



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

Ministerio de
HIDROCARBUROS & ENERGIA



MEMORIA 2013

RESULTADOS DE LA
OPERACIÓN DEL SIN





COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

1

MEMORIA
ANUAL 2013

RESULTADOS
DE LA
OPERACIÓN DEL SIN

2

3

ANEXOS
2013





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 2013	8
CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO	8
CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO	10
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN	14
INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	15
OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES	16
LOGROS OPERATIVOS	17
PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	17
DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL	18
ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD	19
TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM	20
SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL - SMEC	21
INFORME ÍNDICES DE CALIDAD DE TRANSMISIÓN	22
INFORME DE LA ESTADÍSTICA DEL DESEMPEÑO DEL SIN	22
ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO	23
INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS	23
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 30	25
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 11	27
NUEVAS INSTALACIONES - DECRETO SUPREMO 1301	28
NUEVAS INSTALACIONES - DECRETO SUPREMO 1698	28
SUPERVISIÓN DE LA INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES	28
MEJORA EN LA NORMATIVA DEL SECTOR	30
CAMBIO DE DENOMINACIÓN SOCIAL DE LA EMPRESA ELECTRICIDAD DE LAPAZ (ELECTROPAZ)	31
RESOLUCIONES DEL CNDC	31
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	31
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN	32
SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC	33
CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA	34
CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA	35
PARTICIPACIÓN EN ACTIVIDADES DEL SECTOR	36
PLANIFICACIÓN Y LOGROS ESTRÁTÉGICOS	37
ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC	41
DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE	43
BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012	45
ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS POR LOS PERÍODOS COMPRENDIDOS ENTRE EL 1º DE ENERO Y 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012	47
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR LOS PERÍODOS COMPRENDIDOS ENTRE EL 1º DE ENERO Y 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012	48
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2013	49

PRESENTACION DEL PRESIDENTE DEL CNDC

Durante el 2013, en el Sector Eléctrico Boliviano, se lograron resultados importantes gracias a la acertada estrategia impulsada por las Autoridades del Sector, que en cumplimiento del mandato de la Constitución Política del Estado, permitió fortalecer el rol protagónico del Estado en las actividades de la Industria Eléctrica Nacional; asimismo, es importante resaltar que las acciones oportunas que fueron llevadas a cabo para precautelar la seguridad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico, han permitido minimizar el efecto de las condiciones adversas por las que ha atravesado el Sector, lográndose mantener de esta manera el suministro de energía para las Bolivianas y los Bolivianos, que se constituyen como consumidores en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Como Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), entendemos que nuestra apuesta por la experiencia en la Coordinación de la Operación del SIN, en la Administración del Sistema Eléctrico y en la Planificación de la Expansión Óptima del SIN, ha permitido reforzar el desarrollo del Sector Eléctrico, con criterios de calidad, transparencia, eficiencia, continuidad, adaptabilidad y neutralidad, buscando mantener la sostenibilidad del sector, sustentada en las perspectivas macroeconómicas que implican aportar soluciones a las necesidades energéticas y promoviendo las condiciones para el acceso universal al servicio de energía eléctrica.

Entre los hechos más importantes de la gestión 2013, podemos mencionar el ingreso en operación comercial de la Unidad ALT02, con 32.35 MW en la central El Alto, de propiedad de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso; la promulgación del Decreto Supremo N° 1698, que permitió el ingreso en operación comercial de la Subestación Uyuni, posibilitando un refuerzo importante en el suministro de electricidad para el desarrollo de la competencia del DAKAR 2014.

Es importante mencionar, que el CNDC participó en la elaboración del "Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025" que forma parte de la Agenda Patriótica al 2025, documento que fue elaborado en coordinación con el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, asimismo, contó con la participación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE Corporación) y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Está claro que el desarrollo del Sector, se encuentra en una situación que refleja la nueva realidad que vive el país y por tanto, repercute en el mercado eléctrico que conocemos. Por tal motivo, resulta imperativo mantener y mejorar el capital de confianza y credibilidad que hasta la fecha nos ha identificado como Sector.

Sin duda, me permito destacar, que tanto el Comité de Representantes al CNDC, así como el capital humano que forma parte integral del Órgano Técnico y Administrativo del CNDC, mantienen e impulsan el compromiso institucional que tiene el CNDC con el Sector Eléctrico Nacional, éste ha sido, es y continuará siendo un eje importante, que en todo momento buscará abordar los problemas de fondo, proponiendo soluciones que permitan mantener un adecuado suministro de electricidad; tengan la certeza de que trabajamos y trabajaremos como un equipo sólido para estar a la altura de los nuevos desafíos y responder a las nuevas necesidades de la sociedad.

Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE del CNDC





INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2013		
Producción Bruta Total de Energía	GWh	7,347.7
Producción Bruta de Energía Hidráulica	GWh	2,514.9
Producción Bruta de Energía Térmica	GWh	4,832.8
Producción Bruta de Energía Eólica	GWh	0,0
Capacidad Total de Generación SIN	MW	1,422.8
Capacidad de Generación Hidráulica en el SIN	MW	475.7
Capacidad de Generación Térmica en el SIN	MW	947.1
Inyecciones de Energía al STI	GWh	7,149.3
Inyecciones de Energía Hidráulica	GWh	2,442.2
Inyecciones de Energía Térmica	GWh	4,707.1
Consumo de Energía	GWh	7,012.8
Demanda Máxima de Potencia	MW	1,201.8
Total de Transacciones Económicas en el Mercado Spot	US\$ Miles	294,889.0
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	39.72
Costo Marginal de Generación	US\$/MWh	15.75
Peaje Generadores	US\$/MWh	2.28
Peaje Consumidores	US\$/kW-mes	3.54

PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC

EL CNDC

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es una entidad sin fines de lucro, que se constituye en un actor estratégico importante de la Industria Eléctrica Boliviana.

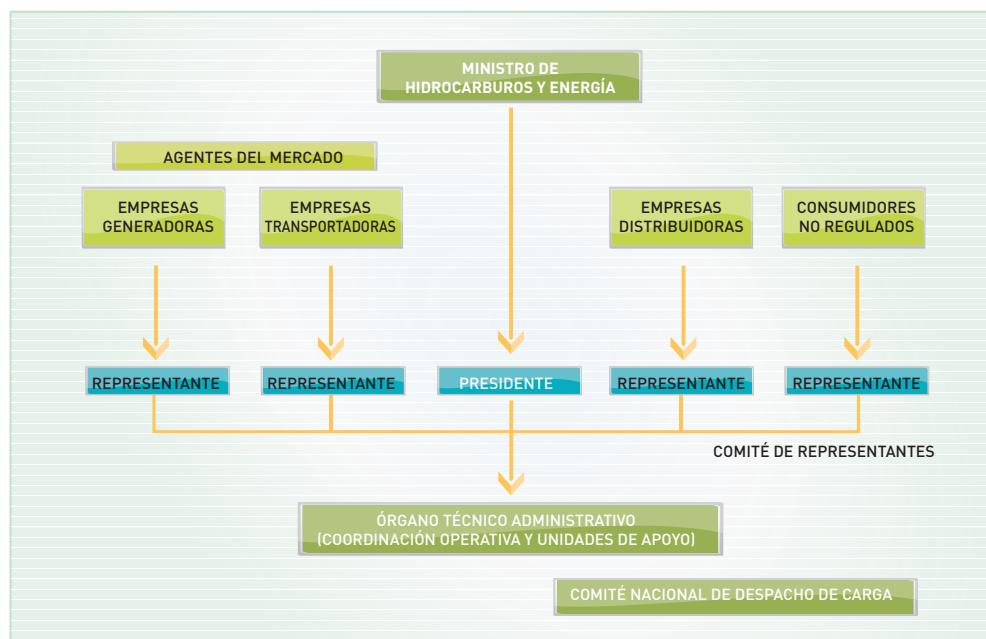
CREACIÓN

El CNDC fue creado según lo dispone el Artículo 18 de la Ley 1604 (Ley de Electricidad) de fecha 21 de diciembre de 1994, el cual está reglamentado a través del Decreto Supremo N° 29624.

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, quien representa al Organismo Regulador y ejerce la representación legal del mismo.





El Comité de Representantes realiza reuniones periódicas para tratar asuntos relacionados con el funcionamiento del MEM. 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 de Generación, un Representante de las empresas de Distribución, un Representante de las Empresas de Transmisión y un Representante de los Consumidores No Regulados.

COMITÉ DE REPRESENTANTES GESTIÓN 2013

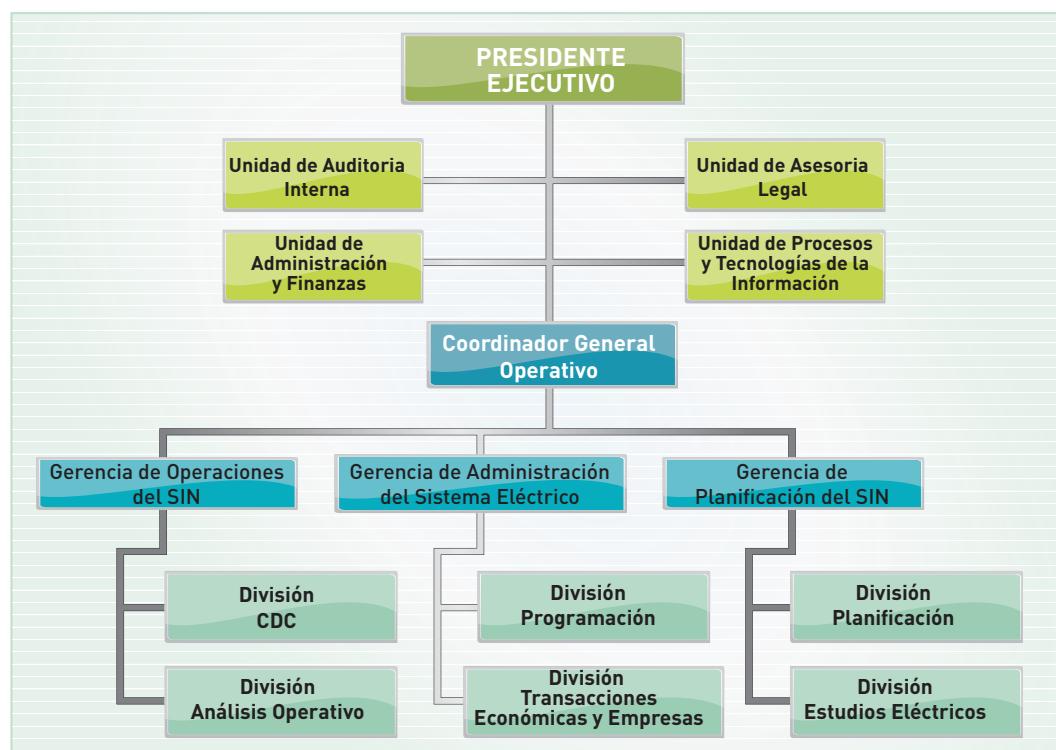
POR EL MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 145-12 (DESDE EL 04/06/12)	
PRESIDENTE:	Ing. Hernán Jaldín Florero
POR LAS EMPRESAS GENERADORAS	
TITULAR:	Ing. Juan Carlos Ponce Jaramillo
ALTERNO:	Ing. Filiberto Soto Encinas
POR LAS EMPRESAS TRANSMISIÓN	
TITULAR:	Ing. German Rocha Maldonado
ALTERNO:	Ing. Luis Enrique Lara Menacho
POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	
TITULAR:	Ing. Luis Emilio Suarez Amoreti
ALTERNO:	Ing. Victor René Ustariz Aramayo
POR LOS CONSUMIDORES NO REGULADOS	
TITULAR:	Ing. Samuel Emerano Nin Zabala
ALTERNO:	Ing. Francisco Raul Tapia Zabala



Comité de Representantes Gestión - 2013

ÓRGANO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DEL CNDC

El Órgano Técnico Administrativo del CNDC, cuenta con un equipo de profesionales técnicos altamente capacitados con especialización y experiencia 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 responder a los exigentes desafíos de desempeño durante las 24 horas del día y los 365 días del año.



FUNCIONES

Las principales funciones del CNDC 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 de fecha 09 de abril de 2009 y el Decreto Supremo N° 29894 de fecha 07 de febrero de 2009; en dichas disposiciones, se establece que las funciones del CNDC 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 CNDC 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.
- Participar en la planificación de 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.

Oficinas del CNDC



MISIÓN, VISIÓN Y VALORES



MISIÓN



Oficina CNDC

“El Comité Nacional de Despacho de Carga 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”.



Personal del CNDC



VISIÓN

“El Comité Nacional de Despacho de Carga 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”.



Oficina CNDC



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.





CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2013

Durante la gestión 2013, se han presentado pocas 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 de febrero y marzo.
- Limitaciones de potencia en unidades de generación por altas temperaturas.
- Márgenes de reserva rotante inferiores a los establecidos en los CDMS.

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 y 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:
- 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.
- 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 periódicas 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.
- b) Mediante la promulgación de los Decretos Supremos Nº 934 de fecha 20 de julio de 2011 y Nº 1301 de fecha 25 julio de 2012, se establecieron medidas excepcionales de orden reglamentario y regulatorio que contribuyeron a mantener una provisión adecuada de electricidad en el SIN y en los Sistemas Aislados. Dando cumplimiento a las disposiciones establecidas en los citados Decretos Supremos, el CNDC ha participado activamente en la habilitación provisional de la unidad ALT02 de la central El Alto, perteneciente a la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.

Personal del CNDC





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 ELÉCTRICO DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA 2025

En cumplimiento al Decreto Supremo N° 29624 de fecha 02 de julio de 2008 “Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga”, en la gestión 2013, el CNDC participó en la elaboración del “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025” que forma parte de la Agenda Patriótica al 2025. Este trabajo fue elaborado en coordinación con el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas y con la participación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE Corporación) y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025, tiene una visión de largo plazo y un enfoque de planificación integrada que se enmarca en los mandatos de la Constitución Política del Estado y los 13 pilares de la Agenda Patriótica del Bicentenario, donde el Estado a través de su participación mayoritaria en el sector, promueve la ejecución de los proyectos y la expansión de la infraestructura eléctrica, con criterios de integración, inclusión social, universalidad y equidad, para el beneficio de todos los bolivianos.

El objetivo principal del Plan es establecer los lineamientos generales para el desarrollo del sector eléctrico que permitan satisfacer la demanda interna, impulsar el aparato productivo, lograr la integración eléctrica nacional, el acceso universal al servicio eléctrico y la exportación de excedentes de energía eléctrica para lograr mayores recursos económicos para el país y posicionar a Bolivia como centro energético regional.



Parque Eólico Qollpana - Corani



Para ese propósito, se analizaron las características propias de cada sector de la sociedad, su dinámica de crecimiento, la infraestructura eléctrica necesaria para el abastecimiento de la demanda interna y consolidación de la seguridad energética de Bolivia.

Análisis y proyección de la demanda

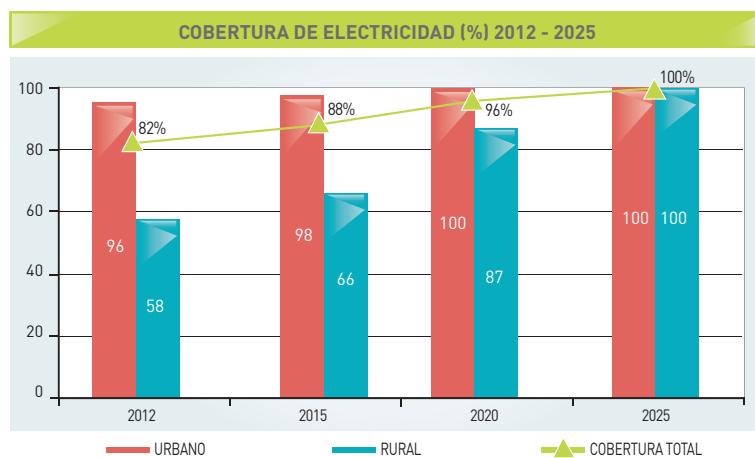
La demanda eléctrica de Bolivia fue proyectada para el periodo 2013 – 2025, donde se destaca la incorporación de proyectos productivos (agroindustriales, industriales, mineros y de transporte), ampliación de la cobertura (nuevos hogares integrados al sistema eléctrico) y la interconexión de sistemas aislados. Para la proyección de estas demandas se utilizaron métodos econométricos, métodos basados en interpolación de tasas de crecimiento y métodos basados en la evolución del consumo específico por categorías. La demanda incremental de energía y potencia al año 2025 por sectores de consumo, se presenta en el siguiente cuadro:



DEMANDA INCREMENTAL DE ENERGÍA Y POTENCIA 2013 - 2025

SECTOR	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)
Cobertura	226	41	405	71	409	74	1.039	186
Interconexión al SIN de Sist. Aislados	312	60	471	95	641	119	1.424	274
Productivo	437	69	3.819	526	1.689	233	5.945	829
Distribuidoras y CNR's	946	152	1.912	294	2.471	380	5.329	826
Total	1.921	322	6.607	987	5.209	806	13.737	2.114

Para la proyección de cobertura se utilizó información de las Distribuidoras, los datos preliminares del Censo de Vivienda 2012 y la proyección de población determinada por el INE. Al año 2025 se prevé alcanzar la cobertura total del servicio básico de electricidad en el país, conforme se muestra en el siguiente gráfico:



Expansión de la infraestructura eléctrica del sistema

El Plan prevé un importante crecimiento de la infraestructura eléctrica del país para abastecer la demanda al año 2025, mediante la ejecución de un plan de obras de generación y transmisión en el corto, mediano y largo plazo que permita operar el sistema en forma segura, confiable y a costo mínimo.

Para establecer el plan de obras de generación y transmisión, se utilizó el criterio n-1 de confiabilidad, a objeto de que el sistema pueda soportar la falla o indisponibilidad de uno de sus componentes, y continúe operando con los niveles de calidad y confiabilidad definidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

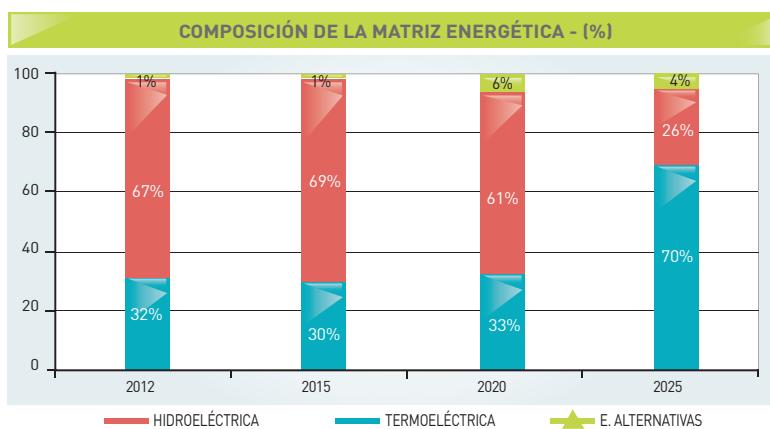
Se incorpora una cantidad importante de generación hidroeléctrica al sistema, a objeto de lograr el cambio de la matriz energética. En la siguiente tabla se presentan los proyectos hidroeléctricos considerados:

PROYECTOS DE GENERACION HIDROELÉCTRICA

PROYECTO	LOCALIZACION	POTENCIA* (MW)
Misicuni Fases I y II	Río Misicuni, Molle Molle - Cochabamba	120
San José	Ríos Málaga - Paracti, San José - Cochabamba	120
Umapalca (Miguillas)	Río Miguillas - La Paz	83
Palillada (Miguillas)	Río Miguillas - La Paz	113
Ivirizu	Río Ivirizu, Monte Punku - Cochabamba	164
Rositas	Río Grande, Abapó - Santa Cruz	400
Carrizal Fases I, II y III	Río Camblaya, Tarija y Chuquisaca	347
Icla	Río Pilcomayo, Chuquisaca y Potosí	102
Puesto Margarita	Río Pilcomayo, Chaco - Tarija	150
Total		1,599

*Estos valores serán ajustados a medida que se realicen los estudios de ingeniería a detalle.

Al año 2025, se prevé que la generación hidroeléctrica sea un 70% y la generación mediante energías renovables no convencionales sea un 4% del total. La composición de la matriz energética se presenta en el siguiente grafico.



Los proyectos con energías renovables no convencionales son los siguientes: generación con biomasa en el Ingenio Azucarero San Buenaventura en La Paz, proyecto geotérmico Laguna Colorada en Potosí, ampliación central eólica Qollpana en Cochabamba, central eólica en Santa Cruz y generación fotovoltaica en el altiplano boliviano.



Los principales proyectos de transmisión considerados al año 2025 son:

PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

EQUIPO	PROYECTO	TENSIÓN (kV)	LONGITUD (km)
LT	Tarija - Punutuma*	230	252
LT	Tarija - Chaco (Doble Terna)	230	146
LT	Sucre - Karachipampa - Potosí	115	114
LT	Santivañez - La Cumbre	230	275
LT	Yucumo - San Buenaventura	115	120
LT	Chimoré - Trinidad	230	340
LT	Tarija - Villazón	230	118
LT	Villazón - San Cristóbal	230	205
LT	Santivañez - Vinto (segunda línea)	230	124
LT	Mutún - Cotoca	230	616
LT	Aiquile - Vinto (doble terna)	230	212
LT	Punutuma - Las Carreras (segundo circuito)	230	181
LT	Potosí - Punutuma	230	80

*Ingreso en operación en noviembre de 2013.

Generación de excedentes de energía eléctrica

Para determinar los excedentes de generación, se analizaron diferentes escenarios considerando proyectos hidroeléctricos de gran envergadura como El Bala (1.680 MW) y Cachuela Esperanza (990 MW) ubicados en la subcuenca del río Beni y las centrales del complejo hidroeléctrico Río Grande (Seripona 420 MW, Jatun Pampa 130 MW, Cañahuecal 500 MW, Las Juntas 172 MW, Ocampo 320 MW, Peña Blanca 520 MW, La Pesca 740 MW y Pirapó 80 MW) ubicados en la subcuenca del río Grande, todos pertenecientes a la cuenca del Amazonas.

El análisis realizado respalda la capacidad de generar excedentes de energía eléctrica con la implementación de proyectos hidroeléctricos de gran envergadura, aprovechando la localización geográfica de Bolivia, las posibilidades de integración energética con los países vecinos y lograr recursos económicos adicionales para el país.

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, Potosí 115 kV y Karachipampa 115 kV en Potosí, Sucre 115 kV en Sucre 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.

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

En la iniciativa de promover oportunidades de integración energética y los intercambios de energía eléctrica con países vecinos, a requerimiento del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, a través Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), se han desarrollado las siguientes actividades:

- Participación en las reuniones de análisis para los estudios de Interconexión Eléctrica Regional y de Armonización Regulatoria en el marco del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

El proyecto surge por el anhelo de lograr una interconexión regional entre los países que conforman la Comunidad Andina, estos son: Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia, además de Chile como país asociado a dicha entidad. Se busca crear un marco general comunitario que permita la integración en el mercado energético entre los países antes citados. Entre los objetivos propuestos, se espera brindar seguridad de suministro energético a los sistemas eléctricos de los países involucrados, además de diversificar las fuentes de generación, fomentando la producción eléctrica a partir de fuentes renovables. Se busca implementar mecanismos que faciliten la seguridad jurídica y garantías para el desarrollo de la infraestructura y transacciones internacionales de electricidad, además de generar acuerdos bilaterales que definan mecanismos comerciales que sustenten este tipo de intercambio. El último objetivo trazado por las naciones involucradas es fortalecer el abastecimiento entre los países, logrando un respaldo mutuo ante contingencias.

- Participación en las reuniones del Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos (GOPLAN) en temas de integración y complementación energética regional y del Grupo Técnico de Organismos Reguladores (GTOR), en las propuestas para la adecuación y armonización de la normativa supranacional de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).

Los países de la Comunidad Andina procuran desarrollar mecanismos para actualizar la normativa andina relativa al Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Comunitario de Electricidad (Decisión 536), así como de desarrollar acciones a nivel subregional para abordar las iniciativas a objeto de impulsar una integración energética en los países andinos en un marco de respeto y protección del medio ambiente en los países andinos.

Para ello, se coordina con el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), el Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores (GTOR) y el Grupo Técnico de Organismos Planificadores del Sector Eléctrico (GOPLAN).

El GTOR es el encargado de formular propuestas conducentes al avance del proceso de armonización de los marcos normativos necesarios para la plena implementación de la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad; y el GOPLAN se encarga de elaborar propuestas, realizar acciones de

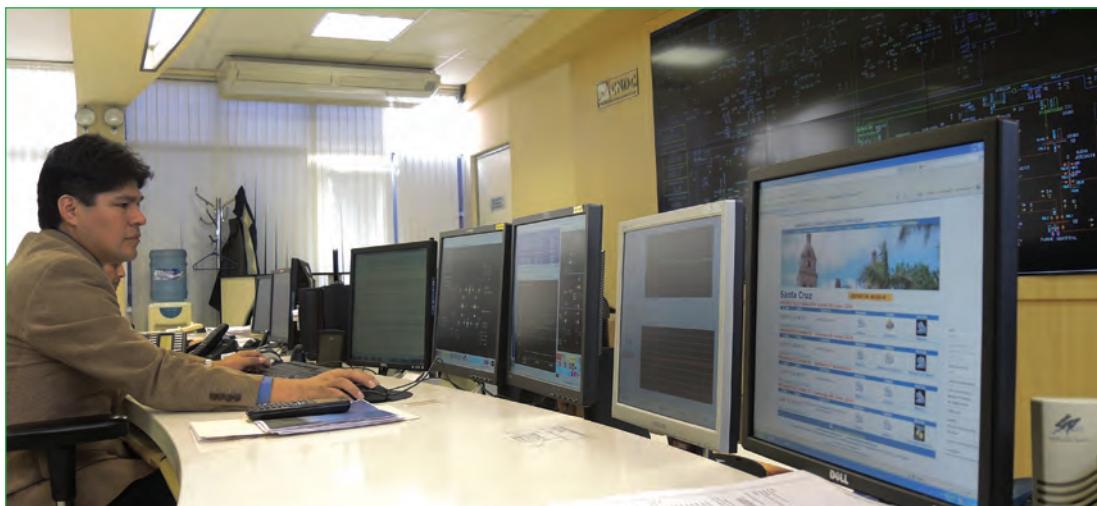


coordinación con las entidades energéticas y eléctricas de los países andinos y lograr acuerdos para que se cumplan los aspectos de acceso a la información y planificación coordinada de proyectos, con visión de integración regional.

- El Grupo de Trabajo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los Países Miembros de la Comunidad Andina (GOPLAN) tiene como objetivo elaborar propuestas y realizar acciones de coordinación con las entidades energéticas y eléctricas de los países, relativas a aspectos de acceso a la información y planificación coordinada de proyectos de interconexión eléctrica, con visión de integración regional, según disponen los artículos 8º, 9º y 10º de la Decisión 536 de la CAN y/o las normas que la modifiquen o complementen.
- Apoyo y coordinación del inicio de los estudios de Interconexiones Eléctricas de Bolivia con Países Limítrofes y Estudio del Potencial Hidroeléctrico de Bolivia, que el VMEEA está llevando a cabo con apoyo financiero del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF).
- Se ha realizado un análisis para la interconexión con el mercado Argentino mismo que fue presentado al VMEEA con quien se participó en la reunión “Interconexiones Eléctricas de Bolivia con Países Vecinos”.
- Se ha participado en reuniones de coordinación con el VMEEA y la empresa Consultora, para los Estudios de Interconexiones Eléctricas de Bolivia con Países Limítrofes, financiado por la CAF.

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. También se ha participado en talleres internacionales sobre normativa del sector eléctrico.



Sala de Control CDC

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

Programación de la Operación

En la gestión 2013 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. Tanto la demanda anual de energía, así como la demanda máxima coincidental registrada, fueron inferiores a los valores previstos en 2,1 % y 1,1 % respectivamente.

En general, los resultados permiten concluir que en el año 2013, el sistema operó durante muchos períodos con niveles de reserva menores a los requeridos, debido principalmente a que se presentaron indisponibilidades forzadas de unidades generadoras por períodos prolongados y retrasos en el ingreso de los proyectos de generación (la unidad ALT02 prevista para noviembre 2012 ingresó a fines de marzo de la gestión 2013). En este sentido, es importante mencionar que por algunos días de los meses de febrero y marzo 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 regulación de voltaje; esto influyó en la desviación de la demanda prevista respecto a la real.



Central Bulo Bulo - CECBB



Cabe mencionar los aportes hidrológicos extraordinarios y excepcionalmente altos que se presentaron en la cuenca de Corani durante algunos días de junio y septiembre, añadidos al hecho que desde agosto hasta diciembre de 2013 se registraron en promedio aportes al embalse de Corani muy superiores a los previstos (del orden del doble o más) todo esto influyó significativamente tanto en la programación de la operación como en la operación especialmente en el último trimestre del 2013, año que podemos calificar como particularmente lluvioso.

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 2013 fue del orden del -2.15%.

DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2013, ha sido realizada de forma adecuada, lográndose mantener un suministro de energía seguro y confiable para todos los consumidores, a lo largo de todo el año, con algunos problemas durante los meses de febrero y marzo, originados principalmente por la prolongada indisponibilidad de unidades generadoras como ser:

- La indisponibilidad forzada de la unidad BUL02, debido a mantenimiento por fuga de aceite en el interior de turbina y daños en álabes sección turbina de baja presión (LPT).
- La indisponibilidad forzada de las unidades de central Cuticucho, por problemas civiles en el túnel Cuticucho.
- La indisponibilidad forzada de la unidad KEN02, por desperfecto en tobera de descarga.
- La indisponibilidad forzada de la unidad ALT02, por falla en el sistema de control.



Subestación Uyuni - TDE



Parque Eólico Qolpana – Corani

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 Bulo), provocando una demanda mayor a la estimada y una reducción en la oferta de generación en los meses de enero a marzo.

Por 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.

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 2013 se destacan las acciones siguientes:

- Construcción de la base de datos de protecciones actualizadas en el programa CAPE en coordinación con los agentes ENDE, ISA y TDE.



- Estudios eléctricos para resolver problemas en el SIN.
- Capacitación internacional del personal del CNDC en sistemas eléctricos de potencia y restitución de sistemas eléctricos de potencia.
- Capacitación en líneas de transmisión en 500 kV y energías renovables al personal de la División de Análisis Operativo y del CDC.
- Adquisición de ponencias técnicas en el área de análisis de contingencias y bibliografía de protecciones.

TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM

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

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

Por otro lado, mediante Decreto Supremo N° 1536 de fecha 20 de marzo de 2013, se dispuso el pago mensual de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, de un monto equivalente al quince por ciento (15%) por concepto de compra de electricidad, mismo que fue reglamentado mediante Resolución AE N° 311/2013 de fecha 28 de mayo de 2013, cuya aplicación fue considerada a partir del mes abril de 2013.



Personal Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico

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 de la medición, ha permitido realizar las siguientes actividades durante el año 2013:

- 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.



Subestación Tarija - ENDE



Subestación Yaguacua - ENDE



Se destaca también, que dentro de las actividades del CNDC como Administrador del MEM, se ha realizado el Proceso de Revisión y Verificación de equipos que conforman el SMEC en su primera fase. En este sentido, el CNDC contrató a la empresa LACEEL, para la provisión del servicio de revisión y verificación de 75 medidores del SMEC. Dicha actividad fue ejecutada y supervisada satisfactoriamente por el CNDC durante los meses de noviembre y diciembre de 2013, el desarrollo de los trabajos de Revisión y Verificación metrológica en esta primera fase, consideró la aplicación de los márgenes establecidos en las Normas IEC 62052-11:2003 e IEC 62053-22:2003, mismos que fueron realizados en coordinación con los Agentes del MEM, propietarios de dichos equipos de medición, en instalaciones de las subestaciones y/o centrales donde se encontraban instalados dichos medidores.

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 noviembre 2012 – octubre 2013, mismo que fue aprobado por el Comité de Representantes y enviado a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

INFORME DE LA ESTADÍSTICA DE DESEMPEÑO DEL SIN

Se elaboró el informe “Estadística de desempeño del SIN - año 2013”, 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.



Personal Gerencia de Planificación del SIN

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 períodos Mayo 2013 – Abril 2017 y Noviembre 2013 – Octubre 2017, 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 01/13, que corresponde a la “Evaluación Económica Proyecto Transformador 230/115 kV en la Subestación Punutuma”, que consiste en la instalación de un transformador de 100 MVA, 230/115 kV en Subestación Punutuma.
- Informe CNDC 05/13, que corresponde a la “Evaluación Económica Proyecto Bahía Línea 69 kV Vinto”, que consiste en la implementación de una bahía de línea 69 kV y configuración anillo en la Subestación Vinto, para la salida de la línea Vinto - Socomani 69 kV.
- Informe CNDC 06/13, que corresponde a la “Evaluación Económica Proyecto de Transformadores 2x50 MVA 115/69 kV en la Subestación Vinto”, que consiste en la instalación de un nuevo autotransformador 50 MVA 115/69 kV y el traslado de un autotransformador trifásico 50MVA 115/69 kV de Subestación Punutuma a Subestación Vinto.
- Informe CNDC 17/13, que corresponde a la “Evaluación Económica - Proyecto Transformador 230/115 kV en Subestación Sucre”, que consiste en la instalación de un transformador de 100 MVA 230/115 kV en la Subestación Sucre.



Personal Gerencia de Planificación del SIN



- Informe CNDC 30/13, que corresponde a la “Determinación de la Reserva Rotante para el Periodo Noviembre 2013 – Octubre 2014”, que consiste en el estudio de tres alternativas de reserva rotante para el sistema, obteniendo para cada una de ellas el sobrecosto operativo y el costo de falla.
- Informe CNDC 38/13, que corresponde a la “Evaluación Económica Proyectos Subestación Cumbre 115 kV y conexión línea Chuquiaguillo – Chuspipata 115 kV”, que consiste en la implementación de:
 - ◆ Una Bahía de Transferencia 115 kV, barra principal con barra de transferencia, equipos de control y protección.
 - ◆ Barras de acoplamiento incluyendo transformadores de tensión capacitiva de barras, pararrayos de barra.
 - ◆ Una Bahía de Línea 115 kV barra principal con barra de transferencia, salida a Chuquiaguillo.
 - ◆ Una Bahía de Línea 115 kV barra principal con barra de transferencia, salida a Chuspipata.



Subestación Cañoto - CRE

- ◆ Línea doble terna 5.7 km (líneas a: Chuquiaguillo y Chusipata) cada una de 5.7 km, incluye: estructura doble terna, PARAKEET – ACSR, 556.5 MCM hacia Chuquiaguillo, Conductor IBIS – ACSR, 397.5 MCM hacia Chusipata.
- Informe CNDC 47/13, corresponde a la “Evaluación Económica Proyecto Línea De Transmisión Chaco - Tarija 230 kV”, que consiste en una línea de transmisión en 230 kV de 138 km desde Subestación Tarija hasta Subestación Yaguacua.

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

- Aprovechamiento hidroeléctrico San José.
- Central hidroeléctrica Miguillas (Umapalca y Palillada).
- Evaluación económica de la incorporación de energías renovables al SIN.
- Evaluación de escenarios de exportación para proyectos hidroeléctricos de gran envergadura.
- Estudio del Potencial Hidroeléctrico de Bolivia, bajo directrices del VMEEA. El CNDC en coordinación con ENDE y las instituciones relacionadas ha iniciado las actividades de recopilación de información, para el inicio del Estudio del Potencial Hidroeléctrico de Bolivia financiado por la CAF y que será desarrollado a través de una consultoría internacional.

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 04/13 “Transformadores 2x50 MVA en la Subestación Vinto 115/69 kV”, que consiste en la instalación de 2 transformadores de 50 MVA en reemplazo de los transformadores existentes de 25 MVA en la Subestación Vinto.
- Informe CNDC 10/13 “Suministro de Energía al Centro Minero Huanuni”, que consiste en la construcción de una línea en 115 kV desde la Subestación Cataricagua hasta la nueva Subestación Lucianita y la instalación de 2 transformadores de 25 MVA para el suministro de energía al Centro Minero Huanuni.
- Informe CNDC 13/13 “Transformador 100 MVA 230/115 kV en Subestación Sucre”, que consiste en la incorporación de un banco de autotransformadores monofásicos de 3 x 33.33 MVA en la Subestación Sucre.



- Informe CNDC 19/13 “Unidad ALT01 en la Central El Alto”, que consiste en la incorporación de una unidad generadora de 23.764 MVA en la Central El Alto.
- Informe CNDC 20/13 “Unidad ALT02 en la Central El Alto”, que consiste en la instalación de una unidad generadora de 62.7 MVA en la Central El Alto.
- Informe CNDC 21/13 “Unidad CAR03 en la Central Carrasco”, que consiste en la instalación de una unidad generadora de 28.35 MVA en la Central Carrasco.
- Informe CNDC 22/13 “Unidades VHE05, VHE06, VHE07 y VHE08 en la Central Valle Hermoso”, que consiste en la instalación de cuatro unidades generadoras de 17 MVA cada una en la Central Valle Hermoso.
- Informe CNDC 25/13 “Línea de Transmisión Cochabamba – La Paz”, que consiste en la construcción de una línea en 230 kV de 275 km de longitud, con doble terna en el tramo Santivañez – Palca y simple terna en el tramo Palca – Cumbre, además de la instalación de 2 autotransformadores de 150 MVA 230/115 kV uno en la Subestación Palca y el otro en la Subestación Cumbre.
- Informe CNDC 29/13 “Conexión línea Chuquiaguillo – Chusipata a Subestación Cumbre 115 kV”, que consiste en la conexión de la línea Chuquiaguillo – Chusipata a la Subestación Cumbre en 115 kV, mediante una doble terna de 5.7 km de longitud.
- Informe CNDC 31/13 “Central Moxos 20 MW”, que consiste en la incorporación de 14 unidades motores a diesel en la Central Termoeléctrica Moxos, con potencia nominal de placa de 1.6 MW y potencia efectiva en sitio de 1.429 MW cada uno, haciendo un total de 20 MW.



