



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA



# MEMORIA 2015

RESULTADOS DE LA  
OPERACIÓN DEL SIN



## CNDC

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



## RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN

MEMORIA ANUAL 2015

ANEXOS



**MEMORIA ANUAL 2015**





## CONTENIDO

<b>PRESENTACIÓN DEL PRESIDENTE DEL CNDC</b>	2
<b>PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC</b>	4
EL CNDC	4
CREACIÓN	4
ORGANIZACIÓN	4
ÓRGANO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DEL CNDC	6
FUNCIONES	6
RECURSOS OPERATIVOS	7
<b>MISIÓN, VISIÓN Y VALORES</b>	8
<b>CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2015</b>	9
<b>CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO</b>	10
<b>CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO</b>	11
ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE BOLIVIA 2025	11
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN	14
INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	14
OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES	15
<b>LOGROS OPERATIVOS</b>	16
PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	16
DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL	17
ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD	18
TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM	19
SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL - SMEC	19
INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS	20
INFORME DETERMINACIÓN RESERVA ROTANTE	21
INFORME ÍNDICES DE CALIDAD DE TRANSMISIÓN	21
INFORME DE LA ESTADÍSTICA DE DESEMPEÑO DEL SIN	21
ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO	21
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 30	21
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 11	22
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 13	24
SUPERVISIÓN DE LA INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES	24
MEJORA EN LA NORMATIVA DEL SECTOR	26
HABILITACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SANTA CRUZ S.A. (EMDEECRUZ S.A.) COMO AGENTE DEL MEM	26
HABILITACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ENDE DELBENI S.A.M. COMO AGENTE DEL MEM	27
RESOLUCIONES DEL CNDC	27
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	27
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN	28
SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC	29
CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA	30
CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA	31
PARTICIPACIÓN EN ACTIVIDADES DEL SECTOR	32
<b>PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y LOGROS CORRESPONDIENTES</b>	33
<b>ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC</b>	37
<b>DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE</b>	38
<b>NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2015</b>	45

## PRESENTACIÓN DEL **PRESIDENTE DEL CNDC**

En la gestión 2015, el Sector Eléctrico Boliviano ha continuado trabajando incansablemente para lograr adecuarse a los preceptos de la Constitución, en el sentido de brindar un adecuado servicio de energía eléctrica a los bolivianos, y en un futuro próximo lograr la universalización del mismo. En esferas gubernamentales y de las empresas del estado, se ha trabajado mucho en la ampliación de la matriz energética, cuyas gestiones posibilitarán la incorporación de energías no convencionales como la energía eólica, solar, geotérmica e hidráulica. Se han realizado también importantes acciones para lograr la exportación de excedentes a países vecinos principalmente. En este sentido, el Comité Nacional Despacho de Carga (CNDC), dentro de sus atribuciones, ha brindado un apoyo decidido a este cometido.

En el ámbito del Sistema Interconectado Nacional (SIN), durante la gestión 2015, se ha logrado importantes avances, como la incorporación de subestación Warnes, a la que se añadieron las líneas a Carrasco y Guaracachi respectivamente, así como las cinco unidades de la nueva central Warnes aportando 200 MW a la oferta de generación; en la subestación Vinto, se incorporaron dos autotransformadores de 50 MVA cada uno, se puso en servicio las líneas entre la subestación Santiaguito, la nueva subestación Palca y la subestación Cumbre, con lo que se logró resolver serios problemas de abastecimiento al área Norte. Este año, se logró incorporar al sistema central de Tarija al SIN con la incorporación de la central San Jacinto al parque generador del SIN y la ampliación de la subestación Tarija con un transformador de 25 MVA.

La operación del SIN, gracias a las anteriores incorporaciones, fue satisfactoria, lográndose satisfacer en todo momento las condiciones de desempeño mínimo, un nivel adecuado de confiabilidad en lo que hace a calidad y continuidad de servicio. Se confrontaron algunas dificultades en lo que hace al abastecimiento al área Norte y la regulación de voltaje, en las áreas Norte y Oriental principalmente. Se resalta la importante participación de las empresas tanto de generación, de transmisión, como de distribución, en el logro de estos objetivos.



En el área de administración se lograron atender todos los requerimientos del Mercado, evacuándose a tiempo las transacciones mensuales y las que fueron necesarias por observaciones de los Agentes. El área de Planificación puso todo su esfuerzo en el desarrollo estudios energéticos y eléctricos requeridos en las tareas diarias, cómo para el apoyo a las diferentes instituciones del sector.

Durante esta gestión se siguió trabajando mucho en la capacitación del personal y en las áreas de apoyo, en lo que hace al desarrollo informático para sistematizar las tareas realizadas. Se logró mantener adecuadamente el sistema de gestión de calidad.

Para la realización de las tareas mencionadas y logros obtenidos, fue muy importante la participación y apoyo constante, durante todo el año, de los miembros del Comité de Representantes.

Por último, debo también agradecer en esta ocasión, el decidido apoyo del personal del CNDC, y como siempre será muy importante seguir contado con su participación, de aquí para adelante, para que nuestra institución pueda lograr más y mejores logros.

Ing. Hernán Jaldín Florero  
Presidente del CNDC

# 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.

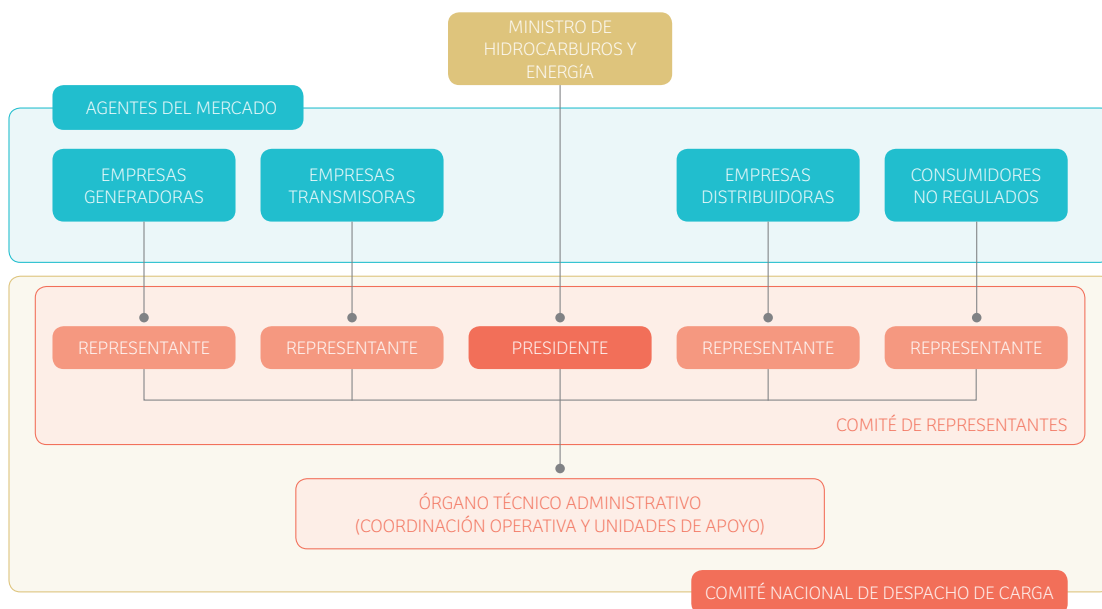
## CREACIÓN

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 Nro. 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 Nro. 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 Ministerio de Hidrocarburos y Energía y ejerce la representación legal del mismo.



El Comité de Representantes está integrado por cinco (5) miembros: el Presidente quien es designado 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, quienes realizan reuniones periódicas para tratar asuntos relacionados con el funcionamiento del MEM.

### COMITÉ DE REPRESENTANTES GESTIÓN 2015

POR EL MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA Mediante Resolución Ministerial N° 115 - 14 (desde el 04/06/14)	
Presidente:	Ing. Hernán Jaldín Florero
Por las Empresas Generadoras	
Titular:	Ing. Jorge Arturo Iporre Salguero
Alterno:	Ing. Ramiro Ernesto Becerra Flores
Por las Empresas Transportadoras	
Titular:	Ing. Ramiro Mendizabal Vega
Alterno:	Ing. Luis Enrique Lara Menacho
Por las Empresas Distribuidoras	
Titular:	Ing. Víctor René Ustariz Aramayo
Por los Consumidores No Regulados	
Titular:	Ing. Fernando Guzmán Navarro
Alterno:	Ing. Carlos Fernando Gemio Chopitea



## 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.

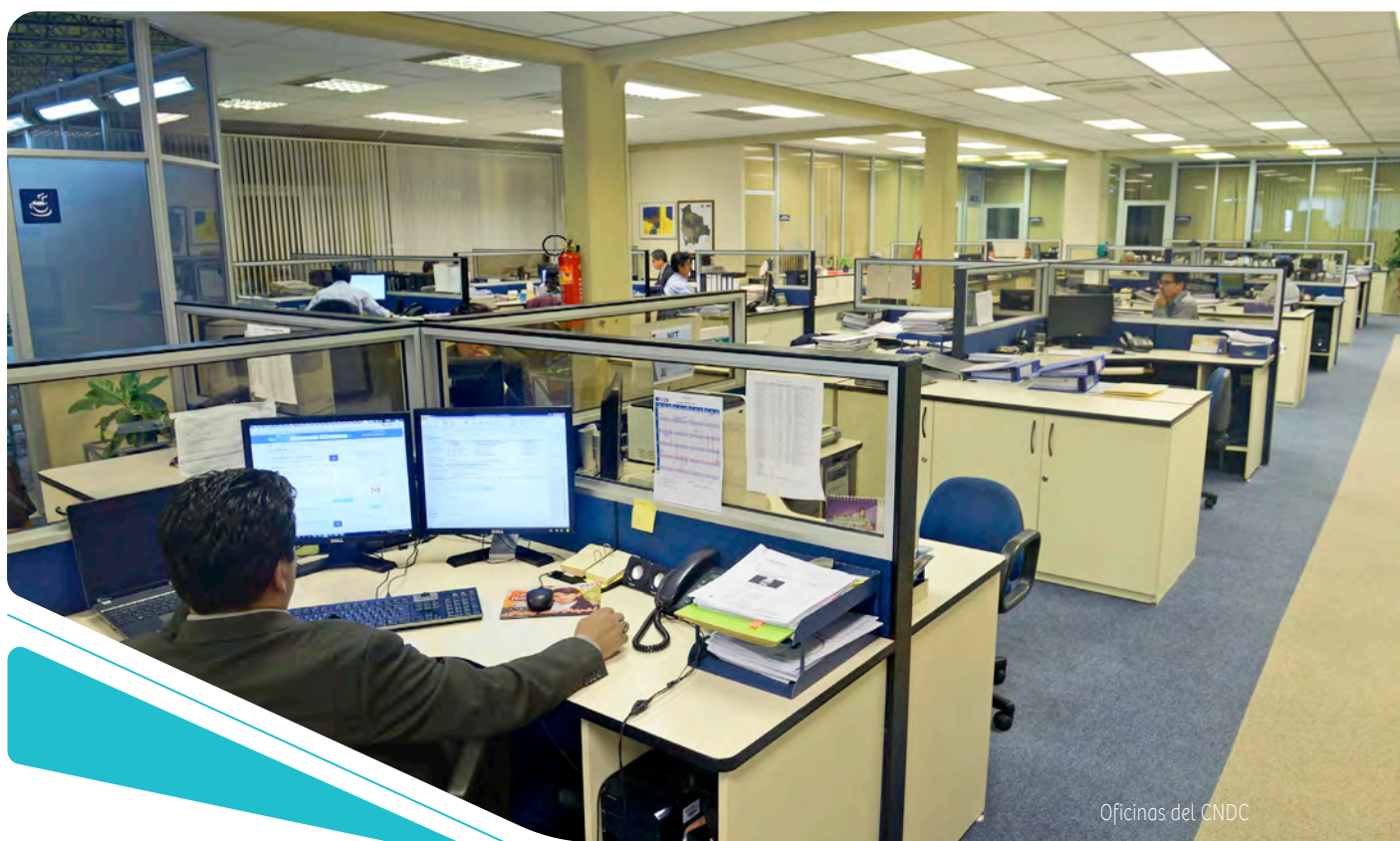


## FUNCIONES

El marco legal que define las funciones del Comité Nacional de Despacho de Carga, es el Artículo 19 de la Ley de Electricidad N° 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994 y el Decreto Supremo N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008 "Reglamento de Funciones y Organización del CNDC", 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 del 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.



Oficinas del CNDC

## 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.

# MISIÓN, VISIÓN Y VALORES

## MISIÓN

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



## VISIÓN

“El Comité Nacional de Despacho de Carga será una entidad que logre: Mantener o mejorar los niveles de seguridad, confiabilidad y costo mínimo en la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN); ser protagonista en la evolución del Sector Eléctrico Boliviano. Consolidar el rol del CNDC en la Planificación de la Expansión del SIN a largo plazo, posibilitando la incorporación y el uso de energías con recursos renovables y promoviendo las condiciones para universalizar el acceso al servicio de energía eléctrica en el país; coadyuvar en la integración energética internacional.

Fomentar integralmente el conocimiento y talento humano, promoviendo el desarrollo de competencias y la aplicación efectiva de nuevas tecnologías”.



## PRINCIPIOS Y VALORES

El personal está comprometido con los principios formulados por el CNDC de brindar un servicio con integridad, lealtad, equidad, imparcialidad, transparencia, confidencialidad, responsabilidad y honestidad.

La conducta del equipo de trabajo del CNDC, se basan en valores éticos de: igualdad, dignidad, inclusión, solidaridad, respeto, confianza, compromiso, honradez, trabajo en equipo, vocación de servicio y adaptación al cambio.





Presidencia - Staff

## CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2015

Durante la gestión 2015, se han presentado condiciones operativas críticas que han afectado la operación del sistema eléctrico, en las áreas Oriental y Norte, debido a:

- Indisponibilidad de unidades generadoras.
- Limitaciones de potencia en unidades de generación por altas temperaturas.
- Márgenes de reserva rotante inferiores a los establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

Para resolver estos problemas fue necesario solicitar a los Agentes transmisores, la operación del corredor en 230 kV de las áreas Norte y Central por encima de su capacidad operativa y cuando no hubo reserva rotante, se operó sin seguridad de áreas durante los meses de julio a octubre.

Las fallas presentadas en las líneas Vinto - Sud, Catavi - Cuadro Siglo y Tarija - Yaguacua ocasionaron en cada caso, el colapso de Oruro, Villa Montes y Yacuiba, respectivamente, que requirió de una oportuna respuesta de los Operadores, con el objetivo de minimizar el tiempo de restitución.

## CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO

En toda la extensión del SIN se ha reducido 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, de oferta y la demanda.

### 1. Acciones de Tipo Operativo

- a) En el marco 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.
  - En coordinación con ENDE Transmisión (ex TDE), se operó con 15 % de porcentaje de sobrecarga el corredor de 230 kV desde subestación Carrasco hasta subestación Kenko.
  - Durante los trabajos de re potenciamiento de la barra de Guaracachi 69 kV en los meses de mayo y julio, fue necesario desconectar carga de forma manual por periodos muy cortos de tiempo.
- 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 del predespacho y de la operación en tiempo real en forma gráfica; en el sitio Web del CNDC ([www.cndc.bo](http://www.cndc.bo)), que permite notificar sobre las condiciones de operación previstas, en función del comportamiento de las instalaciones en tiempo real.

### 2. Acciones Sobre la Oferta

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



Personal Unidad de Administración y Finanzas

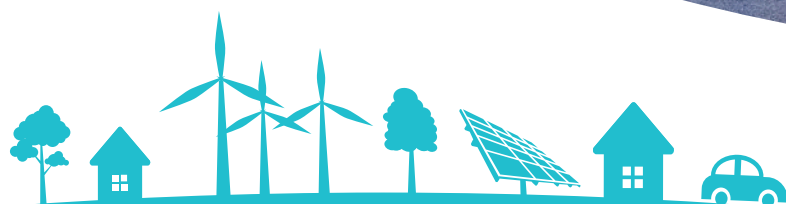
## CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO

### ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE BOLIVIA 2025

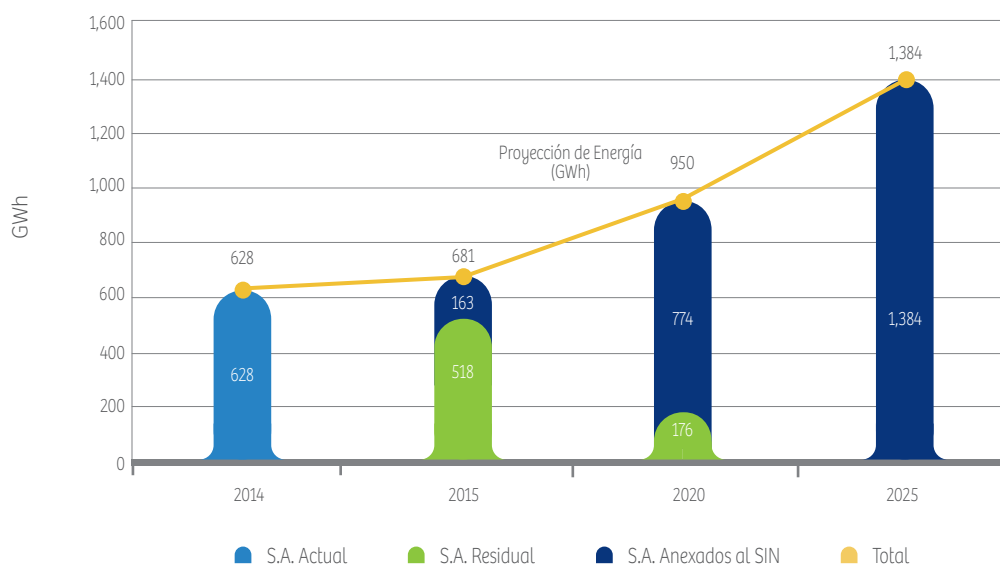
En el marco de la planificación del sector eléctrico, la demanda de energía eléctrica de Bolivia fue proyectada para el periodo 2015 - 2025, donde por instrucción del VMEEA se incorpora futuras demandas de ampliación de la cobertura (nuevos hogares integrados al sistema eléctrico), interconexión de sistemas aislados y proyectos productivos (agroindustriales, industriales, mineros y de transporte) informados por COMIBOL, ECEBOL y el Servicio de Desarrollo de las Empresas Públicas Productivas (SEDEM).

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.

El análisis de la demanda contempla también la proyección de la demanda eléctrica de los diferentes sistemas aislados de Bolivia para su incorporación gradual al SIN.



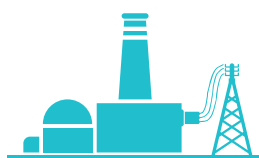
## Demanda de Energía Sistemas Aislados (GWh) 2015-2025



La proyección de la demanda de energía y potencia total del SIN al año 2025, se presenta en el siguiente cuadro:

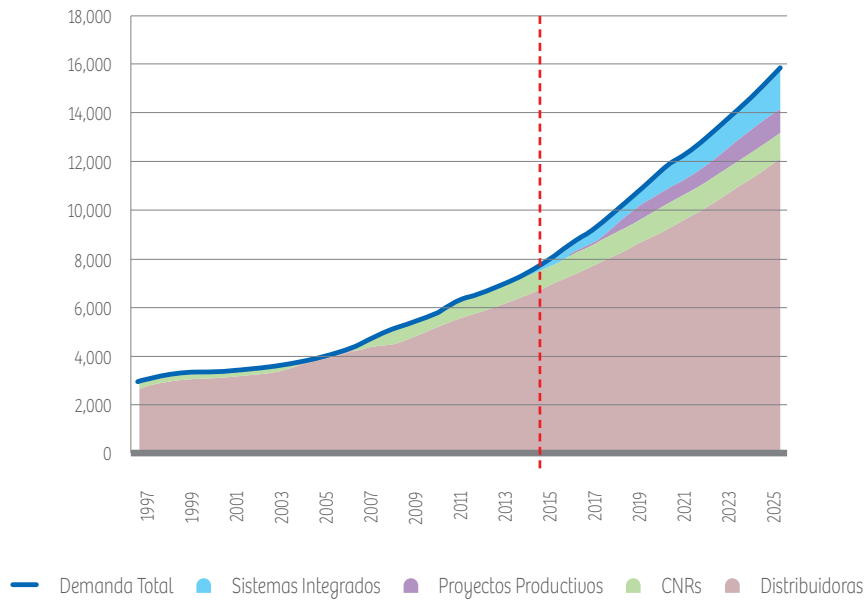
## Proyección Demanda de Energía y Potencia Total del SIN

Año	Energía		Potencia	
	(GWh)	Tc	(MW)	Tc
2016	8,740	8.9%	1,501	7.4%
2017	9,289	6.3%	1,599	6.5%
2018	10,132	9.1%	1,750	9.4%
2019	10,929	7.9%	1,863	6.4%
2020	11,805	8.0%	2,016	8.2%
2021	12,413	5.2%	2,121	5.2%
2022	13,148	5.9%	2,244	5.8%
2023	13,985	6.4%	2,383	6.2%
2024	14,876	6.4%	2,531	6.2%
2025	15,826	6.4%	2,691	6.3%



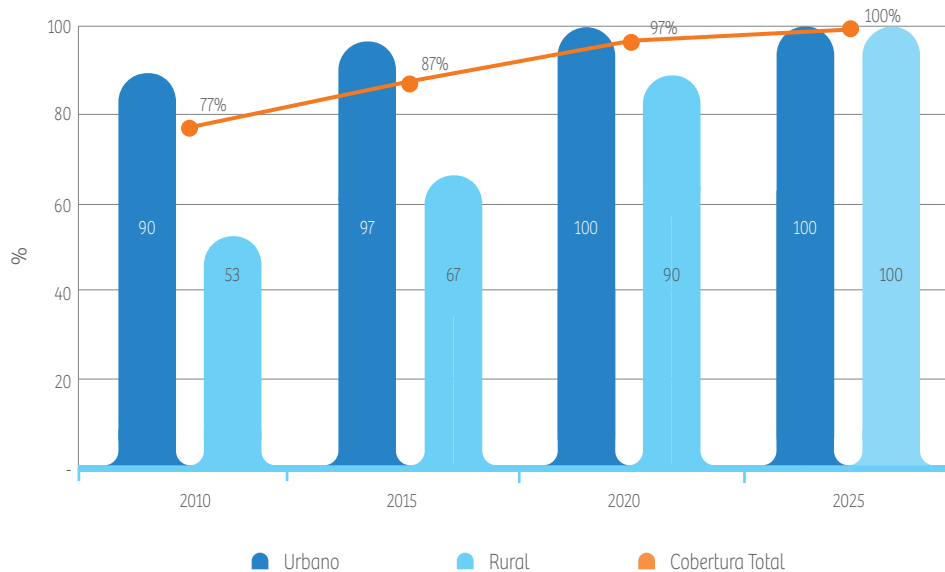
El crecimiento tendencial de demanda se muestra en el siguiente gráfico

### Demanda de Energía del SIN (GWh)



Para la proyección de cobertura eléctrica se utilizó información de las empresas distribuidoras, los datos preliminares del Censo Nacional de Población y Vivienda 2012 y la proyección de población determinada por el INE. De acuerdo a la Agenda Patriótica al año 2025, se prevé alcanzar la cobertura total del servicio básico de electricidad en el país, conforme se muestra en el siguiente gráfico:

### Proyección Cobertura de Electricidad (%) 2010 - 2025



## IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN

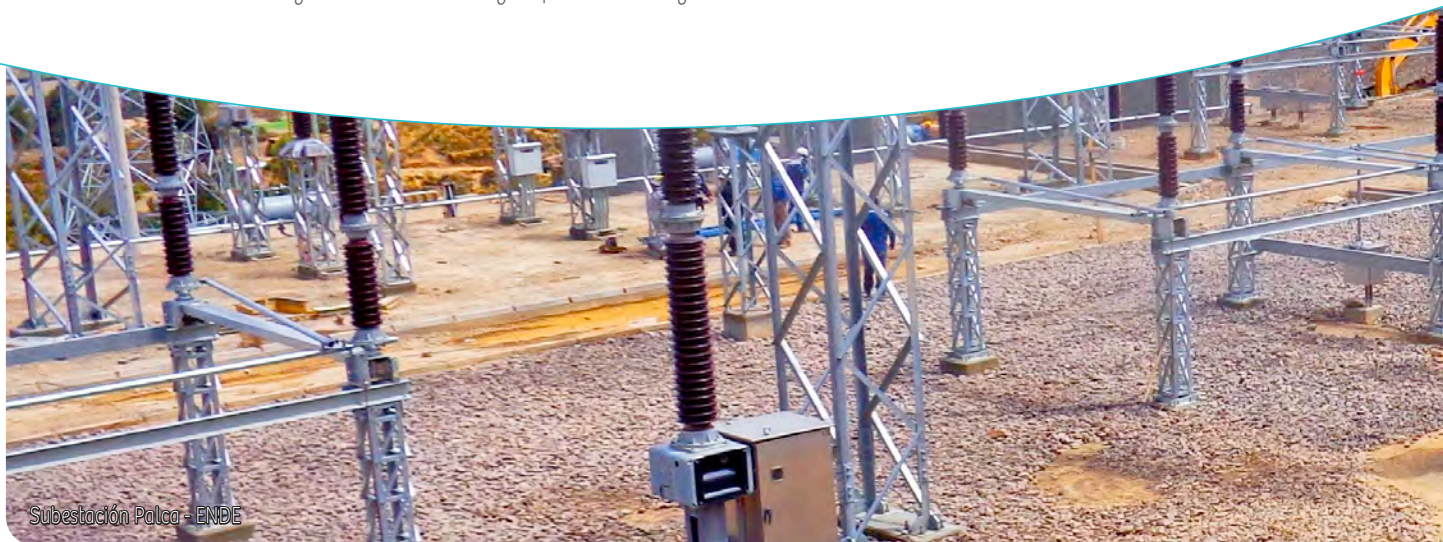
A objeto de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica y la seguridad de áreas, se ha participado en la Comisión del Gasoducto al Altiplano (GAA) para el establecimiento de los cupos de consumo de gas natural para las termoeléctricas, en Cochabamba y La Paz, así como en la Sub Comisión Análisis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

Asimismo, con el objeto de definir acciones que permitan asegurar el suministro en el área Oriental, en el marco de la planificación de la expansión del SIN, el CNDC ha recomendado el desarrollo de proyectos de transmisión y subtransmisión para el área Oriental, los cuales fueron aprobados por la AE mediante Resolución AE N° 038/2015 de fecha 29/01/2015, que instruye a los Agentes del MEM involucrados en la operación del Área Oriental del SIN, en calidad de medida urgente, adoptar las medidas necesarias para garantizar la continuidad de suministro de energía eléctrica y brindar una operación segura y confiable, debiendo para tal efecto realizar los proyectos y/o actividades necesarias durante las gestiones 2015 y 2016 según corresponda a cada Agente.

## INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

En la iniciativa de promover oportunidades de integración energética y los intercambios de energía eléctrica con países vecinos, a requerimiento del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), se ha participado en los siguientes grupos de trabajo:

- Apoyo y coordinación a la conclusión de la consultoría “Estudio de Interconexiones Eléctricas de Bolivia con Países Limítrofes” del VMEEA, realizada mediante consultoría internacional con el apoyo financiero del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF).
- A solicitud del VMEEA y ENDE Corporación se ha participado en las reuniones de coordinación y en el análisis de la interconexión con los mercados de Argentina, Paraguay y Perú mismos que fueron presentados al VMEEA como documentos base de análisis en las iniciativas de intercambio con países vecinos.
- 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 de los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y Chile.
- Grupo de Trabajo del PR CIER 18, estudio de referenciamiento (“benchmarking”) de los operadores de la región. El estudio de referenciamiento de los operadores de los distintos países participantes, permitió a las empresas Operadoras compararse con mejores prácticas y estándares internacionales. Asimismo, se buscó la comparación en base a un análisis de su entorno y responsabilidades, de forma de evaluar las brechas entre su condición actual y el nivel de madurez de pares en la región.



## OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES

Por otra parte, se ha participado activamente en las siguientes actividades:

- Estudios Eléctricos del Sistema Interconectado Nacional, realizado por la empresa consultora CESI de Italia. El objetivo del estudio fue analizar el comportamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en régimen de operación permanente, transitorio y dinámico para diferentes estados de carga (máxima, media y mínima) y generación, de los periodos húmedo y seco de los años 2014 y 2017.
- Prospectiva Energética “UDAPE, la ONU-DAES y el PNUD Bolivia” que consiste en el proyecto de modelación de energía para fortalecer las capacidades analíticas para la formulación de políticas y estrategias económicas y de energía.
- Taller de Metodología Manual de Planificación Energética - OLADE, aplicado a capacitar a funcionarios de los países seleccionados por OLADE.
- Se participo de reuniones con personal de ENDE ANDINA y ENDE TRANSMISIÓN para la habilitación de interdisparos a unidades de la central Warnes, ante apertura de la doble terna CAR-WAR-GCH.



## LOGROS OPERATIVOS

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

### Programación de la Operación

En la gestión 2015 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. La demanda anual de energía fue inferior a la prevista en 1.4 %, la demanda máxima coincidental registrada fue ligeramente superior a la prevista en 0.07 %.

En general, los resultados permiten concluir que en el año 2015, en lo que respecta al margen de reserva, el sistema operó en algunos períodos cortos fuera de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas en la Normativa. El ingreso de las unidades de la Central Termoeléctrica de Warnes estaba previsto a partir de mediados de diciembre de 2014, la primera unidad ingresó el 23 de febrero de 2015, la segunda unidad ingresó en la segunda quincena de junio 2015 y las tres unidades restantes ingresaron en la primera quincena de septiembre 2015. La central San Jacinto ingresó el 31 de agosto de 2015. Las unidades MOS15 y MOS16 ingresaron el 1° de diciembre de 2015. En la gestión 2015 se retiraron del parque de generación del SIN las unidades ARJ10 y MOA12 el 21 de enero y 6 de marzo de 2015 respectivamente, de acuerdo a la información de la AE fueron trasladadas a la Localidad de San Matías.

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 2015 fue del orden del 0.52%.



## DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2015, 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, exceptuando aquellos originados principalmente por la indisponibilidad de unidades generadoras como ser:

- La indisponibilidad forzada de la unidad ALT01, debido a partículas metálicas en el sistema de lubricación.
- La indisponibilidad forzada de la unidad SAI, debido a inundación de la central.
- La indisponibilidad forzada de la unidad BUL02, debido a falla en turbina por altas vibraciones.
- La indisponibilidad forzada de la unidad de GCH04, por mantenimiento del rotor de generador.

Otro factor que influyó de forma significativa en la oferta de generación, fue el registro de temperaturas altas en el área Oriental (Santa Cruz, Entre Ríos, Carrasco y Buló Buló), reduciendo la oferta de generación en los meses de septiembre a noviembre. Este factor más la indisponibilidad de una unidad generadora del ciclo combinado, obligó a operar las unidades generadoras del área Oriental sin reserva de potencia e inclusive desconectar la línea Carrasco - Warnes y el autotransformador de subestación Arboleda, para poder suministrar toda la demanda del departamento de Santa Cruz y áreas aledañas. Asimismo, entre los meses de julio a octubre fue necesario operar en algunos periodos por encima de la capacidad (en un 15 %) las líneas en 230 kV en el corredor desde subestación Carrasco hasta Subestación Magocruz.

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 2015 se destacan las acciones siguientes:

- Capacitación en la Restitución del Sistema Interconectado Nacional a personal del CDC de la Gerencia de Operaciones.
- Participación en reuniones de avance y análisis para la partición de barras de 69 kV en subestación Guaracachi.
- Participación en reuniones de avance y análisis para la habilitación de la protección diferencial de barras en subestación Guaracachi.
- Participación de una comisión para inspeccionar las instalaciones de la subestación Uyuni, para garantizar el suministro de energía, durante el paso del DAKAR 2015.
- Estudios eléctricos para resolver problemas en el SIN.
- Elaboración de estudios eléctricos para determinar las medidas operativas ante apertura de la doble terna CAR-WAR-GCH en 230 kV.
- Participación de reuniones con personal de ENDE ANDINA y ENDE TRANSMISIÓN para la habilitación de interdisparos a unidades de la central Warnes, ante apertura de la doble terna CAR-WAR-GCH.
- Elaboración de estudios eléctricos que determinaron la habilitación del esquema DAC por bajo voltaje en la red de CRE.
- Elaboración de estudios eléctricos que determinaron la habilitación del esquema DAC por potencia en subestaciones Urubó y Guaracachi.
- Fiscalización del EDAC.
- Capacitación en las áreas de protecciones, EMTP y estabilidad.



## 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.

## 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 y administración del SMEC durante la gestión 2015, ha requerido realizar entre otros, las siguientes actividades:

- Pruebas de comunicación remota.
- Validación de la información de los registros de medición de los Agentes del MEM.
- Supervisión a más de 200 puntos de medición 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.
- Mantenimiento del software de telegestión de medidores PRIMEREAD.

## INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

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

- Estudio del Potencial Hidroeléctrico de Bolivia - Primera Fase (Apoyo y coordinación).
- Evaluación del Proyecto Eólico Qollpana Fase I en el marco del Decreto Supremo N° 2048 y La Resolución Ministerial N° 004-15 de fecha 13/01/15.
- Proyecciones de gas natural 2015-2016 del parque termoeléctrico del SIN solicitadas por el VMEEA e YPFB.
- Evaluación de escenarios de exportación y excedentes.
- Simulación de Alternativas del Proyecto Hidroeléctrico Miguillas.
- Simulación Alternativas Proyecto Hidroeléctrico Banda Azul.

Asimismo, se realizaron las siguientes evaluaciones económicas:

- Informe CNDC 53/2015, que corresponde a la "Evaluación Económica del Proyecto Línea Transmisión Sacaba - Paracaya - Qollpana 115 kV", aprobado mediante Resolución CNDC 354/2015-9.
- Informe CNDC 57/2015, que corresponde a la "Evaluación Económica del Proyecto Línea Transmisión Sucre - Plata - Potosí 115 kV", aprobado mediante Resolución CNDC 355/2015-6.



Gerencia de Planificación del SIN

## INFORME DETERMINACIÓN RESERVA ROTANTE

Informe CNDC 35/15, que corresponde a la “Determinación de la Reserva Rotante para el Periodo Noviembre 2015 - Octubre 2016”, que consiste en el estudio de tres alternativas de reserva rotante para el sistema, obteniendo para cada una de ellas el sobre costo operativo y el costo de falla, aprobado mediante Resolución CNDC350/2015-2.

## 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 2014 - octubre 2015, 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 2015”, que contiene los indicadores estadísticos de sistema e indicadores estadísticos para componentes de generación y transmisión del SIN bajo el modelo estadístico desarrollado por la CIER.

## ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

Se elaboró los Informes del análisis eléctrico de los resultados de la programación de mediano plazo para los periodos Mayo 2015 - Abril 2019 y Noviembre 2015 - Octubre 2019, a objeto de verificar mediante simulaciones, que la operación del sistema en los periodos mencionados cumplen los requerimientos de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) tanto para condiciones normales de operación como de contingencia.

## 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 N° 13/15 “Proyecto Central Hidroeléctrica Misicuni y Conexión al SIN”, que consiste en la incorporación de tres unidades generadoras de 49.5 MVA cada una en la nueva Central Misicuni, aprobado mediante Resolución CNDC 345/2015-3.
- Informe CNDC N° 21/15 “Proyecto Bahía de Línea 69 kV en la subestación Aranjuez”, que consiste en la implementación de la subestación Aranjuez para la conexión al STI de la línea Aranjuez - Laguna 69 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 346/2015-5.
- Informe CNDC N° 44/15 “Proyecto Línea de Transmisión Sacaba - Paracaya - Qollpana 115 kV”, que consiste en la construcción de las líneas Sacaba - Paracaya - Qollpana en 115 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 353/2015-2.
- Informe CNDC N° 48/15 “Proyecto Segundo Transformador 25 MVA\_115/69 kV en subestación Catavi”, que consiste en la instalación de un segundo transformador de 25 MVA en la subestación Catavi, aprobado mediante Resolución CNDC 354/2015-5.
- Informe CNDC N° 52/15 “Proyecto Línea de Transmisión Sucre - Plata - Potosí 115 kV”, que consiste en la construcción de las líneas Sucre - Plata - Potosí en 115 kV y Plata - Karachipampa en 69 kV, así como, la instalación de un transformador de potencia de 50 MVA en la subestación Plata, aprobado mediante Resolución CNDC 354/2015-8.

- Informe CNDC N° 55/15 "Proyecto Línea Palca - Mazocruz 230 kV", que consiste en la construcción de la línea Palca - Mazocruz en 230 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 355/2015-4.
- Informe CNDC N° 56/15 "Proyecto Central Eólica Qollpana Fase II", que consiste en la incorporación de ocho unidades aerogeneradores de 3 MW cada una y la reubicación de dos aerogeneradores existentes, aprobado mediante Resolución CNDC 355/2015-5.

## 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:

- Subestación Cumbre 115 kV.
- Subestación Cumbre 115 kV Conexión Líneas Chuquiaguillo - Chuspipata.
- Implementación de Cuatro Reactores de Neutro.
- Líneas Guaracachi - Trompillo II 69 kV y Warnes - Chané - Montero 115 kV.
- Transformador de Potencia 37 MVA 115/24.9 kV en Subestación Chané.
- Bahía Línea Tiquimani en Subestación Cumbre.
- Subestación Cumbre 115 kV Conexión líneas Chuquiaguillo - Chuspipata (Etapa Final).
- Transformadores 2 x 50 MVA 115/69 kV en Subestación Vinto.
- Línea Potosí - Velarde y Subestación Velarde 115 kV.
- Transformador 25 MVA 115/24.9 kV en Subestación Cala Cala.
- Subestación Mallasa 115/24.9 kV.
- Subestación Uyuni 230 kV - Etapa 2.
- Transformador de 6 MVA 69/24.9 kV en Subestación Villazón.
- Ampliación Subestación Sucre.
- Línea Palmar - Mapaiso en 69 kV.
- Transformador 37 MVA 69/26.146 kV en Subestación Mapaiso.



- Transformador 3 MVA 69/24.9 kV en Subestación Quillacas.
- Reemplazo Transformador 6 MVA en Subestación Tupiza.
- Ampliación Subestación Achacachi.
- Ampliación Subestación Viacha.
- Línea de Transmisión Cochabamba - La Paz 230 kV.
- Bahía de Línea 69 kV en Subestación Aranjuez.
- Central Hidroeléctrica San Jacinto.
- Segunda Línea Central Moxos - Trinidad 24.9 kV e Incorporación de Generación en Central Moxos.
- Subestación Velarde 115/24.9 kV Fase II.
- Línea de Transmisión Yucumo - San Buenaventura 115 kV.
- Ampliación Subestación Cosmos (3ra Etapa).
- Transformador 25 MVA 115/24.9 kV en Subestación Tarija Etapa Temporal.
- Línea Sacaba - Paracaya - Qollpana en 115 kV.
- Seguridad Energética La Paz.
- Línea Vinto - Socomani 69 kV.



Subestación Palca - ENDE

## INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 13

De acuerdo a la Norma Operativa N° 13 “Tratamiento de Excedentes de Energía de Autoprodutores”, se revisó la información técnica y los estudios eléctricos de los siguientes proyectos:

- Incorporación de los excedentes del Autoprodutor Refinería Gualberto Villarroel YPFB al SIN.

## 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 2015; esta tarea consistió en verificar el cumplimiento de las condiciones técnicas y comerciales establecidas en las Normas Operativas N° 8, N° 11, N° 17, N° 30, entre otras.

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

- Subestación Viacha, protección de Transformador de potencia N° 3 TRVIA06903 - DELAPAZ (Operación comercial desde el 11/12/2014).
- Subestación Cala Cala, reemplazo de transformador potencia ATCAL11502, 25 MVA, 115/10 kV - ELFEC (Operación comercial desde el 23/12/2014)
- Subestación Warnes, interconexión subestación Warnes 230 kV - Etapa 1, CAR-WAR230, 162.1 km, GCH-WAR230, 50.3 km, reactor línea CAR- WAR230, 21 MVar - ENDE TRANSMISIÓN (Operación comercial desde el 09/11/2014).
- Central Warnes, unidad de generación N° 1, 50 MVA, 11 kV - ENDE ANDINA (Operación comercial desde el 23/02/2015).
- Incorporación de los excedentes de YPFB Refinación S.A. al SIN.
- Subestación Cumbre, bahía de línea 115 kV, interruptor A3-404 - COBEE (Operación comercial desde el 09/03/2015).
- Subestaciones Sucre y Punutuma, instalación de dos reactores de neutro en cada subestación, 52 kV 1600 ohm en sucre y 1900 ohm en Punutuma. ISABOL (Operación comercial desde el 13/03/2015 para los de Sucre y 14/03/2015 para los de Punutuma).
- Línea Warnes-Chane 7 km, Chane-Montero 16.3 km, subestación Chane, transformador de potencia ATCHN11501, 37 MVA, 115/26.15 kV - CRE (Operación comercial línea Warnes - Chane- Montero desde el 11/03/2015 y transformador en subestación Chane, desde 12/03/2015).
- Subestación Warnes, interconexión subestación Warnes 230 kV - Etapa 2, transformador de potencia ATWAR23001, 50 MVA, 230/115 kV - ENDE TRANSMISIÓN (Operación comercial desde el 18/01/2015).
- Subestación Cumbre, división de línea TCH-CHS115, en líneas PAM-CUM, 12.6 kV y CUM -CHS, 45.1 km - ENDE ANDINA (Operación comercial desde el 08/03/2015).
- Subestación Cumbre, sistema de barras y bahías de transferencia y de autotransformador -ENDE TRANSMISIÓN (Operación comercial desde el 08/03/2015).
- Subestación Punutuma, autotransformador de potencia ATPUN23002, 100 MVA, 230/115 kV - ENDE TRANSMISIÓN (Operación comercial desde el 07/12/2014).
- Línea Guaracachi-Trompillo II, 6.8 km, - CRE (Operación comercial desde el 09/05/2015).
- Central Warnes, unidad de generación N° 3, 50 MVA, 11 kV - ENDE ANDINA (Operación comercial desde el 22/06/2015).
- Subestación Vinto, bahía de línea 69 kV, interruptor B255 - ENDE TRANSMISIÓN (Operación comercial desde el 28/11/2014).
- Subestación Vinto, autotransformadores de potencia ATVIN11501 y ATVIN11502, 2 X 50 MVA, 115/69 kV - ENDE

TRANSMISIÓN (ATVIN11501, operación comercial desde el 15/03/2015 y el ATVIN11502 desde el 02/04/2015)

- Subestación Uyuni 230 kV, etapa 2, división de línea PUN-SCR230 en líneas Punutuma-Uyuni, 91.7 km y Uyuni-San Cristóbal, 80.3 km en 230 kV, bahía de transferencia y bahía de autotransformador - ENDE TRANSMISIÓN (Operación comercial desde el 29/06/2015).
- Subestación Sucre, ampliación de subestación, autotransformador de potencia ATSUC23002, 100 MVA, 230/115 kV - ISABOL (Operación comercial desde el 23/08/2015).
- Central Warnes, unidad de generación N° 2, 50 MVA, 11 kV - ENDE ANDINA (Operación comercial desde el 02/09/2015).
- Central Warnes, unidad de generación N° 4, 50 MVA, 11 kV - ENDE ANDINA (Operación comercial desde el 03/09/2015).
- Línea Palmar - Mapaiso, 8.7 km, - CRE (Operación comercial desde el 21/08/2015).
- Central Warnes, unidad de generación N° 5, 50 MVA, 11 kV - ENDE ANDINA (Operación comercial desde el 11/09/2015).
- Subestación Villazón, transformador de potencia TRVIL06902, 6 MVA, 69/24.9 kV - SEPSA (Operación comercial desde el 28/09/2015).
- Subestación Mapaiso, transformador de potencia TRMAP06902, 37 MVA, 69/26.15 kV - CRE (Operación comercial desde el 28/09/2015).
- Conexión al SIN de la Central Hidroeléctrica San Jacinto, unidad de generación N° 1, 4.65 MVA, 6.6 kV, unidad de generación N° 2, 4.65 MVA, 6.6 kV, - EGSA (Operación comercial desde el 25/11/2015).
- Línea Trinidad- Central Moxos II en 24.9 kV, 7.2 km, unidad generadora N° 15, 2 MVA, 0.4 kV, unidad generadora N° 16, 2 MVA, 0.4 kV, - ENDE (Operación comercial 2° línea MOX-TRI024 desde el 27/11/2015, unidad generadora N° 1 y N° 2 desde el 01/12/2015).
- Línea Santivañez - Palca 1 en 230 kV , 244 km, Línea Santivañez - Palca 2 en 230 kV , 244 km, Línea Cumbre - Palca en 230 kV , 31 km, autotransformador de potencia TRCUM23001, 150 MVA, 230/115 kV - ENDE (Operación comercial desde el 25/10/2015).
- Línea Potosí - Velarde II, 3.74 km, transformador de potencia TRVEL11501, 25 MVA, 115/10.5 kV - SEPSA (Operación comercial desde el 05/06/2015).



