/34.5 kV - ELFEC (Operación comercial desde el 16/03/2012).
- Central Guaracachi, ingresó la unidad generadora GCH12, 125 MVA, 10.5 kV - EGSA (Operación comercial desde el 24/03/2012).
- Central El Alto, al amparo del Decreto Supremo N° 934 ingresó la unidad termoeléctrica ALT01, 20.53 MVA, 11.5 kV y el transformador de potencia TRALT11501, 34 MVA, 115/11.5 kV - EVH (Operación comercial desde el 16/04/2012).
- Subestación Parque Industrial, reemplazo del transformador de potencia N° 2 TRPIN06902, 12.5 MVA, 69/26.145 kV - CRE (Operación comercial desde el 29/05/2012).
- Línea Potosí - Punutuma, elevación de tensión de 69 kV a 115 kV - TDE (Operación comercial desde el 03/06/2012).
- Subestación Cosmos, ingresó el transformador de potencia N° 2 TRCOS11502, 16 MVA, 115/12.6 kV - ELECTROPAZ (Operación comercial desde el 06/06/2012).
- Subestación Urubó, ingresó el autotransformador monofásico de reserva, 50 MVA, 230/69 kV - ISABOL (Operación comercial desde el 08/06/2012).
- Ampliación subestación Arocagua, división de la línea Corani - Valle Hermoso en 115 kV - TDE (Operación comercial desde el 15/07/2012).

- Subestación Alto Achachicala, reinstalación del transformador de potencia TRAAC069, 16 MVA, 69/12.63 kV - ELECTROPAZ (Operación comercial desde el 27/07/2012).
- Central Valle Hermoso, al amparo del Decreto Supremo N° 1301 ingresaron las unidades termoeléctricas VHE05 y VHE6, cada una con 17 MVA, 10.5 kV, y el transformador de potencia TRVHE11505, 60 MVA, 115/10.5 kV - EVH (Operación comercial desde el 19/09/2012).
- Central Valle Hermoso, al amparo del Decreto Supremo N° 1301 ingresaron las unidades termoeléctricas VHE07 y VHE8, cada una con 17 MVA, 10.5 kV - EVH (Operación comercial desde el 27/09/2012).
- Subestación Guaracachi, reemplazo del transformador de potencia TRGCH06904, 29 MVA, 69/10.5 kV - EGSA (Operación comercial desde el 17/10/2012).
- Subestación Kenko, ingresó el transformador de potencia TRKEN06902, 14.5 MVA, 66/6.6 kV - ELECTROPAZ (Operación comercial desde el 28/10/2012).
- Subestación Cataricagua, división de la línea Vinto - Catavi en 115 kV - TDE (Operación comercial desde el 28/10/2012).
- Subestación Parque Industrial, ingresó el transformador de potencia N° 2 TRPIN06902, 37 MVA, 69/26.146 kV - CRE (Operación comercial desde el 07/11/2012).



Ciclo Combinado - EGSA

- Línea Paraíso – Cañoto, instalación subterránea, 78 MVA, 69 kV, 3.15 km - CRE [Operación comercial desde el 16/12/2012].
- Subestación San Ignacio de Moxos, ingresó el transformador de potencia TRMOX11501, 3 MVA, 115/34.5 kV - ENDE [Operación comercial desde el 20/12/2012].

También se inspeccionaron los trabajos de SEPSA para incrementar carga en el Complejo Metalúrgico Karachipampa.

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

MEJORA EN LA NORMATIVA DEL SECTOR

La Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico, ha promovido la mejora de normas del sector eléctrico efectuando adecuaciones de las mismas.

- En fecha 23/02/2012 la AE emite la Resolución AE N° 104/2012 donde se aprueba la actualización de la Norma Operativa N° 9 “Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista”, misma que es nuevamente actualizada mediante Resolución AE N° 653/2012 de fecha 27 de diciembre de 2012.
- En fecha 28/02/2012 la AE emite la Resolución AE 119/2012 donde se aprueba la actualización de la Norma Operativa N° 5 “Programación y Coordinación de Mantenimientos”.
- En fecha 08/03/2012 la AE emite la Resolución AE 137/2012 donde se aprueba la actualización de la Norma Operativa N° 20 “Habilitación de Agentes para Operar en el Mercado Eléctrico Mayorista”.
- En fecha 12/03/2012 la AE emite la Resolución AE 141/2012 donde se aprueba la actualización de la Norma Operativa N° 4 “Operación en Tiempo Real”.
- En fecha 16/04/2012 la AE emite la Resolución AE 202/2012 donde se aprueba la actualización de la Norma Operativa N° 6 “Restitución del Sistema Interconectado Nacional”.
- En fecha 27/04/2012 la AE emite la Resolución AE 226/2012 donde se aprueba la actualización de la Norma Operativa N° 2 “Determinación de la Potencia Firme”.
- En fecha 28/10/2012 la AE emite la Resolución AE 533/2012 donde se aprueba la actualización de la Norma Operativa N° 13 “Tratamiento de Excedentes de Energía de Autoprodutores”.



- Por otro lado el CNDC, ante la necesidad de establecer un procedimiento de cálculo y remuneración de la compensación económica, por efecto de la ubicación del sitio de instalación de unidades de generación termoeléctrica a gas natural, propuso la Norma Operativa N° 34 “Compensación por Ubicación a Unidades Generadoras Termoeléctricas a Gas Natural”, que fue aprobada por la AE mediante resolución AE N° 504/2012 de fecha 12 octubre de 2012.

RESOLUCIONES DEL CNDC

Durante el año 2012, el CNDC ha emitido 68 resoluciones de cumplimiento obligatorio para todos los Agentes, ejerciendo de esta forma su función de Administrador del MEM.

INVESTIGACIÓN – ESTUDIOS ESPECIALIZADOS

En la Gestión 2012, el CNDC participó en el curso “Gestión de Ingeniería Energética”, el cual ha sido patrocinado por la Agencia de Cooperación Internacional de Corea (del Sur) - KOICA, realizado en la república de Corea del Sur.

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

El CNDC cuenta con una organización estructurada para lograr sus metas y objetivos por medio de los recursos humanos, conforme a los lineamientos establecidos en el D.S. N° 29624, norma marco que regula su funcionamiento. Asimismo, al constituirse en una empresa sin fines de lucro, de naturaleza pública no estatal, sus ingresos están limitados a los gastos de funcionamiento e inversión de cada gestión, teniendo como principal fuente de recursos los aportes de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

En busca de contar con una estructura eficaz que permita al personal contribuir al logro de los objetivos definidos para la gestión 2012, la Unidad de Administración y Finanzas ha gestionado la contratación de personal idóneo en la Gerencia de Operaciones, Gerencia de Planificación y Asesoría Legal.

Con el propósito de contribuir con el fortalecimiento del talento, competencias y conocimientos del personal, se ha elaborado y ejecutado el Plan de Capacitación Gestión 2012, gestionando la asistencia del personal a cursos, talleres, seminarios y otros relacionados con las funciones de la empresa y el cargo que desempeñan.

En lo relacionado al manejo de los recursos económico – financieros, en la gestión 2012 se ha realizado la planificación, control, supervisión y evaluación de las actividades administrativas de la entidad, llevando registros de las operaciones financieras y presupuestarias; bajo los lineamientos establecidos en la normativa legal vigente, en estricto apego a la normativa interna del CNDC.

Velando por la satisfacción de los requerimientos de las distintas áreas, la Unidad de Administración y Finanzas ha coordinando y controlado la adquisición y distribución de los bienes y servicios necesarios para el adecuado funcionamiento del CNDC.

A fin de modernizar y optimizar los procesos administrativos y financieros, se ha coordinado con la Unidad de Procesos y Tecnologías de la Información, un proceso formal para la adquisición de un sistema administrativo - financiero.

TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN

El CNDC cuenta con una infraestructura de software comercial especializado, programas, sistemas y equipos de procesamiento y de comunicaciones para la realización de sus funciones. La página WEB del CNDC se constituye en la herramienta de comunicación oficial que permite difundir de manera transparente y oportuna los resultados de la operación; la misma cuenta con dos áreas principales, la primera correspondiente a la información de acceso público en general y la segunda correspondiente a la difusión de información operativa dirigida a los Agentes y Autoridades del Sector.

A nivel de infraestructura de redes y comunicaciones, en la gestión 2012 se ha consolidado el uso del sistema SISFALLA V2 usando la Red Privada Virtual o VPN (Virtual Private Network) establecida con la participación de las empresas eléctricas en el SIN y de las autoridades del sector eléctrico.

Durante la gestión 2012, el CNDC ha continuado con el proceso de actualización de sus sistemas de información. Se tiene por objetivo desarrollar un sistema integrado, modular y



Banco de Capacitores - Subestación Trinidad

paramétrico con herramientas que cuenten con tecnología de punta, usando programación orientada a objetos, interfaces gráficas y trabajando bajo una Metodología de Programación formal. Esta actividad ha sido priorizada por la presidencia del CNDC y contó con el aporte de las gerencias técnicas, alcanzado resultados con una visión integral. Esto permitió el diseño de la Base de Datos integrada que representa la estructura del SIN de una manera completa y con especial énfasis en la facilidad de consultas históricas de los datos y sus relaciones. Los módulos funcionales complementan sus bases de datos de movimientos, enlazados a la Base de Datos central del SIN.

Se ha priorizado la actualización de los sistemas de Transacciones Económicas, Sistema de Medición Comercial (SMEC) y del Despacho en Tiempo Real, por otro lado, se ha estructurado el módulo de administración de componentes y se está trabajando en la implementación de interfaces acordes a las necesidades de los usuarios finales, desarrollando aplicativos de publicaciones web en un esquema seguro y auditable.

En lo relacionado a la administración de la plataforma tecnológica se ha concluido con el desarrollo del Reglamento de Correo Electrónico. De la misma manera, en lo que respecta al desarrollo de dicha plataforma, se ha completado la adquisición de servidores para mantener un esquema de contingencias y se han ido organizando las aplicaciones y procedimientos para formalizar las Guías Tecnológicas de Contingencias. Asimismo, se ha adquirido un segundo UPS para crear un circuito protegido para usuarios críticos.



Central Moxos

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC

El CNDC mediante una auditoría de seguimiento realizada por la empresa UNIT del Uruguay (AENOR), ha logrado mantener su certificación ISO 9001:2008, siguiendo los procesos de recertificación de dicha empresa, misma que se realizó en el mes de Abril de 2012, para lo cual se ha emitido un informe libre de observaciones demostrando que el CNDC cumple con su compromiso de brindar un servicio de calidad.

En cumplimiento con el compromiso de mejora continua de nuestra política de calidad, en la gestión 2012 se han realizado mejoras a los procedimientos del SGC, dando especial énfasis a la integración operativa. Asimismo, se ha realizado el seguimiento de los productos críticos y sus fuentes, estableciendo la estandarización de la denominación de la documentación definiendo entradas y salidas de la información procesada y especificando su disposición final. Para el logro de este objetivo, se han aplicado los estándares actualizados que se encuentran establecidos en el Manual y Procedimientos de Calidad, los mismos que relacionan los Objetivos de calidad con sus respectivos procedimientos, además de optimizar los registros generados.

Esta actividad se desarrolló bajo un principio de trabajo en equipo, con la participación de las gerencias técnicas cuyo aporte fue fundamental para lograr una mayor integración y estandarización de los criterios plasmados en los procedimientos.

En la Gestión 2012 se ha continuado con la formalización de los procedimientos externos al Sistema de Gestión de la Calidad.





CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA

El CNDC, al ser una empresa eminentemente técnica, cuyo principal recurso es el factor humano, en la gestión 2012 se ha enfocado en el potenciamiento del talento humano, a través de la aplicación de un plan de capacitación, que ha permitido mejorar las contribuciones productivas del personal a la organización.

TÉCNICA OPERATIVA

TEMA / CURSO	LUGAR	INSTITUCIÓN
Base de Datos, Flujo de cargas y cortocircuito y estabilidad de sistemas eléctricos de potencia	Lima, Perú	ENSY S.A.C.
Uso del Software Power Factory en Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia	Lima, Perú	ENSY S.A.C.
2º Seminario Iberoamericano de Energías Renovables	San Salvador, El Salvador	CECACIER
Congreso de Hidroenergía "Retos de la Hidroenergía para un Desarrollo Sostenible"	Medellín, Colombia	COCIER
Renewable Energy Week 2012	Berlín, Alemania	GIZ
Aplicaciones para la Medición de Riesgo, Pronóstico y Optimización en la Toma de Decisiones	Cbba, Bolivia	Crystal Ball
Understanding Power System Dynamic Behavior	Wisconsin, USA	Universidad Madison de Wisconsin
Operación Económica y Coordinación de Recursos Energéticos	Cbba, Bolivia	IEEE
12º Seminario Internacional de Regulación de Servicios Públicos y Cálculo de Tarifas	Punta Cana, República Dominicana	QUANTUM
5to Congreso Internacional Bolivia Gas&Energía 2012	Santa Cruz, Bolivia	Cámara Boliviana de Hidrocarburos
II Seminario Latinoamericano y del Caribe de Electricidad	San José, Costa Rica	OLADE
III Encuentro Latinoamericano de Usuarios del SDDP	Panamá, Panamá	PSR
Energy Engineering and Managment	Seúl, Corea del Sur	KOICA
Protecciones Eléctricas: Aplicación en Generación, Transmisión y Distribución	Cbba, Bolivia	S.I.B.
XI Seminarios Técnico de Protección y Control	Florianópolis, Brasil	CIER
Determinación de Tarifas en Sectores de Infraestructura	Cbba, Bolivia	CIER
Oracle Open World Latam	Sao Paulo, Brasil	Oracle Corp.
Técnica en herramientas de desarrollo. NET	Cbba, Bolivia	Consultoría

**GENERAL**

TEMA / CURSO	LUGAR	INSTITUCIÓN
Auditoría en Base a Riesgos	Cbba, Bolivia	Colégio Departamental de Auditores
Análisis RND 10-0010-12/Revisión General Nuevo Form.605v3	Cbba, Bolivia	SC CONSULTORES
Tratamiento Aplicación y Efecto del Incremento Salarial 2012, Procesamiento de Planillas de Sueldos, Aportes y Subsidios por Incremento Salarial	Cbba, Bolivia	JORGE NAVA & CIA
Diplomado Tecnología y Gestión en Generación, Trasmisión y Distribución de Energía Eléctrica	Cbba, Bolivia	UPB
Ultimas Modificaciones al Sistema Tributario Boliviano	Cbba, Bolivia	SAITELS
Mitos y Secretos del Clima Organizacional	Cbba, Bolivia	Human Value
Entorno Legal para la "Contratación de Trabajadores", Gestión Salarial y su Entorno Legal", Cálculo de Beneficios Sociales según Normativa Vigente"	Cbba, Bolivia	Jorge Nava & Cía.
Planillas Salariales para Pronósticos Laborales, Tributarios y la Nueva Ley de Pensiones	Cbba, Bolivia	Colegio Departamental de Auditores
Como Calcular el IUE-Enfoque Fiscal, Registro de Ajustes Contables Obligatorios	Cbba, Bolivia	FUD-UMSS
Jornadas, Propiedad, Planta y Equipo; Deterioro de Valor de Activos e Impuesto Diferido	Cbba, Bolivia	Colegio Departamental de Auditores
Problemática del Incendio y Manejo de la Extinción de Fuego	Cbba, Bolivia	MMB CYLINDERS
Macros en Excel	Cbba, Bolivia	CEMLA
Seminario el Nuevo Horizonte Contable NIIF PYMES	La Paz, Bolivia	Colegio de Contadores La Paz
Seminario "Cumbre de las Américas 2012"	Punta Cana, República Dominicana	ICPA
Excel Avanzado	Cbba, Bolivia	TEKHNE S.R.L.

CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA

El CNDC como uno de los principales actores y referente en el medio, ha contribuido de forma efectiva en la mejora del desempeño del Sector Eléctrico impartiendo capacitaciones, difusión de información y actualizaciones a Agentes del Mercado y Autoridades vinculadas al sector.

TÉCNICA OPERATIVA

TEMA / CURSO	LUGAR	INSTITUCIÓN
Restauración de Sistemas de Potencia	Cbba, Bolivia	Personal Técnico del CNDC

PARTICIPACIÓN EN ACTIVIDADES DEL SECTOR

Durante la gestión 2012, el CNDC ha participado de forma dinámica en actividades que han favorecido al Sector Eléctrico Boliviano mediante el intercambio de conocimientos y experiencias a nivel nacional e internacional.

ACTIVIDADES

OBJETO	LUGAR
Taller de Acompañamiento a la Integración Eléctrica Andina	Lima, Perú
9na. Reunión de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) de grupos de trabajo de Operadores y Administradores de Mercados GT-O SAM	Montevideo, Uruguay
Visita Guaracachi ciclo combinado	Santa Cruz, Bolivia



Curso de Capacitación CNDC

PLANIFICACIÓN Y LOGROS ESTRATÉGICOS

Con el fin de fortalecer y mejorar continuamente los servicios que presta el CNDC dentro el Sector Eléctrico y contribuir con el cumplimiento de la Visión, Misión, lineamientos establecidos en la Constitución Política del Estado, el Plan Nacional de Desarrollo, las Políticas Energéticas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, se han establecido Directrices institucionales mediante una Planificación Estratégica Quinquenal para las gestiones del 2009 al 2013, del cual derivan Planes Anuales para este periodo.

Para la gestión 2012 se ha definido un Plan Operativo Anual (POA 2012) alineado con la Planificación Estratégica Quinquenal. A continuación se detallan los logros alcanzados por las diferentes Gerencias y Unidades del CNDC como resultado de la aplicación del POA 2012:

Plan 1: Para mantener y mejorar los niveles de seguridad, confiabilidad y costo mínimo en la operación del SIN, la Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico y la Gerencia de Operaciones del SIN han obtenido los siguientes logros:

Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico:

- Desarrollo e implementación de un Modelo para el análisis de mantenimientos de unidades generadoras Usando Modelos de Optimización.
- Implementación de métodos alternativos para la Proyección de Demanda en Sistemas Eléctricos de Potencia para el Estudio de Mediano Plazo.
- Evaluación del efecto económico de las restricciones operativas.



Personal - Gerencia de Operaciones - Div. CDC



- Evaluación de la operación en centros de control del exterior.

Gerencia de Operaciones del SIN:

- Se ha realizado un análisis sobre el suministro de energía para el SIN con verificación de reservas, potenciando competencias del personal.

Plan 2: Con el objetivo de presentar propuestas para la adecuación del marco normativo, el desarrollo, funcionamiento y sostenibilidad de mercados eléctricos mixtos la Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico ha presentado una propuesta de Norma Operativa en función a la información de la normativa de países vecinos referente a la aplicación de energías renovables y no convencionales para posibilitar su incorporación al SIN.

Plan 3: Con el propósito de consolidar la Planificación de la Expansión Óptima del SIN a largo plazo, la Gerencia de Planificación del SIN ha obtenido los siguientes logros:

- Proyección de la demanda mejorando metodologías.
- Se ha elaborado un sistema de información de Proyectos de Generación y Transmisión.
- Se ha actualizado la información de proyectos de generación y transmisión.
- Se ha actualizado la información del Plan Óptimo de Expansión del SIN.
- Se ha participado en las Comisiones Interinstitucionales para el Gasoducto al Altiplano y Desarrollo Energético, a objeto de planificar los requerimientos de Gas Natural de las Termoeléctrica y el desarrollo de infraestructura de Generación y Transmisión.

Plan 4: Para promover la integración energética internacional y la exportación de energía eléctrica se ha participado en las iniciativas de integración energética promovidas por la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), a través del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

- Se ha capacitado al personal en temas relacionados a normativa internacional.
- Se ha participado en la revisión de la normativa relacionada a la Integración Energética de la Comunidad Andina de Naciones.

Plan 5: Para fomentar integralmente el talento humano, la Unidad de Administración y Finanzas ha potenciado el mismo, a través de la aplicación de un plan de capacitación, que ha permitido mejorar las contribuciones productivas del personal a la organización.

Asimismo, a objeto de contar con una herramienta de organización actualizada, a través de un documento que muestre los movimientos de personal y el crecimiento de la estructura

organizativa del CNDC, en la gestión 2012 se efectuó la actualización del Manual de Funciones y Organización de la entidad.

Con el propósito fundamental de incentivar a los trabajadores a que contribuyan con su mejor potencial, talento, creatividad al logro de los objetivos institucionales, se ha elaborado y llevado a cabo el Plan de Motivación Gestión 2012, basado en reconocimientos no económicos, orientados a la capacitación y la participación del personal en actividades deportivas.

A fin de determinar de manera cuantitativa y cualitativa el grado de cumplimiento de los objetivos y el nivel de responsabilidad, se ha efectuado la actualización y la difusión del Procedimiento de Evaluación de Desempeño, cuyos resultados se han orientado a la aplicación de un incentivo monetario al desempeño.

Plan 6: Con el fin de obtener el mayor provecho de las tecnologías disponibles y su aplicación efectiva en el CNDC, la Unidad de Procesos y Tecnología – TI, ha puesto en marcha el sistema de información SISFALLA sobre una Red Privada Virtual (VPN) con las Empresas del Sector Eléctrico, el cual es un módulo del sistema de información técnico eléctrico integrado que apoya la operativa del CNDC para el cumplimiento de sus funciones. El personal de desarrollo de sistemas, con el apoyo de las Gerencias técnicas ha concluido el diseño de la Base de Datos central y está en proceso de actualización. Asimismo, en el proceso de actualización del sistema Administrativo - Financiero se ha llevado a cabo el proceso de evaluación y adjudicación de un sistema a ser implementado en la gestión 2013. Por otro lado, la página web institucional ha sido homogenizada en cuanto a su presentación siguiendo formatos establecidos por el Ministerio de Energía e Hidrocarburos, manteniendo su orientación a objeto de brindar información sobre los resultados de la operación administrada por el CNDC y de apoyo operativo para las empresas eléctricas que participan en el SIN.

Plan 7: Para brindar un servicio eficiente de forma sostenible en el tiempo y que a su vez siga un proceso de mejora continua, se tiene por objetivo mantener un sistema de gestión de la calidad certificado bajo normas reconocidas a nivel internacional. El 2012 se llevó a cabo la auditoría de mantenimiento de la certificación ISO 9001:2008 con la empresa UNIT del Uruguay (AENOR). Durante la gestión 2012, además de la actualización de los procedimientos en nuevo formato, se ha revisado, mejorado y actualizado el flujo de información entre los procesos operativos críticos y se ha establecido un nivel de análisis y mejoras en los controles internos. Los procedimientos de soporte del área administrativa han sido mejorados mediante el empleo de formularios que permiten el procesamiento esencial y suficiente de la información.

Plan 8: Para lograr posicionar al CNDC como referente técnico en el sector energético del país, se han establecido contactos con entidades vinculadas al sector eléctrico, participando en cursos, talleres, seminarios y otros eventos relacionados con empresas e instituciones del sector eléctrico nacional e internacional; asimismo, se ha participado e interactuado en cursos, talleres, seminarios y otros eventos a nivel internacional, relacionados con las funciones que desempeña el CNDC.

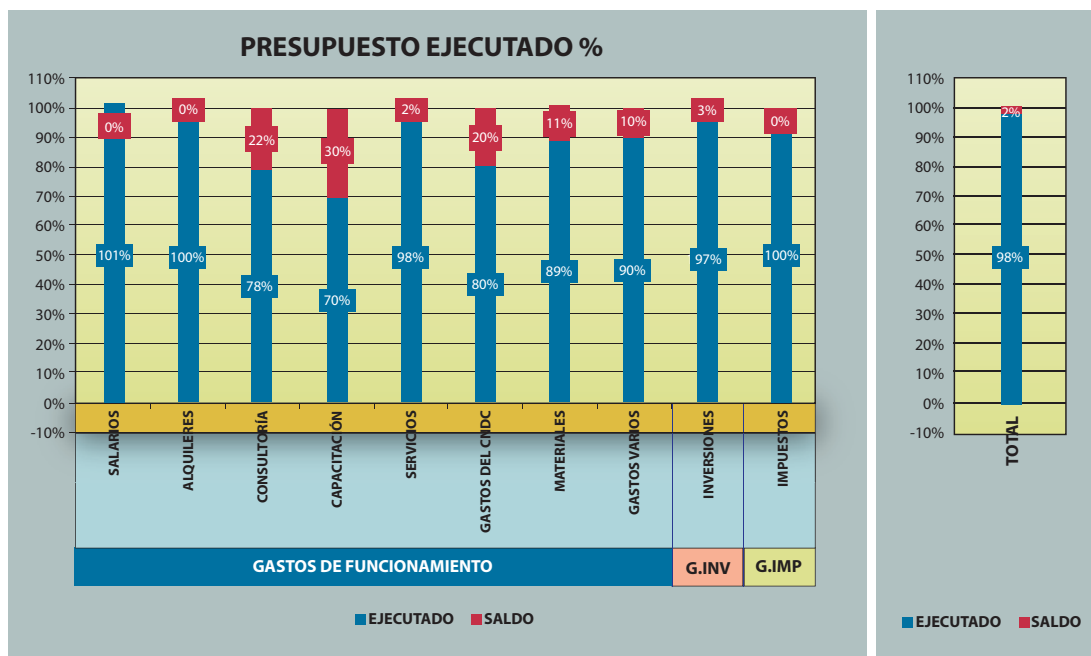


ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC

El CNDC es una entidad sin fines de lucro, de naturaleza jurídica no estatal, de acuerdo a normativa expresa sus costos de funcionamiento son cubiertos por todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo a su participación en el mercado.

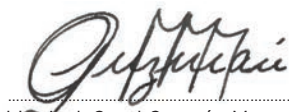
El monto máximo de su presupuesto anual está determinado en el D.S. 29624 Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, Art. 21 Punto I b) de 02 de julio de 2008: *“no podrá exceder el dos por ciento (2%) del monto resultante de valorizar la potencia firme y la energía neta total inyectada por los generadores al SIN en el año anterior al de aplicación del presupuesto por sus respectivos precios correspondientes al mes de mayo del año anterior al que corresponde el Presupuesto”*.

La Gestión 2012, el Comité de Representantes en su Sesión N ° 293 de fecha 29 de noviembre de 2011, aprobó el presupuesto por un monto total de bolivianos 31.197.119 La ejecución presupuestaria al final de la gestión 2012, alcanzó el 98%.



**COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA****ESTADO DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA****POR EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1° DE ENERO****Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012****(Expresado en Bolivianos)**

EGRESOS	PRESUPUESTO APROBADO	PRESUPUESTO NETO	EJECUCIÓN	SALDO NETO
	Bs	Bs	Bs	Bs
Salarios	15.321.452	15.321.452	15.441.866	(120.414)
Alquileres	6.690.578	5.820.803	5.815.321	5.482
Consultoría	970.031	882.989	692.689	190.300
Capacitación	949.066	900.475	627.780	272.695
Servicios	2.153.633	1.983.747	1.950.115	33.632
Gastos del CNDC	281.880	268.134	214.492	53.642
Materiales	148.944	129.581	115.367	14.214
Gastos varios	128.760	112.700	101.415	11.285
Inversiones	<u>882.458</u>	<u>779.185</u>	<u>759.533</u>	<u>19.652</u>
Sub total	<u>27.526.802</u>	<u>26.199.066</u>	<u>25.718.578</u>	<u>480.488</u>
Impuestos no compensados	<u>3.670.317</u>	<u>3.670.317</u>	<u>3.672.572</u>	<u>(2.255)</u>
Total	<u>31.197.119</u>	<u>29.869.383</u>	<u>29.391.150</u>	<u>478.233</u>


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


 Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
 JEFE UNIDAD ADM.
 Y FINANZAS


 Ing. Hernán Jaldín Florero
 PRESIDENTE

**DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE****Acevedo & Asociados Consultores
de Empresas S.R.L.**

Calle Guembe No. 2015

Esq. Av. Beni

P.O. Box: 6707

Santa Cruz, Bolivia

T +591 3 3436838

Avenida Ballivián No. 838

Edificio "Las Torres del Sol" (Mezzanine)

P.O. Box: 512

Cochabamba, Bolivia

T +591 4 4520022

Avenida 6 de Agosto No. 2577 Edificio

"Las Dos Torres" (11° Piso)

P.O. Box: 2806

La Paz, Bolivia

T +591 2 2434343

www.gtacevedobolivia.com

A los Señores

Presidente y Representantes del

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

Cochabamba - Bolivia

1. Hemos examinado el balance general del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2012, y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2012 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 éstos estados financieros basados en nuestra auditoría. Los valores de los activos fijos existentes al 31 de diciembre de 2012 y la vida útil restante han sido determinados a través de un revalúo técnico realizado por un perito independiente cuyo informe nos ha sido proporcionado. Los estados financieros del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2011, fueron examinados por otros auditores, cuyo informe de fecha 16 de marzo de 2012, expresó una opinión sin salvedades sobre esos estados.
2. 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.
3. En nuestra opinión, los estados financieros al 31 de diciembre de 2012 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 2012, los resultados de sus operaciones, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2012 de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia.
4. 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 de Electricidad N° 1604 del 21 de diciembre de 1994 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.

5. Como se describe en la nota 1 a los estados financieros, en fecha 01 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 de las empresas CORANI S.A., VALLE HERMOSO S.A., GUARACACHI S.A. y ELFEC S.A. En fecha 29 de diciembre de 2012 se emitió el D.S. 1448 donde se procede con la nacionalización a favor de la Empresa Nacional de Electricidad en representación del Estado Plurinacional de Bolivia, la totalidad de los paquetes accionarios que posee la empresa IBERBOLIVIA DE INVERSIONES S.A., en las empresas Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ) y Empresa Luz y Fuerza de Oruro S.A. (ELFE0). En fecha 01 de mayo de 2012 se emitió el D.S. 1214, donde se procede a nacionalizar a favor de la Empresa Nacional de Electricidad, el paquete accionario que posee la sociedad Red Eléctrica Internacional S.A.U. en la empresa Transportadora de Electricidad S.A. Los decretos mencionados, tienen efecto en la Dirección que está a cargo del CNDC que conforma el Comité de representantes.

ACEVEDO & ASOCIADOS

CONSULTORES DE EMPRESAS S.R.L.

MIEMBRO DE GRANT THORNTON INTERNATIONAL LTD



Lic. Aud. Enrique Pastrana Dávila (Socio)

CDA-98-D27 / CAUB - 2934

N.I.T. 994668014

Cochabamba, 15 de marzo de 2013





BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

(Expresado en Bolivianos)

	2012	2011 (Reexpresado)
	Bs	Bs
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Disponible	2,514,601	1,687,675
Disponible comprometido	1,435,553	2,451,728
Cuentas por cobrar a agentes	2,968,101	2,546,023
Anticipo impuestos	24,419	5,271
Anticipo al personal	5,454	7,964
Cuentas por cobrar al personal	2,402	7,977
Cuentas por cobrar varios	<u>26,927</u>	<u>8,218</u>
Total activo corriente	<u>6,977,457</u>	<u>6,714,856</u>
ACTIVO NO CORRIENTE		
Activo fijo neto	6,529,253	7,062,285
Inversiones	53,025	79,276
Activo fijo diferido	351,276	100,288
Otros activos	<u>346,000</u>	<u>-</u>
Total activo no corriente	<u>7,279,554</u>	<u>7,241,849</u>
TOTAL ACTIVO	<u>14,257,011</u>	<u>13,956,705</u>


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


 Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
 JEFE UNIDAD ADM.
 Y FINANZAS

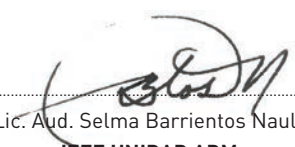

 Ing. Hernán Jaldín Florero
 PRESIDENTE

**BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**

(Expresado en Bolivianos)

	2012	2011 (Reexpresado)
	Bs	Bs
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas por pagar agentes	567,804	10,847
Proveedores	840,306	365,031
Cuentas por pagar varios	6,720	6
Obligaciones tributarias	268,884	289,454
Obligaciones sociales	1,254,343	1,134,344
Previsión para obligaciones varias	<u>751,540</u>	<u>419,178</u>
Total pasivo corriente	<u>3,689,597</u>	<u>2,218,860</u>
PASIVO NO CORRIENTE		
Previsión para indemnizaciones	<u>2,229,219</u>	<u>3,122,555</u>
Total pasivo no corriente	<u>2,229,219</u>	<u>3,122,555</u>
TOTAL PASIVO	<u>5,918,816</u>	<u>5,341,415</u>
PATRIMONIO		
Reserva patrimonial	1,000,000	1,000,000
Ajuste de capital	397,095	397,096
Reserva por resultado de inversiones	5,075,940	5,629,669
Reserva por revalúo técnico	135,392	-
Ajuste de reservas patrimoniales	1,190,304	1,210,392
Resultado de la gestión	<u>539,464</u>	<u>378,133</u>
Total patrimonio	<u>8,338,195</u>	<u>8,615,290</u>
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	<u>14,257,011</u>	<u>13,956,705</u>


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


 Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
**JEFE UNIDAD ADM.
Y FINANZAS**


 Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE



**ESTADO DE DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS POR LOS PERIODOS
COMPRENDIDOS ENTRE EL 1 DE ENERO Y
31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011**

(Expresado en Bolivianos)

	2012	2011
	Bs	(Reexpresado)
	Bs	Bs
FONDOS ORIGINADOS EN LAS OPERACIONES:		
INGRESOS DE OPERACIÓN		
Cuotas ordinarias agentes	<u>26,345,826</u>	<u>25,845,164</u>
Total ingresos	<u>26,345,826</u>	<u>25,845,164</u>
EGRESOS DE OPERACIÓN		
Gastos de administración	(14,148,388)	(14,145,927)
Costo de operación en despacho	(12,438,350)	(11,987,085)
Costos financieros	<u>(23,173)</u>	<u>(32,944)</u>
Total egresos de operación	<u>(26,609,911)</u>	<u>(26,165,956)</u>
Utilidad operativa	<u>(264,085)</u>	<u>(320,792)</u>
OTROS INGRESOS (EGRESOS)		
Egresos de gestiones anteriores	(185,187)	-
Ingresos varios	-	99,377
Ingresos de gestiones anteriores	142,000	3,950
Excedentes presupuestarios	914,561	649,009
Gastos varios	(83,117)	(71,876)
Gastos por actividades ajenas	(9)	-
Rendimientos financieros	31,624	58,136
Mantenimiento de valor	(414)	(1,252)
Diferencia de cambio	(219)	257
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	<u>(15,690)</u>	<u>(38,676)</u>
Total otros ingresos	<u>803,549</u>	<u>698,925</u>
RESULTADO DE LA GESTIÓN	<u>539,464</u>	<u>378,133</u>

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados.