Grupo de Trabajo - Análisis Norma Operativa N° 7

- Informe CNDC 33/13 “Subestación Cumbre 115 kV”, que consiste en la construcción de la subestación Cumbre 115 kV en reemplazo del tap Chuquiaguillo; el cual posibilitará la conexión de las líneas que llegan desde Tiquimani, Chusipata y Pampahasi mediante equipos de maniobra y protección que contribuirán a mejorar la confiabilidad del área norte.
- Informe CNDC 36/13 “Línea de Transmisión Chaco – Tarija 230 kV”, que consiste en la construcción de una línea de transmisión en 230 kV de 138 km de longitud; entre la Subestación Tarija y la nueva Subestación Yaguacua en la zona del Chaco de Tarija.
- Informe CNDC 40/13 “Central Termoeléctrica del Sur”, que consiste en la incorporación de cuatro unidades generadoras de 50 MVA cada una en la Central Termoeléctrica del Sur.

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:

- Cambio del transformador 12T1 en Subestación Warnes de CRE.
- Instalación transformador T-3 de 3.75 MVA en Subestación Velarde II de SEPSA.
- Proyecto Subestación Sacaba 115 kV.
- Cambio transformador en Subestación Río Seco.
- Reinstalación de transformador en Subestación Rosassani.
- Elevación de tensión de 69 kV a 115 kV en Subestación Avenida Arce, 1^a etapa.
- Proyecto Suministro de energía al Centro Minero Huanuni.
- Reemplazo Transformador 8T2 en Subestación Cañoto.
- Bahía de Transformador 230 kV en Subestación Chimoré.
- Reemplazo de Transformador T-590 en Subestación YPFB.
- Reemplazo Transformador TRKEN06902 en Subestación Kenko.
- Cambio de Transformador en Subestación Tablachaca.
- Generador N° 3 en Central Bulo Bulo.
- Ampliación Subestación Alto La Paz.



- Ampliación Subestación Rosassani en 115 kV.
- Transformador T-3 WEG en Subestación Don Diego.
- Reemplazo del Transformador T-8 en Subestación Velarde II.
- Proyecto Eólico Qollpana.

NUEVAS INSTALACIONES - DECRETO SUPREMO 1301

Revisión de información técnica de nuevas instalaciones a ser incorporadas al SIN, en el marco del Decreto Supremo 1301 y las Resoluciones AE Nº 475/2011 y AE Nº 400/2012:

- Unidad generadora ALT02 de 62.7 MVA y transformador de 75 MVA en la Central El Alto de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.

NUEVAS INSTALACIONES - DECRETO SUPREMO 1698

Revisión de información técnica de nuevas instalaciones a ser incorporadas al SIN, en el marco del Decreto Supremo 1698 y la Resolución AE Nº 492/2013:

- Subestación Uyuni 230 kV y transformador de 50 MVA 230/115/24.9 kV de la Empresa TDE.

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 2013; esta tarea consistió en verificar el cumplimiento de las condiciones técnicas y comerciales establecidas en las Normas Operativas Nº 8, Nº 11, Nº 17, Nº 30, entre otras.

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

- Subestación Warnes, reemplazo transformador de potencia TRWAR06901, 10/12.5 MVA, 69/26.145 kV - CRE (Operación comercial desde el 24/01/2013).
- Línea Punutuma - Las Carreras 230 kV - ENDE (Operación comercial desde el 01/03/2013).
- Central El Alto, unidad de generación ALT02, 32.15 MW, 11.5 kV – EVH (Operación comercial desde el 25/03/2013).
- Subestación Nueva Jerusalén, Transformador de potencia TRNJE06902, 37 MVA, 69/26.146 kV - CRE (Operación comercial desde el 14/04/2013).

- Subestación Velarde II, reemplazo transformador de potencia TRVEL06908, 3.75 MVA, 66/10 kV - SEPSA (Operación comercial desde el 07/07/2013).
- Subestación Sacaba 115 kV - TDE (Operación comercial desde el 14/07/2013).
- Subestación Rio Seco, transformador de potencia Nº 2 TRRSE11501, 20 MVA, 115/7.3 kV - DELAPAZ (Operación comercial desde el 26/07/2013).
- Subestación Rio Seco, transformador de potencia Nº 1 TRRSE11501, 20 MVA, 115/12.6 kV - DELAPAZ (Operación comercial desde el 10/08/2013).
- Subestación Cañoto, reemplazo transformador de potencia Nº 2 TRCAÑ06902, 37 MVA, 69/11 kV - CRE (Operación comercial desde el 13/09/2013).
- Subestación Avenida Arce, transformador de potencia Nº 2 TRAAR06902, 12 MVA, 69/7.275 kV - DELAPAZ (Operación comercial desde el 28/08/2013).
- Subestación Avenida Arce, transformador de potencia Nº 1 TRAAR06901, 12 MVA, 69/7.275 kV - DELAPAZ (Operación comercial desde el 07/09/2013).
- Subestación Rosassani, transformador de potencia Nº 1 TRROS11501, 16 MVA, 115/7.33 kV - DELAPAZ (Operación comercial desde el 20/08/2013).
- Línea Las Carreras - Tarija 230 kV - ENDE (Disponible desde el 01/11/2013).
- Subestación Tarija, autotransformador de potencia Nº 2 ATTAJ23001, 75 MVA, 230/115/10.5 kV - ENDE (Disponible desde el 01/11/2013).
- Suministro de energía centro minero Huanuni, línea Cataricagua - Lucianita 115 kV, transformador de potencia Nº 1 TRLUC11501, 25 MVA, 115/10.35 kV, transformador de potencia Nº 2 TRLUC11502, 25 MVA, 115/10.35 kV - ENDE (Operación comercial desde el 30/10/2013).
- Subestación Chimoré, bahía de transformador 230 kV - TDE (Operación comercial desde el 05/10/2013).
- Subestación Tablachaca, reemplazo transformador de potencia Nº 1 TRTAB06901, 12 MVA, 69/24.9 kV - ELFEO (Operación comercial desde el 31/10/2013).
- Subestación Uyuni, transformador de potencia Nº 1 TRUYU23001, 12.5 MVA, 230/24.9 kV -TDE (Operación comercial temporal desde el 15/12/2013).
- Subestación Kenko, transformador de potencia Nº 2 TRKEN06902, 20 MVA, 69/7.27 kV - DELAPAZ (Operación comercial desde el 07/10/2013).



- Subestación Alto La Paz, transformador de potencia Nº 1 TRALP06901, 9.9 MVA, 69/6.9 kV
- DELAPAZ (Operación comercial desde el 12/12/2013).
- Subestación Alto La Paz, transformador de potencia Nº 2 TRALP06902, 9.9 MVA, 69/6.9 kV
- DELAPAZ (Operación comercial desde el 24/11/2013).

Se realizaron trabajos de supervisión de pruebas de puesta en servicio de: Central Eólica Qollpana, aerogeneradores Nº 1 y Nº 2, transformadores de potencia Nº 1 y Nº 2 - Corani (Sin operación comercial hasta el 31/12/2013), Central Bulo Bulo, Generador Nº 3, 64.5 MVA, transformador de potencia Nº 3 (Sin operación comercial hasta el 31/12/2013).

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 26/06/2013 la AE emite la Resolución AE Nº 380/2013 donde se aprueba la modificación de inciso d) del numeral 5 de la Norma Operativa Nº 4 “Operación en Tiempo Real”.
- En fecha 29/07/2013 la AE emite la Resolución AE Nº 441/2013 donde se aprueba la modificación del “Instructivo de Restitución Nº 2 – Restitución del Área Oriental” e “Instructivo de restitución Nº 3 – Restitución Área Norte” correspondientes a la Norma Operativa Nº 6 “Restitución del Sistema Interconectado Nacional”.
- En fecha 06/05/2013 la AE emite la Resolución AE Nº 267/2013 donde se aprueba la modificación del “Instructivo de Restitución Nº 6 – Restitución del Área Trinidad”,



Subestación Viacha - DELAPAZ

correspondiente a la Norma Operativa Nº 6 “Restitución del Sistema Interconectado Nacional”.

- En fecha 24/10/2013 la AE emite la Resolución AE Nº 572/2013 donde se aprueba la actualización de la Norma Operativa Nº 30 “Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión”.

CAMBIO DE DENOMINACIÓN SOCIAL DE LA EMPRESA ELECTRICIDAD DE LA PAZ (ELECTROPAZ)

Es importante mencionar que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), mediante Resolución AE Nº 155/2013 de fecha 25 de marzo de 2013, autorizó la modificación a la Constitución y Estatutos de la Empresa Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ) respecto al cambio de razón social por Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ con sigla DELAPAZ.

RESOLUCIONES DEL CNDC

Durante la gestión 2013, el Comité de Representantes al CNDC llevó a cabo 14 Sesiones Ordinarias y una Sesión Extraordinaria donde se emitieron 87 resoluciones de cumplimiento obligatorio para todos los Agentes del MEM, ejerciendo de esta forma su función de Administrador del MEM.

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

El CNDC cuenta con una organización estructurada para el logro de sus objetivos, conforme a los lineamientos establecidos en el D.S. Nº 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 fuente de recursos los aportes de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

En la gestión 2013, la Unidad de Administración y Finanzas ha gestionado la contratación de personal y la compra y/o contratación de bienes y/o servicios, velando por la satisfacción de los requerimientos de las distintas áreas coordinando y controlando la adquisición y distribución de los bienes y servicios necesarios para el adecuado funcionamiento del CNDC, de acuerdo a lo previsto en el POA 2013.

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 2013, gestionando la participación del personal en 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 2013 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 cumplimiento a la normativa interna 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.

El CNDC ha continuado con el proceso de actualización de sus sistemas de información, es así que durante la gestión 2013 se ha concluido con el desarrollo de los módulos de Administración de Componentes del SIN y la Administración de los Registros de Medida; asimismo, se han diseñado los módulos de Administración de Redes, Costos de Generación y Sistema de Medición Comercial (SMEC). Se tiene por objetivo alcanzar un mayor nivel de integración modular y paramétrico con herramientas que cuentan con tecnología de punta. Esta actividad ha sido priorizada por la presidencia del CNDC y contó con el aporte de las Gerencias Técnicas y Unidades de Apoyo.

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC

El CNDC ha mantenido la certificación ISO 9001:2008, producto de la auditoría realizada en abril por la empresa UNIT de Uruguay con un informe libre de observaciones. Demostrando de esta manera, que el CNDC cumple con su responsabilidad de brindar un servicio de calidad al Sector Eléctrico Boliviano.

Como parte de la mejora continua se ha completado la migración de todos los procedimientos de Gestión de la Calidad a un nuevo formato, permitiendo una mejor administración operativa de los procesos, mayor sistematización y estandarización de los procedimientos.

Con el objetivo de optimizar la gestión del CNDC, se han establecido los lineamientos para integrar los criterios de Gestión de la Calidad con los de Gestión Estratégica Institucional. Esta actividad se desarrolló con la participación de las Gerencias Técnicas y Unidades de Apoyo, cuyo aporte fue fundamental para lograr una mayor integración en la administración del CNDC.

Como parte de las funciones de la Unidad de Procesos y Tecnologías de la Información, se han actualizado los procedimientos externos al Sistema de Gestión de la Calidad pertenecientes a la Unidad de Administración y Finanzas.





CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA

El CNDC, al ser una empresa eminentemente técnica, cuyo principal recurso es el factor humano, en la gestión 2013 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

NOMBRE DEL EVENTO	LUGAR
Análisis de Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia - ENSYS S.A.C.	Lima - Perú
Seminario Internacional de Metrología Eléctrica XMETRO, Curso de Calibración de Equipos para ensayos de medidores de energía - INTI	Buenos Aires - Argentina
Seminario Iberoamericano de Energías Renovables SIBER III, Licitaciones Públicas para la contratación de la Generación en base a ERNC, Capacitación a Distancia Medición y Evaluación del Recurso Eólico - CIER	Montevideo - Uruguay
Congreso Internacional de Operación de Sistemas de Mercados de Energía COSMER - CIER	Medellín - Colombia
XVI Seminario Power Factory - DIGSILENT, ENSYS S.A.C.	Lima - Perú
Ánálsis de Transitorios usando EMTP - AT - Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento - SIEMENS	Bogotá - Colombia
Visita Técnica a Instalaciones del Comité de Operación Económica del Sistema - COES	Lima - Perú
Congreso Nacional de Distribución - BOCIER	La Paz - Bolivia
Taller de Electrificación Rural en Zonas Rurales dispersas y aisladas - Ministerio de Hidrocarburos y Energía	Sucre - Bolivia
Economía de la Regulación de la Actividad de Generación y Mercado Eléctrico Mayorista (Curso a Distancia) - CIER	Cochabamba - Bolivia
Licitaciones públicas para la expansión de la capacidad de generación (Curso a Distancia) - CIER	Cochabamba - Bolivia
Mantenimiento de Transformadores de Potencia - SEDESEM	Cochabamba - Bolivia
Curso Internacional de Ingeniería de Líneas de Transmisión en 500 kV - BOCIER	Cochabamba - Bolivia
Restitución en Sistemas Eléctricos de Potencia - XM S.A.	Cochabamba - Bolivia
Fundamentos de diseño y Rehabilitación de generadores para centrales Hidroeléctricas - S.I.B.	Cochabamba - Bolivia
Redes Inteligentes - BOCIER	Cochabamba - Bolivia
Operación del SIN en Condiciones de Emergencia y Restitución - BOCIER	Cochabamba - Bolivia
Curso Básico de Digsilent (Flujos de Potencia) - CNDC	Cochabamba - Bolivia
Curso Oracle DBA - ITEAM	Cochabamba - Bolivia
Taller "Bolivia Energía Sostenible para Todos" - BID	Cochabamba - Bolivia
Seminario Internacional de Energías Renovables en el SIN - Ministerio de Hidrocarburos y Energía	Cochabamba - Bolivia
Congreso Nacional de Distribución - BOCIER	Cochabamba - Bolivia
Evaluación de Proyectos de Generación - QUANTUM	Cochabamba - Bolivia

GENERAL

NOMBRE DEL EVENTO	LUGAR
Conferencia Internacional de Auditores Internos - METROCONNECTIONS	Orlando, Florida - USA
Seminario "Ultimas Modificaciones Laborales" – CHRISTIAN AMESTEGUI	La Paz - Bolivia
Legislación Laboral – CECAP	Santa Cruz - Bolivia
Actualización de Normas Laborales - EDULEX	Santa Cruz - Bolivia
Ajustes Contables por Cierre de Gestión – SAITELS S.R.L.	La Paz - Bolivia
Auto Motivación, Liderazgo y Trabajo en Equipo – KAISHA CORP S.R.L.	Cochabamba - Bolivia
Seminario "Modificaciones y Complementaciones Tributarias, según Ley Financiera 2013" – SAITELS S.R.L.	Cochabamba - Bolivia
Nuevo Régimen de Contribuciones y Aporte para Consultores, Trabajadores Asalariados, Independientes, Proveedores de Servicios y otros al Sistema Integral de Pensiones – SAITELS S.R.L.	Cochabamba - Bolivia
Seminario "Compras Empresariales" - GESTION	Cochabamba - Bolivia
Taller "Legislación Laboral" – SAITELS S.R.L.	Cochabamba - Bolivia
Aplicación Práctica del Incremento Salarial 2013, Tratamiento Contable y Tributario del Incremento Salarial, Reprocesamiento y Elaboración de Planillas de Sueldos, Aportes y Subsidios por Incremento Salarial – SAITELS S.R.L.	Cochabamba - Bolivia
Curso "Cómo Prevenir, Evitar y Enfrentar Demandas Laborales" - SAITELS S.R.L.	Cochabamba - Bolivia

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.



Personal Gerencia de Operaciones del SIN



TÉCNICA OPERATIVA

TEMA / CURSO	LUGAR	DIRIGIDO A:
Seminario Internacional de Energías Renovables en el SIN	Cochabamba - Bolivia	Instituciones y empresas del Sector
Manejo de Sistemas de Potencia Power Factory de Digsilent	Santa Cruz - Bolivia	CRE

PARTICIPACIÓN EN ACTIVIDADES DEL SECTOR

Durante la gestión 2013, 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
XIII Reunión del Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los sectores Eléctricos de los países miembros de la Comunidad Andina - GOPLAN.	Bogotá - Colombia
BRACIER - 48º Reunión Altos Ejecutivos - CIER	Rio de Janeiro - Brasil
Reunión de Cooperación Técnica entre Instituciones del Sector - GESEL	Sao Paulo - Brasil



Personal Unidad Procesos y Tecnología de la Información

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 2013 se ha definido un Plan Operativo Anual (POA 2013) 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 2013:

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:

- Medición de potencia efectiva en la unidad Ciclo Combinado (CCGT) de EGSA y las unidades de la central Entre Ríos de ENDE ANDINA.
- Revisión y Verificación del SMEC, se ha efectuado la inspección en sitio de 75 puntos de medición cumpliendo la cantidad prevista para el 2013.
- Presentación del Informe Nº CNDC 15/13 "Suministro de Energía Eléctrica en el SIN mayo 2013 – abril 2014" y el Informe Nº CNDC 51/13 "Suministro de Energía Eléctrica en el SIN diciembre 2013 – octubre 2014".
- Presentación de las guías para la elaboración del Informe de Mediano Plazo y el Informe de Precios de Nodo.
- Evaluación del efecto técnico - económico de las restricciones operativas a través de un análisis de las características de operación.

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 participado en reuniones interinstitucionales con el VMEEA, AE y CNDC, para proponer un borrador de Decreto Supremo, que posibilite la incorporación y posterior remuneración de emprendimientos con Energías Alternativas.

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

- Actualización de la información de proyectos de generación y transmisión - Módulo de Proyectos y utilizada para la elaboración del Plan Eléctrico 2025.



- Inventariado de los proyectos hidroeléctricos Carrizales, Puesto Margarita, Complejo Río Grande, ICLA y Cachuela Esperanza con información del VMEEA.
- Recopilación de información de sistemas aislados y análisis de la información sobre requerimientos de demanda de centros productivos sugeridos por el VMEEA y requerimientos futuros de Agentes y empresas estatales. Una vez organizada dicha información, se proyectó la Demanda a Largo Plazo utilizada en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia - 2025.
- Se realizaron pruebas de campo para la validación del modelo de gobernador de la unidad VHE04 de la Central de Valle Hermoso.
- Durante la gestión 2013 se asistió a ocho reuniones de la Comisión Interinstitucional de Coordinación para el Suministro de Gas GAA.
- Se ha recopilado información básica de las centrales Bulo Bulo, Carrasco y Entre Ríos para el diagnóstico de incorporar ciclos combinados al parque generador térmico.
- Se han realizado reuniones de coordinación con las empresas Distribuidoras CRE, DELAPAZ, ELFEC, ELFEO y las empresas de Transmisión TDE y ENDE para definir proyectos de transmisión asociados a nuevos puntos de retiro.
- Con la participación de representantes de las empresas TDE, ENDE y EGSA, se elaboraron los Términos de Referencia para la Consultoría de Estudios Eléctricos del SIN que se adjudicó a la empresa consultora CESI mediante Resolución CNDC 327/2013-1.

Plan 4: Para promover la integración energética internacional y el comercio de energía eléctrica se ha participado en las siguientes iniciativas de integración energética:



Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico

Se participó en presentaciones, seminarios, reuniones técnicas de grupos de trabajo y comités. Estas actividades contaron con la presencia de organismos, entidades e instituciones nacionales e internacionales como ser:

- Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de la Comunidad Andina de Naciones.
- Autoridades y Organismos Reguladores de Electricidad.
- Comisión de Integración Energética Regional de Colombia – COCIER.
- Altos Ejecutivos de la Comisión de Integración Energética Regional (RAE - CIER).
- Organismos Reguladores de Electricidad.
- Secretaría General de la COMUNIDAD ANDINA.
- Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC del Ecuador.
- Autoridades de los países de la CAN en el marco de la Iniciativa SINEA.
- Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas de Bolivia VMEEA.
- Representantes de ELECTROBRAS del Brasil.

Se han realizado:

- Análisis para la interconexión con el mercado Argentino mismo que fue presentado al VMEEA.
- Análisis de la Propuesta para la Adecuación y Armonización de la Normativa Supranacional de la CAN, enviado al Ministerio de Hidrocarburos y Energía.
- Comentarios al informe de avance de la consultoría del SINEA para la Armonización Regulatoria de los Países miembros de la Comunidad Andina de Naciones, presentado al VMEEA.

Plan 5: Para fomentar integralmente el talento humano, promoviendo el desarrollo de competencias, la Unidad de Administración y Finanzas ha conseguido los siguientes logros:

- Actualización del Manual de Funciones con la participación de las áreas y posteriormente aprobado por la Presidencia para su aplicación.
- Motivación y formación del personal del CNDC mediante capacitación técnica especializada.
- Actualización, difusión y aplicación del Procedimiento de Evaluación de Desempeño con la aprobación de la Presidencia.



Plan 6: Con el fin de obtener mayor provecho de las tecnologías disponibles y su aplicación efectiva en el CNDC, la Unidad de Procesos y Tecnología – TI ha obtenido los siguientes logros:

- Se han desarrollado los procesos de descarga de información del SCADA.
- Desarrollo sistema QUANTUM: Se han desarrollado, modificado y reprogramado módulos de acuerdo a especificaciones solicitadas por los usuarios.
- Avance en el desarrollo e implementación de software mejorado para el seguimiento del SGC y POA.
- Se ha adjudicado a la empresa SOFOS BOLIVIA la provisión de un Sistema Informático Administrativo Contable.
- Desarrollo del plan de contingencias para los servidores.
- Actualización de equipos informáticos de acuerdo a necesidades específicas de áreas para un mejor desempeño de funciones.
- Adquisición de conectores y cables de fibra óptica para la interconexión del switch de servidores a switchs de estaciones de trabajo.
- Potenciamiento del sistema de alta disponibilidad de la VPN.

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 Calidad certificado bajo normas reconocidas a nivel internacional.

Las principales funciones operativas y de apoyo del CNDC, se encuentran procedimentadas en su Sistema de Gestión de la calidad con el propósito de contribuir a brindar un servicio de calidad al Sector Eléctrico Boliviano, muestra de ello, durante la gestión 2013, el sistema ha mantenido la certificación ISO 9001:2008, por parte de UNIT y AENOR.

Se elaboraron los procedimientos administrativos externos al SGC de “Presupuestos”, “Manejo y Control de Activos Fijos”, “Comisión de Viaje” y “Fondo Rotatorio”.

Plan 8: Lograr posicionar al CNDC como referente técnico en el sector energético del País.

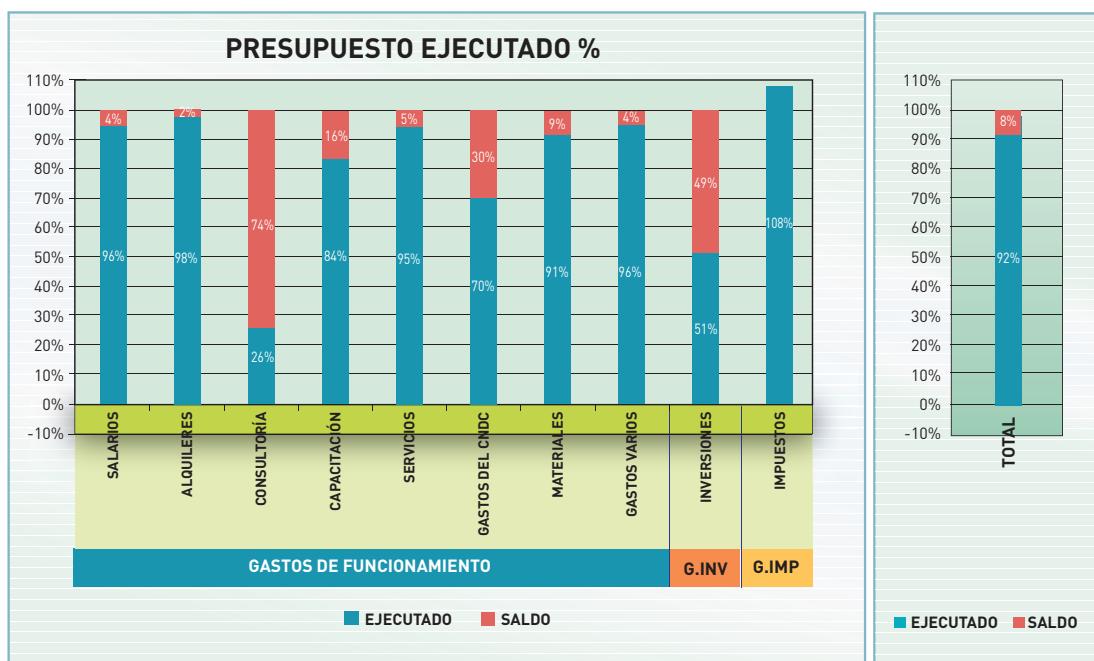
Se han establecido contactos con entidades vinculadas al sector, participando en cursos, talleres, seminarios y otros eventos relacionados con empresas e instituciones del sector eléctrico nacional e internacional; asimismo, se ha participado e interactuado en cursos, talleres, seminarios y otros eventos 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”.

El Comité de Representantes en su Sesión N ° 311 de fecha 30 de noviembre de 2012, aprobó el Plan Operativo Anual y el presupuesto por un monto total de Bs 33,492,110.- según Resolución CNDC 311/2012-7. La ejecución presupuestaria al final de la gestión 2013, alcanzó el 92%, este resultado no toma en cuenta el presupuesto comprometido para cubrir el servicio de consultoría de “Estudios Eléctricos del SIN” por Bs 1,443,866.- en la partida de Consultorías.





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 2013
(Expresado en Bolivianos)

EGRESOS	PRESUPUESTO APROBADO Bs	PRESUPUESTO NETO Bs	EJECUCIÓN Bs	SALDO NETO Bs
Salarios	17,182,666	17,182,666	16,501,620	681,046
Alquileres	6,678,050	5,809,904	5,705,543	104,361
Consultoría	2,463,003	2,169,414	555,235	1,614,179
Capacitación	927,235	859,503	724,303	135,200
Servicios	2,283,306	2,100,608	1,991,436	109,172
Gastos del CNDC	280,808	264,388	184,526	79,862
Materiales	142,956	124,372	113,320	11,052
Gastos varios	157,660	137,164	131,439	5,725
Inversiones	934,917	817,132	416,715	400,417
Sub Total	31,050,601	29,465,151	26,324,137	3,141,014
Impuestos no compensados	4,026,959	4,026,959	4,364,399	(337,440)
Totales	<u>35,077,560</u>	<u>33,492,110</u>	<u>30,688,536</u>	<u>2,803,574</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

DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE



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

Calle Guembe No. 2015
Esq. Av. Bení
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" (11º Piso)
P.O. Box: 2806
La Paz, Bolivia
T +591 2 2434343

www.glacevedobolivia.com

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

1. Hemos examinado los balances generales del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2013 y 2012, y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 2013 y 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.
2. Efectuamos nuestros exámenes 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 nuestros exámenes proporcionan una base razonable para nuestra opinión.
3. En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación patrimonial y financiera del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los resultados de sus operaciones, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 2013 y 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. (ELFEO). 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, 14 de marzo de 2014

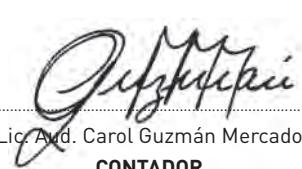


COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA**BALANCE GENERAL**

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

(Expresado en bolivianos)

	2013 Bs	2012 (Reexpresado) Bs
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Disponible	5,970,806	2,653,054
Disponible comprometido	1,450,179	1,514,594
Cuentas por cobrar a agentes	3,120,918	3,131,523
Anticipo impuestos	28,496	25,763
Anticipo al personal	7,198	5,754
Cuentas por cobrar al personal	3,939	2,534
Cuentas por cobrar varios	27,356	28,410
Total activo corriente	10,608,892	7,361,632
ACTIVO NO CORRIENTE		
Activo fijo neto	6,308,301	6,888,750
Inversiones	53,025	55,945
Activo fijo diferido	120,233	370,617
Otros activos	643,345	365,051
Total activo no corriente	7,124,904	7,680,363
TOTAL ACTIVO	17,733,796	15,041,995



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



COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

BALANCE GENERAL

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

(Expresado en bolivianos)

	2013 Bs	2012 (Reexpresado) Bs
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas por pagar agentes	13,113	599,067
Proveedores	679,516	886,573
Cuentas por pagar varios	7,580	7,090
Obligaciones tributarias	360,524	283,689
Obligaciones sociales	2,309,418	1,323,406
Previsión para obligaciones varias	<u>751,540</u>	<u>792,919</u>
Total pasivo corriente	<u>4,121,691</u>	<u>3,892,744</u>
PASIVO NO CORRIENTE		
Previsión para indemnizaciones	<u>2,527,292</u>	<u>2,351,959</u>
Total pasivo no corriente	<u>2,527,292</u>	<u>2,351,959</u>
TOTAL PASIVO	<u>6,648,983</u>	<u>6,244,703</u>
PATRIMONIO		
Reserva patrimonial	1,000,000	1,000,000
Ajuste de capital	474,018	474,018
Reserva por resultado de inversiones	5,026,777	5,075,940
Reserva por revalúo técnico	135,392	135,392
Ajuste de reservas patrimoniales	1,540,068	1,542,775
Resultado de la gestión	<u>2,908,558</u>	<u>569,167</u>
Total patrimonio	<u>11,084,813</u>	<u>8,797,292</u>
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	<u>17,733,796</u>	<u>15,041,995</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

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA**ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS****POR LOS PERIODOS COMPRENDIDOS ENTRE EL 1º DE ENERO****AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012****(Expresado en bolivianos)**

	2013 Bs	2012 (Reexpresado) Bs
INGRESOS DE OPERACIÓN		
Cuotas ordinarias agentes	30,005,371	27,796,413
Total ingresos	<u>30,005,371</u>	<u>27,796,413</u>
EGRESOS DE OPERACIÓN		
Gastos de administración	(13,356,525)	(14,927,391)
Costo de operación en despacho	(14,205,411)	(13,123,199)
Costos financieros	<u>(16,291)</u>	<u>(24,449)</u>
Total egresos de operación	<u>(27,578,227)</u>	<u>(28,075,039)</u>
Utilidad operativa	<u>2,427,144</u>	<u>(278,626)</u>
OTROS INGRESOS (EGRESOS)		
Egresos de gestiones anteriores	7,847	(195,383)
Amortizaciones y castigos	(1,387)	-
Ingresos de gestiones anteriores	18,647	149,819
Excedentes presupuestarios	588,628	964,916
Gastos varios	<u>(104,427)</u>	<u>(87,693)</u>
Gastos por actividades ajenas	-	(9)
Rendimientos financieros	28,606	33,365
Mantenimiento de valor	(477)	(437)
Diferencia de cambio	(126)	(231)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	<u>(55,897)</u>	<u>(16,554)</u>
Total otros ingresos	<u>481,414</u>	<u>847,793</u>
RESULTADO DE LA GESTIÓN	<u><u>2,908,558</u></u>	<u><u>569,167</u></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



COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO
POR LOS PERÍODOS COMPRENDIDOS ENTRE EL 1° DE ENERO
Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012
(Expresado en bolivianos)

	2013 Bs	2012 (Reexpresado) Bs
FONDOS PROVENIENTES DE LAS OPERACIONES		
Resultado de la gestión	2,908,558	569,167
Ajustes para reconciliar la utilidad neta a los fondos provistos por las operaciones		
Depreciación activo fijo	1,046,154	1,068,961
Previsión para indemnizaciones	1,158,493	1,118,427
Ajuste por reserva resultado de inversión	(588,627)	(964,916)
Ajuste de activos fijos e inversiones	(7,847)	187,536
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	<u>(125,134)</u>	<u>(192,625)</u>
	<u>4,391,597</u>	<u>1,786,550</u>
Cambios en activos y pasivos que originan movimiento de fondos		
Disminución (incremento) en activos		
Disponible comprometido	64,415	1,072,125
Cuentas por cobrar a agentes	10,606	(445,317)
Anticipo de impuestos	(2,732)	(20,202)
Anticipo al personal	(1,444)	2,648
Cuentas por cobrar al personal	(1,404)	5,882
Cuentas por cobrar varios	1,054	(19,739)
Incremento (disminución) en pasivos y patrimonio		
Pago beneficios sociales	(860,420)	(1,910,220)
Cuentas por pagar agentes	(585,955)	587,623
Proveedores	(207,057)	501,442
Cuentas por pagar varios	490	7,084
Obligaciones tributarias	76,835	(21,703)
Obligaciones sociales	986,012	126,606
Provisión para obligaciones varias	<u>(41,379)</u>	<u>350,661</u>
Total fondos provenientes de las operaciones	<u>3,830,618</u>	<u>2,023,440</u>
FONDOS APLICADOS A ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adiciones de activos fijos	(447,952)	(516,284)
Baja de activo fijo	1,388	-
Activo diferido	231,043	(269,648)
Otros activos	(297,345)	(365,051)
Total fondos aplicados a actividades de inversión	<u>(512,866)</u>	<u>(1,150,983)</u>
Incremento (Disminución) de fondos durante el período	3,317,752	872,457
Disponible al inicio de la gestión	2,653,054	1,780,597
Disponible al cierre de la gestión	<u>5,970,806</u>	<u>2,653,054</u>

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

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

Ing. Hernán Jaldín Florero
PRESIDENTE

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2013

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.

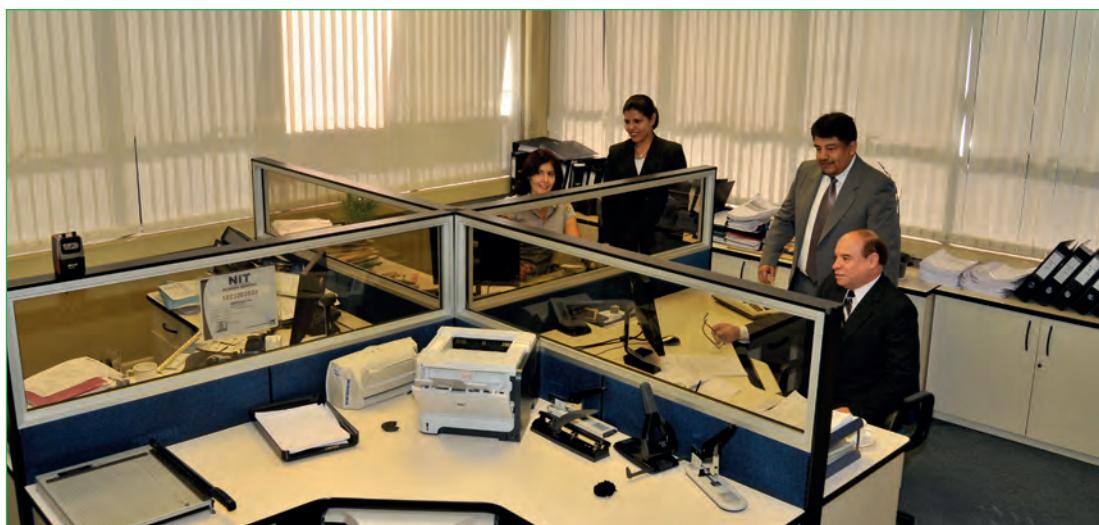
El domicilio legal del Comité se encuentra en la ciudad de Cochabamba – Bolivia.

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 transmisoras
- Otras empresas de distintos consumidores no regulados

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.



Personal Unidad de Administración y Finanzas



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 facturada a los agentes por servicios del despacho de carga en función a las transacciones mensuales económicas de los agentes.

Según el artículo N° 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.

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.

Subestación Lucianita - ENDE





Subestación Urubó - ISA

Mediante Decreto Supremo N° 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 de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. (ELFEO).

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

2. 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 1º de enero al 31 de diciembre de 2013 y 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.

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

De conformidad con la Resolución CTNAC 01/2008 de fecha 11 de enero de 2008, del Consejo Técnico Nacional de Auditoria y Contabilidad, el Comité procedió a efectuar el ajuste por inflación de los rubros no monetarios del Balance General en la gestión 2013 y 2012, 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 2013, es de Bs 1.89993 por UFV y al 31 de diciembre de 2012 es de Bs 1.800078 por UFV.

Las cifras incluidas en los estados financieros al 31 de diciembre de 2012, fueron reexpresadas a moneda del 31 de diciembre de 2013 para propósitos comparativos, exceptuando las cuentas de patrimonio, las cuales se presentan en moneda nacional de acuerdo a los documentos de

Central Termoeléctrica del Sur - ENDE ANDINA



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 2013 y 2012 (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 2013 y 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, incluso en los casos de retiro voluntario.