Subestación Palca - ENDE



Unidad Procesos y Tecnología de la Información

## 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 01/04/2015 la AE emite la Resolución AE N° 127/2015 donde se aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 15 "Determinación de la Reserva Fría".
- En fecha 23/06/2015 la AE emite la Resolución AE 317/2015 donde se aprueba la modificación de la Norma operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme".
- En fecha 21/05/2015 la AE emite la Resolución AE N° 446/2015 donde se aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional".

## HABILITACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SANTA CRUZ S.A. (EMDEECRUZ S.A.) COMO AGENTE DEL MEM

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante Resolución AE N° 200/2014 de fecha 8 de mayo de 2014, otorgó a la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. - EMDEECRUZ S.A., el correspondiente título habilitante para ejercer la Actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad en el Parque Industrial Latinoamericano (PILAT), ubicado en el Municipio de Warnes de la Provincia Warnes del Departamento de Santa Cruz. En este sentido, luego de dar cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente, el Comité de Representantes al CNDC, en su Sesión Ordinaria N° 349 llevada a cabo en fecha 26 de junio de 2015, en el marco de lo establecido en el Informe CNDC N° 27/15, mediante Resolución CNDC 349/2015-3 habilitó a la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. - EMDEECRUZ S.A. como Agente del Mercado Eléctrico Mayorista en la actividad de Distribución.

## HABILITACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ENDE DELBENI S.A.M. COMO AGENTE DEL MEM

Mediante Resoluciones AE N° 659/2013 de fecha 6 de diciembre de 2013, AE N° 398/2014 de fecha 21 de agosto de 2014 y el Decreto N° 2812/2015 de fecha 21 de septiembre de 2015 la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), otorgó a la Empresa de Distribución Eléctrica ENDE DELBENI S.A.M. el correspondiente Registro de Operaciones para el ejercicio de la Actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad del Sistema Santa Rosa, ubicado en el Municipio de Santa Rosa y parte del municipio de Reyes, ambos de la Provincia General José Ballivián del Departamento del Beni. En este sentido, luego de dar cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente, el Comité de Representantes al CNDC, en su Sesión Ordinaria N° 354 llevada a cabo en fecha 22 de octubre de 2015, en el marco de lo establecido en el Informe CNDC N° 51/15, mediante Resolución CNDC 354/2015-7 habilitó a la Empresa de Distribución Eléctrica ENDE DELBENI S.A.M. como Agente del Mercado Eléctrico Mayorista en la actividad de Distribución.

## RESOLUCIONES DEL CNDC

Durante la gestión 2015, el Comité de Representantes al CNDC llevó a cabo 14 Sesiones Ordinarias y una Sesión Extraordinaria donde se emitieron 96 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. N° 29624, norma marco que regula su funcionamiento. Asimismo, al constituirse en una empresa sin fines de lucro, de naturaleza pública no estatal, sus ingresos están limitados a los gastos de funcionamiento e inversión de cada gestión, teniendo como fuente de recursos los aportes de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

En la gestión 2015, 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 2015.

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 2015, gestionando la participación del personal en cursos, talleres, seminarios y otros relacionados con las funciones de la empresa y el cargo que desempeñan.

En el marco de la Política Nacional de Transparencia en ámbito preventivo y de lucha contra la corrupción, basado en el fortalecimiento de la participación ciudadana, el derecho de acceso a la Información y mecanismos de fortalecimiento y coordinación institucional, el CNDC ha coadyuvado y participado en las Audiencias de Rendiciones Públicas de Cuentas organizadas por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, así como en ferias Interministeriales relacionadas con Energías Alternativas y otros.

En lo relacionado al manejo de los recursos económico - financieros, en la gestión 2015 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.

## TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN

El CNDC cuenta con una infraestructura moderna de comunicaciones y equipos computacionales; además de software comercial, especializado, programas y sistemas; que permiten la realización de sus funciones. El sitio WEB del CNDC se constituye en la herramienta de comunicación oficial que permite difundir de manera transparente y oportuna la información y resultados de todas las áreas del CNDC; la misma cuenta con dos áreas, la primera corresponde a la información de acceso público en general y la segunda con la información operativa dirigida a los Agentes y Autoridades del Sector.

El CNDC, en el marco de la automatización de sus procesos, ha continuado con la actualización de sus sistemas de información, es así que durante la gestión 2015 se ha concluido con el desarrollo de los módulos de Programación, Transacciones Diarias y Tiempo Real. 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; también se han implementado mejoras en el Sistema de Correspondencia, efectuando mayores controles y optimizando los registros; así mismo otros programas actualizándolos en cuanto a su tecnología que son de uso de las Gerencias Técnicas, éstos programas son: Precios de Nodo para Informe de Mediano Plazo y Precios de Nodo (Pnodo), Promedios de Salidas del NCP (CorPla), Costos Marginales (Cosmar), Potencia Garantizada Térmica (PgarantizadTermica) y Promedios de Salidas del SDDP (RMediPla). Asimismo, el año 2015 se apoyó a la Unidad Administrativa y Financiera en el proceso de implementación del Sistema SAP-Business One.



## SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC

Mediante Auditoría Externa efectuada por la empresa UNIT de Uruguay el 25 y 26 de mayo de 2015 se mantiene una vez más la certificación el Sistema de Gestión de la Calidad, confirmando el compromiso del CNDC de brindar un servicio mejorado a un Sector Eléctrico Boliviano creciente.

Como parte de las funciones de la Unidad de Procesos y Tecnologías de la Información, se ha continuado con la actualización de la Normativa Institucional que rige al CNDC, conclusión de la actualización del Reglamento Interno del CNDC y el desarrollo del Reglamento Interno de Higiene, Seguridad Ocupacional y Bienestar; así mismo los procedimientos administrativos (Licencias).



Subestación Cumbre - ENDE

## CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA

El CNDC, tiene como recurso más importante el factor humano, en la gestión 2015 se ha enfocado el potenciamiento del talento humano, a través de la aplicación de un plan de capacitación, priorizando la participación grupal, esto ha permitido mejorar las contribuciones productivas del personal a la organización.

### CAPACITACIÓN TÉCNICA OPERATIVA

NOMBRE DEL EVENTO	LUGAR
Curso Digsilent - Protecciones	Santiago de Chile - Chile
Seminario regional de capacitación sobre Energías Renovables para Latino América	Santiago de Chile - Chile
Visita Instalaciones del Exterior	Lima - Perú
Curso Transitorios Electromagnéticos en Sistemas de Potencia	Buenos Aires - Argentina
Curso de Ingeniería, Cálculo y Diseño Eléctrico y Mecánico de Líneas Eléctricas de 203/500 kV	Cochabamba - Bolivia
Estabilidad Transitoria, DSL y Análisis Modal en Power Factory	Cochabamba - Bolivia
Diseño, Análisis y operación de sistemas de Potencia software ETAP POWERING SUCESS	Cochabamba - Bolivia
Coordinación de Protección en el programa Power Factory de Digsilent	Cochabamba - Bolivia
Seminario sobre comercialización de Energía Eléctrica en el Sector Eléctrico Brasileiro	Cochabamba - Bolivia
Curso avanzado en Tecnología, Regulación y Financiación de Energías Renovables (Capacitación a Distancia)	Cochabamba - Bolivia
Curso de Fundamentos en EMTP/ATP y Coordinación de Aislamiento según IEC	Cochabamba - Bolivia
Protecciones Eléctricas aplicación en Generación Transmisión y Distribución	Cochabamba - Bolivia
Operación del Sistema Interconectado Nacional en condiciones de emergencia y restitución. Casos y experiencias relevantes	Cochabamba - Bolivia
Curso Control de Generadores Eléctricos empleando MATLAB – SIMULINK	Cochabamba - Bolivia
Curso Restitución y Aplicación de Digsilent	Cochabamba - Bolivia
Diplomado en Ingeniería y Tecnología en Sistemas Eléctricos de Potencia	Cochabamba - Bolivia



Reactor de Neutro en Subestación Punutuma - ENDE TRANSMISIÓN

## CAPACITACIÓN GENERAL

NOMBRE DEL EVENTO	LUGAR
Seminario Tratamiento Jurídico Legal en materia Laboral	Cochabamba - Bolivia
Oficiales de Seguridad	Cochabamba - Bolivia
Formulario 605	Cochabamba - Bolivia
Talleres de capacitación en Modelaje de Energía PNUD-UN-DESA UDAPE	La Paz - Bolivia
Taller Laboral "Elaboración, Adecuación y Actualización de Reglamentos Internos de Trabajo"	Cochabamba - Bolivia
Nueva Norma Tributaria para Bancarización	Cochabamba - Bolivia
Programa de mantenimiento predictivo	Cochabamba - Bolivia
Taller Manejo de Extintores	Cochabamba - Bolivia
Defensa del contribuyente ante Fiscalizaciones MIDF y Cobros Ilegales de Multas	Cochabamba - Bolivia
Auditoría de cumplimiento de Aportes Patronales y sus sanciones ante las Cajas de Seguros de Salud	Santa Cruz - Bolivia
Tratamiento Jurídico legal de casos recurrentes y complejos en materia laboral	Santa Cruz - Bolivia
Scrum Master	Cochabamba - Bolivia
Taller práctico reflexivo – Desarrollo de líderes cuánticos	Cochabamba - Bolivia
Nuevo reglamento de sanciones tributarias "Casos complejos y especiales en tributación"	Cochabamba - Bolivia
Gestión de riesgos en la norma NB/ISO 9001	Cochabamba - Bolivia
Tareas obligatorias por cierre de gestión fiscal 2015, antes de la preparación de EEFF	Santa Cruz - Bolivia
Curso general de NIIF para empresas Eléctricas (Capacitación a distancia)	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.

TEMA / CURSO	LUGAR	DIRIGIDO A:
Norma Operativa N° 4 Operación en tiempo Real, Condiciones de Desempeño Mínimo. Norma Operativa N° 6 Restitución del Sistema Interconectado Nacional	Potosí - Bolivia	Minera San Cristóbal
Control y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia	Santa Cruz - Bolivia	ISA BOLIVIA

## Participación en Actividades del Sector

Durante la gestión 2015, 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
Participación en Reunión Proyecto Interconexión Eléctrica Argentina-Bolivia	Buenos Aires - Argentina
Reunión de la CIER y Seminario del SISPLAN-CIER	Lima - Perú
Participación reunión Intercambio Energía Eléctrica Bolivia - Perú	Lima - Perú
Participación Reunión Bilateral para el Intercambio de Energía Eléctrica Bolivia - Perú	Puno - Perú
Participación Reunión CAMMESA Proyecto Interconexión Eléctrica Argentina - Bolivia	Buenos Aires - Argentina
Asistencia al Encuentro Técnico del Programa de Energía Nuclear	Viena - Austria
Asistencia al Evento Semana Energía Renovable 2015	Berlín - Alemania



Transformador San Buenaventura - ENDE

## PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y LOGROS CORRESPONDIENTES

El POA del CNDC para la Gestión del 2015, se fundamenta en el Plan Estratégico Institucional (PEI) que tiene un horizonte de cinco años calendario (2014-2018), elaborado en Octubre del 2013. Para cumplir los objetivos institucionales que se encuentran dentro del marco de las competencias asignadas al CNDC como Operador y Administrador del MEM, además de su participación en la Planificación de la Expansión del SIN, el POA establece Actividades Estratégicas y Recurrentes.

Así mismo, para la ejecución de dichas Actividades, describe el Presupuesto necesario asociado, cuya determinación se encuentra definida en el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, en su Artículo 21, Punto I b), del Anexo al D.S. 29624 de 02 de julio de 2008.

Sobre la base de la Misión, Visión, Principios y Valores institucionales, se han definido los Planes Estratégicos Quinquenales que se constituyen en directrices para la determinación de Objetivos Estratégicos Anuales.

Para la gestión 2015 se ha definido un Plan Operativo Anual (POA 2015) alineado con la Planificación Estratégica Quinquenal, de acuerdo a lo siguiente:

**Plan 1: A fin de mantener o 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 alcanzado los siguientes logros:**

- a) Se ha recabado información de las funciones y organización de la parte operativa de XM (Colombia) y CENACE (Ecuador), para comparar otros centros de control y repotenciar el CDC con personal.
- b) Para hacer un uso eficiente de nuevas tecnologías disponibles, se efectuaron pruebas con la nueva versión del NCP y SDDP.
- c) Se ha presentado el informe de una metodología de Optimización de Mantenimientos.
- d) Se ha realizado las pruebas de medición de potencia efectiva y consumos propios en la central hidroeléctrica Zongo.

**Plan 2: Con el objetivo de presentar propuestas de adecuación en el marco normativo para el desarrollo, funcionamiento y sostenibilidad del Sector Eléctrico Boliviano, la Asesoría Legal, ha alcanzado los logros detallados a continuación:**

La unidad de asesoría legal ha participado en reuniones de coordinación con Presidencia, Gerencias y Unidades, a fin de contar con antecedentes y elementos necesarios para la recomendación de acciones institucionales, tanto internas como externas.

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

- a) Se ha efectuado el relevamiento de proyectos de generación de pequeña y gran escala.
  - Se ha efectuado la recolección y procesamiento de Fichas Técnicas de ENDE Corporación.

- b) Se ha realizado el relevamiento de información de sistemas aislados y proyectos productivos:
- Se recolectó información de la AE, CRE, VMEEA, SEDEM, ECEBOL y Empresas productivas del Ministerio de Producción y Economía Plural.
  - A nivel nacional se recolectó información relevante de sistemas aislados para la planificación de la expansión del SIN. La información ha sido incluida en el Informe de Demanda a Largo Plazo del SIN.
- c) En base a información Actualizada del INE y la AE, conjuntamente el VMEEA, se ha aplicado la metodología desarrollada en la anterior gestión para la proyección de la cobertura eléctrica, con lo cual se ha proyectado la cobertura del servicio básico de electricidad a nivel nacional y departamental.
- d) Se presentó al VMEEA el documento “Plan Eléctrico de Expansión del Estado Plurinacional de Bolivia 2016-2025”.
- e) Se realizó una mejora a los modelos matemáticos de elementos del Sistema (reguladores de unidades convencionales y ERNC) en la base de datos del programa Power Factory, correspondiente a las unidades de las centrales Termoeléctrica del Sur, unidad Bulu Bulu 3 y eólica Qollpana Fase I.
- f) Se actualizó y completó la información técnica en la base de datos de elementos de red en el nuevo Sistema de Información (SII).
- g) A requerimiento del VMEEA y los Agentes, se participó los siguientes trabajos:
- Estudio Potencial Hidroeléctrico en Bolivia, apoyo al VMEEA en el seguimiento y conclusión del estudio.
  - Análisis Proyecto Eólico Qollpana I
  - Simulación y análisis económico de los Proyectos Hidroeléctricos Banda Azul y Miguillas
- h) Se han realizado reuniones de coordinación con las empresas Distribuidoras CRE, DELAPAZ, ELFEC, ELFEO, SEPSA, CESSA, SETAR y ENDE DELBENI para analizar sus planes de desarrollo en líneas de subtransmisión, nuevos nodos de retiros e interconexión de sistemas aislados.

Se han realizado reuniones de coordinación con las empresas Distribuidoras ELFEO, SEPSA, CESSA y ENDE DELBENI y las empresas de Transmisión ENDE TRANSMISIÓN y ENDE para analizar el abastecimiento de demanda en sus zonas de concesión.

**Plan 4: A fin de coadyuvar en la integración energética internacional y el intercambio de energía eléctrica, se ha participado en las siguientes iniciativas:**

Asistencia a grupos de trabajo, foros y reuniones:

- Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores de la Comunidad Andina (GTOR).
- Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los Países Miembros de la Comunidad Andina (GOPLAN).
- Proyecto “Fortalecimiento de las capacidades analíticas del Gobierno de Bolivia para el desarrollo sustentable de UDAPE.

- Grupo de Trabajo “Estudio de Interconexión de Bolivia con países Limítrofes”. Se ha apoyado al VMEEA en el seguimiento y conclusión del estudio.
- Se participó del Taller de Metodología “Manual de Planificación Energética” – OLADE
- A solicitud del VMEEA se participó de reuniones de la Comisión de Energías Renovables.
- A requerimiento del VMEEA se participó de las reuniones Bilaterales de interconexión de Bolivia con Perú , Argentina y Paraguay

**Plan 5: Con el propósito de fomentar integralmente el conocimiento y el talento humano, promoviendo el desarrollo de competencias, la Unidad de Administración y Finanzas ha alcanzado los logros detallados a continuación:**

- a) Se ha coadyuvado la participación del personal en cursos sobre temas técnicos y de ámbito general.
- b) Se ha gestionado la suscripción de convenios de aprendizaje con distintas universidades, lo que permitió a estudiantes universitarios poder desarrollar tareas de investigación y apoyo dentro el CNDC.
- c) Se ha elaborado el documento base para el desarrollo de un programa de seguimiento al Plan Anual de Capacitación, a fin de automatizar este proceso.
- d) Se ha efectuado la recopilación de información para la elaboración de protocolos de seguridad industrial y se tiene previsto su conclusión el 2015.
- e) A fin de evaluar el cumplimiento de las funciones y logro de objetivos del personal se ha efectuado la Evaluación del Desempeño de la gestión 2015 emitiendo un informe CNDC, con resultados generales de cumplimiento del 94%.

**Plan 6: Aplicar eficientemente nuevas tecnologías.**

- a) Planificación y desarrollo del proyecto de implementación del SAP – BO en la Unidad de Administración y Finanzas.
- b) Base de datos Oracle Optimizada y documentación de actividades realizadas.
- c) Automatización del Sistema Integrado con avance según lo programado.

**Plan 7: Para brindar un servicio eficiente bajo el principio de mejora continua se tiene como objetivo mantener la Certificación del Sistema de Gestión de la Calidad**

Con este fin ha sido recertificado el Sistema de Gestión de la Calidad mediante Auditoría Externa efectuada por la empresa UNIT de Uruguay manteniendo la certificación ISO 9001:2008.

**Plan 8: Posicionar al CNDC como referente técnico en el sector energético del país.**

Se ha 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.

Gracias al esfuerzo y compromiso de todo el personal, el CNDC ha logrado consolidar su imagen como una entidad que desarrolla sus funciones definidas en el marco legal vigente, de manera eficiente, siendo considerada un referente técnico del Sector Eléctrico Boliviano.

Las actividades Estratégicas y Recurrentes desarrolladas por el CNDC favorecen a un mejor desempeño de sus funciones, beneficiando al Sector Eléctrico y al País.

Dentro de estos impactos tenemos:

- Disponer de profesionales bolivianos capacitados en el funcionamiento del SIN.
- Poner a disposición de los Agentes del MEM información con datos técnicos complementarios de las instalaciones del SIN.
- Brindar información que muestra el desempeño del SIN durante la gestión. Así mismo identifica aquellas condiciones operativas adversas que signifiquen un riesgo de abastecimiento a la demanda durante el periodo de estudio.
- Poner a disposición datos técnicos de las instalaciones del SIN que posibilita la realización de estudios eléctricos a los Agentes del MEM.
- Asegurar que el ingreso de nuevas instalaciones sean compatibles con las instalaciones del SIN a fin de evitar problemas en el funcionamiento y operación del SIN.
- Mejorar la calidad de suministro eléctrico en el SIN.
- Mantener y mejorar la confiabilidad de suministro en el SIN.
- Comunicar información operativa a las Autoridades y Agentes del Sector Eléctrico.
- Garantizar el despacho económico.
- Apoyo al Sector Eléctrico mediante la disponibilidad de documentación legal organizada y sistematizada.
- Asesorar al Comité en la emisión de resoluciones dentro el marco técnico legal de las Normas aplicables para su cumplimiento efectivo e imparcial.



División Programación

## ESTADOS FINANCIEROS

# AUDITADOS DEL CNDC

El CNDC es una entidad sin fines de lucro, de naturaleza pública 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° 340 de fecha 03 de diciembre de 2014, aprobó el Plan Operativo Anual y el presupuesto por un monto total de Bs 41,296,791.- según Resolución CNDC 340/2014-1.

### 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 2015  
(Expresado en bolivianos)

EGRESOS	PRESUPUESTO APROBADO Bs	PRESUPUESTO NETO Bs	EJECUCIÓN Bs	SALDO NETO Bs
Salarios	21,572,757	21,572,757	19,811,321	1,761,436
Alquileres	6,645,269	5,781,384	5,769,190	12,194
Consultoría y asesoría	2,641,607	2,598,821	276,342	2,322,479
Capacitación	1,171,691	1,115,283	717,551	397,732
Servicios	2,722,354	2,511,391	2,244,680	266,711
Gastos del CNDC	309,112	288,540	188,775	99,765
Materiales	160,596	139,719	110,637	29,082
Gastos varios	170,800	148,596	152,970	(4,374)
Inversiones	600,328	565,574	553,076	12,498
Sub Total	35,994,514	34,722,065	29,824,542	4,897,523
Impuestos no compensados	5,302,277	5,302,277	5,122,527	179,750
Totales	41,296,791	40,024,342	34,947,069	5,077,273



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**



A los Señores

Presidente y Representantes del

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

Cochabamba - Bolivia

1. Hemos examinado el estado de situación patrimonial del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA al 31 de diciembre de 2015, y los correspondientes estados de actividades, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2015 que se acompañan. Estos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) son responsabilidad de la Presidencia del Comité. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre éstos estados financieros basados en nuestra auditoría. Los estados financieros del Comité Nacional de Despacho de Cargo al 31 de diciembre de 2014, fueron examinados por otros auditores, cuyo informe del 13 de marzo de 2014 expresó una opinión sin salvedades sobre esos estados.
2. Efectuamos nuestro examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas. Estas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría para obtener razonable seguridad respecto a si los estados financieros están libres de presentaciones incorrectas significativas. Una auditoría incluye examinar, sobre una base de pruebas, evidencias que sustenten los importes y revelaciones en los estados financieros. Una auditoría también incluye evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la Presidencia, así como también evaluar la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestro examen proporciona una base razonable para nuestra opinión.
3. En nuestra opinión, los estados financieros 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 2015, los resultados de sus operaciones, evolución del patrimonio neto, y flujo de efectivo por el período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2015 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

## DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE



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.

ACEVEDO & ASOCIADOS

CONSULTORES DE EMPRESAS S.R.L.

MIEMBRO DE GRANT THORNTON INTERNATIONAL LTD

A large, stylized handwritten signature in black ink, likely belonging to Lic. Aud. Enrique Patrana Dávila.

Lic. Aud. Enrique Patrana Dávila (Socio)

CDA-98-D27 / CAUB - 2934

N.I.T. 994668014

Cochabamba, 18 de marzo de 2016

**COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA**

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 y 2014

(Expresado en bolivianos)

	2015 Bs	2014 (Reexpresado) Bs
<b>ACTIVO</b>		
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		
Disponible	5,308,038	4,279,289
Disponible comprometido	3,550,538	3,639,510
Cuentas por cobrar a agentes	3,770,036	3,587,466
Anticipo impuestos	2,229	2,235
Anticipo a proveedores	1,000	-
Anticipo al personal	-	1,040
Cuentas por cobrar al personal	1,186	1,236
Cuentas por cobrar varios	61,745	46,646
Licencia pagado por anticipado	191,109	177,156
Seguros pagados por anticipado	139	-
<b>Total activo corriente</b>	<b>12,886,020</b>	<b>11,734,578</b>
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		
Activo fijo neto	5,495,723	5,971,070
Inversiones	53,025	55,281
Estudios y proyectos	90,618	82,204
Activo fijo diferido	218,624	223,757
Activo intangible	542,539	501,782
Otros activos	983,054	737,608
<b>Total activo no corriente</b>	<b>7,383,583</b>	<b>7,571,702</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>20,269,603</b>	<b>19,306,280</b>

(Continua)



 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 SITUACIÓN PATRIMONIAL  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 y 2014  
(Expresado en bolivianos)

	2015 Bs	2014 (Reexpresado) Bs
<b>PASIVO</b>		
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
Proveedores	367,397	1,742,918
Cargos tarjeta de crédito	-	18,785
Cuentas por pagar varios	2,340	10,066
Obligaciones tributarias	433,367	355,636
Obligaciones sociales	1,367,490	2,225,784
Previsión para obligaciones varias	647,403	783,509
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>2,817,997</b>	<b>5,136,698</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		
Previsión para indemnizaciones	3,670,638	3,219,786
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>3,670,638</b>	<b>3,219,786</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>6,488,635</b>	<b>8,356,484</b>
<b>PATRIMONIO</b>		
Reserva patrimonial	1,000,000	1,000,000
Ajuste de capital	628,369	628,368
Reserva por resultado de inversiones	4,571,256	6,491,469
Reserva por revalúo técnico	135,392	135,392
Ajuste de reservas patrimoniales	2,313,580	2,395,263
Resultado de la gestión	5,132,371	299,304
<b>Total patrimonio</b>	<b>13,780,968</b>	<b>10,949,796</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>20,269,603</b>	<b>19,306,280</b>



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 ACTIVIDADES  
 POR LOS PERÍODOS COMPRENDIDOS ENTRE EL 1° DE ENERO  
 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014  
 (Expresado en bolivianos)

	2015 Bs	2014 (Reexpresado) Bs
<b>INGRESOS DE OPERACIÓN</b>		
Cuotas ordinarias agentes	34,007,854	32,098,358
Total ingresos	34,007,854	32,098,358
<b>EGRESOS DE OPERACIÓN</b>		
Gastos de administración	(15,256,239)	(17,370,378)
Costo de operación en despacho	(15,830,720)	(15,659,141)
Costos financieros	(38,349)	(24,138)
Total egresos de operación	(31,125,308)	(33,053,657)
Resultado operativo	2,882,546	(955,299)
<b>OTROS INGRESOS (EGRESOS)</b>		
Egresos de gestiones anteriores	43,320	(22,513)
Ingresos varios	104,762	-
Ingresos de gestiones anteriores	1,231	-
Excedentes presupuestarios	2,207,304	1,505,286
Gastos varios	(123,088)	(105,080)
Gastos por actividades ajenas	3	8
Rendimientos financieros	94,473	67,885
Mantenimiento de valor	(304)	(420)
Diferencia de cambio	(108)	(484)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(77,768)	(190,079)
Total otros ingresos	2,249,825	1,254,603
<b>RESULTADO DE LA GESTIÓN</b>	<b>5,132,371</b>	<b>299,304</b>

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

  
 Lic. Aud. Selma Barrientos Nauhs  
 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 1° DE ENERO  
 Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014  
 (Expresado en bolívianos)

	2015 Bs	2014 (Reexpresado) Bs
<b>FONDOS PROVENIENTES DE LAS OPERACIONES</b>		
Resultado de la gestión	5,132,371	299,304
<b>Ajustes para reconciliar la utilidad neta a los fondos provistos por las operaciones</b>		
Depreciación activo fijo	863,033	1,144,139
Amortización activo intangible	231,036	-
Provisión para indemnizaciones	1,364,784	1,317,909
Ajuste por reserva resultado de inversión	(2,207,305)	(599,436)
Ajuste de activos fijos e inversiones		(48,734)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(187,592)	409,357
	5,196,327	2,522,539

**Cambios en activos y pasivos que originan  
movimiento de fondos**

Disminución (incremento) en activos		
Disponible comprometido	88,972	(2,037,476)
Cuentas por cobrar a agentes	(182,570)	(139,743)
Anticipo a proveedores	(1,000)	-
Anticipo de impuestos	6	29,244
Anticipo al personal	1,040	6,911
Cuentas por cobrar al personal	50	3,115
Cuentas por cobrar varios	(15,099)	(16,426)
Servicio soporte y mantenimiento		
licencia pagado por anticipado	(13,953)	-
Seguros pagados por anticipado	(139)	-
Incremento (disminución) en pasivos y patrimonio		
Pago beneficios sociales	(782,556)	(733,143)
Cuentas por pagar agentes	-	(14,486)
Proveedores	(1,375,521)	992,246
Cuentas por pagar varios	(7,726)	1,692
Obligaciones tributarias	77,731	(42,640)
Obligaciones sociales	(858,294)	(325,463)
Provisión para obligaciones varias	(136,106)	(46,728)
Cargos por tarjeta de crédito	(18,785)	18,785
Total fondos provenientes de las operaciones	1,972,377	218,42



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 1° DE ENERO  
 Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014  
 (Expresado en bolivianos)

	2015	2014 (Reexpresado)
	Bs	Bs
<b>FONDOS APLICADOS A ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Adiciones de activos fijos	(383,929)	(299,503)
Compra de licencia	-	(177,156)
Aumento en estudios y proyectos	(11,768)	(82,204)
Aumento en la Reserva de Inversión		(1,526,997)
Activo fijo diferido	(3,997)	-
Activo diferido	-	(90,933)
Adiciones activo intangible	(268,392)	(331,486)
Otros activos	(275,542)	(26,895)
<b>Total fondos aplicados a actividades de inversión</b>	<b>(943,628)</b>	<b>(2,535,174)</b>
Incremento (Disminución) de fondos durante el período	1,028,749	(2,316,747)
Disponible al inicio de la gestión	4,279,289	6,596,036
Disponible al cierre de la gestión	5,308,038	4,279,289

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados.



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



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



Ing. Hernán Jaldín Florero  
**PRESIDENTE**

## NOTAS A LOS ESTADOS

**FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2015****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



Subestación Palca - ENDE

El Comité tiene como objetivo principal 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 óptima del SIN con sujeción a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos; sus funciones principales se encuentran definidas en el Artículo 19 de la Ley de Electricidad No. 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994 y en el Decreto Supremo No. 29624 de fecha 02 de julio de 2008 “Reglamento de Funciones y Organización del CNDC”, que fue modificado por la disposición final segunda del Decreto Supremo No. 071 de fecha 09 de abril de 2009 y el Decreto Supremo No. 29894 de fecha 07 de febrero de 2009; en dichas disposiciones, se establece que las funciones del CNDC son de mucha importancia 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.

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

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

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

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

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 en las empresas CORANI S.A., VALLE HERMOSO S.A. y GUARACACHI S.A..



Central Termoeléctrica Warnes - ENDE ANDINA

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.

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 son sujeción a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.

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

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

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

## POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

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

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

### Ejercicio

De acuerdo a la Ley 1606 del 22 de noviembre de 1994, la fecha de cierre de gestión para este tipo de empresas es el 31 de diciembre de cada año. El presente informe ha sido elaborado por el ejercicio de 12 meses comprendido entre el 1° de enero al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

### Estimaciones incluidas en los estados financieros

La preparación de estados financieros, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Bolivia, requiere que la Presidencia del Comité realice estimaciones y suposiciones que afectan los montos de activos, pasivos y la exposición de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. Las áreas de mayor importancia que requieren la utilización de estimaciones son la vida útil del activo fijo y la posibilidad de cobranza de cuentas por cobrar. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones realizadas por la Presidencia del Comité.

### Ajustes a moneda constante

Los estados financieros han sido preparados siguiendo las disposiciones establecidas en la Norma de Contabilidad N° 3 del Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia, revisada y modificada el 1° septiembre de 2007 vigente a partir del período anual que inicia el 1° de octubre de 2007, pudiendo aplicar esta

norma en período anterior; esta norma fue aprobada y homologada en la Reunión del Segundo Consejo Nacional Ordinario 2007 y promulgado por el Comité Ejecutivo Nacional del CAUB mediante Resolución N° CTNAC 01/2007 de fecha 8 de septiembre de 2007.

De conformidad con la Resolución CTNAC 01/2008 de fecha 11 de enero de 2008, del Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad, el Comité procedió a efectuar el ajuste por inflación de los rubros no monetarios del Balance General en la gestión 2015 y 2014, 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 2015, es de Bs 2,09888 por UFV y al 31 de diciembre de 2014 es de Bs 2,01324 por UFV.

Las cifras incluidas en los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, fueron reexpresadas a moneda del 31 de diciembre de 2015 para propósitos comparativos, exceptuando las cuentas de patrimonio, las cuales se presentan en moneda nacional de acuerdo a los documentos de constitución, exponiendo la reexpresión en la cuenta ajuste de capital y ajuste de reservas patrimoniales.

Según Ley N° 2434 de fecha 21 de diciembre de 2002, se estableció que los créditos y obligaciones impositivas se actualizarán en función a la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV), mismo que entro en vigencia a partir de mayo de 2003, según el Decreto Supremo N° 27028.

## 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 2015 y 2014 (Bs 6,96 por 1 USD). Las diferencias de cambio correspondientes se contabilizan en el resultado de la gestión.

## 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. Todos los activos fueron reexpresados en función de la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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

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

## Inversiones permanentes

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

## 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.

## Patrimonio

La institución procedió a ajustar el total del patrimonio, en base a lo dispuesto por la Norma de Contabilidad N° 3 del Consejo Técnico Nacional de Auditoría y Contabilidad del Colegio de Auditores de Bolivia, revisada y modificada el 1° septiembre de 2007 vigente a partir del período anual que inicia el 1° de octubre de 2007, actualizando en función a la variación en la cotización de la Unidad de Fomento a la Vivienda con respecto al boliviano. El ajuste correspondiente a las cuenta Reserva Patrimonial, se registran 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”.

## 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.

## 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.

## 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.

## Hechos posteriores

No se ha producido con posterioridad al 31 de diciembre de 2015 y hasta la emisión del presente informe, hechos o circunstancias que afecten en forma significativa los estados financieros del ejercicio terminado en esa fecha.



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**





## CONTENIDO

<b>RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2015</b>	<b>2</b>
PRESENTACIÓN	2
<b>SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	<b>3</b>
<b>MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA</b>	<b>4</b>
<b>DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	<b>4</b>
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
DEMANDA DE POTENCIA	7
<b>OFERTA DE GENERACIÓN</b>	<b>10</b>
CAPACIDAD DE GENERACIÓN	10
<b>OFERTA DE TRANSMISIÓN</b>	<b>14</b>
<b>DESPACHO DE CARGA</b>	<b>16</b>
EJECUCIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	18
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	20
INYECCIONES DE ENERGÍA	22
POTENCIA MÁXIMA TRANSMITIDA	24
POTENCIA FIRME DE GENERACIÓN, POTENCIA DE RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA	25
<b>DESEMPEÑO DEL SISTEMA</b>	<b>29</b>
<b>PRECIOS EN EL MERCADO SPOT</b>	<b>32</b>
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN	32
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN	34
FACTOR DE NODO DE ENERGÍA	36
PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT	37
PRECIOS DE POTENCIA EN EL MERCADO SPOT	37
PRECIOS DE TRANSPORTE EN EL STI	38
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS	39
<b>TRANSACCIONES ECONÓMICAS</b>	<b>40</b>
VENTAS EN EL MEM	40
COMPRAS EN EL MEM	40
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN	41
<b>ESTADÍSTICAS DEL PERIODO 1996 - 2015</b>	<b>44</b>

## RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2015

### PRESENTACIÓN

Durante la gestión 2015, 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 2015 alcanzó el valor más alto en los últimos 16 años, registrándose 7,945.9GWh, que representa un incremento de 468.3GWh ó el 6.3% respecto al año anterior; los Consumidores No Regulados demandaron el 6.2% 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 71.8 MW (5.5% de incremento respecto al año 2014); habiéndose registrado el valor máximo de 1,370.0 MW el día 22 de octubre del 2015.

La oferta de capacidad de generación tuvo un incremento neto de 216.27 MW, debido principalmente a la puesta en servicio de las Unidades WAR01, WAR02, WAR03, WAR04 Y WAR05 en Central termoeléctrica Warnes del Agente ENDE ANDINA, la puesta en servicio de las unidades MOS15 y MOS16 en la Central Termoeléctrica Moxos del Agente ENDE Generación, la puesta en servicio de las unidades SJA01 y SJA02 en la Central San Jacinto del Agente Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.

La producción de energía fue de 8,334.8GWh; de la cual, 2,439.6GWh corresponden a producción hidroeléctrica y 5,883.8GWh a producción termoeléctrica, que equivale al 29.3% y el 70.6% respectivamente. Por otro lado se considera la generación de 11.5GWh correspondiente a la producción de la Central Eólica Qollpana.

La energía no servida correspondió al 0.009% del consumo anual de energía registrado para la gestión 2015; para el 2014 fue de 0.022%.

Las ventas valorizadas en el Mercado Spot fueron de 375.25 millones de dólares, monto que corresponde a un incremento del 9.44% respecto a las ventas realizadas el año anterior.

El promedio ponderado del costo marginal de generación durante este año fue de 15.57 US\$/MWh, inferior en 9.59% con relación al del año 2014.

En cuanto al sistema de transmisión, ingresaron las líneas de transmisión Santivañez - Palca - Cumbre 230 kV mejorando la confiabilidad y capacidad de transporte hacia el área Norte. Asimismo, se reemplazaron dos transformadores de 25 MVA\_115/69 kV en subestación Vinto por otros dos de 50 MVA\_115/69 kV con objeto de aumentar la capacidad de transformación en la subestación mencionada. Por otra parte, ingreso la línea Yucumo - San Buenaventura 115 kV la cual permitirá la conexión al SIN del ingenio azucarero San Buenaventura y el suministro de energía a las poblaciones de Yucumo, Ixiamas y Rurrenabaque.

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 2015, 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, Chuquisaca y Tarija. La demanda total en el SIN equivale aproximadamente al 94% de la demanda total del país.

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

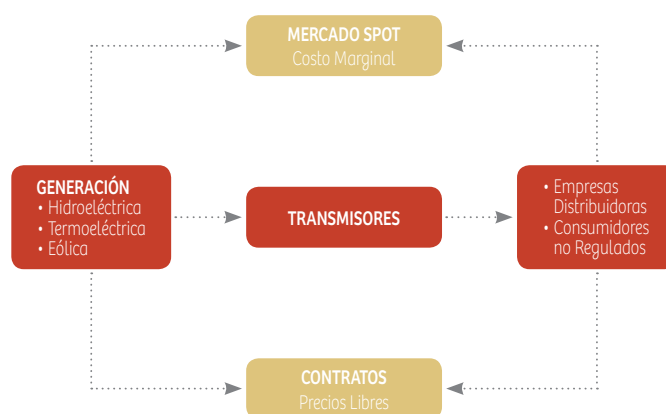


## MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

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

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

### CNDC: COORDINAR LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN, LA OPERACIÓN DEL SIN Y LA ADMINISTRACIÓN DEL MEM



## 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 2015, fueron: CRE y EMDEECRUZ en Santa Cruz, DELAPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFE0 en Oruro, CESSA en Chuquisaca, SEPSA en Potosí, ENDE DELBENI en Beni, ENDE en Potosí (Uyuni) y SETAR en Tarija.

Los Consumidores No Regulados que participaron en el MEM durante la gestión 2015, 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 2015, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista presentó un crecimiento de 6.3 % con relación al consumo de energía registrado el año 2014; como se muestra en el Cuadro 1, el consumo de energía registrado en la gestión 2015, alcanzó el valor de 7,945.9GWh.

**CUADRO 1**  
**CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - (GWh)**

Consumidores	Gestión		Variación
	2015	2014	%
CRE	2,940.5	2,727.7	7.8
EMDEECRUZ	0.0		N/A
CESSA	279.6	271.6	2.9
ELFEC	1,226.0	1,190.3	3.0
SEPSA	446.1	467.3	(4.5)
DELAPAZ	1,767.3	1,700.8	3.9
ENDE DELBENI	14.6		N/A
ELFEO	467.0	456.0	2.4
ENDE	157.4	146.0	7.8
SETAR (*)	153.7	23.7	547.2
NO REGULADOS	493.7	494.1	(0.1)
<b>Total</b>	<b>7,945.9</b>	<b>7,477.7</b>	<b>6.3</b>

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

*(\*) A partir de la gestión 2015, se considera la totalidad de la demanda de Tarija en el SIN.*

*N/A: No Aplica*

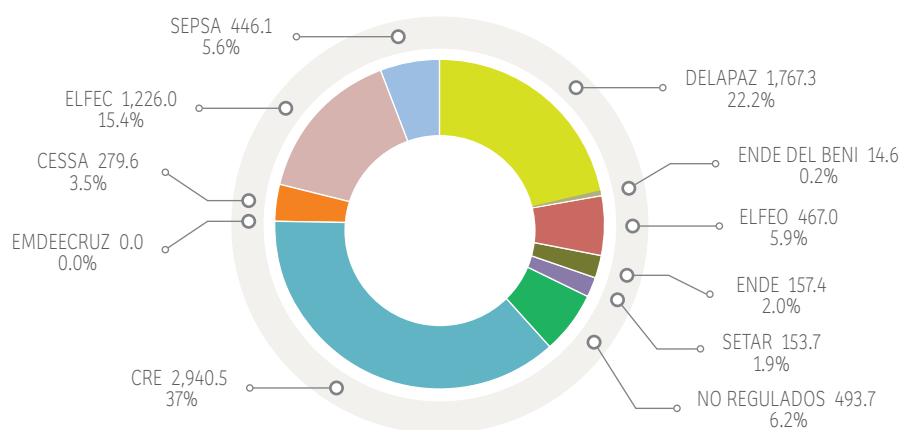
Autotransformador 2 en Subestación Vinto - ENDE TRANSMISIÓN



El consumo de energía en el SIN, está distribuido principalmente en las áreas Oriental (Santa Cruz) con el 37.0 %, Norte con el 22.4% (La Paz 22.2% y Beni 0.2%) y el resto del SIN con el 40.6 %. Asimismo, respecto a la gestión anterior, se observa un crecimiento importante en el consumo de energía: SETAR, ENDE, CRE, DELAPAZ, ELFEC, CESSA y ELFEO observándose un decremento tanto en SEPSA como en los 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 2015.