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

Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
JEFE UNIDAD ADM.
Y FINANZAS

Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR LOS PERIODOS COMPRENDIDOS ENTRE 1 DE ENERO Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

(Expresado en Bolivianos)

FONDOS PROVENIENTES DE LAS OPERACIONES

Resultado de la gestión	539,464	378,132
Ajustes para reconciliar la utilidad neta a los fondos provistos por las operaciones		
Depreciación activo fijo	1,013,176	1,266,052
Previsión para indemnizaciones	1,060,061	580,213
Ajuste por reserva resultado de inversión	(914,561)	(400,410)
Ajustes de cuentas de patrimonio	-	32,047
Ajuste de activos fijos e inversiones	177,749	-
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(182,573)	(203,824)
	<u>1,693,316</u>	<u>1,652,210</u>

Cambios en activos y pasivos que originan movimiento de fondos

Disminución (incremento) en activos

Disponible comprometido	1,016,175	(28,555)
Cuentas por cobrar a agentes	(422,078)	385,967
Anticipo de impuestos	(19,148)	3,584
Anticipo al personal	2,510	-
Cuentas por cobrar al personal	5,575	(6,903)
Cuentas por cobrar varios	(18,709)	856

Incremento (disminución) en pasivos y patrimonio

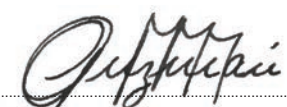
Pago beneficios sociales	(1,810,533)	-
Cuentas por pagar agentes	556,957	(648,938)
Proveedores	475,274	(409,441)
Cuentas por pagar varios	6,714	(8,205)
Obligaciones tributarias	(20,570)	62,061
Obligaciones sociales	119,999	93,696
Provisión para obligaciones varias	332,361	73,873

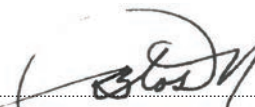
Total fondos provenientes de las operaciones	1,917,843	1,170,205
--	-----------	-----------

FONDOS APLICADOS A ACTIVIDADES DE INVERSIÓN

Adiciones de activos fijos	(489,341)	(918,985)
Activo diferido	(255,576)	-
Otros activos	(346,000)	-
Total fondos aplicados a actividades de inversión	<u>(1,090,917)</u>	<u>(918,985)</u>
Incremento (Disminución) de fondos durante el período	826,926	251,220
Disponible al inicio de la gestión	1,687,675	1,436,455
Disponible al cierre de la gestión	<u>2,514,601</u>	<u>1,687,675</u>

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados.


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


 Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
 JEFE UNIDAD ADM.
 Y FINANZAS


 Ing. Hernán Jaldín Florero
 PRESIDENTE

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2012

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 de Electricidad N° 1604 del 21 de diciembre de 1994 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
- Consumidores no regulados



Subestación Cataricagua - TDE

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.

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.

Los costos de funcionamiento del Comité son cubiertos por todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. Para tal efecto, el Comité aprueba un presupuesto anual de gastos y define las cuotas mensuales a ser facturadas a los agentes por servicios del despacho de carga en función a las transacciones mensuales económicas de los agentes.

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

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.



Subestación Urubó - ISA



Subestación Punutuma - TDE

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.

Mediante Decreto Supremo No 1214 de fecha 01 de mayo de 2012, el Estado Plurinacional de Bolivia, procede a nacionalizar a favor de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), en representación del Estado Plurinacional de Bolivia, el paquete accionario que posee la sociedad Red Eléctrica Internacional S.A.U. en la empresa Transportadora de Electricidad S.A. (TDE S.A.) y las acciones en propiedad de terceros provenientes de esta sociedad.

En fecha 29 de diciembre de 2012 se emitió el D.S. 1448 donde se procede con la nacionalización a favor de ENDE en representación del Estado Plurinacional de Bolivia, la totalidad de los paquetes accionarios que posee la empresa IBERBOLIVIA DE INVERSIONES S.A., en las empresas Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ) y Empresa Luz y Fuerza de Oruro S.A. (ELFEO).

Los Decretos Supremos mencionados tienen efecto en la Dirección que está a cargo del CNDC que conforma el Comité de representantes.

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:

a. Ejercicio

De acuerdo a la Ley 1606 del 22 de noviembre de 1994, la fecha de cierre de gestión para este tipo de empresas es el 31 de diciembre de cada año. El presente informe ha sido elaborado por el ejercicio de 12 meses comprendido entre el 1° de enero al 31 de diciembre de 2012.

b. 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.



Unidad ALT02 - Central El Alto



c. 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 Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia, revisada y modificada el 1° septiembre de 2007 vigente a partir del período anual que inicia el 1° 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 Auditoría y Contabilidad, el Comité procedió a efectuar el ajuste por inflación de los rubros no monetarios del Balance General en la gestión 2012 y 2011, 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 2012, es de Bs 1,80078 por UFV y al 31 de diciembre de 2011 es de Bs 1,71839 por UFV.

Las cifras incluidas en los estados financieros al 31 de diciembre de 2011, fueron reexpresadas a moneda del 31 de diciembre de 2012 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.

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.

d. 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 2012 y 2011 (Bs 6,96 por 1 USD). Las diferencias de cambio correspondientes se contabilizan en el resultado de la gestión.

e. Activo fijo

Los activos fijos existentes al 31 de diciembre de 2011 están valuados a los valores resultantes del revalúo técnico efectuado por profesionales independientes, registrado al 01 de enero de 2012. Los bienes adquiridos con posterioridad a la fecha del revalúo se exponen a su costo de adquisición, los cuales fueron reexpresados en función de la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda al 31 de diciembre de 2012.

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.

f. 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 gestión.

g. Previsión para indemnizaciones

En cumplimiento de disposiciones legales vigentes, el Comité actualiza a fin de cada ejercicio un monto necesario de previsión destinado a cubrir las indemnizaciones de su personal, consistente en un sueldo 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.

h. Patrimonio

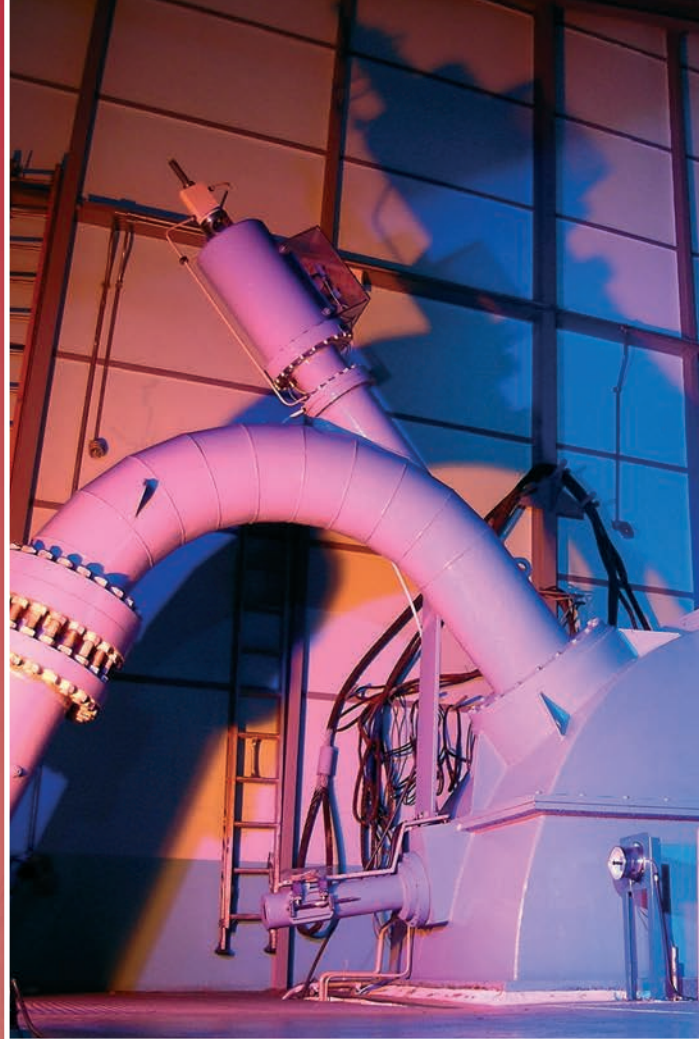
La institución procedió a ajustar el total del patrimonio, en base a lo dispuesto por la Norma de Contabilidad N° 3 del Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia, revisada y modificada el 1° septiembre de 2007 vigente a partir del período anual que inicia el 1° 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".

i. Reserva por resultado de inversiones

De acuerdo a la Resolución 193/2006-1 del Comité de fecha 24 de febrero de 2006, se determinó que a partir del 01 de enero de 2006 el patrimonio incluye el saldo de "Reserva por Resultados de Inversiones". La cuenta es utilizada para contabilizar el saldo del Resultado Económico del presupuesto obtenido en el periodo, con efecto al ingreso del periodo siguiente.

j. 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.



RESULTADOS DE LA OPERACION DEL SIN

RESULTADOS DE LA OPERACION DEL SIN



CNDC

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



ÍNDICE

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2012	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	14
DESPACHO DE CARGA	17
EJECUCIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	18
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	20
INYECCIONES DE ENERGÍA	23
POTENCIA MÁXIMA TRANSMITIDA	24
POTENCIA FIRME DE GENERACIÓN, POTENCIA DE RESERVA FRÍA Y POTENCIA RECONOCIDA EN APLICACIÓN AL D.S. 934	25
DESEMPEÑO DEL SISTEMA	27
PRECIOS EN EL MERCADO SPOT	30
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN	30
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN	32
FACTOR DE NODO DE ENERGÍA	34
PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT	35
PRECIOS DE POTENCIA EN EL MERCADO SPOT	35
PRECIOS DE TRANSPORTE EN EL STI	36
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS	36
TRANSACCIONES ECONÓMICAS	37
VENTAS EN EL MEM	37
COMPRAS EN EL MEM	37
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN	38
ESTADÍSTICAS DEL PERIODO 1996 - 2012	40

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2012

PRESENTACIÓN

Durante la gestión 2012, la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realizó precautelando que el abastecimiento de energía eléctrica mantenga, en lo posible, los criterios de seguridad, confiabilidad y costo mínimo, establecidos en la normativa vigente; no obstante se presentaron algunos periodos críticos que afectaron la operación del SIN.

En el SIN, el consumo de energía durante el año 2012 alcanzó el valor más alto en los últimos 15 años, registrándose 6,604.3 GWh, que representa un incremento de 302.4 GWh ó el 4.8% respecto al año anterior; los Consumidores No Regulados demandaron el 7.1% 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 41.6 MW (3.9% de incremento respecto al año 2011); habiéndose registrado el valor máximo de 1.109 MW el día 5 de diciembre del 2012.

La oferta de capacidad de generación tuvo un incremento neto de 128.91 MW, debido a la puesta en servicio de la Unidad GCH12 (ciclo combinado) de la Empresa Eléctrica Guaracachi, la incorporación de cuatro unidades de generación en la central Valle Hermoso y una unidad en la Central El Alto de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso; éstas unidades generadoras, ingresaron en aplicación a los Decretos Supremos N° 934 y N° 1301. Adicionalmente se considera la reducción de la capacidad de generación en la Central Moxos de la Empresa ENDE (Generación) debido al incendio de 6 unidades.



Fotografía: © Marco Ruiz G.

Vertedero Corani - Cochabamba

La producción de energía fue de 6,940.4 GWh; de la cual, 2,322.4 GWh corresponden a producción hidroeléctrica y 4,618 GWh a producción termoeléctrica, que equivale al 33.5% y el 66.5% respectivamente.

La energía no servida correspondió al 0.0098% del consumo anual de energía registrado para la gestión 2012; para el 2011 fue de 0.029%.

Las ventas valorizadas en el Mercado Spot fueron de 283.40 millones de dólares, monto que corresponde a un incremento del 4,9% respecto a las ventas realizadas el año anterior.

El promedio ponderado del costo marginal de generación durante este año fue de 17.98 US\$/MWh, inferior en 1.05% con relación al del año 2011.

En cuanto al sistema de transmisión, se realizó la elevación de la tensión de operación de la línea Potosí – Punutuma de 69 kV a 115 kV para incrementar la capacidad de transmisión del área de Potosí y mejorar la confiabilidad del nodo POT115. Asimismo, se realizó la ampliación de la subestación Arocagua con el propósito de mejorar la confiabilidad de esta subestación (nodo ARO115), mediante la división de la línea Corani – Valle Hermoso 115 kV en Corani – Arocagua 115 kV y Arocagua – Valle Hermoso 115 kV; de esta manera, las centrales Corani y Santa Isabel quedan conectadas directamente a la Subestación Arocagua. Por otra parte se divide la línea Catavi – Vinto 115 kV en la nueva subestación Cataricagua con el fin de atender la demanda del proyecto de ampliación del Complejo Minero Huanuni.

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 2012, han sido extractados de la información difundida mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.



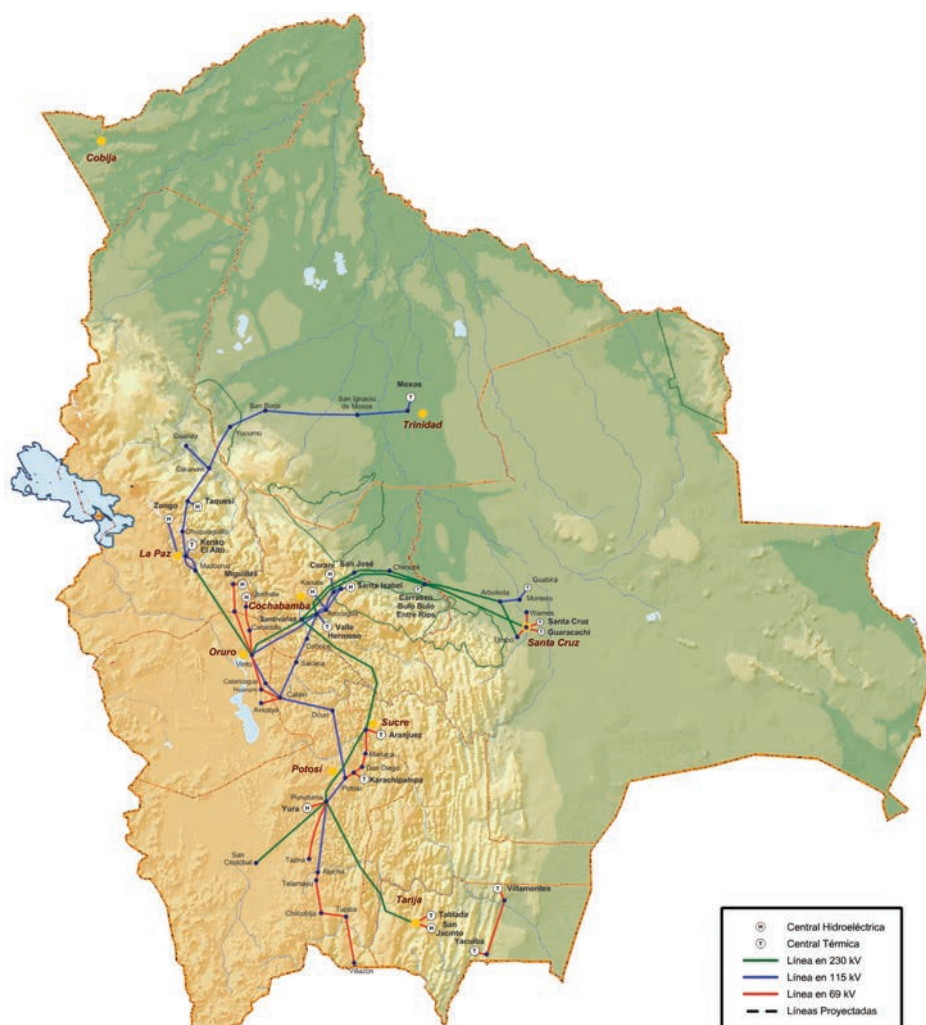
Subestación Punutuma

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.

Por otro lado es importante mencionar que la línea de transmisión Punutuma – Tarija 230 kV ya se encuentra construida, misma que interconectará el departamento de Tarija con el SIN, sin embargo, hasta diciembre de 2012 esta línea de transmisión no ingresó en operación comercial, debido a que no se completaron las condiciones para incorporar la demanda de Tarija al SIN.

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.



Torre de Alta Tensión

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 2012, fueron: CRE en Santa Cruz, ELECTROPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca, SEPSA en Potosí y ENDE (Distribución) en el Beni.

Los Consumidores No Regulados que participaron en el MEM durante la gestión 2012, 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 2012, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista presentó un crecimiento de 4.8 % con relación al consumo de energía registrado el año 2011; como se muestra en el Cuadro 1, el consumo de energía registrado en la gestión 2012, alcanzó el valor de 6,604.3 GWh.

CUADRO1: CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - (GWh)

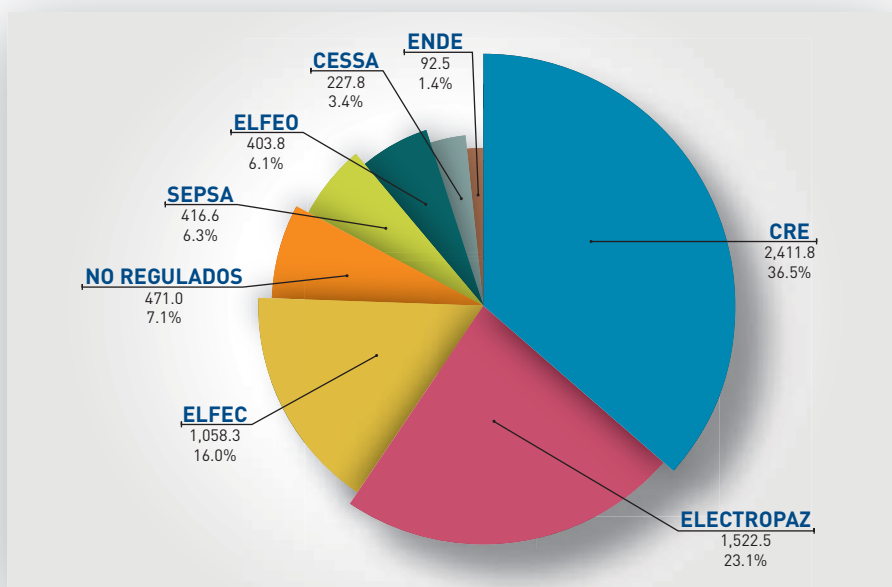
CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2012	2011	
CRE	2,411.8	2,290.5	5.3
CESSA	227.8	215.4	5.8
ELFEC	1,058.3	1,010.2	4.8
SEPSA	416.6	383.4	8.7
ELECTROPAZ	1,522.5	1,476.6	3.1
ELFEO	403.8	382.2	5.6
ENDE	92.5	72.2	28.3
NO REGULADOS	471.0	471.5	(0.1)
Total	6,604.3	6,301.9	4.8

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 36.5 %, Norte (La Paz y Beni) con el 24.5 % y el resto del SIN con el 39 %. Asimismo, respecto a la gestión anterior, se observa un crecimiento importante en el consumo de energía: ENDE, SEPSA, CESSA, ELFEO, CRE, ELFEC y ELECTROPAZ; 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 2012.

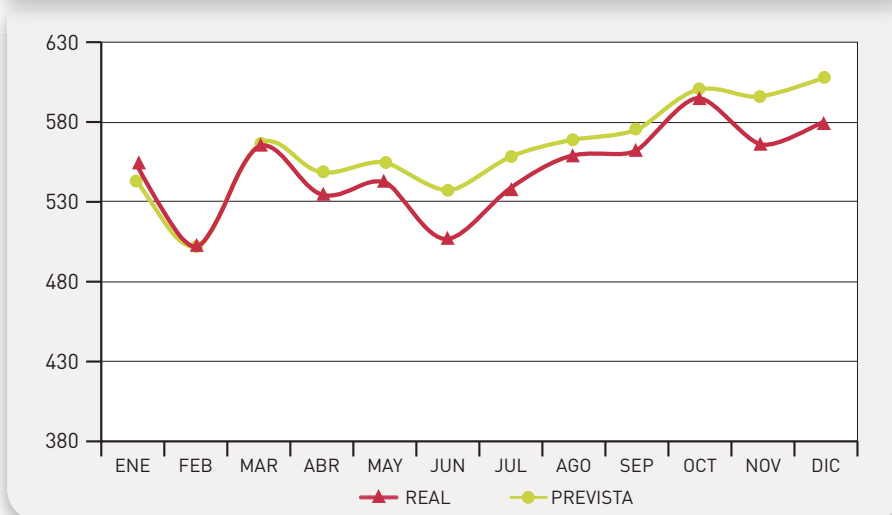
GRÁFICO 1: COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM (GWh) - AÑO 2012



De acuerdo con la información de mediano plazo, el consumo de energía en el SIN previsto para el año 2012 debía ser de 6,755.82 GWh, que en comparación con el consumo real registrado de 6,604.33 GWh, refleja una desviación de -2.29 %.

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 2012



Demanda de Potencia

La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2012, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, alcanzó los 1,109.0 MW; la misma, ocurrió el día martes 5 de diciembre a horas 20:00, presentando un incremento del 3.9% respecto a la registrada en la gestión 2011.

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

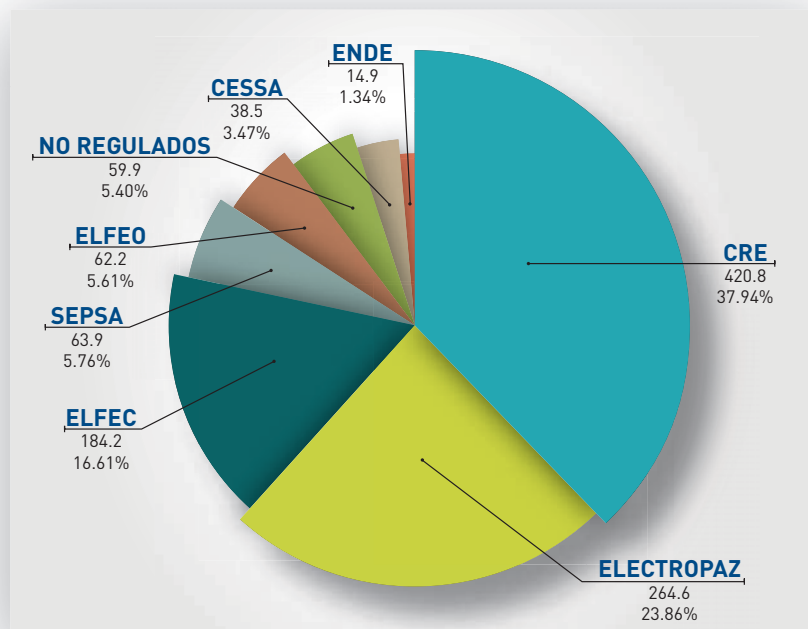
CUADRO 2: DEMANDAS MÁXIMAS (MW)

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2012	2011	
Santa Cruz	446.0	422.4	5.6
La Paz	274.0	272.4	0.6
Cochabamba	178.9	172.4	3.7
Oruro	71.0	68.7	3.4
Sucre	39.6	40.2	(1.5)
Potosí	42.8	39.4	8.5
Punutuma - Tupiza	19.6	19.1	2.6
No Regulados	68.2	67.5	1.0
Otros(*)	36.8	33.0	11.8
Sistema	1,109.0	1,067.4	3.9

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

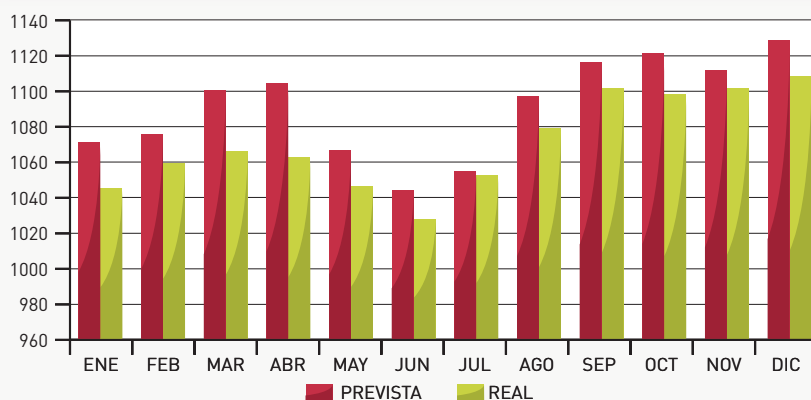
La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual del SIN se presenta en el Gráfico 3:

GRÁFICO 3: PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2012



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

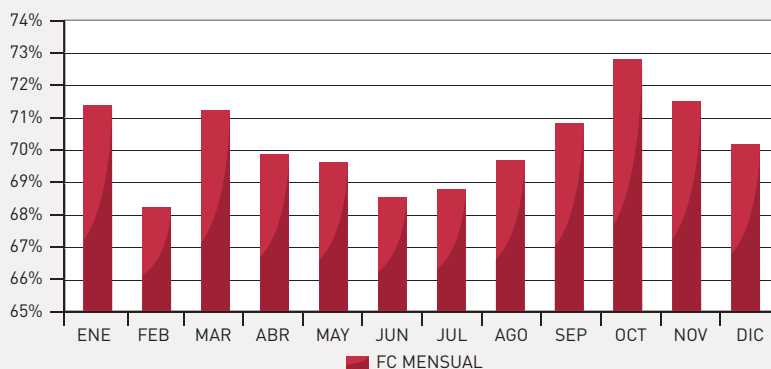
GRÁFICO 4: DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA PREVISTA Y REAL (MW) - AÑO 2012



El factor de carga anual de los consumos fue de 67.8%, considerando la demanda máxima de 1,109.0 MW y el consumo de energía de 6,604.3 GWh para el período de un año (8,784 horas).

Como se observa en el gráfico 5, el factor de carga mensual de los consumos varió entre 68.2% y 72.8%.

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 período 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 2012, se dio el día miércoles 5 de septiembre a horas 19:30 con un valor de 1,103.1 MW, que representa la Potencia de Punta Anual.

En el Cuadro 3 se presenta la comparación entre la Potencia de Punta de los períodos noviembre 2011 - octubre 2012 y noviembre 2010 - octubre 2011.

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

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2012	2011	
CRE	417.2	391.7	6.5
ELECTROPAZ	256.4	250.9	2.2
ELFEC	181.5	178.5	1.7
ELFEO	67.2	62.3	7.7
CESSA	39.4	34.4	14.5
SEPSA	66.8	60.8	10.0
ENDE	18.0	14.7	22.5
NO REGULADOS	56.7	59.2	(4.4)
Total Coincidental	1,103.1	1,052.5	4.8

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



Subestación Nueva Jerusalén

OFERTA DE GENERACIÓN

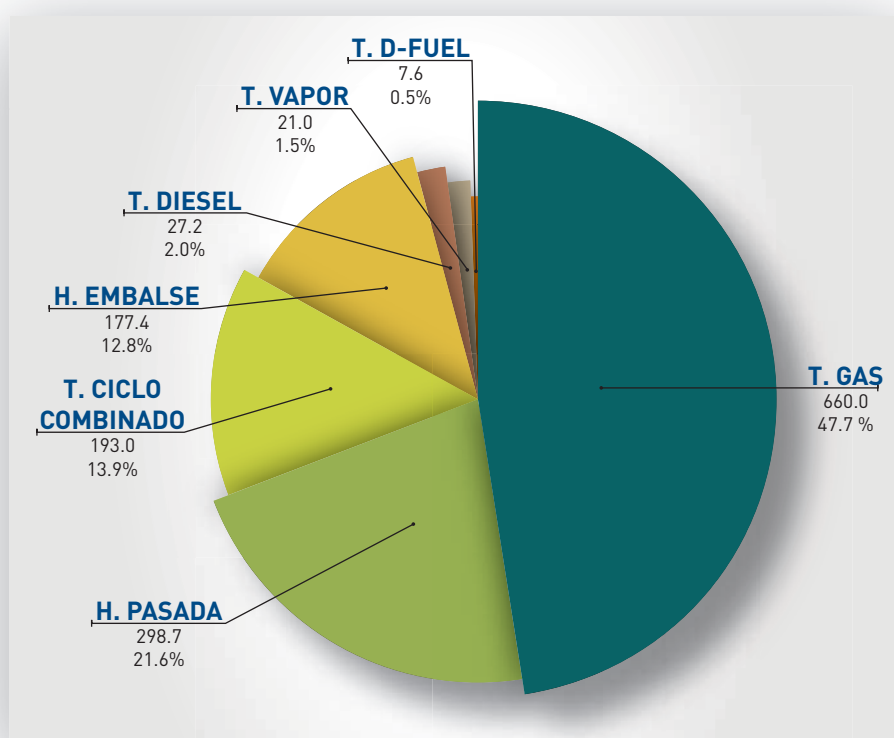
Capacidad de Generación

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 oil, a partir de la gestión 2012, una turbina a vapor de ciclo combinado que aprovecha los gases de escape de 2 turbinas a gas natural en central Guaracachi. En aplicación a las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 934, durante la gestión 2011 se han incorporado provisionalmente motores a diesel oil (Centrales Moxos y Trinidad), una turbina a gas natural en central Carrasco y durante la gestión 2012 una turbina de gas natural de ciclo abierto en Central El Alto. Asimismo, en aplicación a las disposiciones establecidas en el Decreto Supremo N° 1301, durante la gestión 2012 se han incorporado 4 turbinas a gas natural de ciclo abierto en central Valle Hermoso.

En el Gráfico 6 se ha desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2012 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.

GRÁFICO 6: CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) - AÑO 2012



La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2012 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 1,384.77; de los cuales 476.1 MW (34.38%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 908.7 MW (65.62%) a centrales termoeléctricas, considerándose dentro de éstas las unidades incorporadas en el marco de los Decretos Supremos N° 934 y N° 1301, tal como se muestra en el Cuadro 4. Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de máxima temperatura probable del sitio.

CUADRO 4: CAPACIDAD DE GENERACIÓN A FINES DE 2012

HIDROELÉCTRICAS	CAPACIDAD (MW)	TERMOELÉCTRICAS (*)	CAPACIDAD (MW)
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (36°C)	321.6
Sistema Zongo	188.0	Santa Cruz (36°C)	38.4
Sistema Miguillas	21.1	Aranjuez (25°C)	35.4
Sistema Taquesi	89.3	Karachipampa (18°C)	13.5
Kanata	7.5	Kenko (18°C)	17.8
Sistema Yura	19.0	Valle Hermoso (28°C)	107.7
Sistema Quehata	2.3	Carrasco (36°C)	124.0
		Bulo Bulo (36°C)	87.3
		Entre Rios (36°C)	98.7
		Guabirá (36°)	21.0
		El Alto (18°C)	16.2
		Moxos	(**) 24.3
		Trinidad	2.9
Subtotal	476.1	Subtotal	908.7
Capacidad Total (Hidro + Termo) : 1,384.77 MW			

(*) A la temperatura máxima probable

(**) No se consideran las 6 unidades siniestradas en julio de 2012 (MOS09 - MOS14).