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 Auditoria y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia, revisada y modificada el 1º septiembre de 2007 vigente a partir del período anual que inicia el 1º de octubre de 2007, 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 la cuenta Reserva Patrimonial, se registra en la cuenta “Ajuste de capital”, de reservas 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.

k. Régimen tributario - exención del IUE

El Comité Nacional de Despacho de Carga no ha procedido a la determinación del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas, debido a que se encuentra exento del pago de este impuesto de conformidad a lo establecido por el artículo 49 inciso b) de la Ley 1606. Asimismo, de acuerdo a Resolución Administrativa N° 04/2000 del 19 de octubre de 2000, la Dirección General de Impuestos Internos (actualmente Servicio de Impuestos Nacionales), libera al Comité del pago de este impuesto.

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



RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN

2



ÍNDICE

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2013	1
PRESENTACIÓN	1
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	3
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	4
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
DEMANDA DE POTENCIA	7
OFERTA DE GENERACIÓN	10
CAPACIDAD DE GENERACIÓN	10
OFERTA DE TRANSMISIÓN	13
DESPACHO DE CARGA	16
EJECUCIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	17
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	19
INYECCIONES DE ENERGÍA	21
POTENCIA MÁXIMA TRANSMITIDA	23
POTENCIA FIRME DE GENERACIÓN, POTENCIA DE RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA	23
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 PERÍODO 1996 - 2013	40

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2013

PRESENTACIÓN

Durante la gestión 2013, 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.

En el SIN, el consumo de energía durante el año 2013 alcanzó el valor más alto en los últimos 15 años, registrándose 7,012.8 GWh, que representa un incremento de 408.5 GWh ó el 6.2% respecto al año anterior; los Consumidores No Regulados demandaron el 6.9% 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 92.8 MW (8.4% de incremento respecto al año 2012); habiéndose registrado el valor máximo de 1,201.8 MW el día 28 de noviembre del 2013.

La oferta de capacidad de generación tuvo un incremento neto de 37.99 MW, debido principalmente a la puesta en servicio de la Unidad ALT02 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso y la reincorporación de las unidades de Central Moxos de la Empresa ENDE (Generación) que se incendiaron en la gestión 2012.

La producción de energía fue de 7,347.7 GWh; de la cual, 2,514.9 GWh corresponden a producción hidroeléctrica y 4,832.8 GWh a producción termoeléctrica, que equivale al 34.2% y el 65.8% respectivamente. Por otro lado se considera la generación de 0.04 GWh correspondiente a la producción eólica de la Central Qollpana perteneciente a la Empresa Eléctrica Corani S.A. y una generación de 0.92 GWh correspondiente a la producción de la unidad BUL03 perteneciente a la Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo, debido a las pruebas efectuadas por ambas empresas previas a la operación comercial de estas unidades.

La energía no servida correspondió al 0.0088% del consumo anual de energía registrado para la gestión 2013; para el 2012 fue de 0.0098%.

Las ventas valorizadas en el Mercado Spot fueron de 294.89 millones de dólares, monto que corresponde a un incremento del 4.05% respecto a las ventas realizadas el año anterior.

El promedio ponderado del costo marginal de generación durante este año fue de 15.75 US\$/MWh, inferior en 12.42% con relación al del año 2012.

En cuanto al sistema de transmisión, se realizó la construcción de la Subestación de maniobra Sacaba en 115 kV que divide la línea Santa Isabel – Arocagua 115 kV en Santa Isabel – Sacaba



Unidad ALT02 - Central El Alto

115 kV y Sacaba – Arocagua 115 kV, la cual posibilita un nuevo punto de retiro para ELFEC; asimismo, se realizó la construcción de la Subestación Uyuni que se deriva de la línea Punutuma – San Cristóbal 230 kV y que mediante el autotransformador Uyuni de 50 MVA 230/115/24.9 kV posibilita un nuevo punto de retiro para el suministro de energía eléctrica a la población de Uyuni. Por otro lado, se realizó la construcción y puesta en operación de las líneas de transmisión Punutuma – Las Carreras 230 kV y Las Carreras – Tarija 230 kV, que permitirán la interconexión del sistema Tarija al SIN. Por otra parte, se construyó la línea Cataricagua – Lucianita 115 kV 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 2013, han sido extractados de la información difundida mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.

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 92% 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 y en operación comercial, misma que posibilitará la incorporación del departamento 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.



Unidad BUL03 - Central Bulo Bulo

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 2013, fueron: CRE en Santa Cruz, DELAPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca, SEPSA en Potosí y ENDE (Distribución) en Beni.

Los Consumidores No Regulados que participaron en el MEM durante la gestión 2013, 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 2013, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista presentó un crecimiento de 6.2 % con relación al consumo de energía registrado el año 2012; como se muestra en el Cuadro 1, el consumo de energía registrado en la gestión 2013, alcanzó el valor de 7,012.8 GWh.

CUADRO 1: CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA – (GWh)

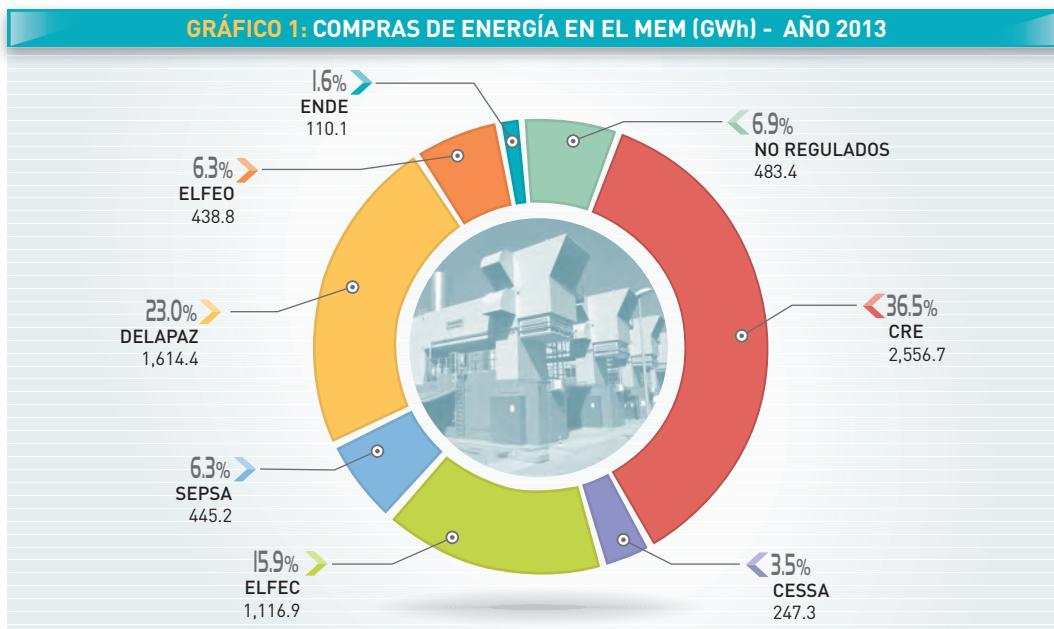
CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2013	2012	
CRE	2,556.7	2,411.8	6.0
CESSA	247.3	227.8	8.6
ELFEC	1,116.9	1,058.3	5.5
SEPSA	445.2	416.6	6.9
DELAPAZ	1,614.4	1,522.5	6.0
ELFEO	438.8	403.8	8.7
ENDE	110.1	92.5	18.9
NO REGULADOS	483.4	471.0	2.6
Total	7,012.8	6,604.3	6.2

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 24.6 % y el resto del SIN con el 38.9 %. Asimismo, respecto a la gestión anterior, se observa un crecimiento importante en el consumo de energía: ENDE, ELFEO, CESSA, SEPSA, DELAPAZ, CRE, ELFEC y Consumidores No Regulados.

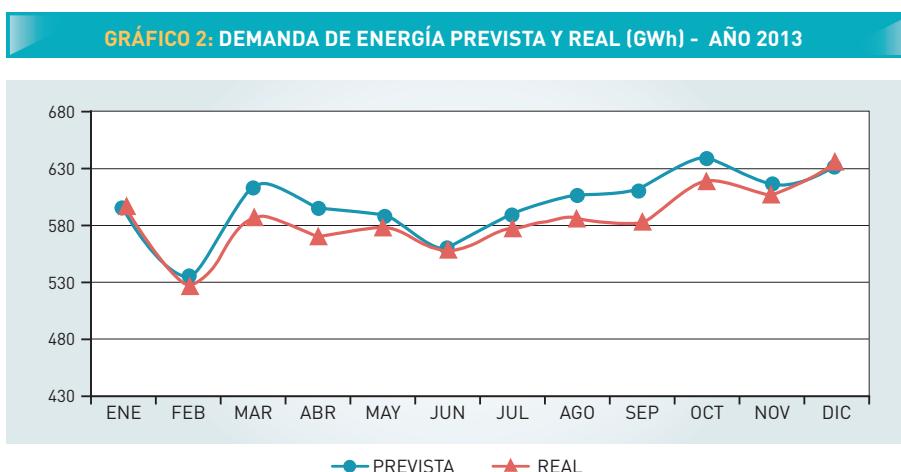


En el Gráfico 1 se muestra la participación porcentual de las empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados en las compras totales de energía en el MEM durante la Gestión 2013.



De acuerdo con la información de mediano plazo, el consumo de energía en el SIN previsto para el año 2013 debía ser de 7,162.87 GWh, que en comparación con el consumo real registrado de 7,012.82 GWh, refleja una desviación de 2.14 %,

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



Demanda de Potencia

La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2013, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, alcanzó los 1,201.8 MW; la misma, ocurrió el día martes 28 de noviembre a horas 20:00, presentando un incremento del 8.4% respecto a la registrada en la gestión 2012.

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

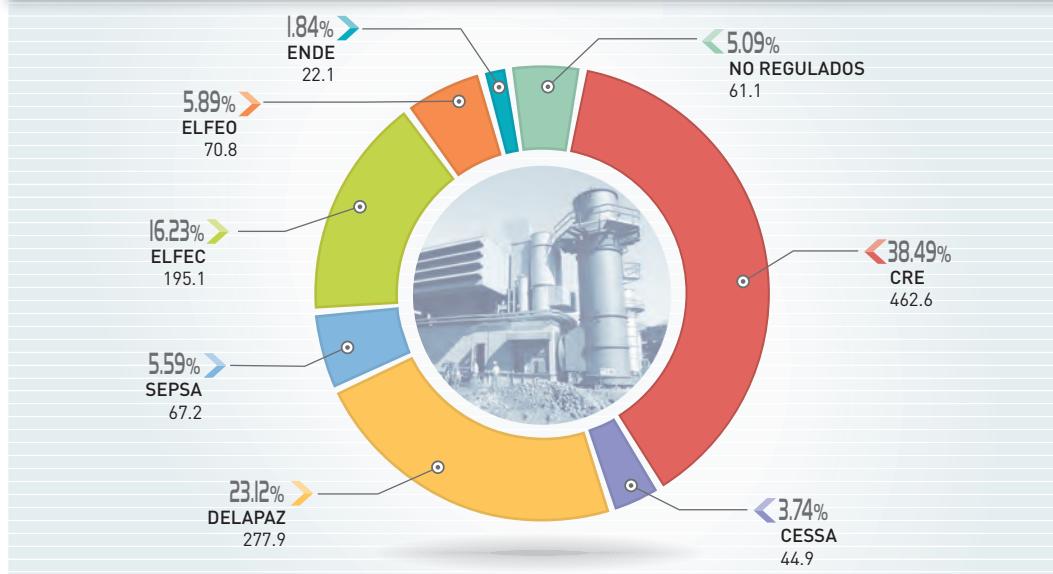
CUADRO 2: DEMANDAS MÁXIMAS (MW)

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2013	2012	
Santa Cruz	492.6	446.0	10.5
La Paz	297.0	274.0	8.4
Cochabamba	188.3	178.9	5.3
Oruro	77.0	71.0	8.5
Sucre	45.9	39.6	15.8
Potosí	44.6	42.8	4.1
Punutuma - Tupiza	20.3	19.6	3.4
No Regulados	67.6	68.2	[0.8]
Otros(*)	42.6	36.8	15.6
Sistema	1,201.8	1,109.0	8.4

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

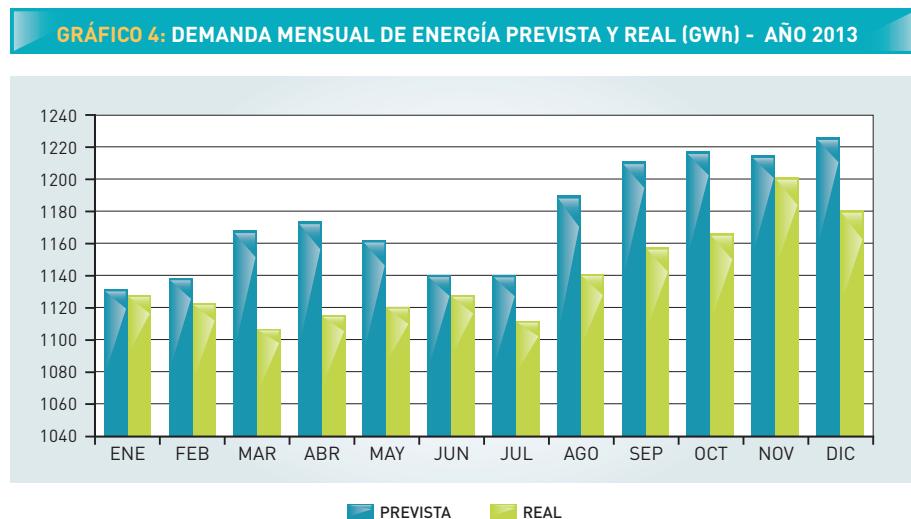
La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual del SIN se presenta en el Gráfico 3:

GRÁFICO 3: PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2013



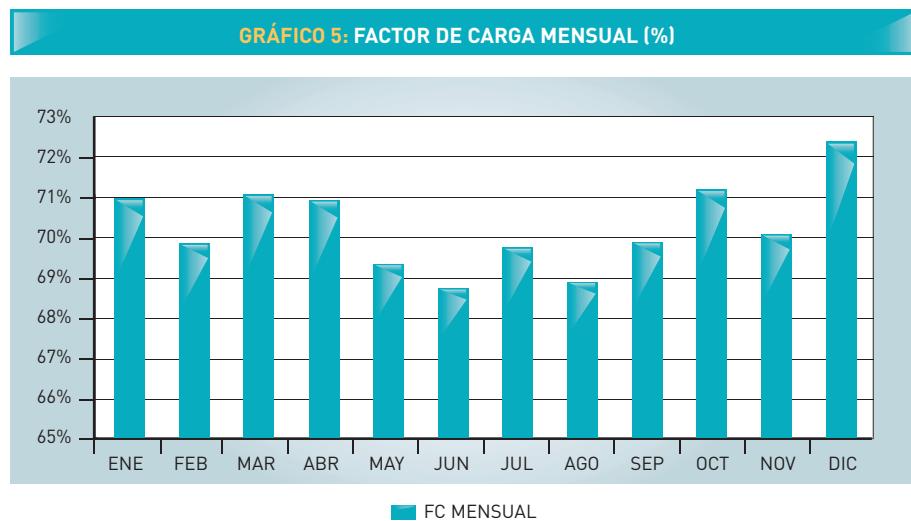


El gráfico 4, presenta la comparación mensual entre la demanda de potencia prevista y real.



El factor de carga anual de los consumos fue de 66.6%, considerando la demanda máxima de 1,201.8 MW y el consumo de energía de 7,012.8 GWh para el período de un año (8,760 horas).

Como se observa en el gráfico 5, el factor de carga mensual de los consumos varió entre 68.7% y 72.3%.



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 2013, se dio el día miércoles 9 de octubre a horas 19:30 con un valor de 1,166.4 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 2012 - octubre 2013 y noviembre 2011 - octubre 2012.

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

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2013	2012	
CRE	436.9	417.2	4.7
DELAPAZ	267.6	256.4	4.4
ELFEC	195.1	181.5	7.5
ELFEO	73.0	67.2	8.7
CESSA	43.8	39.4	11.1
SEPSA	70.7	66.8	5.8
ENDE	20.7	18.0	15.2
NO REGULADOS	58.7	56.7	3.5
Total Coincidencial	1,166.4	1,103.1	5.7

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



Parque Eólico Qollpana - Corani



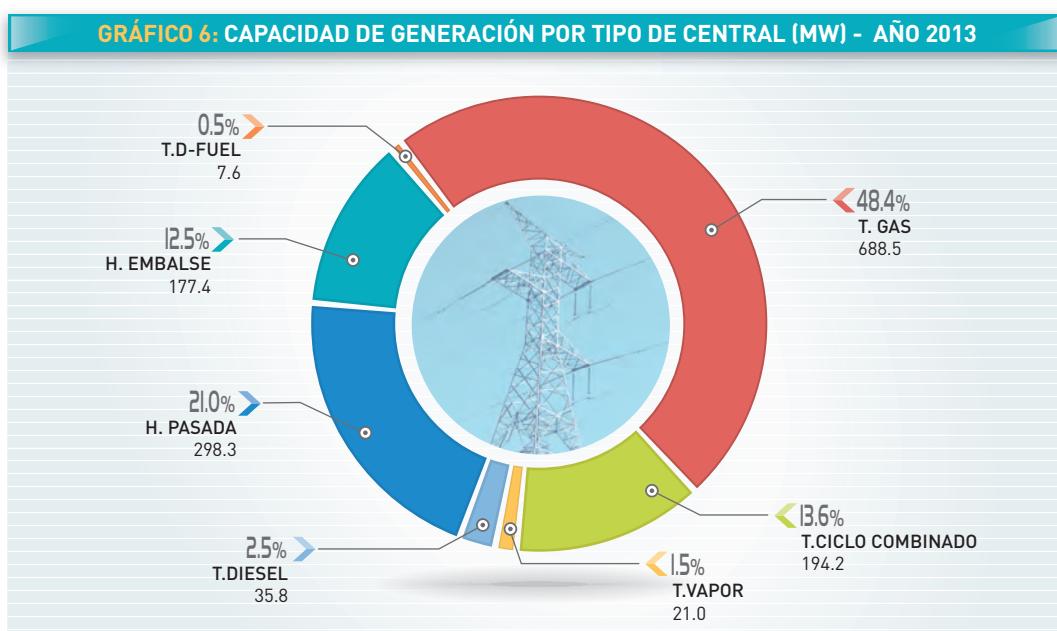
OFERTA DE GENERACIÓN

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, una turbina a vapor de ciclo combinado que aprovecha los gases de escape de 2 turbinas a gas natural en central Guaracachi y motores a diesel oil (Centrales Moxos y Trinidad).

En el Gráfico 6 se ha desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2013 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.



La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2013 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 1,422.76 MW; de los cuales 475.7 MW (33.43%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 947.1 MW (66.57%) a centrales termoeléctricas, 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 2013

HIDROELÉCTRICAS	CAPACIDAD (MW)	TERMOELÉCTRICAS (*)	CAPACIDAD (MW)
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (36°C)	322.1
Sistema Zongo	188.0	Santa Cruz (36°C)	38.4
Sistema Miguillas	21.1	Aranjuez (25°C)	35.4
Sistema Taquesi	89.3	Karachipampa (19°C)	13.4
Kanata	7.5	Kenko (18°C)	17.8
Sistema Yura	19.0	Valle Hermoso (28°C)	107.7
Sistema Quehata	2.0	Carrasco (36°C)	124.0
		Bulo Bulo (36°C)	87.3
		Entre Ríos (36°C)	98.1
		Guabirá	21.0
		El Alto (18°C)	46.2
		Moxos	32.9
		Trinidad	2.9
Subtotal	475.7	Subtotal	947.1
Capacidad Total (Hidro + Termo) : 1,422.76 MW			

(*) A la temperatura máxima probable

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

En el año 2013, el parque de generación se modificó de la siguiente manera:

El 25 de marzo ingresó en Operación Comercial la unidad ALT02, en aplicación al Decreto Supremo N° 1301, con una potencia efectiva de 30 MW a finales de diciembre.

La capacidad total en el sistema fue de 1,422.76 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 19°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.

Subestación Punutuma





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) - 2013

MES	CAPACIDAD BRUTA			POTENCIA INDISPONIBLE		POTENCIA LIMITADA TÉRMICA	POTENCIA LIMITADA HIDRO	CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE	DEMANDA MÁXIMA		MARGEN DE RESERVA	
	TERMOELÉCTRICA	HIDROELÉCTRICA	TOTAL	TÉRMICA	HIDRO				BORNES	RETIROS	MW	% (*)
ENERO	936.66	475.68	1,412.3	150.8	16.6	20.3	0.0	1,224.5	1,178.2	1,127.7	46.4	3.8
FEBRERO	942.92	475.68	1,418.6	124.7	9.3	0.0	0.0	1,284.6	1,174.5	1,122.6	110.1	8.6
MARZO (1)	957.00	475.68	1,432.7	153.5	22.8	48.6	0.0	1,207.8	1,160.9	1,106.4	47.0	3.9
ABRIL	989.68	475.68	1,465.4	201.3	0.8	7.6	0.0	1,255.7	1,176.4	1,115.2	79.3	6.3
MAYO	974.75	475.68	1,450.4	71.6	3.2	12.1	57.2	1,306.4	1,174.5	1,120.4	131.9	10.1
JUNIO	1,003.50	475.68	1,479.2	59.7	50.8	15.8	14.4	1,338.4	1,186.7	1,127.6	151.7	11.3
JULIO	994.48	475.68	1,470.2	19.7	0.2	21.6	48.0	1,380.6	1,161.9	1,111.1	218.7	15.8
AGOSTO	976.83	475.68	1,452.5	86.8	0.2	16.2	35.1	1,314.2	1,196.0	1,141.2	118.2	9.0
SEPTIEMBRE	974.31	475.68	1,450.0	104.1	0.2	20.8	0.0	1,324.8	1,208.1	1,157.5	116.8	8.8
OCTUBRE	968.82	475.68	1,444.5	114.0	6.6	17.3	0.0	1,306.6	1,219.6	1,166.4	87.0	6.7
NOVIEMBRE	968.95	475.68	1,444.6	62.8	23.2	28.9	0.0	1,329.7	1,258.9	1,201.8	70.8	5.3
DICIEMBRE	972.95	475.68	1,448.6	84.9	23.2	12.0	0.0	1,328.6	1,238.4	1,181.6	90.1	6.8

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

(1) Ingreso de la Unidad ALT02 (32.35 MW) el 25/03/2013.

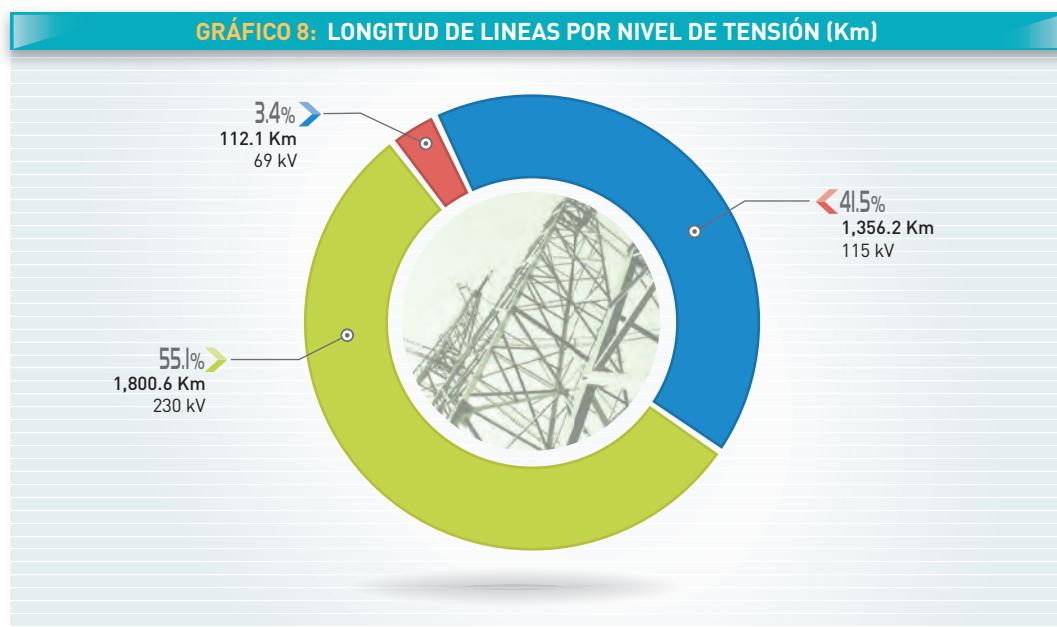
Como se observa en el Gráfico 7, para poder brindar un servicio continuo en el período de punta, durante los meses de enero, marzo y noviembre, fue necesario operar el parque generador con margen de reserva inferior al establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo – CDM.



Subestación Las Carreras - ENDE

OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2013 está compuesto por 1,800.6 km de líneas en 230 kV, 1,356.2 km de líneas en 115 kV y 112.1 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 3,268.9 km de líneas de transmisión, cuyo detalle se presenta en el Gráfico 8:



La capacidad de transformación de este sistema es de 1,320 MVA. En los Cuadros 6, 7 y 8 se presentan algunas características de líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores del STI.



Subestación Lucianita - ENDE



CUADRO 6: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI

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
	Las Carreras - Tarija	74.2
	Punutuma - Las Carreras	181.1
	Arboleda - Urubó	62.0
	Carrasco - Arboleda	102.0
	Santiváñez - Sucre	246.0
	Sucre - Punutuma	177.0
	Subtotal	1,800.6
115 kV	Arocagua - Valle Hermoso I	5.4
	Arocagua - Valle Hermoso II	5.4
	Caranavi - Chuspipata	63.9
	Cataricagua - Catavi	33.0
	Catavi - Ocuri	97.8
	Catavi - Sacaca	43.4
	Chuspipata - 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
	Sacaba - Arocagua	14.9
	Santa Isabel - Sacaba	31.4
	Santa Isabel - San José	8.9
	Senkata-Mazocruz	7.8
	Tap Coboco - Sacaca	41.9
	Tap Coboco - Valle Hermoso	45.5
	Valle Hermoso- Vinto	148.0
	Vinto - Cataricagua	43.7
	Bologna - Cota Cota	5.1
	Bologna - Tap Bahai	2.3
	Cataricagua - Lucianita	4.9
	Caranavi - Yucumo	104.5
	Cota Cota - Kenko	15.7
	Pampahasi - Tap Bahai	2.2
	Pampahasi - Tap Chuquiaguillo	4.1
	Potosí - Punutuma	73.2
69 kV	San Borja - San Ignacio de Moxos	138.5
	San Ignacio de Moxos - Trinidad	84.8
	Yucumo - San Borja	40.4
	Subtotal	1,356.2
	Aranjuez - Mariaca	42.9
	Aranjuez - Sucre	12.0
	Don Diego - Karachipampa	16.0
Total	Don Diego - Mariaca	31.2
	Karachipampa - Potosí	10.0
	Subtotal	112.1
	Total	3,268.9



Torre de Alta Tensión

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
	Tarija (*)	75.0
	Arboleda (*)	100.0
Subtotal		650.0
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
Transformación 115/10 kV	Lucianita	50.0
	Subtotal	50.0
Total		1,320.0

(*) Unidades Monofásicas

CUADRO 8: CAPACITORES Y REACTORES EN EL STI

TIPO	SUBESTACIÓN	TENSIÓN KV	MVAr
Capacitores en derivación	Aranjuez	69	7.2
	Atocha	69	7.2
	Catavi	69	7.2
	Kenko	69	12.0
	Kenko	115	12.0
	Potosí	69	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
	Las Carreras	230	21.0
	Punutuma	230	2 x 12
	Sucre	230	2 x 12
	Urubó	230	12.0
Subtotal			192.6

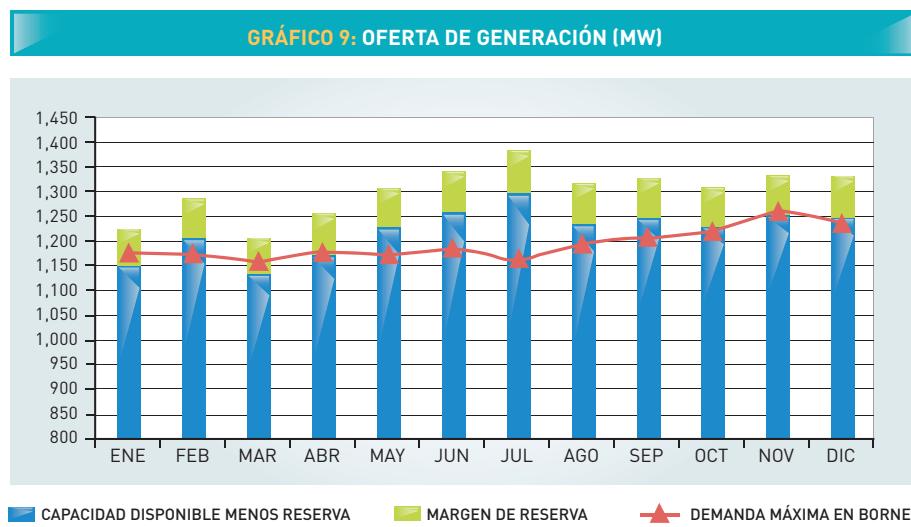


DESPACHO DE CARGA

En general, durante la gestión 2013 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 CAR02 (78 días), KEN02 (72 días), ALT02 (105 días), SCZ01 (32 días), BUL02 (87 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. 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 roja 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 azul del gráfico esto significa que la demanda se encuentra dentro la Capacidad disponible, sin hacer uso del margen de reserva.



Ejecución de la programación del despacho de carga

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y el realizado, muestran una diferencia anual de 2.21% negativa (-162.5 GWh); estas desviaciones se ilustran en el Cuadro 9 y en el Gráfico 10.

CUADRO 9: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - 2013

CENTRAL	PROGRAMACIÓN SEMESTRAL	DESPACHO REALIZADO	DIFERENCIA
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	971.8	1,000.1	28.3
Sistema Corani	899.0	929.5	30.6
Sistema Taquesi	359.0	369.2	10.2
Sistema Yura	72.4	77.8	5.5
Sistema Miguillas	115.6	114.4	(1.2)
Kanata	19.7	16.4	(3.3)
Sistema Quehata	8.0	7.4	(0.6)
SubTotal	2,445.4	2,514.9	69.5
Eólicas			
Sistema Qollpana (*)	0.8	0.0	(0.8)
SubTotal	0.8	0.0	(0.8)
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,701.3	1,820.2	119.0
Santa Cruz	13.6	40.0	26.4
Carrasco	736.4	667.6	(68.8)
Bulo Bulo (*)	614.8	491.2	(123.7)
Valle Hermoso	401.8	438.9	37.1
Aranjuez	205.3	158.7	(46.7)
El Alto	356.9	211.3	(145.6)
Kenko	41.7	45.9	4.2
Karachipampa	100.6	85.0	(15.6)
Guabirá	63.7	79.5	15.8
Entre Ríos	781.4	734.6	(46.8)
Moxos	46.0	60.0	14.0
Trinidad	0.6	0.0	(0.6)
Subtotal	5,064.0	4,832.8	(231.2)
Total	7,510.2	7,347.7	(162.5)

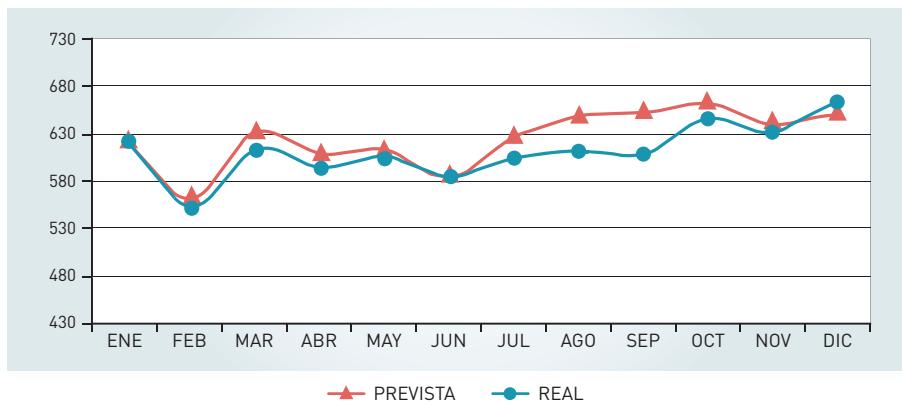
(*) Durante el mes de diciembre de 2013, Corani y CECBB efectuaron pruebas previas a la operación comercial del Sistema Eólico Qollpana y la unidad BUL03 respectivamente, considerándose un valor estimado para la generación del Sistema Eólico Qollpana.

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 4.8% (-231.2 GWh), debido a que la producción de energía realizada por unidades hidroeléctricas se incrementó en 2.8% (69.5 GWh).

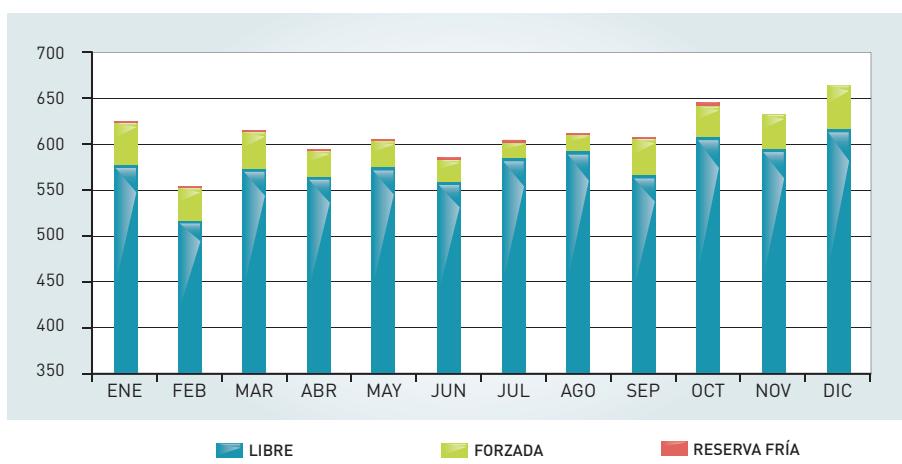


GRÁFICO 10: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2013



En el despacho de carga realizado, del total de energía despachada en el año 2013, el 94.2% corresponde a generación libre, el 5.6% corresponde a la generación forzada y el 0.2% corresponde a unidades de Reserva Fría y Potencia Desplazada, según se ilustra en el Gráfico 11.

GRÁFICO 11: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2013



Central y Subestación Valle Hermoso

Producción de energía

En el año 2013, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 7,347.7 GWh; este valor es 5.9 % mayor que la producción del año 2012. Asimismo, en el Cuadro 10 se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 34.2 % del total y la producción termoeléctrica con el 65.8 %.

CUADRO 10: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2013	2012	
Hidroeléctricas	34.2%	33.5%	
Sistema Zongo	1,000.1	940.9	6.3
Sistema Corani	929.5	810.7	14.7
Sistema Taquesi	369.2	350.6	5.3
Sistema Yura	77.8	77.7	0.2
Sistema Miguillas	114.4	114.9	{0.4}
Sistema Kanata	16.4	20.8	{21.4}
Quehata	7.4	6.8	8.0
SubTotal	2,514.9	2,322.4	8.3
Eólicas	0.0%	0.0%	
Sistema Qollpana (*)	0.0	0.0	N/A
SubTotal	0.0	0.0	N/A
Termoeléctricas	65.8%	66.5%	
Guaracachi	1,820.2	1,551.8	17.3
Santa Cruz	40.0	133.5	{70.1}
Carrasco	667.6	772.6	{13.6}
Bulo Bulo (*)	491.2	396.0	24.0
Valle Hermoso	438.9	441.4	{0.6}
Aranjuez	158.7	191.7	{17.2}
El Alto	211.3	57.8	265.4
Kenko	45.9	103.0	{55.4}
Karachipampa	85.0	60.3	41.0
Guabirá	79.5	64.5	23.3
Entre Ríos	734.6	767.2	{4.2}
Moxos	60.0	77.7	{22.7}
Trinidad	0.0	0.5	{100.0}
Subtotal	4,832.8	4,618.0	4.7
Total	7,347.7	6,940.4	5.9

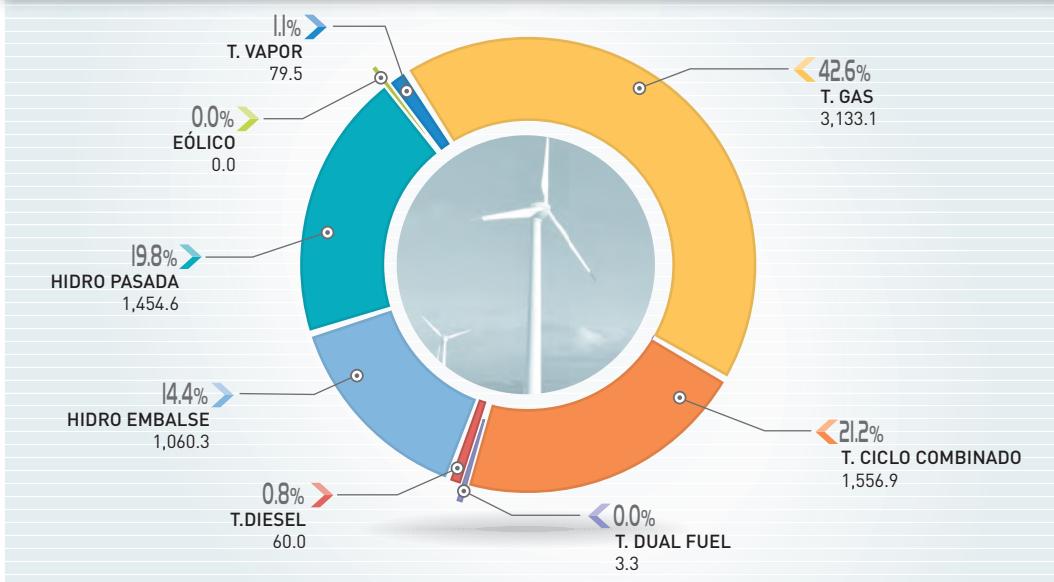
(*) Durante el mes de diciembre de 2013, Corani y CECBB efectuaron pruebas previas a la operación comercial del Sistema Eólico Qollpana y la unidad BUL03 respectivamente, considerándose un valor estimado para la generación del Sistema Eólico Qollpana.