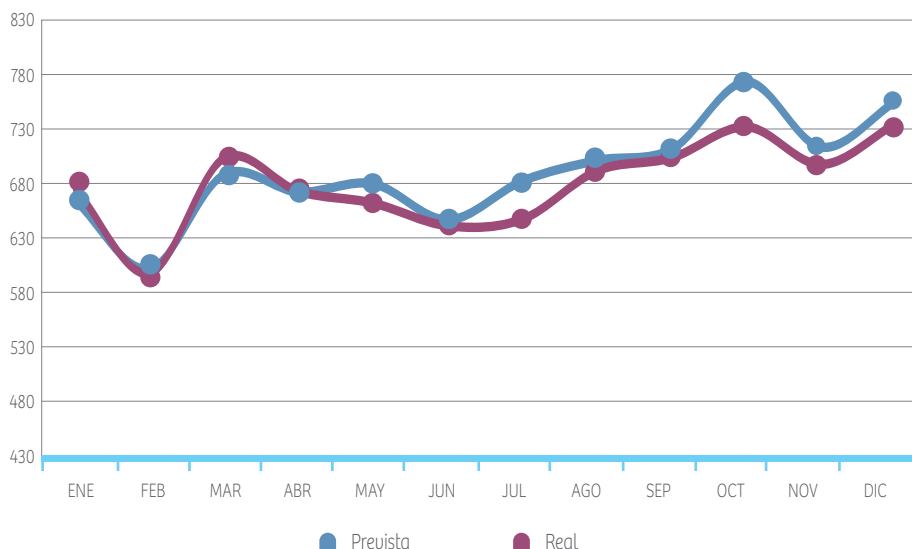
**GRÁFICO 1**  
**COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM (GWh) - AÑO 2015**



De acuerdo con la información de mediano plazo, el consumo de energía en el SIN previsto para el año 2015 debía ser de 8,059.68GWh, que en comparación con el consumo real registrado de 7,945.92GWh, refleja una desviación de -1.43%.

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

**GRÁFICO 2**  
**DEMANDA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2015**



Nota.- La Demanda Prevista no considera la proyección de demanda de Huanuni debido a que la misma no ingresó durante la gestión 2015.

## Demanda de Potencia

La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2015, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, alcanzó los 1,370.0 MW; la misma, ocurrió el día jueves 22 de octubre a horas 19:30, presentando un incremento del 5.5% respecto a la registrada en la gestión 2014.

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
	2015	2014	%
Santa Cruz	561.9	537.7	4.5
La Paz	325.6	310.5	4.9
Cochabamba	222.8	212.9	4.7
Oruro	82.6	79.1	4.5
Sucre	50.2	48.1	4.4
Potosí	60.6	62.1	(2.4)
Punutuma - Tupiza	17.9	17.5	2.1
Beni	30.1	26.5	13.3
Tarija (**)	28.1	8.6	226.1
Villamontes	6.8	6.1	10.1
Yacuiba	15.2	14.0	8.6
No Regulados	70.4	69.2	1.8
Otros(*)	5.4	4.7	15.7
<b>Sistema</b>	<b>1,370.0</b>	<b>1,298.2</b>	<b>5.5</b>

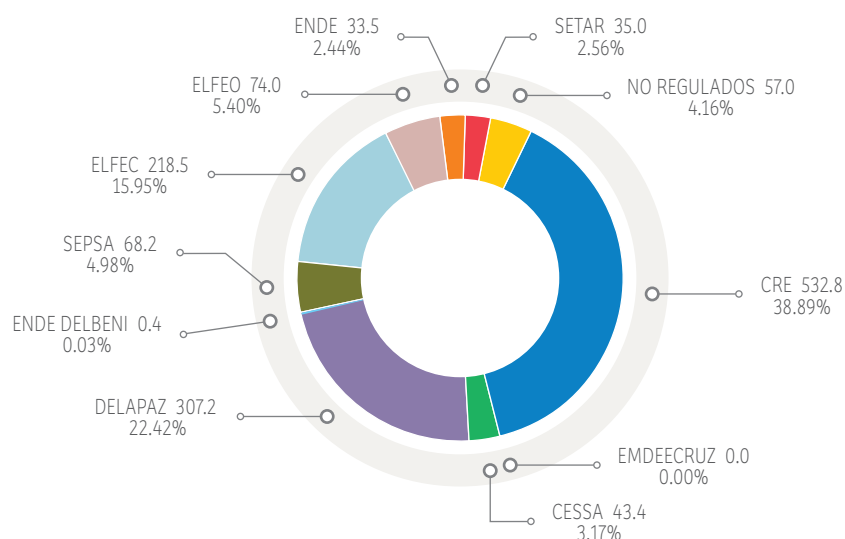
(\*) Mariaca, Las Carreras, Uyuni y Tazna

(\*\*) A partir de la gestión 2015, se considera la totalidad de la demanda de Tarija en el SIN.

N/A: No Aplica

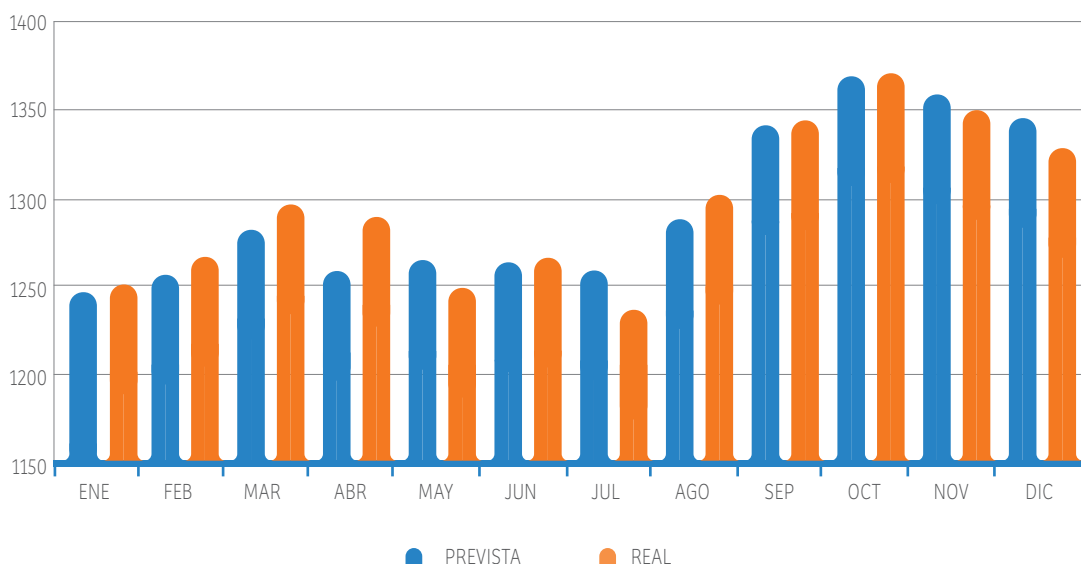
La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual del SIN se presenta en el Gráfico 3:

**GRÁFICO 3**  
**PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2015**



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

**GRÁFICO 4**  
**DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA PREVISTA Y REAL (MW) - AÑO 2015**

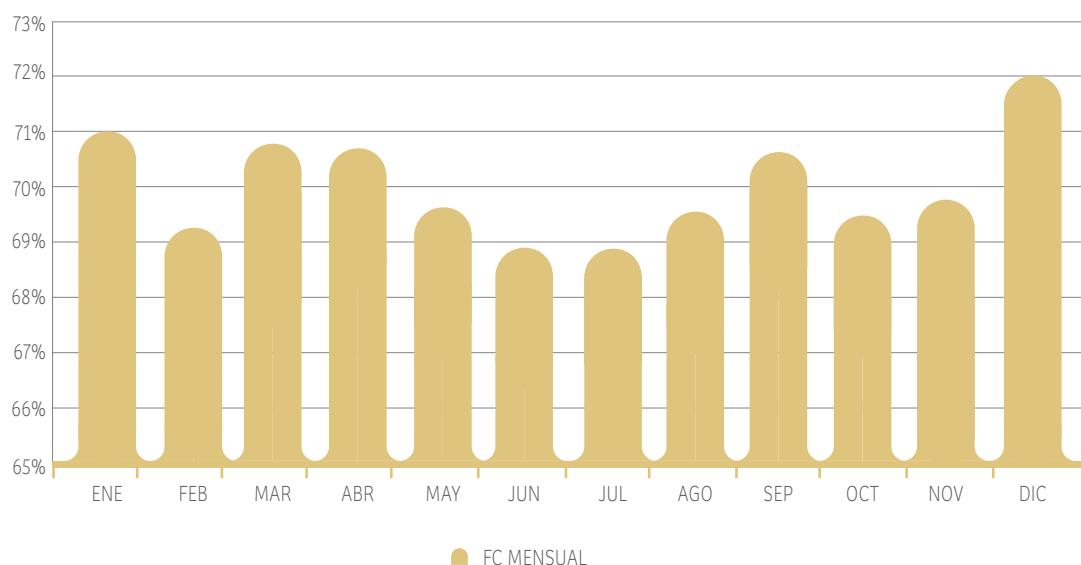


*Nota.- La Demanda Prevista no considera la proyección de demanda de Huanuni debido a que la misma no ingresó durante la gestión 2015.*

El factor de carga anual de los consumos fue de 66.2 %, considerando la demanda máxima de 1,370.0 MW y el consumo de energía de 7,945.8 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 68.9% y 72.0%.

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



Para efectos del MEM, la potencia que los Consumidores remuneran a los Generadores, se basa en la participación de su demanda coincidental con la demanda máxima registrada en todo el SIN (Potencia de Punta). El 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 2015, se dio el día jueves 22 de octubre a horas 19:30 con un valor de 1,370.0 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 2014 - octubre 2015 y noviembre 2013 - octubre 2014.

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

Consumidores	Gestión		Variación
	2015	2014	%
CRE	532.8	499.9	6.6
DELAPAZ	307.2	291.9	5.2
ELFEC	218.5	212.4	2.9
ELFEO	74.0	77.9	(5.0)
CESSA	43.4	47.8	(9.1)
SEPSA	68.2	72.1	(5.4)
ENDE	33.5	30.3	10.5
SETAR (*)	35.0	12.9	172.4
ENDE DELBENI	0.4		N/A
EMDEECRUZ	0.0		N/A
NO REGULADOS	57.0	53.1	7.3
<b>Total Coincidental</b>	<b>1,370.0</b>	<b>1,298.2</b>	<b>5.5</b>

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

*(\*) A partir de la gestión 2015, se considera la totalidad de la demanda de Tarija en el SIN.*

*N/A: No Aplica*



## OFERTA DE GENERACIÓN

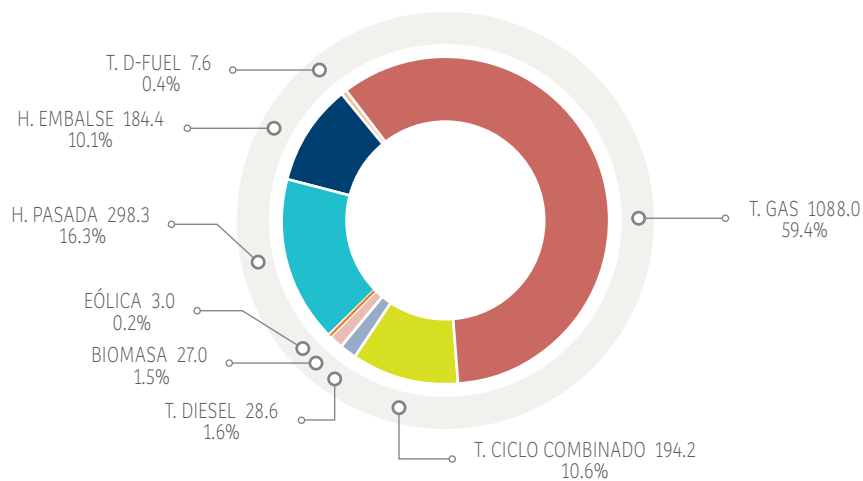
### Capacidad de Generación

El parque hidroeléctrico está compuesto por centrales de pasada (Zongo, Taquesi, Yura y Quehata), centrales con embalse (Corani, Miguillas y San Jacinto) 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, turbinas a vapor que operan 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, motores a diesel oil (Central Moxos) y aerogeneradores en Central Eólica Qollpana.

En el Gráfico 6 se ha desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2015 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.

**GRÁFICO 6**  
**CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) - AÑO 2015**



La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2015 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 1,830.96 MW; de los cuales 482.7 MW (26.4%) corresponden a centrales hidroeléctricas, 1,318.3 MW (72.0%) a centrales termoeléctricas, 3 MW (0.2%) corresponden a la central eólica Qollpana y 27.0 MW (1.5%) corresponden a centrales que operan con biomasa, 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 2015**

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Termoeléctricas (*)	Capacidad (MW)	Biomasa	Capacidad (MW)
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (36°C)	322.1	Guabirá	21.0
Sistema Zongo	188.0	Santa Cruz (36°C)	38.4	Unagro	6.0
Sistema Miguillas	21.1	Warnes (36°C)	199.2		
Sistema Taquesi	89.3	Aranjuez (25°C)	33.9	<b>Eólicas</b>	<b>Capacidad (MW)</b>
Kanata	7.5	Karachipampa (19°C)	13.4		
Sistema Yura	19.0	Kenko (18°C)	17.8	Qollpana	3.0
Sistema Quehata	2.0	Valle Hermoso (28°C)	107.7		
San Jacinto	7.0	Carrasco (37°C)	122.9		
		Bulo Bulo (37°C)	135.4		
		Entre Ríos (37°C)	105.2		
		Del Sur (38°C)	147.6		
		El Alto (18°C)	46.2		
		Moxos	28.6		
<b>Subtotal</b>	<b>482.7</b>	<b>Subtotal</b>	<b>1,318.3</b>	<b>Subtotal</b>	<b>30.0</b>
<b>Capacidad Total: 1,830.96 MW</b>					

(\*) A la temperatura máxima probable

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

En el año 2015, el parque de generación se modificó de la siguiente manera:

El 23 de enero se retiró del parque generador termoeléctrico la unidad generadora ARJ10 (1.49 MW), en cumplimiento a lo establecido en la Resolución AE N° 026/2015.

El 23 de febrero ingresó en Operación Comercial la unidad generadora WAR01, con una potencia efectiva de 44.55 MW.

El 25 de febrero se incorporaron los excedentes del Autoproductor YPFB Refinación S.A. al SIN.

El 22 de junio ingresó en Operación Comercial la unidad generadora WAR03, con una potencia efectiva de 43.85 MW.

El 2 de septiembre ingresó en Operación Comercial la unidad generadora WAR02, con una potencia efectiva de 44.33 MW.

El 3 de septiembre ingresó en Operación Comercial la unidad generadora WAR04, con una potencia efectiva de 44.89 MW.

El 11 de septiembre ingresó en Operación Comercial la unidad generadora WAR05, con una potencia efectiva de 44.33 MW.

El 3 de octubre a solicitud de los Agentes ENDE ANDINA y CECBB S.A. mediante notas CBBEA-3288/15 y CECBB-EA-0659-15 respectivamente, se modificaron las capacidades efectivas de las unidades BUL03 (44.02 MW), WAR01 (44.92 MW) y WAR03 (44.67 MW).

El 1 de diciembre ingresaron en Operación Comercial las unidades generadoras MOS15 (1.43 MW) y MOS16 (1.43 MW).

La capacidad total en el sistema fue de 1,830.96 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, 37°C en Carrasco, 37°C en Bulu Bulu, 37°C en Entre Ríos, 28°C en Valle Hermoso, 25°C en Aranjuez, 18°C en Kenko, 19°C en Karachipampa, 38°C en Termoeléctrica Del Sur y 36°C en Termoeléctrica Warnes.

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

La capacidad neta de generación fue suficiente para cubrir la demanda máxima del SIN a lo largo del año, el balance de potencia a nivel de bornes de generador, se presenta en el Cuadro 5:

**CUADRO 5**  
**BALANCE DE POTENCIA EN BORNES (MW) - 2015**

MES	Capacidad Bruta					Potencia Indisponible			Potencia Limitada Térmica	Potencia Limitada Biomasa	Potencia Limitada Hidro	Capacidad Total Disponible	Demanda Máxima		Margen de Reserva	
	Termoeléctrica	Biomasa	Hidroeléctrica	Eólica	Total	Térmica	Biomasa	Hidro					Bornes	Retiros	MW	% (*)
ENERO (1)	1,167.99	27.50	475.69	3.00	1,674.2	90.3	27.5	11.1	6.6	0.0	0.0	1,538.7	1,313.9	1,249.8	224.8	14.6
FEBRERO (2)	1,149.15	27.50	475.69	3.00	1,655.3	69.4	27.5	24.1	23.1	0.0	0.0	1,511.3	1,331.9	1,265.7	179.3	11.9
MARZO (3)	1,199.72	27.50	475.69	3.00	1,705.9	67.2	27.5	26.2	18.1	0.0	0.0	1,566.9	1,361.4	1,296.1	205.4	13.1
ABRIL	1,219.36	27.50	475.69	3.00	1,725.5	70.8	27.5	14.5	9.9	0.0	0.0	1,602.8	1,354.8	1,288.4	248.0	15.5
MAYO	1,224.49	27.00	475.69	3.00	1,730.2	189.1	27.0	11.1	52.3	0.0	0.0	1,450.7	1,309.3	1,247.5	141.4	9.7
JUNIO	1,221.98	27.00	475.69	3.00	1,727.7	258.1	27.0	11.3	55.6	0.0	0.0	1,375.6	1,329.8	1,265.3	45.8	3.3
JULIO	1,245.36	27.00	475.69	3.00	1,751.0	207.3	0.0	51.2	11.5	0.0	0.0	1,481.0	1,295.4	1,235.3	185.6	12.5
AGOSTO (5)	1,238.43	27.00	482.69	3.00	1,751.1	233.9	0.0	10.8	10.0	0.0	0.0	1,496.5	1,359.3	1,300.3	137.2	9.2
SEPTIEMBRE (6),(7),(8)	1,345.58	27.00	482.69	3.00	1,858.3	124.2	0.0	29.1	26.8	0.0	0.0	1,678.2	1,414.6	1,343.1	263.6	15.7
OCTUBRE (9)	1,350.58	27.00	482.69	3.00	1,863.3	96.0	0.0	18.1	13.4	0.0	0.0	1,735.7	1,441.0	1,370.0	294.7	17.0
NOVIEMBRE	1,369.43	27.00	482.69	3.00	1,882.1	98.4	0.0	36.2	30.4	0.0	0.0	1,717.2	1,409.3	1,349.4	307.9	17.9
DICIEMBRE (10)	1,373.17	27.00	482.69	3.00	1,885.9	154.0	0.0	21.9	0.0	0.0	0.0	1,709.9	1,388.3	1,327.3	321.7	18.8

(\*) LA CAPACIDAD DE LAS UNIDADES TÉRMICAS CORRESPONDE A LA TEMPERATURA EN QUE SE REGISTRÓ LA MÁXIMA DEMANDA.

(1) RESOLUCIÓN AE N°026/2015 DEL 21/01/2015 AUTORIZA EL TRASLADO DE LA UNIDAD ARJIO (1.49 MW) A SAN MATÍAS.

(2) OPERACIÓN COMERCIAL DE LA UNIDAD WAR01 EL 23/02/2015 (39.77 MW).

(3) NOTA AE-491-DPT-57/2015 EL 06/03/2015 INFORMANDO QUE LA UNIDAD MOA12 YA NO CUENTA CON LICENCIA DE GENERACIÓN Y SE TRASLADÓ A SAN MATÍAS.

(4) OPERACIÓN COMERCIAL DE LA UNIDAD WAR03 EL 22/06/2015 (39.14 MW).

(5) OPERACIÓN COMERCIAL DE LA CENTRAL SAN JACINTO EL 31/08/2015 (7 MW) SEGÚN RESOLUCIÓN AE N° 718/2015.

(6) OPERACIÓN COMERCIAL DE LA UNIDAD WAR02 EL 02/09/2015 (39.58 MW).

(7) OPERACIÓN COMERCIAL DE LA UNIDAD WAR04 EL 03/09/2015 (40.07 MW).

(8) OPERACIÓN COMERCIAL DE LA UNIDAD WAR05 EL 11/09/2015 (39.57 MW).

(9) EL 03/10/2015 INCREMENTO DE LA CAPACIDAD EFECTIVA DE LA UNIDAD BULO3 (48.95 MW).

(10) OPERACIÓN COMERCIAL DE LAS UNIDADES MOS15 (1.43 MW) Y MOS16 (1.43 MW) EL 01/12/2015.

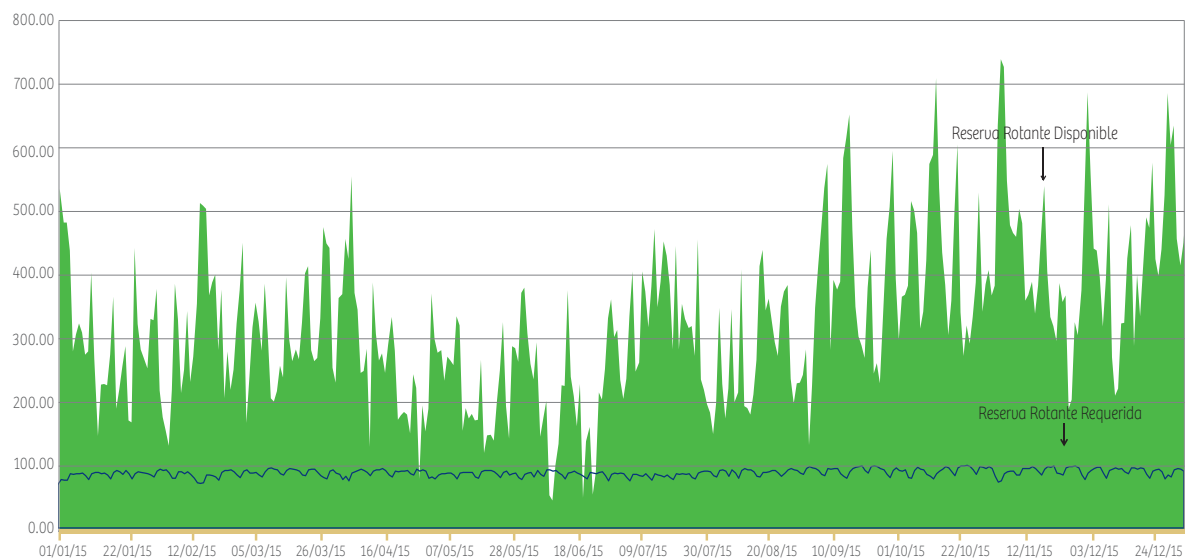
Como se observa en el Gráfico 7, para poder brindar un servicio continuo durante algunos periodos, fue necesario operar el parque generador con un margen de reserva inferior al establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo – CDM.

Montaje Subestación Palca



Como se observa en el Gráfico 7, se ha operado el parque generador con un margen de reserva superior al establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo – CDC, exceptuando algunos períodos durante la gestión 2015.

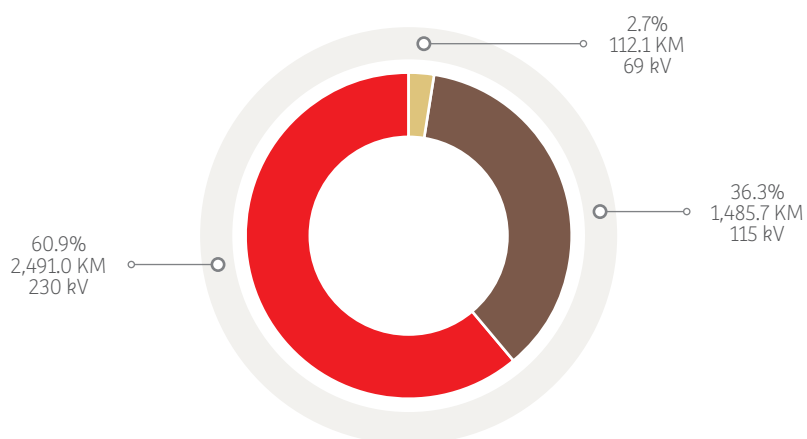
**Gráfico 7**  
**MARGEN DE RESERVA - GESTIÓN 2015**



## OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2015 está compuesto por 2,491.0 km de líneas en 230 kV; 1,485.7 km de líneas en 115 kV y 112.1 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 4,088.8 km de líneas de transmisión, cuyo detalle se presenta en el Gráfico 8:

**GRÁFICO 8**  
**LONGITUD DE LÍNEAS POR NIVEL DE TENSIÓN (KM)**



La capacidad de transformación de este sistema es de 1,960.5 MVA. En los Cuadros 6, 7 y 8 se presentan algunas características de líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores del STI.



Autotransformador 2 en Subestación Vinto - ENDE TRANSMISIÓN

**CUADRO 6**  
**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI**

Tensión	Tramo	Longitud (Km)
230 kV	Carrasco - Chimoré	75.33
	Carrasco - Warnes	162.11
	Carrasco - Santiuáñez	225.60
	Chimoré - San José	78.84
	Magocruz - Vinto Capacitor	193.42
	San José - Valle Hermoso	59.57
	Santiuáñez - Vinto	123.73
	Valle Hermoso - Santiuáñez	22.65
	Warnes - Guaracachi	50.33
	Las Carreras - Tarija	74.24
	Palca - Cumbre	31.00
	Punutuma - Las Carreras	181.13
	Santiuáñez - Palca I	244.00
	Santiuáñez - Palca II	244.00
	Tarija - Yaguacua	138.00
	Arboleda - Urubó	62.00
	Carrasco - Arboleda	102.00
	Santiuáñez - Sucre	246.00
	Sucre - Punutuma	177.00
	<b>Subtotal</b>	<b>2,490.95</b>
115 kV	Arocagua - Valle Hermoso I	5.39
	Arocagua - Valle Hermoso II	5.39
	Caranavi - Chuspipata	63.89
	Cataricagua - Cataui	33.50
	Cataui - Ocurí	97.81
	Cataui - Sacaca	43.38
	Chuspipata - Cumbre	45.03
	Corani - Santa Isabel	6.39
	Corani - Arocagua	38.11
	Kenko - Senkata I	6.28
	Kenko - Senkata II	7.95
	Ocurí - Potosí	84.36
	Punutuma - Atocha	104.42
	Sacaba - Arocagua	14.94
	Santa Isabel - Sacaba	31.36
	Santa Isabel - San José	8.93
	Senkata - Magocruz	7.76
	Tap Coboce - Sacaca	41.93
	Tap Coboce - Valle Hermoso	45.47
	Valle Hermoso - Vinto	148.02
	Vinto - Cataricagua	43.27
	Bolognia - Cota Cota	5.06
	Bolognia - Tap Bahai	2.31
	Cataricagua - Lucianita	4.85
	Caranavi - Yucumo	104.50
	Kenko - Mallasa	11.15
	Mallasa - Cota Cota	4.58
	Pampahasi - Tap Bahai	2.15
	Pampahasi - Cumbre	12.60
	Potosí - Punutuma	73.21
	San Borja - San Ignacio de Moxos	138.50
	San Ignacio de Moxos - Trinidad	84.80
	Yucumo - San Borja	40.40
	Yucumo - San Buenaventura	118.00
	<b>Subtotal</b>	<b>1,485.69</b>
69 kV	Aranjuez - Mariaca	42.85
	Aranjuez - Sucre	12.01
	Don Diego - Karachipampa	15.99
	Don Diego - Mariaca	31.24
	Karachipampa - Potosí	10.02
	<b>Subtotal</b>	<b>112.11</b>
<b>Total</b>		<b>4,088.75</b>

**CUADRO 7**  
**TRANSFORMADORES EN EL STI**

Tipo	Subestación	MVA
Transformación 230/115 kV	Magocruz (*)	150.00
	Punutuma (*)	100.00
	San José (*)	75.00
	Valle Hermoso (*)	150.00
	Vinto (*)	100.00
	Warnes (*)	150.00
	Cumbre (*)	150.00
	Tarija (*)	75.00
	Arboleda (*)	100.00
	Sucre (*)	100.00
	<b>Subtotal</b>	<b>1,150.00</b>
Transformación 230/69 kV	Guaracachi (*)	150.00
	Yaguacua (*)	75.00
	Punutuma (*)	60.00
	Sucre (*)	60.00
	Urubó (*)	150.00
	<b>Subtotal</b>	<b>495.00</b>
Transformación 115/69 kV	Atocha	25.00
	Cataui	25.00
	Potosí	50.00
	Vinto	100.00
	<b>Subtotal</b>	<b>200.00</b>
Transformación 115/10 kV	Lucianita	50.00
	<b>Subtotal</b>	<b>50.00</b>
Transformación 115/24.9 kV	Trinidad	25.00
	<b>Subtotal</b>	<b>25.00</b>
Transformación 115/34.5 kV	San Borja	3.00
	San Ignacio de Moxos	12.50
	Yucumo	12.50
	<b>Subtotal</b>	<b>28.00</b>
Transformación 230/24.9 kV	Las Carreras	12.50
	<b>Subtotal</b>	<b>12.50</b>
<b>Total</b>		<b>1,960.50</b>

(\*) Unidades Monofásicas

**CUADRO 8**  
**CAPACITORES Y REACTORES EN EL STI**

Tipo	Subestación	Tensión kV	MVAr
Capacitores en derivación	Aranjuez	69	7.20
	Atocha	69	7.20
	Cataui	69	7.20
	Kenko	69	12.00
	Kenko	115	12.00
	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
	<b>Subtotal</b>		<b>102.60</b>
Capacitor serie	Vinto	230	54.85
	<b>Subtotal</b>		<b>54.85</b>
Reactores de línea/barra	Carrasco	230	1 x 12.0 + 1 x 21.0
	Santiváñez	230	1 x 15.6 + 1 x 12.0
	Vinto	230	21.00
	San Ignacio de Moxos	115	9.00
	Yucumo	115	5.00
	Las Carreras	230	21.00
	Palca	230	2 x 12.0
	Santiváñez	230	2 x 18.0
	Yaguacua	230	15.00
	Punutuma	230	2 x 12.0
	Sucre	230	2 x 12.0
	Urubó	230	12.00
	<b>Subtotal</b>		<b>251.60</b>

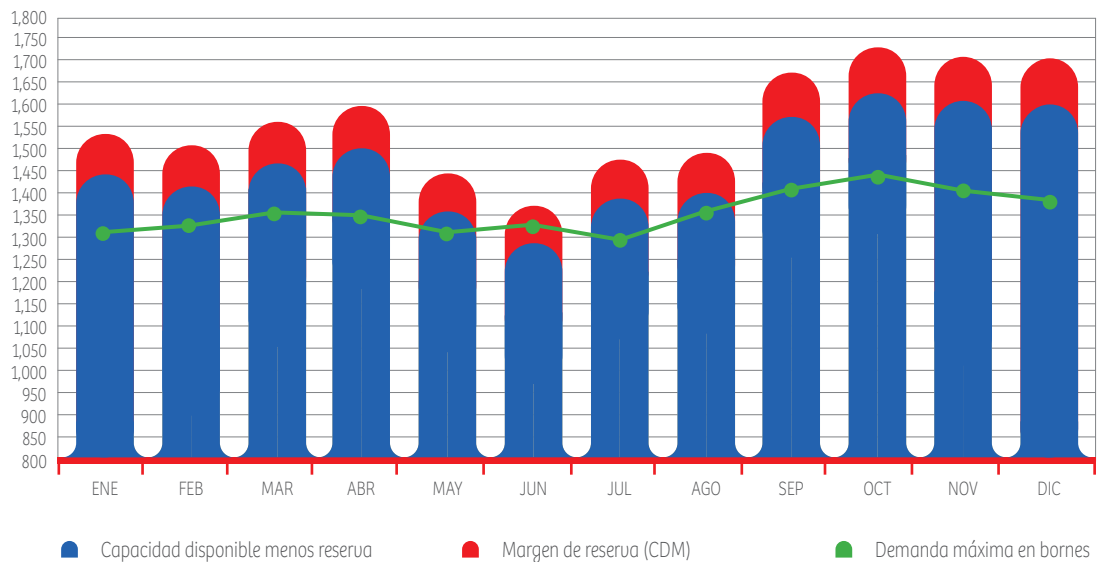
## DESPACHO DE CARGA

En general, durante la gestión 2015 se realizó el despacho de carga procurando la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, la presencia de algunos eventos importantes, como ser la indisponibilidad de las unidades KEN01 (365 días), SAI (240.7 días), BUL02 (214 días), VHE06 (165 días), ALT01 (147.4 días), GCH04 (137.7 días), entre otras, afectaron la calidad de servicio en las áreas Norte, Central y Oriental, principalmente.

Durante la operación del Sistema, en todo momento se procuró atender toda la demanda del SIN, no obstante, en algunos períodos cortos se operó fuera de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas en la normativa, en lo que hace a reserva rotante y regulación de voltaje. Se destacan las fallas en las unidades generadoras de la central La Tablada, la línea Cumbre - Chuspipata 115 kV, autotransformador ATVIN11501, que ocasionaron el colapso de las áreas Tarija, Trinidad y Oruro, respectivamente.

En el Gráfico 9 se puede apreciar el uso de la reserva en el suministro de la demanda máxima de cada mes durante el año, la línea verde representa a la demanda máxima, cuando esta cae dentro la sección roja del gráfico significa que se encuentra trabajando haciendo uso del margen de reserva especificado en las CDM, cuando la línea se encuentra dentro el área azul del gráfico esto significa que la demanda se encuentra por debajo de la Capacidad disponible, sin hacer uso del margen de reserva.

**GRÁFICO 9**  
**OFERTA DE GENERACIÓN (MW)**



## Ejecución de la programación del despacho de carga

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y el realizado, muestran una diferencia anual de 0.52% (43.1GWh); estas desviaciones se ilustran en el Cuadro 9 y en el Gráfico 10.

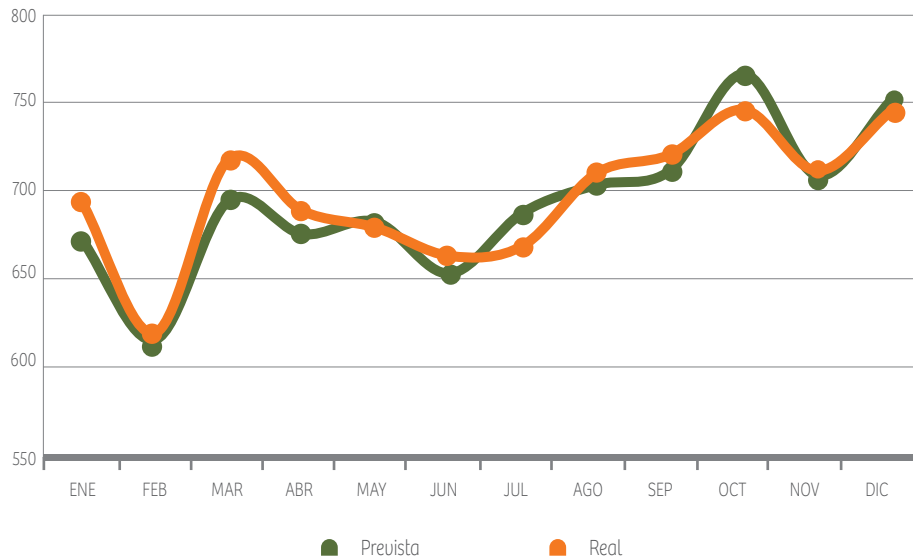
**CUADRO 9**  
**PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - 2015**

Central	Programación Semestral	Despacho Realizado	Diferencia
<b>Hidroeléctricas</b>			
Sistema Zongo	943.8	944.1	0.3
Sistema Corani	966.4	937.7	(28.6)
Sistema Taquesi	373.0	343.7	(29.4)
Sistema Yura	70.9	77.6	6.7
Sistema Miguillas	103.3	106.6	3.2
Kanata	20.2	17.6	(2.6)
Sistema Quehata	8.0	8.3	0.3
San Jacinto	2.2	4.0	1.8
<b>Subtotal</b>	<b>2,487.9</b>	<b>2,439.6</b>	<b>(48.3)</b>
<b>Eólicas</b>			
Sistema Qollpana	12.0	11.5	(0.6)
<b>Subtotal</b>	<b>12.0</b>	<b>11.5</b>	<b>(0.6)</b>
<b>Biomasa</b>			
Guabirá	64.7	62.1	(2.6)
Unagro	34.0	16.9	(17.1)
<b>Subtotal</b>	<b>98.8</b>	<b>79.1</b>	<b>(19.7)</b>
<b>Termoeléctricas</b>			
Guaracachi	1,546.6	1,704.5	157.9
Santa Cruz	25.0	79.3	54.3
Carrasco	288.0	516.3	228.4
Bulo Bulo	746.7	600.3	(146.4)
Valle Hermoso	258.7	260.6	1.8
Aranjuez	65.9	119.3	53.5
El Alto	298.0	292.9	(5.1)
Kenko	9.5	30.0	20.4
Karachipampa	75.3	79.7	4.3
Entre Ríos	233.0	324.2	91.2
Del Sur	1,082.4	1,104.4	21.9
Warnes	1,001.2	606.8	(394.4)
Moxos	62.6	86.5	23.9
<b>Subtotal</b>	<b>5,692.9</b>	<b>5,804.7</b>	<b>111.7</b>
<b>Total</b>	<b>8,291.7</b>	<b>8,334.8</b>	<b>43.1</b>

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

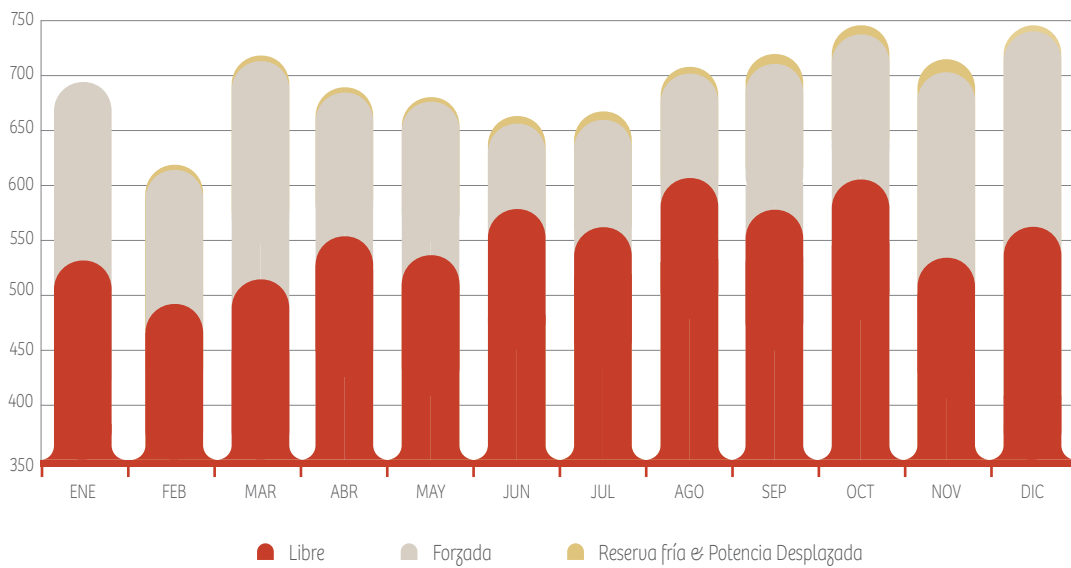
Se observa que el despacho de unidades termoeléctricas fue mayor al previsto en 1.9% (111.7GWh), debido a que la producción de energía realizada por unidades hidroeléctricas tuvo un decremento de 2.0% (-48.3GWh).

**GRÁFICO 10**  
**PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2015**



En el despacho de carga realizado, del total de energía despachada en el año 2015, el 80.0% corresponde a generación libre, el 19.5% corresponde a la generación forzada y el 0.5% corresponde unidades de Reserva Fría y Potencia Desplazada, según se ilustra en el Gráfico 11.

**GRÁFICO 11**  
**COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2015**



## Producción de energía

En el año 2015, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 8,334.8GWh; este valor es 6.4% mayor que la producción del año 2014. Asimismo, en el Cuadro 10 se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 29.3 % del total, la producción termoeléctrica con el 79.1 %, la producción eólica con el 0.1 % y la biomasa con el 0.9 %.