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

En el año 2012, el parque de generación se modificó de la siguiente manera:

El 24 de marzo ingresó en Operación Comercial la unidad GCH12 (Ciclo Combinado), con una potencia efectiva de 76.6 MW a finales de diciembre.

El 16 de abril ingresó en Operación Comercial la unidad ALT01 de la Central El Alto, con una potencia efectiva de 16.2 MW, al amparo del Decreto Supremo N° 934 (incorporación provisional).

El 19 de septiembre ingresaron en Operación Comercial las unidades VHE05 y VHE06; asimismo, el 27 de septiembre ingresaron en Operación Comercial las unidades VHE07 y VHE08 de la Central Termoeléctrica Valle Hermoso, con una potencia efectiva total de 39.2 MW, al amparo del Decreto Supremo N° 1301 (incorporación provisional).

La capacidad total en el sistema fue de 1,384.77 MW, considerada para la máxima temperatura probable (98%) en la hora de punta, en las centrales termoeléctricas que corresponde a 36°C en Guaracachi, 36°C en Santa Cruz, 36°C en Carrasco, 36°C en Entre Ríos, 28°C en Valle Hermoso, 25°C en Aranjuez, 18°C en Kenko y 18°C en Karachipampa.

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) - 2012

MES	CAPACIDAD BRUTA				POTENCIA INDISPONIBLE	POTENCIA LIMITADA TÉRMICA	POTENCIA LIMITADA HIDRO	CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE	DEMANDA MÁXIMA		MARGEN DE RESERVA	
	TERMOELÉCTRICA	HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA D.S. 934 - D.S. 1301	TOTAL					BORNES	RETIROS	MW	% (*)
ENERO	744.25	476.06	58.46	1,278.8	114.4	42.6	23.6	1,098.2	1,098.1	1,045.2	0.0	0.0
FEBRERO	751.25	476.06	58.97	1,286.3	132.3	34.3	0.0	1,119.7	1,113.5	1,059.2	6.2	0.6
MARZO (1)	757.78	476.06	58.97	1,292.8	158.0	15.1	0.0	1,119.7	1,119.7	1,065.7	0.0	0.0
ABRIL (2)	814.19	476.06	76.56	1,366.8	175.0	5.1	0.0	1,186.7	1,117.4	1,062.6	69.3	5.8
MAYO (3)	814.07	476.06	76.69	1,366.8	185.3	35.0	10.0	1,136.5	1,098.9	1,045.9	37.6	3.3
JUNIO	824.91	476.06	76.24	1,377.2	150.7	13.4	39.4	1,173.7	1,082.5	1,027.9	91.2	7.8
JULIO (4)	841.02	476.06	76.64	1,393.7	118.0	16.1	90.4	1,169.3	1,105.7	1,052.5	63.6	5.4
AGOSTO	828.19	476.06	76.73	1,381.0	136.4	23.3	42.2	1,179.1	1,129.9	1,078.4	49.2	4.2
SEPTIEMBRE (5)	819.23	476.06	75.95	1,371.2	133.4	29.6	27.5	1,180.7	1,148.7	1,103.1	32.1	2.7
OCTUBRE	811.01	476.06	114.66	1,401.7	153.1	49.1	12.5	1,187.0	1,152.2	1,098.6	34.8	2.9
NOVIEMBRE	821.33	476.06	116.89	1,414.3	213.6	25.7	0.0	1,175.0	1,153.5	1,101.0	21.4	1.8
DICIEMBRE	830.86	476.06	117.26	1,424.2	163.9	17.6	0.0	1,242.7	1,163.8	1,109.0	78.9	6.4

(*) La capacidad de las unidades térmicas corresponde a la temperatura en que se registró la máxima demanda.

(1) Ingreso de la unidad GCH12 (53.1 MW), el déficit fue cubierto por una unidad en prueba (GCH12)

(2) Ingreso de la unidad ALT01 (15.5 MW)

(3) Las unidades MOA11, MOA14, MOA15, MOA16, MOA17, TRD02, TRD05, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19 y TRD20 no fueron declaradas por ENDE (7.6 MW) para el periodo mayo 2012 - abril 2016

(4) Disponibilidad del Ciclo Combinado GCH12 completo (82 MW) el mes de julio 2012.

(5) Ingreso de VHE05 y VHE06 (20.41 MW) el 19/09/2012, VHE07 y VHE08 (20.41 MW) el 27/09/2012.

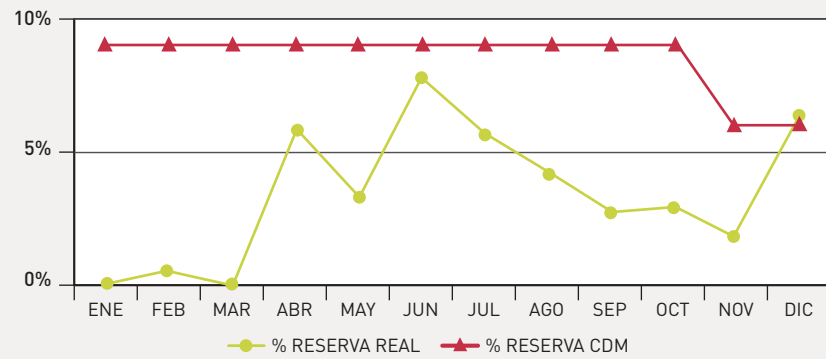
Las siguientes fechas se realizaron administración de carga:

13/03/2012 se realizó regulación de voltaje (16.9 MW) y administración de carga (13.31 MW)

21/03/2012 se realizó regulación de voltaje (21.6 MW) y administración de carga (5.0 MW)

13/04/2012 se realizó regulación de voltaje (23.6 MW) y administración de carga (18.3 MW)

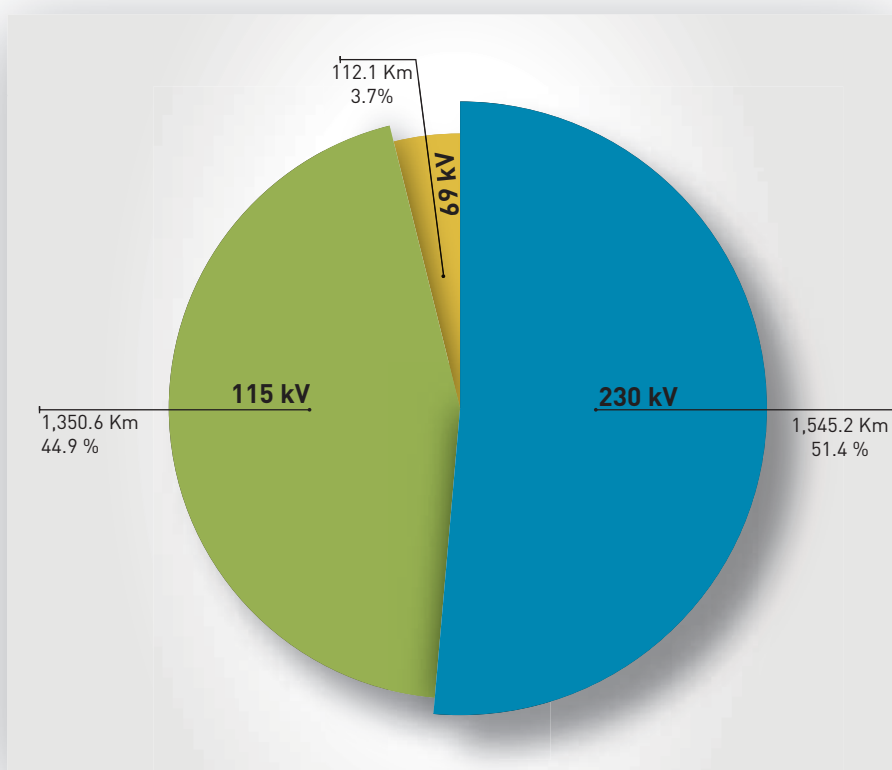
Como se observa en el Gráfico 7, debido a la falta de capacidad del parque generador, para poder brindar un servicio continuo en el período de punta, en todos los meses, exceptuando el mes de diciembre, fue necesario operar el parque generador con margen de reserva inferior al establecido en las Condiciones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

GRÁFICO 7: MARGEN DE RESERVA (%)*Línea Alto Achachicala - Challapampa*

OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión hasta fines del año 2012 está compuesto por 1,545.2 km. de líneas en 230 kV, 1,350.6 km de líneas en 115 kV y 112.1 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 3,007.9 km de líneas de transmisión, cuyo detalle se presenta en el Gráfico 8:

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



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.



Montaje en línea de AT

CUADRO 6: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI



Torre Alta Tensión

TENSIÓN	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 I	5.4
	Arocagua - Valle Hermoso II	5.4
	Caranavi - Chusipata	63.9
	Cataricagua - Catavi	33.0
	Catavi - Ocuri	97.8
	Catavi - Sacaca	43.4
	Chusipata - Tap Chuquiaguillo	42.1
	Corani - Santa Isabel	6.4
	Corani - Arocagua	38.1
	Kenko - Senkata	6.3
	Kenko - Senkata	8.0
	Ocuri - 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
	Vinto - Cataricagua	43.7
	Bolognia - Cota Cota	5.1
	Bolognia - Tap Bahai	2.3
	Caranavi - Yucumo	104.5
	Cota Cota - Kenko	15.7
	Pampahasi - Tap Bahai	2.2
	Pampahasi - Tap Chuquiaguillo	4.1
	Potosí - Punutuma	73.2
	San Borja - San Ignacio de Moxos	138.5
	San Ignacio de Moxos - Trinidad	84.8
	Yucumo - San Borja	40.4
	Subtotal	1,350.6

69 kV	Aranjuez - Mariaca	42.9
	Aranjuez - Sucre	12.0
	Don Diego - Karachipampa	16.0
	Don Diego - Mariaca	31.2
	Karachipampa - Potosí	10.0
	Subtotal	112.1
Total		3,007.9


CUADRO 7: TRANSFORMADORES EN EL STI

TIPO	SUBESTACIÓN	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

(*) Unidades Monofásicas

CUADRO 8: CAPACITORES Y REACTORES EN EL STI

TIPO	SUBESTACIÓN	TENSIÓN	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	1 x 7.2 + 1 x 12
	Vinto	69	1 x 7.2 + 1 x 6.6
	Vinto	115	2 x 12
	Subtotal		102.6
Capacitor serie	Vinto	230	54.9
	Subtotal		54.9
Reactores de línea	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
	San Ignacio de Moxos	115	9.0
	Punutuma	230	2 x 12
	Sucre	230	2 x 12
	Urubó	230	12.0
	Subtotal		171.6

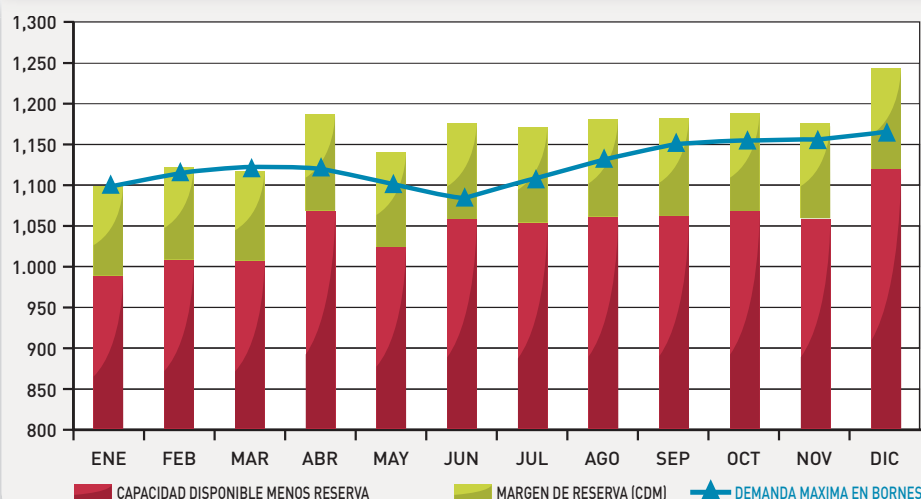
DESPACHO DE CARGA

En general, durante la gestión 2012 se realizó el despacho de carga precautelando la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, aunque se destaca la presencia de algunos eventos importantes que afectaron el mismo, como ser la indisponibilidad de las unidades GCH09 (57 días), GCH04 (64 días), GCH11 (156 días), KAR (117 días), VHE01 (67 días), entre otras.

Respecto a la operación del Sistema, en todo momento se procuró atender toda la demanda del SIN, no obstante, en algunos períodos cortos se operó fuera de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas en la normativa, en ocasiones el área Norte operó sin seguridad de áreas por las limitaciones en el sistema de transmisión y generación local y en otras se debió reducir el voltaje para controlar la demanda. Asimismo, con el fin de mantener la continuidad del servicio a la mayor cantidad de consumidores en el Sistema, en muy pocas ocasiones se debió efectuar la administración manual de carga. Finalmente, se resalta que debido a fallas en las líneas entre Tiquimani, ChuquiagUILlo y Chusipata se confrontó interrupciones de suministro momentáneos en la ciudad de Trinidad y ciudades intermedias principalmente.

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 celeste representa a la demanda máxima, cuando esta cae dentro la sección verde del gráfico significa que se encuentra trabajando sin el nivel de reserva especificado en las CDM, cuando la línea se encuentra dentro el área roja 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 0.85% negativa (-59.1 GWh); estas desviaciones se ilustran en los Cuadros 9 y 10 y en el Gráfico 10.

CUADRO 9: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - 2012

CENTRAL	PROGRAMACIÓN SEMESTRAL	DESPACHO REALIZADO	DIFERENCIA
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	955.8	940.9	(14.9)
Sistema Corani	804.2	810.7	6.5
Sistema Taquesi	338.4	350.6	12.1
Sistema Yura	80.3	77.7	(2.6)
Sistema Miguillas	104.4	114.9	10.5
Kanata	19.9	20.8	0.9
Sistema Quehata	9.4	6.8	(2.6)
SubTotal	2,312.5	2,322.4	10.0
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,694.2	1,551.8	(142.3)
Santa Cruz	20.1	133.5	113.4
Carrasco	728.8	744.0	15.2
Bulo Bulo	609.8	396.0	(213.8)
Valle Hermoso	313.7	441.4	127.7
Aranjuez	202.8	191.7	(11.0)
El Alto	50.1	41.2	(8.9)
Kenko	71.2	103.0	31.8
Karachipampa	98.1	60.3	(37.8)
Guabirá	60.8	64.5	3.7
Entre Ríos	764.6	767.2	2.6
Moxos	25.6	34.1	8.6
Trinidad	0.3	0.4	0.1
Subtotal	4,640.0	4,529.2	(110.8)
Total 1	6,952.5	6,851.7	(100.8)

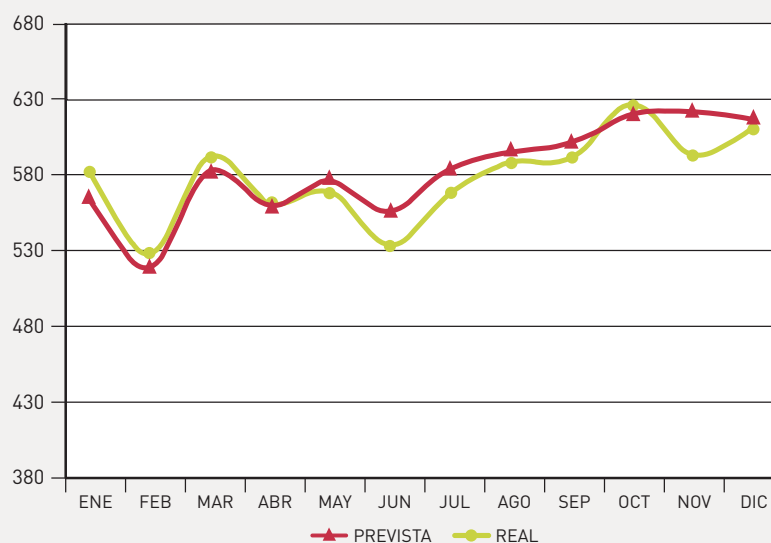
CUADRO 10: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL EN APLICACIÓN AL D.S. 934 (GWh) - 2012

CENTRAL	PROGRAMACIÓN SEMESTRAL	DESPACHO REALIZADO	DIFERENCIA
Termoeléctricas			
El Alto	6.7	16.6	9.9
C. Carrasco	9.7	28.6	18.9
Moxos	29.5	43.5	14.1
Trinidad	1.2	0.1	(1.1)
Total 2	47.1	88.8	41.7
Total (1+2)	6,999.5	6,940.4	(59.1)

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

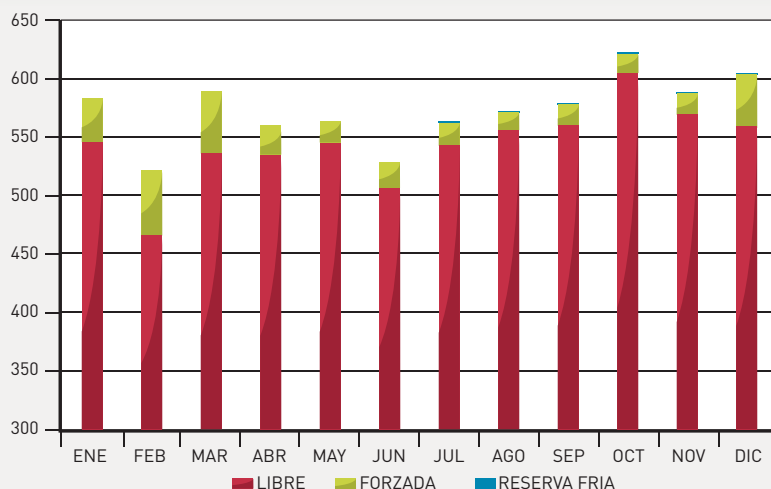
Se observa que el despacho de unidades termoeléctricas fue menor al previsto en 1.5% (-69.1 GWh), debido a que la producción de energía realizada por unidades hidroeléctricas se incremento en 0.43% (10 GWh).

GRÁFICO 10: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2012



En el despacho de carga realizado, del total de energía despachada en el año 2012, el 94.4% corresponde a generación libre, el 5.5% corresponde a la generación forzada y el 0.1% corresponde unidades de Reserva Fría, según se ilustra en el Gráfico 11.

GRÁFICO 11: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2012



Producción de Energía

En el año 2012, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 6,940.4 GWh; este valor es 5.0 % mayor que la producción del año 2011. Asimismo, en los Cuadros 11 y 12 se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 33.5 % del total y la producción termoeléctrica con el 66.5 %.

CUADRO 11: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2012	2011	
Hidroeléctricas	33.5%	35.2%	
Sistema Zongo	940.9	990.0	(5.0)
Sistema Corani	810.7	795.3	1.9
Sistema Taquesi	350.6	333.7	5.1
Sistema Yura	77.7	73.2	6.1
Sistema Miguillas	114.9	108.5	5.8
Sistema Kanata	20.8	19.3	7.9
Quehata	6.8	4.1	68.7
SubTotal	2,322.4	2,324.2	(0.1)
Termoeléctricas	64.1%	64.5%	
Guaracachi	1,551.8	1,262.6	22.9
Santa Cruz	133.5	188.5	(29.2)
Carrasco	744.0	609.6	22.1
Bulo Bulo	396.0	653.2	(39.4)
Valle Hermoso	360.7	375.5	(3.9)
Aranjuez	191.7	190.3	0.7
El Alto	41.2	0.0	N/A
Kenko	103.0	101.0	2.0
Karachipampa	60.3	79.5	(24.2)
Guabirá	64.5	64.0	0.7
Entre Rios	767.2	738.3	3.9
Moxos	34.1	0.0	N/A
Trinidad	0.4	0.0	N/A
Subtotal	4,448.6	4,262.7	4.4
Total 1	6,771.0	6,586.8	2.8

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



Subestación Choquetanga - COBEE

**CUADRO 12: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA
EN APLICACIÓN AL D.S. 934 – D.S. 1301 - (GWh)**

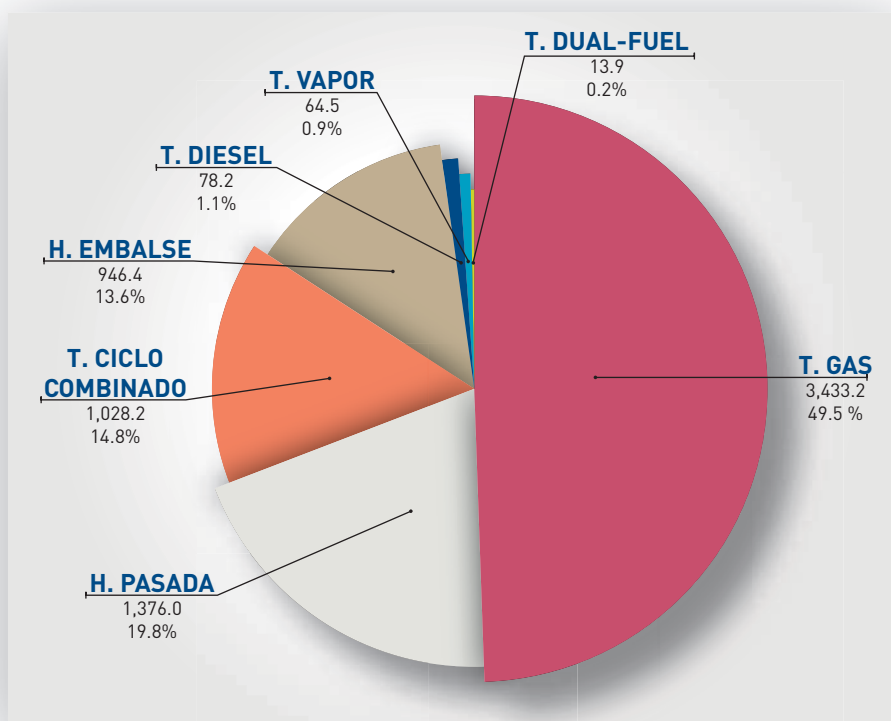
CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2012	2011	
Termoeléctricas	2.4%	0.4%	
El Alto	16.6	0.0	N/A
C. Carrasco	28.6	7.4	285.5
Moxos	43.5	16.7	161.3
Trinidad	0.1	0.5	(87.7)
Valle Hermoso (*)	80.7	0.0	N/A
Total 2	169.4	24.6	588.7
Total (1+2)	6,940.4	6,611.4	5.0

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

(*) Incorporación en aplicación del D.S. 1301

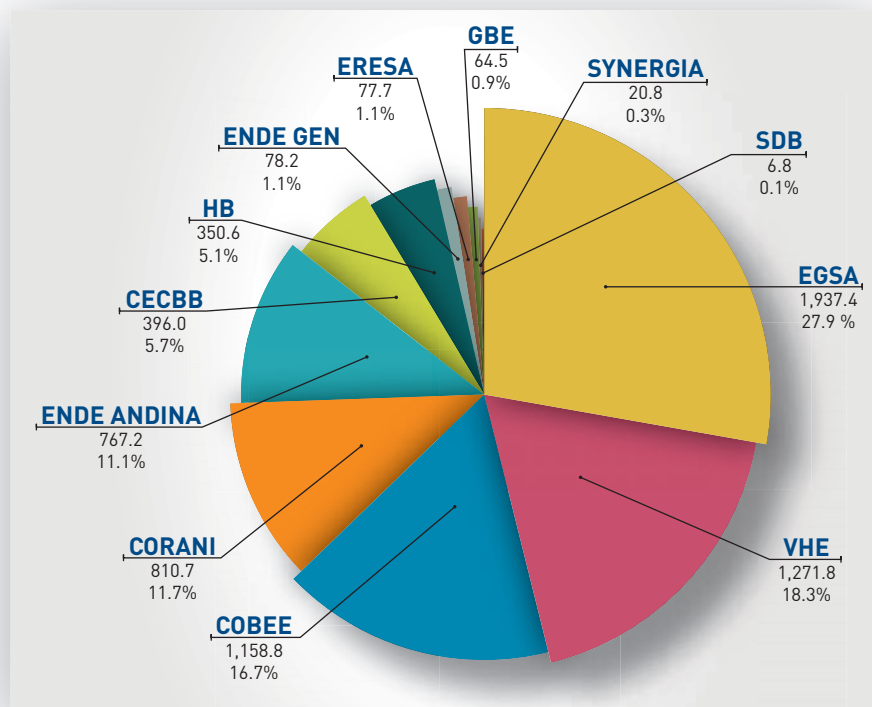
El Gráfico 12 presenta la Producción Bruta de Energía, clasificada según el tipo de central: centrales Termoeléctricas a Gas, a diesel, a Vapor y Dual Fuel, Ciclo Combinado y centrales Hidroeléctricas de Embalse y de Pasada.

GRÁFICO 12: GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - AÑO 2012



El Gráfico 13 ilustra la participación de los Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante la Gestión 2012.

GRÁFICO 13: PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh)- AÑO 2012

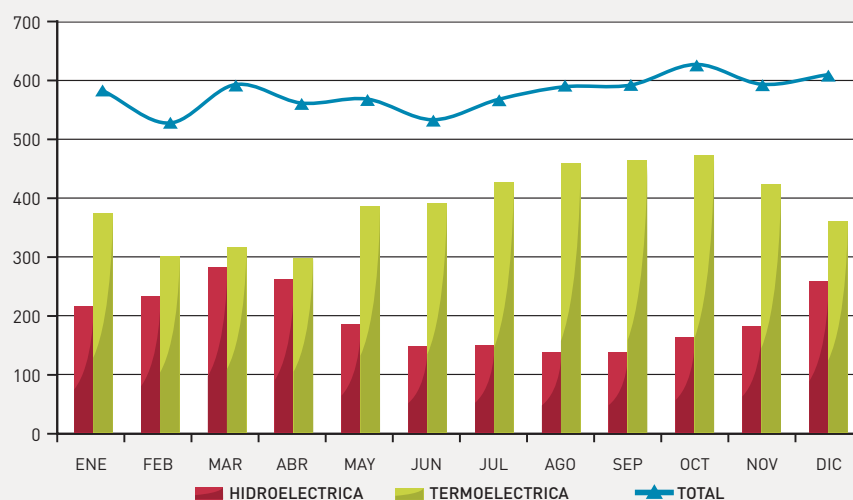


Durante el año 2012, en el periodo seco la generación Hidroeléctrica disminuye, por tanto para abastecer la demanda de energía, se requiere incrementar la generación Termoeléctrica; en el periodo lluvioso esta situación se invierte, tal como se puede observar en el Gráfico 14.



Subestación Carrasco

GRÁFICO 14: GENERACIÓN MENSUAL (GWh)- AÑO 2012



Inyecciones de Energía

En el año 2012, el Sistema de Medición Comercial registró 6,743.0 GWh de energía inyectada por los generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión; como puede apreciarse en los Cuadros 13 y 14, se entregó 4.8% más que en el año 2011.

CUADRO 13: INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) - 2012

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2012	2011	
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	892.2	935.0	(4.6)
Sistema Corani	811.1	793.9	2.2
Sistema Taquesi	340.8	324.3	5.1
Sistema Miguillas	110.3	104.3	5.7
Sistema Yura	73.9	69.6	6.2
Kanata	20.1	18.7	7.5
Sistema Quehata	6.5	3.9	67.5
Subtotal	2,254.9	2,249.8	0.2
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,486.5	1,263.4	17.7
Santa Cruz	125.5	148.3	(15.4)
Carrasco	741.5	610.9	21.4
Bulo Bulo	382.6	631.1	(39.4)
Valle Hermoso	337.4	351.5	(4.0)
Aranjuez	188.3	185.7	1.4
El Alto	42.8	0.0	N/A
Kenko	100.5	98.5	2.0
Karachipampa	60.5	78.9	(23.2)
Guabirá	63.3	62.9	0.6
Entre Rios	760.8	728.8	4.4
Moxos	35.7	0.0	N/A
Trinidad	0.4	0.0	N/A
Subtotal	4,326.0	4,160.0	4.0
Total 1	6,580.9	6,409.7	2.7

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

**CUADRO 14: INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN EN APLICACIÓN AL D.S. 934 y D.S. 1301 (GWh) - 2012**

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2012	2011	
Termoeléctricas			
El Alto	13.6	0.0	N/A
C. Carrasco	28.1	7.3	286.4
Moxos	38.9	15.8	145.5
Trinidad	0.0	0.5	(93.6)
Valle Hermoso (*)	81.4	0.0	N/A
Total 2	162.1	23.7	585.1
Total (1+2)	6,743.0	6,433.4	4.8

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

(*) Incorporación en aplicación al D.S. 1301, considera las compensaciones de operación de la unidad VHE01

Potencia Máxima Transmitida

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

CUADRO 15: FLUJOS MÁXIMOS - AÑO 2012

	CAPACIDAD MW	FLUJO MÁXIMO MW
Líneas de Transmisión		
Santivañez-Sucre	142.5	95.4
Sucre-Punutuma	142.5	69.1
Punutuma-San Cristóbal	140.0	55.1
Vinto-Mazocruz	130.0	141.0
Santivañez-Vinto	130.0	142.5
Carrasco-Santivañez	130.0	156.4
San José-Valle Hermoso	130.0	128.7
Kenko-Mazocruz	130.0	133.6
Valle Hermoso-Santivañez	130.0	132.3
Carrasco-Chimoré	130.0	150.0
Carrasco-Guaracachi	130.0	130.3
Carrasco-Arboleda	142.5	132.1
Vinto-Santivañez	130.0	73.0
San José-Chimoré	130.0	56.4
Santa Isabel-Arocagua	74.0	70.2
Corani-Valle Hermoso	74.0	64.5
Corani-Arocagua	74.0	70.9
Valle Hermoso-Arocagua I	74.0	72.6
Valle Hermoso-Arocagua II	74.0	43.2
Arocagua-Valle Hermoso I	74.0	23.8
Arocagua-Valle Hermoso II	74.0	57.1
Santa Isabel-San José	74.0	58.4
Transformadores		
Mazocruz 230	142.5	137.1
Urubo 230	142.5	106.9
Valle Hermoso 230	142.5	73.0
Guaracachi 230 - I	71.0	62.3
Guaracachi 230 - II	71.0	61.9
Vinto 115 -I	24.0	22.9
Vinto 115 - II	24.0	25.4



Potencia Firme de Generación, Potencia de Reserva Fría y Potencia Reconocida en aplicación al D.S. 934 .

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 16, la Potencia Firme de los meses de noviembre y diciembre de 2012 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2012 – octubre 2013.

Los subperiodos de potencia firme que se indican en los Cuadros 16 y 17, se deben a los siguientes cambios en la oferta de capacidad:

- 26 de febrero, por la adecuación Sistema Larecaja.
- 24 de marzo, por el ingreso de la Unidad GCH12 (Ciclo Combinado) de la Empresa Eléctrica Guaracachi.
- 16 de abril, por el ingreso de la Unidad ALT01 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso (D.S. 934).
- 3 de junio, por la elevación de Tensión Línea Potosí – Punutuma 115 kV.
- 9 de junio, por el ingreso de la unidad GBE01, en cumplimiento de la Norma Operativa N° 2.
- 5 de julio, por la puesta en servicio de los quemadores auxiliares del Ciclo Combinado.
- 15 de julio, por la ampliación de la Subestación Arocagua: separación Línea Corani – Valle Hermoso 115 kV, habilitación Líneas Corani – Arocagua 115 kV y Arocagua – Valle Hermoso II 115 kV.
- 21 de julio, por la finalización del Decreto Supremo N° 934.
- 1 de septiembre, por el re-ingreso en operación de las unidades de generación de la Central Trinidad.
- 19 de septiembre, por el ingreso de las Unidades VHE05 y VHE06 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.
- 27 de septiembre, por el ingreso de las Unidades VHE07 y VHE08 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.
- 28 de octubre, por el ingreso en Operación Comercial de las líneas Catavi – Cataricagua 115 kV y Cataricagua – Vinto 115 kV.
- 5 de diciembre, por la salida de la Unidad GBE01, en cumplimiento de la Norma Operativa N° 2.