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

El Gráfico 12 presenta la Producción Bruta de Energía, clasificada según el tipo de central: centrales Termoeléctricas a Gas, a Diesel, a Vapor, Dual Fuel, Ciclo Combinado y centrales Hidroeléctricas de Embalse y de Pasada. Adicionalmente se considera la generación del Sistema Eólico Qollpana que estuvo en prueba a finales de la gestión 2013 previo a su ingreso en operación comercial.

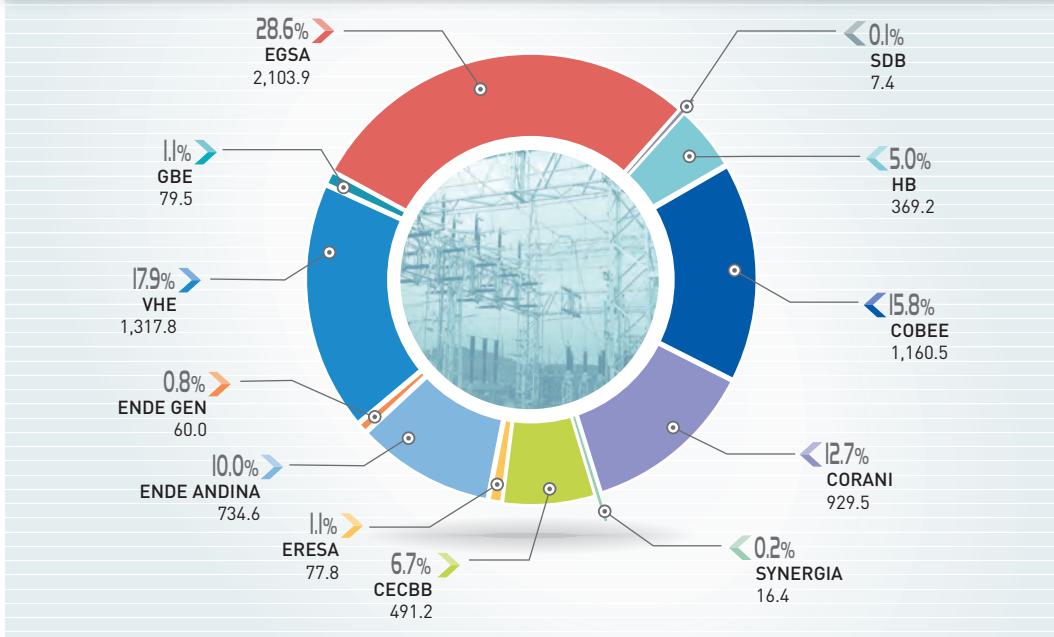


GRÁFICO 12: GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - AÑO 2013

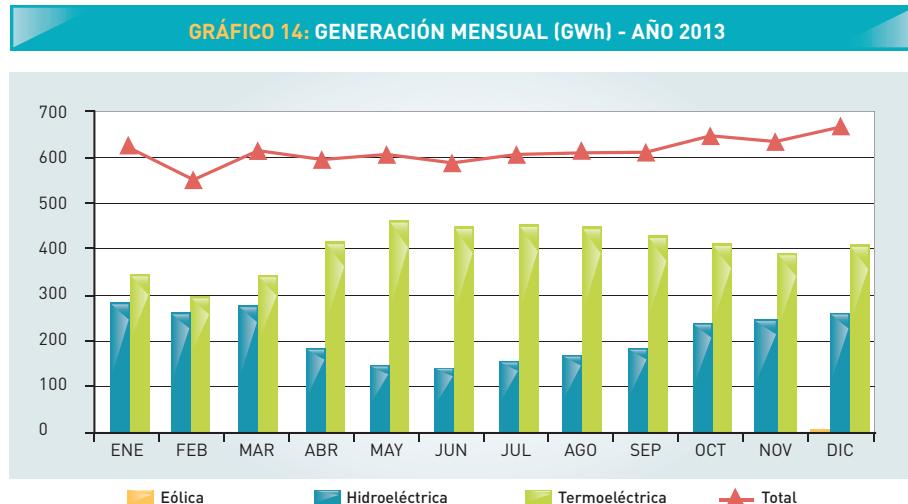


El Gráfico 13 ilustra la participación de los Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante la Gestión 2013.

GRÁFICO 13: PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh) - AÑO 2013



Durante el año 2013, 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.



Inyecciones de Energía

En el año 2013, el Sistema de Medición Comercial registró 7,149.3 GWh de energía inyectada por los generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión; como puede apreciarse en el Cuadro 11, se entregó 6.0% más que en el año 2012.



Subestación Trinidad - ENDE



CUADRO 11: INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) - 2013

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2013	2012	
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	948.2	892.2	6.3
Sistema Corani (**)	928.1	811.1	14.4
Sistema Taquesi	359.0	340.8	5.3
Sistema Miguillas	109.8	110.3	(0.4)
Sistema Yura	74.1	73.9	0.2
Kanata	15.9	20.1	(21.1)
Sistema Quehata	7.1	6.5	9.2
Subtotal	2,442.2	2,254.9	8.3
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,761.1	1,486.5	18.5
Santa Cruz	33.7	125.5	(73.2)
Carrasco	666.4	769.7	(13.4)
Bulo Bulo (**)	477.1	382.6	24.7
Valle Hermoso	413.7	418.9	(1.2)
Aranjuez	154.8	188.3	(17.8)
El Alto (*)	211.5	56.4	275.0
Kenko	44.5	100.5	(55.7)
Karachipampa	84.2	60.5	39.0
Guabirá	78.1	63.3	23.5
Entre Ríos	725.4	760.8	(4.7)
Moxos	56.6	74.6	(24.2)
Trinidad	0.0	0.4	(106.6)
Subtotal	4,707.1	4,488.1	4.9
Total	7,149.3	6,743.0	6.0

(*) Incorporación de la unidad ALT02 en aplicación al D.S. 1301.

(**) Durante el mes de diciembre de 2013, Corani y CECBB efectuaron pruebas previas a la operación comercial del Sistema Eólico Qollpana y la unidad BUL03 respectivamente, mismas que fueron compensadas en distintas unidades generadoras del SIN.

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



Línea Punutuma - San Cristóbal

Potencia Máxima Transmitida

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

CUADRO 12: FLUJOS MÁXIMOS - AÑO 2013

	CAPACIDAD MW	FLUJO MÁXIMO MW
Líneas de Transmisión		
Santivañez-Sucre	142.5	102.8
Sucre-Punutuma	142.5	66.0
Punutuma-San Cristobal	140	52.9
Vinto-Mazocruz	130	126.6
Santivañez-Vinto	130	137.2
Carrasco-Santivañez	130	133.0
San Jose-Valle Hermoso	130	182.2
Kenko-Mazocruz	130	136.7
Valle Hermoso-Santivañez	130	177.7
Carrasco-Chimore	130	188.2
Carrasco-Guaracachi	130	119.3
Carrasco-Arboleda	142.5	126.0
Vinto-Santivañez	130	77.8
San Jose-Chimore	130	58.1
Santa Isabel-Arocagua	74	67.3
Santa Isabel-Sacaba	74	68.1
Corani-Arocagua	74	79.6
Valle Hermoso-Arocagua I	74	67.6
Valle Hermoso-Arocagua II	74	35.2
Arocagua-Valle Hermoso I	74	33.7
Arocagua-Valle Hermoso II	74	35.5
Santa Isabel-San José	74	55.1
Transformadores		
Mazocruz 230	142.5	134.3
Urubo 230	142.5	99.6
Valle Hermoso 230	142.5	75.3
Guaracachi 230-I	71	73.3
Guaracachi 230-II	71	68.4
Vinto 115-I	24	25.0
Vinto 115-II	24	25.7

Potencia Firme de Generación, Potencia de Reserva Fría y Potencia Desplazada

El parque generador remunerado por Potencia Firme se determina semestralmente, sobre la base de la potencia de punta y la oferta de capacidad garantizada de las unidades generadoras realizada en el mes de febrero y agosto de cada año.

Como se muestra en el Cuadro 13, la Potencia Firme de los meses de noviembre y diciembre de 2013 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2013 – octubre 2014.



En el marco de lo establecido en la Resolución N° 81/2014 de fecha 17 de febrero de 2014, mediante la cual la AE dispone la modificación del tratamiento de las indisponibilidades de unidades generadoras, se ha realizado el correspondiente ajuste de los subperiodos de potencia firme que se indican en el Cuadro 13, utilizando los criterios establecidos en dicha resolución. Los mismos se detallan a continuación:

- 15 de enero, por la indisponibilidad de la Unidad SCZ01 de la Empresa Eléctrica Guaracachi.
- 28 de enero, por la disponibilidad de la Unidad KAR de la Empresa Eléctrica Guaracachi.
- 31 de enero, por la disponibilidad de las Unidades MOS12, MOS13 y MOS14 de la Empresa ENDE (Generación).
- 2 de febrero, por la indisponibilidad de la Unidad CJL02 de la Empresa Hidroeléctrica Boliviana.
- 15 de febrero, por el ingreso en Operación Comercial de la demanda de Camargo de la Empresa ENDE (Distribución).
- 16 de febrero, por la disponibilidad de la Unidad SCZ01 de la Empresa Eléctrica Guaracachi.
- 20 de febrero, por la disponibilidad de la Unidad MOA10 de la Empresa ENDE (Generación).
- 1 de marzo, debido a la finalización de la subvención de combustible en las centrales Moxos y Trinidad de la Empresa ENDE (Generación).
- 21 de marzo, por la indisponibilidad de la Unidad MOA10 de la Empresa ENDE (Generación).
- 25 de marzo, debido al ingreso en Operación Comercial de la Unidad ALT02 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.
- 29 de marzo, por la disponibilidad de la Unidad BUL02 de la Empresa Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo.
- 16 de abril, por la disponibilidad de las Unidades MOS09, MOS10, MOS11 de la empresa ENDE (Generación).
- 1 de mayo, por inicio de período mayo – octubre 2013 é indisponibilidad de las Unidades MOA06, MOA10, MOA11, MOA15, MOA16, MOA17, TRD02, TRD05, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19, TRD20, CHT01, ARJ02, ARJ09, ARJ14, LAN02, CJL02 y GBE.
- 12 de mayo, por la disponibilidad de la Unidad MOA11 de la Empresa ENDE (Generación).
- 24 de mayo, por el ingreso de la Unidad GBE01 de la Empresa Guabirá Energía, en cumplimiento de la Norma Operativa N° 2.

- 10 de junio, por la indisponibilidad de la Unidad MOA11 de la Empresa ENDE (Generación).
- 2 de julio, por la disponibilidad de la Unidad CJL02 de la Empresa Hidroeléctrica Boliviana.
- 14 de julio, debido a la división de la línea Santa Isabel - Arocagua en Sacaba por la Transportadora de Electricidad.
- 20 de agosto, por la indisponibilidad de la Unidad CAR02 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso.
- 12 de septiembre, por la disponibilidad de la Unidad MOA06 de la Empresa ENDE (Generación).
- 27 de septiembre, por la indisponibilidad de la Unidad ARJ10 de la Empresa Eléctrica Guaracachi.
- 12 de octubre, por la disponibilidad de la Unidad ARJ14 de la Empresa Eléctrica Guaracachi.
- 30 de octubre, debido al ingreso de la línea Cataricagua – Lucianita de la Empresa ENDE (Transmisión).
- 1 de noviembre, por inicio de período noviembre 2013 – abril 2014 y el retraso en Operación Comercial de la Unidad BUL03 de la Empresa Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo y la Unidad QUE03 de la Empresa Servicios de Desarrollo Bolivia S.A.
- 1 de diciembre, por la salida de la Unidad GBE01 de la Empresa Guabirá Energía, en cumplimiento de la Norma Operativa Nº 2.
- 14 de diciembre, por la disponibilidad de la Unidad ARJ09 de la Empresa Eléctrica Guaracachi.
- 15 de diciembre, debido al ingreso en Operación Comercial de la subestación Uyuni 230 kV de la Transportadora de Electricidad.



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

PERÍODO	HIDROELÉCTRICAS	TERMOELÉCTRICAS	RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA
Del 01/01/2013 al 14/01/2013	461.2	718.6	0.0
Del 15/01/2013 al 27/01/2013	461.2	701.3	0.0
Del 28/01/2013 al 30/01/2013	461.2	713.3	0.0
Del 31/01/2013 al 01/02/2013	461.2	715.8	1.0
Del 02/02/2013 al 14/02/2013	460.6	716.4	0.0
Del 15/02/2013 al 15/02/2013	460.6	716.9	0.0
Del 16/02/2013 al 19/02/2013	460.7	724.2	3.2
Del 20/02/2013 al 28/02/2013	460.7	724.2	4.1
Del 01/03/2013 al 20/03/2013	460.7	724.2	4.1
Del 21/03/2013 al 24/03/2013	460.7	724.2	3.2
Del 25/03/2013 al 28/03/2013	460.7	724.3	2.8
Del 29/03/2013 al 15/04/2013	460.7	725.1	2.7
Del 16/04/2013 al 30/04/2013	460.7	725.1	6.1
Del 01/05/2013 al 11/05/2013	451.4	736.6	0.9
Del 12/05/2013 al 23/05/2013	451.4	737.3	1.7
Del 24/05/2013 al 09/06/2013	451.5	733.8	5.7
Del 10/06/2013 al 01/07/2013	451.5	733.8	4.9
Del 02/07/2013 al 13/07/2013	452.1	733.4	5.7
Del 14/07/2013 al 19/08/2013	452.1	733.4	5.7
Del 20/08/2013 al 11/09/2013	452.0	733.8	1.7
Del 12/09/2013 al 26/09/2013	452.0	733.8	2.6
Del 27/09/2013 al 11/10/2013	452.0	734.4	2.9
Del 12/10/2013 al 29/10/2013	452.0	733.8	2.6
Del 30/10/2013 al 31/10/2013	452.0	733.8	2.6
Del 01/11/2013 al 30/11/2013 (p)	454.7	821.4	0.0
Del 01/12/2013 al 13/12/2013 (p)	454.7	803.3	0.0
Del 14/12/2013 al 14/12/2013 (p)	454.7	804.6	0.0
Del 15/12/2013 al 31/12/2013 (p)	454.7	804.6	0.0

(p) Previsto



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 2013, de acuerdo al tipo de instalaciones se presenta en el siguiente cuadro:

CUADRO 14: DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES – 2013

INSTALACIONES	DISPONIBILIDAD (%)
Unidades Hidroeléctricas	95.9
Unidades Termoeléctricas	88.4
Transmisión (STI)	98.6

En el año 2013 el tiempo total de interrupción del suministro, expresado como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 30.8 minutos, el siguiente cuadro presenta el tiempo total de interrupción, de acuerdo al origen en minutos.

CUADRO 15: TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO – 2013

ORIGEN	MINUTOS
Fallas en Generación	16.5
Fallas en Transmisión	14.0
Desconexión manual de demanda	0.3
Total	30.8

Durante el año 2013 la energía interrumpida fue de 616.9 MWh. El siguiente cuadro presenta la energía interrumpida de acuerdo al Agente.

CUADRO 16: ENERGÍA INTERRUMPIDA – 2013

CONSUMIDOR	MWh
CRE	14.6
DELAPAZ	360.5
ENDE DISTRIBUCIÓN	150.8
ELFEC	45.4
SEPSA	11.6
CESSA	4.4
ELFEO	4.6
COBOCE	10.4
EMSC	11.3
EMIRSA	2.6
EMVINTO	0.5
Total	616.9

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



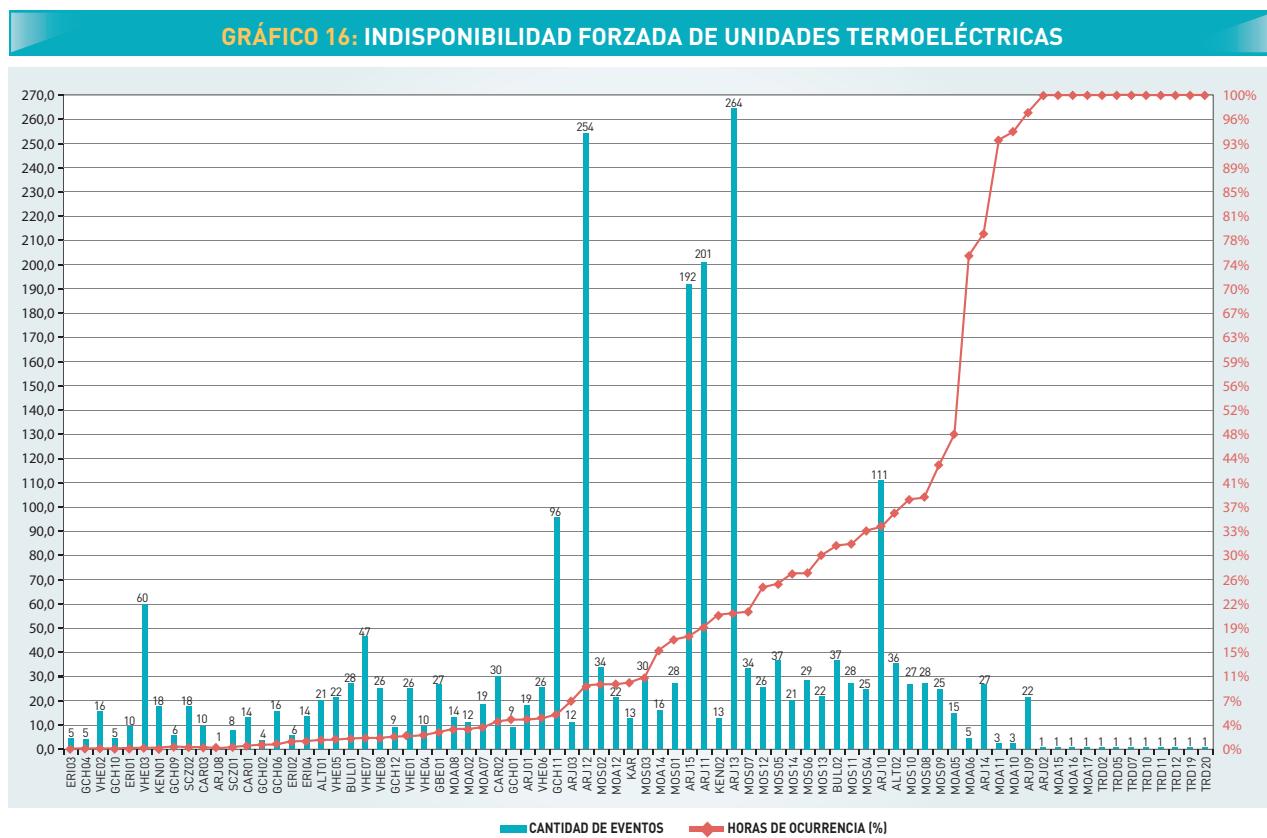
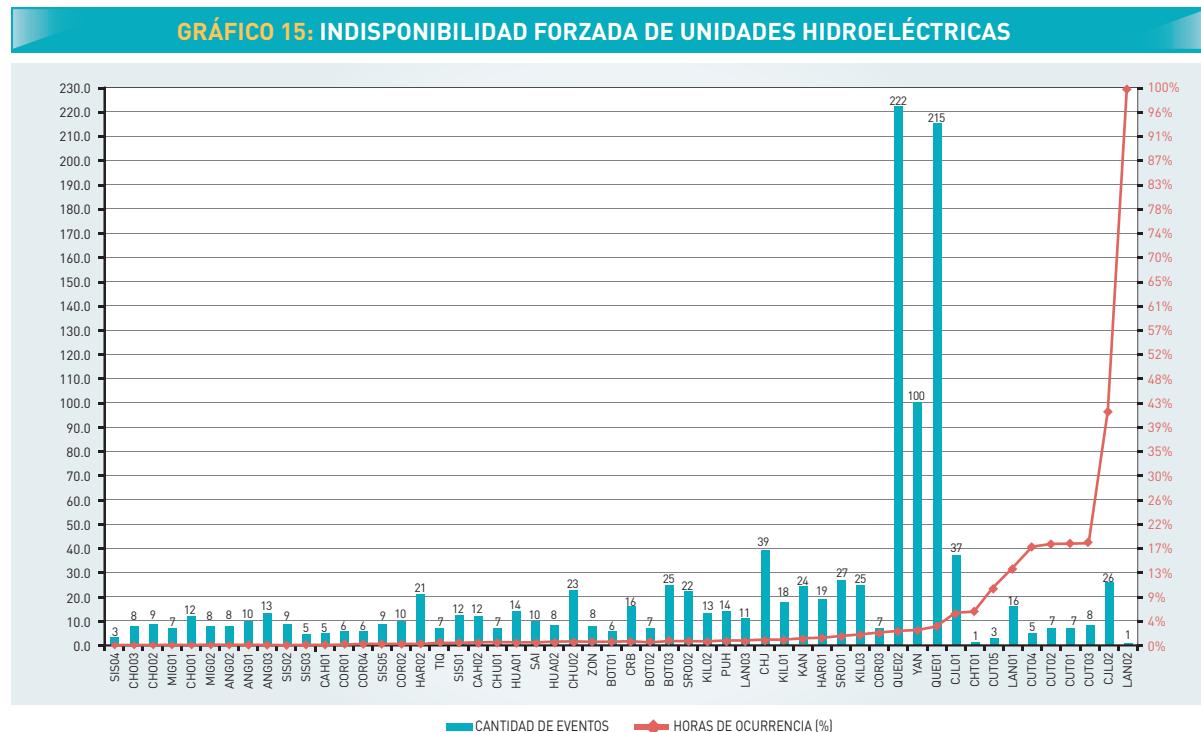
A continuación, en el Cuadro N° 17, se presentan las indisponibilidades más pronunciadas de unidades generadoras, por períodos mayores a 30 días, las que repercutieron significativamente en el despacho de carga.

CUADRO 17: INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS

UNIDAD GENERADORA	DÍAS	UNIDAD GENERADORA	DÍAS
ALT02	105.9	MOA11	205.7
ARJ02	365.0	MOA15	365.0
ARJ09	347.7	MOA16	365.0
ARJ10	77.6	MOA17	365.0
ARJ10	91.7	MOS01	39.1
ARJ11	37.8	MOS04	88.0
ARJ14	284.7	MOS05	42.2
BUL02	87.8	MOS06	53.0
CAR02	78.0	MOS08	102.0
CJL02	147.5	MOS09	105.9
CUT01	62.3	MOS10	105.9
CUT02	62.3	MOS11	105.9
CUT03	62.3	MOS12	30.8
CUT04	62.3	MOS13	30.8
CUT05	33.0	MOS13	61.0
GBE01	143.7	MOS14	30.8
GBE01	31.3	SCZ01	32.5
KEN02	72.6	TRD02	365.0
LAN01	49.5	TRD05	365.0
LAN02	365.0	TRD07	365.0
MOA05	50.4	TRD10	365.0
MOA05	50.5	TRD11	365.0
MOA05	54.0	TRD12	365.0
MOA06	254.7	TRD19	365.0
MOA10	50.5	TRD20	365.0
MOA10	286.5	YAN	34.0
MOA11	131.3		

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 2013.

Los Gráficos posteriores muestran la cantidad de eventos ocurridos (en azul) y el porcentaje de tiempo acumulado en horas (en rojo) que han durado dichos eventos con indisponibilidad forzada para las distintas unidades del parque hidroeléctrico y termoeléctrico durante la gestión 2013. De los gráficos se puede observar que las unidades de la Central Trinidad, estuvieron indisponibles durante toda la gestión 2013 ya que se ha registrado un solo evento de indisponibilidad forzada para todas las unidades lo cual representa un 100% de las horas totales del año. De la misma manera en la unidad LAN02 se ha registrado un solo evento que representa el 100% de las horas totales del año, lo cual significa que dicha unidad estuvo indisponible toda la gestión 2013. Por otro lado, las unidades QUE01 y QUE02, han tenido un total de 215 y 222 eventos respectivamente, lo cual representa el 3.3% y 2.7% de las horas de indisponibilidad durante la gestión 2013.





PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

Costos Marginales de Generación

El costo marginal promedio anual del año 2013 fue 15.75 US\$/MWh (sin impuestos), con un promedio mensual mínimo de 14.68 US\$/MWh y un promedio mensual máximo de 16.96 US\$/MWh.

En el Cuadro 18 se puede observar que durante el año 2013, los costos marginales de generación fueron superiores a los previstos durante los meses de enero a abril y de noviembre a diciembre, exceptuando el período comprendido entre los meses mayo a octubre donde los costos marginales de generación fueron inferiores a los previstos. Considerando el costo marginal promedio anual de generación, se observa que el costo previsto es mayor al costo real debido a la mayor disponibilidad del parque generador durante la gestión 2013.

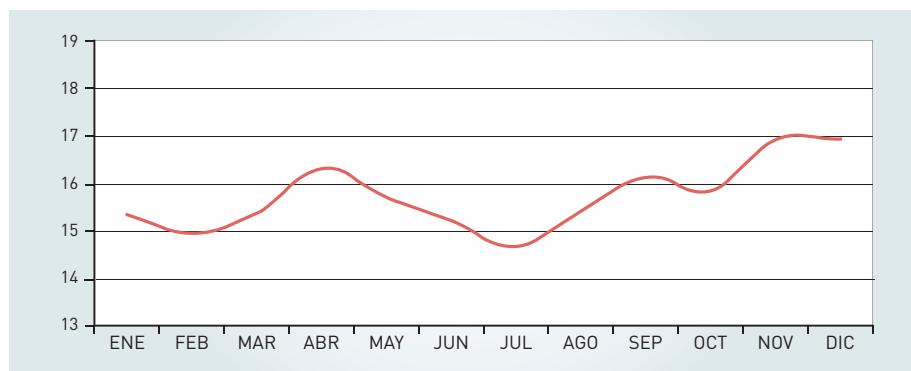
Los eventos no previstos en la programación (cambios en la hidrología, en la demanda y en la indisponibilidad de unidades generadoras), han incidido en los costos marginales mostrando una diferencia entre los costos previstos en la programación semestral y del despacho de carga real de -2.2% mayor respecto a lo programado (ver Cuadro 18).

CUADRO 18: COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2013 (Sin IVA)

	PREVISTO	REAL	DIFERENCIA
Enero	14.46	15.34	0.89
Febrero	14.38	14.96	0.58
Marzo	15.06	15.40	0.34
Abril	15.39	16.33	0.94
Mayo	16.41	15.72	(0.69)
Junio	16.57	15.22	(1.35)
Julio	16.60	14.68	(1.93)
Agosto	16.95	15.44	(1.52)
Septiembre	17.34	16.15	(1.19)
Octubre	16.68	15.84	(0.84)
Noviembre	16.93	16.94	0.01
Diciembre	16.56	16.96	0.40
Promedio	16.11	15.75	(0.36)

El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión de 2013 (15.75 US\$/MWh), resultó ser 12.4% inferior al costo marginal promedio del año 2012 (17.98 US\$/MWh).

En el Gráfico 17 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados durante la gestión 2013; se puede observar que en los meses de noviembre y diciembre se registran los costos marginales más elevados, principalmente debido al incremento de la demanda.

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

Durante la Gestión 2013, 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.

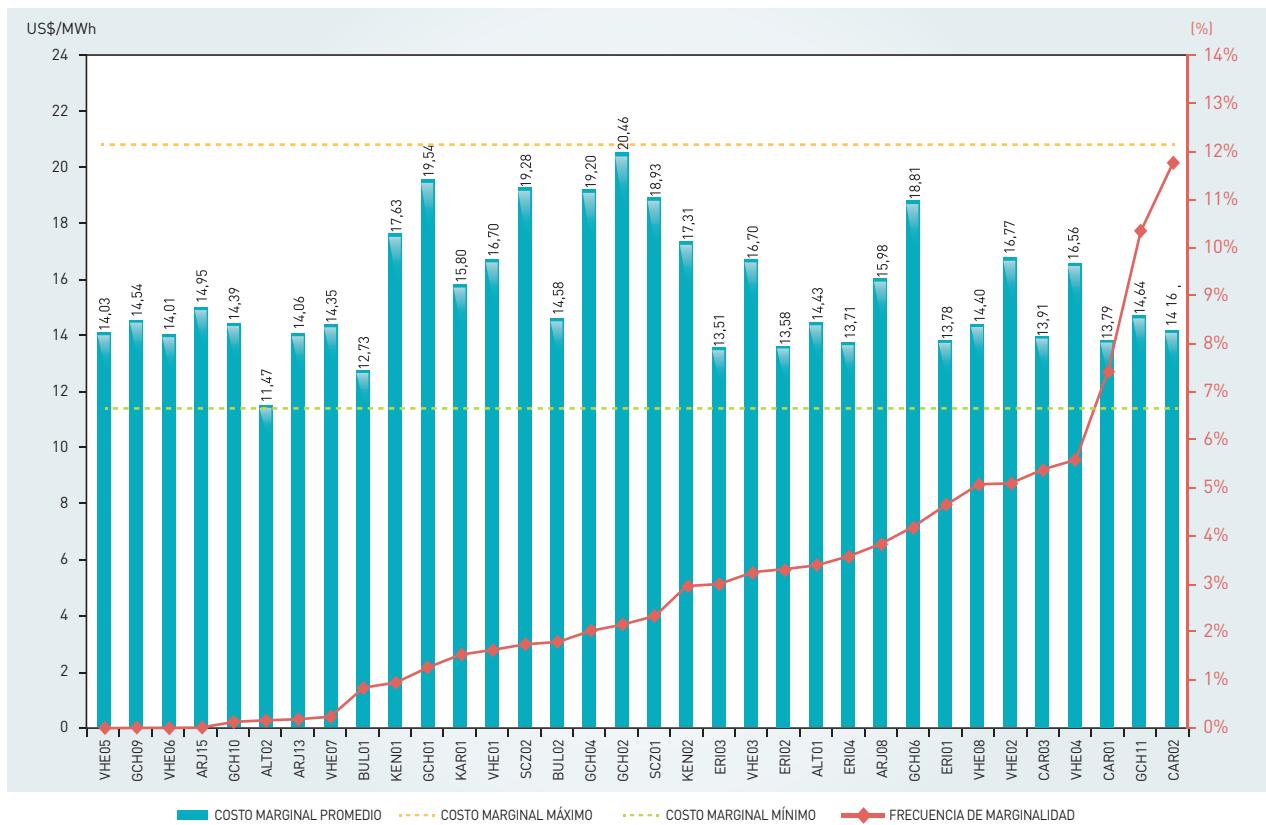
En el Gráfico 18 se presenta un resumen de las unidades térmicas, los costos marginales promedios anuales de las mismas y la frecuencia de marginalidad expresada en porcentaje de tiempo en el cual dichas unidades han marginado en el Sistema Interconectado Nacional durante la Gestión 2013. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 20.85 y 11.36 US\$/MWh respectivamente.



Subestación Urubó - ISA



GRÁFICO 18: UNIDAD MARGINAL, COSTO MARGINAL PROMEDIO Y FRECUENCIA DE MARGINALIDAD - 2013

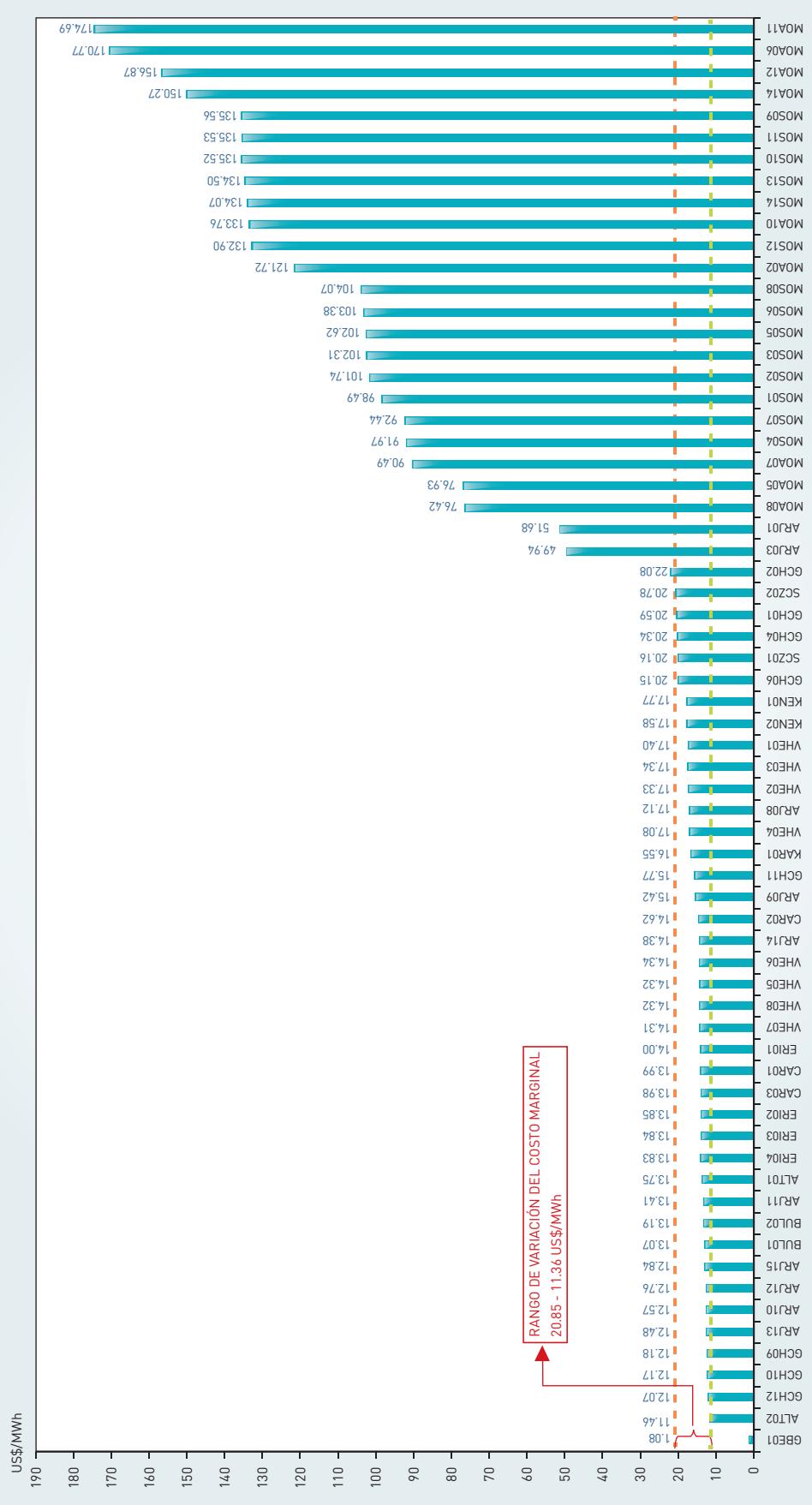


Costo Variable de Generación

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 2013. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 20.85 y 11.36 US\$/MWh respectivamente.

GRÁFICO 19: COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN PROMEDIO ANUAL - 2013



Nota.- No se presentan los costos de las unidades ARJ02, MOA17, MOA16, TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19 y TRD20, debido a que durante la Gestión 2013 dichas unidades se encontraban con indisponibilidad forzada, programada o no fueron despachadas.