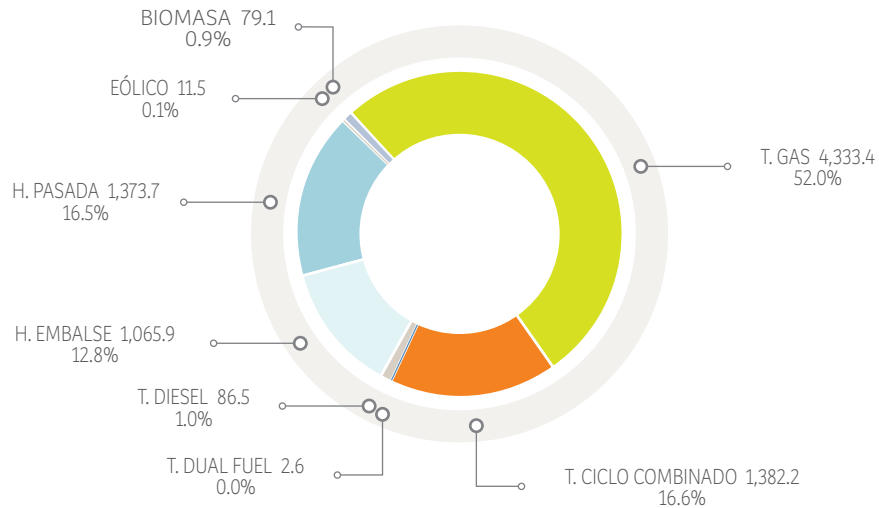
**CUADRO 10**  
**PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)**

Centrales	Gestión		Variación %
	2015	2014	
<b>Hidroeléctricas</b>	<b>29.3%</b>	<b>28.5%</b>	
Sistema Zongo	944.1	887.0	6.4
Sistema Corani	937.7	923.4	1.6
Sistema Taquesi	343.7	202.5	69.7
Sistema Yura	77.6	85.1	(8.8)
Sistema Miguillas	106.6	108.0	(1.4)
Sistema Kanata	17.6	19.8	(11.1)
Quehata	8.3	7.2	15.7
San Jacinto	4.0		N/A
<b>Subtotal</b>	<b>2,439.6</b>	<b>2,233.0</b>	<b>9.3</b>
<b>Eólicas</b>	<b>0.1%</b>	<b>0.1%</b>	
Sistema Qollpana	11.5	8.2	40.4
<b>Subtotal</b>	<b>11.5</b>	<b>8.2</b>	<b>N/A</b>
<b>Biomasa</b>	<b>0.9%</b>	<b>1.0%</b>	
Guabirá	62.1	65.7	(5.4)
Unagro	16.9	10.6	59.6
<b>Subtotal</b>	<b>79.1</b>	<b>76.3</b>	<b>3.6</b>
<b>Termoeléctricas</b>	<b>69.6%</b>	<b>70.4%</b>	
Guaracachi	1,704.5	1,764.4	(3.4)
Santa Cruz	79.3	74.0	7.1
Carrasco	516.3	815.8	(36.7)
Bulo Bulo	600.3	709.1	(15.4)
Valle Hermoso	260.6	458.9	(43.2)
Aranjuez	119.3	168.4	(29.1)
El Alto	292.9	182.6	60.4
Kenko	30.0	90.5	(66.9)
Karachipampa	79.7	61.0	30.6
Entre Ríos	324.2	705.4	(54.0)
Moxos	86.5	93.0	(7.0)
Del Sur	1,104.4	396.0	178.9
Warnes	606.8		N/A
<b>Subtotal</b>	<b>5,804.7</b>	<b>5,519.0</b>	<b>5.2</b>
<b>Total</b>	<b>8,334.8</b>	<b>7,836.4</b>	<b>6.4</b>

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras  
N/A: No Aplica

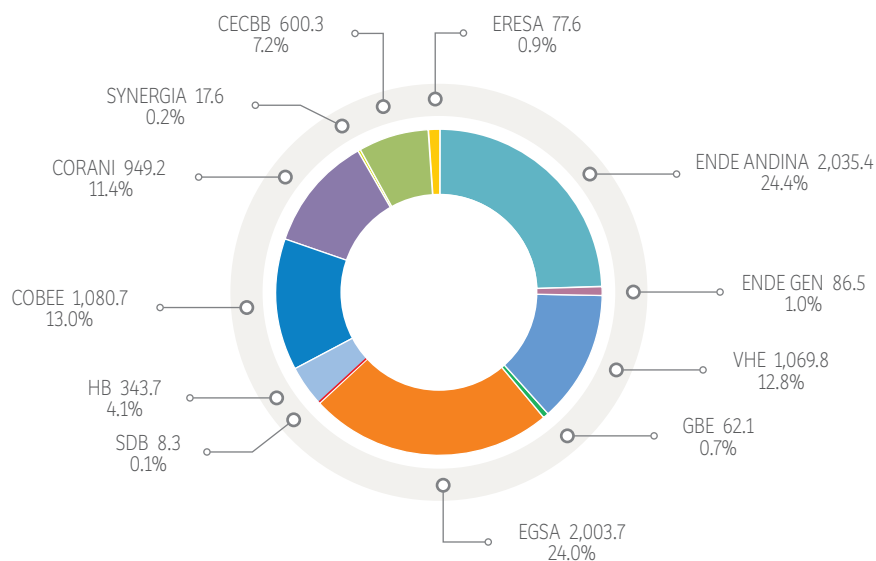
El Gráfico 12 presenta la Producción Bruta de Energía, clasificada según el tipo de central: centrales Termoeléctricas a Gas, a Diesel, Biomasa, Dual Fuel, Ciclo Combinado, centrales Hidroeléctricas de Embalse y de Pasada y la generación del Sistema Eólico Qollpana.

**GRÁFICO 12**  
**GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - 2015**



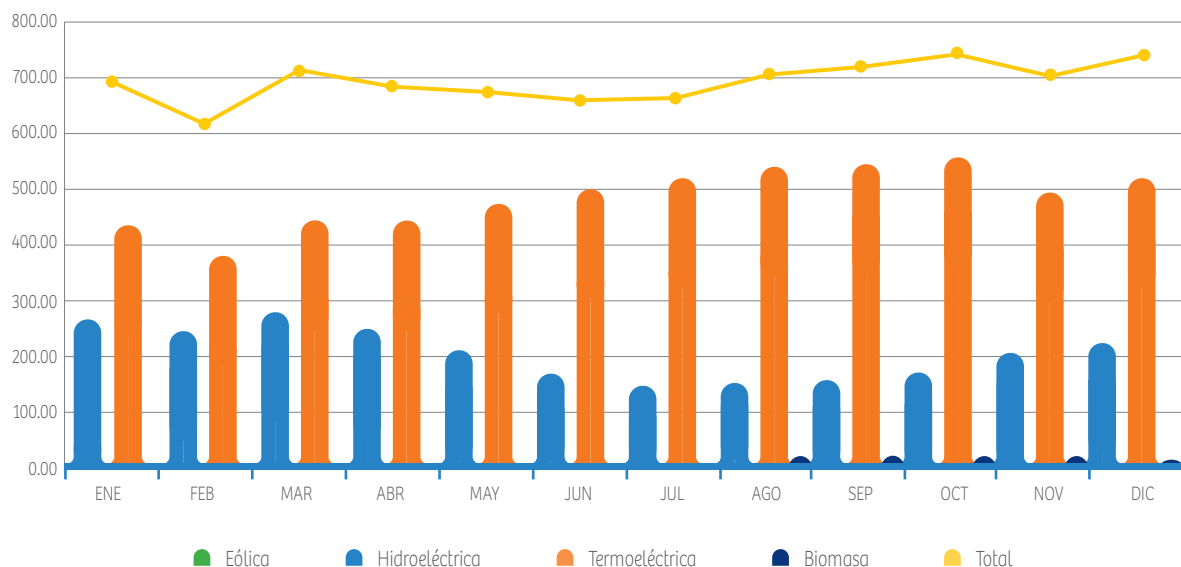
El Gráfico 13 ilustra la participación de los Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante la Gestión 2015.

**GRÁFICO 13**  
**PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh) - AÑO 2015**



Durante el año 2015, la generación Termoeléctrica ha tenido una participación predominante respecto a la generación Hidroeléctrica, incluso durante el período lluvioso. Esto debido principalmente a la incorporación de generación termoeléctrica en el SIN para abastecer la demanda de energía, tal como se puede observar en el Gráfico 14.

**GRÁFICO 14**  
**GENERACIÓN MENSUAL (GWh) - AÑO 2015**



## Inyecciones de Energía

En el año 2015, el Sistema de Medición Comercial registró 8,134.4GWh 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 6.5% más que en el año 2014.



**CUADRO 11**  
**INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) - 2015**

Centrales	Gestión		Variación %
	2015	2014	
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	907.9	838.3	8.3
Sistema Corani	936.2	921.9	1.6
Sistema Taquesi	334.4	195.6	71.0
Sistema Miguillas	102.2	103.5	(1.3)
Sistema Yura	73.7	81.2	(9.2)
Kanata	17.2	19.3	(11.1)
Sistema Quehata	8.0	7.0	14.8
San Jacinto	3.8		N/A
Subtotal	2,383.4	2,166.7	10.0
Eólicas			
Qollpana	11.4	7.9	43.1
Subtotal	11.4	7.9	43.1
Biomasa			
Guabirá	60.8	64.4	(5.6)
Unagro	16.9	10.6	59.8
Subtotal	77.7	75.0	3.6
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,650.8	1,704.6	(3.2)
Santa Cruz	68.9	68.9	0.0
Carrasco	503.5	799.6	(37.0)
Bulo Bulo	580.2	685.8	(15.4)
Valle Hermoso	257.9	454.2	(43.2)
Aranjuez	115.9	163.7	(29.2)
El Alto	290.8	181.5	60.2
Kenko	28.9	88.1	(67.2)
Karachipampa	79.6	60.8	31.0
Entre Ríos	268.9	705.4	(61.9)
Moxos	83.9	92.7	(9.5)
Del Sur	1,124.5	379.9	196.0
Warnes	608.1		N/A
Subtotal	5,661.8	5,385.3	5.1
Total	8,134.4	7,634.9	6.5

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras  
N/A: No Aplica

## Potencia Máxima Transmitida

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

**CUADRO 12**  
**FLUJOS MÁXIMOS - AÑO 2015**

	CAPACIDAD MW	FLUJO MÁXIMO MW
<b>Líneas de Transmisión</b>		
Santivañez-Sucre	142.5	109.2
Sucre-Punutuma	142.5	76.8
Punutuma-San Cristóbal	140	54.3
Vinto-Mazocruz	130	154.0
Santivañez-Vinto	130	153.4
Carrasco-Santivañez	130	138.9
Santivañez-Carrasco	130	85.9
Santivañez-Palca I	155.9	46.0
Santivañez-Palca II	155.9	46.2
Palca-Cumbre	155.9	90.0
Cumbre-Palca	155.9	98.7
Palca-Santivañez I	155.9	49.5
Palca-Santivañez II	155.9	49.1
San Jose-Valle Hermoso	130	135.4
Kenko-Mazocruz	130	123.2
Valle Hermoso-Santivañez	130	137.7
Carrasco-Chimoré	130	141.3
Carrasco-Warnes	130	116.6
Carrasco-Arboleda	142.5	151.8
Arboleda-Uruba	142.5	148.5
Vinto-Santivañez	130	120.5
San Jose-Chimoré	130	66.8
Warnes-Guaracachi	143	154.1
Punutuma-Sucre	142.5	81.9
Punutuma-Las Carreras	150	24.5
Las Carreras-Punutuma	150	152.4
Tarija-Las Carreras	150	156.0
Las Carreras-Tarija	150	22.0
Yaguacua-Tarija	160	163.4
Tarija-Yaguacua	160	15.1
Sucre-Santivañez	142.5	56.8
Potosí-Punutuma	74	25.3
Punutuma-Potosí	74	78.4
Santa Isabel-Sacaba	74	66.3
Corani-Arocagua	74	92.1
Valle Hermoso-Arocagua I	74	39.2
Valle Hermoso-Arocagua II	74	41.9
Arocagua-Valle Hermoso I	74	23.8
Arocagua-Valle Hermoso II	74	25.2
Santa Isabel-San Jose	74	56.6
Warnes-Chane	164.3	74.8
<b>Transformadores</b>		
Mazocruz 230	142.5	145.6
Uruba 230	142.5	146.2
Valle Hermoso 230	142.5	107.5
Guaracachi 230-I	71	76.3
Guaracachi 230-II	71	75.2
Vinto 115-I	24	22.0
Vinto 115-II	24	23.9
Vinto 115-I	48	41.2
Vinto 115-II	48	41.7
Punutuma 23001	57	16.5
Punutuma 23002	95	85.1
Warnes 23001	142.5	75.3
Cumbre 230	142.5	99.4

## 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 2015 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2015 – octubre 2016.

En el marco de lo establecido en la Resolución AE N° 81/2014 de fecha 17 de febrero de 2014 y la modificación de la Norma Operativa N° 2 - “Determinación de la Potencia Firme”, mediante Resolución AE N° 317/2015 de fecha 23 de junio de 2015, la AE dispone la modificación del tratamiento de las indisponibilidades de unidades generadoras, mediante la cual se ha realizado el correspondiente ajuste de los subperiodos de potencia firme que se indican en el Cuadro 13, utilizando los criterios establecidos en la Resolución AE N° 317/2015. Los mismos se detallan a continuación:

- 1 de enero, indisponibilidad de la unidad UNA01 (4.1 MW) de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 11 de enero, indisponibilidad por mantenimiento mayor de la unidad ARJ13 (1.55 MW) de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 18 de enero, ingreso del transformador Warnes 230/115 kV de la Empresa ENDE TRANSMISIÓN S.A.
- 23 de enero, retiro de la unidad ARJ10 (1.49 MW) de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. según Resolución AE N° 026/2015.
- 12 de febrero, disponibilidad de la unidad VHE03 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.
- 23 de febrero, ingreso de la unidad WAR01 (44.55 MW) de la Empresa ENDE ANDINA S.A.M.
- 8 de marzo, ingreso de la bahía en subestación La Cumbre 115 kV de la Empresa ENDE, ingreso de las líneas Pampahasi - Cumbre 115 kV y Chusipata - Cumbre 115 kV de la Empresa ENDE TRANSMISIÓN S.A.
- 11 de marzo, ingreso de las líneas Warnes - Chané 115 kV y Chané - Montero 115 kV de la Empresa Cooperativa Rural de Electrificación CRE.
- 13 de marzo, ingreso de los reactores de neutro en subestación Sucre de la Empresa Interconexión Eléctrica ISA Bolivia.
- 14 de marzo, ingreso de los reactores de neutro en subestación Punutuma de la Empresa Interconexión Eléctrica ISA Bolivia.
- 15 de marzo, ingreso del autotransformador ATVIN11501 115/69 kV (50 MVA) en subestación Vinto de la Empresa ENDE TRANSMISIÓN S.A.
- 25 de marzo, indisponibilidad forzada mayor a 90 días de la unidad generadora CJL02 de la Empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A.
- 31 de marzo, disponibilidad de las unidades generadoras ARJ09, ARJ13 y ARJ15 de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 2 de abril, ingreso del autotransformador ATVIN11502 115/69 kV (50 MVA) en subestación Vinto de la Empresa ENDE TRANSMISIÓN S.A.

- 15 de abril, aplicación de la Resolución AE N° 139/2015, mediante la cual se define que el precio de la Reserva Fría sea el 68 % del Precio Básico de Potencia; asimismo la Resolución AE N° 141/2015, mediante la cual se modifica el porcentaje de "Reserva Total Mínima del Sistema".
- 20 de abril, indisponibilidad forzada mayor a 90 días de la unidad generadora BUL02 de la Compañía Eléctrica Central Bulo Bulu.
- 30 de abril, indisponibilidad forzada mayor a 90 días de la unidad generadora MOA07 de la Empresa Nacional de Electricidad - GENERACIÓN.
- 1 de mayo, inicio de periodo de indisponibilidad de las unidades generadoras: SAI, GBE, UNA01, ARJ11, GCH04, ARJ14, BUL02, CJO02, KEN01, MOA07, MOA01 y ALT01.
- 11 de mayo, indisponibilidad por mantenimiento mayor de la unidad generadora GCH10, de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 18 de mayo, disponibilidad de la unidad generadora GCH04 de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 28 de mayo, disponibilidad de la unidad generadora ALT01 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.
- 5 de junio, ingreso del nodo Potosí 115 kV de la Empresa Servicios Eléctricos Potosí.
- 17 de junio, ingreso del nodo Mallasa 115 kV de la Empresa Distribuidora de Electricidad La Paz S.A.
- 22 de junio, ingreso de la unidad generadora WAR03 (43.85 MW) de la Empresa ENDE ANDINA S.A.M.
- 23 de junio, disponibilidad de la unidad generadora UNA01 de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 26 de junio, disponibilidad de la unidad generadora GBE01 de la Empresa Guabirá Energía S.A.
- 8 de julio, disponibilidad de la unidad generadora GCH10 de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 21 de julio, indisponibilidad mayor a 90 días de la unidad generadora VHE06 de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.
- 31 de julio, disponibilidad de la unidad generadora ARJ11 de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 23 de agosto, ampliación subestación Sucre 230/115 kV de la Empresa Interconexión Eléctrica ISA Bolivia.
- 29 de agosto, disponibilidad de la unidad generadora SAI de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.
- 31 de agosto, ingreso de la central San Jacinto operada y administrada por la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 2 de septiembre, ingreso de la unidad generadora WAR02 (44.33 MW) de la Empresa ENDE ANDINA S.A.M.
- 3 de septiembre, ingreso de la unidad generadora WAR04 (44.89 MW) de la Empresa ENDE ANDINA S.A.M.
- 11 de septiembre, ingreso de la unidad generadora WAR05 (44.33 MW) de la Empresa ENDE ANDINA S.A.M.
- 3 de octubre, nueva capacidad efectiva de las unidades generadoras BUL03 (49.02 MW), WAR01 (44.92 MW) y WAR03 (44.67 MW).
- 22 de octubre, ingreso del Agente ENDE DELBENI S.A.M. efectuando retiros en el nodo Yucumo 115 kV.
- 25 de octubre, ingreso de la línea Santivañez - Palca - Cumbre 230 kV y transformador en subestación Cumbre 230/115 kV, de la Empresa Nacional de Electricidad.

- 1 de noviembre, inicio de periodo, nueva capacidad efectiva de las unidades generadoras ERI01, ERI02, ERI03 y ERI04, indisponibilidad de las unidades generadoras: MOS01, ARJ14, KEN01, CJL02, BUL02, MOA07 y disponibilidad de central San Jacinto.
- 4 de noviembre, indisponibilidad de la unidad generadora ARJ12 la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 16 de noviembre, disponibilidad de la unidad generadora MOA07 de la Empresa Nacional de Electricidad - GENERACIÓN.
- 24 de noviembre, ingreso del Agente EMDEECRUZ S.A. efectuando retiros en el nodo Warnes 115 kV.
- 25 de noviembre, indisponibilidad de la unidad generadora LAN2 de la Empresa Río Eléctrico S.A.
- 1 de diciembre, ingreso de las unidades generadoras MOS15 y MOS16 de la Empresa Nacional de Electricidad - GENERACIÓN.
- 12 de diciembre, indisponibilidad de la unidad generadora GBE01 de la Empresa Guabirá Energía S.A.
- 14 de diciembre, ingreso del segundo Transformador de Tarija (suministro demanda total de la Empresa Servicios Eléctricos Tarija).
- 20 de diciembre, indisponibilidad de la unidad generadora UNA01 de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 21 de diciembre, indisponibilidad de la unidad generadora ARJ13 de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.
- 28 de diciembre, ingreso de la Línea Yucumo - San Buenaventura 115 kV (demanda de DELAPAZ en el nodo San Buenaventura 115 kV).
- 29 de diciembre, disponibilidad de la unidad generadora LAN02 de la Empresa Río Eléctrico S.A.
- 30 de diciembre, ingreso de la Línea Cumbre - Avenida Arce - Catacora 115 kV de la Empresa Distribuidora de Electricidad La Paz S.A.



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

Periodo	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Biomasa	Reserva Fría y Potencia Desplazada
Del 01/01/2015 al 10/01/2015	447.2	941.4	0.0	0.0
Del 11/01/2015 al 17/01/2015	447.2	941.5	0.0	0.0
Del 18/01/2015 al 22/01/2015	447.2	941.5	0.0	0.0
Del 23/01/2015 al 11/02/2015	447.2	941.5	0.0	0.0
Del 12/02/2015 al 22/02/2015	447.2	941.2	0.0	0.0
Del 23/02/2015 al 07/03/2015	447.2	940.2	0.0	0.0
Del 08/03/2015 al 10/03/2015	447.0	940.8	0.0	0.0
Del 11/03/2015 al 12/03/2015	447.0	940.3	0.0	0.0
Del 13/03/2015 al 13/03/2015	447.0	940.3	0.0	0.0
Del 14/03/2015 al 14/03/2015	447.0	940.3	0.0	0.0
Del 15/03/2015 al 24/03/2015	447.0	940.2	0.0	0.0
Del 25/03/2015 al 30/03/2015	446.5	940.8	0.0	0.0
Del 31/03/2015 al 01/04/2015	446.5	940.7	0.0	0.0
Del 02/04/2015 al 14/04/2015	446.5	940.7	0.0	0.0
Del 15/04/2015 al 19/04/2015	446.5	940.7	0.0	0.0
Del 20/04/2015 al 29/04/2015	446.5	940.3	0.0	0.0
Del 30/04/2015 al 30/04/2015	446.5	940.3	0.0	0.0
Del 01/05/2015 al 10/05/2015	441.0	947.4	0.0	0.0
Del 11/05/2015 al 17/05/2015	441.0	869.5	0.0	0.0
Del 18/05/2015 al 27/05/2015	441.0	886.6	0.0	0.0
Del 28/05/2015 al 04/06/2015	441.0	901.7	0.0	0.0
Del 05/06/2015 al 16/06/2015	441.0	901.7	0.0	0.0
Del 17/06/2015 al 21/06/2015	441.0	901.7	0.0	0.0
Del 22/06/2015 al 22/06/2015	441.0	941.1	0.0	0.0
Del 23/06/2015 al 25/06/2015	441.0	941.1	6.0	0.0
Del 26/06/2015 al 07/07/2015	441.0	923.5	24.2	0.0
Del 08/07/2015 al 20/07/2015	441.1	923.0	23.5	15.3
Del 21/07/2015 al 30/07/2015	441.1	919.2	23.5	13.3
Del 31/07/2015 al 22/08/2015	441.1	920.8	23.5	13.7
Del 23/08/2015 al 28/08/2015	441.1	921.2	23.5	13.7
Del 29/08/2015 al 30/08/2015	447.9	917.2	23.5	15.3
Del 31/08/2015 al 01/09/2015	454.9	917.0	23.5	15.3
Del 02/09/2015 al 02/09/2015	454.9	918.0	23.5	51.3
Del 03/09/2015 al 10/09/2015	454.9	918.4	23.6	85.5
Del 11/09/2015 al 02/10/2015	454.9	917.5	23.7	120.0
Del 03/10/2015 al 21/10/2015	454.9	918.2	23.7	127.6
Del 22/10/2015 al 24/10/2015	454.9	917.7	23.7	120.0
Del 25/10/2015 al 31/10/2015	454.7	914.3	23.7	120.0
Del 01/11/2015 al 03/11/2015 (p)	458.7	990.4	23.7	79.4
Del 04/11/2015 al 15/11/2015 (p)	458.7	990.5	23.7	79.0
Del 16/11/2015 al 23/11/2015 (p)	458.7	990.5	23.7	79.9
Del 24/11/2015 al 24/11/2015 (p)	458.7	991.9	23.7	65.0
Del 25/11/2015 al 30/11/2015 (p)	458.5	992.1	23.7	65.0
Del 01/12/2015 al 11/12/2015 (p)	458.5	992.1	23.7	67.3
Del 12/12/2015 al 13/12/2015 (p)	458.4	1,010.6	6.0	56.0
Del 14/12/2015 al 19/12/2015 (p)	458.4	1,027.4	6.0	41.0
Del 20/12/2015 al 20/12/2015 (p)	458.5	1,032.2	0.0	37.8
Del 21/12/2015 al 27/12/2015 (p)	458.5	1,033.0	0.0	33.9
Del 28/12/2015 al 28/12/2015 (p)	458.5	1,033.8	0.0	33.9
Del 29/12/2015 al 29/12/2015 (p)	458.7	1,033.6	0.0	33.9
Del 30/12/2015 al 31/12/2015 (p)	458.8	1,033.1	0.0	33.9

(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 2015, de acuerdo al tipo de instalaciones se presenta en el siguiente cuadro:

**CUADRO 14**  
**DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES - 2015**

Instalaciones	Disponibilidad (%)
Unidades Hidroeléctricas	94.7
Unidades Termoeléctricas	87.1
Unidades Biomasa	38.9
Unidades Eólicas	97.8
Transmisión (STI)	99.4

En el año 2015 el tiempo total de interrupción del suministro, expresado como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta, fue de 33.2 minutos, el siguiente cuadro presenta el tiempo total de interrupción, de acuerdo al origen en minutos.

**CUADRO 15**  
**TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO - 2015**

Origen	Minutos
Fallas en Generación	16.8
Fallas en Transmisión	11.8
Problemas en la oferta de generación y requerimiento operativo	4.6
<b>Total</b>	<b>33.2</b>

Durante el año 2015 la energía interrumpida fue de 753.7MWh. El siguiente cuadro presenta la energía interrumpida de acuerdo al Agente.

**CUADRO 16**  
**ENERGÍA INTERRUPTIDA - 2015**

Consumidor	MWh
CRE	348.4
DELAPAZ	77.9
ENDE DISTRIBUCIÓN	61.2
ENDE DELBENI	21.9
ELFEC	7.3
SEPSA	23.3
SETAR	150.7
CESSA	24.0
ELFEO	29.4
COBOCE	5.3
EMSC	2.1
EMIRSA	0.1
EM VINTO	2.0
<b>Total</b>	<b>753.7</b>

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

**CUADRO 17**  
**INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS**

UNIDAD GENERADORA	DÍAS	UNIDAD GENERADORA	DÍAS
ALT01	147.4	ERIO4	72.5
ARJ09	89.9	GBE01	176.3
ARJ11	211.7	GCH04	137.7
ARJ12	91.6	GCH10	58.5
ARJ12	58.7	KEN01	365.0
ARJ13	80.9	LAN02	61.0
ARJ13	39.9	LAN02	123.8
ARJ13	61.0	MOA07	75.0
ARJ14	365.0	MOA07	124.8
ARJ15	89.9	MOA12	120.0
BULO2	214.0	MOS01	365.0
CJL01	42.2	MOS10	40.0
CJL01	32.0	MOS13	31.6
CJL02	80.4	MOS13	31.3
CJL02	276.0	SAI	240.7
ERIO1	76.6	UNA01	173.6
ERIO2	30.6	VHE03	42.7
ERIO3	73.8	VHE06	165.0

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 2015.

**GRÁFICO 15**  
**INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES HIDROELÉCTRICAS**

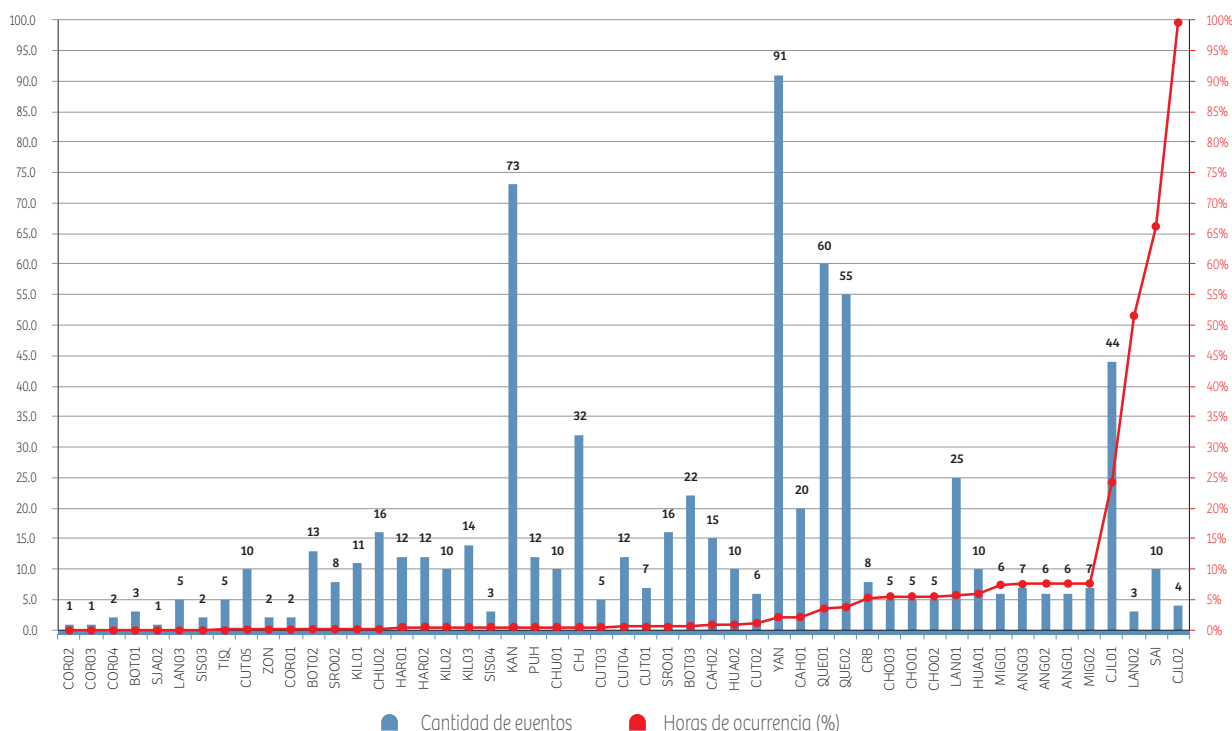
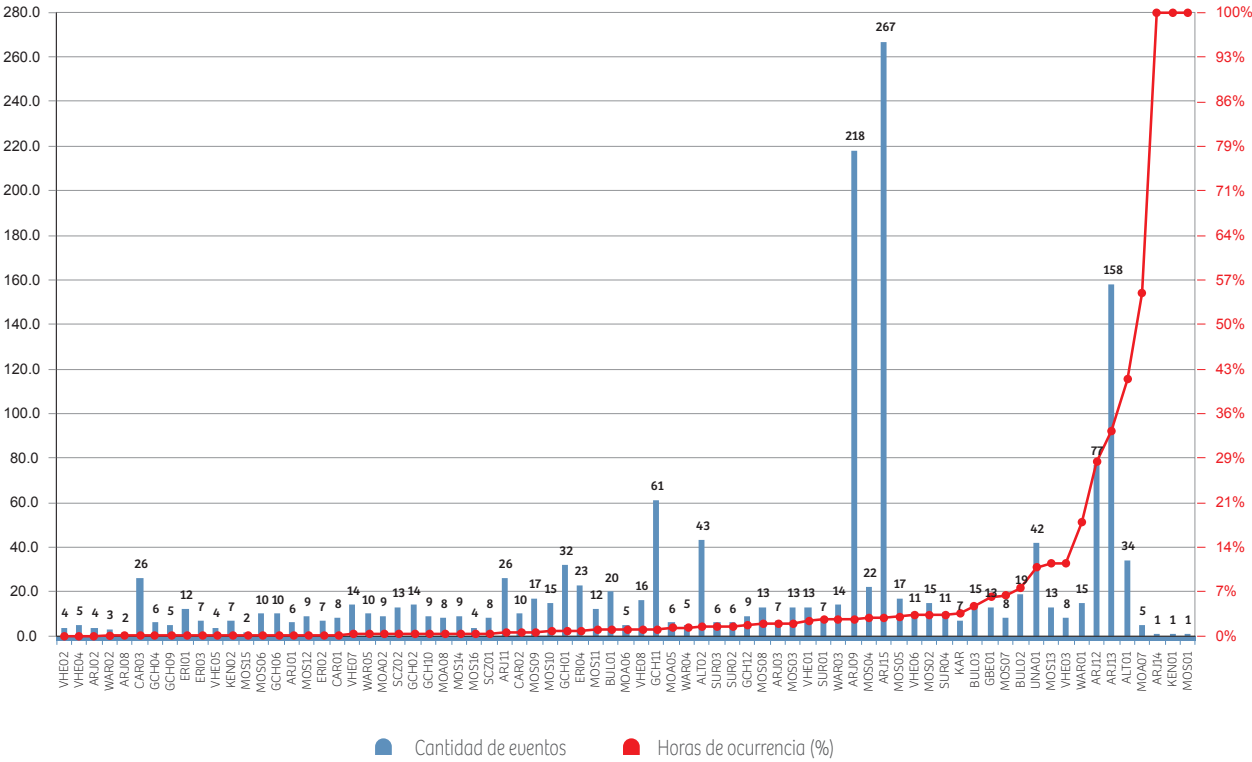


GRAFICO 16  
INDISPONIBILIDAD FORZADA UNIDADES TERMOELÉCTRICAS



Los Gráficos anteriores 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 2015. De los anteriores gráficos se puede observar que en la unidad CJL02 se han registrado cuatro eventos que representan el 99% respecto al total de las horas del año. Por otro lado, las unidades YAN y KAN, han tenido un total de 91 y 73 eventos respectivamente, lo cual representa el 2% y 0.4% respecto de las horas totales de la gestión 2015. De la misma manera se ha observado que las unidades ARJ15 y ARJ09 han tenido un total de 267 y 218 eventos respectivamente de indisponibilidad forzada lo cual representa un 3% en ambas unidades respecto al total de las horas del año. Por otro lado, en las unidades ARJ14, KEN01 y MOS01 se registraron un solo evento de indisponibilidad forzada lo cual representa el 100% de las horas del año 2015.



Bahía de línea 115 kV en Subestación Potosí - ENDE TRANSMISIÓN

## PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

### Costos Marginales de Generación

El costo marginal promedio anual del año 2015 fue 15.57 US\$/MWh (sin impuestos), con un promedio mensual mínimo de 14.91 US\$/MWh y un promedio mensual máximo de 17.12 US\$/MWh.

En el Cuadro 18 se puede observar que durante el año 2015, los costos marginales de generación fueron superiores a los previstos durante todos los meses del año. Considerando el costo marginal promedio anual de generación, se observa que el costo previsto es menor al costo real debido a la eventual indisponibilidad del parque generador durante la gestión 2015.

Los eventos no previstos en la programación (cambios en la hidrología, en la demanda y en la indisponibilidad de unidades generadoras), han incidido en los costos marginales mostrando una diferencia entre los costos previstos en la programación semestral y del despacho de carga real de 8.4% mayor respecto a lo programado (ver Cuadro 18).

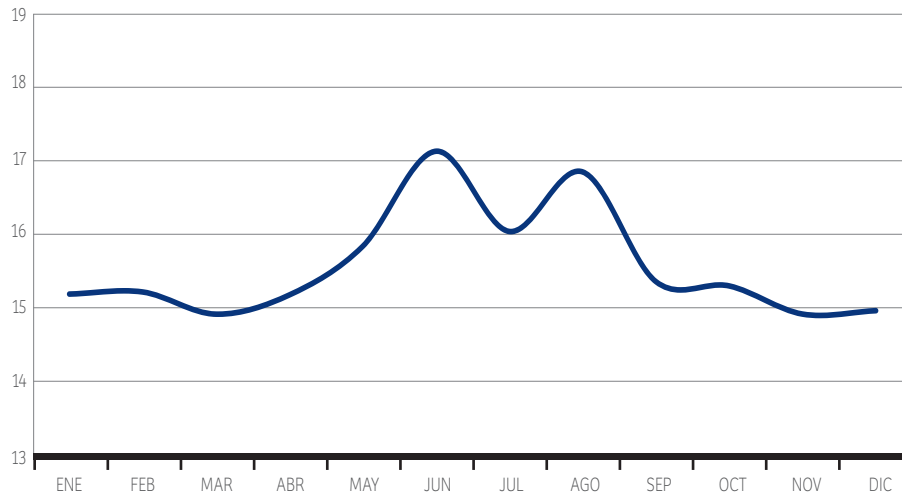
**CUADRO 18**  
**COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2015 (Sin IVA)**

	Previsto	Real	Diferencia
Enero	13.97	15.18	1.21
Febrero	14.08	15.21	1.13
Marzo	14.25	14.91	0.66
Abril	14.20	15.17	0.97
Mayo	14.76	15.83	1.07
Junio	14.79	17.12	2.33
Julio	14.32	16.03	1.71
Agosto	14.15	16.84	2.69
Septiembre	14.52	15.35	0.84
Octubre	14.55	15.29	0.74
Noviembre	14.34	14.91	0.57
Diciembre	14.37	14.96	0.59
<b>Promedio</b>	<b>14.36</b>	<b>15.57</b>	<b>1.21</b>

El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión 2015 (15.57 US\$/MWh), resultó ser 9.6% inferior al costo marginal promedio del año 2014 (17.22 US\$/MWh).

En el Gráfico 17 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados durante la gestión 2015; se puede observar que en el mes de junio se registró el costo marginal más elevado, debido a la indisponibilidad de importantes unidades del parque generador.

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



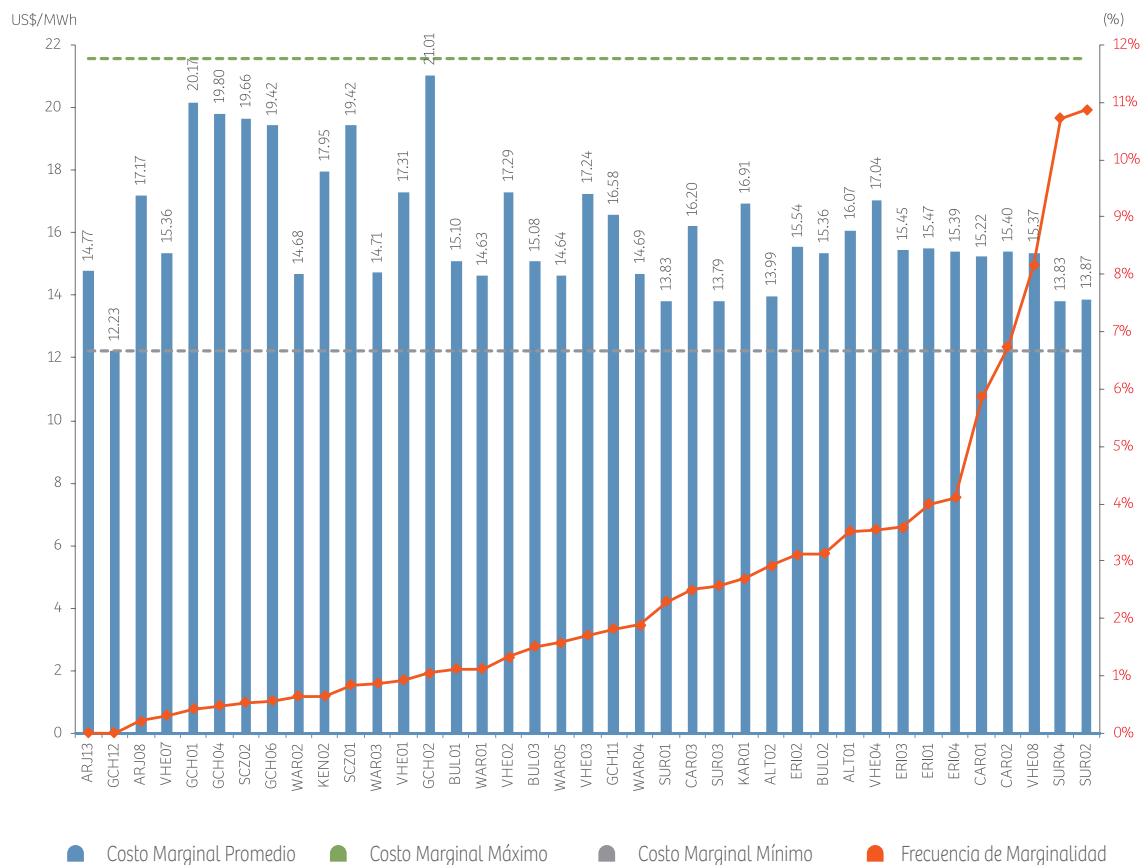
Durante la Gestión 2015, debido a las condiciones de operación presentadas en el despacho de carga, tales como la indisponibilidad programada y/o forzada de unidades de generación e instalaciones de transmisión, se han determinado unidades y costos marginales de generación de acuerdo a lo establecido en la Normativa vigente, mismos que han sido informados como resultado de las transacciones económicas que se realizan en el Mercado Spot.



Central Hidroeléctrica San Jacinto - SETAR

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 2015. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 21.56 y 12.22 US\$/MWh respectivamente.

**GRÁFICO 18**  
**UNIDAD MARGINAL, COSTO MARGINAL PROMEDIO Y FRECUENCIA DE MARGINALIDAD - 2015**

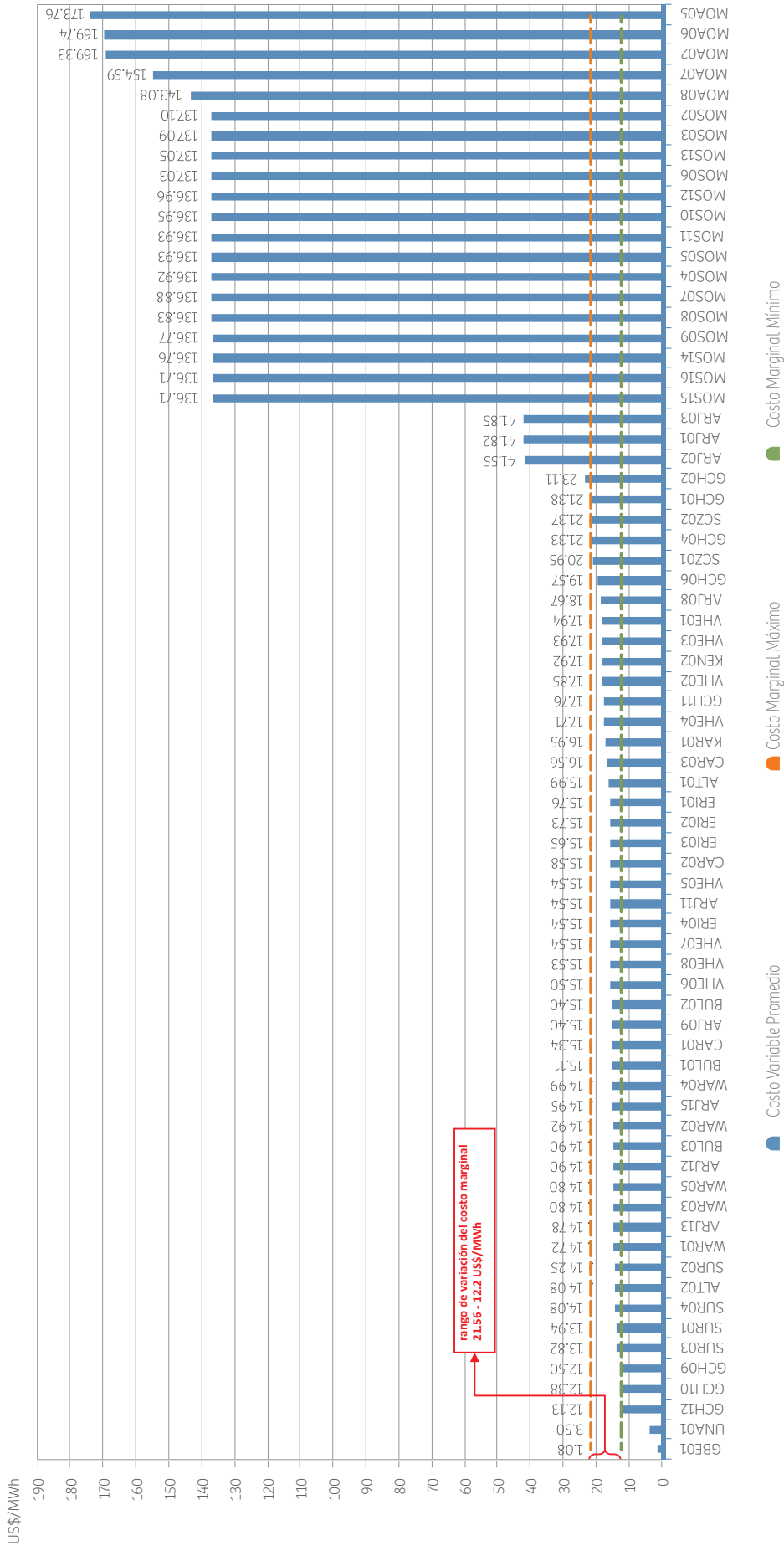


## Costo Variable de Generación

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 2015. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 21.56 y 12.22 US\$/MWh respectivamente.