CUADRO 16: POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA DE UNIDADES GENERADORAS (MW)

PERIODO	HIDROELÉCTRICAS	TERMOELÉCTRICAS	RESERVA FRÍA
Del 01/01/2012 al 23/03/2012	461.7	634.8	0.0
Del 24/03/2012 al 15/04/2012	461.7	659.5	0.0
Del 16/04/2012 al 30/04/2012	461.7	659.5	0.0
Del 01/05/2012 al 02/06/2012	461.8	659.6	0.0
Del 03/06/2012 al 07/06/2012	461.8	659.7	0.0
Del 08/06/2012 al 04/07/2012	461.8	659.3	0.0
Del 05/07/2012 al 14/07/2012	461.8	659.3	0.0
Del 15/07/2012 al 20/07/2012	461.8	658.8	0.0
Del 21/07/2012 al 31/08/2012	461.7	658.7	7.2
Del 01/09/2012 al 18/09/2012	461.7	658.7	9.1
Del 19/09/2012 al 26/09/2012	461.7	658.7	9.1
Del 27/09/2012 al 27/10/2012	461.7	658.7	9.1
Del 28/10/2012 al 31/10/2012	461.7	658.7	9.1
Del 01/11/2012 al 04/12/2012 (p)	461.9	779.4	9.0
Del 05/12/2012 al 31/12/2012 (p)	461.7	767.0	8.2

(p) Previsto

CUADRO 17: POTENCIA RECONOCIDA DE UNIDADES GENERADORAS EN APLICACIÓN AL D.S. 934 - (MW)

PERIODO	TERMOELÉCTRICAS
Del 01/01/2012 al 23/03/2012	49.7
Del 24/03/2012 al 15/04/2012	49.7
Del 16/04/2012 al 30/04/2012	65.6
Del 01/05/2012 al 02/06/2012	65.6
Del 03/06/2012 al 07/06/2012	65.6
Del 08/06/2012 al 04/07/2012	65.6
Del 05/07/2012 al 14/07/2012	65.2
Del 15/07/2012 al 20/07/2012 (*)	65.2

(*) Finalización de la vigencia del D.S. N° 934



Central Carrasco



DESEMPEÑO DEL SISTEMA

La disponibilidad operacional de las instalaciones de generación y transmisión, se representa a través del porcentaje de tiempo en el que dichas instalaciones se encontraban operando o en condición de operación. La disponibilidad del año 2012, de acuerdo al tipo de instalaciones se presenta en el siguiente cuadro:

CUADRO 18: DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES – 2012

INSTALACIONES	DISPONIBILIDAD (%)
Unidades Hidroeléctricas	96.1
Unidades Termoeléctricas	83.8
Transmisión (STI)	99.6

En el año 2012 el tiempo total de interrupción del suministro, expresado como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 35.2 minutos, el siguiente cuadro presenta el tiempo total de interrupción, de acuerdo al origen en minutos.

CUADRO 19: TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO – 2012

ORIGEN	MINUTOS
Fallas en Generación	8.1
Fallas en Transmisión	20.1
Desconexión manual de demanda	7.0
Total	35.2

Durante el año 2012 la energía interrumpida fue de 649.4 MWh. De este valor de energía interrumpida 128.51 MWh corresponden a la administración de carga ocasionada por problemas en la oferta de generación en los meses de marzo, abril y agosto, debido a la indisponibilidad programada y forzada de unidades de generación. El siguiente cuadro presenta la energía interrumpida de acuerdo al agente.

CUADRO 20: ENERGÍA INTERRUPTIDA – 2012

CONSUMIDOR	MWh
CRE	65.6
ENDE DISTRIBUCIÓN	182.5
ELECTROPAZ	198.2
ELFEC	5.3
SEPSA	46.0
CESSA	2.2
ELFEO	3.7
COBOCE	25.6
EMSC	109.5
EMIRSA	2.6
EMVINTO	8.2
Total	649.4



A continuación, en el Cuadro N° 21, se presentan las indisponibilidades más pronunciadas de unidades generadoras, por periodos mayores a 30 días, las que repercutieron significativamente en el despacho de carga.

CUADRO 21: INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS

UNIDAD GENERADORA	DÍAS	UNIDAD GENERADORA	DÍAS
ARJ02	366.0	MOA15	124.0
ARJ09	326.3	MOA15	34.5
ARJ10	43.4	MOA17	347.0
ARJ11	90.7	MOS09	182.5
ARJ14	52.6	MOS10	182.5
BUL01	31.0	MOS11	182.5
BUL01	222.8	MOS12	182.5
CAH01	96.6	MOS13	182.5
CAR03	68.7	MOS14	182.5
CHT01	184.0	QUE01	65.8
CHT01	65.0	QUE02	65.0
GBE01	159.4	TRD02	204.0
GCH04	64.7	TRD05	204.0
GCH09	57.8	TRD07	220.0
GCH11	156.7	TRD07	138.0
KAR	117.0	TRD10	220.0
LAN03	42.5	TRD10	138.0
MOA05	50.1	TRD11	204.3
MOA10	189.0	TRD12	189.0
MOA10	89.2	TRD12	114.2
MOA11	335.0	TRD19	204.6
MOA12	64.6	TRD19	33.0
MOA12	91.4	TRD20	189.0
MOA12	44.4	VHE01	67.8
MOA14	38.7		

De la misma manera, en el Gráfico N° 15, se presenta un resumen de las indisponibilidades forzadas de unidades de generación hidroeléctrica, asimismo en el Gráfico N° 16 se presenta también un resumen de las indisponibilidades forzadas de unidades de generación termoeléctrica que han ocurrido durante la gestión 2012.

GRÁFICO 15: INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES HIDROELÉCTRICAS

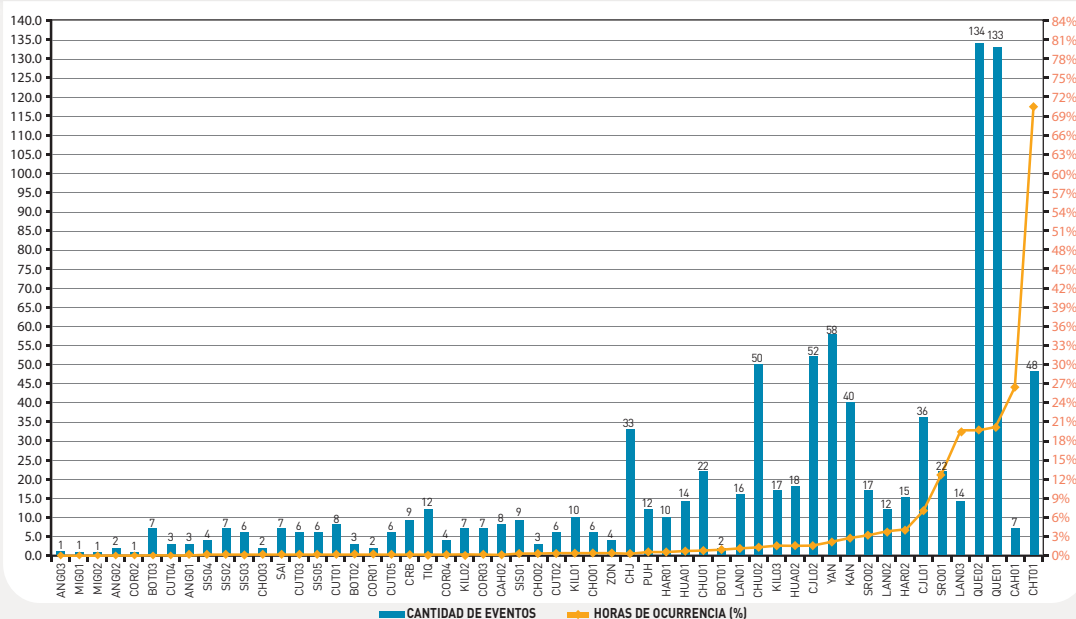
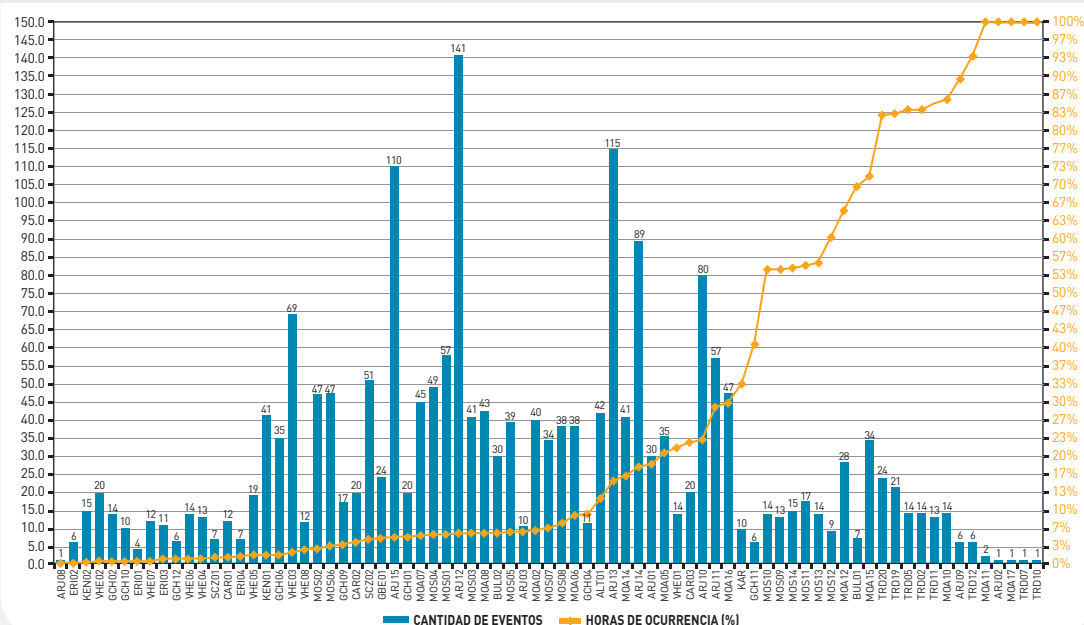


GRÁFICO 16: INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS



Los Gráficos anteriores muestran la cantidad de eventos ocurridos (en azul) y el porcentaje de tiempo acumulado en horas (en naranja) que han durado dichos eventos con indisponibilidad forzada para las distintas unidades del parque hidro y termoeléctrico durante la gestión 2012. De los anteriores gráficos se puede observar que la unidad TRD10 estuvo indisponible durante toda la gestión 2012 ya que se ha registrado un solo evento de indisponibilidad forzada lo cual representa un 100% de las horas totales del año. Por otro lado en la unidad CHT01 se han registrado un total de 48 eventos de indisponibilidad forzada lo cual representa un 70.4% de las horas totales del año.



PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

Costos Marginales de Generación

El costo marginal promedio anual del año 2012 fue 17.98 US\$/MWh (sin impuestos), con un mínimo de 15.75 US\$/MWh y un máximo de 19.45 US\$/MWh.

En el Cuadro 22 se puede observar que durante el año 2012, los costos marginales de generación fueron superiores a los previstos, a excepción del mes de julio, 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 8.7% mayor respecto a lo programado (ver Cuadro 22).

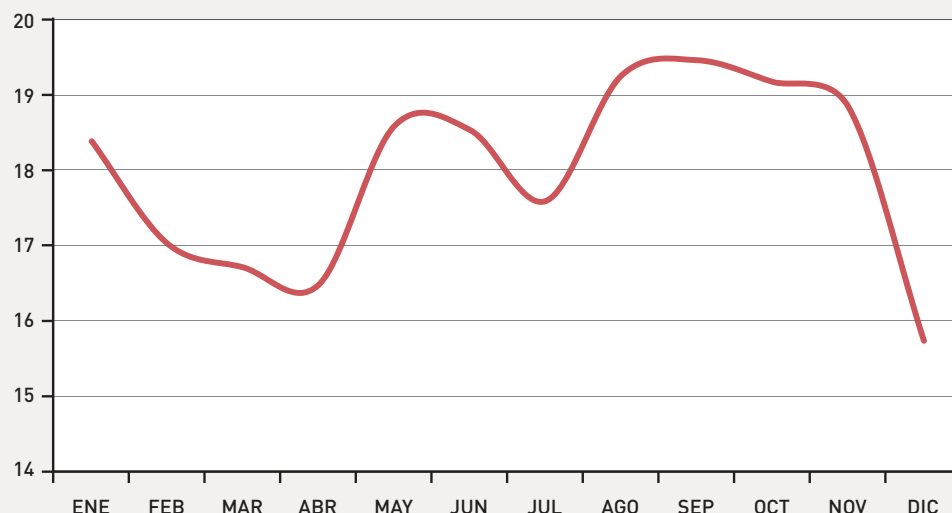
CUADRO 22: COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2012 (Sin IVA)

	PREVISTO	REAL	DIFERENCIA
Enero	15.96	18.38	2.42
Febrero	15.26	17.03	1.77
Marzo	15.37	16.72	1.35
Abril	16.36	16.49	0.12
Mayo	17.09	18.58	1.50
Junio	17.65	18.53	0.88
Julio	18.18	17.59	(0.59)
Agosto	17.59	19.25	1.66
Septiembre	16.76	19.45	2.70
Octubre	16.09	19.17	3.08
Noviembre	17.29	18.84	1.55
Diciembre	14.85	15.75	0.90
Promedio	16.54	17.98	1.45

El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión de 2012 (17.98 US\$/MWh), resultó ser 1.05% inferior al costo marginal promedio del año 2011 (18.17 US\$/MWh).

En el Gráfico 17 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados durante la gestión 2012; se puede observar que en los meses correspondientes a la época seca se registran los costos marginales más elevados, exceptuando el mes de julio debido a que el efecto del repotenciamiento de la unidad GCH12 (quemadores auxiliares), ha desplazado generación térmica de mayor costo en el SIN.

GRÁFICO 17: COSTOS MARGINALES REALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh)



Durante la Gestión 2012, debido a las condiciones de operación presentadas en el despacho de carga, tales como la indisponibilidad programada y/o forzada de unidades de generación e instalaciones de transmisión, se han determinado unidades y costos marginales de generación de acuerdo a lo establecido en la Normativa vigente, mismos que han sido informados como resultado de las transacciones económicas que se realizan en el Mercado Spot.

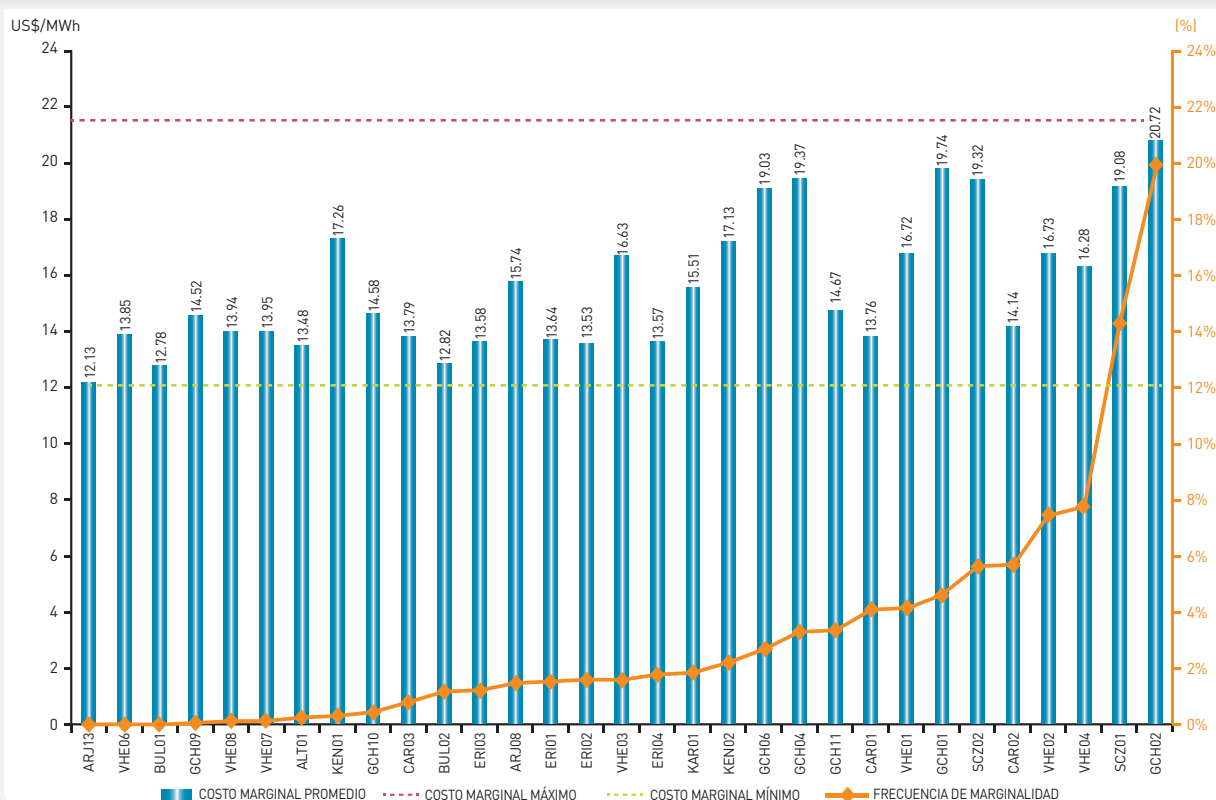
En el Gráfico 18 se presenta un resumen de las unidades térmicas, los costos marginales promedios anuales de las mismas y la frecuencia de marginalidad expresada en porcentaje de tiempo en el cual dichas unidades han marginado en el Sistema Interconectado Nacional durante la Gestión 2012. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 21.52 y 12.13 US\$/MWh respectivamente.



Subestación Quillacollo - ELFEC



GRÁFICO 18: UNIDAD MARGINAL, COSTO MARGINAL PROMEDIO Y FRECUENCIA DE MARGINALIDAD - 2012



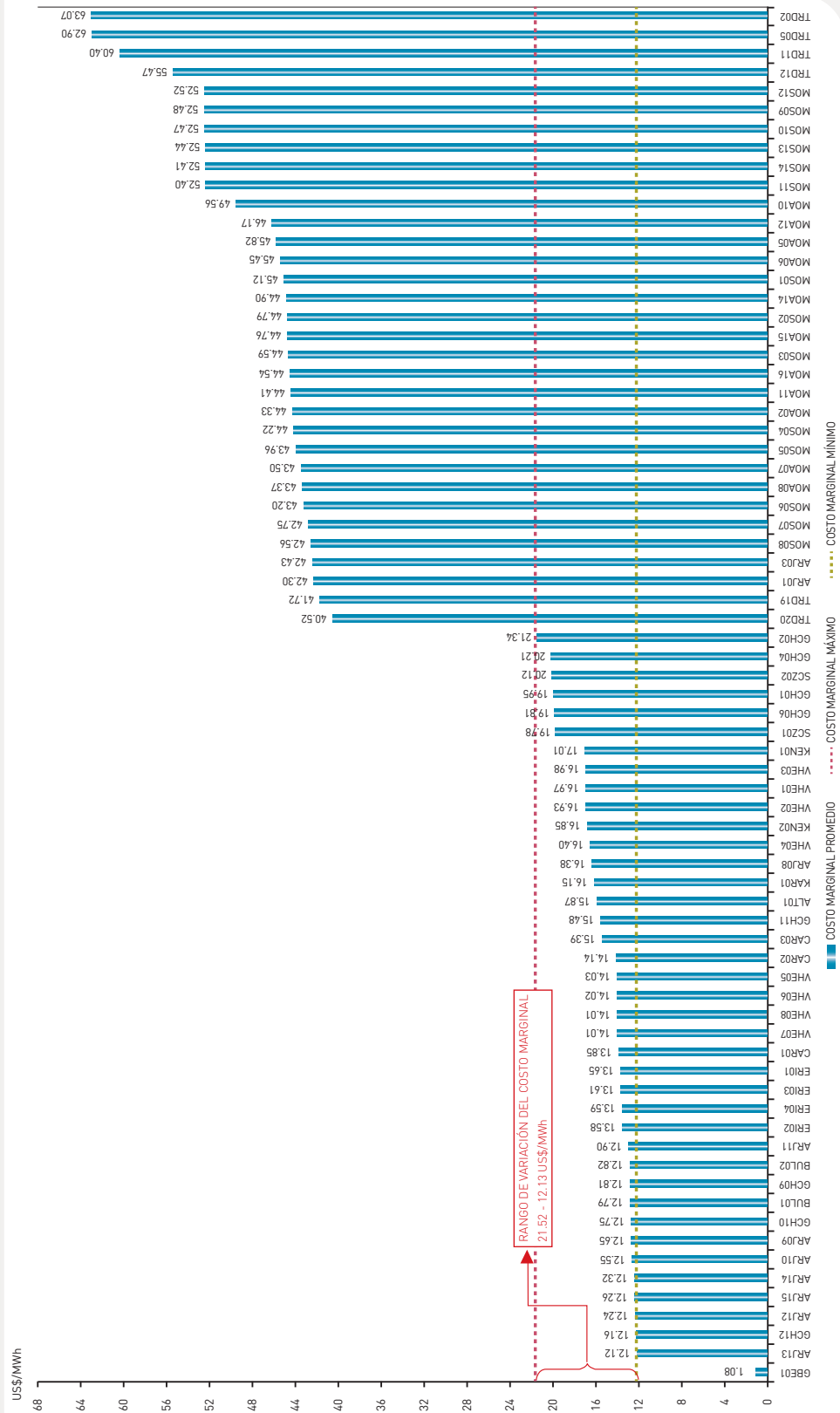
Costo Variable de Generación

Este costo considera el costo de producción de energía eléctrica de una unidad térmica, el cual depende de la temperatura, el poder calorífico y el costo del combustible, así como también del heat rate, consumos propios, ventas directas y estados de carga de una unidad de generación. El costo variable de generación es calculado a partir de las funciones de costo para distintos estados de carga y de temperatura de una unidad termoeléctrica.

A manera de resumen, en el Gráfico 19 se muestra un listado de las unidades termoeléctricas ordenadas en función al promedio anual del costo variable de generación de cada unidad, los mismos han sido empleados en las Transacciones Económicas de la Gestión 2012. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 21.52 y 12.13 US\$/MWh respectivamente.



GRÁFICO 19: COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN PROMEDIO ANUAL - 2102



Nota. - No se presentan los costos de las unidades ARJ02, MOA17, TRD07 y TRD10, debido a que durante la Gestión 2012 dichas unidades se encontraban con indisponibilidad forzada y/o programada.

Factor de Nodo de Energía

Este factor refleja las pérdidas marginales de energía que se presentan en el sistema de transmisión en función del incremento de generación en la unidad marginal ante un incremento de la energía retirada en cada nodo. Este factor se calcula empleando un modelo matemático de corriente continua con pérdidas cuadráticas, el cual utiliza las potencias medias inyectadas y retiradas en el Sistema Interconectado Nacional. Para la gestión 2012, se han calculado los factores de nodo de energía promedios anuales correspondientes a los distintos nodos de generación y de retiro del Sistema Interconectado Nacional, tal como se puede apreciar en los Gráficos 20 y 21.

GRÁFICO 20: FACTORES DE NODO DE GENERACIÓN

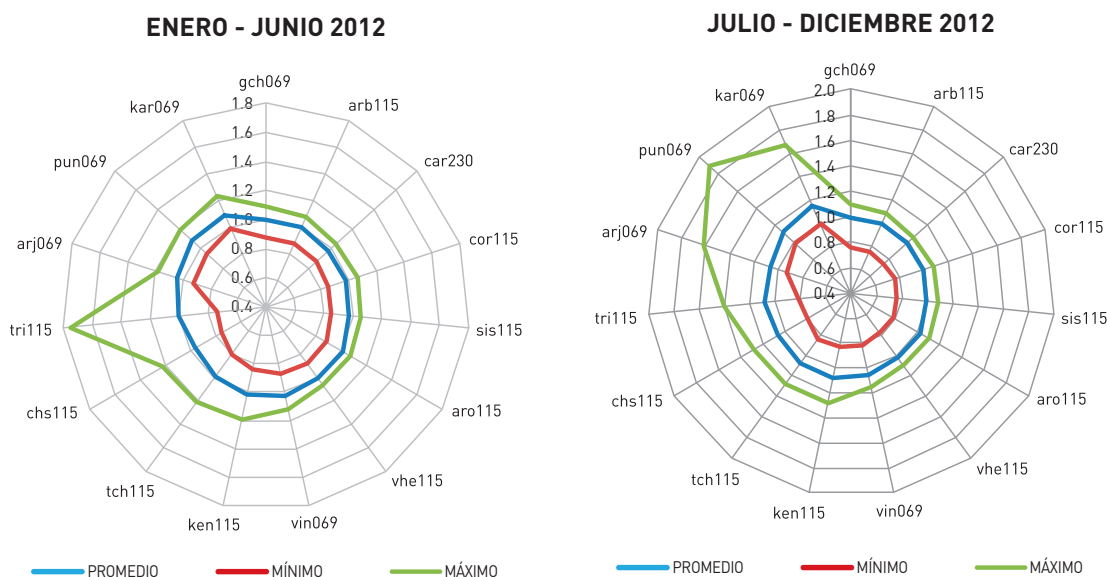
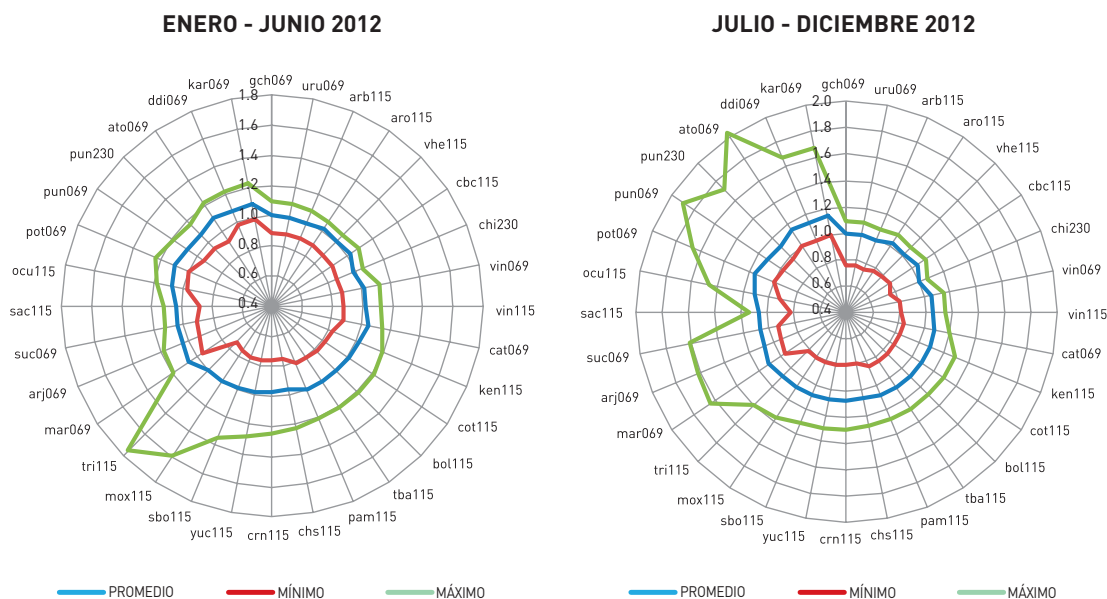


GRÁFICO 21: FACTORES DE NODO DE RETIRO





Se observa que el factor de nodo promedio obtenido varía en función de la posición geográfica del nodo donde se inyecta o retira energía en el Sistema Interconectado Nacional. De esta manera un factor de nodo mayor a la unidad refleja mayores costos de generación y/o de retiro, y viceversa. Asimismo, se puede observar que los factores de nodo en el segundo semestre han sido más altos que en el primer semestre; esto se debe al incremento de la demanda así como también a la estacionalidad presentada respecto al parque de generación.

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 2012. Los valores medios anuales, que incluyen los precios de la energía forzada, se presentan en el Cuadro 23:

CUADRO 23: PRECIOS SPOT DE ENERGÍA – AÑO 2012 (SIN IVA)

AGENTE	NODO	US\$/MWh
CRE	VARIOS	18.02
ELECTROPAZ	VARIOS	19.14
ELFEC	VARIOS	18.40
ELFEO	VIN, CAT	18.89
SEPSA	VARIOS	20.26
CESSA	VARIOS	19.14
ENDE	VARIOS	19.18
EMIRSA	VIN115	18.35
EMVINTO	VIN69	18.59
COBOCE	CBC	18.46
VHE para su contrato con EMSC	PUN	19.37
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	19.37
Promedio		18.67

Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio básico de potencia, de enero a abril de la gestión de 2012, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 62.01 MW ISO, con un costo total de 562.15 US\$ por kW de potencia efectiva in situ; mientras que, de mayo a diciembre de la gestión 2012, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 62.01 MW ISO, con un costo total de 566.65 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 2011 – abril 2012, el precio básico de la potencia fue de 7.964 US\$/kW-mes y en el periodo mayo –octubre 2012, el precio básico de la potencia fue de 7.962 US\$/kW-mes; mismos que fueron recalculados en aplicación de la disposición Tercera de la Resolución AE N° 305/2012 de fecha 26 de junio de 2012, mediante la cual se modifica la Norma Operativa N° 19 “Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta”.

El precio básico de potencia, los factores de nodo por potencia y los descuentos por indisponibilidad de unidades generadoras, determinaron durante la gestión 2012 los precios medios en nodos, que son detallados por Agente en el Cuadro 24:

CUADRO 24: PRECIOS SPOT DE POTENCIA – AÑO 2012 (SIN IVA)

AGENTE	NODO	US\$/KW-mes
CRE	VARIOS	7.55
ELECTROPAZ	VARIOS	7.57
ELFEC	VARIOS	7.56
ELFEO	VIN, CAT	7.78
SEPSA	VARIOS	8.30
CESSA	VARIOS	7.96
ENDE	VARIOS	7.57
EMIRSA	VIN115	7.72
EMVINTO	VIN69	7.72
COBOCE	CBC	7.71
VHE para su contrato con EMSC	PUN	8.17
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	8.17
Promedio		7.66

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 la gestión 2012 para los consumidores, fue de 3.198 US\$/kW-mes, 0.79% mayor que en el 2011. 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 25:

**CUADRO 25: PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS EN EL MERCADO
SPOT (U\$/MWh) - 2012 (Sin IVA)**

CONSUMIDOR	NODO	CARGO POR ENERGÍA	CARGO POR POTENCIA	CARGO POR PEAJE	TOTAL
CRE	VARIOS	18.02	16.00	6.77	40.80
ELECTROPAZ	VARIOS	19.14	15.31	6.48	40.93
ELFEC	VARIOS	18.40	15.79	6.68	40.88
ELFEO	VIN, CAT	18.89	15.56	6.40	40.85
SEPSA	VARIOS	20.26	16.58	6.39	43.24
CESSA	VARIOS	19.14	17.08	6.86	43.08
ENDE	VARIOS	19.18	17.81	7.53	44.52
EMIRSA	VIN 115	18.35	11.08	4.59	34.03
EMVINTO	VIN 69	18.59	13.55	5.60	37.74
COBOCE	COB	18.46	15.08	6.22	39.76
VHE para su contrato con EMSC	PUN	19.37	11.93	4.67	35.96
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	19.37	11.93	4.67	35.96
TOTAL MEM		18.67	15.62	6.52	40.82



TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2012 se emitieron 27 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, reserva fría y compensación por ubicación 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 2012 ascienden a 283.4 Millones de US\$. (Sin IVA); el detalle de las mismas, se presenta en el Cuadro 26.

CUADRO 26: VENTAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2012

CONCEPTO	MILES US\$	PARTICIPACIÓN %
Generación		
Inyecciones de Energía	121,447	
Inyecciones de Potencia	101,487	
Subtotal Ventas de Generadores	222,934	79
Transmisión		
Peaje de Generadores	13,843	
Peaje de Consumidores	43,081	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	3,544	
Subtotal Ventas de Transmisores	60,468	21
Total Venta	283,402	100

Los contratos de compra – venta de energía durante el año 2012 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 27:

**CUADRO 27: COMPRAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2012**

CONCEPTO	CONSUMIDORES	GENERADORES (*)	TOTAL
Retiros de Energía	116,165	7,143	123,308
Retiros de Potencia	98,771	4,399	103,170
Peaje para Consumidores	41,361	1,720	43,081
Subtotal compras por Consumos	256,297	13,262	269,559
Peaje para Generadores		13,843	13,843
Total Compras	256,297	27,105	283,402

(*) 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 2012, el monto acumulado en el Fondo ascendió a 229.7 millones de Bs.

Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2011 y 2012, para los Agentes generadores y transmisores se presentan en el Cuadro 28, y las variaciones para las empresas de distribución en el Cuadro 29. Finalmente en el Gráfico 22, se observa la evolución histórica de los Fondos de Estabilización durante el periodo 2002 - 2012.