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 2013, 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

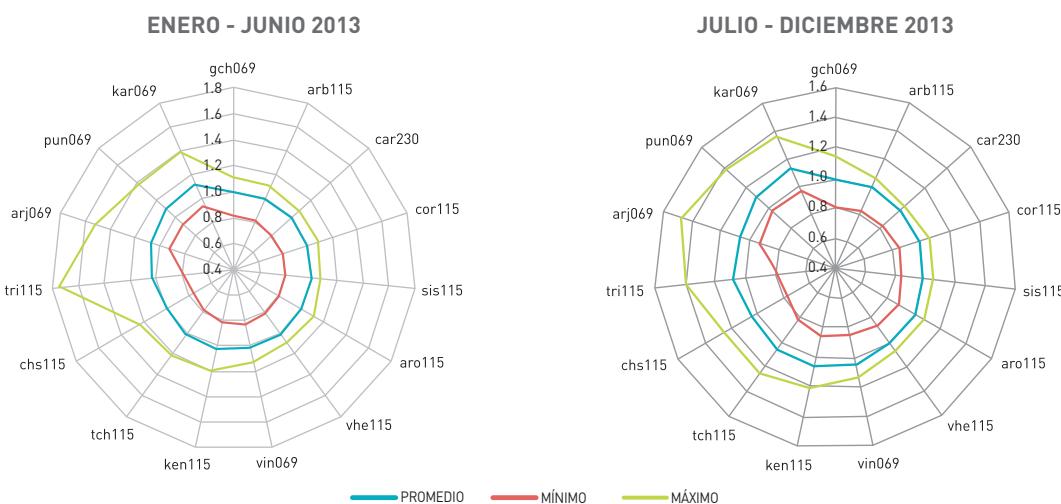
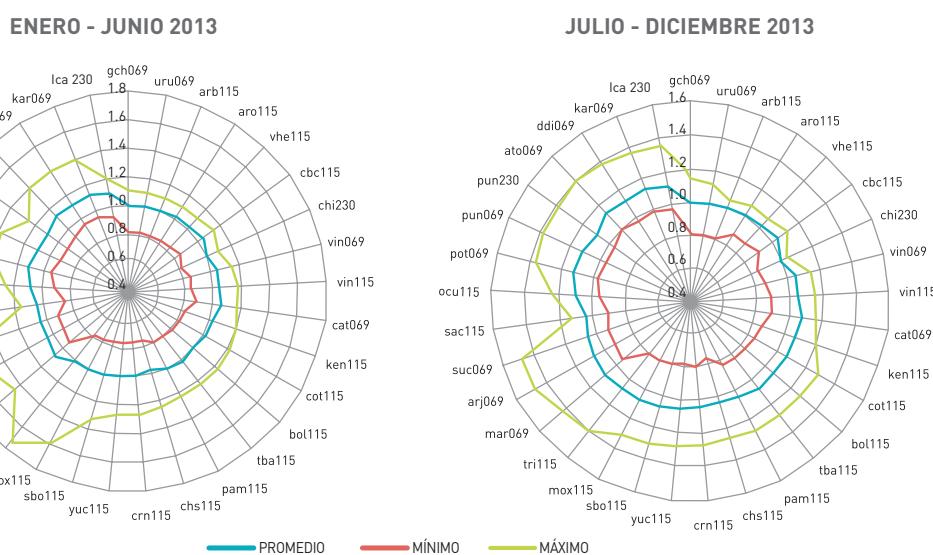


GRÁFICO 21: FACTORES DE NODO DE RETIRO



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 primer semestre han sido mayores a los registrados en el segundo semestre; esto se debe a que en el primer semestre se identificaron algunos eventos que afectaron la configuración de la red troncal, asimismo otro efecto que influyó en los factores de nodo fue la estacionalidad presentada, que repercutió en la operación del 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 2013. Los valores medios anuales, que incluyen los precios de la energía forzada, se presentan en el Cuadro 19:

CUADRO 19: PRECIOS SPOT DE ENERGÍA – AÑO 2013 (Sin IVA)

AGENTE	NODO	US\$/MWh
CRE	VARIOS	15.76
DELAPAZ	VARIOS	16.56
ELFEC	VARIOS	16.03
ELFEO	VIN, CAT	16.46
SEPSA	VARIOS	17.82
CESSA	VARIOS	16.86
ENDE	VARIOS	16.71
EMIRSA	VIN115	16.06
EMVINTO	VIN69	16.17
COBOCE	CBC	16.23
VHE para su contrato con EMSC	PUN	17.14
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	17.14
Promedio		16.29

Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio básico de potencia, de enero a abril de la gestión de 2013, 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; mientras que, de mayo a diciembre de la gestión 2013, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 62.01 MW ISO, con un costo total de 544.67 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 2012 – abril 2013, el precio básico de la potencia fue de 8.022 US\$/kW-mes y en el periodo mayo –octubre 2013, el precio básico de la potencia fue de 7.716 US\$/kW-mes.

El precio básico de potencia, los factores de nodo por potencia y los descuentos por indisponibilidad de unidades generadoras, determinaron durante la gestión 2013 los precios medios en nodos, que son detallados por Agente en el Cuadro 20:

**CUADRO 20: PRECIOS SPOT DE POTENCIA – AÑO 2013 (Sin IVA)**

AGENTE	NODO	US\$/kW-mes
CRE	VARIOS	7.90
DELAPAZ	VARIOS	7.71
ELFEC	VARIOS	7.86
ELFEO	VIN, CAT	8.09
SEPSA	VARIOS	8.86
CESSA	VARIOS	8.38
ENDE	VARIOS	7.12
EMIRSA	VIN115	7.98
EMVINTO	VIN69	7.97
COBOCE	CBC	8.01
VHE para su contrato con EMSC	PUN	8.60
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	8.60
Promedio		7.95

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 2013 para los consumidores, fue de 3.535 US\$/kW-mes, 10.54% mayor que en el 2012. 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 (STI) y la incorporación al STI de la línea Punutuma – Las Carreras – Tarija 230 kV.

Precios Medios Monómicos

Los diferentes cargos señalados anteriormente, dan los valores medios monómicos del Cuadro 21:

**CUADRO 21: PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS EN EL MERCADO SPOT
(U\$S/MWh) - 2013 (Sin IVA)**

CONSUMIDOR	NODO	CARGO POR ENERGÍA	CARGO POR POTENCIA	CARGO POR PEAJE	TOTAL
CRE	VARIOS	15.76	16.69	7.46	39.91
DELAPAZ	VARIOS	16.56	15.51	7.12	39.18
ELFEC	VARIOS	16.03	16.78	7.55	40.37
ELFEO	VIN, CAT	16.46	16.04	7.03	39.52
SEPSA	VARIOS	17.82	17.42	6.95	42.19
CESSA	VARIOS	16.86	18.22	7.69	42.76
ENDE	VARIOS	16.71	16.54	8.21	41.45
EMIRSA	VIN 115	16.06	10.17	4.50	30.74
EMVINTO	VIN 69	16.17	10.42	4.59	31.19
COBOCE	COB	16.23	11.53	5.04	32.81
VHE para su contrato con EMSC	PUN	17.14	13.31	5.48	35.93
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	17.14	13.31	5.48	35.93
TOTAL MEM		16.29	16.22	7.21	39.72

TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2013 se emitieron 18 Documentos de Transacciones Económicas correspondientes a las transacciones de cada mes, recálculo de transacciones, la reliquidación por potencia de punta y el recálculo de 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 a precios de nodo, por reserva fría y compensación por ubicación 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 2013 ascienden a 294.9 Millones de US\$. (Sin IVA); el detalle de las mismas, se presenta en el Cuadro 22.

CUADRO 22: VENTAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2013

CONCEPTO	MILES US\$	PARTICIPACIÓN %
Generación		
Inyecciones de Energía	112,612	
Inyecciones de Potencia	110,884	
Subtotal Ventas de Generadores	223,496	76
Transmisión		
Peaje de Generadores	16,325	
Peaje de Consumidores	50,555	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	4,513	
Subtotal Ventas de Transmisores	71,393	24
Total Venta	294,889	100

Los contratos de compra – venta de energía durante el año 2013 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 muestran en el Cuadro 23:



CUADRO 23: COMPRAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2013

CONCEPTO	CONSUMIDORES	GENERADORES (*)	TOTAL
Retiros de Energía	107,958	6,303	114,261
Retiros de Potencia	108,851	4,897	113,747
Peaje para Consumidores	48,540	2,015	50,555
Subtotal compras por Consumos	265,349	13,215	278,563
Peaje para Generadores		16,325	16,325
Total Compras	265,349	29,540	294,889

(*) 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 (AE) y las transacciones con Precios Spot resultantes del despacho de carga. Al finalizar la gestión 2013, el monto acumulado en el Fondo se redujo a 103.5 millones de Bs.

Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2012 y 2013, para los Agentes generadores y transmisores se presentan en el Cuadro 24, y las variaciones para las empresas de distribución en el Cuadro 25. Finalmente en el Gráfico 22, se observa la evolución histórica de los Fondos de Estabilización durante el periodo 2002 - 2013.

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

GENERADOR / TRANSMISOR	SALDO A DIC. 2012	VARIACIÓN EN 2013	SALDO A DIC. 2013
CORANI	39,999	(16,856)	23,143
EGSA	67,026	(37,018)	30,008
VHE	56,985	(23,151)	33,834
COBEE	9,160	(16,574)	(7,414)
CECBB	22,515	(7,496)	15,019
ERESA	3,183	(1,875)	1,308
HB	8,925	(7,087)	1,838
SYNERGIA	1,049	(601)	448
GBE	2,807	(710)	2,097
SDB	148	(157)	(9)
ENDE ANDINA	15,437	(10,866)	4,571
ENDE GEN.	140	(2,783)	(2,642)
TDE (Ingreso Tarifario)	2,652	(1,624)	1,027
ISA (Ingreso Tarifario)	835	(634)	202
ENDE (Ingreso Tarifario)	311	(261)	50
Total	231,173	(127,694)	103,479

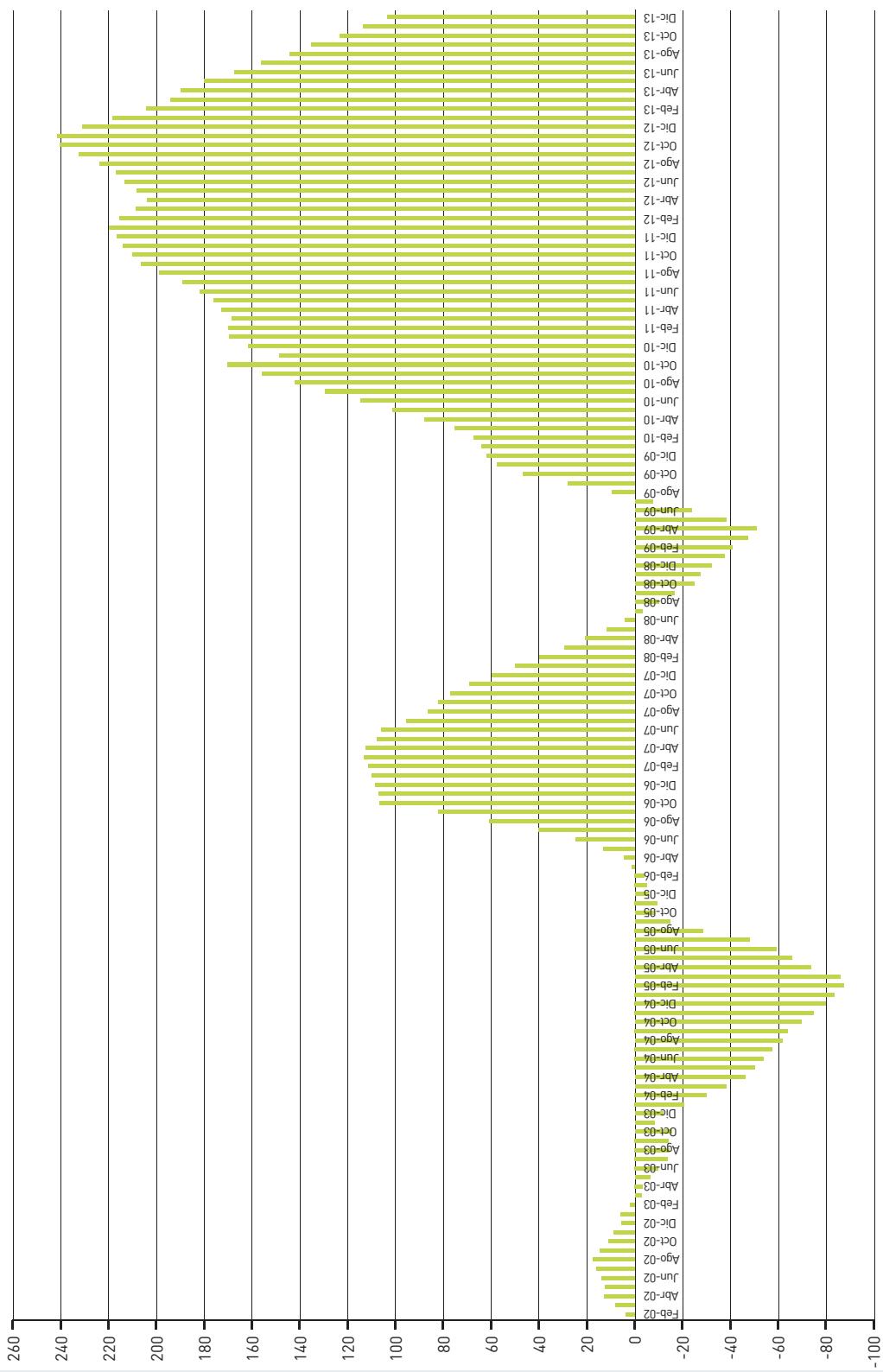
Nota: Los valores positivos del cuadro anterior indican saldos a favor de los Agentes.

Los saldos a diciembre de 2012 y diciembre de 2013, consideran el recálculo efectuado en cumplimiento a la resolución AE N° 20/2014.

CUADRO 25: FONDOS DE ESTABILIZACIÓN (MILES DE Bs.)

DISTRIBUIDOR	SALDO A DIC. 2012	VARIACIÓN EN 2013	SALDO A DIC. 2013
CRE	(5,903)	(62,858)	(68,761)
DELAPAZ	91,057	(39,192)	51,865
ELFEC	120,137	(18,793)	101,344
ELFEO	30,490	(9,121)	21,369
SEPSA	(3,878)	(2,672)	(6,551)
CESSA	(295)	5,810	5,515
ENDE DIST.	(435)	(867)	(1,302)
Total	231,173	(127,694)	103,479

Nota: Los saldos a diciembre de 2012 y diciembre de 2013, consideran el recálculo efectuado en cumplimiento a la resolución AE N° 20/2014.

GRÁFICO 22: FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (M M Bs.) 2002 - 2013



ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 – 2013

CUADRO 26: CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2013

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
	EGSA	Termo	GCH09, GCH10	119.5
1999	COBEE	Hidro	HUA01, HUA02	30.0
	SYNERGIA	Hidro	KAN	7.5
2000	CECBB	Termo	BUL01, BUL02	87.5
2001	ERESA	Hidro	KIL03, LAN01, LAN03 (Se incorpora toda la Capacidad del Yura)	18.5
2002	HB	Hidro	CHJ02, YAN	89.6
2003	VHE	Termo	Incremento en la declaración de VHE	18.6
2004	CORANI	Hidro	SIS05	17.1
	VHE	Termo	Incremento en la declaración de VHE	37.1
2006	EGSA	Termo	ARJ09, ARJ10, ARJ11 y ARJ12	7.1
	COBEE	Hidro	SR001, SR002	19.6
	EGSA	Termo	GCH11	63.3
2007	GBE	Termo	GBE01	16.6
	SDB	Hidro	QUE01, QUE02	1.9
2008	CORANI	Hidro	COR01, COR02, COR03 (Repotenciamiento)	2.9
	EGSA	Termo	ARJ13, ARJ14 y ARJ15	4.8
	COBEE	Hidro	ANG03	3.0
2009	COBEE	Termo	Incremento en Capacidad de KEN01 y KEN02	0.6
	GBE	Termo	Repotenciamiento de GBE01	5.0
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 Ríos	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 CHT01	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
2013	VHE	Termo	***Ingreso de la unidad ALT02 de Central El Alto	30.0
	ENDE GENERACIÓN	Termo	****Incremento en capacidad Centrales Moxos y Trinidad	8.6
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi (Unidad GCH12)	3.8
			Hidro	229.0
			Termo	806.2

REDUCCIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
AÑO	EMPRESA	TIPO	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD (MW)
2000	EGSA	Termo	ARJ04, ARJ07	(5.4)
	EGSA	Termo	GCH05	(19.2)
2001	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(37.1)
	EGSA	Termo	GCH03	(19.1)
2002	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(18.6)
	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 Taquesí	(1.1)
	SYNERGIA	Hidro	*Kanata	(0.1)
	ERESA	Hidro	*Sistema Yura	(0.0)
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi	(3.3)
2011	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)
2013	EGSA	Termo	*Central Guaracachi (Unidades GCH09, GCH10, GCH11)	(3.3)
	EGSA	Termo	Central Karachipampa (temperatura máxima)	(0.1)
	ENDE ANDINA	Termo	*Central Entre Ríos	(0.6)
	SDB	Hidro	Retiro de la unidad CHT01	(0.4)
				Hidro (22.2)
				Termo (122.2)

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

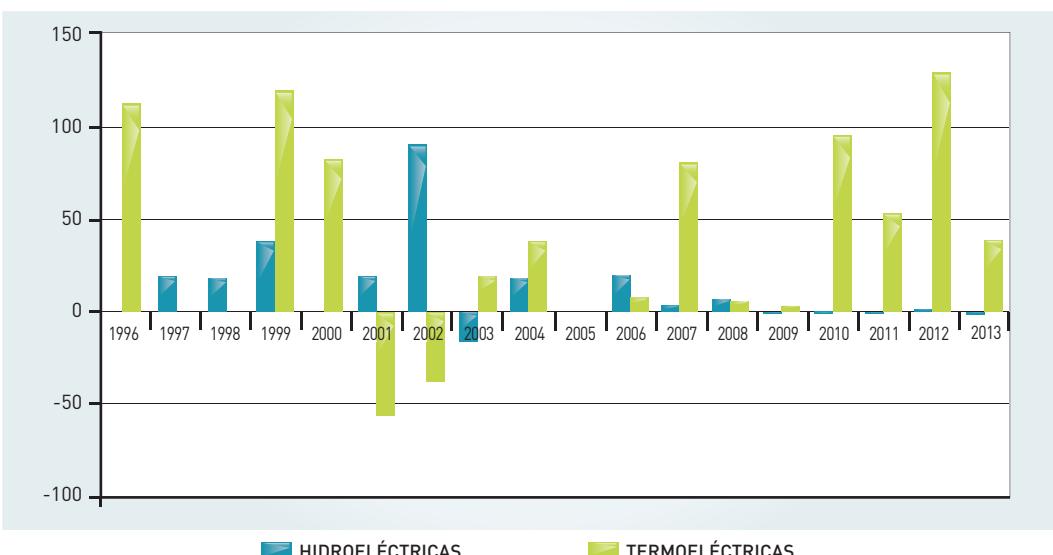
(**) Debido a la aplicación de D.S. 934.

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

((**)) Debido a que la restricción de la capacidad en la red de distribución de ENDE - Trinidad fue levantada.

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 - 2013



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 - 2013

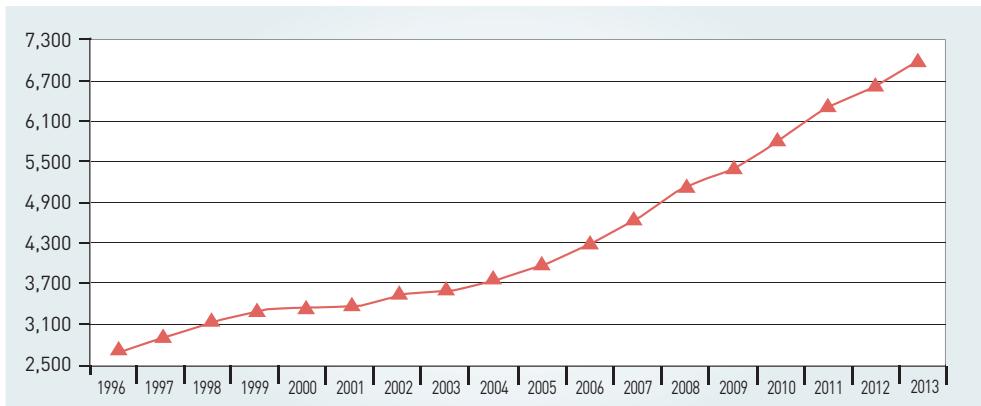


GRÁFICO 25: CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 1996 - 2013

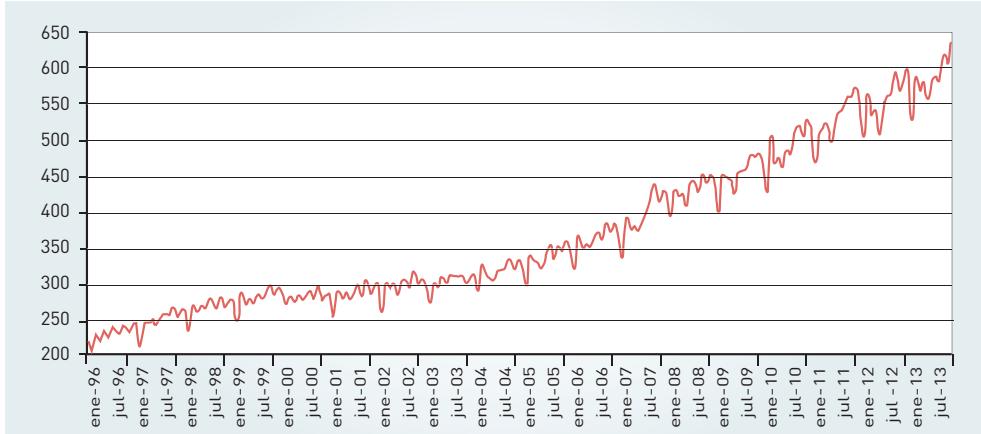


GRÁFICO 26: CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 2006 - 2013

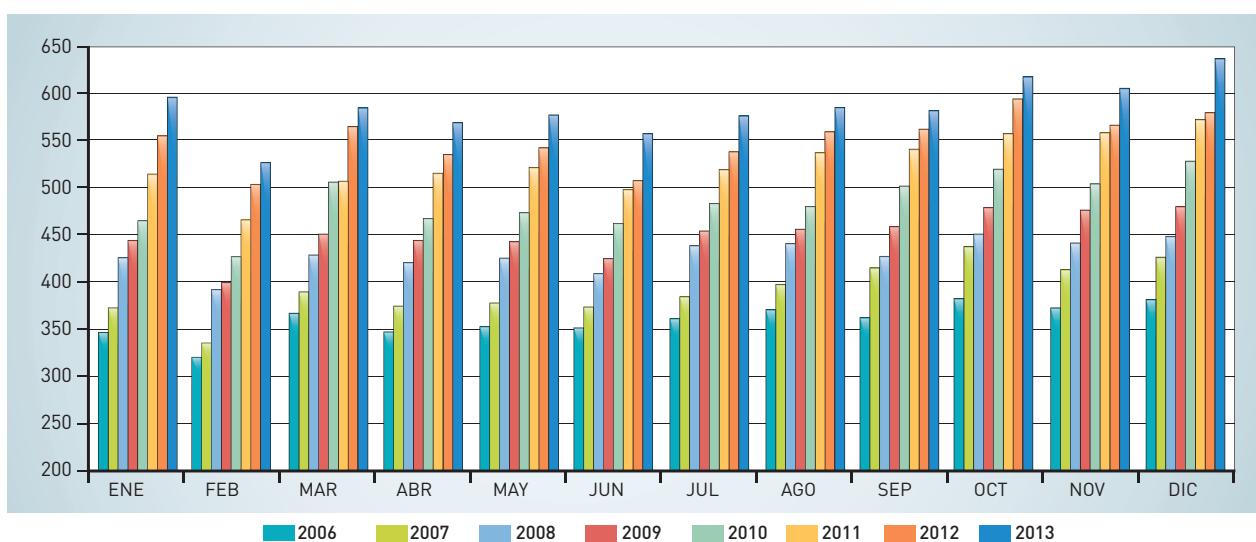


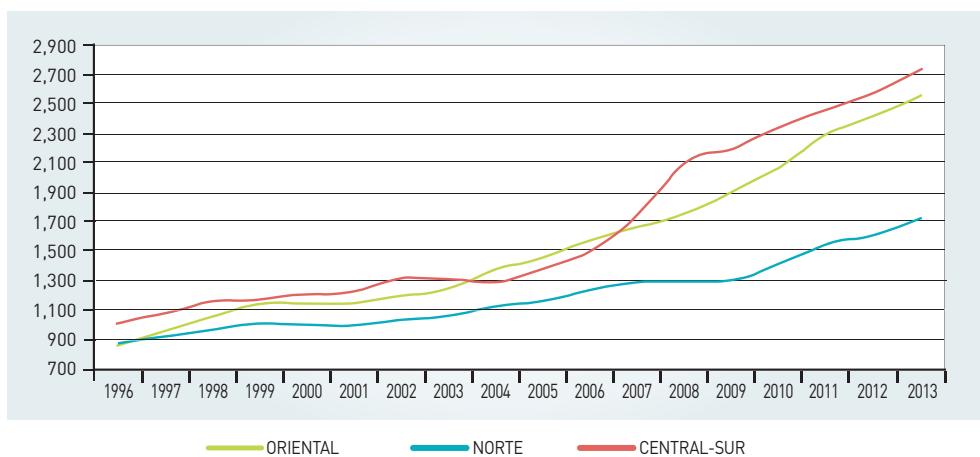
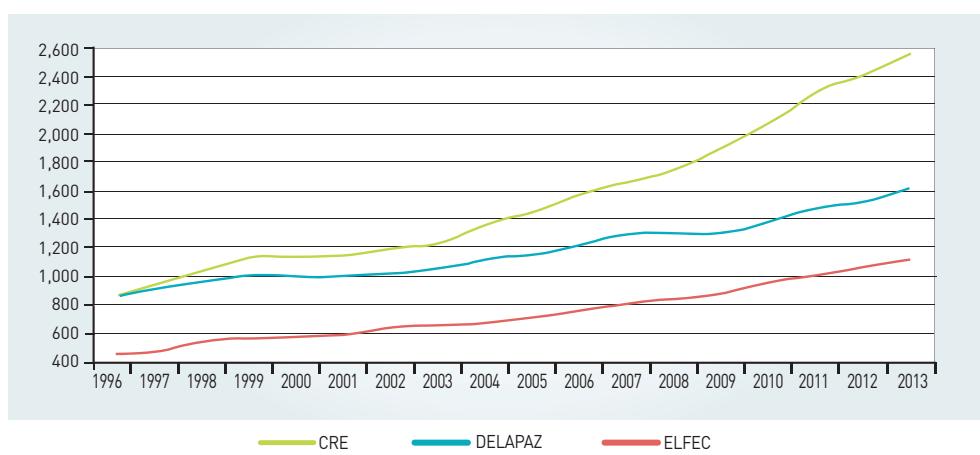
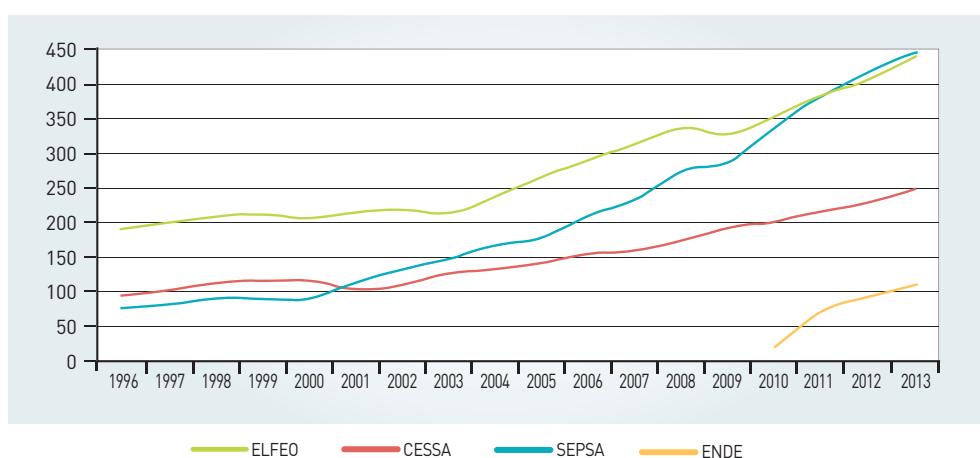
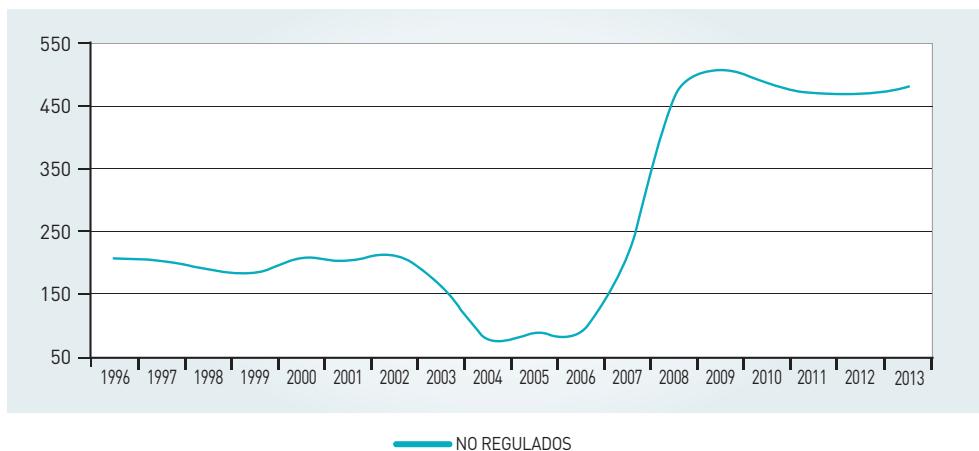
GRÁFICO 27: DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)**GRÁFICO 28: DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDoras (GWh)****GRÁFICO 29: DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDoras (GWh)**



GRÁFICO 30: DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN (GWh)



CUADRO 27: CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AÑO	ENERGÍA GWh	POTENCIA MÁXIMA MW	INCREMENTO ANUAL	
			ENERGÍA %	POTENCIA %
1996	2,716.4	544.6		
1997	2,945.9	583.7	8.4	7.2
1998	3,159.8	622.7	7.3	6.7
1999	3,308.6	644.3	4.7	3.5
2000	3,335.5	644.9	0.8	0.1
2001	3,371.7	646.8	1.1	0.3
2002	3,532.2	674.3	4.8	4.2
2003	3,603.8	684.1	2.0	1.5
2004	3,771.0	704.8	4.6	3.0
2005	3,994.3	759.1	5.9	7.7
2006	4,305.8	813.1	7.8	7.1
2007	4,686.4	895.4	8.8	10.1
2008	5,138.0	898.7	9.6	0.4
2009	5,397.0	939.4	5.0	4.5
2010	5,814.0	1,009.4	7.7	7.4
2011	6,301.9	1,067.4	8.4	5.7
2012	6,604.3	1,109.0	4.8	3.9
2013	7,012.8	1,201.8	6.2	8.4

GRÁFICO 31: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)

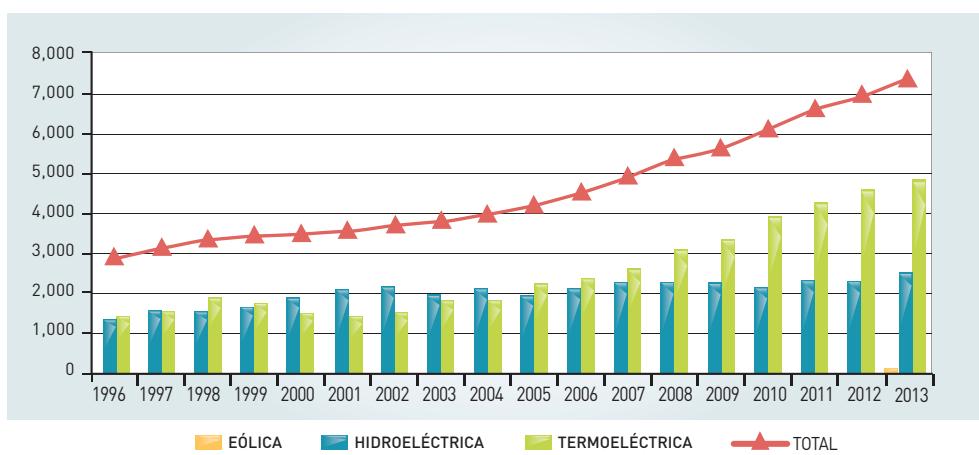


GRÁFICO 32: PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)

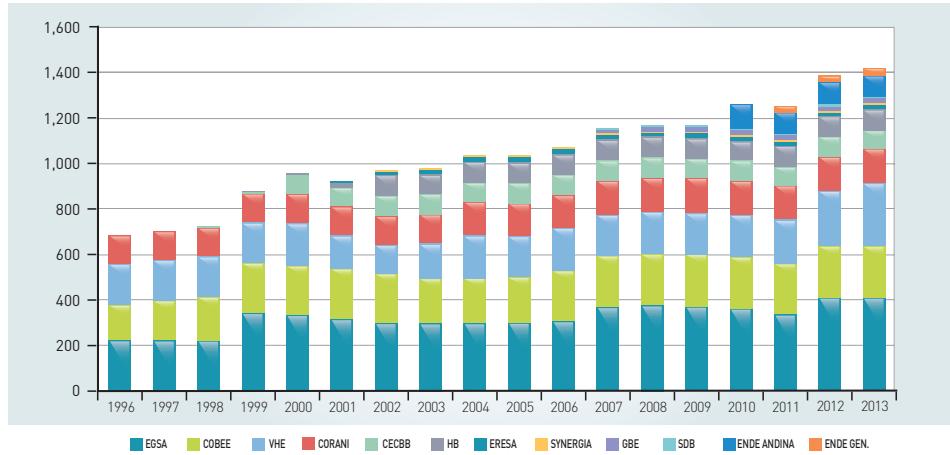


GRÁFICO 33: CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)

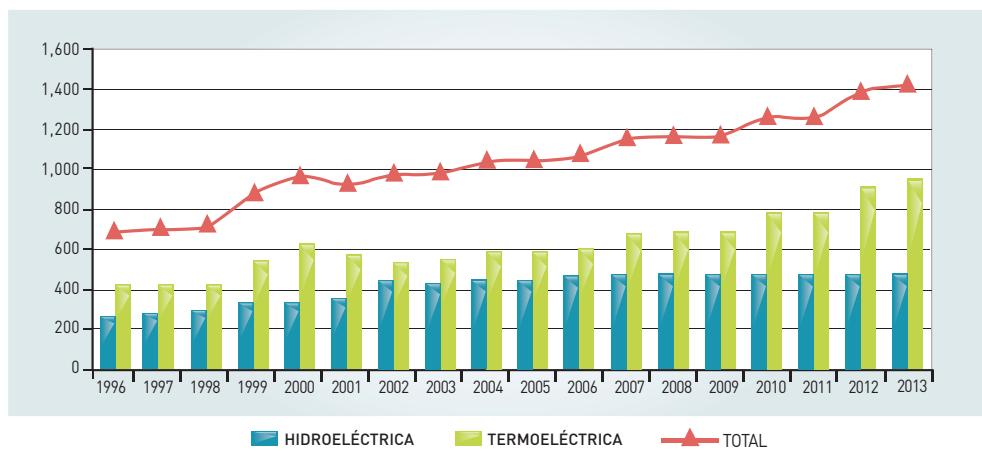


GRÁFICO 34: PARTICIPACIÓN ANUAL DE GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA (GWh)

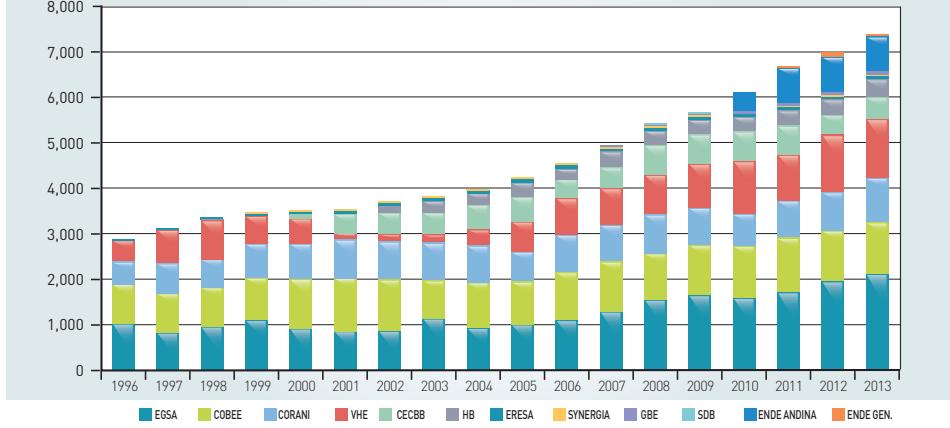




GRÁFICO 35: TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (MINUTOS)

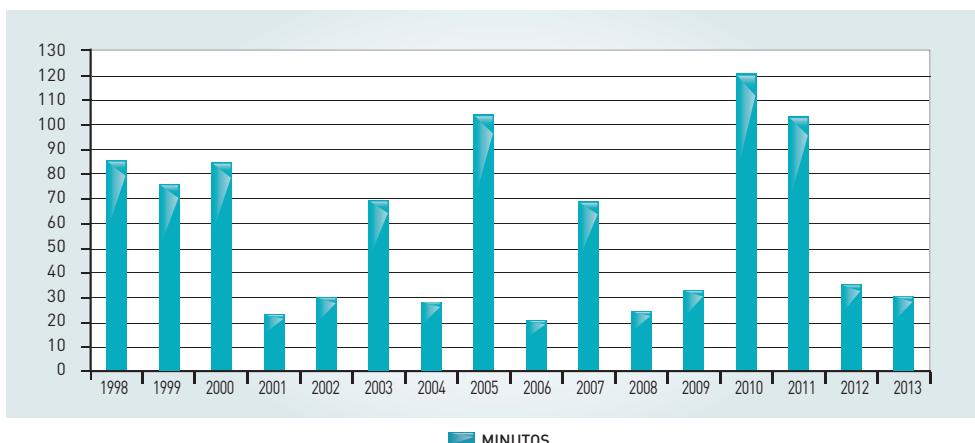


GRÁFICO 36: COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS SPOT DE ENERGÍA (US\$/MWh) (Sin IVA)