GRÁFICO 19  
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN PROMEDIO ANUAL - 2015



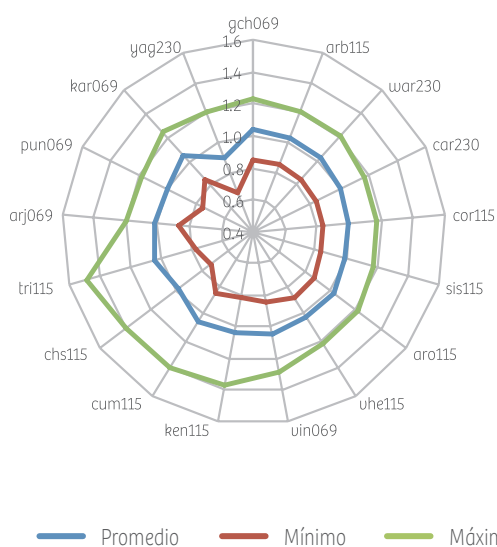
Nota: No se presentan los costos de las unidades ARJ14, KEN01 y MOS01 debido a que dichas unidades se encontraban con indisponibilidad forzada, programada o no fueron despachadas. La unidad ARJ10 fue retirado del parque generador térmico a partir del 23 de enero de 2015.

## Factor de Nodo de Energía

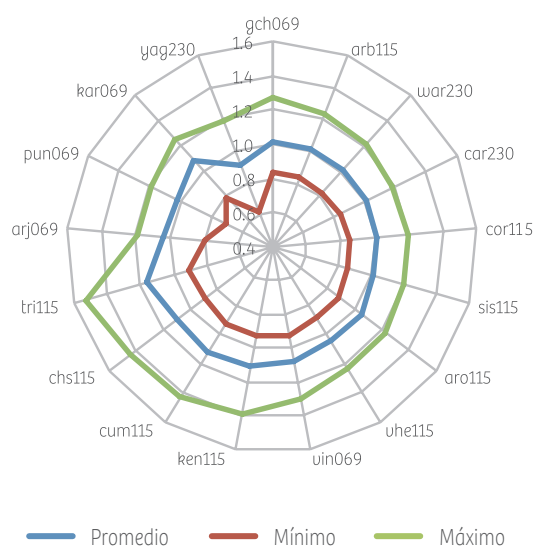
Este factor refleja las pérdidas marginales de energía que se presentan en el sistema de transmisión en función del incremento de generación en la unidad marginal ante un incremento de la energía retirada en cada nodo. Este factor se calcula empleando un modelo matemático de corriente continua con pérdidas cuadráticas, el cual utiliza las potencias medias inyectadas y retiradas en el Sistema Interconectado Nacional. Para la gestión 2015, 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**

FACTORES DE NODO DE GENERACIÓN ENERO - JUNIO 2015

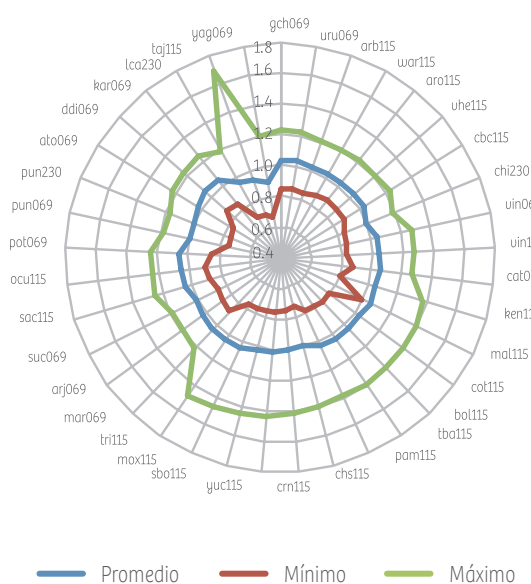


FACTORES DE NODO DE GENERACIÓN JULIO - DICIEMBRE 2015

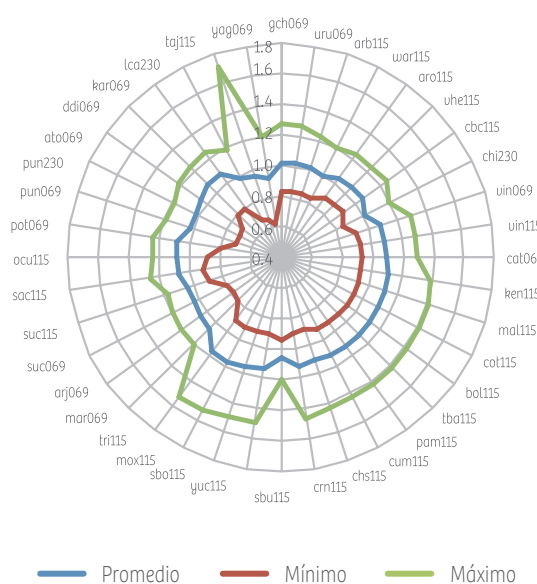


**GRÁFICO 21**  
**FACTORES DE NODO DE RETIRO**

FACTORES DE NODO DE RETIRO ENERO - JUNIO 2015



FACTORES DE NODO DE RETIRO JULIO - DICIEMBRE 2015



Se observa que el factor de nodo promedio obtenido varía en función de la posición geográfica del nodo donde se inyecta o retira energía en el Sistema Interconectado Nacional. De esta manera un factor de nodo mayor a la unidad refleja mayores costos de generación y/o de retiro, y viceversa. Asimismo, se puede observar que los factores de nodo en el segundo semestre han sido mayores a los registrados en el primer semestre; esto se debe a que en el segundo 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 2015. 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 2015 (SIN IVA)**

Agente	Nodo	US\$/MWh
CRE	VARIOS	16.10
DELAPAZ	VARIOS	16.95
ELFEC	VARIOS	16.17
ELFEO	VIN, CAT	16.62
SEPSA	VARIOS	16.84
CESSA	VARIOS	16.43
ENDE	VARIOS	17.16
SETAR	TAJ, YAG	14.67
ENDE DELBENI	VARIOS	16.17
EMDEECRUZ	WAR	14.97
EMIRSA	VIN115	16.29
EM VINTO	VIN69	16.46
COBOCE	CBC	16.36
VHE para su contrato con EMSC	PUN	16.06
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	16.06
Promedio		16.38

### Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio básico de potencia, de enero a abril de la gestión de 2015, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 62.01 MW ISO, con un costo total de 610.03 US\$ por kW de potencia efectiva in situ; mientras que, de mayo a diciembre de la gestión 2015, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 49.50 MW ISO, con un costo total de 668.42 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 considerando el año eléctrico comprendido entre los meses noviembre 2014 y octubre 2015; en el período noviembre 2014 - abril 2015, el precio básico de la potencia fue de 8.747 US\$/kW-mes y en el período mayo - octubre 2015, el precio básico de la potencia fue de 9.468 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 2015 los precios medios en nodos, que son detallados por Agente en el Cuadro 20:

**CUADRO 20**  
**PRECIOS SPOT DE POTENCIA - AÑO 2015 (SIN IVA)**

Agente	Nodo	US\$/KW-mes
CRE	VARIOS	9.71
DELAPAZ	VARIOS	10.02
ELFEC	VARIOS	9.67
ELFEO	VIN, CAT	10.05
SEPSA	VARIOS	10.16
CESSA	VARIOS	9.86
ENDE	VARIOS	10.32
SETAR	TAJ, YAG	8.99
ENDE DELBENI	VARIOS	12.32
EMDEECRUZ	WAR	10.10
EMIRSA	VIN115	10.34
EM VINTO	VIN69	9.95
COBOCE	CBC	9.98
VHE para su contrato con EMSC	PUN	9.65
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	9.65
<b>Promedio</b>		<b>9.82</b>

### 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.

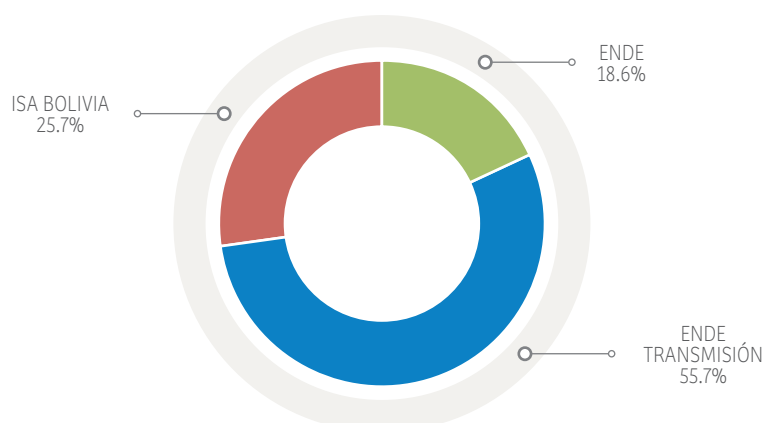
El peaje promedio anual en la gestión 2015 para los consumidores, fue de 3.764 US\$/kW-mes, 9.71% mayor que en el 2014. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del sistema Larecaja y del sistema Sur, que no forman parte del Sistema Troncal de Interconexión (STI) y la incorporación al STI de las líneas Cochabamba - La Paz 230 kV, Yucumo - San Buenaventura 115 kV, Warnes - Guaracachi 230 kV y Carrasco - Warnes 230 kV, entre otros.

Asimismo en el Cuadro 21 se presenta la composición de la remuneración de la transmisión correspondiente a la gestión 2015, en la cual no se incluye a San Cristóbal - TESA ya que no forma parte del STI. De la misma manera en el Gráfico 22 se muestra la representación de los datos contenidos en el Cuadro 21.

**CUADRO 21**  
**COMPOSICIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN - 2015**

AGENTE	INGRESO TARIFARIO (MUS\$)	PEAJE (MUS\$)	TOTAL (MUS\$)	PARTICIPACIÓN (%)
ENDE Transmisión	3,004.01	45,607.64	48,611.65	55.7%
ISA BOLIVIA	352.12	22,101.02	22,453.14	25.7%
ENDE	1,569.44	14,688.46	16,257.90	18.6%
<b>TOTAL</b>	<b>4,925.57</b>	<b>82,397.12</b>	<b>87,322.69</b>	<b>100%</b>
<b>PARTICIPACIÓN (%)</b>	<b>5.6%</b>	<b>94.4%</b>	<b>100%</b>	

**GRÁFICO 22**  
**COMPOSICIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN - 2015**



### Precios Medios Monómicos

Los diferentes cargos señalados anteriormente, dan los valores medios monómicos del Cuadro 22:

**CUADRO 22**  
**PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS EN EL MERCADO SPOT (US\$/MWh) - 2015 (Sin IVA)**

Consumidor	Nodo	Cargo por Energía	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Total
CRE	VARIOS	16.10	21.34	8.27	45.72
DELAPAZ	VARIOS	16.95	20.89	7.83	45.67
ELFEC	VARIOS	16.17	20.68	8.04	44.89
ELFEO	VIN, CAT	16.62	19.62	7.37	43.61
SEPSA	VARIOS	16.84	19.12	7.10	43.06
CESSA	VARIOS	16.43	19.28	7.39	43.10
ENDE	VARIOS	17.16	25.89	9.39	52.44
SETAR	TAJ, YAG	14.67	21.82	9.18	45.67
ENDE DELBENI	VARIOS	16.17	30.09	10.46	56.72
EMDEECRUZ	WAR	14.97	1,283.68	541.26	1,839.91
EMIRSA	VIN 115	16.29	6.78	2.62	25.68
EM VINTO	VIN 69	16.46	14.08	5.31	35.85
COBOCE	COB	16.36	8.28	3.16	27.81
VHE para su contrato con EMSC	PUN	16.06	14.93	5.81	36.81
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	16.06	14.93	5.81	36.81
<b>TOTAL MEM</b>		<b>16.38</b>	<b>20.48</b>	<b>7.85</b>	<b>44.70</b>

## TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2015 se emitieron 35 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 2015 ascienden a 375.3 Millones de US\$. (Sin IVA); el detalle de las mismas, se presenta en el Cuadro 23.

**CUADRO 23**  
**VENTAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2015**

Concepto	Miles US\$	Participación (%)
<b>Generación</b>		
Inyecciones de Energía	128,278	
Inyecciones de Potencia	159,652	
<b>Subtotal Ventas de Generadores</b>	<b>287,930</b>	<b>77</b>
<b>Transmisión</b>		
Peaje de Generadores	20,059	
Peaje de Consumidores	62,339	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	4,926	
<b>Subtotal Ventas de Transmisores</b>	<b>87,323</b>	<b>23</b>
<b>Total Venta</b>	<b>375,253</b>	<b>100</b>

Los contratos de compra – venta de energía durante el año 2015 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 24:

**CUADRO 24**  
**COMPRAS VALORIZADAS EN EL MERCADO SPOT (MILES DE US\$) - 2015**

Concepto	Consumidores	Generadores (*)	Total
Retiros de Energía	124,384	5,774	130,158
Retiros de Potencia	157,330	5,367	162,698
<b>Peaje para Consumidores</b>	<b>60,248</b>	<b>2,090</b>	<b>62,339</b>
<b>Subtotal compras por Consumos</b>	<b>341,962</b>	<b>13,232</b>	<b>355,195</b>
Peaje para Generadores		20,059	20,059
<b>Total Compras</b>	<b>341,962</b>	<b>33,291</b>	<b>375,253</b>

(\*) 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 2015, el monto acumulado en el Fondo se redujo a 65.6 millones de Bs.

Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2014 y 2015, para los Agentes generadores y transmisores se presentan en el Cuadro 25 y las variaciones para las empresas de distribución en el Cuadro 26. Finalmente en el Gráfico 23, se observa la evolución histórica de los Fondos de Estabilización durante el periodo 2002 - 2015.

**CUADRO 25**  
**FONDOS DE ESTABILIZACIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN (MILES DE Bs.)**

Generador / Transmisor	Saldo a Dic. 2014	Variación en 2015	Saldo a Dic. 2015
CORANI	21,977	(4,933)	17,044
EGSA	28,682	(9,996)	18,687
VHE	32,414	(6,496)	25,918
COBEE	(7,737)	(3,750)	(11,487)
CECBB	14,353	(3,404)	10,948
ERESA	1,210	(449)	760
HB	1,009	(1,228)	(219)
SYNERGIA	406	(164)	242
GBE	2,203	20	2,224
SDB	10	(37)	(27)
ENDE ANDINA	5,138	(1,879)	3,259
ENDE GEN.	(1,445)	(1,318)	(2,763)
TDE (Ingreso Tarifario)	1,377	(666)	710
ISA (Ingreso Tarifario)	333	(132)	201
ENDE (Ingreso Tarifario)	62	(1)	61
<b>Total</b>	<b>99,991</b>	<b>(34,433)</b>	<b>65,558</b>

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

El saldo a diciembre de 2014 considera el recálculo efectuado en cumplimiento a la resolución AE N° 486/2015.

El saldo a diciembre de 2015 considera el ajuste efectuado al DTE N° 34-2015.

**CUADRO 26**  
**FONDOS DE ESTABILIZACIÓN DISTRIBUCIÓN (MILES DE Bs.)**

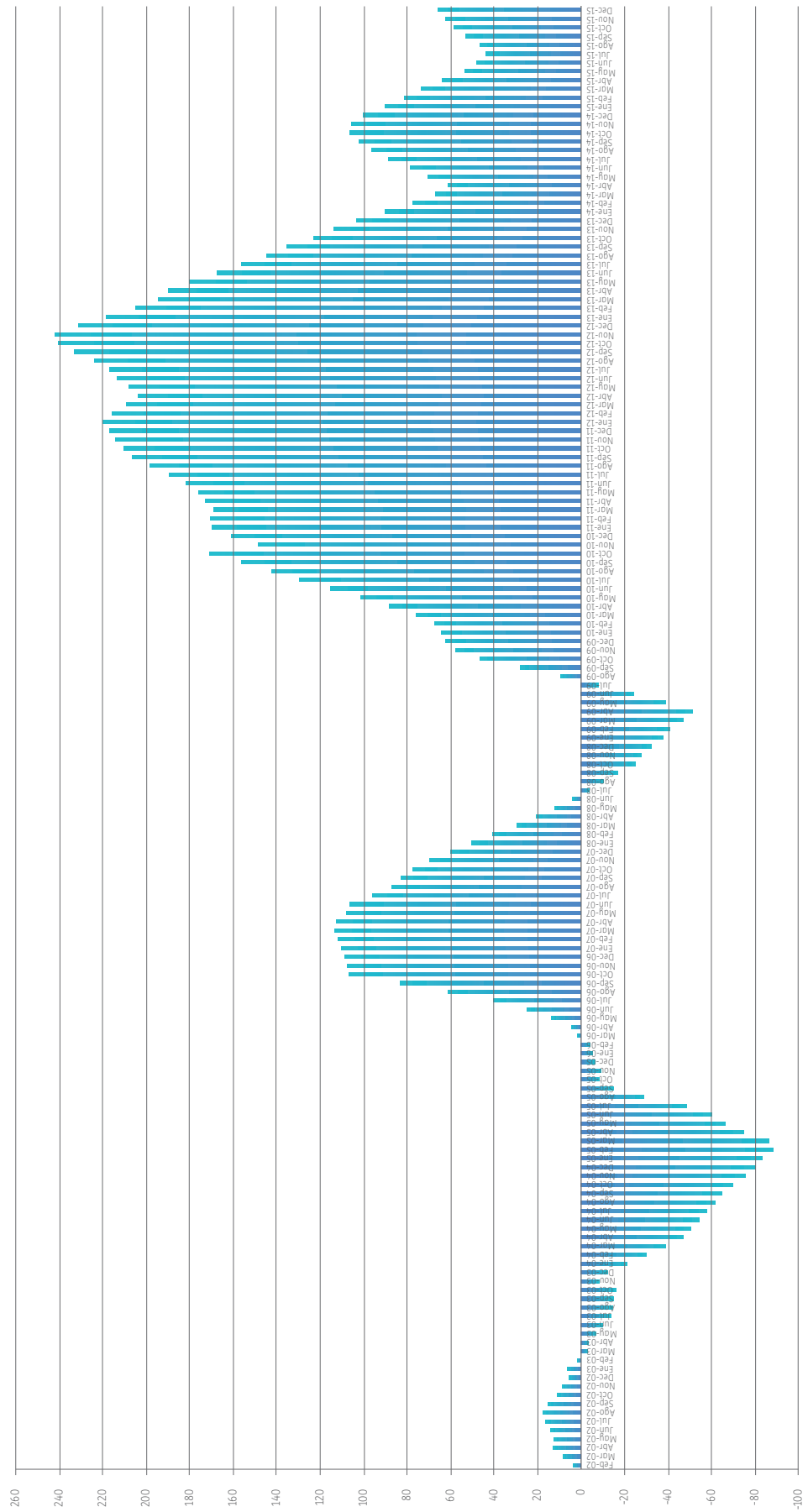
Distribuidor	Saldo a Dic. 2014	Variación en 2015	Saldo a Dic. 2015
CRE	(89,634)	(27,152)	(116,786)
DELAPAZ	62,730	3,448	66,179
ELFEC	105,990	2,075	108,065
ELFEO	20,616	(1,709)	18,907
SEPSA	(12,355)	(15,028)	(27,384)
CESSA	11,288	157	11,445
ENDE DIST.	1,301	2,690	3,991
SETAR	41	264	305
SETAR VILLAMONTES	1	47	48
SETAR YACUIBA	13	143	156
ENDE DELBENI	-	631	631
EMDEECRUZ	-	1	1
<b>Total</b>	<b>99,991</b>	<b>(34,433)</b>	<b>65,558</b>

Nota: El saldo a diciembre de 2014 considera el recálculo efectuado en cumplimiento a la resolución AE N° 486/2015.  
El saldo a diciembre de 2015 considera el ajuste efectuado al DTE N° 34-2015.



Central Hidroeléctrica San Jacinto - SETAR

GRÁFICO 23  
FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (M M Bs.) 2002 - 2015



# ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 - 2015

**CUADRO 27**  
**CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2015**

ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
1996	VHE	Termo	CAR01, CAR02	111.9
1997	COBEE	Hidro	TIQ, ZON, SRO03	18.3
1998	COBEE	Hidro	CUT05, BOT03	16.2
	HB	Hidro	CHJ01	0.9
	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	SRO01, SRO02	19.6
	EGSA	Termo	GCH11	63.3
2007	GBE	Termo	GBE01	16.6
	SDB	Hidro	QUE01, QUE02	1.9
	CORANI	Hidro	COR01, COR02, COR03 (Repotenciamiento)	2.9
2008	EGSA	Termo	ARJ13, ARJ14 y ARJ15	4.8
	COBEE	Hidro	ANG03	3.0
2009	COBEE	Termo	Incremento en Capacidad de KEN01 y KEN02	0.6
	GBE	Termo	Repotenciamiento de GBE01	5.0
	CORANI	Hidro	*Central Corani	0.9
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	0.4
	COBEE	Hidro	*Sistema Miguillas	0.2
2010	EGSA	Termo	*Central Karachipampa	0.5
	COBEE	Termo	*Central Kenko	0.1
	VHE	Termo	*Central Valle Hermoso	0.1
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso de la Central Entre Ríos	107.1
	SDB	Hidro	Ingreso de la Central Chiñata	0.3
2011	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
	SDB	Hidro	Incremento en capacidad unidad CHT01	0.1
2012	EGSA	Termo	Ingreso del Ciclo Combinado unidad GCH12 de Central Guaracachi	76.6
	VHE	Termo	***Ingreso de la unidad ALTO1 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 ALTO2 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
	CORANI	Eólico	Ingreso del Parque Eólico Qollpana	3.0
2014	CECBB	Termo	Ingreso de la unidad BUL03 de Central Bulo Bulu	36.9
	CECBB	Termo	Incremento en capacidad unidad BUL03	6.4
	SDB	Hidro	Ingreso de la unidad QUE03 é incremento en capacidad de Central Quehata	0.3
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso de la Central Termoeléctrica Del Sur	158.7
	EGSA	Termo	Ingreso de los excedentes de energía de UNAGRO al SIN (****)	6.5
2015	COBEE	Hidro	Rehabilitación Central Sainani	10.5
	EGSA	Hidro	Ingreso de Central San Jacinto	7.0
	CECBB	Termo	Central Bulu Bulu	5.7
	ENDE ANDINA	Termo	Central Entre Ríos	7.9
	ENDE ANDINA	Termo	Central Warnes	199.2
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Central Moxos	1.9
			<b>Hidro</b>	<b>246.8</b>
			<b>Termo</b>	<b>1,229.3</b>

**CUADRO 27**  
**CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2015**

REDUCCIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
2000	EGSA	Termo	ARJ04, ARJ07	(5.4)
2001	EGSA	Termo	GCH05	(19.2)
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(37.1)
2002	EGSA	Termo	GCH03	(19.1)
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(18.6)
2003	COBEE	Hidro	ACH, SRO	(16.5)
2009	EGSA	Termo	GCH01	(2.9)
	COBEE	Hidro	ANG01, ANG02, ANG03	(0.2)
2010	CORANI	Hidro	*Central Santa Isabel	(2.1)
	HB	Hidro	*Sistema Taquesi	(1.1)
	SYNERGIA	Hidro	*Kanata	(0.1)
	ERESA	Hidro	*Sistema Yura	(0.0)
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi	(3.3)
	EGSA	Termo	*Central Santa Cruz	(1.0)
	EGSA	Termo	*Central Aranjuez	(6.5)
2011	VHE	Termo	*Central Carrasco	(2.1)
	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)
2014	ENDE GENERACIÓN	Termo	MOA10, MOA11, MOA14, MOA15, MOA16, MOA17	(6.2)
	ENDE GENERACIÓN	Termo	TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19, TRD20	(2.9)
	SDB	Hidro	QUE03	(0.3)
2015	COBEE	Hidro	Inundación Central Sainani	(10.5)
	EGSA	Termo	Central Unagro	(0.5)
	EGSA	Termo	Central Aranjuez (retiro unidad ARJ10)	(1.5)
			<b>Hidro</b>	<b>(33.4)</b>
			<b>Termo</b>	<b>(133.3)</b>

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

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

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

(\*\*\*\*) Se considera como potencia asegurada a partir de noviembre 2014.

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 24  
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR (MW) - 1996 - 2015

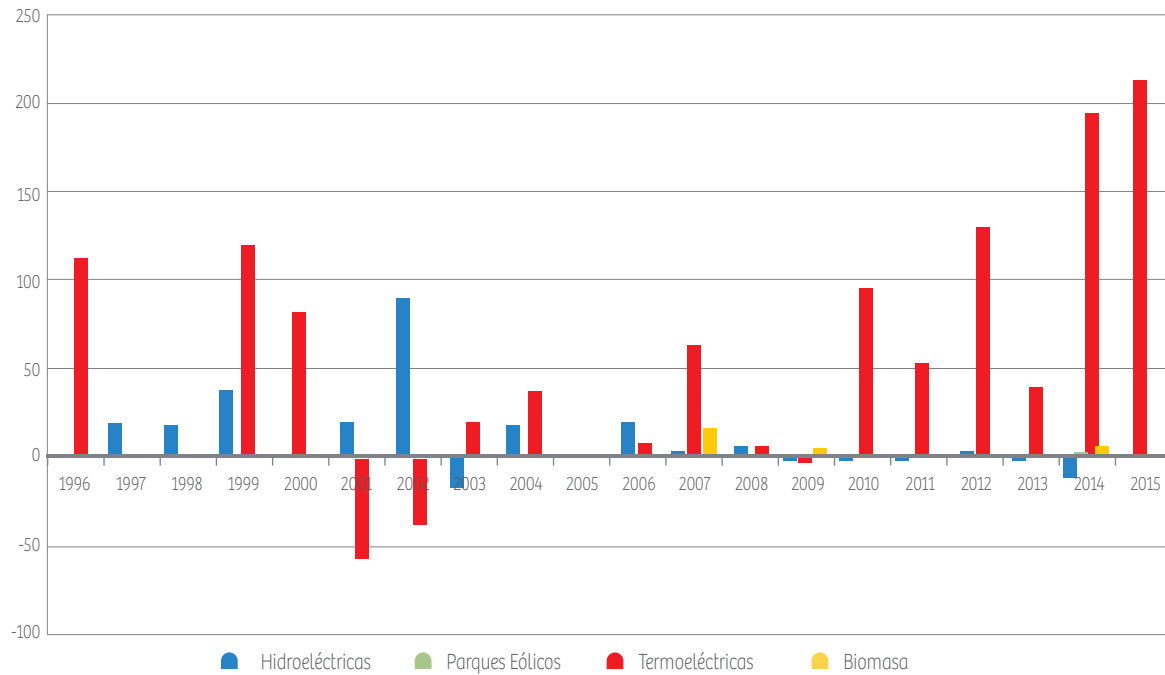


GRÁFICO 25  
DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA DEL SIN (GWh) - 1996 - 2015

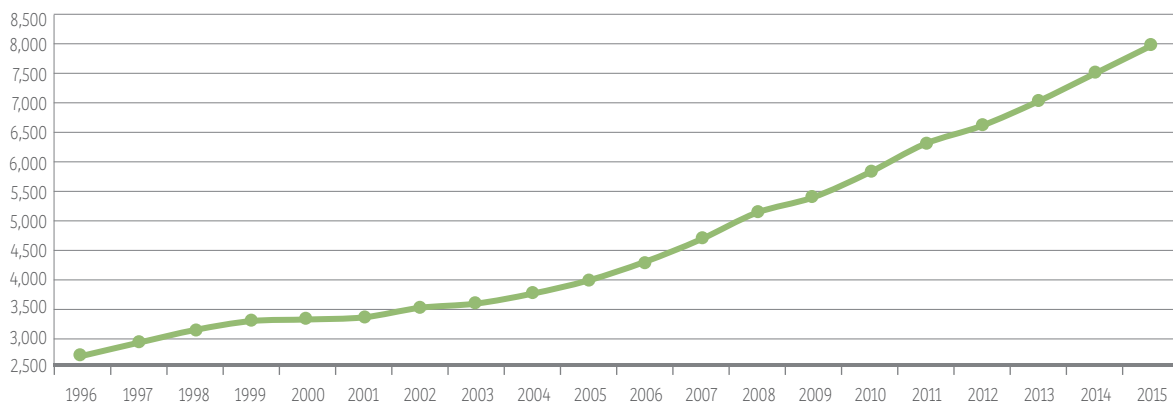


GRÁFICO 26  
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 1996 - 2015

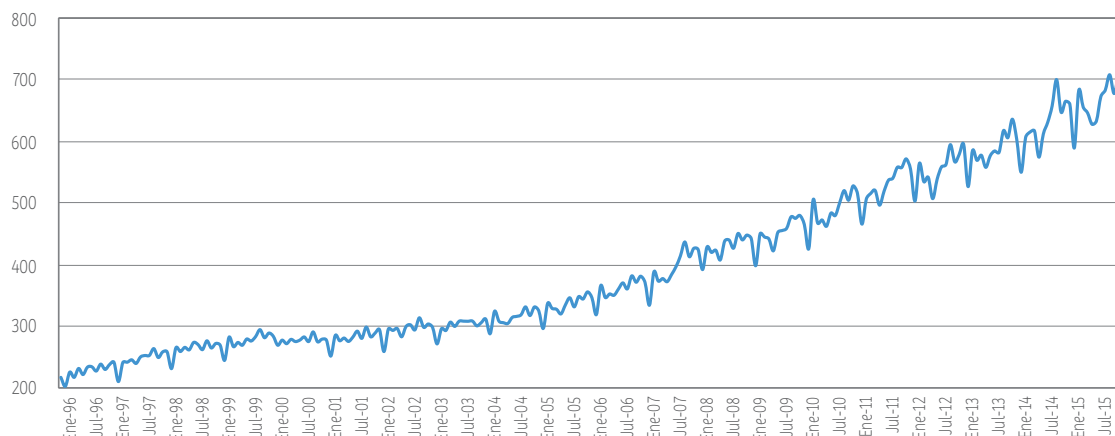


GRÁFICO 27  
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 2006 - 2015

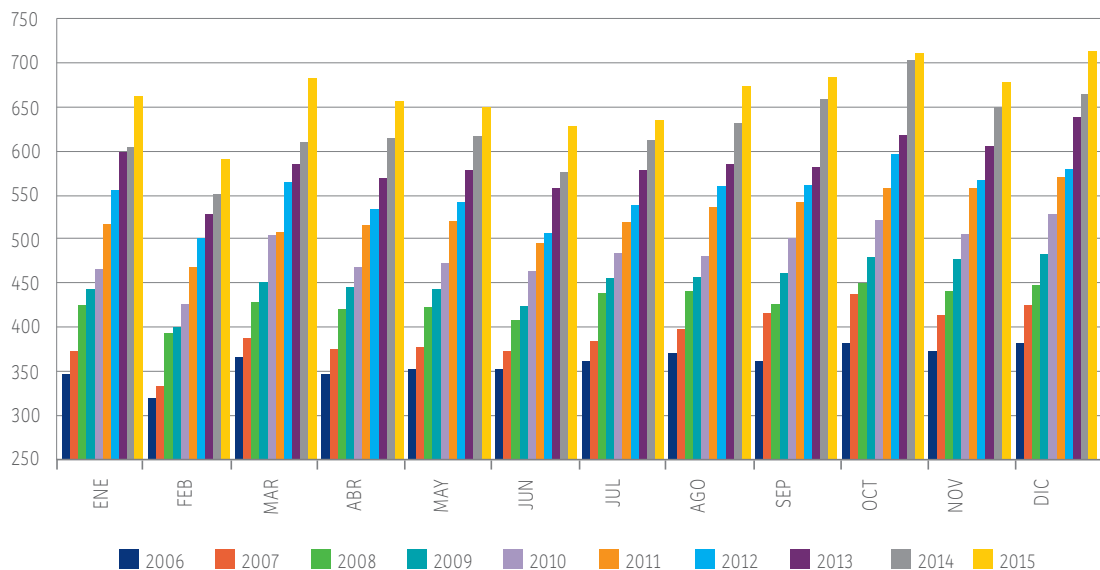


GRÁFICO 28  
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)

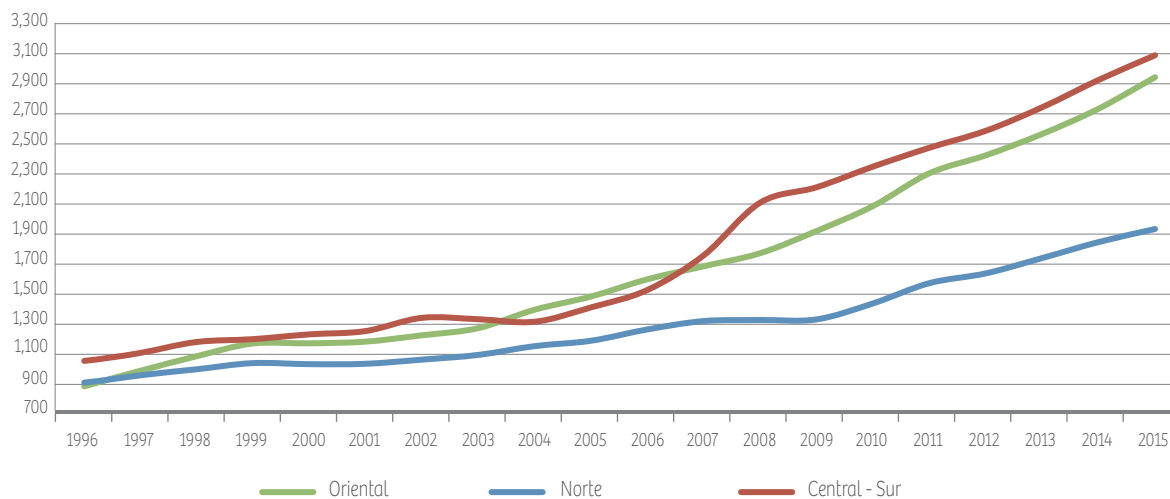


GRÁFICO 29  
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

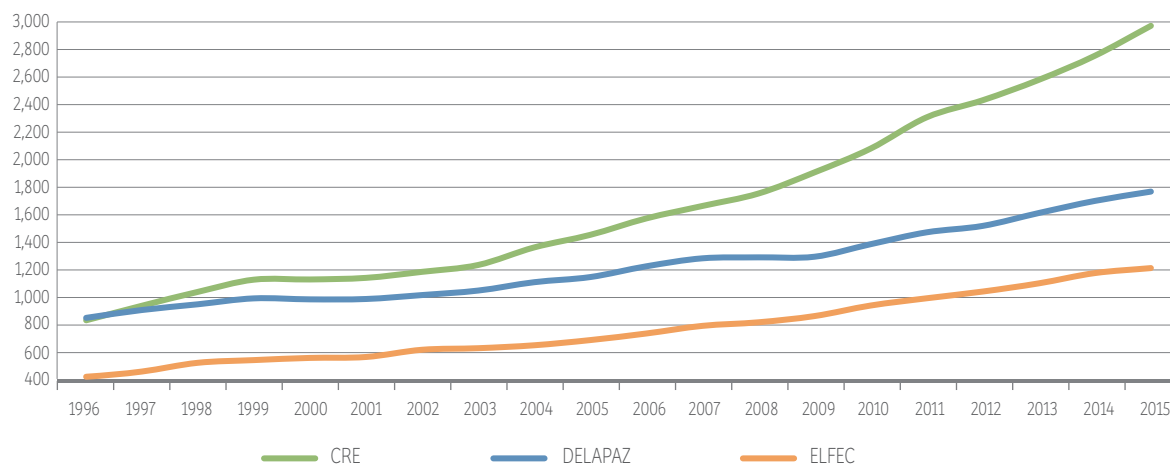


GRÁFICO 30  
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

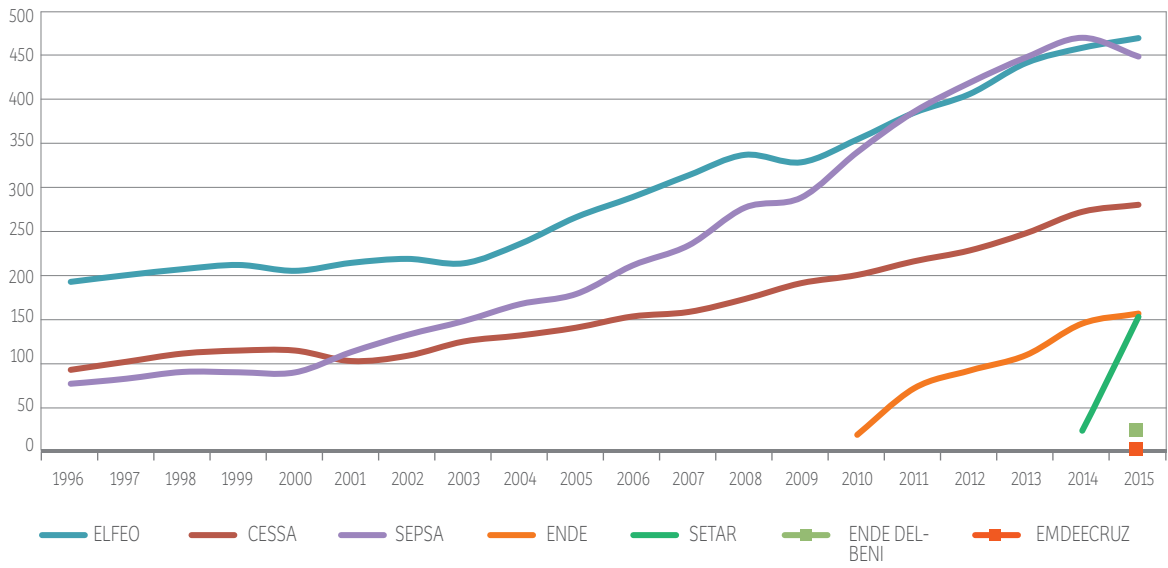
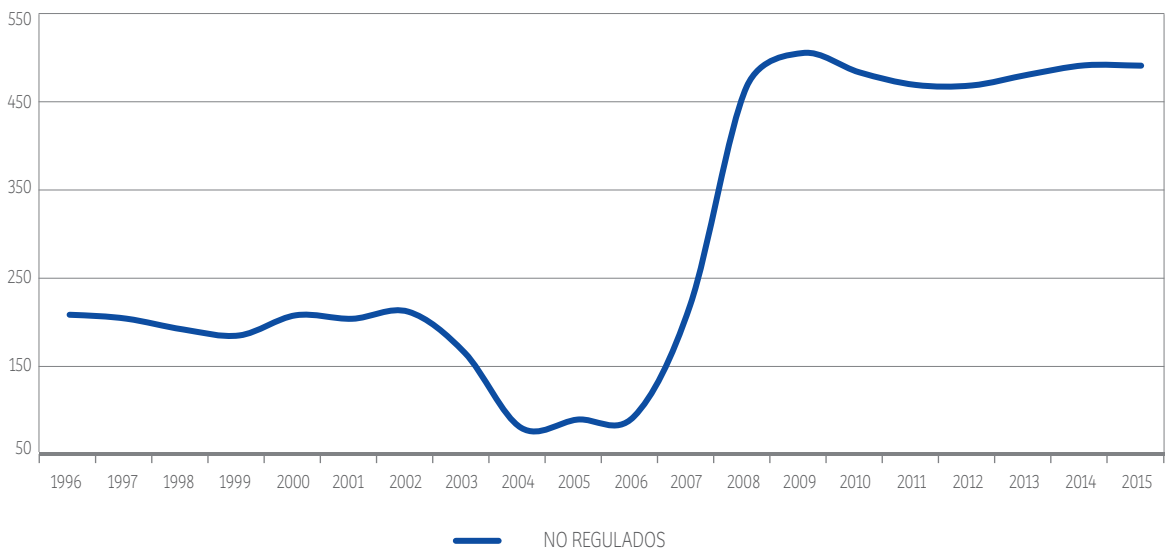


GRÁFICO 31  
DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN (GWh)



**CUADRO 28**  
**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
2014	7,477.7	1,298.2	6.6	8.0
2015	7,945.9	1,370.0	6.3	5.5