CUADRO 28: FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)

GENERADOR / TRANSMISOR	SALDO A DIC. 2011	VARIACIÓN EN 2012	SALDO A DIC. 2012
CORANI	38,045	1,954	39,999
EGSA	62,953	4,073	67,026
VHE	54,936	2,049	56,985
COBEE	5,648	2,002	7,650
CECBB	21,726	789	22,515
ERESA	2,980	204	3,183
HB	8,098	827	8,925
SYNERGIA	980	69	1,049
GBE	2,549	258	2,807
SDB	118	30	148
ENDE ANDINA	14,006	1,432	15,437
ENDE GEN.	-	140	140
TDE (Ingreso Tarifario)	2,271	381	2,652
ISA (Ingreso Tarifario)	728	108	835
ENDE (Ingreso Tarifario)	247	64	311
Total	215,283	14,380	229,663

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

El saldo a diciembre de 2011 considera el recálculo efectuado en cumplimiento a la resolución AE N° 156/2012

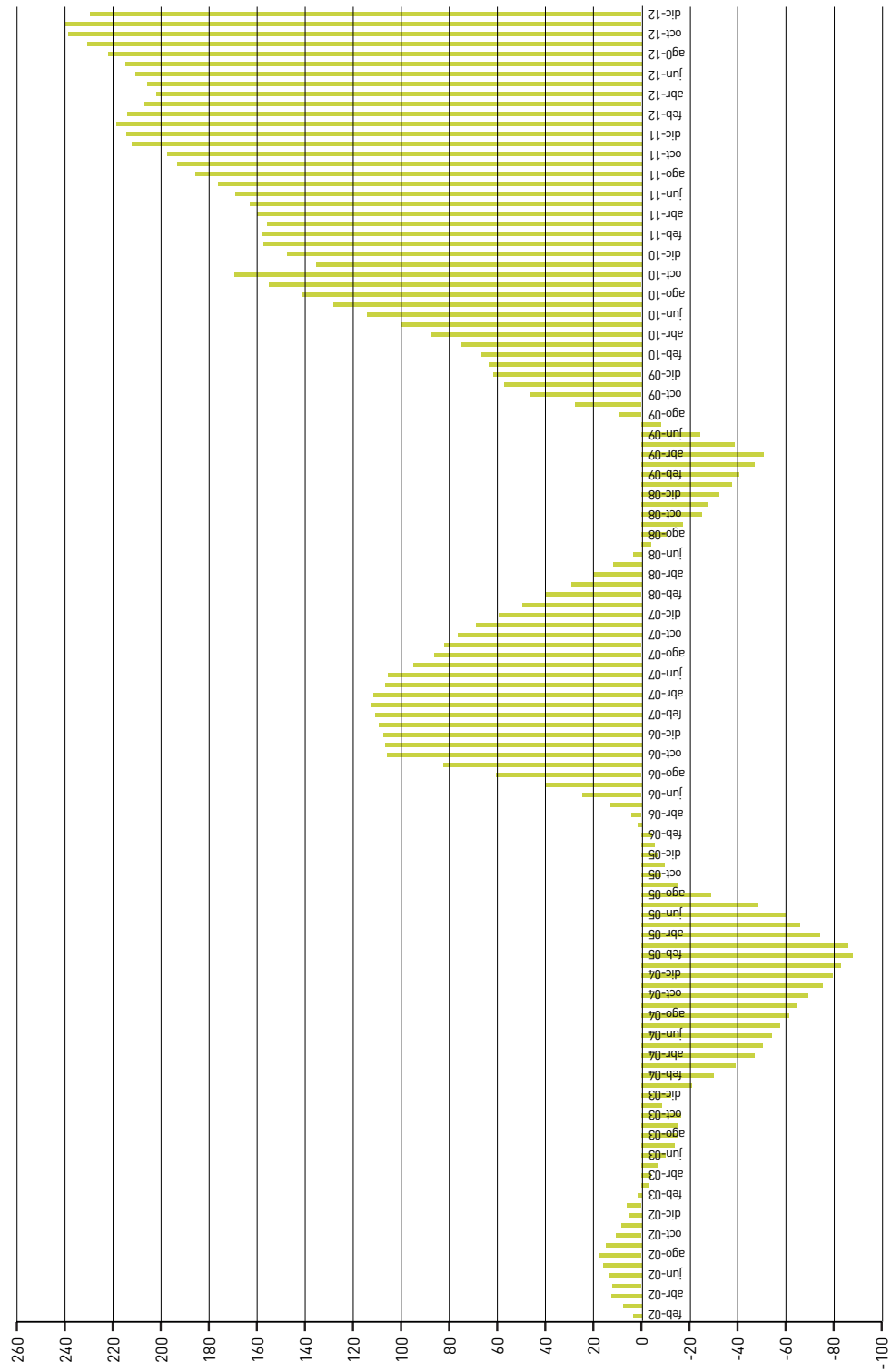
CUADRO 29: FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)

DISTRIBUIDOR	SALDO A DIC. 2011	VARIACIÓN EN 2012	SALDO A DIC. 2012
CRE	5,523	[11,426]	[5,903]
ELECTROPAZ	86,119	3,565	89,684
ELFEC	113,405	6,732	120,137
ELFEO	27,029	3,325	30,354
SEPSA	[7,221]	3,343	[3,878]
CESSA	[9,504]	9,209	[295]
ENDE DIST.	[68]	[367]	[435]
Total	215,283	14,380	229,663

Nota: El saldo a diciembre de 2011 considera el recálculo efectuado en cumplimiento a la resolución AE N° 156/2012



GRÁFICO 22: FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (M M Bs.) 2002 - 2012



**ESTADÍSTICAS DEL PERÍODO 1996 – 2012****CUADRO 30: CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2012**

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
2007	EGSA	Termo	GCH11	63.3
	GBE	Termo	GBE01	16.6
	SDB	Hidro	QUE01, QUE02	1.9
2008	CORANI	Hidro	COR01, COR02, COR03 [Repotenciamiento]	2.9
	EGSA	Termo	ARJ13, ARJ14 y ARJ15	4.8
	COBEE	Hidro	ANG03	3.0
2009	COBEE	Termo	Incremento en Capacidad de KEN01 y KEN02	0.6
	GBE	Termo	Repotenciamiento de GBE01	5.0
2010	CORANI	Hidro	*Central Corani	0.9
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	0.4
	COBEE	Hidro	*Sistema Miguillas	0.2
	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 Rios	107.1
2011	SDB	Hidro	Ingreso de la Central Chiñata	0.3
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	1.6
	ENDE GENERACIÓN	Termo	** Ingreso de Centrales Moxos y Trinidad	27.7
	VHE	Termo	**Ingreso de la unidad CAR03	24.5
2012	SDB	Hidro	Incremento en capacidad unidad CHT0	0.1
	EGSA	Termo	Ingreso del Ciclo Combinado unidad GCH12 de Central Guaracachi	76.6
	VHE	Termo	***Ingreso de la unidad ALT01 de Central El Alto	16.2
	VHE	Termo	***Ingreso de las unidades VHE05, VHE06, VHE07, VHE08 de Central Valle Hermoso	39.2
Hidro				229.0
Termo				763.8



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)
2010	CORANI	Hidro	*Central Santa Isabel	(2.1)
	HB	Hidro	*Sistema Taquesi	(1.1)
	SYNERGIA	Hidro	*Kanata	(0.1)
	ERESA	Hidro	*Sistema Yura	(0.0)
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi	(3.3)
	EGSA	Termo	*Central Santa Cruz	(1.0)
	EGSA	Termo	*Central Aranjuez	(6.5)
	VHE	Termo	*Central Carrasco	(2.1)
2011	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	(2.3)
2012	EGSA	Termo	Central Guaracachi (temperatura máxima)	(2.2)
	EGSA	Termo	Central Santa Cruz (temperatura máxima)	(0.4)
	COBEE	Termo	Central Kenko (temperatura máxima)	(0.1)
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Reducción de capacidad Centrales Moxos y Trinidad	(0.4)
Hidro				(22.2)
Termo				(118.2)

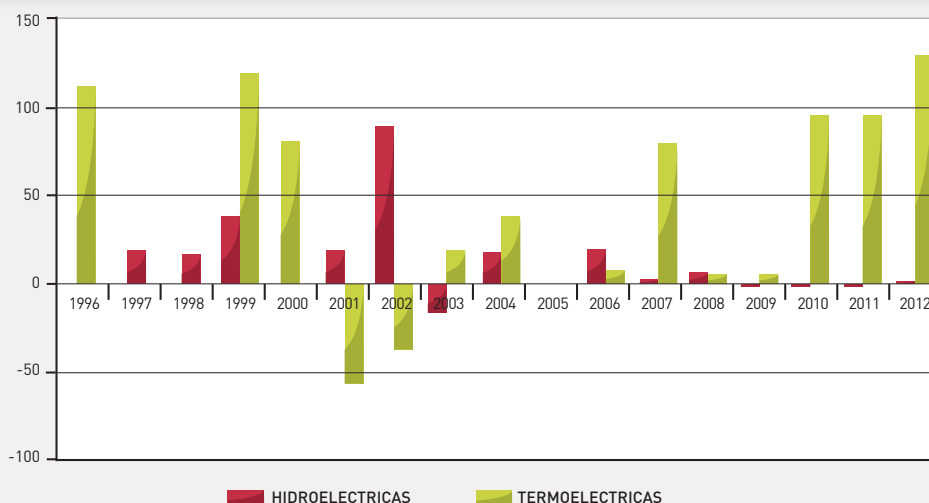
(*) Debido a la Medición de la Potencia Efectiva.

(**) Debido a la aplicación de D.S. 934

(***) Debido a la aplicación de D.S. 1301

Nota.- A partir de la gestión 2012 se considera la capacidad de generación a temperatura máxima anual, debido a ello, las reducciones de capacidad se deben al efecto termodinámico por aumento de temperatura.

GRÁFICO 23: CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR (MW) -1996 - 2012



Nota.- A partir de la gestión 2011 se considera la capacidad de generación a temperatura máxima probable.



GRÁFICO 24: DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA DEL SIN (GWh) - 1996 - 2012

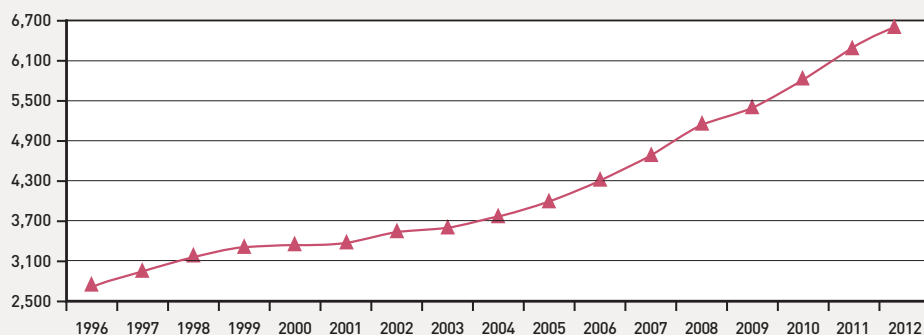


GRÁFICO 25: CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 1996 - 2012

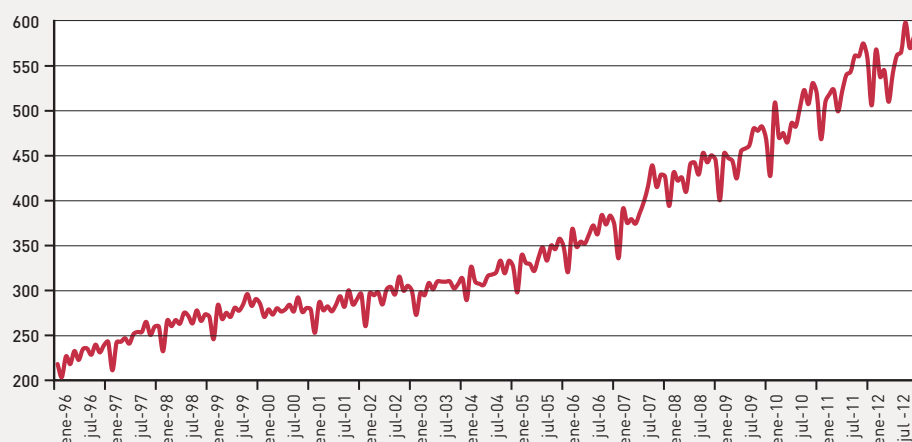


GRÁFICO 26: CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 2006 - 2012

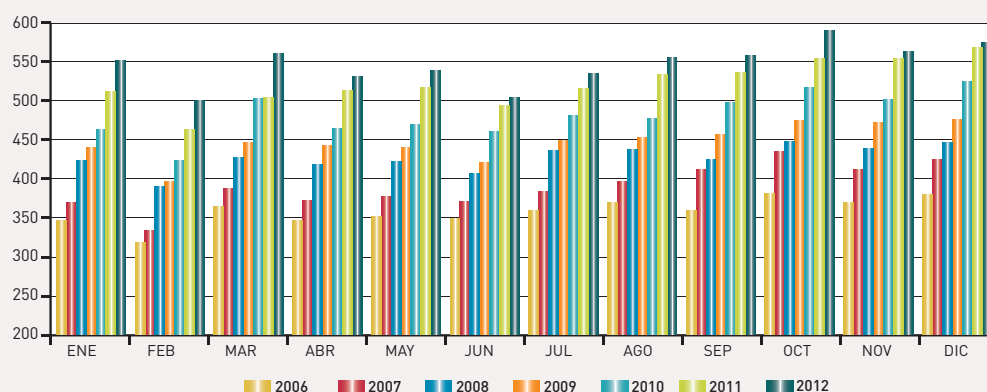




GRÁFICO 27: DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)

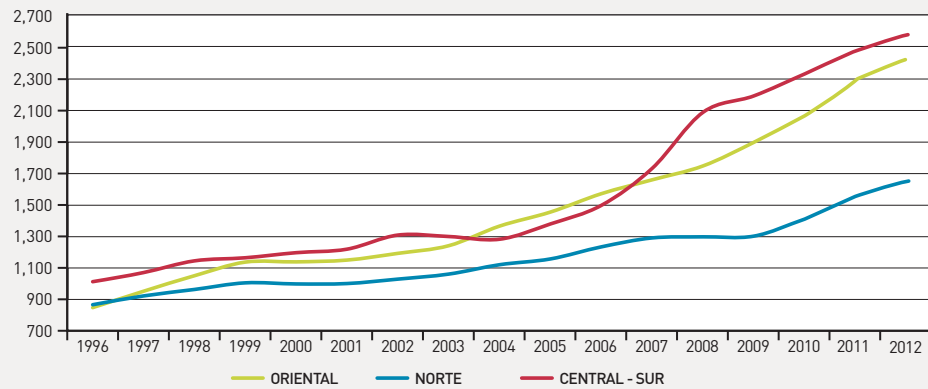


GRÁFICO 28: DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

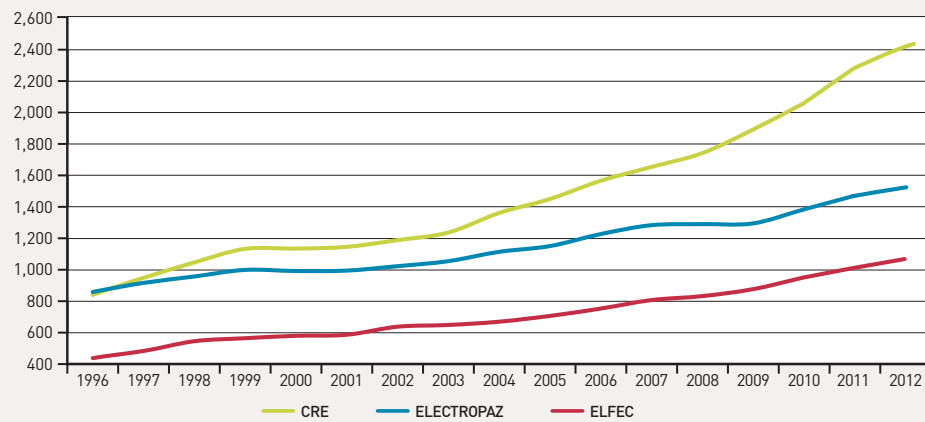
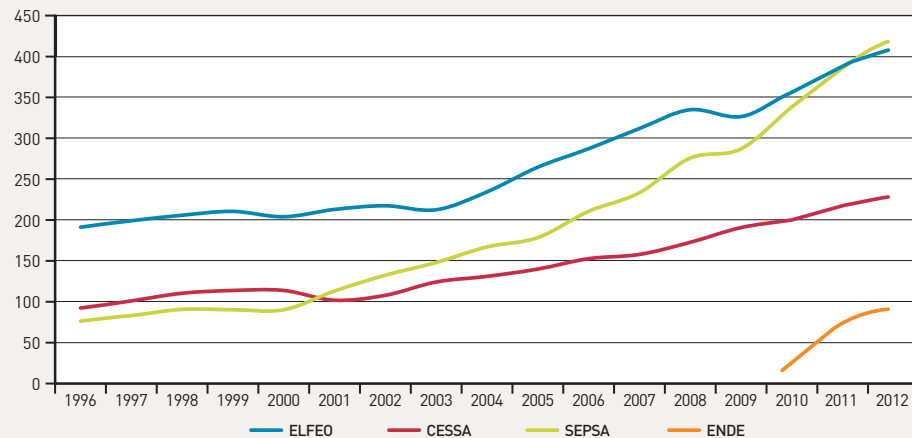
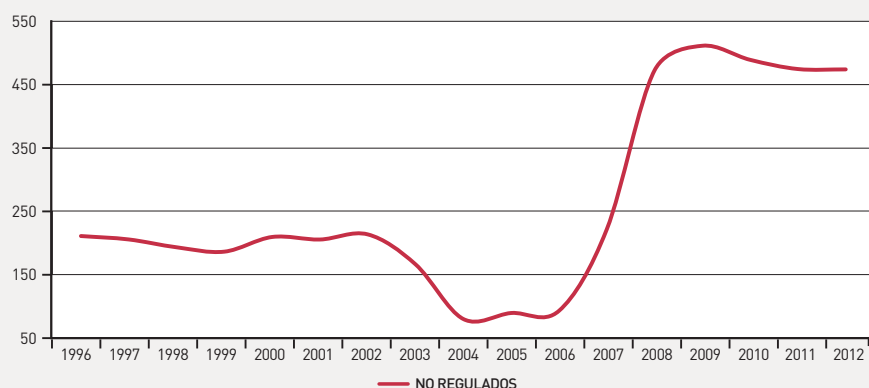


GRÁFICO 29: DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)



**GRÁFICO 30: DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN (GWh)****CUADRO 31: 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
2011	6,301.9	1,067.4	8.4	5.7
2012	6,604.3	1,109.0	4.8	3.9

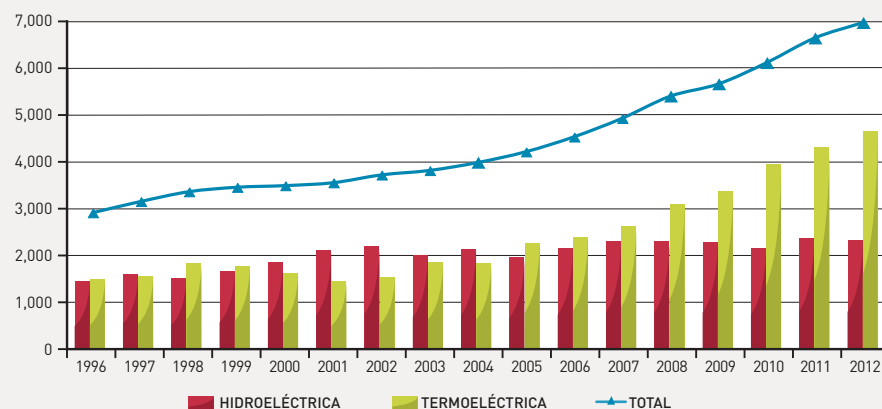
GRÁFICO 31: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)

GRÁFICO 32: PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)

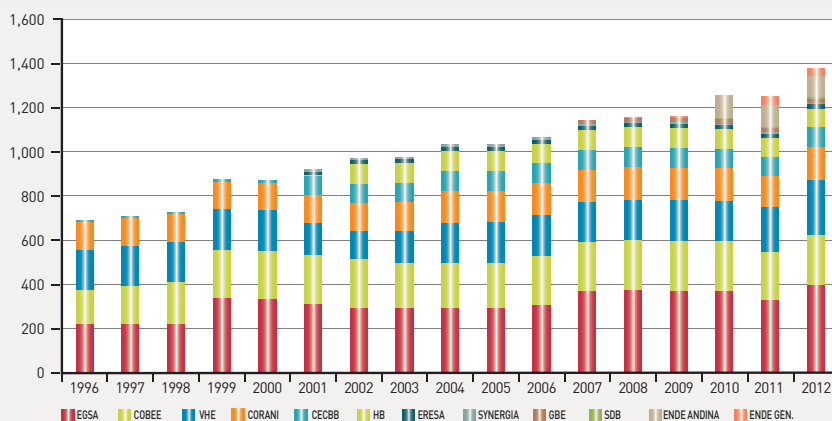


GRÁFICO 33: CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)

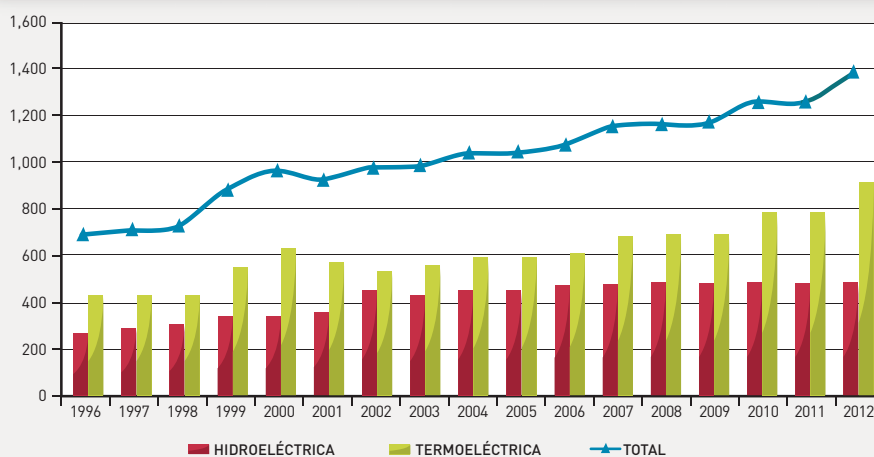
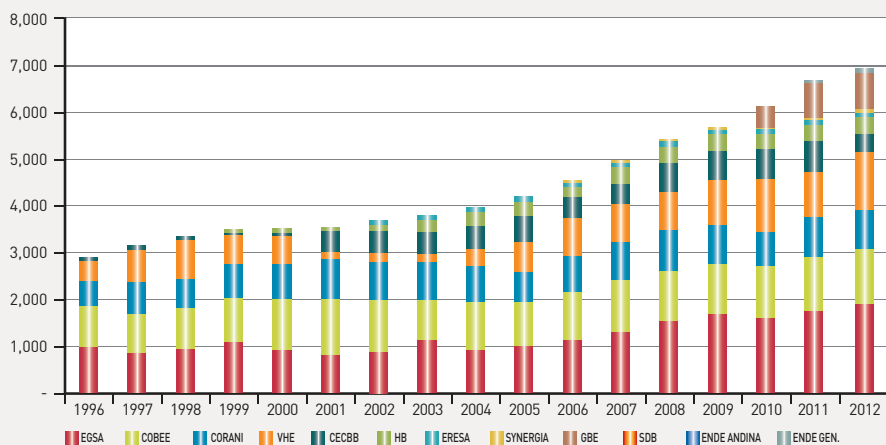
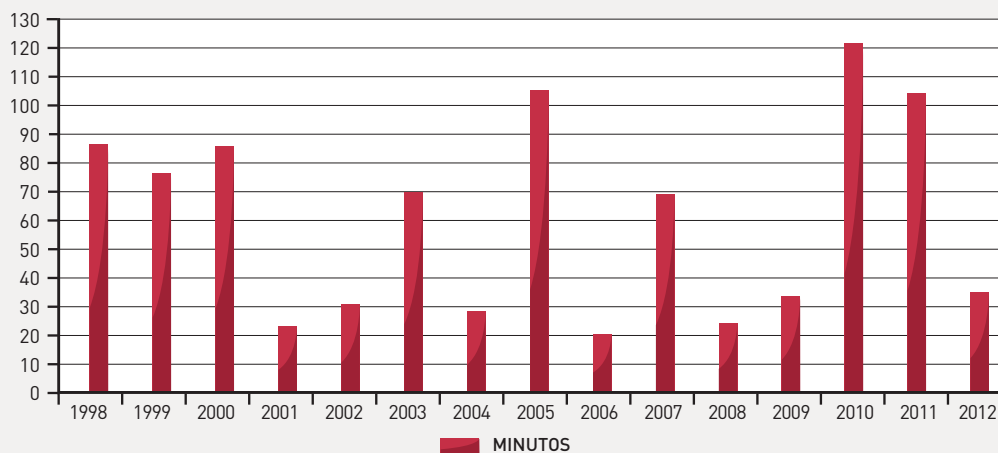
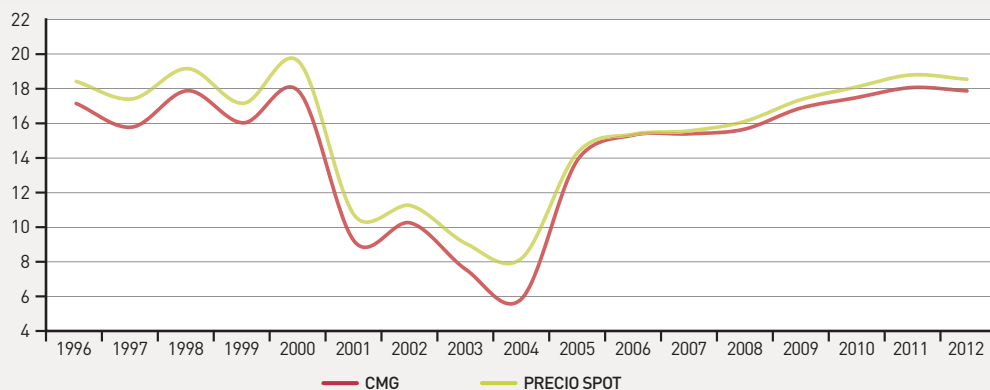
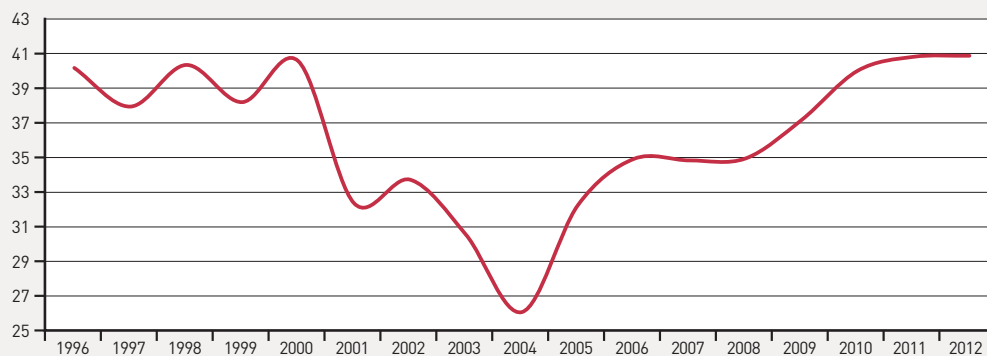


GRÁFICO 34: PARTICIPACIÓN ANUAL DE GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA (GWh)



**GRÁFICO 35: TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (MINUTOS)****GRÁFICO 36:**

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

**GRÁFICO 37: PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh) (Sin IVA)**



ANEXOS



ÍNDICE

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2012	1
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2012	2
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2012	2
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2012	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2012	3
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2012	4
INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2012	5
RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2012	5
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2012	6
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2012	7
CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) MIÉRCOLES 05 DE DICIEMBRE DE 2012	8
POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2012	9
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2012	10
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2012	11
POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2012	12
FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2012	13
RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN - AÑO 2012	14
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2012	15
PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2012	16
PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2012	17
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2012	18
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2012	18
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS - PERIODO 2008 - 2012	18
CONSUMO DE DIESEL EN LITROS - PERÍODO 2012	20
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm3)	20
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CHOJLLA (Hm3)	20
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm3) - AÑO 2012	21
EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m3/s) - PERIODO 2002- 2012	22
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) PERIODO 1996 -2012	22
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) PERIODO 1996 - 2012	22
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERIODO 1996 - 2012	23
DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERIODO 1996 - 2012	23
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERIODO 1996 - 2012	23
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERIODO 1996 - 2012	24
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERIODO 1998 - 2012	24
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2012	24
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2012	25
COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERIODO 1996 - 2012	25
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERIODO 1996 - 2012	26
PRECIOS SPOT SIN IVA PERIODO 1996 - 2012	26
PRECIOS SEMESTRALES PERIODO 1996 - 2012	26
LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERIODO 1996 - 2012	27
AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2012	28
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ACTUALIZADO AL 31 DE DICIEMBRE 2012	29



CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2012

AGENTE	CENTRAL	NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	AGENTE	CENTRAL	UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
CORANI	CORANI	4	57.62	EGSA	GUARACACHI (36° C)	GCH01	17.03
	SANTA ISABEL	5	91.11			GCH02	16.14
	ZONGO	1	11.04			GCH04	18.27
	TIGUIMANI	1	9.72			GCH06	18.97
COBEE	BOTIJACA	3	6.81	EGSA	SANTA CRUZ (36°)	GCH09	58.20
	CUTIGUCHO	5	22.97			GCH10	58.20
	SANTA ROSA BC	1	6.90			GCH11	58.20
	SANTA ROSA AC	1	10.69			GCH12	76.56
SAINANI	SAINANI	1	10.50	EGSA	SANTA CRUZ (36°)	SCZ01	321.57
	CHURURACUI	2	25.39			SCZ02	19.02
	HARCA	2	25.85			ARJ01	19.41
	CAHUA	2	28.02			ARJ02	2.70
HUAJI	HUAJI	2	30.15	EGSA	ARANJUEZ (25° C)	ARJ03	2.24
	MIGUILLA	2	2.55			ARJ08	2.62
	ANGOSTURA	3	6.23			ARJ09	17.09
	CHOQUETANGA	3	6.20			ARJ10	1.49
CARABUCO	CARABUCO	1	6.13	EGSA	ARANJUEZ (25° C)	ARJ11	1.49
	CHOJILLA	9	21.11			ARJ12	1.60
	YANACACHI	1	38.40			ARJ13	1.55
	CHOJILLA ANTIGUA	2	0.87			ARJ14	1.51
SUBTOTAL			89.27	SUBTOTAL			35.38
SYNERGIA	KANATA	1	7.54	EGSA	KARACHIPAMPA (18° C)	KAR01	13.49
	KILPANI	3	11.49			KEN01	8.89
	LANDARA	3	5.15			KEN02	8.89
	PUNUTUMA	1	2.40				
SUBTOTAL			19.04	VHE	VALLE HERMOSO (28° C)	VHE01	17.10
						VHE02	17.34
						VHE03	16.88
						VHE04	17.17
SDB	QUEHATA	2	1.96	VHE	CARRASCO (36° C)	CAR01	50.13
	CHINATA	1	0.38			CAR02	51.76
			2.34				
			476.06				
SUBTOTAL			476.06	CECBB	BULO BULO (36° C)	BUL01	43.64
						BUL02	43.64
						ERI01	24.64
						ERI02	24.33
TOTAL			54	ENDE ANDINA	ENTRE RIOS (36° C)	ERI03	24.72
						ERI04	24.97
SUBTOTAL			89.27	GBE	GUABIRÁ (Vapor)	GBE01	98.66
SUBTOTAL			89.27	TOTAL			803.97

CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN A FINES DEL 2012: 1,384.77 MW

Nota.- Los valores presentados son considerados a la temperatura máxima anual probable


EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2012

Empresas de Transmisión	TENSIÓN (KV)	Longitud (Km)
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD	230	958,2
	115	953,0
	69	112,1
ISA BOLIVIA	230	587,0
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	115	397,6
TOTAL STI		3.007,9

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2012

TENSIÓN	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		
Subto tal					1,545.2	
115 kV	TDE	Arocagua - Santa Isabel	IBIS	74.0	45.6	
		Arocagua - Valle Hermoso I	IBIS	74.0	5.4	
		Arocagua - Valle Hermoso II	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	
		Cataricagua - Catavi	IBIS	74.0	33.0	
		Chuspipata - Tap Chuquiaguillo	IBIS	90.0	42.1	
		Corani - Arocagua	IBIS	74.0	38.1	
		Corani -Santa Isabel	IBIS	74.0	6.4	
		Kenko - Senkata	IBIS	74.0	6.3	
		Kenko - Senkata	IBIS	74.0	8.0	
		Ocuri - Potosí	IBIS	74.0	84.4	
		Potosí - Punutuma	IBIS	74.0	73.2	
		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	
		Vinto - Cataricagua	IBIS	74.0	43.7	
	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					1,350.6	
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	
	Subtotal					112.1
	Total					3,007.9



OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2012

TIPO	EMPRESA	SUBESTACIÓN	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
	ISA	Punutuma (*)	3 x 20
		Sucre (*)	3 x 20
		Urubó (*)	3 x 50
	Subtotal		
Transformadores 115/69 kV	TDE	Atocha	25,0
		Catavi	25,0
		Potosí	50,0
		Punutuma	50,0
		Vinto	2 x 25
	Subtotal		

(*) Unidades Monofásicas

OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2012

TIPO	EMPRESA	SUBESTACIÓN	TENSIÓN kV	MVA _r
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			


PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2012

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Hidroeléctrica													
Zongo	105,364	97,626	106,251	105,817	74,063	53,188	48,092	45,319	43,643	60,865	83,453	117,206	940,888
Corani	33,045	58,759	96,323	89,130	77,879	65,143	70,633	61,814	65,874	72,217	57,356	62,555	810,726
Taqlesi	54,969	51,855	55,535	44,893	19,266	9,216	10,266	10,057	9,155	11,421	21,138	52,815	350,586
Miguitas	10,912	11,734	10,852	10,381	8,024	9,030	9,614	9,436	8,316	7,744	7,379	11,445	114,868
Yura	6,326	7,062	8,192	6,966	4,647	6,802	6,791	5,964	6,352	6,290	5,957	6,359	77,708
Kanata	1,305	2,949	3,654	1,912	1,250	1,185	1,208	1,318	1,317	1,544	1,527	1,648	20,816
Quehata	440	0	33	1,222	1,270	921	739	557	458	442	367	392	6,840
SubTotal	212,360	229,984	280,839	260,320	186,399	145,485	147,342	134,466	135,116	160,523	177,177	252,420	2,322,431
Termoeléctrica													
Guaracachi	110,658	81,335	108,412	118,723	121,933	127,876	153,647	173,689	168,800	158,749	121,443	106,572	1,551,837
Santa Cruz	12,443	10,086	11,024	6,056	12,670	9,341	6,442	13,558	14,253	15,027	14,546	8,094	133,538
Bulo Bulo	37,038	50,353	33,005	23,695	28,366	26,456	27,779	29,532	27,409	40,875	31,861	39,653	396,022
Carrasco	71,046	51,540	49,454	42,032	68,726	74,279	75,082	51,358	71,105	82,078	75,032	60,849	772,580
Aranjuez - TG	10,858	9,936	8,489	7,274	9,911	8,083	8,973	11,560	11,244	10,562	9,841	10,160	116,891
Aranjuez - MG	5,792	4,734	4,709	4,746	5,632	4,461	5,542	5,018	5,638	5,802	4,324	4,548	60,946
Karachipampa	7,350	7,734	7,478	6,625	7,868	6,791	6,518	8,470	1,434	0	0	0	60,267
Kenko	7,122	4,288	3,639	4,235	10,990	11,530	12,518	12,509	12,414	12,570	9,507	1,673	102,995
El Alto	0	0	562	1,052	2,660	6,271	6,078	10,336	9,046	2,511	10,499	8,797	57,811
Valle Hermoso	30,732	16,360	18,563	22,587	39,738	36,816	35,221	45,151	49,298	51,565	58,723	36,610	441,361
Aranjuez - DF	1,062	326	707	391	383	344	302	1,233	2,785	2,898	776	2,676	13,883
Guabirá	0	0	0	0	0	2,950	13,818	13,813	13,344	10,957	8,655	957	64,494
Entre Ríos	68,185	55,218	58,633	57,975	67,095	67,585	62,387	68,209	61,787	65,300	63,896	70,945	767,215
Moxos	6,883	6,238	6,996	5,958	5,887	5,378	6,185	8,442	7,164	6,628	6,776	5,134	77,668
Trinidad	66	0	0	0	0	0	0	0	221	178	43	0	508
SubTotal	369,234	298,146	311,671	301,348	381,857	388,159	420,492	452,878	455,941	465,700	415,921	356,669	4,618,017
TOTAL	581,594	528,130	592,511	561,669	568,256	533,644	567,833	587,344	591,057	626,223	593,098	609,089	6,940,448
Mas: Generación Trinidad (Local)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas: Generación San Ignacio de Moxos (Local)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	179	192
Mas: Generación San Borja (Local)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas: Generación Yucumo (Local)	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	2
Menos: Generación Trinidad (Local)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Menos: Generación San Ignacio de Moxos (Local)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	[14]	[179]	[192]
Menos: Generación San Borja (Local)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Menos: Generación Yucumo (Local)	-	[1]	-	-	[1]	-	-	-	-	-	-	-	[2]
TOTAL GENERACIÓN BRUTA	581,594	528,130	592,511	561,669	568,256	533,644	567,833	587,344	591,057	626,223	593,098	609,089	6,940,448



INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2012

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI (*)	GCH	109,592	80,510	96,130	112,726	116,108	122,506	148,211	167,713	162,988	151,833	116,969	101,262	1,486,548
SANTA CRUZ	GCH	10,518	8,015	9,731	5,893	12,370	9,149	5,874	13,267	13,957	14,714	14,242	7,758	125,487
ARANJUEZ	ARJ	17,286	14,618	14,765	12,188	15,641	12,665	14,422	17,359	19,084	18,796	14,561	16,963	188,346
KARACHIPAMPA	KAR	7,283	7,654	8,126	6,577	7,996	6,728	6,456	8,370	1,414	[21]	[19]	[19]	60,543
TOTAL GUARACACHI		144,679	110,796	128,752	137,384	152,116	151,047	174,962	206,709	197,443	185,322	145,752	125,963	1,860,925
ZONGO	KEN	89,128	84,469	92,057	88,233	59,741	42,047	39,301	37,586	35,417	47,354	65,764	97,751	778,849
KENKO	KEN	6,946	4,168	3,539	4,113	10,733	11,263	12,235	12,226	12,136	12,289	9,287	1,603	100,540
TAP CHUQUIAGUILLO	TCH	10,880	8,422	9,006	12,043	10,467	8,276	6,327	5,439	5,941	10,154	13,122	13,233	113,310
MIGUILLAS	VIN	10,502	11,280	10,435	9,989	7,707	8,669	9,224	9,039	7,953	7,406	7,058	11,010	110,274
TOTAL COBEE		117,455	108,339	115,038	114,377	88,649	70,256	67,088	64,291	61,447	77,203	95,232	123,597	1,102,973
CORANI	COR	12,008	21,369	39,179	35,945	32,078	27,134	29,451	25,685	27,346	29,843	23,360	22,459	325,857
SANTA ISABEL	SIS	20,919	37,277	58,556	53,343	45,671	37,886	41,050	35,998	38,407	42,249	33,884	39,980	485,220
TOTAL CORANI		32,927	58,646	97,736	89,288	77,749	65,019	70,501	61,684	65,753	72,092	57,243	62,439	811,078
CARRASCO	CAR	66,586	47,491	49,910	42,658	64,192	66,500	67,576	51,555	70,971	80,632	73,416	60,044	741,531
C. CARRASCO	CAR	4,912	2,787	16	[16]	4,047	7,571	8,816	0	0	0	0	0	28,134
VALLE HERMOSO (**)	VHE	27,945	15,943	17,631	19,639	37,708	34,539	31,542	43,029	47,202	50,798	57,518	35,363	418,856
C. EL ALTO (***)	KEN	0	0	0	278	2,638	6,260	6,071	10,332	9,040	2,489	10,496	8,789	56,392
TOTAL V. HERMOSO		99,443	66,222	67,557	62,559	108,585	114,870	114,005	104,915	127,213	133,919	141,430	104,196	1,244,913
BULO-BULO	CAR	35,451	48,522	33,273	23,386	27,536	25,752	26,902	28,339	26,101	38,939	30,385	38,032	382,618
TAQUESI	CHS	53,623	50,581	54,122	43,756	18,657	8,807	9,830	9,606	8,750	10,958	20,529	51,564	340,783
YURA	PUN	6,035	6,737	7,830	6,638	4,365	6,460	6,470	5,646	6,044	5,993	5,657	6,053	73,926
KANATA	ARO	1,269	2,866	3,548	1,856	1,212	1,149	1,175	1,208	1,279	1,501	1,480	1,598	20,140
GUABIRÁ	ARB	0	0	0	0	0	2,812	13,590	13,585	13,122	10,759	8,494	908	63,268
TOTAL QUEHATA		424	0	17	1,181	1,228	890	691	534	437	423	348	374	6,546
ENTRE RIOS	CAR	67,216	54,406	60,890	57,896	66,171	66,665	61,527	67,281	60,925	64,392	63,012	70,372	760,754
MOXOS	TRI	6,593	5,975	6,697	5,705	5,630	5,164	5,931	8,143	6,912	6,389	6,531	4,962	74,632
TRINIDAD	TRI	58	[7]	[4]	[5]	[4]	[3]	[3]	[3]	215	172	38	[5]	450
TOTAL ENDE GEN.		6,651	5,968	6,693	5,700	5,626	5,161	5,928	8,140	7,127	6,561	6,569	4,957	75,081
TOTAL INYECCIONES		565,173	513,083	575,454	544,021	551,894	518,890	552,667	571,938	575,642	608,061	576,131	590,053	6,743,005

RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2012

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	160,582	135,650	157,746	152,229	150,171	145,157	151,808	171,372	181,578	179,144	165,731	160,737	1,911,904
CRE	URU	30,116	34,557	30,937	22,883	16,226	8,060	5,052	4,157	7,248	26,941	30,258	35,289	251,725
CRE	ARB	19,776	17,598	22,460	22,906	21,246	18,471	18,750	20,472	21,651	22,829	20,299	21,747	248,205
Total CRE		210,473	187,805	211,143	198,018	187,643	171,688	175,610	196,001	210,472	228,914	216,288	217,773	2,411,834
KENKO	KEN	92,188	90,487	100,654	96,265	101,886	99,267	103,348	102,056	99,764	104,660	98,903	104,054	1,193,532
COTA COTA	COT	7,955	7,868	8,519	8,210	8,743	8,761	9,124	9,094	8,400	8,510	8,096	8,573	101,853
BOLOGNIA	BOL	8,659	9,499	10,278	9,910	10,608	10,516	10,837	10,850	10,302	10,503	9,996	10,462	122,421
TAP BAHAI	TBA	5,754	826	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,580
PAMPAHASI	PAM	4,069	4,363	4,715	4,564	4,786	4,730	4,906	4,878	4,378	4,334	4,175	4,386	54,283
CHUSPIPATA	CHS	1,137	1,020	1,124	1,138	1,182	1,176	1,293	1,321	1,314	1,272	1,334	1,334	14,655
CARANAVI	CRN	2,262	2,094	2,363	2,354	2,389	2,300	2,398	2,490	2,513	2,697	2,643	2,654	29,157
TOTAL ELECTROPAZ		122,023	116,158	127,654	122,441	129,595	126,750	131,906	130,690	126,670	132,048	125,085	131,462	1,522,480
ELFEF	ARO	60,026	56,647	61,974	59,286	62,250	61,251	63,966	64,350	63,636	67,756	64,438	65,487	751,068
ELFEF	VHE	19,410	18,371	20,084	19,729	20,313	19,746	20,807	21,123	20,819	22,445	20,987	21,128	244,962
ELFEF	CBC	949	915	1,001	1,001	1,140	1,111	1,151	1,133	1,198	1,258	1,164	1,063	13,084
ELFEF	CHI	4,044	3,737	4,039	3,941	3,938	3,727	3,785	4,139	4,356	4,661	4,414	4,416	49,196
Total ELFEF		84,429	79,670	87,098	83,957	87,641	85,835	89,710	90,744	90,008	96,120	91,003	92,094	1,058,309
ELFEO	VIN69	25,568	23,618	26,338	25,382	25,052	23,146	25,881	25,333	23,016	25,551	25,251	27,501	301,637
ELFEO	CAT	6,687	6,386	8,071	7,400	9,396	9,399	10,024	10,033	9,633	9,851	8,398	6,853	102,130
Total ELFEO		32,255	30,003	34,409	32,781	34,448	32,545	35,905	35,366	32,649	35,402	33,649	34,354	403,767
SEPSA	OCU	318	321	345	335	376	389	378	398	374	367	338	344	4,283
SEPSA	POT	22,164	20,153	23,100	21,824	23,229	22,974	23,768	23,167	22,764	23,548	21,677	23,038	271,405
SEPSA	PUN	3,031	2,562	3,272	3,250	3,342	3,296	3,775	3,654	3,211	3,393	2,992	2,942	38,721
SEPSA	ATO	5,376	4,799	5,845	5,562	6,018	5,972	6,062	6,039	5,981	5,982	5,633	5,787	69,056
SEPSA	DDI	2,278	2,190	2,556	2,494	2,356	2,274	2,771	2,513	2,325	2,353	2,355	2,214	28,678
SEPSA	SAC	172	185	216	216	250	237	227	249	234	233	219	200	2,638
SEPSA	KAR	31	29	30	29	40	48	50	40	37	47	84	97	561
SEPSA	PUN	72	66	81	87	102	119	125	135	126	127	120	100	1,260
Total SEPSA		33,441	30,304	35,445	33,799	35,713	35,308	37,156	36,195	35,052	36,049	33,419	34,720	416,601
CESSA	ARJ	11,952	11,384	12,637	12,103	12,634	12,357	12,598	12,908	12,569	13,294	12,496	12,851	149,782
CESSA	MAR	21	19	20	22	23	20	21	21	20	20	22	20	249
CESSA	SUC	6,875	5,828	7,171	6,126	6,479	3,411	7,405	7,434	6,836	7,013	7,288	5,915	77,780
Total CESSA		18,848	17,231	19,827	18,250	19,136	15,788	20,024	20,363	19,425	20,327	19,807	18,786	227,811
YUCUMO	YUC	741	643	718	679	679	643	625	1,225	1,443	1,555	1,497	1,541	11,989
SAN BORJA	SBO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN IGNACIO DE MOXOS	MOX	226	194	212	203	196	185	194	221	240	257	203	94	2,425
TRINIDAD	TRI	6,564	5,845	6,696	6,384	6,027	5,632	5,612	6,278	7,042	7,598	7,179	7,268	78,126
Total ENDE		7,532	6,682	7,626	7,265	6,903	6,459	6,432	7,724	8,724	9,411	8,879	8,902	92,539
EMVINTO	VIN69	3,396	2,947	3,319	2,140	3,000	3,313	3,550	3,451	3,426	3,651	3,452	3,351	38,994
COBOCE	CBC	4,418	4,052	4,125	3,524	3,846	2,921	4,133	4,236	3,903	3,921	3,810	3,523	46,412
EMSC	PUN	36,348	26,639	32,052	30,818	32,284	24,934	32,550	32,459	30,444	27,427	30,182	32,612	368,748
EMIRSA	VIN115	1,595	1,527	1,610	1,530	1,381	1,408	1,364	1,366	1,365	1,370	1,046	1,269	16,831



POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2012

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Guaracachi (*)	GCH	224.7	222.4	242.2	238.3	225.1	246.8	312.1	321.6	296.0	294.6	220.1	229.9	321.6
Santa Cruz	GCH	43.2	40.5	39.6	40.3	40.4	44.7	41.4	41.2	40.4	39.7	40.3	38.9	44.7
Aranjuez	ARJ	31.0	29.6	31.4	29.4	30.1	28.4	31.0	31.7	30.8	30.5	28.1	29.0	31.7
Karachipampa	KAR	12.7	13.8	16.4	15.4	15.3	13.3	13.6	13.8	13.5	0.0	0.0	0.0	16.4
Sistema Zongo	KEN	150.2	167.5	165.1	169.8	150.1	137.5	125.9	151.2	132.8	136.1	154.1	153.2	169.8
Kenko	KEN	18.5	18.5	18.5	18.6	18.3	18.1	18.7	18.7	18.7	18.7	18.6	17.6	18.7
Tap Chuquiaguiillo	TCH	40.4	35.3	36.6	40.6	36.6	29.2	28.2	24.6	30.0	43.0	40.2	41.8	43.0
Sistema Miguillas	VIN	20.1	20.2	20.2	20.2	18.7	20.0	19.8	20.1	20.1	19.7	19.6	19.2	20.2
Corani	COR	55.0	55.4	55.0	60.5	55.6	54.6	55.0	54.8	54.8	54.8	54.7	54.2	60.5
Santa Isabel	SIS	90.0	90.0	90.7	93.7	88.7	90.0	88.0	90.1	90.7	90.7	90.6	90.2	93.7
Carrasco	CAR	104.3	107.3	108.9	107.0	106.6	104.9	105.4	119.5	127.1	124.9	121.1	129.0	129.0
C. Carrasco	CAR	24.6	25.4	21.4	0.0	25.3	24.2	26.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.8
Valle Hermoso (**)	VHE	70.7	55.9	69.6	71.2	71.3	71.0	70.4	76.8	95.8	97.5	114.4	107.0	114.4
El Alto (***)	KEN	0.0	0.0	0.0	16.1	17.0	17.3	17.2	17.3	17.5	17.4	17.8	17.5	17.8
Bulo Bulo	CAR	83.4	81.9	83.4	43.4	43.1	42.6	43.6	43.5	43.6	84.3	81.6	81.2	84.3
Sistema Taquesi	CHS	88.0	87.9	88.1	87.6	82.7	81.5	80.9	86.0	81.5	81.0	85.7	87.7	88.1
Sistema Yura	PUN	17.6	18.0	15.0	14.9	18.0	17.1	17.4	16.9	18.0	18.1	17.9	17.5	18.1
Kanata	ARO	7.1	7.1	7.0	7.0	6.6	6.6	6.7	7.0	7.0	7.0	7.1	6.9	7.1
Guabirá Energía	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.4	20.4	20.7	20.3	19.0	16.1	14.1	20.7
Quehata	VIN	1.7	0.0	1.7	2.1	2.1	2.1	1.9	1.9	1.8	1.8	1.9	1.9	2.1
Entre Rios	CAR	102.5	103.0	106.2	102.4	103.2	103.6	98.7	99.4	95.4	93.9	100.3	102.7	106.2
Ende Generación	TRI	25.4	24.3	26.1	24.9	24.8	24.6	18.1	19.5	20.2	19.5	16.6	14.9	26.1

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE	GCH	318.9	302.4	324.9	322.0	302.6	305.3	328.7	337.5	356.5	348.6	331.9	342.7	356.5
CRE	URU	87.2	75.5	76.4	70.6	64.3	41.9	43.1	68.2	49.1	105.2	78.5	78.5	105.2
CRE	ARB	38.7	36.7	44.4	45.5	41.7	38.3	38.2	40.1	42.8	44.1	46.6	42.2	46.6
ELECTROPAZ	KEN	194.7	205.3	209.9	211.4	214.2	214.9	214.1	213.9	212.2	211.4	210.3	213.9	214.9
ELECTROPAZ	COT	16.8	17.6	17.6	17.8	18.2	19.3	19.2	18.7	18.3	17.7	17.4	20.2	20.2
ELECTROPAZ	BOL	21.2	21.6	21.7	21.7	22.3	23.1	22.9	23.1	22.5	22.0	21.6	24.7	24.7
ELECTROPAZ	TBA	12.4	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.4
ELECTROPAZ	PAM	10.1	11.3	11.5	11.5	11.5	11.6	11.7	11.9	12.3	10.2	10.1	11.7	12.3
ELECTROPAZ	CHS	3.0	2.8	2.9	3.3	3.0	3.7	3.9	3.2	3.2	3.6	3.3	3.5	3.9
ELECTROPAZ	CRN	5.0	5.4	5.3	5.4	5.5	5.4	5.4	5.7	5.9	5.9	5.9	5.8	5.9
ELFEC	ARO	120.4	122.0	120.7	123.7	124.9	125.7	125.8	127.5	130.7	130.7	128.6	130.9	130.9
ELFEC	VHE	42.1	42.9	42.9	51.6	43.9	43.7	50.8	44.7	45.6	46.9	45.8	45.4	51.6
ELFEC	CBC	2.4	2.4	2.4	2.5	2.7	2.6	3.4	2.7	2.7	2.8	2.8	2.6	3.4
ELFEC	CHI	9.2	9.5	9.5	9.4	9.2	9.1	9.3	9.8	10.3	10.7	10.2	9.8	10.7
ELFEO	VIN69	49.2	50.5	51.9	53.5	52.8	49.7	53.3	53.0	51.3	52.7	53.5	52.5	53.5
ELFEO	CAT	16.0	17.6	19.2	16.8	18.3	18.8	19.1	18.8	19.4	22.2	19.6	16.4	22.2
CESSA	ARJ	27.6	28.6	28.7	28.3	28.3	28.8	28.1	28.7	29.0	28.9	28.6	30.3	30.3
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	12.8	12.8	12.8	13.1	13.3	13.2	13.6	13.6	13.5	13.4	13.4	13.3	13.6
SEPSA	POT	39.5	39.7	41.1	40.6	41.0	41.5	42.4	42.8	41.6	40.8	40.9	40.4	42.8
SEPSA	PUN	6.3	6.4	6.6	7.1	7.4	8.0	8.1	7.8	7.3	7.3	6.6	6.3	8.1
SEPSA	ATO	10.1	10.6	11.0	11.2	11.8	12.1	11.6	11.5	11.0	11.0	10.9	10.7	12.1
SEPSA	DDI	5.5	5.8	6.3	6.1	6.2	6.2	6.1	6.2	6.2	6.0	6.1	5.8	6.3
SEPSA	OCU	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.2	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	1.3
SEPSA	SAC	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9
SEPSA	KAR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.2	0.3	0.2	0.8	1.1	1.1
SEPSA	PUN	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
ENDE	YUC	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	3.1	3.3	3.5	3.4	3.7	3.7
ENDE	SBO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDE	MOX	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
ENDE	TRI	13.7	13.8	13.9	13.7	13.7	12.8	13.0	13.7	15.0	15.2	15.0	14.5	15.2
EMIRSA	VIN115	2.4	2.4	2.4	2.4	2.2	2.2	2.3	2.2	2.2	2.3	2.0	2.2	2.4
EMVINTO	VIN69	5.9	5.4	5.6	4.2	5.5	5.7	5.9	6.0	5.8	6.3	5.8	5.6	6.3
COBOCE	CBC	7.6	7.6	7.6	7.5	7.6	7.5	7.5	7.5	7.5	7.3	7.3	7.3	7.6
EMSC	PUN	54.0	53.9	52.2	49.3	49.1	48.4	51.6	50.6	47.9	47.7	46.9	49.8	54.0

(*) A partir de marzo ingresa en operación comercial el Ciclo Combinado de Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.

(**) A partir de septiembre ingresan en operación comercial 4 unidades en central Valle Hermoso de Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. en aplicación al D.S. 1301.

(***) A partir de abril ingresa en operación comercial la central El Alto de Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. en aplicación al D.S. 934.



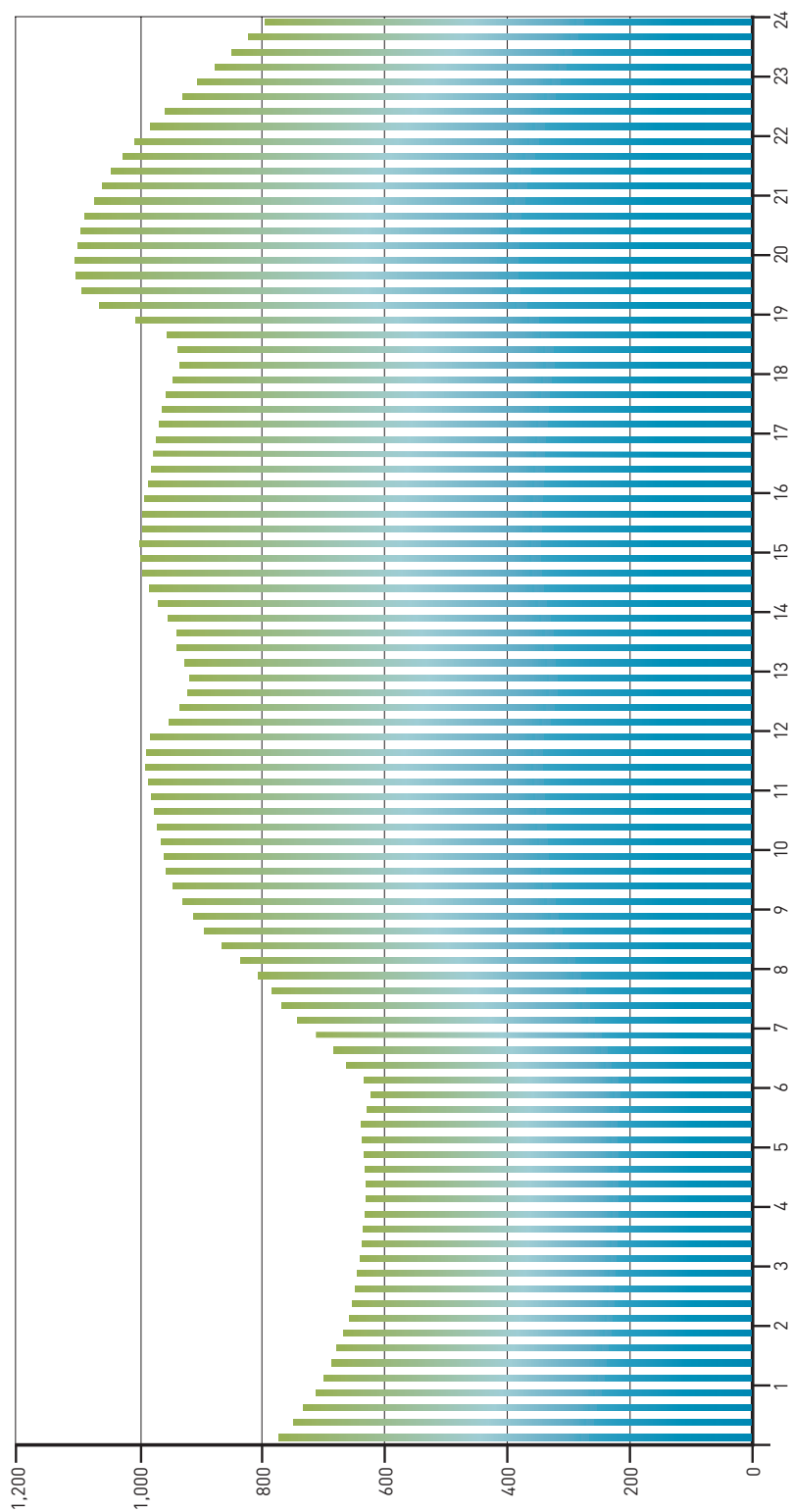
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2012

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH	203.4	168.4	235.9	223.3	216.2	233.2	301.3	295.7	286.7	209.8	213.8	197.1
Santa Cruz	GCH	38.5	39.1	36.0	35.2	39.8	36.7	35.9	37.1	35.2	38.3	38.9	36.1
Aranjuez	ARJ	28.8	27.5	29.0	26.9	27.5	28.1	29.6	30.2	28.4	28.4	23.2	24.7
Karachipampa	KAR	12.1	13.2	13.5	12.7	13.0	12.7	12.5	12.8	12.8	[0.0]	[0.0]	[0.0]
Sistema Zongo	KEN	140.9	167.3	161.3	155.8	124.0	121.0	93.9	125.9	129.2	134.5	151.3	150.8
Kenko	KEN	18.1	18.5	17.7	16.8	18.1	16.7	17.6	18.3	18.2	18.2	18.3	17.4
Tap Chuquiagullo	TCH	11.1	0.0	0.0	13.8	0.7	2.9	1.7	12.7	10.9	12.3	16.4	16.9
Sistema Miguillas	VIN	19.6	20.2	20.2	18.5	18.4	18.4	18.5	19.4	20.0	19.6	19.5	19.0
Corani	COR	54.1	53.2	54.4	54.7	53.4	53.2	53.3	54.4	54.3	53.4	53.9	53.2
Santa Isabel	SIS	89.9	86.9	89.5	89.9	87.8	82.3	87.6	73.1	86.8	89.5	87.7	87.4
Carrasco	CAR	100.7	99.9	104.3	94.7	104.3	95.7	97.4	73.3	71.5	115.3	118.0	116.6
C. Carrasco	CAR	24.0	23.4	[0.0]	[0.0]	25.0	20.3	23.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valle Hermoso	VHE	51.6	53.8	52.5	64.8	70.3	65.0	64.1	69.9	80.2	96.7	110.6	99.7
El Alto	KEN	0.0	0.0	0.0	15.3	9.8	15.1	16.8	16.8	17.0	[0.0]	17.0	16.6
Bulo Bulo	CAR	41.9	79.2	38.2	38.2	41.3	33.8	42.0	41.3	41.9	82.3	42.0	81.1
Sistema Taquesi	CHS	87.1	87.2	86.7	83.3	80.3	71.8	54.0	69.4	71.3	80.0	82.8	82.5
Sistema Yura	PUN	16.5	17.9	14.9	13.6	6.6	16.4	16.5	14.5	17.8	17.8	17.2	17.2
Kanata	ARO	7.1	7.1	6.9	6.6	6.5	6.6	6.5	6.5	7.0	6.5	6.8	6.7
Guabirá Energía	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	[0.2]	19.7	19.7	19.4	11.7	14.4	[0.2]
Quehata	VIN	[0.0]	0.0	[0.0]	2.0	2.1	2.0	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8
Entre Rios	CAR	97.4	96.5	99.8	92.8	99.5	93.0	71.1	91.6	90.5	87.2	72.2	97.1
Ende Gen.	TRI	21.7	21.9	23.8	23.4	24.4	23.7	13.9	11.5	18.7	15.0	14.6	8.0
TOTAL INYECCIONES		1,064.5	1,081.1	1,084.6	1,082.3	1,068.9	1,048.2	1,078.7	1,095.8	1,119.4	1,118.0	1,120.1	1,129.8

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE	GCH	307.7	291.8	324.9	311.0	302.6	302.7	326.1	333.3	347.9	323.3	305.9	326.6
CRE	URU	47.5	60.8	36.9	35.8	31.3	22.6	0.0	8.5	27.1	62.6	58.6	61.2
CRE	ARB	37.9	36.5	44.0	43.2	41.2	37.8	38.2	39.3	42.2	43.6	45.6	33.0
ELECTROPAZ	KEN	185.1	198.9	201.9	199.5	202.8	206.4	211.2	208.4	202.1	192.5	205.0	210.1
ELECTROPAZ	COT	15.9	16.7	17.0	17.1	16.8	17.8	17.6	17.5	16.8	15.3	16.9	17.0
ELECTROPAZ	BOL	16.7	20.1	20.3	20.7	20.1	20.7	20.7	21.0	19.8	18.6	20.8	20.6
ELECTROPAZ	TBA	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ELECTROPAZ	PAM	8.0	9.5	9.3	9.4	9.1	9.5	9.6	9.9	9.1	7.6	8.5	8.5
ELECTROPAZ	CHS	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	3.0	2.8	3.2	3.2	2.8	3.1	3.1
ELECTROPAZ	CRN	4.9	4.9	5.0	5.1	4.9	5.1	5.1	5.5	5.4	5.7	5.5	5.4
ELFEO	VIN69	47.7	49.3	49.5	51.6	49.2	46.5	49.9	52.7	50.6	51.1	53.3	49.9
ELFEO	CAT	14.3	13.4	15.2	15.7	15.6	14.1	18.3	18.1	16.6	15.3	16.2	12.3
ELFEC	ARO	118.3	122.0	116.9	121.8	121.5	120.9	123.8	127.5	124.7	126.3	127.1	127.5
ELFEC	VHE	41.3	42.6	36.0	43.0	42.3	43.4	43.6	44.1	44.2	46.5	44.9	44.5
ELFEC	CBC	2.2	2.3	2.1	2.4	2.4	2.3	2.4	2.6	2.5	2.6	2.6	2.5
ELFEC	CHI	9.0	9.5	8.9	9.1	8.6	8.9	9.2	9.8	10.1	10.6	9.7	9.8
CESSA	ARJ	26.9	27.7	28.0	27.8	27.4	28.0	26.6	28.5	28.5	28.2	28.0	27.9
CESSA	MAR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0
CESSA	SUC	10.5	7.7	10.2	10.8	10.5	3.1	11.0	10.8	10.9	10.9	10.7	10.5
SEPSA	POT	37.7	38.7	37.2	38.6	39.3	41.0	39.6	35.6	41.2	37.5	39.9	40.1
SEPSA	PUN	6.0	5.8	6.4	7.0	5.9	7.4	7.8	7.7	6.2	5.8	6.3	5.7
SEPSA	ATO	9.8	10.1	10.9	10.4	10.7	11.5	11.1	11.1	10.8	9.0	10.4	10.1
SEPSA	DDI	4.0	5.6	5.3	4.2	5.6	5.4	5.5	6.2	6.2	4.1	5.9	5.8
SEPSA	OCU	1.0	1.1	0.9	1.1	1.1	1.2	1.1	1.3	1.2	1.3	1.1	1.1
SEPSA	SAC	0.6	0.7	0.6	0.8	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7
SEPSA	KAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
SEPSA	PUN	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.3	0.3	0.2	0.3
ENDE	YUC	1.6	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	3.1	3.2	3.4	3.4	3.0
ENDE	SBO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDE	MOX	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.0
ENDE	TRI	12.9	13.2	13.8	13.3	12.9	12.6	12.7	13.1	14.3	15.2	14.9	11.9
EMIRSA	VIN115	2.2	2.3	2.2	2.3	1.9	2.0	1.8	1.9	2.0	2.0	1.3	1.3
EMVINTO	VIN69	4.9	4.7	4.2	2.9	5.0	5.0	5.1	4.9	5.4	4.3	5.1	5.1
COBOCE	CBC	6.1	7.0	7.0	6.7	7.4	4.6	6.5	7.0	6.1	6.8	6.9	6.7
EMSC	PUN	49.1	51.2	46.0	46.2	44.0	41.2	42.2	44.2	43.2	44.0	42.3	46.8
MÁXIMA		1,045.2	1,059.2	1,065.7	1,062.6	1,045.9	1,027.9	1,052.5	1,078.4	1,103.1	1,098.5	1,101.5	1,109.0
día		martes 17	miércoles 08	jueves 22	jueves 19	viernes 11	viernes 15	martes 24	miércoles 22	miércoles 05	martes 30	jueves 15	miércoles 05
hora		20:15	20:15	19:30	19:15	19:00	19:00	19:00	19:45	19:30	19:30	19:45	20:00



**CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW)
MIÉRCOLES 05 DE DICIEMBRE DE 2012**





POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2012

COMPONENTE	CAPACIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
Líneas de Transmisión														
SAN-SUC230	142.5	93.1	79.5	86.6	83.8	92.1	89.6	89.3	89.1	83.9	88.2	95.4	84.6	95.4
SUC-PUN230	142.5	69.1	63.5	58.3	67.6	66.9	64.8	62.8	62.0	61.0	60.4	62.4	60.3	69.1
PUN-SCR230	140	54.7	55.1	53.9	50.4	49.7	49.6	52.9	51.9	49.1	48.8	48.0	51.3	55.1
VIN-MAZ230	130	48.7	81.1	35.2	71.59 [a]	115.5	121.5	137.0	137.3	141.0	133.2	110.9	34.3	141.0
SAN-VIN230	130	77.1	96.5	69.6	84.3	125.8	131.8	142.5	140.4	141.5	142.2	122.8	69.6	142.5
CAR-SAN230	130	95.8	92.7	97.6	89.8	137.5	156.4	129.2	129.6	131.1	124.9	119.45 [f]	112.1	156.4
SJO-VHE230	130	90.7	98.5	91.0	92.8	104.9	117.0	128.7	125.9	122.7	124.5	105.2	86.8	128.7
KEN-MAZ230	130	128.2	108.2	116.4	109.3	55.1	22.7	-	27.0	28.5	52.0	119.8	133.6	133.6
VHE-SAN230	130	60.9	76.8	68.0	96.4	104.1	105.2	109.5	132.3	110.0	107.5	104.5	96.8	132.3
CAR-CHI230	130	113.0	110.0	85.0	102.1	100.6	121.3	136.2	150.0	139.7	133.9	113.8	87.0	150.0
CAR-GCH230	130	127.3	109.2	112.4	108.1	65.4	95.3 [b]	55.5	77.6	103.0	123.1	125.7	130.3	130.3
CAR-ARB230	142.5	132.1	111.0	118.2	117.0	96.9	72.6	50.9	77.0	71.1	119.2	102.0	114.5	132.1
VIN-SAN230	130	73.0	69.9	66.0	61.4	19.0	0.0	-	-	-	-	63.1	71.8	73.0
SJO-CHI230	130	12.7	56.4	46.6	52.1	8.4	0.0	-	-	-	-	-	27.1	56.4
SIS-ARO115	74	62.7	64.7	64.4	66.0	64.9	68.1	70.2	60.6	61.2	59.9	55.9	58.1	70.2
COR-VHE115	74	58.6	60.0	60.2	61.4	60.9	64.5	64.2	-	-	-	-	-	64.5
COR-ARO115	74	-	-	-	-	-	-	70.9	69.3	70.0	68.4	64.6	66.8	70.9
VHE-ARO115	74	71.6	72.6	61.1	69.0	62.4	69.1	61.6	35.2	27.9 [c]	17.3	27.3	30.7	72.6
VHE-ARO11502	74	-	-	-	-	-	-	16.8	37.1	29.5 [c]	18.2	43.2	32.1	43.2
ARO-VHE115	74	-	-	-	-	-	-	23.8	19.0	15.5	16.7	12.6	11.3	23.8
ARO-VHE11502	74	-	-	-	-	-	-	57.1	20.5	16.8	18.0	14.0	14.4	57.1
SIS-SJO115	74	47.6	58.4	51.4	53.5	44.3	46.1	38.1	36.8	41.3	41.8	45.9	49.6	58.4
Transformadores														
ATMAZ230	142.5	126.9	107.5	115.4	108.3	112.5	118.0	133.4	133.4	137.1	129.9	119.0	132.0	137.1
ATURU230	142.5	88.6	77.1	77.0	73.0	68.4	42.3	44.5	71.1	49.2	106.9	79.4	80.8	106.9
ATVHE230	142.5	61.8	66.6	43.9	57.3	49.3	68.3	68.6	73.0	57.5	63.4 [d]	54.9	47.7	73.0
ATGCH23001	71	60.2	57.8	53.4	51.9	42.5	45.6 [b]	26.8	36.9	48.9	58.5	60.0	62.3	62.3
ATGCH23002	71	59.8	52.0	53.3	61.9	31.2	45.7 [b]	26.6	37.0	48.2	58.2	59.5	61.9	61.9
ATVIN11501	24	20.2	19.4	20.2	18.0	22.9	17.6	20.7	20.5	19.6	21.5	22.0	20.7	22.9
ATVIN11502	24	20.8	19.9	20.7	18.6	23.5	18.0	21.2	21.0	20.1	25.4 [e]	22.6	21.2	25.4

a) Falla línea CAH-HUA115.

b) Indisponibilidad de ARB-URU230.

c) Falla ARO-SIS, COR-SIS, SIS-SJO.

d) Falla KEN-SEN115.

e) Falla Autotrafo ATVIN11501.

f) reparación de emergencia CHI-SJO.


INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2012

UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
ALT01	279.94	1,051.64	1,331.58	ERI01	189.52	37.02	226.54	MOS04	143.13	461.62	604.75
ANG01	121.52	2.33	123.85	ERI02	203.74	14.05	217.79	MOS05	111.20	504.22	615.42
ANG02	116.22	0.36	116.58	ERI03	181.56	65.81	247.37	MOS06	101.14	287.39	388.53
ANG03	118.86	0.02	118.88	ERI04	175.12	109.03	284.15	MOS07	85.56	579.09	664.65
ARJ01	194.52	1,596.48	1,791.00	GBE01	4,485.98	400.58	4,886.56	MOS08	86.31	657.16	743.47
ARJ02	0.00	8,784.00	8,784.00	GCH01	17.10	429.90	447.00	MOS09	18.32	4,775.24	4,793.56
ARJ03	119.93	515.14	635.07	GCH02	13.01	26.46	39.47	MOS10	17.92	4,766.94	4,784.86
ARJ08	261.27	3.48	264.75	GCH04	860.00	789.52	1,649.52	MOS11	9.19	4,835.76	4,844.95
ARJ09	33.28	7,847.08	7,880.36	GCH06	14.12	137.49	151.61	MOS12	15.25	5,289.78	5,305.03
ARJ10	161.48	1,996.23	2,157.71	GCH09	1,645.35	303.74	1,949.09	MOS13	26.39	4,865.34	4,891.73
ARJ11	146.10	2,538.71	2,684.81	GCH10	69.88	31.13	101.01	MOS14	18.75	4,782.75	4,801.50
ARJ12	262.87	478.77	741.64	GCH11	309.28	3,553.97	3,863.25	PUH	412.11	42.18	454.29
ARJ13	188.82	1,340.43	1,529.25	GCH12	90.78	67.20	157.98	QUE01	20.10	1,774.92	1,795.02
ARJ14	137.00	1,571.68	1,708.68	HAR01	230.39	50.32	280.71	QUE02	20.13	1,736.30	1,756.43
ARJ15	216.73	421.86	638.59	HAR02	30.39	348.91	379.30	SAI	138.18	5.03	143.21
BOT01	124.54	91.65	216.19	HUA01	296.32	72.54	368.86	SCZ01	47.17	87.07	134.24
BOT02	113.15	7.83	120.98	HUA02	278.41	136.87	415.28	SCZ02	90.11	386.23	476.34
BOT03	170.97	2.25	173.22	KAN	15.47	249.17	264.64	SIS01	210.30	23.57	233.87
BUL01	20.98	6,106.50	6,127.48	KAR	128.15	2,917.15	3,045.30	SIS02	132.79	4.24	137.03
BUL02	691.60	495.59	1,187.19	KEN01	215.83	134.24	350.07	SIS03	209.79	4.40	214.19
CAH01	33.50	2,324.66	2,358.16	KEN02	219.54	21.42	240.96	SIS04	151.02	2.50	153.52
CAH02	33.50	22.15	55.65	KIL01	382.65	30.70	413.35	SIS05	143.62	5.58	149.20
CAR01	827.40	87.18	914.58	KIL02	407.31	15.86	423.17	SR001	22.23	1,109.39	1,131.62
CAR02	228.68	333.83	562.51	KIL03	505.35	132.81	638.16	SR002	133.55	272.49	406.04
CAR03	26.29	1,954.73	1,981.02	LAN01	29.48	95.52	125.00	TIQ	72.84	13.52	86.36
CHJ	207.20	35.71	242.91	LAN02	29.46	325.10	354.56	TRD02	14.22	7,355.69	7,369.91
CHO01	107.20	31.00	138.20	LAN03	16.76	1,721.42	1,738.18	TRD05	15.53	7,354.30	7,369.83
CHO02	116.79	29.74	146.53	MIG01	8.26	0.22	8.48	TRD07	0.00	8,784.00	8,784.00
CHO03	73.31	4.49	77.80	MIG02	14.18	0.22	14.40	TRD10	0.00	8,784.00	8,784.00
CHT01	16.00	6,185.45	6,201.45	MOA02	70.00	526.71	596.71	TRD11	15.20	7,459.05	7,474.25
CHU01	151.10	74.80	225.90	MOA05	74.67	1,780.33	1,855.00	TRD12	0.00	8,217.60	8,217.60
CHU02	252.93	119.13	372.06	MOA06	92.03	776.23	868.26	TRD19	3.37	7,295.36	7,298.73
CJL01	178.57	624.38	802.95	MOA07	110.56	437.84	548.40	TRD20	17.05	7,270.87	7,287.92
CJL02	260.58	144.15	404.73	MOA08	114.38	494.19	608.57	VHE01	148.20	1,870.12	2,018.32
COR01	194.97	9.34	204.31	MOA10	20.25	7,525.67	7,545.92	VHE02	245.14	24.21	269.35
COR02	192.44	0.47	192.91	MOA11	0.00	8,783.42	8,783.42	VHE03	345.50	169.67	515.17
COR03	132.17	19.47	151.64	MOA12	16.52	5,720.73	5,737.25	VHE04	724.52	83.65	808.17
COR04	122.43	15.70	138.13	MOA14	73.12	1,408.60	1,481.72	VHE05	56.47	134.18	190.65
CRB	122.68	12.53	135.21	MOA15	10.23	6,272.49	6,282.72	VHE06	77.46	71.17	148.63
CUT01	14.01	7.70	21.71	MOA16	44.35	2,598.61	2,642.96	VHE07	52.6	40.1	92.71
CUT02	14.87	30.68	45.55	MOA17	0.00	8,784.00	8,784.00	VHE08	50.4	222.8	273.21
CUT03	17.58	5.12	22.70	MOS01	142.89	473.85	616.74	YAN	339.79	191.70	531.49
CUT04	12.08	2.33	14.41	MOS02	170.12	247.08	417.20	ZON	83.31	35.02	118.33
CUT05	16.51	11.36	27.87	MOS03	138.61	486.90	625.51				



INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2012

UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
ARB-URU230	46.45	97.68	144.13	CPCAT069	26.85	8.88	35.73
ARJ-MAR069	12.12	4.95	17.07	CPKEN069	10.74	4.76	15.50
ARJ-SUC069	20.85	0.25	21.10	CPKEN115	17.08	12.90	29.98
ARO-SIS115	22.73	2.00	24.73	CPPOT06901	22.83	21.66	44.49
ARO-VHE11501	22.56	1.22	23.78	CPPOT06902	13.00	0.56	13.56
ARO-VHE11502	23.57	1.11	24.68	CPVIN06901	16.87	24.68	41.55
ATARB230	5.42	0.00	5.42	CPVIN06902	20.77	0.72	21.49
ATATO11501	42.50	2.74	45.24	CPVIN11501	8.40	0.00	8.40
ATCAT115	9.88	0.83	10.71	CPVIN11502	8.41	0.00	8.41
ATGCH23001	76.77	2.39	79.16	CRN-CHS115	26.39	8.28	34.67
ATGCH23002	74.30	7.71	82.01	CRN-YUC115	27.02	11.16	38.18
ATMAZ230	18.92	1.73	20.65	CSVIN-VIC230	36.68	3.10	39.78
ATO-TEL069	42.61	4.95	47.56	DDI-KAR069	12.15	1.87	14.02
ATPOT11501	32.60	0.43	33.03	DDI-MAR069	8.62	1.55	10.17
ATPUN11501	42.37	2.56	44.93	KAR-POT069	15.82	0.45	16.27
ATPUN230	88.37	4.07	92.44	KEN-SEN11501	18.92	1.88	20.80
ATSJO230	20.65	0.00	20.65	KEN-SEN11502	18.92	1.88	20.80
ATSUC230	75.50	0.68	76.18	MAZ-VIC230	18.87	1.78	20.65
ATURU230	46.85	97.73	144.58	MOX-TRI115	88.38	39.90	128.28
ATVHE230	5.12	1.12	6.24	OCU-POT115	43.67	1.00	44.67
ATVIN11501	9.98	1.01	10.99	PAM-TBA115	27.49	11.02	38.51
ATVIN11502	9.97	0.27	10.24	PAM-TCH115	9.71	4.03	13.74
ATVIN230	21.95	1.15	23.10	POR-CHL069	42.65	6.58	49.23
CAR-ARB230	35.30	0.73	36.03	POT-PUN069	28.16	0.53	28.69
CAR-CHI230	49.81	0.63	50.44	POT-PUN115	17.00	1.03	18.03
CAR-GCH230	62.50	3.65	66.15	PUN-ATO115	42.50	2.70	45.20
CAR-SAN230	8.90	0.00	8.90	PUN-SCR230	38.28	2.76	41.04
CAT-OCU115	34.50	0.39	34.89	SAN-SUC230	23.45	0.24	23.69
CAT-SAC115	13.06	0.37	13.43	SAN-VIN230	0.00	0.20	0.20
CAT-VIN115	34.00	1.02	35.02	SBO-MOX115	47.98	22.55	70.53
CBC-SAC115	46.08	0.60	46.68	SEN-MAZ115	18.92	2.05	20.97
CBC-VHE115	17.36	0.98	18.34	SIS-SJO115	20.70	0.83	21.53
CHI-SJO230	25.85	1.21	27.06	SJO-VHE230	0.00	0.00	0.00
CHL-TUP069	42.65	6.66	49.31	SUC-PUN230	56.09	2.67	58.76
CHS-PIC115	32.42	7.10	39.52	TEL-POR069	42.65	6.58	49.23
CHS-TCH115	22.32	7.98	30.30	VHE-SAN230	0.00	0.10	0.10
COR-ARO11501	17.00	0.60	17.60	VHE-VIN115	3.65	0.05	3.70
COR-SIS115	0.00	8.73	8.73	YUC-SBO115	47.81	24.72	72.53
COR-VHE115	17.82	0.00	17.82				
CPARJ069	28.15	3.05	31.20				
CPATO06901	54.63	27.90	82.53				


POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2012

POTENCIA DE PUNTA				POTENCIA FIRME																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
CONSUMIDOR		NODO	PERIODO		PERIODO																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
			Del 01/01/2012 al 31/10/2012 (1)	Del 01/11/2012 al 31/12/2012 (2)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
ORE	GCH	347.9	326.6																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		

(1) Miércoles 05 de septiembre a horas 19:30

(2) Miércoles 05 de diciembre a horas 20:00

(3) La Potencia Firme a partir del 01/11/2012 es estimada y considera la Potencia Firme prevista para el año 2013.

(4) Finalización de la vigencia del D.S. N° 934.



FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2012

MES	DÍA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	1	CAH01	96.56 días	Construcción de chapas de núcleo	
ENE	4	SCZ02	12.25 días	Fuga de aceite cojinete N° 2 de turbina.	
ENE	17	VHE01	67.76 días	Falla motor de arranque y mantenimiento mayor	
ENE	23	Línea en 115 kV Kenko - Tap Chuquiaguillo - Tiquimani	21.29 minutos	Nevada	ELECTROPAZ, ENDE
FEB	7	GCH11	156.67 días	Mantenimiento cámaras de combustión y fuga de aceite en transformador	
FEB	15	VHE03	6.49 días	Falla en el sistema de gas	
MAR	2	CAR03	68.67 días	Falla en el sistema de excitación y compresor.	
MAR	9	BUL01	222.84 días	Problema de vibraciones en monitor banda ancha y caja reductora.	
ABR	1	Línea en 115 kV Kenko - Tap Chuquiaguillo - Tiquimani	23.59 minutos	Descargas atmosféricas	ELECTROPAZ, ENDE
ABR	5	Líneas en 115 kV Tiquimani - Sainani y Tiquimani - Chururaqui	8 minutos	Descargas atmosféricas	
ABR	9	SRO01	27.75 días	Problemas en cojinetes	
ABR	13	Línea en 115 kV Kenko - Tap Chuquiaguillo - Tiquimani	44.85 minutos	Descargas atmosféricas	ELECTROPAZ, ENDE
ABR	22	Línea en 115 kV Kenko - Tap Chuquiaguillo - Tiquimani	58.37 minutos	Rotura de conductor en cuello de amarre en estructura N° PA-19 en el tramo de línea en 115 kV Bologna-Cota cota	ELECTROPAZ, ENDE
MAY	2	HAR02	12.82 días	Problemas en el sistema hidráulico e inyectores.	
MAY	11	SRO01	7.84 días	Alta temperatura en cojinete axial interno lado turbina.	
MAY	24	GCH01	14.13 días	Falla en el regulador de voltaje, AVR	
JUN	4	Autotransformador de potencia ATURU230	4.05 días	Falla interna del autotransformador, fase B.	
JUN	15	GBE01	11.19 días	Desplazamiento axial eje de turbina por golpe de agua.	
JUL	2	MOS09, 10, 11, 12, 13, 14	182.5 días	Incendio.	
JUL	24	Línea en 230 Santivañez - Sucre	7.56 minutos	Condiciones climáticas adversas	Minera San Cristóbal, SEPSA
JUL	29	CAR02	6.1 días	Falla en el sistema de virado	
AGO	3	Línea en 115 kV Kenko - Tap Chuquiaguillo - Tiquimani	12.76 minutos	Debido a terceros, contacto de cable coaxial con línea de transmisión en 115 Tap Bahai - Rosassani	ELECTROPAZ, ENDE
SEP	5	KAR	117.01 días	Fuga de aceite en turbina	
SEP	12	ALT01	6.12 días	Fuga de aceite en sistema de lubricación	
SEP	17	GCH04	31.98 días	Extensión en trabajos de mantenimiento	
SEP	29	Línea en 115 KkV Santa Isabel - Corani	8.73 horas	Falla en sistema de protecciones, relé RED-670.	
OCT	6	HUA02	4.76 horas	Problemas en sistema hidráulico.	
OCT	7	ALT01	25.71 días	Daño en aspas del ventilador del sistema de refrigeración de aceite	
OCT	10	Línea en 115 Kenko - Mazocruz	9.35 minutos	Descargas atmosféricas.	ELECTROPAZ
OCT	29	Línea en 115 kV Kenko - Tap Chuquiaguillo - Tiquimani	10.77 minutos	Incendio entre las estructuras 82SF5 y 83SF5 de la línea BOL-COT115	ELECTROPAZ, ENDE
OCT	31	Línea en 115 kV Kenko - Tap Chuquiaguillo - Tiquimani	5.19 minutos	Contacto de rama de árbol con la línea de alta tensión entre estructuras 20K y 21K de la línea Bologna - Pampahasi	ELECTROPAZ, ENDE
NOV	4	BUL01	31.02 días	Alta presión diferencial de la línea de lubricación de la turbina	
NOV	16	Línea en 115 kV Kenko - Tap Chuquiaguillo - Tiquimani	19.2 minutos	Descargas atmosféricas.	ELECTROPAZ, ENDE
NOV	23	CAR02, ERI03, ERI02	6.02 0.53 0.25 horas	Descargas atmosféricas.	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFE0, CESSA, COBOCE, MSCR, EMIRSA y EMVINTO
NOV	23	CAR03	10.29 días	Daño en tarjeta de válvula de control	CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFE0, CESSA, COBOCE, MSCR, EMIRSA y EMVINTO
NOV	26	Línea en 115 kV Kenko - Tap Chuquiaguillo - Tiquimani	13.62 minutos	Terceros, poda de árboles	ELECTROPAZ, ENDE
DIC	20	Línea en 115 kV Kenko - Pampahasi	6.17 minutos	No determinada	ELECTROPAZ
DIC	24	VHE08	7.06 días	Alta presión de aceite en tanque de lubricación.	

RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACION - AÑO 2012

MES	DIA	HORA INICIO	PERIODO (MINUTOS)	HORA FIN	CAUSA	AGENTES AFECTADOS	TOTAL ADMINISTRADO (MW)
MARZO	13	18:48	66	19:54	Desconexión de carga manual, debido a la indisponibilidad de las unidades ARJ11, ARJ02, ARJ09, GCH11, QUE01, QUE02, CHT01, VHE01, CAH01, LAN03, CAR03, SRO01, SRO02, BUL01, GBE01, MOA17, MOA11.	MSCR (13.31 MW)	13.31
	21	19:06	64	20:10	Desconexión de carga manual, debido a la indisponibilidad de las unidades ARJ11, ARJ02, ARJ09, GCH11, QUE01, QUE02, CHT01, VHE01, CAH01, LAN03, CAR03, BUL01, GCH02, GBE01, MOA17, MOA11.	MSCR (5 MW)	5
ABRIL	13	18:37	33	19:10	Desconexión de carga manual, debido a la indisponibilidad forzada de las unidades ARJ02, ARJ09, ARJ10, GCH11, LAN03, CAR03, BUL01, GCH06, SRO01, MOS09, GBE01.	MSCR (6 MW)	24.13
		18:39	35	19:14		MSCR (6 MW)	
		18:44	34	19:18		MSCR (6 MW)	
		18:46	20	19:06		COBOCE (4 MW)	
		18:49	19	19:08		EMIRSA (0.75 MW)	
		18:50	18	19:08		EMVINTO (1.6 MW)	
JULIO	2	12:01	93	13:34	Desconexión de Carga, debido a siniestro en Central Moxos.	ENDED (7.1 MW)	7.1
AGOSTO	21	16:06	91	17:37	Desconexión de carga manual, debido a la indisponibilidad de las unidades GCH11, ARJ02, ARJ09, BUL01, TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19, TRD20, MOA12, MOA15, MOS09, MOS10, MOS11, MOS12, MOS13, MOS14, CHT01, GCH04, CAR01, ARJ10, KEN02, PUH.	MSCR (19 MW)	48.41
		16:10	82	17:32		EMVINTO (1.4 MW)	
		16:10	80	17:30		COBOCE (4 MW)	
		16:15	70	17:25		CRE (7.8 MW)	
		16:17	68	17:25		ELECTROPAZ (4.4 MW)	
		16:19	69	17:28		ELFEC (2.8 MW)	
		16:30	60	17:30		ELFEO (1.6 MW)	
		16:32	60	17:32		EMIRSA (0.8 MW)	
		16:38	61	17:39		ENDED (0.22 MW)	
		17:01	27	17:28		CESSA (2.2 MW)	
	22	17:20	11	17:31		SEPSA (2.37 MW)	
		15:10	33	15:43	Desconexión de carga manual, debido a la indisponibilidad de las unidades ARJ02, ARJ09, BUL01, TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19, TRD20, MOA12, MOA15, MOS09, MOS10, MOS11, MOS12, MOS13, MOS14, CHT01, GCH04, CAR01, PUH.	EMVINTO (1.6 MW)	37.11
		15:10	76	16:26		MSCR (16.46 MW)	
		15:11	31	15:42		COBOCE (4 MW)	
		15:12	30	15:42		EMIRSA (0.9 MW)	
		15:17	8	15:25		CRE (7.3 MW)	
		15:18	6	15:24		ELECTROPAZ (3.2 MW)	
		15:21	2	15:23		ELFEC (3.8 MW)	
		15:23	12	15:35		ELFEO (0.9 MW)	
OCTUBRE	29	11:37	4	11:41	Desconexión de Carga Manual, por requerimiento operativo por indisponibilidad de la línea en 69 kV Vinto - Sud (bajos niveles de tensión en el área de Oruro).	ELFEO (8.6 MW)	8.6
	30	14:06	27	14:33	Desconexión de Carga Manual, por requerimiento operativo por indisponibilidad de la línea en 69 kV Vinto - Sud (bajos niveles de tensión en el área de Oruro).	ELFEO (3.0 MW)	3
NOVIEMBRE	11	06:43	385	13:08	Mantenimiento ATARB230, ARB-MON115, indisponibilidad de GBE01 y capacidad en el transformador TRMON06903.	CRE (6.9 MW)	6.9
	14	15:39	5	15:44	Desconexión de Carga Manual, por requerimiento operativo por indisponibilidad de la línea en 69 kV Vinto - Sud (bajos niveles de tensión en el área de Oruro).	ELFEO (7.05 MW)	7.05



COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) en US\$/MWh - AÑO 2012

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	17.46	15.51	14.00	14.15	17.45	18.26	16.49	18.55	19.21	17.78	18.44	14.80	16.84
2	16.52	14.51	13.71	13.78	17.31	17.46	15.93	18.11	18.65	17.58	18.01	14.38	16.33
3	15.87	14.17	13.61	13.67	17.10	17.00	15.62	17.50	18.01	17.30	17.45	14.18	15.96
4	15.36	13.73	13.46	13.62	16.93	16.58	15.39	17.00	17.58	16.77	17.11	13.98	15.63
5	15.02	13.68	13.41	13.62	16.77	16.30	15.39	16.76	17.41	16.55	16.64	13.87	15.45
6	15.10	13.99	13.50	13.65	16.49	16.57	15.44	16.99	17.52	16.60	16.00	13.83	15.47
7	14.87	14.52	13.95	14.05	16.82	17.10	15.69	17.83	17.63	16.79	16.13	13.75	15.76
8	16.11	15.54	15.13	15.00	17.51	17.38	16.02	18.33	17.99	17.57	17.89	14.16	16.55
9	17.90	16.48	15.81	15.76	18.23	18.22	16.62	18.84	18.80	18.43	18.61	14.89	17.38
10	18.93	17.54	16.86	16.79	18.77	18.80	17.74	19.45	19.50	19.43	19.23	15.55	18.22
11	19.43	17.73	17.36	17.30	18.95	18.89	18.21	19.71	19.75	19.84	19.42	15.94	18.54
12	19.59	17.79	17.62	17.52	19.17	18.88	18.33	19.82	19.93	20.15	19.58	16.30	18.72
13	18.97	16.70	16.14	16.22	19.12	18.70	17.82	19.68	19.94	19.99	19.61	16.00	18.24
14	18.68	16.68	16.01	16.20	19.09	18.59	17.45	19.67	19.81	19.88	19.60	15.72	18.11
15	19.37	17.72	17.22	17.30	19.43	18.77	17.93	19.96	20.03	20.03	19.61	16.00	18.61
16	19.55	18.31	18.07	17.86	19.41	19.10	18.36	20.04	20.12	20.32	19.65	16.28	18.92
17	19.34	17.94	17.58	17.13	18.89	19.11	18.22	19.90	20.07	20.34	19.46	16.26	18.69
18	19.00	17.13	17.04	16.40	18.79	19.08	18.02	19.81	20.10	20.02	19.28	15.86	18.38
19	18.23	16.34	17.42	18.13	19.60	19.53	18.75	19.99	20.01	19.82	18.97	15.54	18.53
20	19.76	19.36	20.18	19.57	19.86	19.73	19.30	20.30	20.40	20.38	19.77	17.52	19.68
21	20.27	19.82	20.17	19.43	19.79	19.65	19.19	20.19	20.34	20.36	19.85	18.08	19.76
22	20.17	19.49	19.75	18.75	19.50	19.40	19.00	20.11	20.32	20.15	19.54	17.64	19.48
23	19.65	18.12	17.54	17.00	19.00	19.01	18.59	19.91	20.24	19.89	19.26	16.74	18.75
24	18.47	16.43	14.95	15.12	17.92	18.59	17.32	19.20	19.74	18.68	18.60	15.30	17.53
PROMEDIO	18.38	17.03	16.72	16.49	18.58	18.53	17.59	19.25	19.45	19.17	18.84	15.75	17.98

Los valores son promedios ponderados.

**PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2012**

CONSUMIDOR	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH	18.51	17.27	17.01	16.68	18.57	18.38	17.34	19.11	19.38	19.06	18.89	16.20	18.08
CRE	URU	17.95	16.59	16.62	16.88	18.62	18.71	18.11	19.33	19.88	19.37	18.71	16.05	17.63
CRE	ARB	18.28	16.90	16.74	16.61	18.53	18.40	17.40	19.15	19.35	19.00	18.78	15.90	17.92
ELECTROPAZ	KEN	18.19	16.79	16.66	16.65	20.07	20.76	20.13	21.90	21.99	21.29	19.62	15.67	19.18
ELECTROPAZ	COT	17.96	16.55	16.46	16.44	20.07	20.89	20.27	22.01	22.18	21.34	19.55	15.47	19.15
ELECTROPAZ	BLG	17.84	16.46	16.36	16.33	20.01	20.88	20.25	21.99	22.14	21.32	19.49	15.36	19.10
ELECTROPAZ	TBA	17.75	18.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.79
ELECTROPAZ	PAM	17.70	16.34	16.24	16.20	19.88	20.85	20.21	21.90	22.10	21.26	19.38	15.26	18.98
ELECTROPAZ	CHS	16.40	15.26	15.16	15.25	19.32	20.45	19.81	21.40	21.70	20.88	18.78	14.33	18.35
ELECTROPAZ	CRN	16.67	15.48	15.35	15.53	19.64	20.80	20.08	21.63	22.02	21.25	19.11	14.56	18.57
ELFEC	ARO	18.53	17.01	16.72	16.67	19.01	19.13	18.39	20.12	20.16	19.58	18.92	15.91	18.37
ELFEC	VHE	18.76	17.35	17.23	16.99	19.13	19.33	18.65	20.36	20.28	19.64	19.12	16.18	18.61
ELFEC	CBC	18.61	17.10	16.86	16.82	19.30	19.48	18.71	20.42	20.55	19.97	19.27	16.08	18.69
ELFEC	CHI	17.99	16.58	16.40	16.31	18.40	18.45	17.66	19.33	19.49	18.97	18.47	15.62	17.83
ELFEO	VIN69	18.42	16.97	16.76	16.70	19.59	19.86	19.12	20.90	21.02	20.41	19.44	15.96	18.72
ELFEO	CAT	19.19	17.67	17.34	17.29	19.89	20.03	19.33	21.19	21.35	20.66	20.02	16.63	19.41
CESSA	ARJ	19.29	17.74	17.67	17.59	19.84	20.13	19.40	20.98	21.03	20.63	19.97	16.71	19.27
CESSA	SUC	18.81	17.55	17.00	17.08	19.43	19.70	18.88	20.77	20.65	20.22	19.71	16.45	18.89
SEPSA	DDI	20.03	18.11	18.02	17.93	20.51	20.73	20.24	21.88	22.37	21.70	21.21	17.75	20.05
SEPSA	POT	20.16	18.35	18.21	18.09	20.91	21.12	20.46	22.20	22.74	22.21	21.45	17.85	20.34
SEPSA	PUN	19.91	18.02	17.88	17.78	20.51	20.50	19.96	21.83	22.04	21.45	20.86	17.38	19.91
SEPSA	ATO	20.14	18.40	18.20	18.17	20.88	21.06	20.51	22.31	22.53	21.97	21.27	17.75	20.32
ENDE	YUC	16.89	15.73	15.62	15.85	19.96	21.07	20.36	21.75	22.25	21.51	19.29	14.74	19.04
ENDE	SBO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ENDE	MOX	17.17	16.06	15.97	16.33	20.40	21.49	20.73	21.63	22.38	21.83	19.40	14.23	19.27
ENDE	TRI	17.21	16.03	15.91	16.36	20.44	21.50	23.26	21.53	22.36	21.79	19.51	15.05	19.20
EMIRSA	VIN115	18.07	16.55	16.37	16.32	19.18	19.55	18.73	20.54	20.80	20.11	19.19	15.65	18.35
EM VINTO	VIN69	18.08	16.47	16.39	16.31	19.40	19.57	18.89	20.66	20.86	20.14	19.26	15.76	18.59
COBOCE	CBC	18.39	16.89	16.57	16.68	19.17	19.43	18.52	20.15	20.33	19.82	19.30	16.11	18.46
EMSC	PUN	19.34	17.74	17.49	17.39	20.03	20.40	19.47	21.28	21.51	20.88	20.25	16.93	19.37
TOTAL MEM		18.53	17.11	16.93	16.82	19.37	19.60	18.84	20.50	20.64	20.11	19.35	16.12	18.67

Los valores son promedios ponderados.



PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2012

	ENERGÍA US\$/MWh	POTENCIA US\$/KW-mes	PEAJE US\$/KW-mes	MONÓMICO US\$/MWh
Guaracachi	18.1	7.6	3.2	41.6
Urubó	17.6	7.5	3.2	35.6
Arboleda	17.9	7.5	3.2	39.7
TOTAL - CRE	18.0	7.6	3.2	40.8
Kenko	19.2	7.6	3.2	41.2
Cota Cota	19.2	7.5	3.2	40.4
Bologna	19.1	7.5	3.2	39.8
Tap Bahai	17.8	0.0	0.0	17.8
Pampahasi	19.0	7.4	3.2	40.3
Chusipata	18.4	7.0	3.2	44.8
Caranavi	18.6	7.2	3.2	41.7
TOTAL - ELECTROPAZ	19.1	7.6	3.2	40.9
Arocagua	18.4	7.6	3.2	40.1
V. Hermoso	18.6	7.5	3.2	42.2
Irpa Irpa	18.7	7.7	3.2	44.3
Chimoré	17.8	7.4	3.2	45.7
TOTAL - ELFEC	18.4	7.6	3.2	40.9
Vinto	18.7	7.7	3.2	40.7
Catavi	19.4	7.9	3.2	41.2
TOTAL - ELFEO	18.9	7.8	3.2	40.9
Sacaca	19.1	7.8	3.2	59.6
Ocuri	20.0	8.1	3.2	58.9
Potosí	20.3	8.3	3.2	41.9
Punutuma	19.9	8.2	3.2	42.3
Atocha	20.3	8.3	3.2	42.3
Don Diego	20.0	8.2	3.2	49.1
Complejo Karachipampa	20.3	8.6	3.1	339.4
Punutuma - Lipez	19.9	8.2	3.2	55.4
TOTAL - SEPSA	20.3	8.3	3.2	43.2
Mariaca	19.5	8.2	3.2	50.2
Sucre	19.3	8.0	3.2	45.0
Sucre - Fancesa	18.9	7.9	3.2	39.4
TOTAL - CESSA	19.1	8.0	3.2	43.1
Yucumo	19.0	7.3	3.2	53.4
San Borja	0.0	0.0	0.0	0.0
San Ignacio de Moxos	19.3	7.5	3.2	46.0
Trinidad	19.2	7.6	3.2	43.1
TOTAL - ENDE	19.2	7.6	3.2	44.5
EMIRSA	18.4	7.7	3.2	34.0
EMVINTO	18.6	7.7	3.2	37.7
COBOCE	18.5	7.7	3.2	39.8
Retiros VHE para EMSC	19.4	8.2	3.2	36.0
Retiros COBEE para EMSC	19.4	8.2	3.2	36.0
TOTALES	18.7	7.7	3.2	40.8

Tipo de cambio promedio: 6.96 Bs/US\$



**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES
(CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2012**

CENTRAL	PERIODO		
	Nov./11-Abr./12	May/12-Oct./12	Nov./12-Abr./13
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 2012**

	GUARACACHI	CARRASCO	BULO BULO	ENTRE RIOS	V. HERMOSO	ARANJUEZ	KARACHIPAMPA	KENKO
Enero	1,2227	1,2280	1,2272	1,1805	1,2293	1,1720	1,1720	1,2083
Febrero	1,2214	1,2307	1,2315	1,1866	1,2307	1,1517	1,1517	1,2045
Marzo	1,2201	1,2254	1,2300	1,1781	1,2307	1,1696	1,1696	1,2135
Abril	1,2188	1,2254	1,2299	1,1953	1,2293	1,1648	1,1648	1,2214
Mayo	1,2096	1,2254	1,2299	1,2180	1,2267	1,1806	1,1806	1,2161
Junio	1,2188	1,2293	1,2293	1,2142	1,2293	1,1818	1,1818	1,2174
Julio	1,2254	1,2320	1,2292	1,1915	1,2320	1,1806	1,1806	1,2174
Agosto	1,2240	1,2280	1,2295	1,1830	1,2280	1,1781	1,1781	1,2135
Septiembre	1,2214	1,2214	1,2280	1,1769	1,2267	1,1794	1,1794	1,2122
Octubre	1,2188	1,2254	1,2280	1,1757	1,2135	1,1794	1,1794	1,2227
Noviembre	1,2214	1,2307	1,2276	1,1781	1,2161	1,1696	1,1696	1,2083
Diciembre	1,2135	1,2240	1,2268	1,1891	1,2214	1,1696	1,1696	1,2135
Promedio	1,2197	1,2271	1,2289	1,1889	1,2261	1,1731	1,1731	1,2141

CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS- PERIODO 2008 - 2012

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
	Abril	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



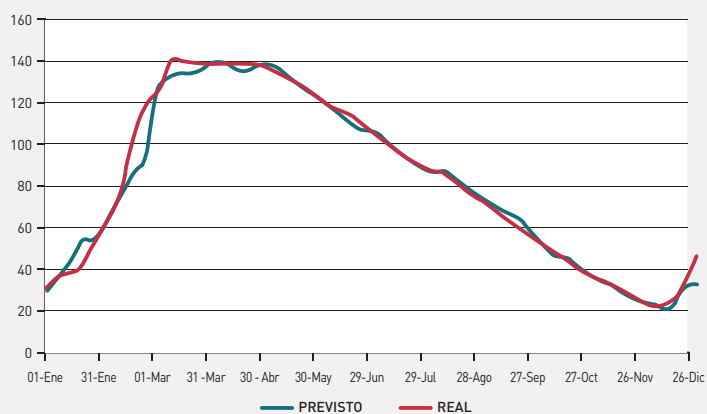
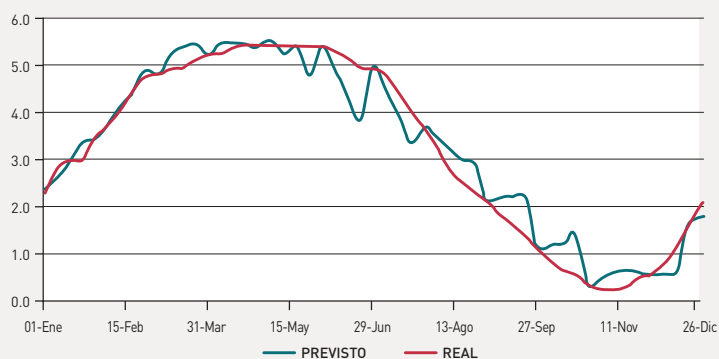
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS- PERIODO 2008 - 2012

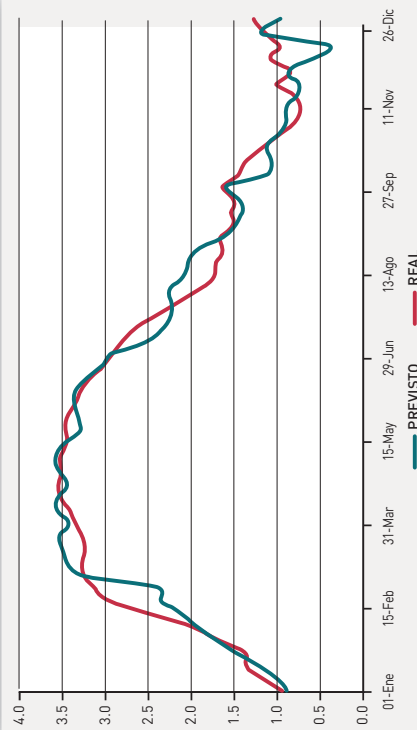
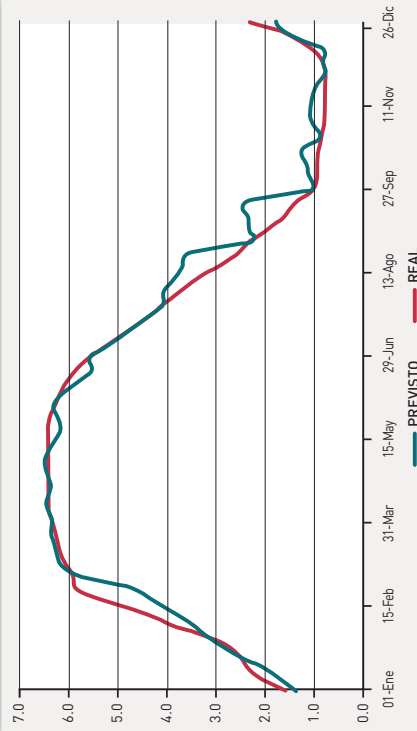
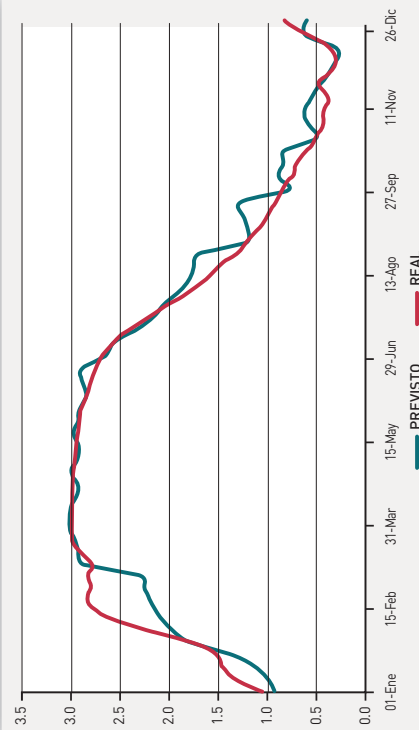
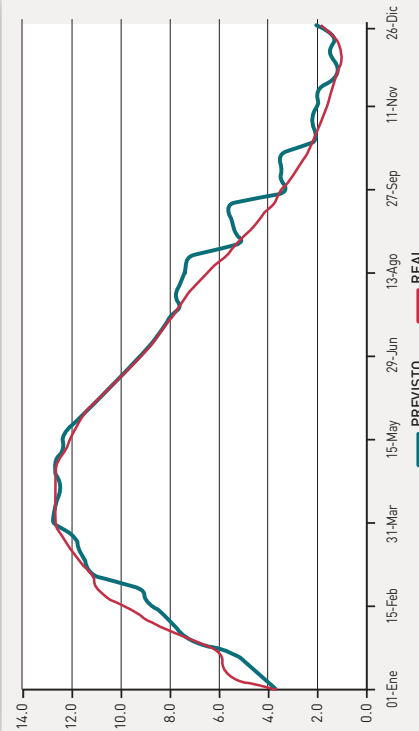
CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

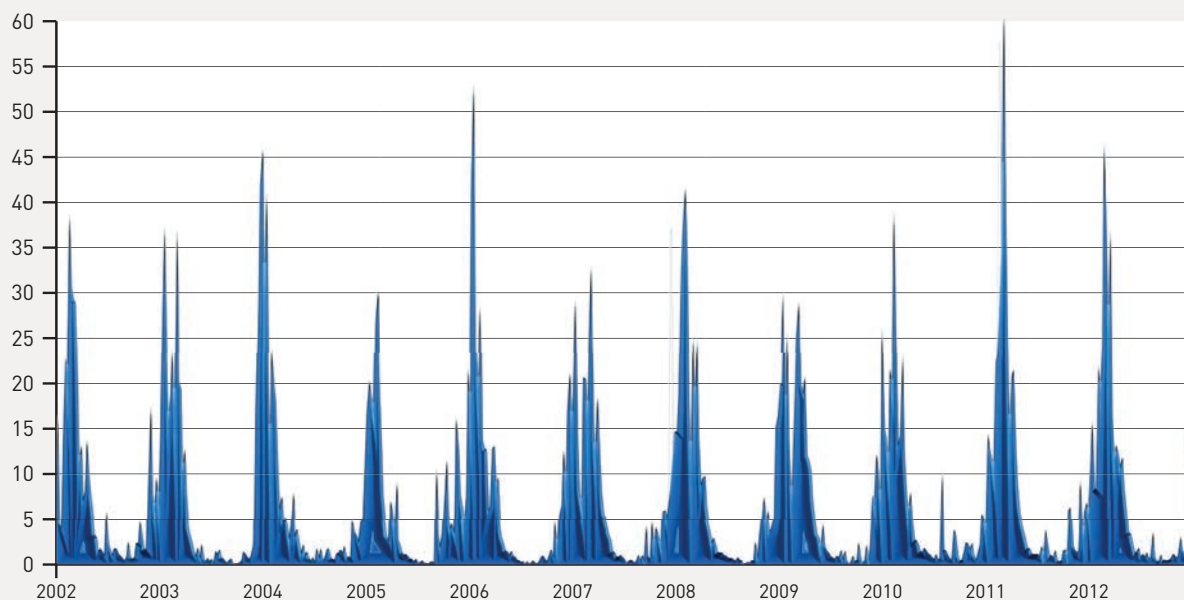
AÑO	MES	GUARACACHI	SANTA CRUZ	BULO BULO	CARRASCO	V HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO			KARACHIPAMPA	TOTAL
2009	Enero	1,209		483	352	36	164	2			95	2,341
	Febrero	1,121		469	502	222	165	30			89	2,598
	Marzo	982		500	490	167	180	4			92	2,415
	Abril	1,160		479	432	225	178	19			98	2,591
	Mayo	1,483		513	388	477	186	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
	Abril	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
AÑO	MES	GUARACACHI	SANTA CRUZ	BULO BULO	CARRASCO	V HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO		ENTRE RIOS	KARACHIPAMPA	TOTAL
2011	Enero	1,424	174	523	690	311	186	87		614	54	4,063
	Febrero	938	94	480	480	163	144	39		583	61	2,980
	Marzo	1,040	64	506	358	113	158	8		541	50	2,839
	Abril	1,157	86	515	535	197	159	41		656	54	3,399
	Mayo	1,639	244	496	384	523	169	138		671	103	4,367
	Junio	1,631	295	526	389	582	200	165		619	102	4,509
	Julio	1,480	321	547	659	477	218	172		756	104	4,732
	Agosto	1,465	332	564	754	556	225	176		745	102	4,918
	Septiembre	1,676	221	538	576	557	198	156		713	100	4,736
	Octubre	1,552	170	530	633	523	199	138		714	102	4,560
	Noviembre	1,442	274	526	720	477	198	109		640	103	4,491
	Diciembre	1,457	168	543	718	419	198	94		729	103	4,430
TOTAL		16,901	2,443	6,294	6,895	4,898	2,252	1,322		7,980	1,036	50,022
AÑO	MES	GUARACACHI	SANTA CRUZ	BULO BULO	CARRASCO	V HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO	EL ALTO	ENTRE RIOS	KARACHIPAMPA	TOTAL
2012	Enero	1,511	187	356	780	403	207	95		729	96	4,363
	Febrero	1,135	166	478	567	216	180	58		589	100	3,489
	Marzo	1,163	180	317	559	251	166	49		649	100	3,435
	Abril	1,081	92	226	488	312	159	57	11	635	92	3,154
	Mayo	1,209	184	267	780	525	188	146	28	721	103	4,152
	Junio	1,113	140	254	828	477	161	153	65	717	92	4,002
	Julio	1,363	91	261	839	464	182	164	62	658	88	4,173
	Agosto	1,642	196	280	578	579	209	165	108	729	110	4,597
	Septiembre	1,632	208	266	804	649	219	161	92	671	18	4,720
	Octubre	1,539	220	398	924	680	217	164	25	714	0	4,881
	Noviembre	1,256	204	304	850	725	173	125	107	687	0	4,431
	Diciembre	1,088	123	374	688	469	201	22	90	757	0	3,811
TOTAL		15,733	1,990	3,782	8,687	5,752	2,261	1,359	587	8,255	799	49,207

**CONSUMO DE DIESEL EN LITROS****PERIODO 2012****CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES**

AÑO	MES	ENDEG
2012	Enero	1,827.693
	Febrero	1,640.590
	Marzo	1,817.424
	Abril	1,573.191
	Mayo	1,536.210
	Junio	1,393.074
	Julio	1,594.210
	Agosto	2,189.735
	Septiembre	1,947.903
	Octubre	1,800.391
	Noviembre	1,796.698
	Diciembre	1,352.828
TOTAL		20,469.947

EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm3)**EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CHOJLLA (Hm3)**

**EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm3) - AÑO 2012****ZONGO****TIQUIMANI****MIGUILLAS****ANGOSTURA**

**EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m³/s) - PERIODO 2002- 2012****DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) - PERIODO 1996 - 2012**

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Área Oriental	847.4	951.9	1,050.7	1,137.3	1,138.9	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	2,290.5	2,411.8
Área Norte	865.9	921.8	963.0	1,005.0	998.2	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	1,548.7	1,615.0
Área Centro-Sur	1,012.4	1,072.2	1,146.3	1,166.3	1,198.3	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	2,462.7	2,577.5
TOTAL	2,725.8	2,945.9	3,160.0	3,308.6	3,335.5	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	6,301.9	6,604.3

DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) - PERIODO 1996 - 2012

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CRE	847.4	951.9	1,050.7	1,137.3	1,138.9	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	2,290.5	2,411.8
ELECTROPAZ	865.9	921.9	963.0	1,005.0	998.2	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	1,476.6	1,522.5
ELFEC	444.2	486.3	549.0	568.2	583.9	590.5	642.1	653.2	674.2	711.3	758.4	812.9	838.5	883.0	958.3	1,010.2	1,058.3
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	382.2	403.8
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	215.4	227.8
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	383.4	416.6
ENDE															19.1	72.2	92.5
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	471.5	471.0
TOTAL	2,725.8	2,945.9	3,160.0	3,308.6	3,335.5	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	6,301.9	6,604.3



DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERIODO 1996 - 2012

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	217.1	241.5	258.5	269.1	283.8	277.5	294.4	298.0	311.6	324.7	346.3	371.0	424.4	442.2	464.9	515.6	554.8
Febrero	202.5	210.1	231.2	244.6	269.2	251.5	258.9	271.3	287.8	296.3	318.8	334.1	391.8	398.1	425.7	465.6	503.0
Marzo	225.5	241.1	265.2	282.3	277.5	285.1	295.4	295.9	324.3	337.2	366.1	388.2	428.5	449.9	505.5	506.3	564.3
Abril	217.0	241.6	259.0	266.8	271.7	276.4	293.1	293.1	308.1	328.9	346.7	373.1	419.8	444.7	467.4	515.4	534.5
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	520.3	541.6
Junio	221.6	239.6	261.7	269.1	275.2	275.3	282.9	299.7	304.5	319.9	350.2	372.2	407.5	422.3	462.1	496.3	506.9
Julio	233.6	250.2	273.7	279.3	277.6	282.5	299.6	308.2	314.3	334.5	360.4	383.9	438.2	452.1	483.4	518.7	538.3
Agosto	234.2	252.5	270.3	276.0	282.6	292.0	302.2	308.2	316.0	346.2	370.3	396.6	439.8	455.3	479.7	536.8	558.6
Septiembre	236.7	252.4	261.4	283.0	274.6	280.3	294.0	308.0	318.6	331.4	360.5	414.2	426.6	458.8	500.7	540.1	562.1
Octubre	238.5	263.7	276.4	294.5	290.8	298.6	313.7	308.4	331.4	348.0	381.7	436.7	450.4	477.4	520.0	557.7	594.6
Noviembre	229.9	249.3	264.7	281.4	274.8	282.9	298.1	300.6	317.3	344.1	371.3	412.8	440.0	475.0	504.4	557.4	566.6
Diciembre	237.8	258.3	272.1	288.9	279.0	288.8	303.6	305.8	331.2	355.7	381.2	426.3	447.8	479.7	527.7	571.5	578.8
TOTAL	2,725.8	2,945.9	3,160.0	3,308.6	3,335.5	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	6,301.9	6,604.3

DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERIODO 1996 - 2012

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
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	1,067.4	1,109.0

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERIODO 1996 - 2012

EMPRESA	CENTRALES	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (***)
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	188.0	188.0
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	148.7	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	21.1	21.1
ERESA	Yura (*)						18.5	18.0	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.0	19.0	19.0
SYNERGIA	Kanata				7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.5	7.5	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	89.3	89.3	89.3
SDB	Quehata												1.9	1.9	2.0	2.0	2.3	2.3
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	476.0	476.1
Termoeléctricas (a temperatura media anual)																		
EGSA	Guaracachi	168.0	168.0	168.2	287.7	287.7	268.5	249.4	248.8	248.8	248.8	253.9	317.2	317.2	271.0	267.7	267.7	321.6
EGSA	Santa Cruz														43.3	42.3	42.3	38.4
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	134.2	124.0
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	74.3	107.7	
VHE	El Alto																	16.2
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	36.7	35.4
CECBB	Bulo Bulo					87.5	87.5	87.2	90.2	90.2	90.2	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	87.3
EGSA	Karachipampa	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.2	14.2	13.9	13.9	14.4	14.4	13.5
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	18.7	17.8
GBE	Guabirá												16.6	16.0	21.0	21.0	21.0	21.0
ENDE ANDINA	Entre Rios														107.1	107.1	98.7	
ENDE GEN.	Moxos (**)																25.7	24.3
ENDE GEN.	Trinidad																2.0	2.9
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	833.8	908.7
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	1,309.8	1,384.8

(*) Se incorpora al MEM en mayo de 2001

(**) No se consideran las 6 unidades siniestradas en julio de 2012 (MOS09 - MOS14).

(***) A partir de la gestión 2012, se considera la capacidad de generación de centrales termoeléctricas a temperatura máxima anual.


PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERIODO 1996 - 2012

EMPRESA	CENTRALES	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
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	990.0	940.9
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	795.3	810.7
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	108.5	114.9
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	73.2	77.7
SYNERGIA	Kanata				11.0	22.3	25.9	18.1	21.1	22.0	16.3	21.5	17.2	20.5	15.6	14.1	19.3	20.8
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	302.9	333.7	350.6
SDB	Quehata												1.0	3.4	4.9	3.3	4.1	6.8
Subtotal		1,425.1	1,571.6	1,498.1	1,669.1	1,855.6	2,106.2	2,182.3	1,969.2	2,129.4	1,941.1	2,131.4	2,294.2	2,280.5	2,264.3	2,151.4	2,324.2	2,322.4
Termoeléctricas																		
EGSA	Guaracachi	798.5	647.2	755.4	889.5	762.0	684.4	705.0	951.6	774.1	877.8	965.5	1,026.8	1,288.4	1,256.0	1,147.0	1,262.6	1,551.8
EGSA	Santa Cruz														123.4	160.2	188.5	133.5
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	617.0	772.6
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	375.5	441.4
VHE	El Alto																	57.8
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	190.3	191.7
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	653.2	396.0
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	79.5	60.3
COBEE	Kenko	32.0	34.6	39.5	48.5	23.6	29.1	3.8	30.5	22.7	28.4	41.9	66.6	33.5	71.3	94.4	101.0	103.0
GBE	Guabirá												14.2	39.3	59.7	58.2	64.0	64.5
ENDE ANDINA	Entre Rios															405.5	738.3	767.2
ENDE GEN.	Moxos																16.7	77.7
ENDE GEN.	Trinidad																0.5	0.5
Subtotal		1,464.0	1,557.8	1,839.5	1,763.5	1,611.4	1,422.9	1,513.3	1,821.2	1,829.7	2,247.7	2,375.0	2,607.0	3,091.5	3,368.4	3,934.1	4,287.3	4,618.0
Mas: Generación Trinidad (Local)																5.3	9.1	0.0
Mas: Generación San Ignacio de Moxos (Local)																	0.1	0.2
Mas: Generación San Borja (Local)																	0.2	0.0
Mas: Generación Yucumo (Local)																	0.0	0.0
Menos: Generación Trinidad (Local)																(5.3)	(9.1)	0.0
Menos: Generación San Ignacio de Moxos (Local)																	(0.1)	(0.2)
Menos: Generación San Borja (Local)																	(0.2)	0.0
Menos: Generación Yucumo (Local)																	(0.0)	(0.0)
GENERACIÓN TOTAL		2,889.1	3,129.3	3,337.6	3,432.6	3,467.0	3,529.1	3,695.6	3,790.4	3,959.0	4,188.8	4,506.3	4,901.3	5,372.0	5,632.7	6,085.5	6,611.4	6,940.4

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

TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERIODO 1998 - 2012

GESTIÓN		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
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	103.4	35.2

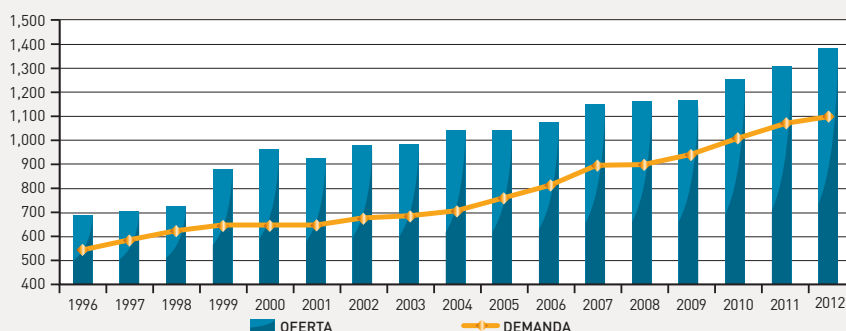
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2012

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
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	1,067.4	1,109.0
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	1,309.8	1,384.8

Nota.- A partir de la gestión 2012, se considera la capacidad de generación de centrales termoeléctricas a temperatura máxima anual.



OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2012



COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERIODO 1998 - 2012

AÑO	FECHA	ÁREA(S)	DURACIÓN MIN.
1998	15-Nov	POTOSÍ	27
1999	07-Nov	SUCRE	5
	26-Nov	SUR	55
	23-Dic	ORIENTAL	14
	29-Dic	SUCRE	5
2000	02-Feb	NORTE	45
	24-Mar	SUR	12
	25-Jun	SUCRE	95
	21-Ago	SUCRE	62
	17-Oct	ORIENTAL	17
	25-Oct	SUR	5
	22-Dic	ORIENTAL	12
	28-Dic	ORIENTAL	7
2001	18-Mar	SUR	37
	20-Sep	SUCRE	3
2002	29-Jul	NORTE	8
	13-Ago	ORIENTAL	9
2003	20-Mar	ORIENTAL	23
	18-Jul	CENTRAL, SUR, NORTE	47
	24-Oct	NORTE	8
	26-Nov	NORTE, CENTRAL	29
2004	29-Feb.	ORIENTAL	16
2005	01-Ene	SUR	8
	09-Ene	SUCRE	3
	10-Ene	SUR	16
	20-Ene	ORIENTAL	16
	03-Feb	SUR	36
	27-May	SUCRE	5
	10-Sep	NORTE	4
	02-Oct	ORIENTAL	21
2006	09-Feb	ORIENTAL	25
	23-Nov	SUR, SUCRE	14
2007	17-Mar	ORIENTAL	37
	07-Abr	NORTE	86
	13-Jun	NORTE	30
2008	29-Abr	CENTRAL (ORURO)	85
	02-Oct	NORTE	14
2009		SIN COLAPSOS	0
2010	01-Jul	SUCRE	314
2011		SIN COLAPSOS	0
2012		SIN COLAPSOS	0

**COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERIODO 1996 - 2012**

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
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	18.2	18.0

PRECIOS SPOT SIN IVA PERIODO 1996 - 2012

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
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	18.8	18.7
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	7.6	7.7
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	3.2	3.2
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	40.8	40.8

PRECIOS SEMESTRALES - PERIODO 1996 - 2012

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
May05 - 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
Nov10 - Abr11	17.7	7.7	3.3	40.5
May11 - Oct11	20.4	7.5	3.3	41.9
Nov11 - Abr12	17.8	7.8	3.1	39.7
May12 - Oct12	19.9	7.7	3.3	41.9

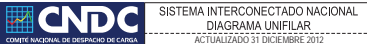


LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERIODO 1996-2012

EMPRESA	TEN. KV	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
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	42.9	42.9
		Aranjuez - Sucre										12.0	12.0	12.0	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	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	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	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	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	185.3	112.1
	115	Caranavi - Chuspipata															63.9	63.9	63.9
		Chuspipata - Tap ChuquiagUILlo															42.1	42.1	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	45.6	45.6
		Arocagua - Valle Hermoso I	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	5.4	5.4
		Arocagua - Valle Hermoso II																	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	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	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	76.7	
		Cataricagua - Catavi																	33.0
		Corani - Arocagua																	38.1
		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	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	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	14.2	14.2	14.2	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	84.4	84.4
		Potosí - Punutuma																	73.2
		Punutuma - Atocha														104.4	104.4	104.4	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	8.9	8.9
		Senkata - Vinto	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	7.8	7.8	7.8	7.8
		Tap Coboce - 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	41.9	41.9
		Tap Coboce - 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	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	148.0	148.0
		Valle Hermoso - Vinto 2	142.8																
		Vinto - Cataricagua																	43.7
		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	669.4	773.8	879.9	879.9	953.1
	230	Carrasco - Chimoré	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	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	179.0	179.0
		Carrasco - Santiváñez												225.6	225.6	225.6	225.6	225.6	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	78.8	78.8
		Mazocruz - Vinto Capacitor										193.4	193.4	193.4	193.4	193.4	193.4	193.4	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	59.6
		Santiváñez - Vinto										122.3	123.7	123.7	123.7	123.7	123.7	123.7	123.7
		Valle Hermoso - Santiváñez										24.2	22.7	22.7	22.7	22.7	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	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	1,812.9	1,917.3	2,023.4	2,023.4	2,023.4
ISABOL	230	Carrasco - Arboleda													102.0	102.0	102.0	102.0	102.0
		Carrasco - Urubo										164.0	164.0	164.0					
		Santiváñez - Sucre										246.0	246.0	246.0	246.0	246.0	246.0	246.0	246.0
		Sucre - Punutuma										177.0	177.0	177.0	177.0	177.0	177.0	177.0	177.0
		Urubó - Arboleda													62.0	62.0	62.0	62.0	62.0
		Subtotal										587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0
Total ISABOL												587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0	587.0
ENDE	115	Bologna - Cota Cota															5.1	5.1	5.1
		Bologna - Tap Bahai															2.3	2.3	2.3
		Caranavi - Yucumo															104.5	104.5	104.5
		Cota Cota - Kenko															15.7	15.7	15.7
		Pampahasi - Tap Bahai															2.2	2.2	2.2
		Pampahasi - Tap ChuquiagUILlo															4.1	4.1	4.1
		San Borja - San Ignacio de Moxos															138.5	138.5	138.5
		San Ignacio de Moxos - Trinidad															84.8	84.8	84.8
		Yucumo - San Borja															40.4	40.4	40.4
		Subtotal															397.6	397.6	397.6
Total ENDE																	397.6	397.6	397.6
TOTAL GENERAL			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	2,174.5	2,174.3	2,399.9	2,399.9	2,504.3	3,007.9	3,007.9	3,007.9

**AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2012**

EMPRESAS DE GENERACIÓN	SIGLA
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 S.A.M.	ENDEANDINA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - GENERACIÓN	ENDE
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





 **CNDc**
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

www.cndc.bo

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