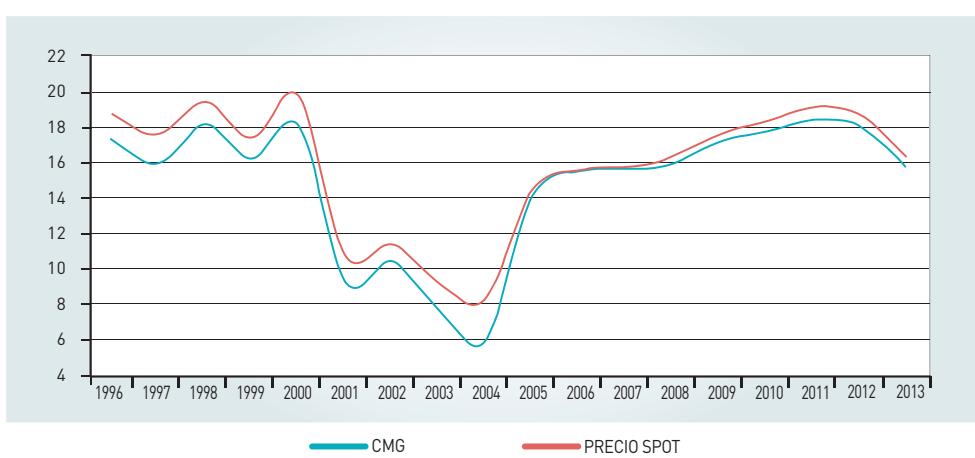
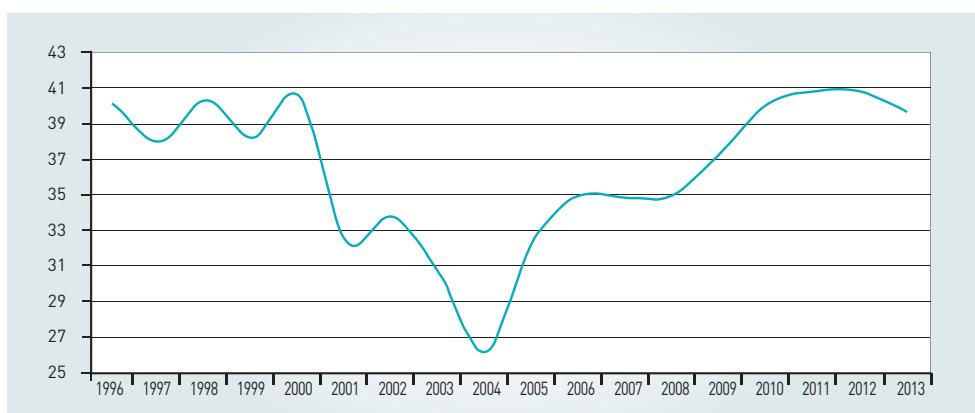


GRÁFICO 37: PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh) (Sin IVA)







ÍNDICE

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2013	1
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2013	2
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2013	2
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2013	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2013	3
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2013	4
INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2013	5
RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2013	5
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2013	6
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2013	7
CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) JUEVES 28 DE NOVIEMBRE DE 2013	8
POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2013	9
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2013	10
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2013	11
POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME, RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA (MW) - AÑO 2013	12
FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2013	14
RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN - AÑO 2013	15
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (Sin IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2013	15
PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (Sin IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2013	16
PRECIOS MEDIOS (Sin IVA) - AÑO 2013	17
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (Con IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2013	18
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (Sin IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2013	18
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS - PERÍODO 2008 - 2013	18
CONSUMO DE DIESEL EN LITROS - PERÍODO 2012 - 2013	20
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm ³)	20
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - ZONGO (Hm ³)	20
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO TIQUIMANI (Hm ³)	21
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO MIGUILLAS (Hm ³)	21
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO ANCOSTURA (Hm ³)	21
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO CHOJLLA(Hm ³)	21
EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m ³ /s) - PERÍODO 2002 - 2013	22
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) PERÍODO 1996 - 2013	22
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) PERÍODO 1996 - 2013	22
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2013	23
DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERÍODO 1996 - 2013	23
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2013	23
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERÍODO 1996 - 2013	24
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2013	24
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2013	24
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2013	25
COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERÍODO 1998 - 2013	25
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2013	26
PRECIOS SPOT SIN IVA PERÍODO 1996 - 2013	26
PRECIOS SEMESTRALES PERÍODO 1996 - 2013	26
LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2013	27
AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2013	28
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ACTUALIZADO AL 31 DE DICIEMBRE 2013	29

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2013

Nursing - | வினாக்கள் மற்றும் தீர்வுகள்

CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN A FINES DEL 2013: 1,422.76 MW



EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2013

Empresas de Transmisión	TENSIÓN (KV)	Longitud (Km)
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD	230	958.2
	115	953.8
	69	112.1
ISA BOLIVIA	230	587.0
	115	402.4
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	230	255.4
	TOTAL STI	3,268.9

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2013

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
	ENDE	Las Carreras - Tarija	RAIL	133.2	74.2
		Punutuma - Las Carreras	RAIL	133.2	181.1
ISABOL	ISABOL	Arboleda - Urubó	ACARD	142.5	62.0
		Carrasco - Arboleda	ACARD	142.5	102.0
		Santiváñez - Sucre	RAIL	142.5	246.0
	Subtotal	Sucre - Punutuma	DRAKE	142.5	177.0
		Subtotal			1,800.6
115 KV	TDE	Arocagua - Valle Hermoso I	IBIS	74.0	5.4
		Arocagua - Valle Hermoso II	IBIS	74.0	5.4
		Caranavi - Chusipata	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
		Chusipata - 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
		Sacaba - Arocagua	IBIS	74.0	14.9
ENDE	ENDE	Santa Isabel - Sacaba	IBIS	74.0	31.4
		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
		Bologna - Cota Cota	IBIS	90.0	5.1
		Bologna - Tap Bahai	IBIS	90.0	2.3
		Caranavi - Yucumo	IBIS	33.0	104.5
Subtotal	ENDE	Cataricagua - Lucianita	IBIS	61.8	4.9
		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
69 KV	TDE	San Ignacio de Moxos - Trinidad	IBIS	33.0	84.8
		Yucumo - San Borja	IBIS	33.0	40.4
		Subtotal			1,356.2
		Aranjuez - Mariaca	PARTRIDGE	22.0	42.9
		Aranjuez - Sucre	IBIS	42.0	12.0
Total	TDE	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			3,268.9

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2013

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
	ENDE	Tarija (*)	3 x 25
	ISA	Arboleada (*)	3 x 33.3
Subtotal			650.0
Transformadores 230/69 kV	TDE	Guaracachi (*)	6 x 25
		Punutuma (*)	3 x 20
	ISA	Sucre (*)	3 x 20
		Urubó (*)	3 x 50
	Subtotal		420.0
Transformadores 115/69 kV	TDE	Atocha	25.0
		Catavi	25.0
		Potosí	50.0
		Punutuma	50.0
		Vinto	2 x 25
Subtotal			200.0
Transformadores 115/10 kV	ENDE	Lucianita	2 x 25
	Subtotal		50.0

(*) Unidades Monofásicas

OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2013

TIPO	EMPRESA	SUBESTACIÓN	TENSIÓN kV	MVar
Capacitores en derivación	TDE	Aranjuez	69	7.2
		Atocha	69	7.2
		Catavi	69	7.2
		Kenko	69	12.0
		Kenko	115	12.0
		Potosí	69	1 x 7.2 + 1 x 12.0
		Vinto	69	1 x 7.2 + 1 x 6.6
		Vinto	115	2 x 12.0
	TOTAL			102.6
Capacitor serie	TDE	Vinto	230	54.9
	TOTAL			54.9
Reactores de línea	TDE	Carrasco	230	12.0
		Guaracachi	230	21.0
		San José	230	21.0
		Santiváñez	230	1 x 15.6 + 1 x 12
		Vinto	230	21.0
	ENDE	San Ignacio de Moxos	115	9.0
		Las Carreras	230	21.0
	ISA	Punutuma	230	2 x 12
		Sucre	230	2 x 12
		Urubó	230	12.0
TOTAL				192.6

PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2013



EMPRESA		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Hidroeléctrica														
Zongo	COBEE	118,029	105,276	110,427	81,887	78,138	62,602	52,970	50,210	57,598	89,503	97,773	95,711	1,000,125
Corani	CORANI	86,356	77,872	89,225	59,412	33,346	54,797	71,228	82,527	90,088	96,316	92,795	95,542	929,505
Taquesi	HB	56,950	53,435	54,799	25,009	17,842	6,147	12,567	14,570	15,199	32,560	33,475	46,661	369,212
Migullas	COBEE	11,202	9,661	8,798	5,930	5,991	7,393	7,491	10,420	11,488	11,825	11,629	12,613	114,443
Yura	ERESA	6,789	7,547	8,016	6,646	6,487	6,473	6,550	6,348	5,901	5,032	5,822	6,222	77,832
Kanata	SYNERGIA	1,508	3,423	1,466	1,171	1,107	1,061	1,163	951	941	1,020	1,485	16,359	
Quehata	SDB	199	197	935	1,219	978	737	651	579	438	517	365	574	7,388
SubTotal		281,033	257,412	273,666	181,274	143,888	139,209	152,521	165,818	181,663	236,694	242,879	258,807	2,514,864

Eólica

Qollpana (*)	CORANI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37
SubTotal		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37
Termoeléctrica														
Guaracachi	EGSA	140,935	125,640	133,479	156,687	154,985	152,555	158,710	159,804	159,048	165,686	154,870	157,833	1,820,233
Santa Cruz	EGSA	3,914	2,735	2,983	4,509	2,091	1,697	651	2,048	3,806	3,914	3,652	7,990	39,990
Bulo Bulo (*)	CECBB	28,747	25,890	31,815	44,597	56,270	52,338	47,267	40,372	45,483	48,029	35,223	35,121	491,152
Carrasco	VHE	51,604	39,922	53,503	62,381	71,363	65,384	72,999	61,257	43,442	37,034	44,899	63,842	667,631
Aranjuez - TG	EGSA	9,849	7,789	8,158	10,604	10,135	8,009	8,718	8,838	8,893	7,837	8,522	8,908	106,261
Aranjuez - MG	EGSA	4,564	3,517	3,443	3,277	3,396	4,120	4,610	4,714	4,223	4,103	4,646	4,458	49,070
Karachipampa	EGSA	866	7,372	7,200	7,642	8,397	8,072	7,667	6,597	8,120	7,943	7,582	7,529	84,987
Kenko	COBEE	1,436	814	1,646	3,633	6,698	6,427	3,580	7,087	7,330	2,834	1,938	2,472	45,896
El Alto	VHE	6,853	6,075	12,029	26,785	27,439	23,632	33,748	32,754	18,906	9,262	7,167	6,610	211,260
Valle Hermoso	VHE	26,117	22,668	32,494	38,540	45,555	40,454	32,190	39,230	44,622	39,480	37,896	39,647	438,894
Aranjuez - DF	EGSA	1,546	605	183	238	0	306	0	21	16	118	149	163	3,345
Guabirá	GBE	0	0	0	0	1,643	9,530	13,215	14,100	14,028	14,369	12,606	0	79,491
Entre Ríos	ENDE ANDINA	61,666	46,782	48,315	49,985	68,687	69,617	64,695	65,751	64,076	63,135	65,662	66,271	734,642
Moxos	ENDE GENERACIÓN	5,767	4,989	4,767	4,692	4,626	4,420	4,483	4,552	5,101	5,178	5,412	6,013	59,999
Trinidad	ENDE GENERACIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SubTotal		343,865	294,797	340,015	413,571	461,285	446,561	452,534	447,125	427,094	408,921	390,224	406,856	4,832,849
TOTAL		624,897	552,209	613,681	594,845	605,173	585,770	605,054	612,943	608,758	645,615	633,103	665,699	7,347,750

Mas: Generación San Ignacio de Moxos [Local] 1 - 9 18 1 3 5 7 20 - - - 1 65

Mas: Generación San Borja [Local] - - 11 - 2 6 - 5 22 - - - 47

Mas: Generación Yucumo [Local] - - 3 - 1 - 3 1 - - - 8

Mas: Generación Las Carreras [Local] - - - - - - - - - 52 52

Menos: Generación San Ignacio de Moxos [Local] (1) - (9) (18) (1) (3) (5) (7) (20) - - - (1) (65)

Menos: Generación San Borja [Local] - - (11) - (2) (6) - (5) (22) - - - (47)

Menos: Generación Yucumo [Local] - - (3) - (1) - (3) (1) - - - (8)

Menos: Generación Las Carreras [Local] - - - - - - - - - (52) (52)

Nota (*).- Durante el mes de diciembre de 2013, Corani y CECBB efectuaron pruebas previas a la operación comercial del Sistema Eléctrico Qollpana y la unidad BUL03 respectivamente, considerándose un valor estimado para la generación del Sistema Eléctrico Qollpana.

INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2013

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
GUARACACHI	GCH	136,038	122,141	128,968	151,687	149,927	147,964	153,450	154,769	154,136	160,204	149,676	152,146	1,761,105
SANTA CRUZ	GCH	3,657	2,154	2,301	3,863	1,638	893	165	1,306	3,231	3,462	3,212	7,790	33,673
ARANJUEZ	ARJ	15,759	11,904	11,463	13,737	13,160	12,086	12,960	13,199	12,774	11,708	12,949	13,150	154,847
KARACHIPAMPA	KAR	840	7,313	7,126	7,582	8,327	8,004	7,604	6,535	8,056	7,872	7,509	7,382	84,151
TOTAL GUARACACHI		156,294	143,512	149,858	176,869	173,053	168,947	174,179	175,809	178,197	183,246	173,346	180,468	2,033,776
ZONGO	KEN	99,371	89,566	93,692	66,321	61,434	47,423	43,460	41,205	45,841	73,492	78,109	81,046	820,960
KENKO	KEN	1,369	762	1,581	3,525	6,525	6,259	3,467	6,902	7,145	2,743	1,866	2,385	44,531
TAP CHUQUAGUILLO	TCH	12,474	10,301	11,137	11,388	12,488	11,677	6,838	6,478	8,775	11,465	14,369	9,884	127,274
MIGUILLAS	VIN	10,774	9,292	8,465	5,674	5,721	7,079	7,162	9,992	11,026	11,357	11,175	12,110	109,828
TOTAL COBEE		123,988	109,921	114,876	86,908	86,168	72,437	60,927	64,578	72,788	99,057	105,520	105,425	1,102,594
CORANI	COR	33,158	30,392	34,843	23,621	13,572	22,395	29,510	33,927	37,273	38,823	37,289	38,119	372,921
SANTA ISABEL	SIS	53,078	47,371	54,260	35,676	19,652	32,279	41,591	48,478	52,694	57,368	55,386	57,300	555,131
TOTAL CORANI (**)		86,236	77,763	89,102	59,296	33,223	54,674	71,101	82,405	89,967	96,191	92,676	95,419	928,052
CARRASCO	CAR	51,085	39,831	53,509	61,104	69,926	64,043	71,564	60,301	46,732	38,163	45,011	65,125	666,394
VALLE HERMOSO	VHE	24,169	20,264	30,300	37,449	44,295	39,490	31,461	37,867	40,201	35,444	36,117	36,629	413,687
C. EL ALTO (*)	KEN	6,839	6,061	11,584	26,845	27,499	23,591	33,545	32,933	18,835	10,077	7,104	6,546	211,461
TOTAL V. HERMOSO		82,093	66,157	95,393	125,399	141,720	127,124	136,571	131,101	105,769	83,684	88,233	108,300	1,291,542
BULO-BULO (**)	CAR	27,657	24,924	30,642	43,238	54,946	51,187	46,178	39,203	44,462	47,526	34,009	33,177	477,148
TAQUESI	CHS	55,543	52,181	53,492	24,208	17,128	5,773	12,075	14,042	14,681	31,694	32,301	45,837	358,956
YURA	PUN	6,481	7,221	7,666	6,333	6,175	6,150	6,240	6,023	5,602	4,752	5,536	5,928	74,108
KANATA	ARO	1,462	3,321	1,422	1,136	1,074	1,030	1,033	1,130	926	915	991	1,444	15,885
GUABIRÁ	ARB	0	0	0	0	1,580	9,353	12,994	13,874	13,799	14,136	12,395	0	78,131
QUEHATA	VIN	187	187	906	1,181	950	716	631	561	422	499	349	557	7,147
ENTRE RIOS	CAR	60,792	46,117	47,618	49,265	67,772	68,672	63,800	66,842	63,263	62,298	64,952	65,985	725,376
MOXOS	TRI	5,568	4,803	4,586	4,457	4,317	4,122	4,182	4,248	4,773	4,833	5,068	5,638	56,594
TRINIDAD	TRI	[5]	[4]	[4]	[2]	[2]	[2]	[2]	[2]	[2]	[2]	[2]	[1]	[30]
TOTAL ENDE GEN.		5,563	4,799	4,582	4,455	4,316	4,120	4,180	4,246	4,771	4,831	5,066	5,637	56,564
TOTAL INYECCIONES		606,296	536,102	595,555	578,290	588,106	570,182	589,908	597,814	594,646	628,830	615,374	648,177	7,149,280

RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2013

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
GUARACACHI	GCH	180,949	159,499	167,896	170,924	167,564	159,876	164,098	167,947	173,051	185,410	183,665	199,246	2,080,125
URUBÓ	URU	29,352	26,006	27,774	12,079	12,564	10,433	11,967	12,836	13,317	20,355	25,596	26,760	229,039
ARBOLEDA	ARB	23,350	19,484	21,649	21,321	20,040	17,803	18,680	18,676	19,527	21,475	21,810	23,718	247,533
TOTAL CRE		233,651	204,989	217,319	204,323	200,167	188,113	194,744	199,459	205,895	227,240	231,070	249,724	2,556,695
KENKO	KEN	103,215	93,638	104,963	105,158	108,763	107,594	109,276	108,894	102,573	110,791	103,604	106,842	1,265,309
COTA COTA	COT	8,388	7,720	8,570	8,454	9,151	9,434	9,515	9,421	8,753	8,959	8,509	8,858	105,734
BOLOGNIA	BOL	10,326	9,403	10,497	10,388	11,059	11,210	11,294	11,262	10,628	10,888	10,343	10,660	127,957
TAP BAHAI	TBA	0	0	0	0	0	0	0	2,000	3,676	1,206	3,195	3,008	13,085
PAMPAS HASI	PAM	4,321	3,918	4,377	4,259	4,423	4,459	4,569	4,537	4,381	4,562	4,375	4,660	52,840
CHUSPIPATA	CHS	1,288	1,117	1,286	1,293	1,354	1,342	1,387	1,359	1,333	1,392	1,374	1,388	15,914
CARANAVI	CRN	2,593	2,411	2,723	2,693	2,804	2,765	2,893	2,896	2,800	2,944	2,960	3,097	33,585
TOTAL DELAPAZ		130,131	118,212	132,416	132,245	137,554	136,803	138,933	140,369	134,143	140,743	134,361	138,513	1,614,425
AROCAGUA	ARO	63,524	57,430	66,069	64,506	65,754	64,253	67,802	67,395	66,864	70,475	67,278	67,444	788,794
VALLE HERMOSO	VHE	20,523	18,515	21,992	21,291	22,601	20,959	22,207	22,530	21,529	23,413	22,187	22,007	259,754
COBOCE	CBC	1,027	957	1,120	1,103	1,152	1,099	1,165	1,205	1,218	1,245	1,197	1,151	13,640
CHIMORÉ	CHI	4,506	4,104	4,491	4,340	4,454	4,239	4,388	4,447	4,676	4,821	4,896	5,319	54,682
TOTAL ELFEC		89,581	81,006	93,672	91,240	93,961	90,550	95,562	95,577	94,288	99,954	95,558	95,921	1,116,869
VINTO	VIN69	28,009	24,024	28,310	27,370	27,046	27,579	28,170	28,373	28,048	29,926	27,849	28,799	333,503
CATAVI	CAT	7,269	6,589	8,195	9,185	8,602	10,121	10,039	9,605	9,498	9,170	8,554	8,479	105,307
TOTAL ELFEO		35,277	30,612	36,505	36,555	35,649	37,700	38,209	37,978	37,547	39,096	36,403	37,278	438,810
OCAURÍ	OCU	335	317	389	401	427	440	451	410	431	423	427	407	4,857
POTOSÍ	POT	22,498	20,734	24,853	23,863	25,032	24,385	24,530	24,929	24,422	25,455	23,821	25,508	290,028
PUNUTUMA	PUN	3,124	2,661	3,274	3,271	3,742	3,379	3,598	3,627	3,487	3,434	3,060	2,689	39,345
ATOCHA	ATO	5,667	5,120	6,150	6,122	6,500	6,423	6,377	6,312	6,143	6,275	5,860	5,937	72,887
DON DIEGO	DDI	2,490	2,163	2,707	2,668	2,757	2,648	2,618	2,699	2,656	2,996	2,760	2,769	31,929
SACACA	SAC	196	193	239	246	267	267	262	282	265	270	252	231	2,971
KARACHIPAMPA	KAR	162	492	126	104	100	130	151	130	118	125	93	104	1,836
LIPEZ	PUN	101	71	47	56	78	131	164	170	132	147	148	121	1,367
TOTAL SEPSA		34,572	31,751	37,785	36,732	38,903	37,801	38,152	38,559	37,655	39,126	36,421	37,765	445,221
ARANJUEZ	ARJ	12,605	11,577	13,180	12,959	13,486	13,246	13,619	13,778	13,474	14,070	13,526	13,726	159,244
MARIACA	MAR	16	0	10	22	24	21	20	22	21	21	22	22	223
SUCRE	SUC	7,638	6,659	4,163	6,167	6,888	7,040	8,268	7,348	8,384	8,156	8,767	8,380	87,860
TOTAL CESSA		20,258	18,236	17,354	19,148	20,398	20,307	21,908	21,148	21,880	22,247	22,315	22,128	247,326
YUCUMO	YUC	1,665	1,504	1,599	1,584	1,592	1,510	1,545	1,579	1,566	1,825	1,893	2,007	19,869
SAN BORJA	SBO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN IGNACIO DE MOXOS	MOX	259	240	249										



POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2013

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
Guaracachi	GCH	294.4	281.2	277.9	317.1	274.1	286.8	273.3	305.9	294.0	319.6	319.6	317.2	319.6
Santa Cruz	GCH	39.6	38.5	38.6	39.0	38.1	40.4	18.8	38.4	37.7	38.9	39.5	39.4	40.4
Aranjuez	ARJ	28.4	27.5	27.2	27.2	24.5	28.9	24.6	28.7	28.0	24.8	28.6	29.0	29.0
Karachipampa	KAR	13.9	14.1	14.2	14.0	13.8	16.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.2	16.0
Sistema Zongo	KEN	152.7	162.2	159.3	148.5	144.3	129.7	136.7	144.3	147.2	148.4	141.1	136.8	162.2
Kenko	KEN	18.4	18.0	18.1	18.0	18.2	18.3	18.3	18.3	18.5	9.3	9.0	18.0	18.5
Tap Chuquiaguillo	TCH	39.7	32.0	37.8	33.6	35.6	42.3	27.5	37.7	37.4	38.1	35.9	50.7	50.7
Sistema Miguillas	VIN	19.3	19.8	20.0	19.1	19.2	19.1	19.1	19.1	19.9	19.2	19.9	19.3	20.0
Corani (**)	COR	54.6	53.7	54.5	53.8	55.0	54.5	54.2	54.3	54.9	55.0	57.6	54.7	57.6
Santa Isabel	SIS	90.8	90.0	89.8	88.9	88.0	88.7	88.5	88.3	88.9	89.3	91.9	90.8	91.9
Carrasco	CAR	131.1	125.3	129.5	127.4	130.0	132.2	138.1	127.6	77.7	77.3	125.4	124.4	138.1
Valle Hermoso	VHE	100.6	103.3	113.1	103.2	102.6	103.1	102.5	112.8	116.7	112.3	113.1	113.9	116.7
El Alto (*)	KEN	17.5	17.3	49.5	50.9	50.6	52.0	51.1	52.0	51.6	18.1	18.3	18.0	52.0
Bulo Bulo (**)	CAR	43.5	41.2	82.1	80.8	82.1	81.1	79.6	78.5	74.6	78.2	76.8	75.6	82.1
Sistema Taquesi	CHS	87.3	86.7	86.1	84.2	81.8	37.0	84.0	84.1	84.2	85.4	86.1	87.8	87.8
Sistema Yura	PUN	17.4	16.4	17.2	17.3	17.0	17.5	17.0	16.9	17.1	16.9	17.0	17.3	17.5
Kanata	ARO	6.9	7.1	7.0	6.9	6.8	7.0	6.9	6.9	6.9	6.9	7.1	6.9	7.1
Guabirá Energía	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	16.7	20.7	20.6	20.8	20.4	20.4	20.1	0.0	20.8
Quehata	VIN	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.9	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9
Entre Ríos	CAR	100.0	100.5	77.1	96.9	106.0	107.6	110.4	109.1	105.6	103.7	101.6	100.7	110.4
Ende Generación	TRI	14.9	16.7	14.2	12.4	10.7	17.7	11.7	12.4	14.6	18.7	15.6	16.6	18.7
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
CRE	GCH	376.1	360.8	345.4	352.5	350.1	334.8	314.1	354.5	392.4	367.6	402.5	387.2	402.5
CRE	URU	80.1	106.7	66.6	73.3	67.2	52.7	51.1	71.8	68.5	99.9	70.3	65.2	106.7
CRE	ARB	45.7	42.2	40.9	43.2	42.2	38.3	40.9	39.7	41.8	42.5	46.0	45.2	46.0
DELAPAZ	KEN	210.7	216.8	216.6	221.4	224.1	234.9	229.6	225.5	221.5	222.7	219.8	219.9	234.9
DELAPAZ	COT	17.5	17.7	18.0	18.0	19.1	20.9	19.6	19.7	19.1	18.7	18.3	21.2	21.2
DELAPAZ	BOL	21.8	22.2	22.6	22.4	23.2	24.9	23.6	24.0	24.0	23.0	22.5	26.3	26.3
DELAPAZ	TBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.7	10.1	6.6	6.6	6.6	10.7
DELAPAZ	PAM	9.5	10.4	10.5	10.7	10.6	10.9	10.8	11.0	11.5	11.8	10.5	13.0	13.0
DELAPAZ	CHS	3.3	3.3	3.6	3.3	3.2	3.4	3.5	3.4	3.4	3.4	3.5	3.6	3.6
DELAPAZ	CRN	5.8	5.9	6.1	6.2	6.3	6.3	6.5	6.6	6.5	6.6	6.8	6.7	6.8
ELFEC	ARO	125.1	127.8	130.8	131.4	131.6	130.6	133.1	133.6	136.1	137.8	137.1	136.2	137.8
ELFEC	VHE	43.3	44.5	46.4	49.2	50.7	46.2	47.2	47.9	48.2	48.2	50.4	49.5	50.7
ELFEC	CBC	2.5	2.6	3.7	5.2	2.8	2.8	5.3	2.8	3.3	3.2	3.1	3.0	5.3
ELFEC	CHI	10.0	10.0	10.2	10.4	10.4	10.2	10.4	11.0	11.1	10.9	11.5	11.5	11.5
ELFEO	VIN69	53.2	53.4	55.0	56.0	54.3	57.7	57.8	58.6	58.9	57.6	54.7	54.6	58.9
ELFEO	CAT	16.6	17.3	27.9	19.4	19.8	20.9	19.0	18.8	19.0	19.1	19.1	18.1	27.9
CESSA	ARJ	28.1	28.7	29.3	29.1	29.5	30.2	30.1	30.8	30.7	30.9	30.3	33.5	33.5
CESSA	MAR	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CESSA	SUC	13.4	12.9	12.7	13.0	13.2	16.2	16.4	16.2	15.9	15.7	16.1	16.0	16.4
SEPSA	POT	40.4	42.8	43.6	42.3	43.5	44.4	43.5	44.0	43.7	44.4	44.4	44.2	44.4
SEPSA	PUN	6.5	6.5	7.0	7.2	7.7	8.4	8.0	8.2	7.5	7.1	7.0	7.1	8.4
SEPSA	ATO	10.6	10.9	11.5	11.7	12.1	12.3	12.1	12.1	12.0	11.7	11.5	11.2	12.3
SEPSA	DDI	5.7	5.9	6.2	6.4	6.4	6.4	6.3	6.6	6.6	6.6	6.5	6.3	6.6
SEPSA	OCU	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.4	1.3	1.4	1.3	1.5
SEPSA	SAC	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.8	1.0
SEPSA	KAR	1.3	2.0	1.2	0.3	0.9	0.9	1.0	1.0	1.7	1.6	0.4	0.4	2.0
SEPSA	PUN	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4
ENDE	YUC	3.8	3.7	3.7	3.7	3.7	3.6	3.6	3.8	3.9	4.0	4.3	4.5	4.5
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	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.6	0.6	0.7	0.6	0.7	0.7
ENDE	TRI	14.9	14.7	14.7	14.6	14.8	14.0	13.6	14.3	14.6	15.0	16.0	16.8	16.8
ENDE (***)	LCA	0.0	0.2	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.5	0.0	1.6
ENDE	PUN69	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.4
ENDE (****)	PUN230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	1.7
EMIRSA	VIN115	2.0	2.1	2.2	2.3	2.3	2.4	2.3	2.2	1.7	1.7	1.7	1.7	2.4
EMINTO	VIN69	5.8	5.5	5.5	5.4	5.4	5.5	5.4	5.8	5.9	5.8	5.7	6.0	6.0
COBOCE	CBC	7.6	7.8	9.5	10.2	9.6	13.1	12.4	10.1	10.4	10.7	13.3	13.9	13.9
EMSC	PUN	49.6	49.9	47.7	49.0	48.4	47.3	49.1	49.0	49.3	51.6	46.8	48.5	51.6

(*) Ingreso en operación comercial de la unidad ALT02 de central El Alto de Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. en aplicación al D.S. N° 1301 [marzo de 2013].

(**) Durante el mes de diciembre de 2013, Corani y CECBB efectuaron pruebas previas a la operación comercial del Sistema Eólico Ollpanca y la unidad BUL03 respectivamente, mismas que fueron compensadas en distintas unidades generadoras del SIN.

(***) Incorporación de una nueva demanda en subestación Las Carreras 230 kV [febrero de 2013]

(****) Ingreso en operación comercial de la subestación Uyuni 230 kV [diciembre de 2013]

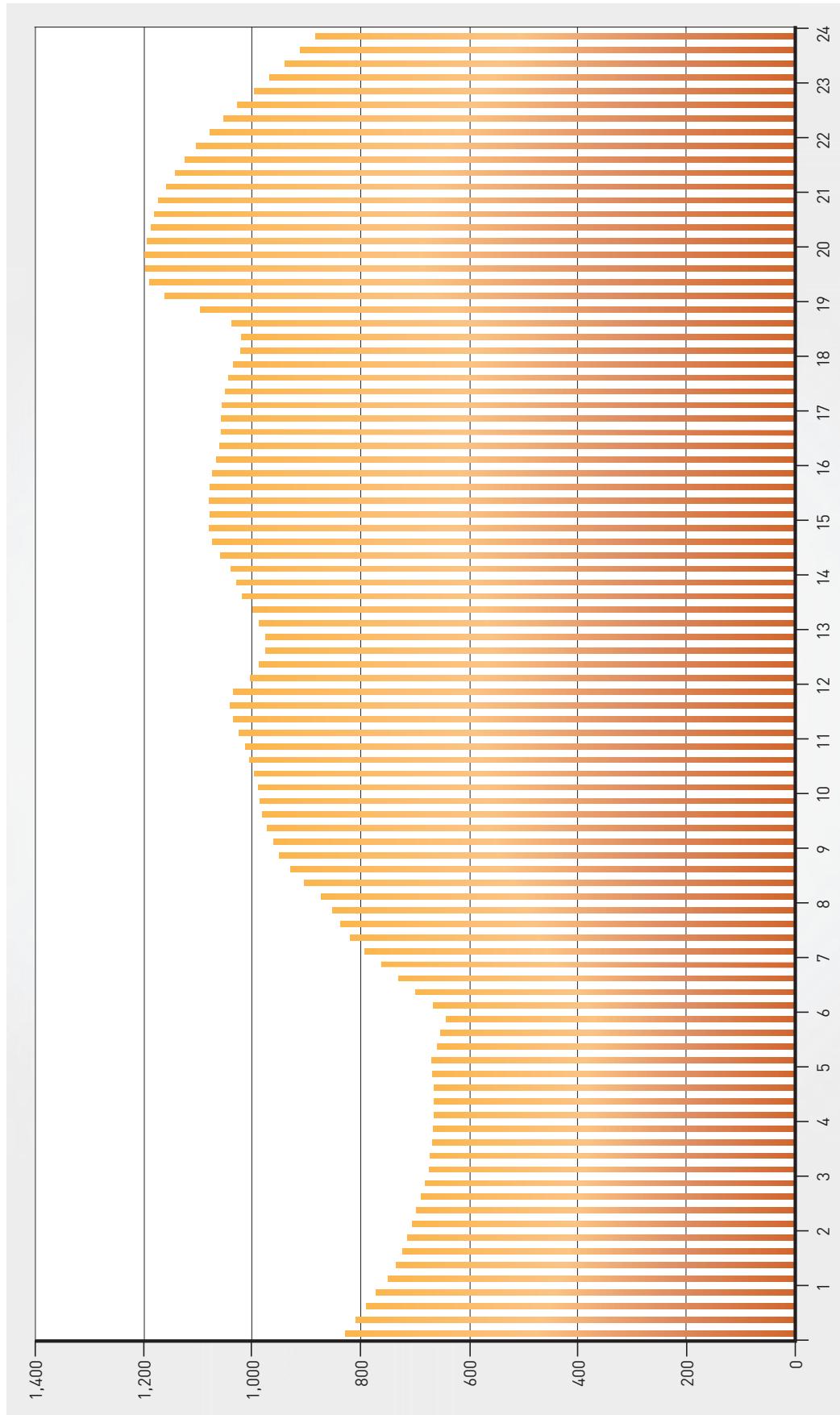
**POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI
(MW) - AÑO 2013**

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH	280.1	273.2	272.0	279.8	271.7	271.9	249.6	288.2	281.2	299.8	306.0	301.8
Santa Cruz	GCH	18.2	36.6	18.8	37.6	37.6	18.8	[0.1]	36.5	29.7	36.5	36.0	36.5
Aranjuez	ARJ	28.1	18.7	25.7	25.0	19.6	24.9	21.0	23.6	23.1	20.8	27.5	27.5
Karachipampa	KAR	13.6	13.2	[0.0]	[0.0]	13.1	13.8	13.2	13.0	13.5	13.0	13.7	13.3
Sistema Zongo	KEN	150.5	144.3	141.5	145.9	113.8	124.4	122.0	120.8	142.4	148.2	130.1	126.9
Kenko	KEN	17.1	17.4	17.2	17.3	16.9	17.7	17.3	17.1	17.1	8.6	8.4	8.5
Tap Chuquiquillo	TCH	14.6	15.0	11.7	16.1	6.0	22.9	7.8	9.4	19.1	15.8	9.4	7.5
Sistema Miguillas	VIN	18.1	19.0	16.6	18.5	16.7	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0
Corani	COR	39.9	53.5	48.7	53.2	53.2	53.2	53.1	53.3	53.5	53.4	53.1	53.1
Santa Isabel	SIS	87.4	88.0	87.7	88.1	83.5	87.2	79.5	79.0	87.6	87.8	88.0	87.9
Carrasco	CAR	116.9	119.7	127.3	120.8	118.0	122.5	119.2	69.7	71.0	69.0	117.4	117.7
Valle Hermoso	VHE	96.4	101.5	106.1	88.0	100.3	98.8	100.0	87.5	106.0	108.5	104.5	103.5
El Alto	KEN	17.3	16.6	17.2	16.3	44.0	16.9	44.4	45.3	16.2	16.5	17.7	16.1
Bulo Bulo	CAR	31.4	39.7	41.3	39.7	73.3	72.8	65.5	67.9	67.0	64.8	70.6	69.9
Sistema Taquesi	CHS	82.3	83.0	83.1	82.1	70.2	35.4	73.3	81.8	80.6	81.3	82.6	83.2
Sistema Yura	PUN	17.0	15.5	15.5	17.0	14.4	16.3	16.2	16.5	16.6	11.5	16.6	16.7
Kanata	ARO	6.8	6.7	6.8	6.8	6.8	6.7	6.8	6.7	6.7	6.8	6.7	6.8
Guabirá Energía	ARB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1	19.5	19.6	19.6	19.7	8.7	0.0
Quehata	VIN	[0.0]	1.8	1.7	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Entre Ríos	CAR	94.7	70.5	76.2	71.9	70.3	97.4	95.3	94.6	95.9	93.7	91.4	92.4
Ende Gen.	TRI	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9
TOTAL INYECCIONES		1,145.1	1,149.0	1,130.0	1,140.7	1,146.1	1,157.3	1,139.4	1,166.3	1,182.4	1,191.5	1,224.1	1,204.8