**GRÁFICO 32**  
**PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)**

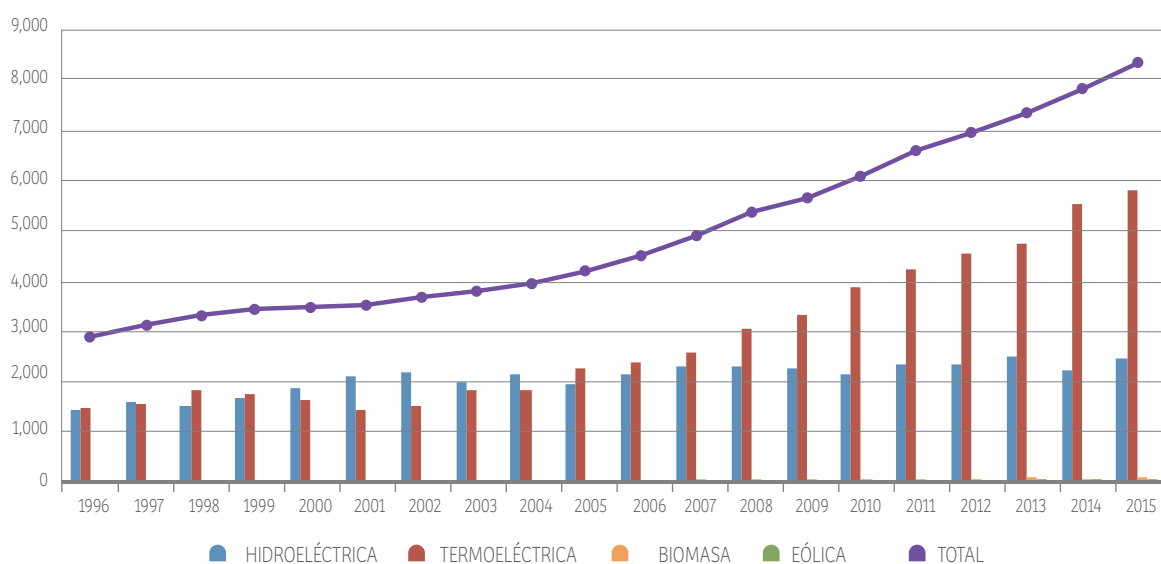
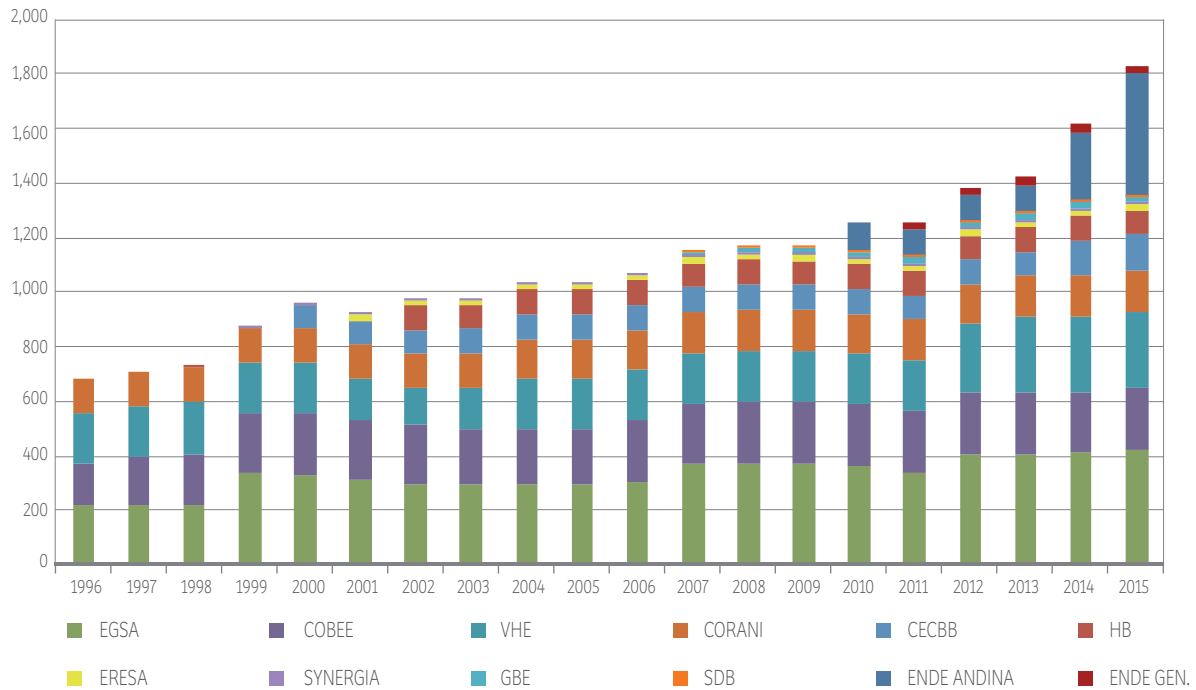
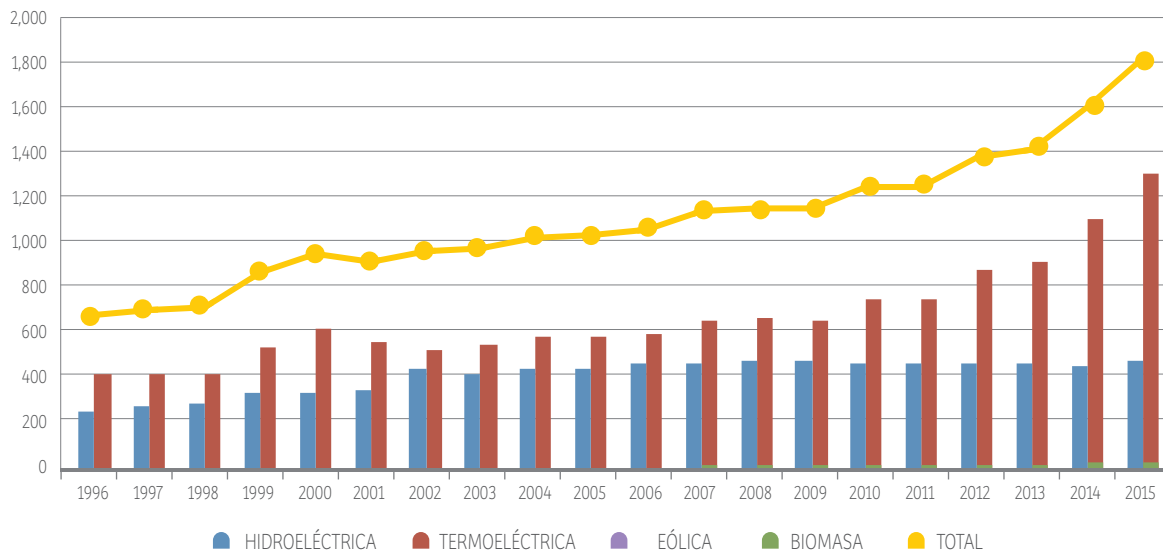


GRÁFICO 33  
PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)



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

GRÁFICO 34  
CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)



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

GRÁFICO 35  
PARTICIPACIÓN ANUAL DE GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA (GWh)

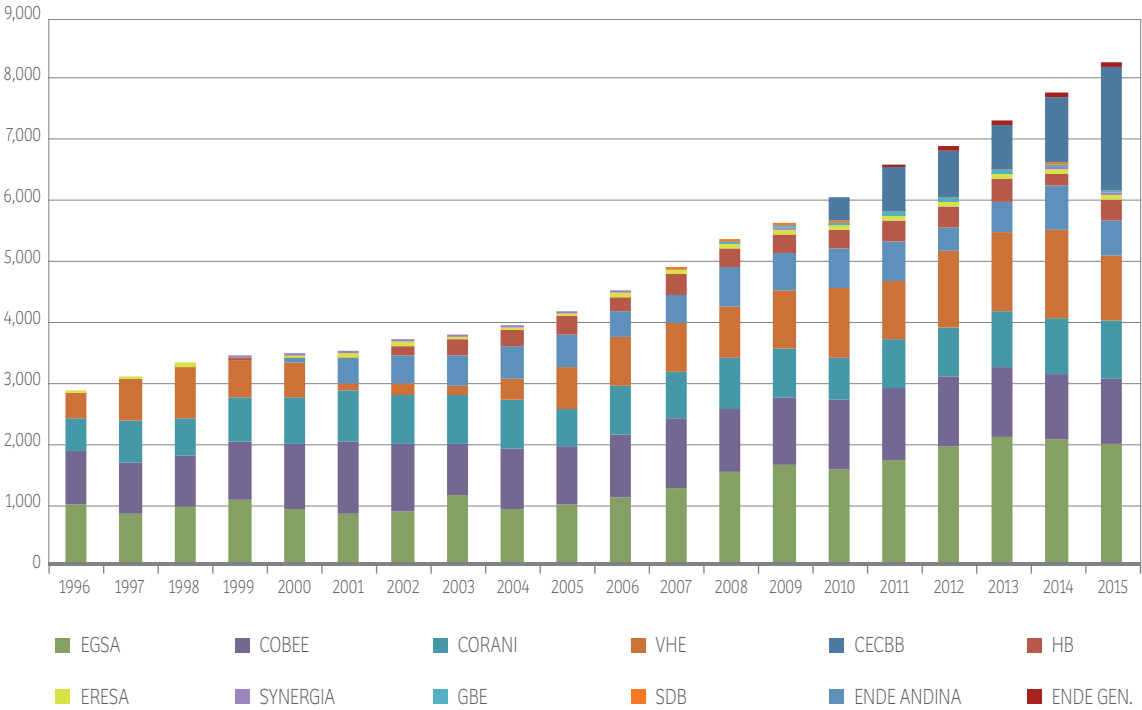


GRÁFICO 36  
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN

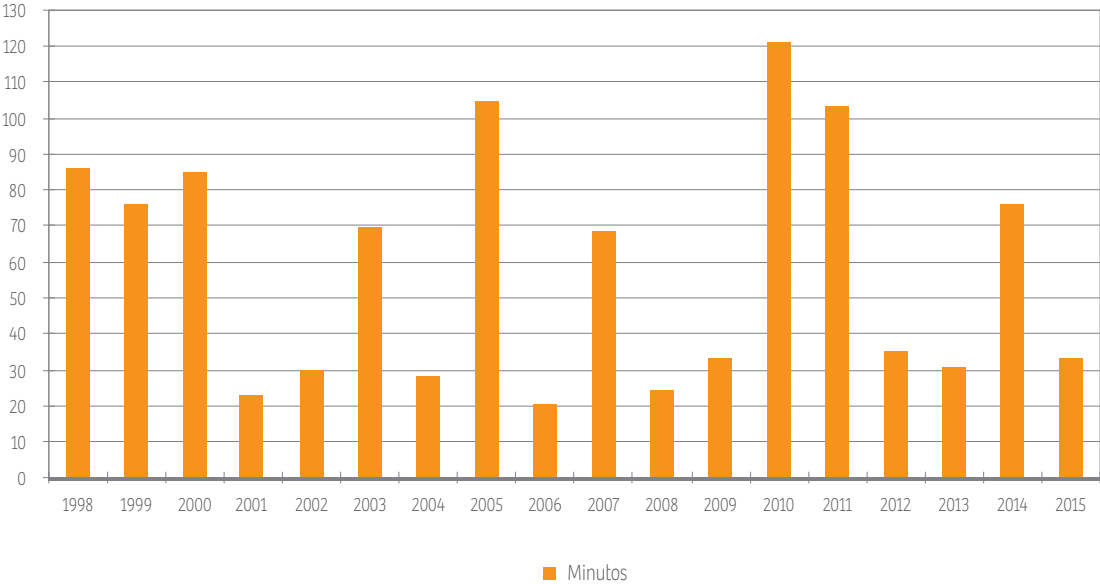


GRÁFICO 37  
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS SPOT DE ENERGÍA (US\$/MWh) (Sin IVA)

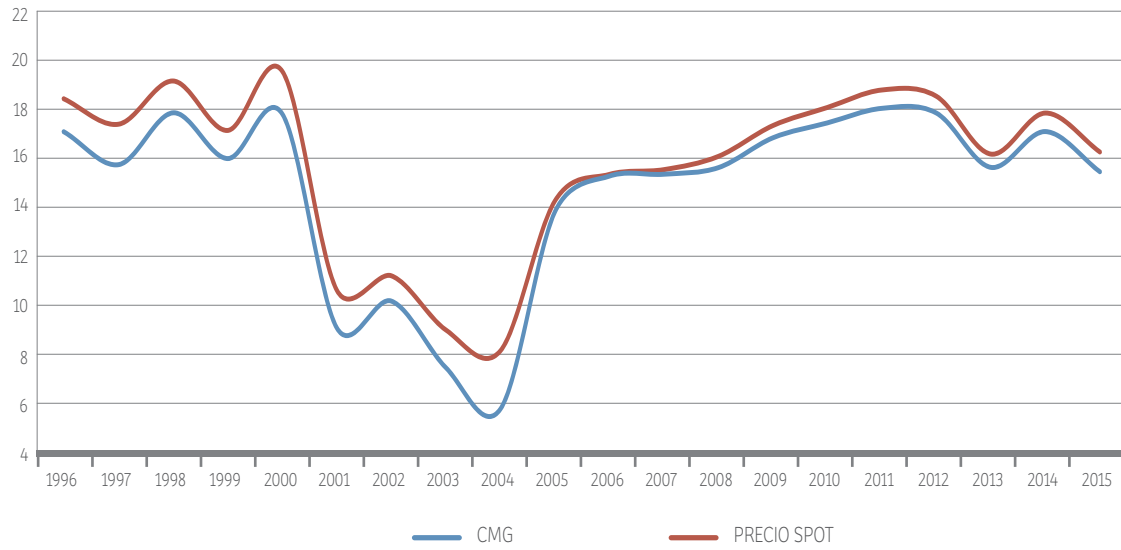


GRÁFICO 38  
PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh) (Sin IVA)







**ANEXOS**





## CONTENIDO

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2015	2
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2015	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2015	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2015	4
OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2015	4
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2015	5
INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2015	6
RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2015	6
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2015	7
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2015	8
CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) - JUEVES 22 DE OCTUBRE DE 2015	9
POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2015	10
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2015	11
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2015	12
POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2015	13
FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2015	16
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2015	17
PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2015	17
PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2015	18
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2015	19
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2015	19
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS - PERIODO 2008 - 2015	20
CONSUMO DE DIESEL EN LITROS - PERÍODO 2012 - 2015	21
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm <sup>3</sup> ) AÑO 2015 - CORANI	21
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm <sup>3</sup> ) AÑO 2015 - ZONGO	21
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm <sup>3</sup> ) AÑO 2015 CHOJLLA - TIQUIMANI - MIGUILLAS - ANGOSTURA	22
EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m <sup>3</sup> /s) - PERIODO 2002- 2015	23
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) PERIODO 1996 -2015	24
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) PERIODO 1996 - 2015	24
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERIODO 1996 - 2015	25
DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERIODO 1996 - 2015	25
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERIODO 1996 - 2015	26
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERIODO 1996 - 2015	26
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERIODO 1998 - 2015	27
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2015	27
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2015	27
COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERIODO 1998 - 2015	28
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERIODO 1996 - 2015	29
PRECIOS SPOT SIN IVA PERIODO 1996 - 2015	29
PRECIOS SEMESTRALES PERIODO 1996 - 2015	29
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERIODO 1996 - 2015	30
AGENTES DEL MEM - GESTIÓN 2015	31
INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2015	31
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ACTUALIZADO AL 31 DE DICIEMBRE 2015	33



## CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2015

Agente	Central	Número de Unidades	Capacidad Efectiva (MW)	Agente	Central	Unidad	Capacidad Efectiva (MW)	Agente	Central	Unidad	Capacidad Efectiva (MW)						
CORANI	CORANI	4	57.62	EGSA	GUARACACHI (36° C)	GC101	17.03	ENDEGENL	MOXOS	MOA02	1.30						
	SANTA ISABEL	5	9.11			GC102	16.14			MOA05	1.10						
QUILLPANA (2)	2	3.00	GC104			18.27	MOA06			1.10							
ZONGO	11	151.73	GC106			18.97	MOA07			1.10							
TEJUMANI	1	11.04	GC109 (1)			57.51	MOA08			1.10							
COBEE	BOTILACA	3	6.81	Subtotal		GC110 (1)	56.33	Subtotal			5.70						
	CUTICUCHO	5	22.97			GC111	57.49			MOS01	1.43						
	SANTA ROSA BC	1	6.90			GC112 (1)	80.33			MOS02	1.43						
	SANTA ROSA AC	1	10.69			SZ201	19.02			MOS03	1.43						
	SANANI	1	10.50			SZ202	19.41			MOS04	1.43						
HB	CHURUPAQUI	2	25.39	Subtotal	UNAGRO (Biomasa)	UNAO1	6.00	ENDEGENL	MOXOS	MOS05	1.43						
	HARCA	2	25.85				MOS06			1.43							
	CAHUA	2	28.02				MOS07			1.43							
	HUAI	2	30.15				MOS08			1.43							
	MIGUILLA	2	2.55				MOS09			1.43							
COBEE	ANGOSTURA	3	6.23	EGSA	ARANJUEZ (29° C)	ARJ01	2.70	ENDEGENL	MOXOS	MOS10	1.43						
	CHOQUETANGA	3	6.20			ARJ02	2.24			MOS11	1.43						
	CARABUCO	1	6.13			ARJ03	2.62			MOS12	1.43						
						ARJ08	17.09			MOS13	1.43						
						ARJ11	1.49			MOS14	1.43						
Subtotal		9	21.11	Subtotal		ARJ12	1.60	Subtotal		MOS15	1.43						
						ARJ13	1.55			MOS16	1.43						
						ARJ14	1.51										
						ARJ15	1.60										
Subtotal		4	89.27	Subtotal			33.89	Subtotal			22.88						
SYNERGIA	KANATA	1	7.54	EGSA	KARACAMPAMPÁ (19° C)	KAR01	13.38	VHE	CARRASCO (37° C)	CAR03	21.81						
						COBEE	KENKO (18° C)			KEN01	8.89	VHE	EL ALTO (18° C)	ALT01	16.19		
										KEN02	8.89			Subtotal		ALT02	30.00
Subtotal		7	19.04	Subtotal					46.19	VHE	VALLE HERMOSO (28° C)					VHE05	9.79
SOB	QUEBATA	2	1.97	Subtotal			64.49	Subtotal			39.16						
						VHE	CARRASCO (37° C)			CAR01	49.76	WAR01	40.10				
										CAR02	53.37			WAR02	39.58		
																WAR03	39.87
		WAR05	39.57														
TOTAL				57	485.69	Subtotal			19.19	TOTAL			234.93				

## EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2015

Empresas de Transmisión	Tensión (KV)	Longitud (Km)
ENDE TRANSMISIÓN S.A.	230	991.6
	115	994.6
	69	112.1
ISA BOLIVIA	230	587.0
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	115	491.1
	230	912.4
<b>Total STI</b>		<b>4,088.8</b>

## OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2015

Tensión	Empresa	Tramo	Conductor	Capacidad (MW)	Longitud (Km)	
230 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Carrasco - Chimoré	RAIL	130.0	75.3	
		Carrasco - Warnes	RAIL	130.0	162.1	
		Carrasco - Santiuáñez	RAIL	130.0	225.6	
		Chimoré - San José	RAIL	130.0	78.8	
		Magocruz-Vinto Capacitor	RAIL	130.0	193.4	
		San José - Valle Hermoso	RAIL	130.0	59.6	
		Santiuáñez - Vinto	RAIL	130.0	123.7	
		Valle Hermoso - Santiuáñez	RAIL	130.0	22.7	
		Warnes - Guaracachi	RAIL	143.0	50.3	
	ENDE	Las Carreras - Tarija	RAIL	150.0	74.2	
		Palca - Cumbre	RAIL	155.9	31.0	
		Punutuma - Las Carreras	RAIL	150.0	181.1	
		Santiuáñez - Palca I	RAIL	155.9	244.0	
		Santiuáñez - Palca II	RAIL	155.9	244.0	
	ISABOL	Tarija - Yaguacua	RAIL	160.0	138.0	
		Arboleda - Urubó	ACARD	142.5	62.0	
		Carrasco - Arboleda	ACARD	142.5	102.0	
		Santiuáñez - Sucre	RAIL	142.5	246.0	
Sucre - Punutuma				DRAKE	142.5	177.0
Subtotal					2,491.0	
115 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Arocagua - Valle Hermoso I	IBIS	74.0	5.4	
		Arocagua - Valle Hermoso II	IBIS	74.0	5.4	
		Bolagnia - Cota Cota	IBIS	90.0	5.1	
		Bolagnia - Tap Bahai	IBIS	90.0	2.3	
		Caranavi - Chusipata	IBIS	74.0	63.9	
		Cataui - Ocurí	IBIS	74.0	97.8	
		Cataui - Sacaca	IBIS	74.0	43.4	
		Cataricagua - Cataui	IBIS	74.0	33.5	
		Chusipata - Cumbre	IBIS	90.0	45.0	
		Corani - Arocagua	IBIS	74.0	38.1	
		Corani - Santa Isabel	IBIS	74.0	6.4	
		Pampahasi - Tap Bahai	ARVIDAL	90.0	2.2	
		Pampahasi - Cumbre	ARVIDAL	90.0	12.6	
		Kenko - Mallasa	IBIS	90.0	11.2	
		Kenko - Senkata I	IBIS	74.0	6.3	
		Kenko - Senkata II	RAIL	117.0	8.0	
		Mallasa - Cota Cota	IBIS	90.0	4.6	
		Ocurí - Potosí	IBIS	74.0	84.4	
		Potosí - Punutuma	IBIS	74.0	73.2	
		Punutuma - Atocha	IBIS	74.0	104.4	
	ENDE	Sacaba - Arocagua	IBIS	74.0	14.9	
		Santa Isabel - Sacaba	IBIS	74.0	31.4	
		Santa Isabel - San José	IBIS	74.0	8.9	
		Senkata-Magocruz	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	43.3	
		Caranavi - Yucumo	IBIS	33.0	104.5	
		Cataricagua - Lucianita	IBIS	74.0	4.9	
		San Borja - San Ignacio de Moxos	IBIS	33.3	138.5	
		San Ignacio de Moxos - Trinidad	IBIS	33.3	84.8	
		Yucumo - San Borja	IBIS	33.3	40.4	
		Yucumo - San Buenaventura	IBIS	31.2	118.0	
Subtotal					1,485.7	
69 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Aranjuez - Mariaca	PARTRIDGE	22.0	42.9	
		Aranjuez - Sucre	IBIS	42.0	12.0	
		Don Diego - Karachipampa	PARTRIDGE	22.0	16.0	
		Don Diego - Mariaca	PARTRIDGE	22.0	31.2	
		Karachipampa - Potosí	PARTRIDGE	23.0	10.0	
		Subtotal				
Total					4,088.8	

## OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2015

Tipo	Empresa	Subestación	MVA
Transformadores 230/115 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Magocruz (*)	3 x 50
		Punutuma (*)	3 x 33.3
		San José (*)	3 x 25
		Valle Hermoso (*)	3 x 50
		Vinto (*)	3 x 33.3
		Warnes (*)	3 x 50
	ENDE	Cumbre (*)	3 x 50
		Tarija (*)	3 x 25
	ISA	Arboleda (*)	3 x 33.3
		Sucre (*)	3 x 33.3
Subtotal			1,150.0
Transformadores 230/69 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Guaracachi (*)	6 x 25
	ENDE	Yaguacua (*)	3 x 25
		Punutuma (*)	3 x 20
	ISA	Sucre (*)	3 x 20
		Urubó (*)	3 x 50
	Subtotal		
Transformadores 115/69 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Atocha	25.0
		Cataui	25.0
		Potosí	50.0
		Vinto	2 x 50
Subtotal			200.0
Transformadores 115/10 kV	ENDE	Lucianita	2 x 25
	Subtotal		
Transformadores 115/24.9 kV	ENDE	Trinidad	25.0
	Subtotal		
Transformadores 115/34.5 kV	ENDE	San Borja	3.0
		San Ignacio de Moxos	12.5
		Yucumo	12.5
	Subtotal		
Transformadores 230/24.9 kV	ENDE	Las Carreras	12.5
	Subtotal		

(\*) Unidades Monofásicas

## OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2015

Tipo	Empresa	Subestación	Tensión kV	MVAr
Capacitores en derivación	ENDE TRANSMISIÓN	Aranjuez	69	7.2
		Atocha	69	7.2
		Cataui	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	ENDE TRANSMISIÓN	Vinto	230	54.9
	Total			54.9
Reactores de línea/barra	ENDE TRANSMISIÓN	Carrasco	230	1 x 12.0 + 1 x 21.0
		Santiuáñez	230	1 x 15.6 + 1 x 12.0
		Vinto	230	21.0
	ENDE	San Ignacio de Moxos	115	9.0
		Yucumo	115	5.0
		Las Carreras	230	21.0
		Palca	230	2x12
		Santiuáñez	230	2x18
		Yaguacua	230	15.0
	ISA	Punutuma	230	2 x 12
		Sucre	230	2 x 12
		Urubó	230	12.0
		Total		

PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2015

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<b>Hidroeléctrica</b>													
Zongo	110,203	99,715	107,137	101,968	78,481	53,128	46,055	40,574	45,123	60,705	91,335	109,684	944,108
Corani	72,813	68,197	89,507	86,144	90,121	82,350	70,347	79,259	85,406	80,415	69,659	63,510	937,729
Tiquesi	57,320	52,337	57,368	38,904	19,413	13,488	10,074	10,624	10,738	13,517	26,450	33,437	343,671
Migüillas	11,369	10,008	10,461	8,836	10,086	7,823	9,130	10,943	8,309	7,509	6,273	5,837	106,583
Yura	7,077	7,274	7,722	7,240	6,519	6,446	6,749	6,093	6,168	5,373	5,221	5,707	77,587
Kondia	2,034	2,078	1,791	1,134	1,078	1,105	1,191	1,385	1,413	1,545	1,426	1,434	17,612
Quehata	346	385	1,315	1,318	1,311	806	612	482	468	479	384	398	8,101
San Jacinto	0	0	0	0	0	0	0	23	580	1,141	1,276	979	3,999
<b>SubTotal</b>	<b>261,161</b>	<b>239,993</b>	<b>275,300</b>	<b>245,544</b>	<b>207,008</b>	<b>165,147</b>	<b>144,157</b>	<b>149,496</b>	<b>158,090</b>	<b>170,684</b>	<b>202,024</b>	<b>220,988</b>	<b>2,439,591</b>
<b>Eólica</b>													
Qallipana	723	524	322	616	1,022	1,192	1,028	1,091	1,337	1,213	1,201	1,182	11,450
<b>SubTotal</b>	<b>723</b>	<b>524</b>	<b>322</b>	<b>616</b>	<b>1,022</b>	<b>1,192</b>	<b>1,028</b>	<b>1,091</b>	<b>1,337</b>	<b>1,213</b>	<b>1,201</b>	<b>1,182</b>	<b>11,450</b>
<b>Biomasa</b>													
Guabirá	0	0	0	0	0	1,233	3,057	14,262	12,541	14,418	13,344	3,291	62,146
Unagiro	0	0	0	0	0	57	909	3,727	3,666	2,564	3,631	2,393	18,948
<b>SubTotal</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,290</b>	<b>3,966</b>	<b>17,989</b>	<b>16,207</b>	<b>16,982</b>	<b>16,975</b>	<b>5,684</b>	<b>79,094</b>
<b>Termoeléctrica</b>													
Guaracachi	160,609	137,176	159,504	151,736	113,463	107,508	131,188	156,090	147,204	150,825	144,354	144,818	1,704,476
Sanio Cruz	6,632	6,172	7,287	4,716	8,176	8,771	5,417	5,618	5,203	5,509	7,019	8,752	79,271
Bulo Bulo	55,962	47,428	40,587	30,778	53,289	55,660	54,918	49,014	55,860	59,799	50,060	46,929	600,273
Corasco	36,447	30,007	27,411	56,187	65,351	69,823	75,206	68,173	32,530	27,832	11,683	15,679	516,330
Aranjuez - TG	5,249	5,334	6,385	6,800	7,748	9,119	74,554	7,834	6,483	6,704	7,034	7,303	83,447
Aranjuez - MG	45	0	9	3,609	3,483	3,624	3,803	4,786	4,142	3,856	2,817	2,934	33,307
Korachipampa	7,096	6,383	6,756	6,033	7,394	7,485	7,371	7,581	5,808	5,061	5,889	6,805	79,662
Kenko	0	0	22	441	1,672	5,414	6,416	6,695	5,644	3,640	24	0	29,967
El Alto	18,748	16,160	15,815	18,610	23,308	26,383	32,892	34,717	33,992	31,310	17,463	23,509	292,908
Valle Hermoso	16,962	18,254	10,456	16,790	23,989	42,674	27,448	35,688	18,806	19,074	15,930	14,498	260,568
Aranjuez - DF	0	83	423	328	215	237	50	312	58	365	464	21	2,557
Entre Rios	24,635	24,650	38,423	24,571	30,236	37,176	34,857	36,928	28,097	15,125	9,532	19,781	324,201
Del Sur	88,658	73,763	92,445	88,196	97,316	88,103	100,523	97,547	98,824	103,574	85,086	90,329	1,104,384
Wärnes	2,679	5,008	27,129	24,584	25,933	24,583	22,817	19,101	91,574	110,569	123,555	125,280	606,832
Moxos	6,833	6,002	6,947	6,578	6,557	6,399	6,888	8,859	8,115	7,328	7,733	8,256	86,495
<b>SubTotal</b>	<b>430,555</b>	<b>376,420</b>	<b>439,600</b>	<b>439,957</b>	<b>468,559</b>	<b>492,950</b>	<b>517,247</b>	<b>538,943</b>	<b>542,341</b>	<b>554,571</b>	<b>488,642</b>	<b>514,893</b>	<b>5,804,677</b>
<b>TOTAL</b>	<b>692,438</b>	<b>616,936</b>	<b>715,221</b>	<b>686,118</b>	<b>676,588</b>	<b>660,578</b>	<b>666,397</b>	<b>707,520</b>	<b>711,975</b>	<b>743,449</b>	<b>708,843</b>	<b>742,748</b>	<b>8,334,811</b>
<b>Más Generación San Ignacio de Moxos (Local)</b>													
	-	5	3	-	-	-	-	8	-	-	-	-	16
<b>Más Generación San Borja (Local)</b>													
	-	-	1	-	-	-	8	9	-	-	-	-	21
<b>Más Generación Yucumo (Local)</b>													
	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	4
<b>Más Generación Las Carreras (Local)</b>													
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Menos Generación San Ignacio de Moxos (Local)</b>													
	-	(5)	(3)	-	-	-	-	(8)	-	-	-	-	(16)
<b>Menos Generación San Borja (Local)</b>													
	-	-	(5)	-	-	-	(8)	(9)	-	-	-	-	(21)
<b>Menos Generación Yucumo (Local)</b>													
	-	-	(1)	-	-	-	(1)	(1)	-	-	-	-	(4)
<b>Menos Generación Las Carreras (Local)</b>													
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Generación Bruta</b>													
	<b>692,438</b>	<b>616,936</b>	<b>715,221</b>	<b>686,118</b>	<b>676,588</b>	<b>660,578</b>	<b>666,397</b>	<b>707,520</b>	<b>711,975</b>	<b>743,449</b>	<b>708,843</b>	<b>742,748</b>	<b>8,334,811</b>

## INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (Mwh) - AÑO 2015

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GC4069	155,618	133,927	154,509	146,723	110,292	103,655	127,530	151,454	142,242	145,502	139,267	140,110	1,650,828
SANTA CRUZ	GC4069	5,719	4,384	6,391	4,182	7,088	8,243	3,934	4,436	4,661	5,184	6,580	8,323	68,884
UNAGRO	WAR115	0	0	0	0	0	57	909	3,727	3,666	2,564	3,631	2,393	16,947
ARANJUEZ (9)	ARJ069	5,063	5,203	6,764	10,427	11,328	12,605	10,971	12,567	10,383	10,613	10,021	9,948	115,895
KARACHIPAMPA	KAR069	7,087	6,376	6,755	6,032	7,386	7,484	7,365	7,580	5,807	5,056	5,901	6,796	79,624
SAN JACINTO (5)	TAJ115	0	0	0	0	0	0	0	20	549	1,094	1,213	942	3,819
<b>TOTAL GUARACACHI</b>		<b>173,488</b>	<b>149,890</b>	<b>174,419</b>	<b>167,363</b>	<b>136,094</b>	<b>132,043</b>	<b>150,690</b>	<b>179,764</b>	<b>167,308</b>	<b>170,012</b>	<b>166,614</b>	<b>168,313</b>	<b>1,935,998</b>
ZONGO	KEN115	94,386	82,922	94,450	83,358	60,958	41,756	36,091	32,078	34,775	48,089	76,383	86,014	771,261
KENKO	KEN115	(33)	(30)	(12)	399	1,599	5,258	6,238	6,511	5,483	3,524	(10)	(35)	28,893
TAP CHUQUAGUILLO	TCH115	10,332	11,647	2,535	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,514
CUMBRE (2)	CUM115	0	0	5,708	14,861	14,836	9,585	8,461	7,138	8,888	10,731	11,965	20,000	112,174
MIGUILLAS	VIN069	10,927	9,613	10,056	8,488	9,691	7,487	8,757	10,511	7,953	7,177	5,994	5,514	102,168
<b>TOTAL COBEE</b>		<b>115,613</b>	<b>104,152</b>	<b>112,737</b>	<b>87,105</b>	<b>87,084</b>	<b>64,087</b>	<b>59,547</b>	<b>56,239</b>	<b>57,100</b>	<b>69,521</b>	<b>94,332</b>	<b>111,494</b>	<b>1,039,011</b>
CORANI	COR115	26,057	25,824	35,695	34,674	37,172	34,223	29,100	32,939	35,297	32,940	27,702	24,659	376,281
SANTA ISABEL	SI115	46,628	42,257	53,684	51,351	52,819	47,998	41,111	46,188	49,983	47,347	41,843	38,726	559,935
QOLLIPANA	ARO115	717	520	319	611	1,013	1,183	1,019	1,083	1,326	1,203	1,191	1,173	11,359
<b>TOTAL CORANI</b>		<b>73,402</b>	<b>68,600</b>	<b>89,698</b>	<b>86,636</b>	<b>91,005</b>	<b>83,403</b>	<b>71,230</b>	<b>80,210</b>	<b>86,606</b>	<b>81,490</b>	<b>70,736</b>	<b>64,557</b>	<b>947,755</b>
CARRASCO	CAR230	35,458	29,165	26,569	54,861	63,918	68,377	73,640	66,706	31,610	26,974	11,130	15,044	503,454
VALLE HERMOSO	VHE115	16,735	18,036	10,215	16,542	23,729	42,406	27,211	35,445	18,617	18,893	15,736	14,295	257,860
C. EL ALTO	KEN115	18,501	15,945	15,594	18,368	23,039	26,381	32,892	34,458	33,751	31,216	17,421	23,229	290,794
<b>TOTAL V. HERMOSO</b>		<b>70,695</b>	<b>63,146</b>	<b>52,378</b>	<b>89,771</b>	<b>110,685</b>	<b>137,164</b>	<b>133,742</b>	<b>136,609</b>	<b>83,977</b>	<b>77,083</b>	<b>44,286</b>	<b>52,569</b>	<b>1,052,107</b>
BULO BULO	CAR230	54,214	45,785	39,130	29,625	52,629	53,727	53,370	47,123	53,725	57,644	48,134	45,057	580,164
TAQUESI	CHS115	55,954	51,098	55,939	37,922	18,935	12,994	9,637	10,285	10,197	13,042	25,761	32,637	334,402
YURA	PUN069	6,778	6,960	7,385	6,826	6,193	6,110	6,413	5,755	5,853	5,084	4,945	5,422	73,723
KANATA	ARO115	1,988	2,033	1,750	1,107	1,048	1,075	1,157	1,345	1,374	1,502	1,386	1,397	17,161
GUABIRÁ	WAR115	0	0	0	0	0	1,079	2,842	14,027	12,335	14,184	13,114	3,210	60,789
QUEHATA	VIN069	334	373	1,272	1,274	1,269	780	587	459	446	458	365	386	8,003
ENTRE RÍOS	CAR230	12,015	20,159	36,434	19,640	21,982	34,345	21,402	32,552	20,860	11,096	9,210	18,254	268,949
DEL SUR	YAG230	101,630	76,925	93,493	87,400	101,255	87,358	100,339	98,999	101,612	103,181	83,275	89,000	1,124,467
WARNES (1)	WAR230	0	4,975	25,440	27,998	27,203	25,747	23,912	18,534	92,550	115,105	122,195	124,460	608,127
<b>TOTAL ENDEANDINA</b>		<b>113,645</b>	<b>102,059</b>	<b>155,377</b>	<b>135,037</b>	<b>150,440</b>	<b>147,450</b>	<b>155,653</b>	<b>151,084</b>	<b>215,022</b>	<b>229,381</b>	<b>214,680</b>	<b>231,714</b>	<b>2,001,543</b>
MOXOS (3)	TRI115	6,888	6,039	6,984	6,627	6,586	6,026	6,540	8,427	7,703	6,934	7,328	7,824	83,906
<b>TOTAL ENDE GEN.</b>		<b>6,888</b>	<b>6,039</b>	<b>6,984</b>	<b>6,627</b>	<b>6,586</b>	<b>6,026</b>	<b>6,540</b>	<b>8,427</b>	<b>7,703</b>	<b>6,934</b>	<b>7,328</b>	<b>7,824</b>	<b>83,906</b>
<b>TOTAL INYECCIONES</b>		<b>672,999</b>	<b>600,134</b>	<b>697,070</b>	<b>669,295</b>	<b>661,970</b>	<b>645,939</b>	<b>651,409</b>	<b>691,326</b>	<b>701,645</b>	<b>726,336</b>	<b>691,681</b>	<b>724,580</b>	<b>8,134,382</b>

## RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (Mwh) - AÑO 2015

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GC4069	189,399	175,702	206,586	191,054	163,934	160,658	162,761	186,718	206,561	216,879	213,480	217,609	2,291,341
URUBÓ	URJ069	33,361	27,404	31,545	23,493	30,710	27,567	25,840	23,693	20,004	17,702	18,683	22,380	302,382
ARBOLEDA	ARB115	24,487	22,570	19,407	25,435	16,292	13,483	9,820	6,093	1,099	183	88	2,022	140,978
WARNES (2)	WAR115	0	0	10,861	6,155	11,701	11,300	15,520	22,382	29,154	31,929	32,694	34,143	205,839
<b>Total CRE</b>		<b>247,247</b>	<b>225,676</b>	<b>268,399</b>	<b>246,137</b>	<b>222,636</b>	<b>213,008</b>	<b>213,940</b>	<b>238,886</b>	<b>256,818</b>	<b>266,693</b>	<b>264,946</b>	<b>276,154</b>	<b>2,940,540</b>
KENKO	KEN115	106,342	95,368	108,270	107,530	111,090	109,464	111,914	112,791	110,411	112,902	108,286	110,156	1,304,525
MALLASA (4)	MAL115	0	0	0	0	0	378	877	881	841	870	833	845	5,525
COTA COTA	COT115	9,075	8,244	9,396	9,379	9,785	9,867	10,609	9,988	9,259	9,406	9,027	9,448	113,484
BOLOGNIA	BOL115	10,198	9,362	10,618	10,553	10,886	10,135	9,744	10,237	9,773	9,876	9,446	9,750	120,580
TAP BAHAI	TBA115	8,657	7,983	9,106	8,543	8,319	8,186	8,731	8,478	8,224	8,290	8,077	8,682	101,275
PAMPAPASI	PAM115	5,093	4,624	5,213	5,071	5,275	5,188	5,464	5,344	5,058	5,267	5,126	5,301	62,025
CUMBRE (8)	CUM115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	591
CHUSIPATA	CHS115	1,443	1,260	1,375	1,485	1,597	1,603	1,679	1,654	1,597	1,690	1,620	1,607	18,610
CARANAVI	CRA115	3,206	2,986	3,431	3,329	3,396	3,289	3,383	3,495	3,451	3,580	3,501	3,565	40,611
SAN BUENAVENTURA (8)	SBUT115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57	57
<b>TOTAL DELAPAZ</b>		<b>144,014</b>	<b>129,827</b>	<b>147,410</b>	<b>145,891</b>	<b>150,347</b>	<b>148,111</b>	<b>152,402</b>	<b>152,867</b>	<b>148,613</b>	<b>151,881</b>	<b>145,917</b>	<b>150,001</b>	<b>1,767,281</b>
AROCAGUA	ARO115	67,161	61,668	68,531	65,873	69,832	69,282	72,574	70,908	71,724	75,748	72,472	73,930	839,703
VALLE HERMOSO	VHE115	26,331	24,221	21,823	22,430	23,759	23,083	24,422	27,009	25,753	28,763	26,466	25,736	299,797
COBOCE	CBC115	1,161	1,053	1,216	1,190	1,350	1,292	1,329	1,350	1,207	496	1,328	1,277	14,249
CHIMORÉ	CH230	5,613	5,313	6,114	5,855	5,653	5,454	5,599	6,243	6,392	6,673	6,642	6,734	72,286
<b>Total ELFEF</b>		<b>100,266</b>	<b>92,254</b>	<b>97,684</b>	<b>95,348</b>	<b>100,595</b>	<b>99,112</b>	<b>103,928</b>	<b>105,511</b>	<b>105,075</b>	<b>111,680</b>	<b>106,908</b>	<b>107,679</b>	<b>1,226,034</b>
VINTO	VIN069	28,530	25,293	29,392	28,217	28,964	28,138	27,620	27,127	26,260	27,251	26,447	27,729	331,068
CATAVI	CAT069	9,722	8,244	10,865	10,382	11,368	11,645	12,890	12,781	12,734	12,560	11,451	11,254	135,895
<b>TOTAL ELFEF</b>		<b>38,251</b>	<b>33,537</b>	<b>40,257</b>	<b>38,599</b>	<b>40,332</b>	<b>39,783</b>	<b>40,509</b>	<b>39,907</b>	<b>38,994</b>	<b>39,911</b>	<b>37,899</b>	<b>38,983</b>	<b>466,963</b>
OCLURÍ	OCL115	435	415	498	503	533	509	503	483	484	464	463	428	5,717
POTOSÍ (5)	POT069	25,373	21,750	25,184	26,023	26,742	22,250	12,119	21,873	20,666	21,270	19,347	19,360	261,957
POTOSÍ (4)	POT115	0	0	0	0	0	3,946	4,130	4,080	3,654	3,974	3,767	4,087	27,638
PUNUTUMA	PUN069	2,487	1,953	2,693	2,420	2,726	2,599	2,382	2,322	2,435	2,424	2,054	1,911	28,407
ATOCHA	ATO069	5,971	5,416	6,472	6,128	6,469	6,417	6,838	6,477	6,440	5,819	5,584	5,815	73,847
DON DIEGO	DDI069	2,504	2,090	2,445	2,628	2,786	2,659	2,013	2,188	2,166	2,159	2,010	1,956	27,604
SACACA	SAC115	220	251	293	299	328	318	307	322	299	318	290	270	3,515
KARACHIPAMPA	KAR069	212	200	705	917	982	1,071	2,770	1,658	978	2,453	2,478	390	14,814
LÍPEZ	PUN230	166	150	178	201	250	245	248	270	237	224	225	214	2,608
<b>TOTAL SEPSA</b>		<b>37,368</b>	<b>32,225</b>	<b>38,467</b>	<b>39,120</b>	<b>40,816</b>	<b>40,013</b>	<b>31,309</b>	<b>39,672</b>	<b>37,360</b>	<b>39,105</b>	<b>36,218</b>	<b>34,432</b>	<b>446,106</b>
ARANJUEZ	ARJ069	14,548	13,436	15,392	15,101	15,570	15,392	15,739	15,816	15,436	15,967	15,128	15,428	182,951
MARIACA	MAR069	3	2	2	2	1	0	0	0	0	3	3	2	18
SUCRE	SUC069	8,532	6,393	7,204	7,348	7,611	8,831	8,146	9,023	9,374	8,611	6,142	9,435	96,651
<b>TOTAL CESSA</b>		<b>23,083</b>	<b>19,831</b>	<b>22,598</b>	<b>22,451</b>	<b>23,181</b>	<b>24,222</b>	<b>23,885</b>	<b>24,839</b>	<b>24,810</b>	<b>24,581</b>	<b>21,273</b>	<b>24,865</b>	<b>279,620</b>
YUCUMO	YUC115	2,186	2,043	2,285	2,274	2,207	2,089	2,160	2,708	2,679	2,766	2,579	0	2

## POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2015

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Guaracachi	GCH069	285.3	281.0	280.4	294.7	240.5	233.6	295.4	308.0	279.0	277.0	289.2	280.4	308.0
Santa Cruz	GCH069	40.8	39.1	39.7	40.3	40.4	41.3	43.9	41.9	37.1	40.4	38.2	38.0	43.9
Santa Cruz (UNAGRO)	WAR115	-	-	-	-	-	4.5	6.1	6.4	6.2	6.0	6.3	6.1	6.4
Aranjuez (9)	ARJ069	17.1	23.4	23.2	26.3	23.1	29.1	29.3	29.3	27.8	27.8	26.8	21.9	29.3
Karachi pampa	KAR069	12.5	12.8	13.8	13.1	13.7	13.1	12.9	12.9	12.7	12.0	11.3	11.2	13.8
San Jacinto (5)	TAJ115	-	-	-	-	-	-	-	5.6	6.9	6.9	6.5	6.3	6.9
Sistema Zongo	KEN115	156.8	141.9	160.4	147.0	142.4	147.4	131.2	117.7	144.5	132.6	157.0	160.3	160.4
Kenko	KEN115	(0.0)	(0.0)	8.7	9.1	9.2	9.2	10.2	9.5	9.4	9.2	6.9	(0.0)	10.2
Top Chuquiguilla	TCH115	40.3	37.3	35.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.3
Cumbre (2)	CUM115	-	-	39.2	49.3	41.6	67.7	34.5	28.4	42.9	38.2	55.3	55.5	67.7
Sistema Miguillas	VIN069	19.5	19.3	19.2	20.0	19.0	20.0	18.9	19.5	19.8	18.9	19.2	19.0	20.0
Corani	COR115	57.3	53.8	53.9	53.9	53.8	54.4	53.8	55.1	53.7	54.0	54.2	54.1	57.3
Santa Isabel	SIS115	88.3	88.3	88.4	88.3	88.0	88.0	87.9	87.2	87.4	87.7	87.6	88.1	88.4
Gallipana	ARO115	2.9	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Carrasco	CAR230	117.6	122.6	119.5	124.1	128.6	135.6	131.0	126.3	121.7	111.7	117.0	100.7	135.6
Valle Hermoso	VHE115	75.1	90.9	69.3	108.1	111.2	115.6	107.0	103.5	95.2	61.2	80.3	50.9	115.6
El Alto	KEN115	33.0	32.6	32.7	33.1	49.1	51.9	52.4	52.6	52.1	51.0	48.8	47.8	52.6
Bulo Bulo	CAR230	118.0	116.2	116.0	114.8	80.8	93.1	85.0	86.5	86.0	85.1	85.7	110.1	118.0
Sistema Taquesi	CHS115	85.2	86.3	86.1	83.9	82.1	83.4	81.0	81.2	82.2	81.1	82.7	82.4	86.3
Sistema Yura	PUN069	17.6	17.7	17.5	17.5	17.4	17.8	17.4	17.2	17.2	16.7	16.6	17.2	17.8
Kanata	ARO115	6.9	7.0	6.9	6.9	6.9	7.1	6.9	7.0	7.0	6.9	6.9	6.8	7.1
Guabirá Energía	WAR115	-	-	-	-	-	16.4	20.3	21.7	21.5	21.1	21.0	18.1	21.7
Quehata	VIN069	2.0	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	2.0
Entre Ríos	CAR230	95.3	97.9	101.5	99.5	75.6	83.6	52.4	74.5	95.1	114.1	77.3	105.8	114.1
Del Sur	YAG230	165.8	173.8	169.8	168.7	173.0	171.8	170.8	171.6	170.3	174.4	173.1	167.5	174.4
Warnes (1)	WAR230	-	43.3	45.8	45.0	43.9	46.5	60.4	45.8	176.5	210.2	220.8	213.0	220.8
Moxos (3)	TRI115	21.4	17.9	18.9	18.6	18.4	19.3	18.2	18.8	20.2	17.0	18.1	18.5	21.4
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE - Guaracachi	GCH069	378.5	392.3	402.1	391.7	321.3	396.1	359.7	381.6	429.4	437.1	437.1	434.9	437.1
CRE - Urubó	URU069	114.0	75.9	81.0	75.9	130.0	80.8	141.2	145.1	70.6	58.6	127.6	126.7	145.1
CRE - Arboleda	ARB115	46.8	49.9	52.6	50.6	43.7	49.9	25.9	23.1	20.0	17.6	8.1	39.3	52.6
CRE - Warnes (2)	WAR115	-	-	32.0	25.5	28.2	29.5	37.8	45.0	57.3	62.1	69.5	68.7	69.5
DELAPAZ - Kenko	KEN115	218.8	221.7	225.1	230.9	233.4	234.4	230.4	239.4	232.7	228.4	229.0	224.9	239.4
DELAPAZ - Mallasa (4)	MAL115	-	-	-	-	-	2.1	2.2	2.2	2.1	2.1	2.1	2.3	2.3
DELAPAZ - Coto Cota	COT115	19.1	19.0	19.4	20.1	21.7	21.4	21.8	22.4	20.7	19.5	19.4	21.8	22.4
DELAPAZ - Bolognina	BOL115	21.9	22.1	22.3	23.0	25.3	23.1	20.1	22.9	21.1	20.4	20.2	21.8	25.3
DELAPAZ - Top Bahai	TBA115	17.7	17.6	18.3	18.3	18.6	17.7	19.5	18.4	16.7	16.3	17.0	17.3	19.5
DELAPAZ - Pampahasi	PAM115	10.8	12.1	12.7	12.4	12.9	12.2	13.8	12.2	13.2	12.2	12.2	13.7	13.8
DELAPAZ - Cumbre (8)	CUM115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38.2	38.2
DELAPAZ - Chuspigato	CHS115	3.7	3.6	3.5	3.9	4.0	3.9	4.0	3.8	4.1	4.1	4.0	4.0	4.1
DELAPAZ - Caranau	CRN115	7.0	7.2	7.6	7.6	7.4	7.6	7.6	7.6	7.8	7.9	8.0	7.6	8.0
DELAPAZ - San Buenaventura (8)	SBUI15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0	1.0
ELFEC - Arocagua	ARO115	131.9	136.5	136.0	134.9	140.4	147.2	145.3	141.6	147.3	152.3	150.7	144.6	152.3
ELFEC - Valle Hermoso	VHE115	54.5	57.2	58.9	60.0	55.6	54.9	58.2	58.3	60.3	64.4	58.9	55.3	64.4
ELFEC - Cobaco	CBC115	2.8	2.9	3.0	3.0	4.3	3.4	3.5	5.2	3.6	3.8	3.6	3.3	5.2
ELFEC - Chimoré	CHI230	12.5	13.0	13.8	13.2	12.4	12.6	13.5	13.7	14.7	15.3	15.2	14.4	15.3
ELFEO - Vinto	VIN069	54.7	54.3	55.2	56.7	58.5	62.2	59.0	56.2	56.1	55.3	55.2	55.7	62.2
ELFEO - Catavi	CAT069	20.8	21.9	23.0	23.5	23.2	23.2	26.3	24.8	24.3	24.4	23.3	22.8	26.3
CESSA - Aranjuez	ARJ069	31.9	33.0	33.4	33.9	34.6	34.9	34.3	34.6	34.6	34.4	34.5	36.1	36.1
CESSA - Mariaca	MAR069	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	-	-	-	-	0.1	0.1	0.0	0.1
CESSA - Sucre	SUC069	15.3	15.5	14.9	12.9	15.3	16.0	15.8	15.9	15.9	15.6	10.2	15.5	16.0
SEPSA - Patosí	POT069	44.9	44.7	44.6	46.8	47.9	45.7	36.2	37.7	36.0	36.0	38.0	33.9	47.9
SEPSA - Patosí (4)	POT115	-	-	-	-	-	10.9	10.7	11.3	9.0	9.3	9.2	9.3	11.3
SEPSA - Punutuma	PUN069	5.0	5.0	5.1	5.1	5.4	5.4	5.3	5.4	5.4	5.6	5.1	5.1	5.6
SEPSA - Atacocha	ATO069	11.3	11.9	12.0	12.2	12.3	12.7	12.7	12.9	12.6	11.6	11.3	11.1	12.9
SEPSA - Don Diego	DDI069	5.8	6.2	6.4	6.4	6.4	6.6	6.5	6.5	6.4	6.2	6.4	5.8	6.6
SEPSA - Ocurí	OCU115	1.3	1.4	1.5	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.6
SEPSA - Sacaca	SAC115	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	1.1
SEPSA - Karachi pampa	KAR069	1.0	1.2	1.6	1.5	1.9	4.9	5.0	5.3	1.6	5.2	4.5	1.6	5.3
SEPSA - Lipez	PUN230	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.7
ENDE - Yucumo	YUC115	4.6	4.9	5.0	5.1	5.0	5.0	6.0	6.3	6.7	6.2	5.8	-	6.7
ENDE - San Borja	SBOT15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENDE - San Ignacio de Moxos	MOXI15	1.8	1.8	1.9	1.9	1.8	1.9	2.2	2.1	2.2	2.2	2.2	-	2.2
ENDE - Trinidad	TRI115	17.8	19.0	18.9	18.4	18.6	17.7	17.5	19.2	20.5	21.2	21.9	-	21.9
ENDE - Las Carreras	LCA230	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0
ENDE - Tagua	PUN069	0.8	0.6	1.0	2.0	0.9	3.4	3.6	1.9	0.7	1.6	0.9	0.8	3.6
ENDE - Uyuni	PUN230	2.7	2.1	2.1	2.1	2.8	3.0	3.3	3.0	2.7	2.6	2.3	2.5	3.3
SETAR - Tarija (5)	TAJ115	7.8	7.8	10.1	8.3	8.8	8.8	8.3	13.6	16.2	15.5	16.2	28.1	28.1
SETAR - Villamontes	YAG069	5.5	5.7	5.8	5.5	4.9	5.0	5.1	5.6	6.0	6.3	6.7	6.8	6.8
SETAR - Yacuiba	YAG069	13.5	14.2	14.2	12.7	11.6	11.6	11.6	12.6	13.5	13.8	15.2	14.5	15.2
ENDE DELBENI - Yucumo (6)	YUC115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.5	0.5	5.9	5.9
ENDE DELBENI - San Borja (6)	SBOT15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENDE DELBENI - San Ignacio de Moxos (6)	MOXI15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.3	2.3
ENDE DELBENI - Trinidad (6)	TRI115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.6	20.6
EMDEECRUZ (7)	WAR115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	0.01	0.01
EMIRSA	VIN115	1.4	1.5	1.3	1.1	1.4	1.3	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.5
EM VINTO	VIN069	5.3	5.4	5.3	5.5	5.2	6.1	5.4	7.3	7.5	6.8	7.9	7.6	7.9
COBOCE	CBC115	15.1	14.4	14.5	14.5	14.9	14.4	14.6	14.4	14.7	14.4	11.1	14.8	15.1
EMSC	PUN230	47.7	47.3	46.2	46.9	47.6	48.4	48.6	49.4	50.8	51.2	49.4	44.6	51.2

(1) Ingreso en operación comercial de las unidades WAR01 (febrero de 2015), WAR03 (junio de 2015), WAR02, WAR04 y WAR05 (septiembre de 2015) en Central Termoeléctrica Warnes.

(2) Ingreso en operación comercial de la bahía en subestación Cumbre 115 kV para las inyecciones de COBEE y el transformador Warnes 230/115 kV para los retiros de CRE (marzo de 2015).

(3) Ingreso en operación comercial de las unidades MOS15 y MOS16 (diciembre de 2015).

(4) Ingreso en operación comercial del nodo Patosí 115 kV para los retiros de SEPSA e ingreso de la subestación Mallasa 115 kV para los retiros de DELAPAZ (junio de 2015).

(5) En aplicación a lo dispuesto en la Resolución AE N° 718/2015, se ha incluido el efecto de la generación de Central San Jacinto en el SIN y la demanda de SETAR.

(6) Habilitación de ENDE DELBENI como Agente del MEM retirando inicialmente en Yucumo 115 kV (octubre de 2015), a partir de diciembre de 2015 el Agente ENDE DELBENI se hace cargo de los retiros del Sistema Trinidad los cuales eran consignados a ENDE hasta noviembre de 2015.

(7) Ingreso en operación comercial de la empresa EMDEECRUZ realizando sus retiros en el nodo Warnes 115 kV (noviembre de 2015).

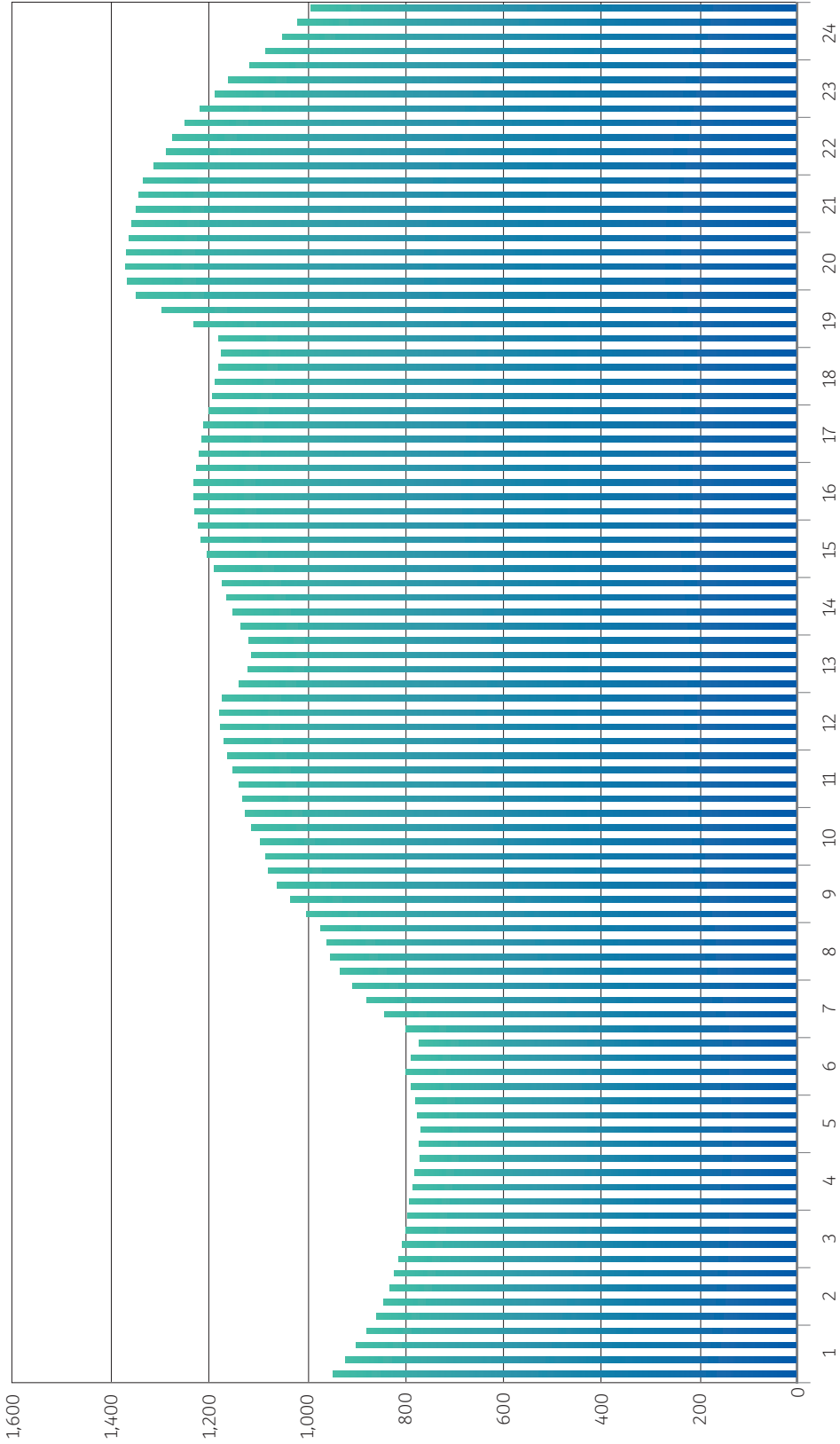
(8) Ingreso en operación comercial de la línea Yucumo - San Buenaventura 115 kV y los retiros de DELAPAZ en los nodos SBUI15 y CUM115 (diciembre de 2015).

(9) Retiro de la unidad ARJ10 (enero de 2015) según Resolución AE N° 026/2015.

## POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2015

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH069	265.2	270.8	244.2	263.4	209.2	214.0	290.4	305.9	251.7	265.7	271.0	177.2
Santa Cruz	GCH069	36.8	36.5	23.0	24.1	36.7	37.2	36.6	35.6	23.2	29.1	35.9	35.5
Santa Cruz (UNAGRO)	WARI15	-	-	-	-	-	-	5.4	5.2	4.9	4.0	5.5	5.6
Aranjuez	ARJ069	13.1	12.7	10.5	22.4	22.1	26.9	20.9	28.5	26.7	22.2	20.3	13.8
Karachipampa	KAR069	12.2	12.1	8.7	12.1	12.0	12.9	12.3	12.2	(0.0)	11.2	10.9	8.7
San Jacinto	TAJ115	-	-	-	-	-	-	-	5.6	6.8	6.8	6.3	6.1
Sistema Zango	KEN115	136.9	131.0	136.0	141.1	125.0	145.4	95.5	112.6	91.4	99.5	148.9	158.8
Kenko	KEN115	(0.0)	(0.0)	6.9	(0.0)	8.4	8.9	8.6	8.5	8.9	8.6	(0.0)	(0.0)
Tap Chuquiguallo	TCH115	16.5	16.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cumbre	CUM115	-	-	9.2	13.3	5.0	13.1	2.7	0.2	0.1	11.1	5.4	-
Sistema Miguilas	VIN069	19.0	19.0	19.0	13.9	18.9	18.8	18.8	18.7	18.7	14.2	6.7	(0.4)
Corani	COR115	53.3	53.2	53.3	53.2	53.3	53.5	44.3	53.2	53.3	53.2	40.0	53.5
Santa Isabel	SIS115	87.6	86.6	74.8	87.1	87.2	87.2	65.4	86.3	85.1	87.0	83.3	87.2
Qollpana	ARO115	0.1	0.9	0.1	2.7	2.3	2.7	2.9	2.1	2.8	2.9	1.9	2.5
Corrauco	CAR230	97.7	119.2	117.3	119.5	121.8	75.3	116.9	70.9	93.2	93.9	46.8	80.3
Valle Hermoso	VHE115	39.7	38.7	69.2	39.1	105.0	112.2	96.7	95.9	57.4	40.0	47.3	38.4
El Alto	KEN115	30.3	28.6	28.2	28.0	28.7	17.6	49.3	45.5	48.7	45.1	44.2	45.0
Bulo Bulo	CAR230	114.9	112.7	110.2	113.0	76.8	84.1	39.1	78.2	77.5	80.9	71.3	82.3
Sistema Taquesi	CHS115	82.7	81.8	81.4	81.1	80.7	80.5	59.6	80.2	64.4	59.1	79.3	69.1
Sistema Yura	PUN069	17.2	17.0	17.3	17.2	16.6	16.9	16.9	16.9	16.6	16.3	14.5	16.2
Kanata	ARO115	6.8	6.8	6.8	6.8	6.7	6.7	6.8	6.7	6.8	6.7	6.8	6.7
Guabirá Energía	WARI15	-	-	-	-	-	(0.1)	18.7	21.1	19.5	19.8	20.3	15.1
Quahota	VIN069	1.7	(0.0)	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.9	1.9	(0.0)	1.8	1.8
Entre Ríos	CAR230	71.2	87.5	94.9	70.7	48.3	49.9	46.1	69.1	90.5	68.2	49.7	100.0
Del Sur	YAG230	163.2	150.3	157.2	159.1	159.8	169.9	165.3	149.5	156.7	152.2	143.3	154.3
Warnes	WAR230	-	-	39.2	39.9	40.5	43.8	31.8	(0.4)	156.0	195.6	200.2	185.1
Moxos	TRI115	11.1	11.5	18.8	11.4	11.7	16.8	16.5	16.9	16.9	13.0	15.2	15.1
TOTAL INYECCIONES		1,277.4	1,293.2	1,327.9	1,320.7	1,278.5	1,295.9	1,269.4	1,327.2	1,379.5	1,406.3	1,377.0	1,358.0
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE - Guaracachi	GCH069	369.0	370.3	367.4	368.5	317.6	328.0	358.5	379.2	398.0	424.4	424.8	349.5
CRE - Urubó	URU069	52.0	48.6	78.6	49.6	55.7	59.9	25.3	41.7	54.3	47.1	37.5	93.7
CRE - Arboleda	ARB115	46.3	47.5	29.2	50.6	24.3	23.4	11.3	18.1	2.2	-	-	-
CRE - Warnes	WARI15	-	-	22.2	10.3	27.3	27.0	37.7	36.4	55.3	61.3	67.4	66.4
DELAPEZ - Kenko	KEN115	217.5	218.5	223.4	227.8	232.8	228.8	228.4	224.6	225.9	227.7	225.2	221.5
DELAPEZ - Mallasa	MAL115	-	-	-	-	-	-	2.0	1.9	1.9	2.0	1.9	1.9
DELAPEZ - Colo Colo	COT115	18.3	18.6	18.8	19.4	19.4	19.2	20.9	18.9	18.3	19.4	18.5	18.6
DELAPEZ - Bolognina	BOL115	20.9	21.4	21.9	22.3	24.5	21.9	19.2	19.7	19.5	20.4	19.6	19.2
DELAPEZ - Tap Bahai	TBA115	16.4	16.8	17.4	16.3	10.3	17.0	16.5	16.3	16.1	15.6	16.5	16.5
DELAPEZ - Pampahasi	PAM115	10.2	10.5	10.6	10.4	11.3	10.3	10.5	10.3	10.3	10.9	10.5	10.0
DELAPEZ - Cumbre	CUM115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DELAPEZ - Chuspipata	CHS115	3.3	3.3	3.2	3.5	3.6	3.5	3.7	3.6	4.0	3.8	3.6	3.7
DELAPEZ - Caranavi	CRN115	6.5	6.8	7.2	7.1	7.1	7.2	7.3	7.2	7.3	7.6	5.8	7.6
DELAPEZ - San Buenaventura	SBU115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELFE0 - Vinto	VIN069	53.4	52.1	54.6	54.3	56.8	56.3	52.0	55.3	53.0	50.7	49.7	50.8
ELFE0 - Cataui	CAT069	20.5	19.8	19.9	21.3	22.5	21.5	23.8	23.2	22.8	23.3	21.1	21.4
ELFE0 - Aracogua	ARO115	128.6	135.0	136.0	134.4	140.2	139.9	138.4	135.0	143.4	142.6	148.5	143.1
ELFE0 - Valle Hermoso	VHE115	52.7	55.5	49.4	46.3	51.9	52.7	57.2	57.9	54.2	57.2	46.9	54.3
ELFE0 - Cobace	CBC115	2.6	2.8	2.9	2.8	3.4	3.3	3.3	3.3	3.5	3.7	3.2	2.9
ELFE0 - Chimoré	CHI230	12.1	12.8	13.4	12.3	11.9	12.6	13.2	13.3	14.6	14.9	14.7	14.3
CESSA - Aranjuez	ARJ069	31.1	32.4	33.3	33.1	34.1	33.6	33.8	33.6	34.4	33.7	32.3	32.2
CESSA - Mariaca	MAR069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	-	0.0
CESSA - Sucre	SUC069	13.3	12.3	9.3	12.1	14.6	14.9	7.9	15.0	15.5	9.7	9.5	13.7
SEPSA - Potosí	POT069	43.8	41.5	43.2	45.6	40.8	28.0	14.6	34.6	34.1	31.6	31.4	31.8
SEPSA - Potosí	POT115	-	-	-	-	-	10.8	7.7	8.7	8.6	9.0	8.9	8.9
SEPSA - Punutuma	PUN069	4.9	3.4	4.5	4.6	5.0	5.2	4.9	4.8	4.7	4.0	4.8	4.6
SEPSA - Atocha	ATO069	10.4	10.9	10.8	11.6	11.8	11.0	12.2	11.6	11.8	10.9	10.6	10.3
SEPSA - Don Diego	DDI069	5.6	5.4	6.1	5.8	6.2	6.2	4.3	4.7	3.9	5.8	6.2	5.0
SEPSA - Ocuri	OCU115	1.1	1.3	1.4	1.3	1.5	1.5	1.4	1.5	1.4	1.3	1.3	1.3
SEPSA - Sacaca	SAC115	0.7	0.8	1.0	0.9	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	1.0	0.8
SEPSA - Karachipampa	KAR069	0.2	0.3	0.4	1.3	1.3	1.2	3.4	1.3	1.3	4.3	4.3	0.4
SEPSA - Lipég	PUN230	0.4	0.3	-	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4
ENDE - Yucumo	YUC115	4.2	4.8	4.9	4.5	4.9	4.8	5.5	5.5	5.5	6.0	5.8	-
ENDE - San Borja	SBO115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENDE - San Ignacio de Moxos	MOXI15	1.5	1.8	1.9	1.8	1.8	1.9	2.2	1.9	2.0	2.1	2.0	-
ENDE - Trinidad	TRI115	15.6	18.1	18.9	18.2	17.1	17.5	17.3	19.2	19.9	21.0	21.6	-
ENDE - Las Carreras	LCA230	1.6	1.7	1.9	1.9	1.9	1.9	2.0	1.9	1.9	1.9	1.8	1.7
ENDE - Tagua	PUN069	0.2	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
ENDE - Ujuni	PUN230	2.1	2.0	2.1	2.0	2.5	2.7	2.8	2.5	2.3	2.3	2.1	2.1
SETAR - Torija	TAJ115	6.2	6.1	7.3	7.8	6.7	6.9	7.2	13.1	14.8	15.0	14.0	12.2
SETAR - Villamontes	YAG069	4.3	5.5	5.7	5.2	4.7	4.9	5.0	5.5	5.7	6.3	6.4	6.1
SETAR - Yacubba	YAG069	10.5	13.9	13.8	12.3	11.3	11.4	11.6	12.5	12.5	13.8	15.2	13.0
ENDE DELBENI - Yucumo	YUC115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	0.5	5.8
ENDE DELBENI - San Borja	SBO115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENDE DELBENI - San Ignacio de Moxos	MOXI15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.2
ENDE DELBENI - Trinidad	TRI115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.6
EMDEECRUZ	WARI15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.003	0.002
EMIRSA	VIN115	0.9	1.0	0.9	0.7	0.8	0.8	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
EM VINTO	VIN069	3.1	2.4	4.4	3.8	4.4	4.7	4.5	4.5	4.4	4.8	6.9	5.1
COBOCE	CBC115	14.7	12.9	8.5	13.2	9.1	14.3	12.8	10.2	6.6	5.5	8.9	14.5
EMSC	PUN230	43.1	46.4	39.6	42.6	44.4	46.7	43.1	39.7	45.2	46.5	37.5	39.6
MAXIMA		1,249.9	1,265.7	1,296.1	1,288.4	1,247.5	1,255.9	1,235.9	1,300.3	1,343.1	1,370.0	1,349.4	1,327.3
día		Martes 20	Martes 03	Miércoles 11	Jueves 16	Jueves 21	Martes 09	Jueves 30	Lunes 31	Martes 22	Jueves 22	Jueves 26	Viernes 04
hora		20:15	20:15	20:00	19:30	19:15	19:00	19:30	19:30	19:30	19:30	20:00	20:00

CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW)  
JUEVES 22 DE OCTUBRE DE 2015



## POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2015

Componente	Capacidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
<b>Líneas de Transmisión</b>														
Santiago-Sucre	142.5	60.9	46.8	59.5	45.6	74.9	109.2	91.5	94.0	47.4	49.2	38.2	56.4	109.2
Sucre-Puntuma	142.5	27.9	25.9	36.3	14.8	54.1	76.8	67.6	67.6	17.4	38.0	17.0	30.9	76.8
Puntuma-San Cristóbal	140	50.3	49.8	48.3	51.5	49.8	52.4	52.5	53.6	54.3	53.7	51.4	47.7	54.3
Vinto-Magocuy	130	78.3	97.5	150.3	122.5	135.0	145.4	142.1	154.04(e)	147.9	134.4	70.8	48.5	154.0
Santiago-Vinto	130	91.7	90.7	148.4	131.3	136.5	142.5	144.2	150.15(e)	153.4	144.7	74.5	74.5	153.4
Caracas-Santiago	130	87.9	93.1	91.2	84.6	86.5	116.6	123.5	138.9	117.1	119.0	130.6	111.6	138.9
Santiago-Caracas	130	33.1	42.1	45.3	48.0	12.7	-	-	-	1.5	85.9	21.2	8.8	85.9
Santiago-Palca	155.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.4	46.0	36.5	46.0
Santiago-Palca II	155.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.7	46.2	36.3	46.2
Palca-Cumbre	155.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86.9	90.0	71.6	90.0
Cumbre-Palca	155.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.6	98.7	79.5	98.7
Palca-Santiago I	155.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.7	49.5	39.5	49.5
Palca-Santiago II	155.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.7	49.1	39.5	49.1
San Jose-Valle Hermoso	130	93.6	94.5	96.7	92.2	95.1	123.6	128.1	135.35(e)	115.1	116.6	116.3	99.2	135.4
Valle Hermoso-Santiago	130	123.2	119.4	115.9	112.4	60.2	11.0	-	9.8	30.0	30.0	32.7	43.8	123.2
Caracas-Chimare	130	56.4	29.8	38.6	55.2	80.2	137.71(f)	110.0	116.4	69.8	58.0	56.8	51.4	137.7
Caracas-Warner	130	107.7	105.3	100.0	90.0	96.3	113.2	137.0	134.9	132.2	143.3	129.6	129.6	143.3
Caracas-Arbaleida	142.5	116.6	108.1	109.4	103.8	103.8	112.7	100.0	89.7	61.1	59.0	28.3	32.0	116.6
Arbaleida-Uruba	142.5	146.45(f)	123.4	129.4	123.7	151.81(h)	102.1	131.4	129.7	82.2	74.1	137.4	143.21(i)	151.8
Vinto-Santiago	130	64.0	65.7	57.6	59.3	120.5	-	-	148.46(f)	72.1	59.7	133.3	129.6	148.5
San Jose-Chimare	130	48.5	66.2	58.6	66.8	27.1	2.7	-	7.2	-	2.1	3.4	29.2	120.5
Warner-Guaracachi	143	113.5	119.5	119.5	116.6	124.7	140.3	107.8	124.8	144.72(f)	148.57(f)	146.3	154.11(j)	154.1
Puntuma-Sucre	142.5	64.7	67.6	81.9	61.1	58.2	79.5	71.8	56.7	59.9	61.8	70.7	56.8	81.9
Puntuma-Las Carreras	150	-	7.2	-	-	1.0	24.5	8.5	16.1	-	0.0	-	-	24.5
Las Carreras-Puntuma	150	141.3	151.0	146.3	147.0	149.5	151.1	152.4	149.0	146.9	150.0	149.7	143.8	152.4
Torje-Las Carreras	150	143.5	154.3	148.6	149.8	152.2	154.6	156.0	151.3	149.0	153.2	152.8	147.1	156.0
Los Carreres-Torje	150.0	-	6.3	-	0.7	0.7	22.0	7.3	15.3	-	0.0	-	-	22.0
Vaguacua-Torje	160.0	152.5	161.6	157.2	159.5	159.4	163.4	161.3	159.1	157.1	159.6	160.0	155.8	163.4
Torje-Vaguacua	160.0	-	1.0	-	-	-	15.1	0.6	11.2	-	0.0	-	-	15.1
Sucre-Santiago	142.5	32.7	39.6	49.1	47.5	45.3	56.8	49.9	50.8	40.1	35.6	53.1	38.8	56.8
Palca-S-Puntuma	74.0	-	2.5	1.9	-	0.9	6.1	7.4	3.0	-	0.0	25.3	7.2	25.3
Puntuma-Palca I	74.0	32.8	70.4	73.9	48.6	48.8	54.5	45.5	78.4	52.5	51.8	50.8	42.5	78.4
Santa Isabel-Sacaba	74.0	60.1	60.4	61.6	65.1	60.7	58.7	62.1	60.0	64.5	66.3	63.5	60.2	66.3
Corani-Aracagua	74.0	70.0	70.5	71.6	75.1	70.5	69.2	71.7	71.7	92.11(g)	76.9	75.0	71.7	92.1
Valle Hermoso-Aracagua I	74.0	28.0	28.9	28.4	27.1	28.4	19.9	22.7	18.4	31.2	22.6	39.2	29.4	39.2
Valle Hermoso-Aracagua II	74.0	29.8	30.8	30.0	29.0	19.5	21.2	24.1	19.4	33.0	24.2	41.9	31.1	41.9
Aracagua-Valle Hermoso I	74.0	15.0	15.0	15.3	19.3	19.3	18.5	19.9	21.1	23.8	18.8	13.3	16.8	23.8
Aracagua-Valle Hermoso II	74.0	15.8	16.2	16.2	24.4	20.3	19.3	20.9	22.3	25.2	19.9	14.0	17.6	25.2
Santa Isabel-San Jose	74.0	52.7	55.5	54.6	56.6	45.4	49.5	39.9	44.3	43.2	36.6	43.2	33.1	56.6
Warner-Chane	164.3	-	-	-	25.6	28.1	29.6	46.8	43.1	42.5	59.7	49.1	74.8	74.8
<b>Transformadores</b>														
Magocuy 230	142.5	122.1	118.6	142.5	117.7	128.3	138.9	135.7	145.38(e)	141.6	129.0	68.2	46.5	145.6
Uruba 230	142.5	101.3	83.2	81.2	78.3	131.3	83.0	145.38(f)	146.15(f)	71.9	59.1	131.6	128.5	146.2
Valle Hermoso 230	142.5	86.7	73.6	70.3	61.3	68.2	63.4	80.5	77.1	86.0	86.7	105.4	107.5	107.5
Guaracachi 230-I	71.0	56.2	56.2	59.6	56.7	61.6	69.2	53.9	61.8	75.58(h)	73.38(f)	71.7	76.3	76.3
Guaracachi 230-II	71.0	55.3	55.6	58.5	56.3	61.2	69.0	52.9	61.3	75.21(i)	72.7(f)	71.5	75.2	75.2
Vinto 15-I	24.0	20.5	22.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.0
Vinto 15-II	24.0	21.0	22.7	23.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.9
Vinto 15-III	48.0	-	-	41.2	37.7	27.1	24.7	26.0	20.7	22.0	23.4	28.7	37.4	41.2
Vinto 15-IV	48.0	-	-	-	41.7	26.7	39.2	25.6	20.5	21.8	23.1	28.4	28.5	41.7
Puntuma 23001	57.0	16.5	16.0	15.1	16.3	15.1	14.8	14.9	15.1	15.4	14.7	14.6	15.1	16.5
Puntuma 23002	95.0	52.5	79.0	81.7	60.7	61.1	67.0	57.8	85.1	59.9	62.5	61.9	53.8	85.1
Warner 23001	142.5	-	-	-	-	28.3	29.6	46.9	43.0	42.8	60.4	49.2	75.3	75.3
Cumbre 230	142.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85.9	99.4	79.4	99.4

e) Indisponibilidad TIQ-HUA11501.  
 f) Indisponibilidad ARB-URU y ATURU.  
 g) Indisponibilidad SAB-AR0145.  
 h) Indisponibilidad ATGCH23002.  
 i) Indisponibilidad ATGCH23001.  
 j) Mantenimiento GCH12.

a) Indisponibilidad CAR-WAR.  
 b) Desenergización Barra GCH069.  
 c) Mantenimiento VHE-CANT115.  
 d) Reptencimiento Barra GCH069.

## INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2015

Unidad	Programada	No programada	Total	Unidad	Programada	No programada	Total	Unidad	Programada	No programada	Total
ALT01	130.93	3,601.17	3,732.10	ER03	1,769.95	9.73	1,779.68	MOS15	0.00	11.68	11.68
ALT02	721.85	137.43	859.28	ER04	2,113.92	83.30	2,197.22	MOS16	0.00	39.35	39.35
ANG01	10.48	666.00	676.48	GBE01	4,770.03	552.98	5,323.02	PUH	287.98	38.43	326.42
ANG02	10.52	665.93	676.45	GCH01	305.28	77.97	383.25	QOL01	41.30	137.88	179.18
ANG03	10.80	661.52	672.32	GCH02	93.32	35.03	128.35	QOL02	27.43	179.92	207.35
AR101	0.00	14.82	14.82	GCH04	3,330.68	7.65	3,338.33	QUE01	670.03	317.23	987.27
AR102	0.00	1.73	1.73	GCH06	289.83	14.35	304.18	QUE02	651.22	322.68	973.90
AR103	0.00	182.82	182.82	GCH09	291.50	7.82	299.32	SAI	27.58	5,789.60	5,817.18
AR108	99.60	4.40	104.00	GCH10	1,587.08	35.12	1,622.20	SCZ01	166.37	42.57	208.93
AR109	2,337.52	242.43	2,579.95	GCH11	187.80	102.83	290.63	SCZ02	14.22	25.33	39.55
AR110	528.00	0.00	528.00	GCH12	408.57	162.57	571.13	SIS01	188.98	0.00	188.98
AR111	5,140.38	45.12	5,185.50	HAR01	367.98	28.38	396.37	SIS02	156.52	4.57	161.08
AR112	1,493.08	2,452.38	3,945.47	HAR02	374.47	31.65	406.12	SIS03	220.38	4.93	225.32
AR113	2,061.03	2,921.80	4,982.83	HUA01	415.68	531.40	947.08	SIS04	97.35	36.58	133.93
AR114	0.00	8,760.00	8,760.00	HUA02	366.90	82.18	449.08	SIS05	59.73	0.00	59.73
AR115	2,359.88	261.28	2,621.17	KAN	5.10	37.35	42.45	SJA02	0.00	2.48	2.48
BOT01	22.57	2.12	24.68	KAR	244.22	329.53	573.75	SRO01	200.22	58.42	258.63
BOT02	21.88	13.25	35.13	KEN01	0.00	8,760.00	8,760.00	SRO02	235.45	13.25	248.70
BOT03	56.07	62.68	118.75	KEN02	70.33	11.38	81.72	SUR01	122.93	232.80	355.73
BUL01	185.67	94.28	279.95	KIL01	131.22	20.10	151.32	SUR02	142.57	146.00	288.57
BUL02	5,573.52	676.98	6,250.50	KIL02	132.47	31.80	164.27	SUR03	138.20	143.63	281.83
BUL03	181.07	427.58	608.65	KIL03	178.88	33.08	211.97	SUR04	151.13	307.67	458.80
CAH01	299.95	179.20	479.15	LAN01	160.82	507.22	668.03	TIQ	199.68	8.55	208.23
CAH02	432.08	71.63	503.72	LAN02	156.45	4,511.10	4,667.55	UNA01	4,479.33	956.10	5,435.43
CAR01	368.38	17.97	386.35	LAN03	272.53	348	276.02	VHE01	16.77	223.55	240.32
CAR02	383.13	67.30	450.43	MIG01	131.98	655.07	787.05	VHE02	70.27	0.15	70.42
CAR03	186.88	5.62	192.50	MIG02	132.73	675.27	808.00	VHE03	69.77	1,026.47	1,096.23
CHJ	320.48	44.03	364.52	MOA02	22.33	25.27	47.60	VHE04	157.43	0.28	157.72
CHO01	4.63	469.15	473.78	MOA05	4.02	110.20	114.22	VHE05	248.02	10.92	258.93
CHO02	4.95	470.87	475.82	MOA06	27.22	95.52	122.73	VHE06	3,993.23	292.62	4,285.85
CHO03	6.80	469.07	475.87	MOA07	4.85	4,826.23	4,831.08	VHE07	250.97	23.10	274.07
CHU01	158.83	40.18	199.02	MOA08	26.45	35.75	62.20	VHE08	223.37	97.77	321.13
CHU02	414.50	22.72	437.22	MOA12	0.00	2,880.00	2,880.00	WAR01	273.38	1,592.32	1,865.70
CIL01	159.27	2,116.08	2,275.35	MOS01	0.00	8,760.00	8,760.00	WAR02	22.12	3.60	25.72
CIL02	0.00	8,713.02	8,713.02	MOS02	74.55	293.97	368.52	WAR03	482.37	236.78	719.15
COR01	74.58	10.83	85.42	MOS03	99.50	187.70	287.20	WAR04	388.68	122.92	511.60
COR02	72.75	0.67	73.42	MOS04	279.67	253.70	533.37	WAR05	209.77	24.93	234.70
COR03	229.77	0.72	230.48	MOS05	113.90	288.55	402.45	YAN	440.67	177.92	618.58
COR04	157.73	1.00	158.73	MOS06	649.85	13.12	662.97	ZON	132.18	11.50	143.68
CRB	72.78	468.73	541.52	MOS07	707.75	575.40	1,283.15				
CUT01	358.55	52.60	411.15	MOS08	173.60	169.35	342.95				
CUT02	357.48	94.52	452.00	MOS09	407.70	70.78	478.48				
CUT03	347.85	44.65	392.50	MOS10	1,131.18	73.60	1,204.78				
CUT04	349.22	50.02	399.23	MOS11	121.32	91.02	212.33				
CUT05	467.33	9.95	477.28	MOS12	523.95	20.18	544.13				
ER101	1,839.22	9.72	1,848.93	MOS13	826.90	1,023.20	1,850.10				
ER102	1,084.90	16.72	1,101.62	MOS14	74.70	36.62	111.32				

## INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2015

UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total
ARB-URU230	219.27	31.27	250.53	CHL-TUP069	8.08	0.10	8.18	POR-CHL069	8.08	0.10	8.18
ARJ-MAR069	40.75	0.30	41.05	CHS-CUM115	5.57	4.68	10.25	POT-PUN115	26.98	0.07	27.05
ARJ-SUC069	30.80	2.87	33.67	CHS-PIC115	19.20	9.93	29.13	PUN-ATO115	7.82	0.03	7.85
ARO-VHE11501	4.93	0.00	4.93	CHS-TCH115	9.18	1.67	10.85	PUN-LCA230	7.40	2.20	9.60
ARO-VHE11502	6.52	0.00	6.52	COR-ARO11501	16.28	0.50	16.78	RECAR23002	26.67	0.00	26.67
ATARB230	39.07	0.00	39.07	COR-SIS115	27.40	0.18	27.58	REMOX11501	8.95	0.82	9.77
ATATO11501	7.82	0.03	7.85	COT-KEN115	7.02	0.52	7.53	RESUC23002	0.00	0.67	0.67
ATCAT115	0.00	1.80	1.80	CPARJ069	40.93	1.52	42.45	REVIN230	58.00	0.00	58.00
ATGCH23001	46.55	4.40	50.95	CPATO06901	16.48	0.05	16.53	SAB-ARO11501	31.28	11.00	42.28
ATGCH23002	51.12	3.67	54.78	CPCAT069	20.27	4.30	24.57	SAN-PCA23001	0.00	0.00	0.00
ATMAZ230	86.32	4.65	90.97	CPKEN069	35.37	3.13	38.50	SAN-PCA23002	0.00	0.00	0.00
ATO-TEL069	7.87	0.07	7.93	CPKEN115	20.98	0.05	21.03	SAN-SUC230	47.18	9.50	56.68
ATPUN23002	15.95	1.23	17.18	CPPTO06901	13.12	5.03	18.15	SAN-VIN230	10.23	2.12	12.35
ATSJO230	20.03	0.18	20.22	CPPTO06902	9.68	0.00	9.68	SBO-MOX115	23.75	3.75	27.50
ATSUC23001	42.57	1.88	44.45	CPVIN06901	50.62	0.60	51.22	SIS-SAB11501	25.85	0.22	26.07
ATSUC23002	36.40	0.95	37.35	CPVIN06902	68.25	0.23	68.48	SEN-MAZ115	86.50	4.72	91.22
ATTAJ23001	69.38	6.10	75.48	CPVIN11501	45.38	9.20	54.58	SIS-SJO115	28.93	0.58	29.52
ATURU230	219.42	31.68	251.10	CRN-GUN115	14.40	1.12	15.52	SUC-PUN230	64.50	2.90	67.40
ATUYU23001	257.90	0.63	258.53	CRN-YUC115	14.10	12.20	26.30	TEL-POR069	55.73	19.80	75.53
ATVHE230	7.35	0.00	7.35	CRN-YUC115	39.42	19.03	58.45	TRCA23001	16.95	3.28	20.23
ATVIN11501	258.98	6.40	265.38	CSVIN-VIC230	93.02	6.10	99.12	TRLUC11501	18.95	7.03	25.98
ATVIN11502	420.72	3.33	424.05	CTA-CAT115	8.83	0.85	9.68	TRLUC11502	18.97	11.43	30.40
ATVIN230	8.97	3.88	12.85	CTA-LUC115	6.90	2.72	9.62	TRMOX11501	9.90	29.33	39.23
ATWAR23001	6.50	1.65	8.15	DDI-KAR069	22.23	0.18	22.42	TRSOB11501	0.00	8760.00	8760.00
ATYAG23001	0.00	5.80	5.80	DDI-MAR069	22.27	0.18	22.45	TRTRI11501	35.22	10.87	46.08
BOL-COT115	7.40	2.37	9.77	KEN-MAL115	10.93	0.17	11.10	TRVIL06901	15.32	2.33	17.65
BOL-TBA115	0.00	1.83	1.83	KEN-SEN11501	178.67	4.65	183.32	TRYUC11501	32.03	15.73	47.77
CAR-ARB230	19.60	2.08	21.68	KEN-SEN11502	86.37	4.72	91.08	TUP-VIL069	16.33	1.57	17.90
CAR-CHI230	32.98	0.72	33.70	LCA-TAJ230	25.22	3.52	28.73	VHE-SAN230	4.95	1.33	6.28
CAR-SAN230	41.60	0.03	41.63	MAL-COT115	6.98	0.10	7.08	VHE-VIN115	10.62	0.77	11.38
CAR-WAR230	122.68	218.20	340.88	MAZ-VIC230	86.23	4.28	90.52	VIN-CTA115	6.88	0.00	6.88
CAT-OCU115	8.80	1.02	9.82	MOX-TRI115	153.13	58.23	211.37	WAR-GCH230	47.27	6.02	53.28
CAT-SACT15	12.33	0.67	13.00	OCU-POT115	8.47	1.03	9.50	YUC-SBO115	28.13	9.73	37.87
CBC-SACT15	11.70	0.55	12.25	PAM-CUM115	16.35	1.17	17.52	YUC-SBU115	0.47	6.30	6.77
CBC-VHE115	19.78	0.42	20.20	PAM-TBA115	0.00	1.98	1.98				
CHI-SJO230	45.02	0.08	45.10	PAM-TCH115	8.12	1.12	9.23				