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE	GCH	358.5	351.3	333.9	347.2	346.3	319.1	303.2	353.3	352.6	367.4	386.2	379.2
CRE	URU	42.4	27.9	29.4	18.9	24.0	26.6	44.2	24.4	34.0	27.0	31.2	25.8
CRE	ARB	39.3	41.1	39.6	41.9	42.0	37.4	36.6	39.4	41.4	42.5	45.2	44.3
DELAPAZ	KEN	208.7	216.4	215.9	212.9	216.6	234.5	223.4	209.4	206.8	212.9	214.5	215.2
DELAPAZ	COT	17.0	17.5	17.7	17.3	17.4	19.9	18.3	17.5	18.2	16.5	17.6	17.5
DELAPAZ	BOL	20.8	21.1	21.7	21.4	20.4	23.3	21.7	21.6	21.3	20.3	21.3	21.2
DELAPAZ	TBA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.9	9.1	0.0	5.7	5.7
DELAPAZ	PAM	9.1	8.8	8.7	8.8	8.4	8.9	8.9	8.8	8.8	8.5	8.9	9.0
DELAPAZ	CHS	0.5	3.0	3.1	3.2	3.0	2.9	3.1	3.3	3.1	3.2	3.2	3.3
DELAPAZ	CRN	5.4	5.7	5.8	6.1	5.3	5.7	6.2	6.4	6.2	6.1	6.7	6.5
ELFEO	VIN69	51.1	52.6	52.8	54.4	52.3	56.4	55.1	56.6	58.0	57.2	53.5	51.8
ELFEO	CAT	15.8	15.9	15.3	15.2	16.7	18.3	17.1	18.1	17.8	15.8	17.3	16.0
ELFEC	ARO	122.7	125.4	128.8	129.5	125.6	129.8	132.0	132.1	130.6	134.3	135.5	134.0
ELFEC	VHE	43.0	44.4	46.0	45.0	44.6	45.6	46.1	47.6	47.3	47.3	45.3	46.2
ELFEC	CBC	2.3	2.5	2.5	2.6	2.4	2.6	2.6	2.8	3.1	2.8	2.9	2.9
ELFEC	CHI	9.8	9.9	9.4	10.2	9.9	9.3	9.9	10.9	11.0	10.6	11.4	11.3
CESSA	ARJ	27.9	28.5	28.9	28.5	28.0	29.8	28.7	30.2	29.9	30.0	29.9	29.1
CESSA	MAR	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1
CESSA	SUC	12.5	9.9	4.4	12.2	12.7	12.2	15.3	9.1	13.4	13.7	14.9	15.4
SEPSA	POT	39.6	42.8	42.0	42.1	41.5	42.9	41.3	43.0	43.3	44.4	43.2	42.0
SEPSA	PUN	5.6	6.2	6.9	4.6	4.8	8.1	6.5	6.9	5.2	6.7	3.8	4.3
SEPSA	ATO	9.4	10.2	10.7	10.9	10.8	12.2	10.8	11.9	11.4	11.2	11.3	10.7
SEPSA	DDI	5.3	5.7	5.9	4.4	5.7	5.9	6.1	5.9	4.7	5.8	6.5	4.5
SEPSA	OCU	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.4	1.4	1.3	1.1	1.2
SEPSA	SAC	0.6	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8
SEPSA	KAR	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
SEPSA	PUN	0.3	0.2	0.1	0.0	0.2	0.0	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
ENDE	YUC	3.5	3.4	3.4	3.6	3.6	3.3	1.9	3.8	3.9	3.8	4.2	3.8
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	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
ENDE	TRI	13.2	13.5	14.1	13.9	14.8	12.7	13.2	14.0	13.5	14.8	15.9	15.6
ENDE	LCA	0.0	0.2	1.3	1.3	1.2	1.4	1.5	1.5	1.4	1.5	1.4	0.0
ENDE	PUN69	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	PUN230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EMIRSA	VIN115	1.8	1.9	2.1	1.9	2.0	2.2	2.0	1.5	1.6	1.5	1.4	1.6
EMVINTO	VIN69	5.0	4.6	4.4	4.6	5.0	3.2	3.1	5.1	3.2	3.8	5.2	4.7
COBOCE	CBC	6.9	6.7	6.6	3.6	7.2	12.4	5.3	9.3	9.2	6.0	11.8	10.9
EMSC	PUN	47.9	42.8	42.4	46.4	45.2	38.2	43.9	34.5	44.1	47.4	42.6	45.7
MÁXIMA		1,127.7	1,122.6	1,106.4	1,115.2	1,120.4	1,127.6	1,111.1	1,141.2	1,157.5	1,166.4	1,201.8	1,181.6
día		Martes 29	Jueves 28	Jueves 07	Martes 02	Viernes 03	Jueves 13	Jueves 18	Jueves 22	Martes 03	Miércoles 09	Jueves 28	Martes 03
hora		20:00	20:00	20:00	20:00	19:00	18:45	19:00	19:30	19:30	19:30	20:00	20:00



CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) JUEVES 28 DE NOVIEMBRE DE 2013



POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2013

COMPONENTE	CAPACIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
Líneas de Transmisión														
Santivañez-Sucre	142.5	86.1	87.0	84.1	87.9	91.8	99.0	93.5	97.4	93.5	102.8	86.8	90.2	102.8
Sucre-Punutuma	142.5	58.8	57.7	60.5	59.8	59.9	60.9	62.5	61.5	61.0	66.0	58.5	61.6	66.0
Punutuma-San Cristóbal	140	50.8	51.1	48.5	50.0	49.6	48.8	49.1	49.9	50.2	52.9	48.3	50.0	52.9
Vinto-Mazocruz	130	37.9	71.0	56.2	87.1	123.5	125.3	126.6	122.1	124.4	119.0	99.8	121.5	126.6
Santivañez-Vinto	130	60.7	95.0	88.0	116.6	135.0	136.0	137.2	136.2	134.0	129.8	121.1	123.3	137.2
Carrasco-Santivañez	130	77.7	86.5	87.9	122.8	133.0	131.5	129.2	131.1	129.2	132.0	109.7 [f]	107.4	133.0
San Jose-Valle Hermoso	130	84.9	98.5	97.3	117.6	128.1	130.9	130.9	182.2 [e]	133.2	117.3	119.6	105.8	182.2
Kenko-Mazocruz	130	128.3	130.1	136.7	129.3	133.5	40.7	23.5	81.1	44.9	109.1	105.6	92.4	136.7
Valle Hermoso-Santivañez	130	74.1	88.6	82.3	97.5	105.2	110.0	106.4	177.7 [e]	106.4	108.9	102.3	101.8	177.7
Carrasco-Chimore	130	82.3	81.2	86.5	136.7	140.5	140.0	137.8	188.2 [e]	135.2	117.5	124.5	99.7	188.2
Carrasco-Guaracachi	130	119.3	109.2	103.8 [b]	110.7	93.9	93.9	65.4	84.4	115.8	92.4	92.1	95.9	119.3
Carrasco-Arboleda	142.5	126.0	117.9 [a]	105.7	109.0	94.0	76.1	78.2	70.6	80.7	112.2	92.3	107.6	126.0
Vinto-Santivañez	130	74.8	77.8	73.9	71.4	65.5	-	-	24.2	-	57.6	54.0	46.8	77.8
San Jose-Chimore	130	35.6	58.1	31.2	15.4	5.1	-	-	-	6.6	35.3	19.4	17.0	58.1
Santa Isabel-Arocagua	74	57.1	53.5	54.1	58.4	56.9	63.2	62.4	66.0	67.3	-	-	-	67.3
Santa Isabel-Sacaba	74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59.9	59.8 [f]	68.1	68.1
Corani-Arocagua	74	65.5	62.0	62.6	66.9	75.1	72.2	77.6	79.6	72.2	69.3	69.7 [f]	77.7	79.6
Valle Hermoso-Arocagua I	74	26.9	23.8	21.6	30.2	67.6 [d]	27.7	24.4	21.5	24.5	14.2	18.8	18.9	67.6
Valle Hermoso-Arocagua II	74	28.3	25.2	23.0	32.2	35.2	29.1	25.7	22.6	26.4	14.8	19.8	20.0	35.2
Arocagua-Valle Hermoso I	74	15.3	14.2	19.5	16.8	5.9	12.8	13.5	24.3	30.5	21.5	17.9	33.7	33.7
Arocagua-Valle Hermoso II	74	19.1	17.6	23.8	20.9	28.2	16.2	17.0	30.5	23.5	22.7	19.7	35.5	35.5
Santa Isabel-San Jose	74	51.1	55.1	52.5	45.8	34.2	30.6	41.8	45.4	46.0	50.5	48.6	51.2	55.1
Transformadores														
Mazocruz 230	142.5	126.9	128.4	134.3	128.1	132.8	122.3	124.0	118.8	120.8	116.4	104.9	118.0	134.3
Urubó 230	142.5	79.9	82.8 [a]	71.1 [b]	75.5	67.4	53.2	51.3	70.8	69.4	99.6	70.7	67.0	99.6
Valle Hermoso 230	142.5	51.1	45.6	46.3	75.3	74.6 [c]	66.9	68.2	72.9	61.6	59.6	45.6	48.7	75.3
Guaracachi 230-I	71	56.8	52.1	49.5 [b]	52.6	45.5	45.6	31.8	41.0	73.3	44.7	44.7	46.4	73.3
Guaracachi 230-II	71	56.5	52.0	49.2 [b]	52.4	44.9	47.8	31.4	40.5	68.4	44.1	44.1	46.0	68.4
Vinto 115-I	24	22.9	19.9	21.9	25.0	23.0	22.5	21.5	22.2	21.2	22.7	21.7	19.8	25.0
Vinto 115-II	24	23.6	20.5	22.5	25.7	23.6	23.0	22.1	22.8	21.7	23.4	22.3	20.2	25.7

al Falla linea CAR-GCH230.

b) Disparo GCH10.

c) Falla VHE05-08.

d) Trabajos A-180.

e) Falla CAR-SAN230.

f) Disparo YAN.



INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN [hrs] - AÑO 2013

UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
ALT01	514,90	134,48	649,38	ER01	586,90	15,77	602,67	MOS05	142,40	2,219,52	2,361,92
ALT02	127,60	3,167,78	3,295,38	ER02	536,90	108,82	645,72	MOS06	123,52	2,358,40	2,481,92
ANG01	108,38	6,15	114,53	ER03	287,92	3,02	290,93	MOS07	117,57	1,838,32	1,955,88
ANG02	91,15	6,03	97,18	ER04	555,62	121,37	676,98	MOS08	115,28	3,373,63	3,488,92
ANG03	117,90	7,40	125,30	GBE01	4,199,98	233,93	4,433,92	MOS09	67,25	3,800,75	3,868,00
ARJ01	139,13	407,98	547,12	GCH01	443,95	394,13	838,08	MOS10	136,42	3,345,52	3,481,93
ARJ02	0,00	8,760,00	8,760,00	GCH02	120,00	66,77	186,77	MOS11	138,72	2,752,35	2,891,07
ARJ03	58,50	646,83	705,33	GCH04	59,73	8,82	68,55	MOS12	139,20	2,171,83	2,311,03
ARJ08	85,13	32,83	117,97	GCH06	272,57	77,70	350,27	MOS13	132,72	2,616,18	2,748,90
ARJ09	0,00	8,520,02	8,520,02	GCH09	43,55	28,73	72,28	MOS14	126,00	2,353,20	2,479,20
ARJ10	2,235,48	2,981,80	5,217,28	GCH10	324,03	10,82	334,85	PUH	363,75	78,22	441,97
ARJ11	158,25	1,650,12	1,808,37	GCH11	271,45	457,47	728,92	QUE01	588,00	290,37	878,37
ARJ12	259,90	855,53	1,115,43	GCH12	208,72	178,70	387,42	QUE02	588,00	233,68	821,68
ARJ13	134,15	1,834,65	1,968,80	HAR01	152,50	122,32	274,82	SAI	137,75	34,98	172,73
ARJ14	0,00	6,891,57	6,891,57	HAR02	240,97	24,92	265,88	SCZ01	1,038,23	33,08	1,071,32
ARJ15	86,78	1,527,30	1,614,08	HUA01	248,95	33,27	282,22	SCZ02	19,78	29,00	48,78
B0101	92,93	53,17	146,10	HUA02	255,63	42,98	298,62	SIS01	123,92	27,77	151,68
B0102	95,50	54,67	150,17	KAN	3,23	118,20	121,43	SIS02	151,43	8,67	160,10
B0103	228,92	64,32	293,23	KAR	174,38	903,92	1,078,30	SIS03	123,18	9,35	132,53
BUL01	318,73	154,42	473,15	KEN01	203,43	19,52	222,95	SIS04	158,70	2,23	160,93
BUL02	50,08	2,727,57	2,777,65	KEN02	180,90	1,809,38	1,990,28	SIS05	52,98	19,30	72,28
CAH01	152,20	10,80	163,00	KIL01	76,67	95,63	172,30	SR001	229,30	147,97	377,27
CAH02	154,98	31,45	186,43	KIL02	107,37	69,93	177,30	SR002	241,85	69,68	311,53
CAR01	393,10	54,08	447,18	KIL03	178,02	162,77	340,78	TIQ	85,92	25,93	111,85
CAR02	2,067,37	375,68	2,443,05	LAN01	112,50	1,209,33	1,321,83	TRD02	0,00	8,760,00	8,760,00
CAR03	378,00	30,30	408,30	LAN02	0,00	8,760,00	8,760,00	TRD05	0,00	8,760,00	8,760,00
CHJ	201,68	91,68	293,37	LAN03	116,17	82,03	198,20	TRD07	0,00	8,760,00	8,760,00
CH001	93,70	3,57	97,27	MIG01	70,82	3,52	74,33	TRD10	0,00	8,760,00	8,760,00
CH002	104,22	2,47	106,68	MIG02	78,87	3,95	82,82	TRD11	0,00	8,760,00	8,760,00
CH003	121,87	2,45	124,32	MOA02	50,55	288,35	338,90	TRD12	0,00	8,760,00	8,760,00
CHT01	0,00	528,00	528,00	MOA05	46,27	4,213,00	4,259,27	TRD19	0,00	8,760,00	8,760,00
CHU01	121,55	31,63	153,18	MOA06	12,82	6,603,53	6,616,35	TRD20	0,00	8,760,00	8,760,00
CHU02	140,50	48,55	189,05	MOA07	71,48	298,87	370,35	VHE01	414,82	179,57	594,38
CJL01	72,57	513,50	586,07	MOA08	73,90	276,47	350,37	VHE02	225,05	9,37	234,42
CJL02	145,47	3,676,25	3,821,72	MOA10	0,00	8,258,02	8,258,02	VHE03	226,35	17,38	243,73
COR01	36,03	11,90	47,93	MOA11	0,00	8,155,57	8,155,57	VHE04	47,65	195,95	243,60
COR02	34,25	22,30	56,55	MOA12	136,48	884,57	1,021,05	VHE05	260,47	141,22	401,68
COR03	67,38	205,33	272,72	MOA14	69,12	1,325,93	1,395,05	VHE06	415,78	417,52	833,30
COR04	112,17	17,57	129,73	MOA15	0,00	8,760,00	8,760,00	VHE07	386,30	160,75	547,05
CRB	106,98	54,55	161,53	MOA16	0,00	8,760,00	8,760,00	VHE08	609,15	165,75	774,90
CUT01	9,90	1,603,38	1,613,28	MOA17	0,00	8,760,00	8,760,00	YAN	934,33	236,62	1,170,95
CUT02	8,42	1,602,33	1,610,75	MOS01	155,53	1,477,23	1,632,77	ZON	91,65	49,77	141,42
CUT03	8,08	1,609,40	1,617,48	MOS02	160,32	868,83	1,029,15				
CUT04	10,10	1,517,02	1,527,12	MOS03	175,25	954,47	1,129,72				
CUT05	195,47	893,95	1,089,42	MOS04	110,75	2,934,90	3,045,65				

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2013

UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL	UNIDAD	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA	TOTAL
ARB-URU230	104.26	27.91	132.17	COT-KEN115	14.90	6.80	21.70	POT-PUN115	17.78	0.00	17.78
ARJ-MAR069	2.46	0.00	2.46	CPARJ069	15.88	0.91	16.79	PUN-AT0115	9.38	1.01	10.39
ARJ-SUC069	18.43	0.00	18.43	CPATO06901	12.83	0.83	13.66	PUN-LCA230	405.88	20.36	426.24
ARO-SIS115	88.88	0.71	89.59	CPCAT069	8.75	0.00	8.75	PUN-SCR230	12.96	1.95	14.91
ARO-VHE11501	22.93	1.30	24.23	CPKEN069	18.43	4.21	22.64	RECAR230	16.65	0.18	16.83
ARO-VHE11502	0.00	0.81	0.81	CPKEN115	10.43	7.68	18.11	REGCH230	11.23	2.76	13.99
ATATO11501	9.38	1.01	10.39	CPPOT06901	35.01	14.11	49.12	RELCA23001	34.99	2.03	37.02
ATGCH23001	43.60	7.91	51.51	CPPOT06902	24.18	0.41	24.59	REMOX11501	40.36	1.50	41.86
ATGCH23002	36.19	7.33	43.52	CPTRI02401	98.91	67.04	165.95	RESAN23001	6.70	0.15	6.85
ATMAZ230	13.41	6.88	20.29	CPTRI02402	98.91	67.04	165.95	RESCR23001	12.96	0.34	13.30
ATO-TEL069	9.40	0.90	10.30	CPTRI02403	98.91	67.04	165.95	RESJ0230	9.45	0.00	9.45
ATPOT11501	9.21	0.38	9.59	CPVIN06901	10.56	0.61	11.17	REVIN230	13.30	0.51	13.81
ATPUN11501	0.00	0.06	0.06	CPVIN06902	13.33	0.00	13.33	SAB-AR011501	14.46	0.11	14.57
ATSJ0230	11.78	0.00	11.78	CPVIN11501	22.35	28.18	50.53	SAN-SUC230	35.75	3.43	39.18
ATTAJ23001	263.81	12.90	276.71	CPVIN11502	13.03	0.01	13.04	SAN-VIN230	6.71	0.16	6.87
ATVHE230	7.78	0.78	8.56	CRN-CHS115	41.33	2.71	44.04	SBO-MOX15	119.81	8.06	127.87
BOL-COT115	0.00	14.30	14.30	CRN-GUN115	49.43	6.03	55.46	SEN-MAZ115	13.41	6.95	20.36
BOL-TBA115	1.83	0.81	2.64	CRN-YUC115	102.66	7.26	109.92	SIS-SAB11501	2.66	17.61	20.27
CAR-ARB230	47.96	9.65	57.61	CSVIN-VIC230	22.65	120.56	143.21	SIS-SJ0115	13.83	0.10	13.93
CAR-CHI230	28.55	0.48	29.03	CTA-CAT115	33.31	1.58	34.89	SJ0-VHE230	14.26	1.23	15.49
CAR-GCH230	11.25	6.95	18.20	DDI-KAR069	2.43	0.00	2.43	SUC-PUN230	35.98	1.65	37.63
CAR-SAN230	27.68	0.58	28.26	DDI-MAR069	2.46	0.00	2.46	TEL-POR069	9.41	2.01	11.42
CAT-SAC115	0.43	0.71	1.14	KAR-POT069	15.75	1.38	17.13	TRMOX11501	143.66	86.44	230.10
CBC-SAC115	7.31	0.71	8.02	KEN-SEN11501	13.33	6.88	20.21	TRSBO11501	0.00	8,760.00	8,760.00
CBC-VHE115	18.31	0.98	19.29	KEN-SEN11502	13.33	6.88	20.21	TRTRI11501	60.11	46.81	106.92
CHI-SJ0230	22.63	0.34	22.97	LCA-TAJ230	263.65	11.28	274.93	TRYUC11501	125.96	6.75	132.71
CHL-TUP069	9.41	2.01	11.42	MAZ-VIC230	13.38	6.31	19.69	TUP-VIL069	9.41	2.01	11.42
CHS-PIC115	16.25	2.40	18.65	MOX-TRI115	152.86	29.95	182.81	VHE-SAN230	6.70	0.11	6.81
CHS-TCH115	16.05	2.70	18.75	PAM-TBA115	1.93	0.98	2.91	VHE-VIN115	4.25	1.11	5.36
COR-AR011501	7.15	3.08	10.23	PAM-TCH115	0.13	2.61	2.74	VIN-CTA115	39.66	3.51	43.17
COR-SIS115	12.05	0.00	12.05	POR-CHL069	9.41	2.01	11.42	YUC-SB0115	119.51	8.08	127.59



POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME, RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA (MW) - AÑO 2013

CONSUMIDOR	NODO	PERÍODO		POTENCIA DE PUNTA												POTENCIA FIRME											
		Del 01/01/13 al 31/10/13 (1)	Del 01/11/13 al 31/12/13 (2)	GENERADOR	NODO	Del 01/01/2013 al 14/01/2013	Del 15/01/2013 al 27/01/2013	Del 28/01/2013 al 30/01/2013	Del 01/02/2013 al 13/02/2013	Del 02/02/2013 al 14/02/2013	Del 15/02/2013 al 19/02/2013	Del 16/02/2013 al 20/02/2013	Del 17/02/2013 al 28/02/2013	Del 18/02/2013 al 24/03/2013	Del 19/02/2013 al 20/03/2013	Del 20/03/2013 al 24/03/2013	Del 21/03/2013 al 28/03/2013	Del 22/03/2013 al 29/03/2013	Del 23/03/2013 al 15/04/2013	Del 24/03/2013 al 30/04/2013	Del 25/03/2013 al 16/04/2013	Del 26/03/2013 al 17/04/2013	Del 27/03/2013 al 18/04/2013	Del 28/03/2013 al 19/04/2013			
CRE	GCH	367.4	386.2	ZONGO	KEN	161.9	161.9	161.9	164.1	164.1	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6	164.6		
CRE	URU	27.0	31.2	ZONGO	TCH	18.4	18.4	18.4	16.1	16.1	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	
CRE	ARB	42.5	45.2	CORANI	COR	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0
DELAPAZ	KEN	212.9	214.5	TAQUESI	CHS	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8
DELAPAZ	COT	16.5	17.6	MIGUILLAS	VIN	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3
DELAPAZ	BOL	20.3	21.3	YURA	PUN	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	
DELAPAZ	TBA	0.0	5.7	KANATA	ARO	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	
DELAPAZ	PAM	8.5	8.9	QUEHATA	VIN	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	
DELAPAZ	CHS	3.2	3.2	TOTAL HIDRO	TOTAL HIDRO	461.2	461.2	461.2	461.2	461.2	460.6	460.6															
CRN	6.1	6.7	GUARACACHI	GCH	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	
ELFEC	VHF	47.3	45.3	SANTA CRUZ	GCH	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9
ELFEC	CBC	2.8	2.9	BULO BULO	CAR	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1	37.1
ELFEC	CHI	10.6	11.4	CARRASCO	CAR	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8	111.8
ELFEC	VIN69	57.2	53.5	ARANJUEZ	ARJ	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	
ELFEC	CAT	15.8	17.3	KARACHIPAMPA	KAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
CESSA	ARJ	30.0	29.9	KENKO	KEN	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	
CESSA	MAR	0.0	0.1	EL ALTO	KEN	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	
CESSA	SUC	13.7	14.9	V. HERMOSO	VHE	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	97.2	
SEPSA	POT	44.4	43.2	GUABIRÁ	ARB	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SEPSA	PUN	6.7	3.8	ENTRE RIOS	CAR	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	
SEPSA	ATO	11.2	11.3	MOJOS	TRI	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	
SEPSA	DDI	5.8	6.5	TRINIDAD	TRI	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SEPSA	OCU	1.3	1.1	TOTAL TÉRMO	TOTAL TÉRMO	718.6	701.3	713.3	715.8	716.4	716.9	717.9	717.9														
SEPSA	SAC	0.8	0.8	TOTAL 1	TOTAL 1	1,179.8	1,162.5	1,174.5	1,176.9	1,176.9																	
SEPSA	KAR	0.1	0.1																								
ENDE	PUN	0.3	0.3																								
ENDE	YUC	3.8	4.2																								
ENDE	SBO	0.0	0.0																								
ENDE	MOX	0.6	0.6																								
ENDE	TRI	14.8	15.9																								
ENDE	LCA	1.5	1.4																								
ENDE	PUN69	0.0	0.0																								
ENDE	PUN230	0.0	0.0																								
EMRINTO	VIN115	1.5	1.4																								
COBEC	CBC	6.0	11.8																								
EMSC	PUN	47.4	42.6																								
TOTAL																											
(1) Miércoles 09 de octubre a horas 19:30																											
(2) Jueves 28 de noviembre a horas 20:00																											

PERÍODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA

PERÍODO	GENERAADOR	NODO	Del 01/01/2013 al 14/01/2013	Del 15/01/2013 al 27/01/2013	Del 28/01/2013 al 30/01/2013	Del 01/02/2013 al 13/02/2013	Del 02/02/2013 al 15/02/2013	Del 16/02/2013 al 19/02/2013	Del 17/02/2013 al 20/02/2013	Del 18/02/2013 al 21/03/2013	Del 19/02/2013 al 24/03/2013	Del 20/03/2013 al 25/03/2013	Del 21/03/2013 al 28/03/2013	Del 22/03/2013 al 29/03/2013	Del 23/03/2013 al 15/04/2013	Del 24/03/2013 al 30/04/2013	Del 25/03/2013 al 16/04/2013	Del 26/03/2013 al 17/04/2013	Del 27/03/2013 al 18/04/2013	Del 28/03/2013 al 19/04/2013

<tbl_r cells="24" ix="4" maxcspan="1" maxrspan

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME, RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA (MW) - AÑO 2013 (Continuación)

GENERADOR	NODO	POTENCIA FIRME											
		PERÍODO			PERÍODO			PERÍODO			PERÍODO		
		Del 01/05/2013 al 11/05/2013	Del 12/05/2013 al 23/05/2013	Del 24/05/2013 al 01/06/2013	Del 10/06/2013 al 01/07/2013	Del 02/07/2013 al 13/07/2013	Del 14/07/2013 al 19/08/2013	Del 20/08/2013 al 26/09/2013	Del 27/09/2013 al 11/10/2013	Del 12/10/2013 al 29/10/2013	Del 30/10/2013 al 31/10/2013	Del 01/11/2013 al 30/11/2013	Del 01/12/2013 al 31/12/2013
ZONGO	KEN	156.7	156.7	156.7	155.5	155.5	155.5	155.5	156.8	156.8	156.8	160.4	160.4
ZONGO	TCH	14.4	14.4	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	14.2	14.2	14.2	13.2	13.2
CORANI	COR	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0
TAQUESI	CHS	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8	86.8
MIGUILLAS	VIN	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.2	20.2
YURA	PUN	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	17.8	18.0	18.0
KANATA	ARO	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
QUEHATA	VIN	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
TOTAL HIDRO		451.4	451.4	451.5	451.5	452.1	452.1	452.0	452.0	452.0	452.0	454.7	454.7
GUARACACHI	GCH	252.6	252.9	247.3	247.3	247.3	247.3	261.0	261.0	261.0	261.0	276.8	276.8
SANTA CRUZ	GCH	32.2	32.2	31.5	31.5	31.5	31.5	33.3	33.3	33.3	33.3	34.9	34.9
BULO BULO	CAR	67.3	67.4	65.8	65.8	65.8	65.8	69.9	69.9	69.9	69.9	73.3	73.3
CARRASCO	CAR	102.8	102.9	100.6	100.6	100.6	100.6	62.3	62.3	62.3	62.3	111.3	111.3
ARANJUEZ	ARJ	24.4	24.4	23.9	23.9	23.9	23.9	25.0	25.0	23.9	25.1	26.3	27.6
KARACHIPAMPA	KAR	11.0	11.0	10.8	10.8	10.8	10.8	11.4	11.4	11.4	11.4	11.9	11.9
KENKO	KEN	14.9	14.9	14.6	14.6	14.6	14.6	15.3	15.3	15.3	15.3	16.0	16.0
EL ALTO	KEN	38.8	38.9	38.0	38.0	38.0	38.0	40.2	40.2	40.2	40.2	42.1	42.1
V HERMOSO	VHE	89.4	89.5	87.6	87.6	87.6	87.6	92.6	92.6	92.6	92.6	97.0	97.0
GUABIRÁ	ARB	0.0	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	17.3	17.3	17.3	17.3	0.0	0.0
ENTRE RIOS	CAR	83.0	83.1	81.3	81.3	81.3	81.3	85.8	85.8	86.1	85.8	89.3	89.3
MOJOS	TRI	20.3	20.1	15.9	15.9	15.5	15.5	19.8	19.8	19.3	19.7	24.4	24.4
TRINIDAD	TRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL TERMO		726.6	737.4	733.8	733.8	733.4	733.8	734.4	733.8	733.8	733.8	804.6	804.6
TOTAL 1		1,188.0	1,188.8	1,185.2	1,185.3	1,185.4	1,185.5	1,185.9	1,185.9	1,185.9	1,185.9	1,259.3	1,259.3

GENERADOR	NODO	POTENCIA FIRME											
		PERÍODO			PERÍODO			PERÍODO			PERÍODO		
		Del 01/05/2013 al 11/05/2013	Del 12/05/2013 al 23/05/2013	Del 24/05/2013 al 01/06/2013	Del 10/06/2013 al 01/07/2013	Del 02/07/2013 al 13/07/2013	Del 14/07/2013 al 19/08/2013	Del 20/08/2013 al 26/09/2013	Del 27/09/2013 al 11/10/2013	Del 12/10/2013 al 29/10/2013	Del 30/10/2013 al 31/10/2013	Del 01/11/2013 al 30/11/2013	Del 01/12/2013 al 31/12/2013
MOJOS	TRI	0.9	1.7	5.7	4.9	5.7	5.7	1.7	2.6	2.9	2.6	0.0	0.0
TRINIDAD	TRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL 2		0.9	1.7	5.7	4.9	5.7	5.7	1.7	2.6	2.9	2.6	0.0	0.0
TOTAL 1+2		1,188.9	1,190.5	1,191.0	1,190.1	1,191.2	1,187.6	1,188.5	1,189.4	1,188.5	1,188.5	1,256.0	1,259.3
(3) La Potencia Firme a partir del 01/11/2013 es estimada y considera la Potencia Firme prevista para el año 2014.													



FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2013

MES	DÍA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	1	MOS12, 13, 14	92.43 días	Incendio.	
ENE	1	MOS09, 10, 11	105.87 días	Incendio.	
ENE	1	KAR	27.73 días	Fuga de aceite en turbina	
ENE	1	BUL02	87.8 días	Fuga de aceite en interior turbina y daño en álabes en la sección LPT	
ENE	1	VHE06	12.50 días	Falla en sistema antiincendios	
ENE	7	Línea en 115 kV Tap Chuquigullo - Chusipata	5 minutos	Descargas atmosféricas.	CRE, ELECTROPAZ, ELFEO, CESSA, EMVINTO, MSCR, COBOCE, EMIRSA, ENDED
ENE	14	YAN, GCH10 y SR002	57 166 52 minutos	Falla sistema de excitación; Falla sistema de lubricación y Falla regulador de velocidad	MSCR, COBOCE, EMVINTO, EMIRSA, CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, SEPSA, CESSA y ENDED
ENE	18	ERI04	2.87 días	Fuga de aire en cámara de combustión	
ENE	22	ERI04, BOT03 y SR002	57 10 17 minutos	Alto nivel de aceite en tanque de cojinete N° 2; Falla en el regulador de velocidad y Falla en el regulador de velocidad.	MSCR, COBOCE, CMVINTO, EMIRSA, CRE, ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO, CESSA y ENDED
ENE	25	Línea en 115 kV Tiquimani - Tap Chuquigullo - Pampahasi	11 minutos	Descargas atmosféricas.	ELECTROPAZ, ELFEC, ELFEO y MSCR
ENE	25	CUT01, CUT04	43 3 minutos	Falla regulador de velocidad	ELECTROPAZ, CRE, CESSA, ELFEO y EMIRSA
ENE	25	GCH01	9.25 días	Falla ventilador excitatriz	
ENE	26	COR01, COR02 y COR04	30 30 42 minutos	Pérdida de alimentación en sistema de control en 125 V dc	
FEB	2	Línea en 230 kV Carrasco - Guaracachi	239 minutos	Contacto de tirante de antena suelto	
FEB	9	VHE07	2.64 días	Problemas en el regulador de voltaje	
FEB	10	CRB	1.87 días	Problemas de aislación en las bobinas del generador	
FEB	11	GCH12	5.15 días	Falla en sistema de control	
FEB	18	Línea en 115 kV Kenko - Mazocruz	15 minutos	Falla de alta impedancia	
MAR	4	GCH10	62 minutos	Fuga de gas en compartimiento de turbina	ENDED, CESSA, ELECTROPAZ, ELFEO, ELFEC, MSCR, COBOCE, EMVINTO y EMIRSA.
MAR	6	KAR	2.16 días	Falla en sistema antiincendios	
ABR	1	KAR	4.06 días	Alta temperatura en compartimiento turbina	
ABR	3	GCH01	6.97 días	Extensión en los trabajos de mantenimiento	
ABR	6	TRAR0115	34 minutos	Rotura de conductor de la fase central del lado de 24.9 kV	ELFEC, COBOCE, SEPSA, ENDED
ABR	13	BUL02	10.03 días	fuga de aceite en caja de transferencia de turbina	
ABR	16	TRTRI11501	1.17 días	Falla en el interruptor IM41	ENDED
JUN	8	ALT02	10.89 días	Falla en transformador de servicios auxiliares	
JUL	14	Desconexión de carga en Oruro	22 minutos	Operación errónea en trabajos programados	ELFEO
AGO	9	Línea en 115 kV Arboleda - Montero	47 minutos	Fuertes vientos.	
AGO	18	Línea en 230 kV San José - Valle Hermoso	74 minutos	Extensión en los trabajos de mantenimiento	
AGO	20	VHE04	5.4 días	Falla en sistema de virado	
AGO	24	Línea en 115 kV Santa Isabel - Sacaba	1057 minutos	Condiciones climáticas (Nevada)	COBOCE, MSCR
SEP	5	SIS01	425 minutos	Obstrucción por un cuerpo extraño en la tobera inferior	
SEP	7	Línea en 115 kV Alto Achachicala - Kenko	5 minutos	Terceros (contacto de volqueta con línea)	DELAPAZ
SEP	10	Línea en 69 kV Potosí - Velarde II	9 minutos	Excremento de palomas sobre las cadenas de aisladores de seccionador rígido	SEPSA
SEP	17	ALT02	105.91 días	Falla en el sistema de control	
SEP	22	Línea en 115 kV Corani - Arocagua	153 minutos	Desconexión de emergencia, retiro de árbol apoyado sobre línea.	
SEP	26	KEN02	74.91 días	Falla en descarga de tobera de la unidad.	
OCT	14	GCH11	10.02 días	Falla en el convertidor estático de frecuencia	
OCT	16	VHE06	2.31 días	Falla en el sistema de control	
NOV	1	Unidades CUT01, CUT02, CUT03 y CUT04	62.31 días	Problemas civiles en túnel Cuticucho	
NOV	7	YAN	13 minutos	Baja presión de aceite en el acumulador del gobernador	ENDED, CRE, MSCR y CESSA.
NOV	27	CAR02	1.3 días	Fuga de aceite en cojinete de turbina	
NOV	29	CUT05	33 días	Problemas civiles en túnel Cuticucho	
DIC	5	Línea en 115 kV Kenko - Alto Achachicala	75 minutos	Terceros, contacto de andamio con la línea	DELAPAZ, ENDED
DIC	12	Línea en 115 kV Tap Chuquigullo - Chusipata - Pichu	31 minutos	Problemas en la lógica, falla interruptor A342.	CRE, DELAPAZ, ELFEC, ELFEO, CESSA, EMVINTO, MSCR.
DIC	18	GCH11	14 días	Extensión en los trabajos de mantenimiento	

**RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA OCASIONADAS
POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACION - AÑO 2013**

MES	DIA	HORA INICIO	PERIODO (MINUTOS)	HORA FIN	CAUSA				AGENTES AFECTADOS			TOTAL ADMINISTRADO (MW)	
EN LA GESTION 2013 NO SE REGISTRARON RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN													

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (Sin IVA) en US\$/MWh - AÑO 2013

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	13.85	13.66	13.66	14.59	14.29	13.82	13.84	13.97	14.50	13.86	15.67	15.63	14.28
2	13.61	13.55	13.54	14.25	14.01	13.80	13.77	13.81	13.86	13.62	15.53	15.51	14.07
3	13.48	13.47	13.46	13.92	13.90	13.68	13.74	13.73	13.79	13.52	15.42	15.41	13.96
4	13.44	13.43	13.42	13.91	13.82	13.64	13.72	13.72	13.62	13.46	15.45	15.34	13.92
5	13.44	13.40	13.39	13.75	13.80	13.78	13.75	13.71	13.67	13.43	15.35	15.29	13.90
6	13.44	13.38	13.37	13.82	13.76	13.80	13.81	13.70	13.64	13.52	15.48	15.31	13.92
7	13.38	13.46	13.44	14.32	13.92	13.94	13.85	13.70	13.75	13.56	15.51	15.39	14.02
8	13.58	13.69	14.12	15.33	14.35	14.35	13.85	14.13	14.63	14.07	15.86	15.72	14.47
9	14.51	14.31	14.43	16.06	14.85	14.79	13.96	14.69	15.01	14.65	16.23	16.29	14.98
10	15.55	14.74	15.10	16.52	15.55	15.23	14.33	15.15	15.86	15.80	16.69	17.01	15.63
11	15.90	15.08	15.35	16.68	16.14	15.27	14.58	15.45	16.41	16.00	16.88	17.31	15.92
12	16.39	15.24	15.68	16.85	16.22	15.55	14.74	15.56	16.90	16.56	17.41	17.38	16.21
13	15.62	14.81	15.13	16.58	16.22	15.41	14.74	15.70	16.33	16.03	17.22	17.09	15.91
14	15.47	14.64	15.04	16.51	16.40	15.45	14.78	15.86	16.40	16.27	17.28	17.11	15.93
15	16.20	15.19	15.87	17.06	16.57	15.57	15.09	16.07	17.12	16.93	17.79	17.59	16.42
16	16.38	15.62	16.31	17.42	16.59	15.84	15.28	16.40	17.42	17.06	17.93	17.79	16.67
17	16.18	15.38	16.00	17.27	16.42	15.80	15.16	16.24	17.56	16.73	17.63	17.55	16.49
18	15.38	14.98	15.52	16.78	16.09	15.62	14.99	16.10	16.92	16.34	17.12	17.13	16.08
19	14.55	14.47	15.47	17.54	17.29	16.68	15.71	16.49	16.86	16.58	16.87	16.61	16.26
20	16.83	16.95	18.38	18.46	17.57	16.98	15.76	17.12	18.07	18.34	18.68	18.48	17.64
21	18.09	18.14	18.47	18.35	17.30	16.82	15.76	17.04	18.26	18.27	18.77	19.14	17.87
22	17.44	17.14	17.71	17.61	16.57	16.16	15.46	16.68	17.61	17.58	18.12	18.51	17.21
23	15.87	15.18	16.02	16.56	15.69	14.93	14.75	16.05	16.58	16.19	17.12	17.52	16.04
24	14.20	13.84	14.21	15.36	14.57	13.96	14.01	14.86	15.36	14.62	16.15	16.32	14.79
PROMEDIO	15.34	14.96	15.40	16.33	15.72	15.22	14.68	15.44	16.15	15.84	16.94	16.96	15.75

Los valores son promedios ponderados.



PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (Sin IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2013

CONSUMIDOR	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH	15.66	15.24	15.59	16.27	15.60	14.89	14.42	15.20	15.82	15.70	16.96	17.20	15.75
CRE	URU	15.67	15.20	15.57	15.74	16.04	15.58	14.61	15.75	16.51	15.63	16.97	17.00	15.92
CRE	ARB	15.49	15.10	15.47	16.23	15.60	14.93	14.41	15.20	15.77	15.59	16.79	16.90	15.67
DELAPAZ	KEN	15.21	14.77	15.33	17.19	16.85	16.98	16.20	16.94	17.50	16.71	17.58	17.47	16.58
DELAPAZ	COT	14.97	14.54	15.13	17.18	16.86	17.09	16.30	17.02	17.62	16.64	17.47	17.36	16.55
DELAPAZ	BLG	14.84	14.44	15.04	17.13	16.83	17.09	16.29	17.01	17.59	16.60	17.41	17.29	16.49
DELAPAZ	TBA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.06	17.79	15.78	17.38	17.29	17.28
DELAPAZ	PAM	14.74	14.33	14.94	17.04	16.81	17.06	16.27	16.98	17.53	16.49	17.32	17.18	16.42
DELAPAZ	CHS	13.70	13.40	14.02	16.40	16.44	16.95	16.02	16.65	17.18	15.91	16.66	16.34	15.86
DELAPAZ	CRN	13.98	13.58	14.32	16.76	16.74	17.22	16.29	16.97	17.53	16.21	17.01	16.63	16.16
ELFEC	ARO	15.45	15.03	15.48	16.62	16.09	15.59	15.07	15.76	16.25	15.95	17.01	17.03	15.96
ELFEC	VHE	15.94	15.33	15.80	17.00	16.77	16.17	15.19	15.98	16.66	16.36	17.31	17.40	16.34
ELFEC	CBC	15.68	15.26	15.71	16.84	16.37	16.00	15.43	16.15	16.65	16.37	17.42	17.43	16.30
ELFEC	CHI	15.19	14.82	15.21	16.16	15.60	15.04	14.56	15.31	15.79	15.56	16.62	16.64	15.57
ELFEO	VIN69	15.51	15.10	15.57	16.98	16.51	16.26	15.68	16.36	16.86	16.36	17.41	17.36	16.34
ELFEO	CAT	16.17	15.67	16.11	17.51	16.96	16.56	15.96	16.65	17.15	16.81	17.95	17.93	16.81
CESSA	ARJ	16.36	15.97	16.55	17.63	17.05	16.59	16.02	16.77	17.33	17.15	18.05	18.09	16.98
CESSA	SUC	16.07	15.70	16.10	16.84	16.76	16.33	15.85	16.37	16.90	16.64	17.73	17.74	16.63
SEPSA	DDI	17.23	16.42	17.13	18.32	17.67	17.28	16.75	17.48	17.88	17.72	18.80	18.74	17.65
SEPSA	POT	17.41	16.64	17.29	18.57	17.94	17.52	16.98	17.73	18.23	17.95	19.02	19.06	17.88
SEPSA	PUN	16.95	16.33	17.01	18.22	17.58	17.14	16.57	17.35	17.77	17.61	18.66	18.64	17.48
SEPSA	ATO	17.35	16.75	17.37	18.62	18.03	17.53	17.00	17.78	18.31	18.08	19.11	19.13	17.93
ENDE	YUC	14.16	13.76	14.54	17.04	17.19	17.56	16.53	17.30	17.94	16.49	17.32	16.94	16.42
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	14.39	14.03	14.83	17.54	17.61	17.90	16.85	17.66	18.32	16.80	17.59	17.26	16.70
ENDE	TRI	14.42	14.04	14.81	17.42	17.64	17.87	16.85	17.73	18.15	16.89	17.74	17.33	16.72
ENDE	LCA	0.00	16.27	17.03	18.12	17.49	17.10	16.52	17.33	17.91	17.70	18.63	0.00	17.53
ENDE	PUN69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.38	18.38
ENDE	PUN230	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.19	18.19
EMIRSA	VIN115	15.24	14.83	15.31	16.77	16.28	16.06	15.55	16.13	16.56	16.12	17.21	17.17	16.06
EM VINTO	VIN69	15.28	14.86	15.34	17.05	16.36	16.12	15.69	16.14	16.46	16.10	17.20	17.18	16.17
COBOCE	CBC	15.55	15.12	15.59	16.84	16.23	15.84	15.44	16.01	16.41	16.13	17.41	17.27	16.23
EMSC	PUN	16.51	16.17	16.56	17.78	17.24	16.70	16.32	16.92	17.40	17.41	18.24	18.32	17.14
TOTAL MEM		15.65	15.21	15.68	16.88	16.41	16.04	15.44	16.17	16.72	16.31	17.37	17.42	16.29

Los valores son promedios ponderados.

PRECIOS MEDIOS (Sin IVA) - AÑO 2013

	ENERGÍA US\$/MWh	POTENCIA US\$/KW-mes	PEAJE US\$/KW-mes	MONÓMICO US\$/MWh
Guaracachi	15.8	7.9	3.5	40.3
Urubó	15.9	7.9	3.5	36.8
Arboleda	15.7	7.9	3.5	39.4
TOTAL - CRE	15.8	7.9	3.5	39.9
Kenko	16.6	7.8	3.5	39.5
Cota Cota	16.5	7.6	3.5	37.9
Bolognia	16.5	7.6	3.5	37.5
Tap Bahai	17.3	7.2	3.3	38.6
Pampahasi	16.4	7.6	3.5	37.9
Chusipata	15.9	7.0	3.5	41.4
Caranavi	16.2	7.1	3.5	39.1
TOTAL - DELAPAZ	16.6	7.7	3.5	39.2
Arocagua	16.0	7.9	3.5	39.1
V. Hermoso	16.3	7.8	3.5	43.1
Irpa Irpa	16.3	8.0	3.5	47.9
Chimoré	15.6	7.7	3.5	44.0
TOTAL - ELFEC	16.0	7.9	3.5	40.4
Vinto	16.3	8.0	3.5	39.8
Catavi	16.8	8.3	3.5	38.5
TOTAL - ELFEFO	16.5	8.1	3.5	39.5
Sacaca	16.6	8.2	3.5	53.9
Ocuri	17.5	8.6	3.5	56.6
Potosí	17.9	8.9	3.5	41.3
Punutuma	17.5	8.7	3.5	42.0
Atocha	17.9	8.9	3.5	41.2
Don Diego	17.6	8.8	3.5	44.8
Complejo Karachipampa	17.4	8.2	3.3	117.5
Punutuma - Lipez	17.4	8.6	3.5	50.6
TOTAL - SEPSA	17.8	8.9	3.5	42.2
Mariaca	17.3	8.6	3.5	46.7
Sucre	17.0	8.4	3.5	44.4
Sucre - Fancesa	16.6	8.3	3.5	39.8
TOTAL - CEssa	16.9	8.4	3.5	42.8
Yucumo	16.4	7.1	3.5	41.2
San Borja	0.0	0.0	0.0	0.0
San Ignacio de Moxos	16.7	7.0	3.5	42.4
Trinidad	16.7	7.0	3.5	40.3
Tazna	18.4	7.9	3.3	63.4
Uyuni	18.2	8.0	3.3	78.6
Las Carreras	17.5	8.6	3.5	57.9
TOTAL - ENDE	16.7	7.1	3.5	41.5
EMIRSA	16.1	8.0	3.5	30.7
EMVINTO	16.2	8.0	3.5	31.2
COBOCE	16.2	8.0	3.5	32.8
Retiros VHE para EMSC	17.1	8.6	3.5	35.9
Retiros COBEE para EMSC	17.1	8.6	3.5	35.9
TOTALES	16.3	8.0	3.5	39.7

Tipo de cambio promedio: 6.96 Bs/US\$



PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES
(Con IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2013

CENTRAL	PERIODO		
	Nov/12-Abr/13	May/13-Oct/13	Nov/13-Abr/14
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
EL ALTO	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 2013

MES	GUARACACHI	CARRASCO	BULO BULO	ENTRE RIOS	V. HERMOSO	ARANJUEZ	KARACHIPAMPA	KENKO	EL ALTO
Enero	1.2122	1.2214	1.2194	1.1891	1.2254	1.1818	1.1818	1.2135	1.2135
Febrero	1.2188	1.2227	1.2210	1.1915	1.2174	1.1636	1.1636	1.2083	1.2083
Marzo	1.2267	1.2188	1.2134	1.1891	1.2227	1.1880	1.1880	1.2148	1.2148
Abril	1.2307	1.2280	1.2222	1.1818	1.2293	1.1806	1.1806	1.2148	1.2148
Mayo	1.2334	1.2240	1.2209	1.1818	1.2188	1.1880	1.1880	1.2096	1.2096
Junio	1.1930	1.2227	1.2206	1.1866	1.2174	1.1745	1.1745	1.2135	1.2135
Julio	1.2135	1.2161	1.2186	1.2154	1.2280	1.1720	1.1720	1.2148	1.2148
Agosto	1.2096	1.2135	1.2140	1.2103	1.2188	1.1732	1.1732	1.2135	1.2135
Septiembre	1.2227	1.1994	1.2148	1.1781	1.2254	1.1831	1.1831	1.2122	1.2122
Octubre	1.2109	1.2019	1.2176	1.1830	1.2188	1.1831	1.1831	1.2135	1.2135
Noviembre	1.2045	1.2096	1.2233	1.1818	1.2148	1.1806	1.1806	1.2135	1.2135
Diciembre	1.1968	1.1893	1.2232	1.1769	1.2174	1.1757	1.1757	1.2135	1.2135
PROMEDIO	1.2144	1.2140	1.2191	1.1888	1.2212	1.1787	1.1787	1.2130	1.2130

CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS - PERIODO 2008 - 2013

CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

AÑO	MES	GUARACACHI		BULO BULO	CARRASCO	V. HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO		KARACHIPAMPA	TOTAL
	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
2008	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 - 2013**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
AÑO	MES	GUARACACHI	SANTA CRUZ	BULO BULO	CARRASCO	V. HERMOSO	ARANJUEZ	KENKO	EL ALTO	ENTRE RIOS	KARACHIPAMPA	TOTAL
2013	Enero	1,285	62	273	590	354	191	19	71	658	12	3,514
	Febrero	1,160	42	249	448	306	148	11	62	496	96	3,018
	Marzo	1,258	45	306	603	428	151	21	122	509	94	3,538
	Abril	1,244	64	431	705	476	169	48	257	531	97	4,022
	Mayo	1,334	30	546	799	589	166	89	254	736	108	4,651
	Junio	1,275	25	512	733	520	150	85	226	737	103	4,365
	Julio	1,276	10	452	811	390	168	48	315	688	102	4,260
	Agosto	1,299	31	385	672	501	170	94	306	695	85	4,237
	Septiembre	1,347	56	452	493	585	164	97	183	679	105	4,160
	Octubre	1,384	57	470	422	526	154	38	94	671	104	3,920
	Noviembre	1,356	55	339	505	499	166	26	71	694	98	3,809
	Diciembre	1,369	106	333	725	528	170	33	66	715	100	4,144
	TOTAL	15,587	583	4,747	7,506	5,702	1,967	608	2,027	7,807	1,104	47,639



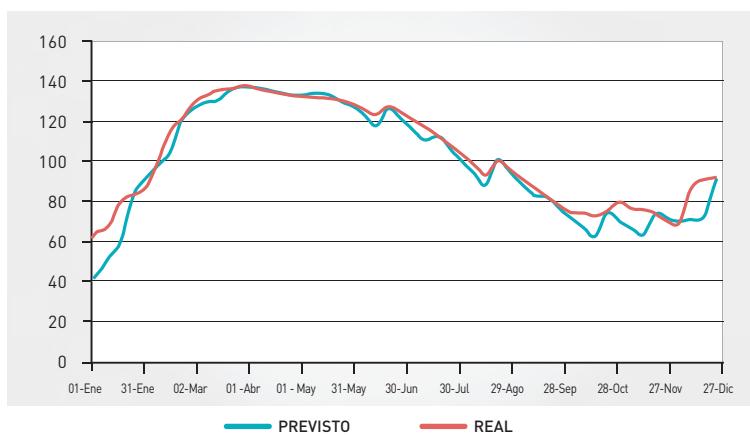
CONSUMO DE DIESEL EN LITROS

PERIODO 2012 - 2013

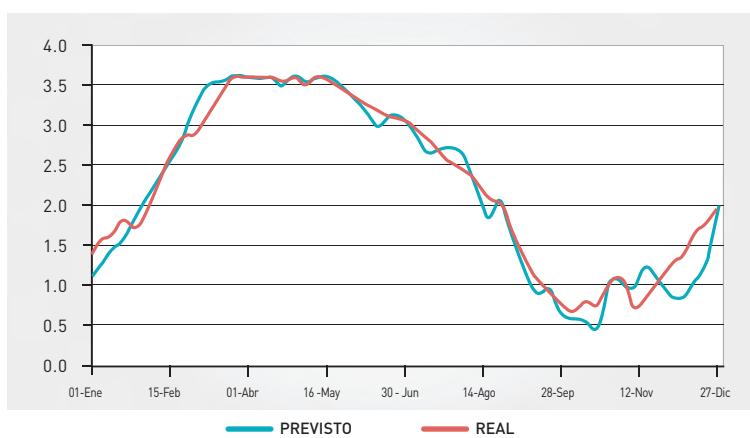
CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES - ENDE Generación

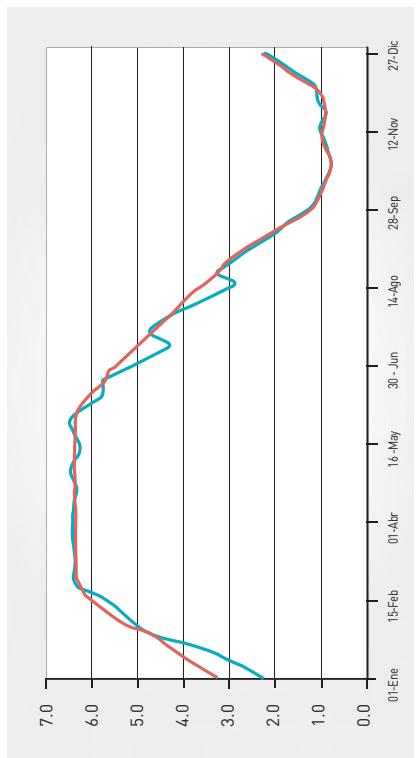
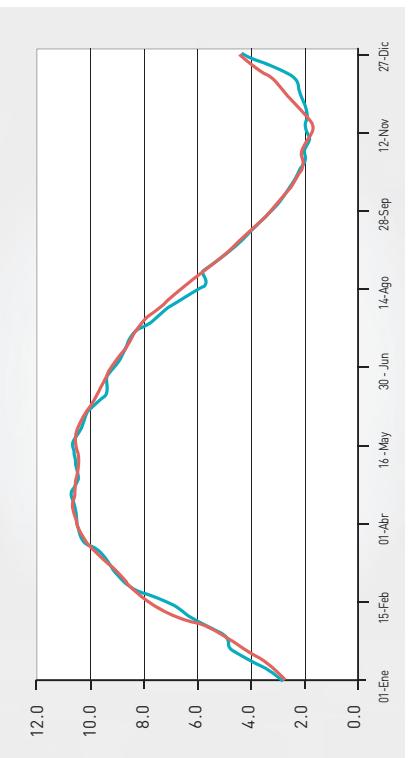
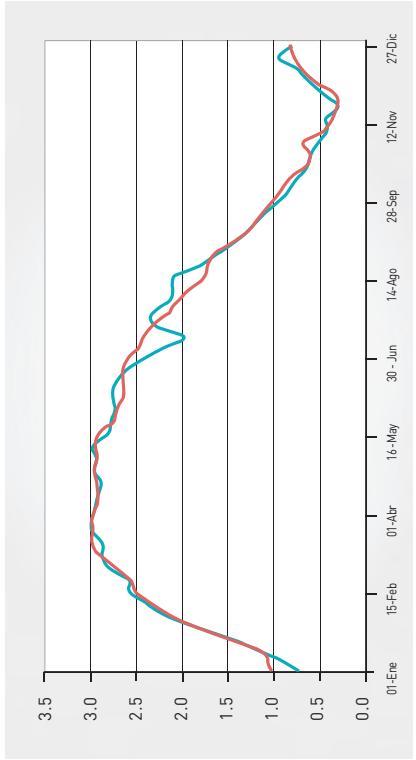
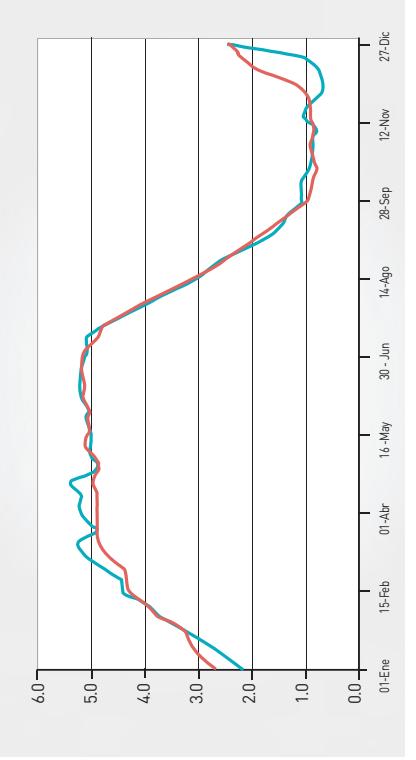
MES	AÑO	
	2012	2013
Enero	1,827,693	1,520,891
Febrero	1,640,590	1,310,359
Marzo	1,817,424	1,254,376
Abril	1,573,191	1,209,345
Mayo	1,536,210	1,160,346
Junio	1,393,074	1,098,622
Julio	1,594,210	1,114,351
Agosto	2,189,735	1,128,649
Septiembre	1,947,903	1,271,618
Octubre	1,800,391	1,285,246
Noviembre	1,796,698	1,345,447
Diciembre	1,352,828	1,515,883
TOTAL	20,469,947	15,215,133

EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm³)



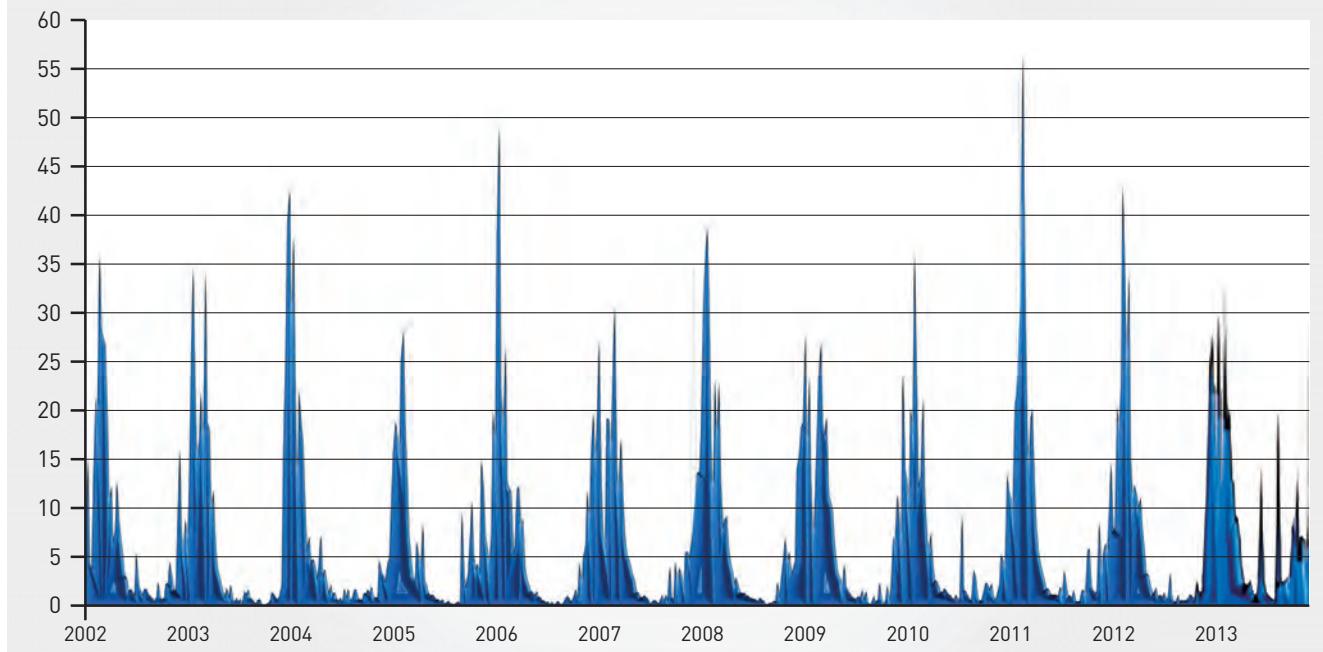
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - ZONGO (Hm³)



EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - TIQUIIMANI (Hm³)**EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - ANGOSTURA (Hm³)****EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - MIGUILLAS (Hm³)****EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CHOULLA (Hm³)**



EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m³/s) - PERÍODO 2002- 2013



DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) - PERÍODO 1996 - 2013

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
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	2,556.7
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	1,719.3
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	2,736.8
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	7,012.8

DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) - PERÍODO 1996 - 2013

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
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	2,556.7
DELAPAZ	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	1,614.4
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	1,116.9
ELFEO	191.1	198.7	205.5	210.2	203.6	212.6	217.1	212.2	234.1	264.3	287.0	311.7	334.8	326.4	352.3	382.2	403.8	438.8
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	247.3
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	445.2
ENDE															19.1	72.2	92.5	110.1
NO REGULADOS	208.8	203.4	191.1	184.2	207.3	203.3	211.4	164.3	78.2	87.7	91.0	219.1	469.4	508.2	486.0	471.5	471.0	483.4
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	7,012.8

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2013

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
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	595.0
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	526.5
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	585.0
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	569.1
Mayo	231.4	245.5	265.7	273.7	278.7	280.8	296.3	306.6	305.8	327.5	352.3	377.3	423.2	441.5	472.5	520.3	541.6	577.4
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	557.7
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	576.4
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	584.4
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	582.0
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	617.3
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	606.0
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	635.9
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	7,012.8

DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERÍODO 1996 - 2013

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
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	1,201.8

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2013

EMPRESA	CENTRALES	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 [**]	2013
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	21.1	20.9	21.1	21.1	21.1	21.1	
ERESA	Yura [*]								18.5	18.0	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	7.5	7.5	7.5	
HB	Taquesi					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															2.0	2.3	2.0	
Subtotal		263.0	281.3	298.4	335.8	335.7	354.6	444.3	428.1	446.3	448.3	469.7	471.6	478.3	478.1	476.4	476.0	475.7	
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	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	46.2	
EGSA	Aranjuez	37.5	37.5	37.5	37.5	32.1	32.1	32.1	32.1	32.1	39.2	38.4	43.2	43.2	36.7	36.7	35.4	35.4	
CECBB	Bulo Bulo					87.5	87.5	87.2	90.2	90.2	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	87.3	87.3	
EGSA	Karachipampa	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.2	14.2	13.9	13.9	14.4	14.4	13.5	13.4	
COBEE	Kenko	18.0	18.0	17.6	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.6	18.7	17.8	17.8	
GBE	Guabirá														16.6	16.0	21.0	21.0	
ENDE ANDINA	Entre Ríos															107.1	107.1	98.1	
ENDE GEN.	Moxos															25.7	24.3	32.9	
ENDE GEN.	Trinidad															2.0	2.9	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	1,422.8

[*] 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) PERÍODO 1996 - 2013

EMPRESA	CENTRALES	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
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	1,000.1	
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	929.5	
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	114.4	
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	77.8	
SYNERGIA	Kanata				11.0	22.3	25.9	18.1	21.1	22.0	16.3	21.5	17.2	20.5	15.6	14.1	19.3	20.8	16.4	
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	369.2
SDB	Quehata												1.0	3.4	4.9	3.3	4.1	6.8	7.4	
	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	2,514.9	
Eólicas																				
CORANI	Qollpana (**)																		0.0	
	Subtotal																		0.0	
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	1,820.2	
EGSA	Santa Cruz																		123.4	
VHE	Carrasco	135.1	573.2	655.7	504.8	356.6	106.7	161.3	123.8	320.4	532.2	664.8	648.6	664.6	622.0	743.1	617.0	772.6	667.6	
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	438.9	
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	158.7	
CECBB	Bulo Bulo (**)																		653.2	
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	85.0	
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	45.9	
GBE	Guabirá																		64.5	
ENDE ANDINA	Entre Ríos																		734.6	
ENDE GEN.	Moxos																		60.0	
ENDE GEN.	Trinidad																		0.0	
	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	4,832.8	
Mas: Generación Trinidad (Local)																5.3	9.1	0.0	0.0	
Mas: Generación San Ignacio de Moxos (Local)																0.1	0.2	0.1	0.1	
Mas: Generación San Borja (Local)																0.2	0.0	0.0	0.0	
Mas: Generación Yucumo (Local)																0.0	0.0	0.0	0.0	
Mas: Generación Las Carreras (Local)																0.1				
Menos: Generación Trinidad (Local)																[5.3]	(9.1)	0.0	0.0	
Menos: Generación San Ignacio de Moxos (Local)																(0.1)	(0.2)	(0.1)	(0.1)	
Menos: Generación San Borja (Local)																(0.2)	0.0	(0.0)	(0.0)	
Menos: Generación Yucumo (Local)																(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	
Menos: Generación Las Carreras (Local)																			(0.1)	
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	7,347.7	

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

(**) Durante el mes de diciembre de 2013, Corani y CECBB efectuaron pruebas previas a la operación comercial del Sistema Eólico Qollpana y la unidad BUL03 respectivamente, considerándose un valor estimado para la generación del Sistema Eólico Qollpana.

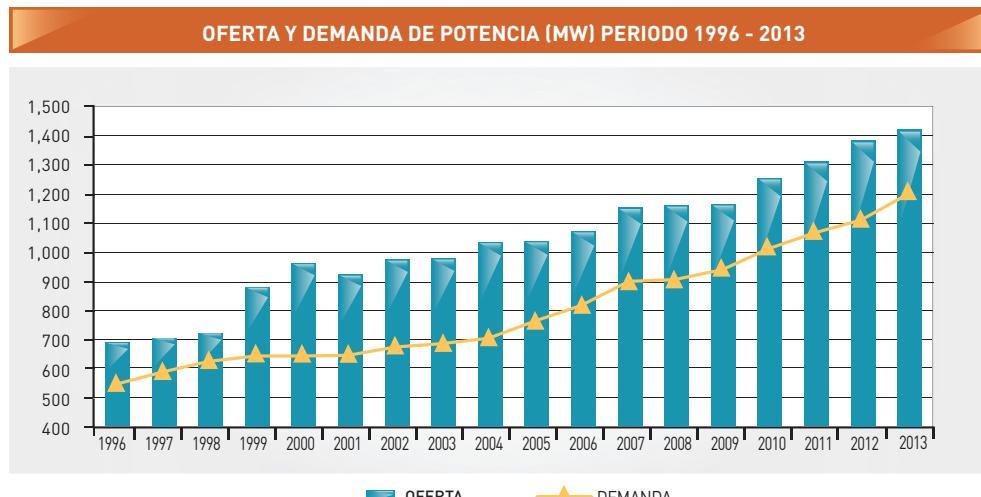
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2013

GESTIÓN	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
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	30.8

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2013

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
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	1,201.8
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	1,422.8

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



COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERÍODO 1998 - 2013

AÑO	FECHA	ÁREA(S)	DURACIÓN MIN.
1998	15-Nov	POTOSÍ	27
	07-Nov	SUCRE	5
1999	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
	01-Ene	SUR	8
	09-Ene	SUCRE	3
	10-Ene	SUR	16
2005	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
2013	06-Apr	COCHABAMBA	32
	14-Jul	ORURO	22
	05-Dic	NORTE, TRINIDAD	29



COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2013

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
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	15.7

PRECIOS SPOT SIN IVA PERÍODO 1996 - 2013

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
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	16.3
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	8.0
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	3.5
MONÓMICO (US\$/MWh)	39.8	38.0	40.1	37.7	40.2	32.3	31.4	30.5	26.0	32.5	34.9	34.8	34.9	37.1	40.0	40.8	40.8	39.7

PRECIOS SEMESTRALES PERÍODO 1996 - 2013

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
Nov12 - Abr13	16.5	7.9	3.5	39.9
May13 - Oct13	16.2	8.1	3.6	39.6

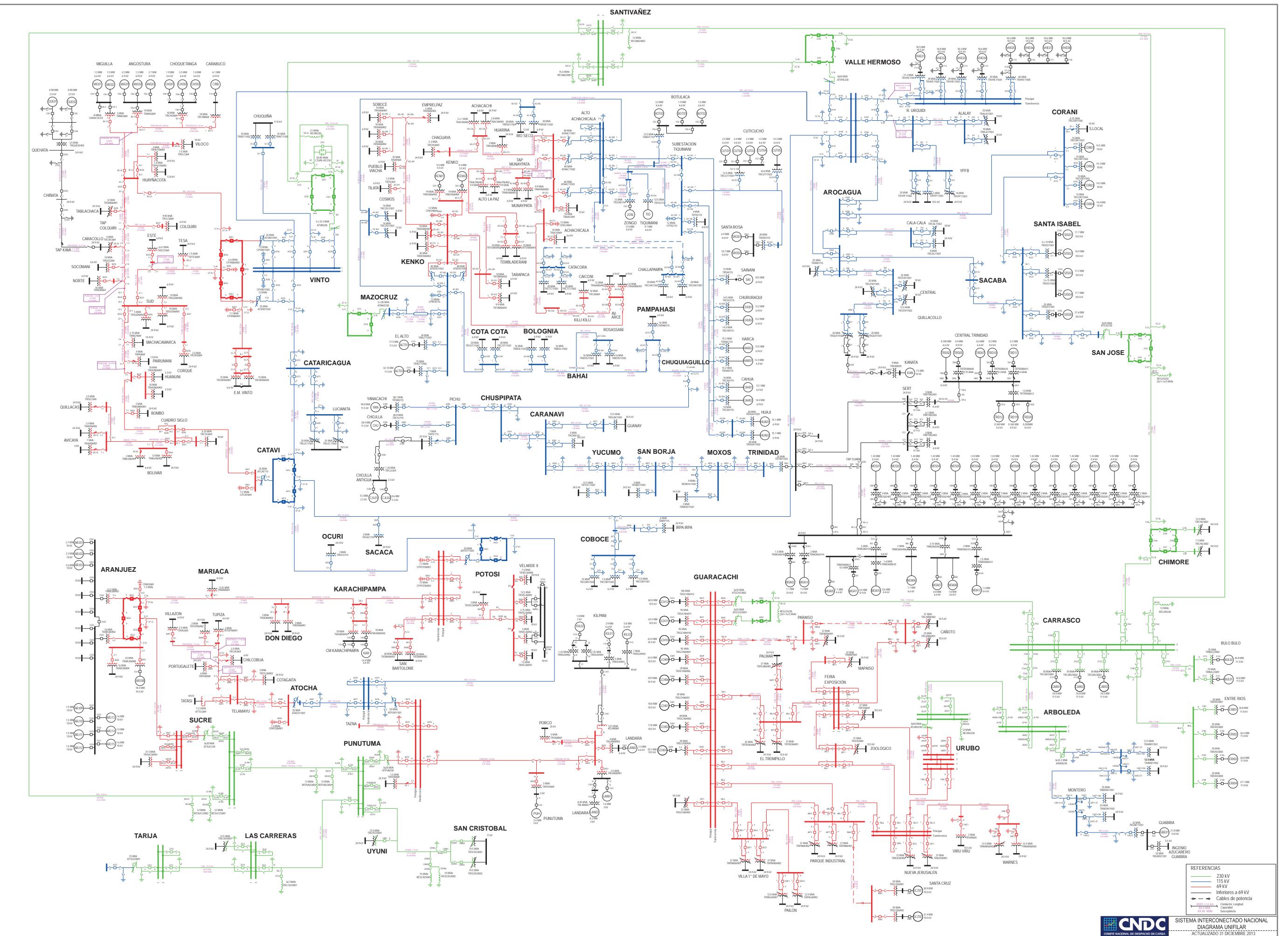
LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2013

EMPRESA	TEN. KV	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
69	TDE	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	42.9
		Aranjuez - Sucre															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	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	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	10.0
	TDE	Potosí - Punutuma								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	112.1
		Caranavi - Chuspipata																63.9	63.9	63.9
		Chuspipata - Tap Chuquiquillo																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	45.6
115	TDE	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	5.4
		Arocagua - Valle Hermoso II																5.4	5.4	5.4
		Catavi - Ocuri	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	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	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	76.7	76.7
	TDE	Cataricagua - Catavi																33.0	33.0	33.0
		Corani - Arocagua																38.1	38.1	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	6.4
		Corani - Valle Hermoso I	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	43.5	43.5
		Corani - Valle Hermoso II	45.0																	
230	TDE	Kenko - Senkata	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
		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	84.4
		Potosí - Punutuma																73.2	73.2	73.2
		Punutuma - Atocha															104.4	104.4	104.4	104.4
		Sacaba - Arocagua																14.9		
	TDE	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	8.9
		Santa Isabel - Sacaba																31.4		
		Senkata - Vinto	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4	201.4
		Senkata - Mazocruz																7.8	7.8	7.8
		Tap Coboco - Sacaca	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9
230	TDE	Tap Coboco - Valle Hermoso	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	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	148.0
		Valle Hermoso - Vinto II	142.8															43.7	43.7	43.7
		Subtotal	1,051.0	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2
		Carrasco - Chimoré	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4
	TDE	Carrasco - Guaracachi	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2
		Carrasco - Santiváñez																225.6	225.6	225.6
		Chimoré - San José	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5
		Mazocruz - Vinto Capacitor																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	59.6	59.6
230	TDE	Santiváñez - Vinto																122.3	123.7	123.7
		Valle Hermoso - Santiváñez																24.2	22.7	22.7
		Valle Hermoso - Vinto	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	142.8	22.7	22.7
		Subtotal	333.1	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5
		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	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	2,023.4	2,023.4	2,023.4
ISABOL	TDE	Carrasco - Arboleada																102.0	102.0	102.0
		Carrasco - Urubó																164.0	164.0	164.0
		Santiváñez - Sucre																246.0	246.0	246.0
		Sucre - Punutuma																177.0	177.0	177.0
		Urubó - Arboleada																62.0	62.0	62.0
	TDE	Subtotal																587.0	587.0	587.0
		Total ISABOL																587.0	587.0	587.0
115	ENDE	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
		Cataricagua - Lucianita																4.9		
		Cota Cota - Kenko																15.7	15.7	15.7
	ENDE	Pampahasi - Tap Bahai																2.2	2.2	2.2
		Pampahasi - Tap Chuquiquillo																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
230	ENDE	Subtotal																397.6	397.6	397.6
		Las Carreras - Tarija																74.2		
	ENDE	Punutuma - Las Carreras																181.1		
		Subtotal																255.4		
	ENDE	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	1,498.8	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	1,572.0	2,024.1	2,024.1	2,024.1



AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2013

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 RÍO 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
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LA PAZ S.A.	DELAPAZ
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA COCHABAMBA S.A.	ELFEC
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA DE 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





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