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2015 (Continuación)

[illegible]

## POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2015 (Continuación)

GENERADOR	NODO	POTENCIA FIRME																							
		PERIODO												PERIODO											
		Del 01/05/2015 al 10/05/2015	Del 11/05/2015 al 20/05/2015	Del 21/05/2015 al 30/05/2015	Del 31/05/2015 al 09/06/2015	Del 10/06/2015 al 19/06/2015	Del 20/06/2015 al 29/06/2015	Del 30/06/2015 al 09/07/2015	Del 10/07/2015 al 19/07/2015	Del 20/07/2015 al 29/07/2015	Del 30/07/2015 al 08/08/2015	Del 09/08/2015 al 18/08/2015	Del 19/08/2015 al 28/08/2015	Del 29/08/2015 al 07/09/2015	Del 08/09/2015 al 17/09/2015	Del 18/09/2015 al 27/09/2015	Del 28/09/2015 al 07/10/2015	Del 08/10/2015 al 17/10/2015	Del 18/10/2015 al 27/10/2015	Del 28/10/2015 al 06/11/2015	Del 07/11/2015 al 16/11/2015	Del 17/11/2015 al 26/11/2015	Del 27/11/2015 al 06/12/2015	Del 07/12/2015 al 16/12/2015	
ZONIGO	KENTIS	145.1	145.1	145.2	145.2	145.3	145.3	145.3	145.1	139.5	139.6	139.5	139.5	143.9	143.9	144.0	143.9	143.9	143.9	143.9	143.9	143.9	143.9	143.9	144.0
ZONIGO	CUMTIS	15.6	15.5	15.4	15.4	15.3	15.3	15.3	15.6	21.3	21.1	21.3	21.3	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.6
CORANI	CORUIS	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	147.0	
TAQUESI	CHSTIS	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	
MIGUILLAS	VINOG69	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	
YURA	PUNOG69	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	
KANATA	AROTIS	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	7.1	7.1	
QUEHATA	VINOG69	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	1.9	1.9	
SAN JACINTO	TAJUIS	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	0.0	0.0	
<b>TOTAL HIDRO</b>		<b>441.0</b>	<b>441.0</b>	<b>441.0</b>	<b>441.0</b>	<b>441.0</b>	<b>441.0</b>	<b>441.0</b>	<b>441.0</b>	<b>441.1</b>	<b>441.1</b>	<b>441.1</b>	<b>441.1</b>	<b>447.9</b>	<b>454.9</b>	<b>454.9</b>	<b>454.9</b>	<b>454.9</b>	<b>454.9</b>	<b>454.9</b>	<b>454.9</b>	<b>454.9</b>	<b>454.9</b>	<b>454.9</b>	
GUARACACHI	GCH069	267.3	267.4	267.4	267.4	267.4	267.4	267.4	267.4	269.2	269.2	269.2	265.3	263.2	263.0	263.0	263.0	263.0	263.0	263.0	263.0	263.0	263.0	263.0	
SANTA CRUZ	GCH069	35.3	35.5	35.5	35.5	35.5	35.6	35.6	35.6	34.9	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	
BULO BULO	CAR230	75.7	76.1	76.1	76.1	76.1	76.3	76.3	76.3	74.9	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.6	
CARRASCO	CAR230	111.7	112.4	112.4	112.4	112.4	112.6	112.6	112.6	110.6	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1	104.5	
ARANUEZ	ARU069	27.1	27.1	27.1	27.1	27.1	27.2	27.2	27.2	26.7	19.6	22.5	22.5	20.9	20.9	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	
KARACHIMPA	KAR069	12.0	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	11.9	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.3	
KENMO	KENTIS	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.9	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	
EL AUTO	KENTIS	26.9	27.1	27.1	27.1	27.1	27.2	27.2	27.2	24.5	19.6	22.5	22.5	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	
V. HERMOSO	VHETIS	96.9	97.5	97.5	97.5	97.5	97.8	97.8	97.8	96.1	91.0	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7	82.7	
ENTRE RIOS	CAR230	89.6	90.1	90.1	90.1	90.1	90.2	90.2	90.2	88.6	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	84.2	
DEL SUR	YAG230	19.5	140.3	140.3	140.3	140.3	140.6	140.6	140.6	138.1	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	128.3	
WARNES	WAR230	37.6	37.8	37.8	37.8	37.8	37.8	37.8	37.8	37.9	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	102.9	
MOXOS	THIIS	19.8	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	19.3	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.8	
<b>TOTAL TERMO</b>		<b>947.4</b>	<b>869.5</b>	<b>886.6</b>	<b>901.7</b>	<b>901.7</b>	<b>901.7</b>	<b>901.7</b>	<b>901.7</b>	<b>923.5</b>	<b>919.2</b>	<b>920.8</b>	<b>921.2</b>	<b>917.2</b>	<b>917.0</b>	<b>918.0</b>	<b>918.0</b>	<b>918.0</b>	<b>918.0</b>	<b>918.0</b>	<b>918.0</b>	<b>918.0</b>	<b>918.0</b>	<b>918.4</b>	
GUABIRÁ	WARTIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.2	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.6	
UNAGRO (3)	WARTIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	
<b>TOTAL BIOMASA</b>		<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>24.2</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.6</b>	
<b>TOTAL 1</b>		<b>1388.4</b>	<b>1310.5</b>	<b>1327.6</b>	<b>1342.7</b>	<b>1342.7</b>	<b>1342.7</b>	<b>1342.7</b>	<b>1342.7</b>	<b>1388.0</b>	<b>1383.7</b>	<b>1387.6</b>	<b>1385.4</b>	<b>1388.6</b>	<b>1395.4</b>	<b>1396.5</b>	<b>1396.5</b>	<b>1396.5</b>	<b>1396.5</b>	<b>1396.5</b>	<b>1396.5</b>	<b>1396.5</b>	<b>1396.5</b>	<b>1396.9</b>	

GENERADOR	NODO	PERIODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA												PERIODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA											
		Del 01/05/2015 al 10/05/2015	Del 11/05/2015 al 20/05/2015	Del 21/05/2015 al 30/05/2015	Del 31/05/2015 al 09/06/2015	Del 10/06/2015 al 19/06/2015	Del 20/06/2015 al 29/06/2015	Del 30/06/2015 al 09/07/2015	Del 10/07/2015 al 19/07/2015	Del 20/07/2015 al 29/07/2015	Del 30/07/2015 al 08/08/2015	Del 09/08/2015 al 18/08/2015	Del 19/08/2015 al 28/08/2015	Del 29/08/2015 al 07/09/2015	Del 08/09/2015 al 17/09/2015	Del 18/09/2015 al 27/09/2015	Del 28/09/2015 al 07/10/2015	Del 08/10/2015 al 17/10/2015	Del 18/10/2015 al 27/10/2015	Del 28/10/2015 al 06/11/2015	Del 07/11/2015 al 16/11/2015	Del 17/11/2015 al 26/11/2015	Del 27/11/2015 al 06/12/2015	Del 07/12/2015 al 16/12/2015	
CARRASCO	CAR230	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	0.0	0.0	
VALLE HERMOSO	VHETIS	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	0.0	0.0	
KENMO	KENTIS	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	0.0	0.0	
ENTRE RIOS	CAR230	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	0.0	0.0	
WARNES	WAR230	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	0.0	0.0	
ARANUEZ	ARU069	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	0.0	0.0	
MOXOS	THIIS	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	0.0	0.0	
<b>TOTAL 2</b>		<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	
<b>TOTAL (1+2)</b>		<b>1388.4</b>	<b>1310.5</b>	<b>1327.6</b>	<b>1342.7</b>	<b>1342.7</b>	<b>1342.7</b>	<b>1342.7</b>	<b>1342.7</b>	<b>1388.0</b>	<b>1388.7</b>	<b>1402.9</b>	<b>1399.1</b>	<b>1403.3</b>	<b>1407.8</b>	<b>1414.8</b>	<b>1414.8</b>	<b>1414.8</b>	<b>1414.8</b>	<b>1414.8</b>	<b>1414.8</b>	<b>1414.8</b>	<b>1414.8</b>	<b>1482.3</b>	

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2015 (Continuación)

GENERADOR	NODO	POTENCIA FIRME																							
		PERIODO																							
		Del 11/09/2015 al 02/10/2015	Del 03/10/2015 al 21/10/2015	Del 22/10/2015 al 24/10/2015	Del 25/10/2015 al 31/10/2015	Del 01/11/2015 al 03/11/2015	Del 04/11/2015 al 15/11/2015	Del 16/11/2015 al 23/12/2015	Del 24/11/2015 al 24/11/2015	Del 24/11/2015 al 30/11/2015	Del 01/12/2015 al 15/12/2015	Del 12/12/2015 al 13/12/2015	Del 14/12/2015 al 19/12/2015	Del 20/12/2015 al 20/12/2015	Del 21/12/2015 al 27/12/2015	Del 28/12/2015 al 29/12/2015	Del 30/12/2015 al 31/12/2015								
ZONGO	KENIS	144.0	144.0	144.0	150.1	151.8	151.8	151.8	151.9	151.9	151.8	153.2	153.3	151.8	151.7	151.7	132.7								
ZONGO	CUMIS	23.6	23.6	23.6	17.4	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	17.8	17.8	19.3	19.2	19.3	38.5								
CORANI	CUMIS	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								
TAQUESI	CHSUS	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3								
INGUILLAS	VINO69	20.1	20.1	20.1	20.1	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3								
YURA	PUN069	18.0	18.0	18.0	18.0	18.1	18.1	18.1	18.1	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	18.1								
KANATA	AROTIS	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								
QUEHATA	VINO69	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								
SANJACINTO	TALUIS	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0								
TOTAL HIDRO		454.9	454.9	454.9	454.7	458.7	458.7	458.7	458.7	458.5	458.5	458.4	458.4	458.5	458.5	458.5	458.8								
GUARACACHI	GC-H069	263.1	263.3	263.3	260.4	268.1	269.1	269.1	269.1	269.1	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3	269.3								
SANTA CRUZ	GC-H069	26.3	28.5	20.4	19.9	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2								
BULO BULO	CAR230	71.9	76.8	76.8	76.8	75.4	75.4	75.4	74.3	74.5	73.8	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4								
CARRASCO	CAR230	86.4	86.4	86.4	86.4	105.4	105.4	105.4	86.4	86.4	86.5	103.3	105.1	86.5	102.3	103.1	102.9								
ARANJUEZ	ARJ069	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	18.5	18.5								
KARACHIPAMPA	KAR069	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4								
KENMO	KENIS	7.6	0.0	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	0.0	0.0	7.6	7.6	7.6	7.6								
ELALTO	KENIS	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6								
V.HERMOSO	VHEIUS	40.0	40.0	40.0	42.6	63.4	63.4	63.4	62.7	62.7	62.7	62.7	77.7	90.9	77.2	77.2	77.2								
ENTRE RÍOS	CAR230	42.6	42.6	42.6	42.6	91.4	91.4	91.4	91.4	91.4	91.5	91.5	91.5	91.5	91.5	91.5	91.5								
DEL SUR	YAG230	128.8	128.8	128.8	128.8	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9								
WARNES	WAR230	173.2	174.2	174.2	174.2	139.7	139.7	139.7	161.9	161.9	162.3	170.0	170.0	172.6	172.6	172.6	172.6								
MOXOS	THIIS	5.7	5.7	5.7	5.7	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7								
TOTAL TERMO		917.5	918.2	917.7	914.3	990.4	990.5	990.5	991.9	992.1	992.1	1010.6	1027.4	1032.2	1033.0	1033.8	1033.1								
GUABIRÁ	WARIS	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								
UNAGROI (3)	WARIS	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0								
TOTAL BIOMASA		23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0								
TOTAL 1		1,396.1	1,396.8	1,396.3	1,392.8	1,472.8	1,472.8	1,472.8	1,474.3	1,474.3	1,474.3	1,475.1	1,491.8	1,490.6	1,491.4	1,492.3	1,491.9								
		PERIODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA																							
GENERADOR	NODO	Del 11/09/2015 al 02/10/2015	Del 03/10/2015 al 21/10/2015	Del 22/10/2015 al 24/10/2015	Del 25/10/2015 al 31/10/2015	Del 01/11/2015 al 03/11/2015	Del 04/11/2015 al 15/11/2015	Del 16/11/2015 al 23/12/2015	Del 24/11/2015 al 24/11/2015	Del 24/11/2015 al 30/11/2015	Del 01/12/2015 al 15/12/2015	Del 12/12/2015 al 13/12/2015	Del 14/12/2015 al 19/12/2015	Del 20/12/2015 al 20/12/2015	Del 21/12/2015 al 27/12/2015	Del 28/12/2015 al 29/12/2015	Del 30/12/2015 al 31/12/2015								
		18.9	18.9	18.9	18.9	0.0	0.0	28.7	28.7	29.5	29.5	29.5	14.5	0.0	15.0	15.0	15.0								
CARRASCO	CAR230	43.6	43.7	43.7	43.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								
VALLE HERMOSO	VHEIUS	0.0	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0								
KENMO	KENIS	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								
ENTRE RÍOS	CAR230	41.9	41.9	41.9	41.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								
WARNES	WAR230	0.0	0.0	0.0	0.0	35.1	34.6	34.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								
ARANJUEZ	ARJ069	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9								
MOXOS	THIIS	9.7	9.7	9.7	9.7	9.8	9.8	10.7	10.7	10.7	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0								
TOTAL 2		120.0	127.6	120.0	120.0	79.4	79.0	79.9	65.0	65.0	67.3	56.0	41.0	37.8	33.9	33.9	33.9								
TOTAL (1+2)		1,516.1	1,524.4	1,516.3	1,512.8	1,552.2	1,551.8	1,552.8	1,539.3	1,539.3	1,544.6	1,531.0	1,532.8	1,528.4	1,525.3	1,526.1	1,525.7								

## FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2015

MES	DÍA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	1	Línea Yaguacua - Villamontes 69 kV	4 minutos	Desbalance de fases.	SETAR
ENE	2	Línea Carrasco - Warnes 230 kV	9.01 días	Daños en la estructura 690, debido a crecida del río Guenda.	
ENE	5	Unidades generadoras de central Guaraachi y Santa Cruz	19 minutos	Falla en transformador de tensión en subestación Guaraachi y disparo de unidades generadoras de central Guaraachi y Santa Cruz.	CRE
ENE	14	Autotransformador ATVIN1501	32 minutos	Operó protección diferencial.	
FEB	5	ER104	1.87 días	Falla en extractor de niebla de tanque de aceite.	
FEB	9	Línea Kenko - Tap Chuquiguillo 115 kV	5 minutos	Terceros (contacto de conductor de red de comunicación con línea de alta tensión, en subestación Colo Colo).	DELAPAZ
FEB	9	VHE06	1.02 días	Disparo, falla en sensor de velocidad.	
FEB	12	GCH12	4.2 horas	Parada de emergencia, trabajos en condensador.	
FEB	15	GCH10	5.87 horas	Parada de emergencia, problemas en sistema hidráulico.	
FEB	18	Línea Rafael Urquidí - FPF 115 kV	34 minutos	No determinada.	
FEB	23	Línea Santiañeg - Sucre 230 kV	10 minutos	Error de conexión en circuitos de corriente en bahía del reactor RESUC23002.	
MAR	3	Líneas Tiquimani - Sainani 115 kV y Tiquimani - Chururaqui 115 kV	4 minutos	Descargas atmosféricas.	CRE, ELFE, ELFE, SEPSA, CESSA, ENDE DELBENI, MSCR, EMVINTO, COBOCE, SETAR, DELAPAZ
MAR	4	ALT02	11.82 horas	Falla en arranque, falla en compuerta de ingreso a sistema de refrigeración.	
MAR	8	Línea Cumbre - Chuspipata 115 kV	17 minutos	Falla en sistema de protecciones.	DELAPAZ, ENDE DELBENI (Colapso área Trinidad)
MAR	12	Líneas Tiquimani - Sainani 115 kV y Tiquimani - Chururaqui 115 kV	7 minutos	Descargas atmosféricas.	DELAPAZ, ENDE DELBENI, CRE, ELFE
MAR	12	Líneas Vinto - Sud 69 kV y Cataui - Cuadro Siglo 69 kV	8 minutos	Descargas atmosféricas.	MSCR, SDB, ELFE (Colapso área Oruro)
MAR	13	Autotransformador ATUC230	23 minutos	Desafío en la operación.	
ABR	3	ALT02	15.92 horas	Disparo, falla en Termocupla de entrada a turbina intermedia.	
ABR	5	COR01 COR02 COR03 COR04	34 40 43 44 minutos	Pérdida de servicios auxiliares por Descargas atmosféricas.	
ABR	14	Línea Palosí - Velarde 69 kV	112 minutos	Puente aéreo desconectado por deterioro de conector, 28.7 MW.	
ABR	15	Línea Kenko - Tilata - Viacha 69 kV	15 minutos	Terceros (atañil) hizo contacto de objeto metálico con línea de 69 kV).	
ABR	16	BUL03	3.97 horas	Problemas en sincronización.	
ABR	21	Línea Santa Isabel - San José 115 kV	26 minutos	No determinada.	
MAY	10	WAR01	2.04 días	Desconexión del transformador TRWAR23001.	
MAY	3	Barra en 69 kV Guaraachi	5.08 horas	Trabajos programados en Barra GCH069.	Desconexión manual de carga en CRE
MAY	24	Línea Cumbre - Chuspipata 115 kV	1.05 horas	Desconexión de emergencia, trabado de máquina de instalación de F.O. (SKYWARP) en hilo de guardia.	
JUN	6	BUL01 BUL03	2.85 horas	Parada de emergencia, baja presión en el suministro de gas.	
JUN	18	Línea Caranavi - Chuspipata 115 kV	2.75 horas	Acercamiento de equipo de instalación de fibra óptica, provocó arco eléctrico con la fase R.	ENDE, DELAPAZ
JUN	19	Línea Tarija - Yaguacua 230 kV	14.67 horas	Cuello suelto en estructura N° 99.	CRE, ELFE, DELAPAZ, SEPSA, CESSA, ELFE, SETAR, TARIJA, SETAR VILLAMONTES, SETAR YACUJIBA, MSCR, EMVINTO
JUN	26	WAR03	1.71 días	Disparo, falla en extractor de recinto de turbina.	
JUN	28	WAR03	4.07 días	Restricción en suministro de gas.	
JUL	3	VHE01	9.25 días	Falla en el arranque, falla en motor de arranque.	
JUL	7	Línea Huayllacota - Sud 69 kV	146.00 minutos	Contacto de una fase con hilo de guardia (fuertes vientos).	
JUL	9	ZON	8.47 horas	Problemas en el relé 51 de protección del transformador.	
JUL	26	Barra en 69 kV Guaraachi	138.00 minutos	Trabajos programados en Barra GCH069.	Desconexión manual de carga en CRE
JUL	30	Unidades generadoras de central La Tablada	15 horas	Actuación de la protección de separación de áreas (problemas en generación La Tablada).	SETAR (Colapso total área Tarija)
AGO	5	VHE06	149 días	Extensión de mantenimiento.	
AGO	12	Línea Punutuma - Las Carreras 230 kV	4 minutos	Contacto accidental en ajuste de los circuitos de control y protección.	SETAR TARIJA, MSCR, SETAR YACUJIBA, SETAR VILLAMONTES
AGO	13	ALT01	12.27 horas	Parada de emergencia, condiciones climáticas adversas: baja temperatura y alta humedad.	
AGO	17	Línea Punutuma - Las Carreras 230 kV	4 minutos	Fuertes vientos.	CRE, ELFE, DELAPAZ, ELFE, CESSA, SEPSA, SETAR, TARIJA, SETAR VILLAMONTES, SETAR YACUJIBA, MSCR, ENDE DELBENI, EMVINTO
AGO	25	VHE08	1.75 días	Falla en módulo del control de velocidad.	
SEP	19	KAR	4.8 días	Parada de emergencia, altas vibraciones.	
SEP	24	Autotransformador ATURU230	1.26 días	Falla interna del autotransformador, fase A.	
SEP	29	Línea Sacaba - Arocagua 115 kV	10.7 horas	Terceros (Choque de vehículo con torre de la línea SAB-ARO11501).	ELFE, COBOCE y EMVINTO.
OCT	3	ALT01	4.13 horas	Parada de emergencia, condiciones climáticas: baja temperatura y alta humedad.	
OCT	9	Línea Valle Hermoso - Cataui 115 kV	3 minutos	Terceros (carpa sobre la línea).	COBOCE y SEPSA
OCT	24	Línea Tarija - Villa Aurora 24.9 kV	22 minutos	Cortocircuito en el seccionador D721-a de subestación Villa Aurora por mal contacto de cierre.	SETAR (Colapso total área Tarija)
OCT	30	Línea Cumbre - Chuspipata 115 kV	28 minutos	Descargas atmosféricas.	DELAPAZ, ENDE DELBENI
OCT	30	WAR01 WAR02 WAR03 WAR04 WAR05	87 49 69 91 252 minutos	Pérdida de servicios auxiliares.	DELAPAZ, CRE, ELFE, ELFE, CESSA, SEPSA, EMVINTO, MSCR, ENDE DELBENI, COBOCE, SETAR TARIJA, SETAR VILLAMONTES
NOV	4	COR01	10.27 horas	Disparo, falla en bobina de disparo del relé Buchholz.	
NOV	19	ANG01 ANG02	27.01 días	Convulsión social.	
NOV	19	MIG01 MIG02	27 días	Convulsión social.	
NOV	24	Línea Huayllacota - Sud 69 kV	5 minutos	Descargas atmosféricas.	
NOV	28	CHO01 CHO02 CHO03	18.4 días	Convulsión social.	
NOV	28	CRB	18.36 días	Convulsión social.	
DIC	4	Autotransformador ATYAG23001	39 minutos	Falla en sensor de temperatura de aceite.	SETAR VILLAMONTES y SETAR YACUJIBA
DIC	18	ALT02	15.38 horas	Disparo, falla en sensor de fuego en compartimiento de turbina.	
DIC	21	Línea Cumbre - Bologna 115 kV	8 minutos	Cadena de aisladores rotos en línea Bologna - Pampahasi 115 kV.	DELAPAZ
OCT	28	ALT02	5.35 días	Falla sistema de control (compartimiento de turbina).	
OCT	29	BUL01	2.76 días	Fuga de aceite en el bushing de transformador.	
NOV	1	CAH02	19.02 días	Extensión de mantenimiento.	
NOV	9	CHI	1.45 días	Fuga de agua en canal de descarga, lado turbina.	
NOV	14	Línea Huayllacota - Sud 69 kV	9.55 minutos	Descargas atmosféricas.	
NOV	21	Línea Tarija - Yaguacua 230 kV	7.97 minutos	Contacto accidental durante trabajos en sistema de protecciones.	CRE, ELFE, ELFE, MSCR, ENDE DISTRIBUCIÓN y CESSA
NOV	21	Autotransformador ATVIN1501	8.15 minutos	Falla en el cableado de CT's adeños al interruptor A231.	ELFE y EMVINTO (Colapso área Oruro)
NOV	29	Línea Tiquimani - Tap Chuquiguillo 115 kV	4.99 minutos	Descargas atmosféricas.	ENDE DISTRIBUCIÓN, DELAPAZ.
DIC	3	KEN01	28.28 días	Problemas en turbina de potencia.	
DIC	4	ALT01	27.53 días	Partículas metálicas en sistema de lubricación.	
DIC	6	GCH10	8.4 días	Altas vibraciones en turbina.	
DIC	8	Autotransformador ATGCH23001	47.52 minutos	Defecto en el cambiador de Tap's.	CRE (Colapso área Oriental)
DIC	11	Línea San José - Valle Hermoso 230 kV	2.26 minutos	Descargas atmosféricas.	CESSA, COBOCE
DIC	14	Línea Yaguacua - Villa Montes 69 kV	10.62 minutos	Contacto accidental, trabajos de proyecto de conexión de Carga a subestación Yaguacua.	
DIC	14	SRO01	1.86 días	Problemas en regulador de velocidad.	
DIC	15	SUR02	23.12 horas	Falla sistema de ventilación.	
DIC	22	Línea Arbolea - Urubó 230 kV	5.02 días	Desconexión de emergencia por crecida de Río Guenda y socavación en puntos de anclaje en torre de emergencia.	

## COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) en US\$/MWh - AÑO 2015

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	15.12	14.97	14.69	14.60	14.85	15.37	14.56	15.30	14.66	14.59	14.09	14.22	14.75
2	14.93	14.54	14.46	14.34	15.00	15.04	14.22	14.86	14.46	14.46	14.04	14.14	14.54
3	14.70	14.45	14.15	14.28	14.95	14.88	14.17	14.77	14.46	14.35	14.04	14.05	14.44
4	14.57	14.32	14.08	14.20	14.95	14.89	14.17	14.62	14.38	14.41	14.04	14.09	14.39
5	14.50	14.17	14.04	14.16	15.00	14.89	14.14	14.56	14.35	14.51	14.12	14.08	14.38
6	14.31	14.19	14.18	14.28	14.94	14.87	14.13	14.78	14.39	14.60	14.11	14.15	14.41
7	14.56	14.50	14.59	14.69	15.00	15.46	14.56	15.11	14.73	14.74	14.47	14.36	14.73
8	14.91	14.91	14.88	14.72	15.16	15.89	15.24	15.24	14.89	15.07	14.95	14.88	15.06
9	15.16	15.03	15.02	14.92	15.49	16.24	15.60	15.65	15.05	15.30	15.06	15.15	15.31
10	15.38	15.28	15.16	15.09	15.61	16.80	16.19	16.35	15.37	15.47	15.15	15.35	15.60
11	15.47	15.47	15.17	15.23	15.68	17.29	16.47	16.84	15.43	15.48	15.32	15.41	15.77
12	15.45	15.51	15.17	15.20	15.75	17.46	16.69	17.24	15.54	15.73	15.37	15.43	15.88
13	15.36	15.34	15.06	15.23	15.59	17.06	15.66	16.91	15.42	15.51	15.19	15.39	15.64
14	15.25	15.33	15.04	15.29	15.69	17.00	15.48	16.78	15.45	15.45	15.12	15.38	15.61
15	15.27	15.39	15.18	15.31	15.84	17.48	15.90	17.28	15.71	15.65	15.20	15.41	15.80
16	15.33	15.50	15.24	15.29	15.96	17.89	16.45	17.52	15.81	15.61	15.40	15.41	15.95
17	15.36	15.48	15.32	15.14	15.86	17.91	16.57	17.34	15.68	15.58	15.26	15.18	15.89
18	15.22	15.30	15.27	15.10	15.97	17.68	16.37	16.94	15.64	15.54	15.09	15.07	15.77
19	15.19	15.03	15.00	15.93	17.23	18.82	16.89	17.83	15.81	15.48	14.93	14.57	16.06
20	15.56	15.85	15.55	16.79	17.55	19.44	17.88	19.27	16.22	15.85	15.68	15.36	16.75
21	15.67	16.14	15.51	16.51	17.02	18.95	17.59	18.99	16.06	15.77	15.46	15.65	16.61
22	15.55	15.91	14.95	15.76	16.33	18.32	17.16	18.48	15.67	15.51	15.22	15.26	16.18
23	15.30	15.43	14.39	14.58	15.71	17.49	16.35	17.27	15.25	15.15	14.50	14.69	15.51
24	14.88	14.97	14.64	14.55	14.55	16.04	15.05	15.77	14.89	14.71	14.08	14.20	14.86
<b>PROMEDIO</b>	<b>15.18</b>	<b>15.21</b>	<b>14.91</b>	<b>15.17</b>	<b>15.83</b>	<b>17.12</b>	<b>16.03</b>	<b>16.84</b>	<b>15.35</b>	<b>15.29</b>	<b>14.91</b>	<b>14.96</b>	<b>15.57</b>

Los valores son promedios ponderados.

## PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2015

Consumidor	Nodo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH069	16.24	16.40	16.11	16.07	16.60	17.58	16.52	16.90	15.71	15.64	15.26	15.41	16.15
CRE	URU069	15.97	15.99	15.75	15.88	16.31	17.04	16.63	17.10	15.94	15.88	15.47	15.60	16.15
CRE	ARB115	15.79	15.78	15.53	15.74	16.01	17.13	16.31	17.21	16.01	15.88	15.17	15.64	15.99
CRE	WAR115	-	-	15.52	15.58	16.09	17.19	16.25	16.59	15.44	15.37	14.96	15.13	15.63
DELAPAZ	KEN115	15.36	15.37	15.35	16.02	17.15	19.14	18.37	19.05	17.76	17.38	16.10	15.89	16.95
DELAPAZ	MAL115	-	-	-	-	20.03	18.44	19.20	17.82	17.39	16.03	15.81	17.64	17.64
DELAPAZ	COT115	15.25	15.23	15.27	16.01	17.25	19.36	18.61	19.35	17.98	17.51	16.07	15.87	17.05
DELAPAZ	BOL115	15.18	15.15	15.22	15.97	17.24	19.30	18.66	19.38	18.03	17.53	16.04	15.84	16.96
DELAPAZ	TBA115	15.15	15.13	15.18	15.95	17.25	19.46	18.71	19.41	18.09	17.57	16.03	15.85	16.97
DELAPAZ	PAM115	15.10	15.05	15.13	15.91	17.24	19.32	18.63	19.38	18.02	17.48	15.96	15.77	16.95
DELAPAZ	CUM115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.47	15.47
DELAPAZ	CHS115	14.14	14.13	14.07	15.10	16.74	18.89	18.34	19.11	17.76	17.25	15.43	15.13	16.45
DELAPAZ	CRN115	14.40	14.37	14.34	15.39	17.06	19.25	18.68	19.46	18.22	17.67	15.74	15.47	16.70
DELAPAZ	SBU115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.12	16.12
ELFEC	ARO115	15.64	15.61	15.42	15.73	16.17	17.45	16.74	17.20	16.23	16.23	15.72	15.70	16.16
ELFEC	VHE115	15.72	15.68	15.48	15.85	16.24	17.52	16.87	17.42	16.33	16.31	15.95	15.92	16.28
ELFEC	CBG115	15.84	15.76	15.64	16.02	16.52	17.89	17.09	17.61	16.61	16.74	15.97	15.94	16.49
ELFEC	CHI230	15.40	15.38	15.18	15.44	15.81	17.01	16.26	16.75	15.71	15.72	15.28	15.28	15.75
ELFEO	VIN069	15.65	15.63	15.52	15.97	16.67	18.29	17.42	17.97	16.88	16.75	15.99	15.88	16.55
ELFEO	CAT069	15.97	15.96	15.84	16.28	16.79	18.24	17.42	18.02	16.98	16.94	16.24	16.20	16.80
CESSA	ARJ069	16.06	16.05	16.07	16.09	16.43	17.76	16.82	17.37	16.49	16.48	16.16	16.18	16.51
CESSA	SUC069	15.83	15.85	15.83	15.84	16.23	17.45	16.52	17.02	16.28	16.24	15.96	15.99	16.28
SEPSA	DDI069	16.32	16.30	16.38	16.58	16.89	18.25	17.10	17.91	16.93	17.06	16.64	16.52	16.92
SEPSA	POT069	16.43	16.37	16.48	16.70	17.03	18.30	17.23	17.89	17.03	17.13	16.73	16.62	16.98
SEPSA	POT115	-	-	-	-	-	18.73	17.15	18.03	17.00	17.06	16.66	16.57	17.32
SEPSA	PUN069	15.56	15.54	15.60	15.76	15.99	17.41	16.34	16.87	16.06	16.06	15.86	15.88	16.09
SEPSA	ATO069	15.90	15.93	15.97	16.13	16.41	17.87	16.72	17.33	16.44	16.43	16.17	16.20	16.48
ENDE	YUC115	14.66	14.65	14.63	15.71	17.33	19.57	19.05	19.77	18.61	18.10	16.05	-	17.18
ENDE	SBO115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENDE	MOX115	14.94	14.98	14.96	16.03	17.62	19.87	19.26	19.99	18.95	18.52	16.36	-	17.44
ENDE	TRI115	15.01	15.10	15.06	16.12	17.59	19.83	19.09	20.05	19.13	18.73	16.47	-	17.43
ENDE	LCA230	15.59	15.64	15.66	15.85	16.06	17.60	16.41	16.91	16.10	16.14	15.92	15.92	16.31
ENDE	PUN069	15.59	15.61	15.63	15.81	16.09	17.55	16.38	17.04	16.08	16.10	15.85	15.88	16.17
ENDE	PUN230	14.80	14.95	14.91	15.09	15.26	16.74	15.54	16.11	15.24	15.27	15.18	15.23	15.37
SETAR	TAJ115	14.52	14.73	14.67	14.81	14.90	16.37	15.19	15.76	14.98	15.04	14.98	15.09	15.08
SETAR VILLAMONTES	YAG069	13.96	14.23	14.14	14.28	14.31	15.59	14.49	15.04	14.33	14.40	14.51	14.51	14.46
SETAR YACUIBA	YAG069	13.95	14.24	14.14	14.28	14.31	15.60	14.48	15.03	14.33	14.40	14.49	14.50	14.46
ENDE DELBENI	YUC115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.74	16.01	15.82	15.88
ENDE DELBENI	SBO115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENDE DELBENI	MOX115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.14	16.14
ENDE DELBENI	TRI115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.26	16.26
EMDEECRUZ	WAR115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.05	14.96	14.97
EMIRSA	VIN115	15.54	15.49	15.40	15.84	16.50	17.96	17.33	18.13	16.80	16.92	16.12	16.01	16.29
EM VINTO	VIN069	15.57	15.48	15.44	15.88	16.51	18.01	17.26	17.72	16.76	16.70	15.95	15.82	16.46
COBOCE	CBG115	15.80	15.80	15.59	15.93	16.37	17.58	16.98	17.39	16.48	16.48	15.90	15.90	16.37
EMSC	PUN230	15.56	15.56	15.60	15.72	15.98	17.37	16.27	16.77	16.02	16.05	15.83	15.85	16.06
<b>Total MEM</b>		<b>15.77</b>	<b>15.81</b>	<b>15.68</b>	<b>15.95</b>	<b>16.58</b>	<b>17.99</b>	<b>17.11</b>	<b>17.62</b>	<b>16.48</b>	<b>16.34</b>	<b>15.68</b>	<b>15.68</b>	<b>16.38</b>

Los valores son promedios ponderados.

## PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2015

	Energía US\$/MWh	Potencia US\$/KW- mes	Peaje US\$/KW-mes	Monómico US\$/MWh
Guaracachi	16.1	9.7	3.8	46.1
Urubó	16.2	9.8	3.8	42.8
Arboleda	16.0	9.1	3.6	29.1
Warnes	15.6	9.7	3.8	57.1
<b>TOTAL - CRE</b>	<b>16.1</b>	<b>9.7</b>	<b>3.8</b>	<b>45.7</b>
Kenko	16.9	10.1	3.8	45.8
Mallasa	17.6	10.5	3.9	50.4
Cota Cota	17.0	10.0	3.8	46.6
Bologna	17.0	10.0	3.8	44.8
Tap Bahai	17.0	10.0	3.8	42.1
Pampahasi	16.9	9.9	3.8	45.7
Cumbre	15.5	10.9	4.3	134.7
Chusipata	16.5	9.4	3.8	48.5
Caranavi	16.7	9.8	3.8	47.4
San Buenaventura	16.1	11.8	4.3	43.5
<b>TOTAL - DELAPAZ</b>	<b>16.9</b>	<b>10.0</b>	<b>3.8</b>	<b>45.7</b>
Arocagua	16.2	9.7	3.8	43.9
Valle Hermoso	16.3	9.6	3.7	46.0
Irpa Irpa	16.5	9.9	3.8	58.6
Chimoré	15.8	9.4	3.8	48.7
<b>TOTAL - ELFEC</b>	<b>16.2</b>	<b>9.7</b>	<b>3.8</b>	<b>44.9</b>
Vinto	16.5	10.0	3.8	42.9
Cataui	16.8	10.2	3.8	45.4
<b>TOTAL - ELFEO</b>	<b>16.6</b>	<b>10.0</b>	<b>3.8</b>	<b>43.6</b>
Sacaca	16.7	10.0	3.8	60.1
Ocuri	16.7	10.2	3.8	55.1
Potosí	17.0	10.2	3.7	39.3
Potosí 115	17.3	10.8	3.9	59.3
Punutuma	16.1	9.7	3.8	40.6
Atocha	16.5	10.0	3.8	41.4
Don Diego	16.9	10.2	3.8	53.1
Complejo Karachipampa	17.0	10.2	3.8	64.6
Punutuma - López	16.2	9.6	3.7	47.9
<b>TOTAL - SEPSA</b>	<b>16.8</b>	<b>10.2</b>	<b>3.8</b>	<b>43.1</b>
Mariaca	16.3	10.0	3.8	108.3
Sucre	16.5	9.9	3.8	47.2
Sucre - Fancesa	16.3	9.9	3.8	35.4
<b>TOTAL - CESSA</b>	<b>16.4</b>	<b>9.9</b>	<b>3.8</b>	<b>43.1</b>
Yucumo	17.2	10.0	3.7	55.8
San Borja	0.0	0.0	0.0	0.0
San Ignacio de Moxos	17.4	10.4	3.7	53.1
Trinidad	17.4	10.6	3.7	51.0
Tagua	16.3	10.0	3.9	39.2
Uyuni	16.2	9.7	3.8	50.5
Las Carreras	15.4	9.6	3.9	63.5
<b>TOTAL - ENDE</b>	<b>17.2</b>	<b>10.3</b>	<b>3.7</b>	<b>52.4</b>
Tarija	15.1	9.4	3.8	48.5
Villamontes	14.5	8.8	3.8	45.4
Yacuiba	14.5	8.7	3.8	43.6
<b>TOTAL - SETAR</b>	<b>14.7</b>	<b>9.0</b>	<b>3.8</b>	<b>45.7</b>
Yucumo	15.9	11.4	4.3	65.1
San Borja	0.0	0.0	0.0	0.0
San Ignacio de Moxos	16.1	12.3	4.3	55.5
Trinidad	16.3	12.7	4.3	54.3
<b>TOTAL - ENDE DELBENI</b>	<b>16.2</b>	<b>12.3</b>	<b>4.3</b>	<b>56.7</b>
<b>EMDEECRUZ</b>	<b>15.0</b>	<b>10.1</b>	<b>4.3</b>	<b>1,839.9</b>
<b>EMIRSA</b>	<b>16.3</b>	<b>10.3</b>	<b>4.0</b>	<b>25.7</b>
<b>EMVINTO</b>	<b>16.5</b>	<b>10.0</b>	<b>3.8</b>	<b>35.9</b>
<b>COBOCE</b>	<b>16.4</b>	<b>10.0</b>	<b>3.8</b>	<b>27.8</b>
<b>Retiros VHE para EMSC</b>	<b>16.1</b>	<b>9.6</b>	<b>3.8</b>	<b>36.8</b>
<b>Retiros COBEE para EMSC</b>	<b>16.1</b>	<b>9.6</b>	<b>3.8</b>	<b>36.8</b>
<b>Totales</b>	<b>16.4</b>	<b>9.8</b>	<b>3.8</b>	<b>44.7</b>

Tipo de cambio promedio: 6.96 Bs/US\$

PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES  
(CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2015

Central	Período		
	Nov/14-Abr/15	May/15-Oct/15	Nov/15-Abr/16
GUARACACHI	1.30	1.30	1.30
CARRASCO	1.30	1.30	1.30
BULO BULO	1.30	1.30	1.30
ENTRE RÍOS	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
DEL SUR	1.30	1.30	1.30
WARNES	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 2015

	Guaracachi	Carrasco	Bulo Bulo	Entre Ríos	V. Hermoso	Aranjuez	Korachipampa	Kenko	El Alto	Del Sur	Warnes
Enero	1.2307	1.1990	1.2232	1.2103	1.2078	1.1600	1.1600	1.2002	1.2002	1.1476	
Febrero	1.2320	1.2002	1.2228	1.2053	1.1915	1.1696	1.1696	1.2040	1.2040	1.1545	1.2347
Marzo	1.2307	1.2015	1.2222	1.1915	1.2180	1.1708	1.1708	1.2015	1.2015	1.1557	1.2347
Abril	1.2280	1.1769	1.2252	1.1890	1.2078	1.1660	1.1660	1.1990	1.1990	1.1544	1.2246
Mayo	1.2293	1.1793	1.2235	1.1890	1.2142	1.1660	1.1660	1.2065	1.2065	1.1544	1.2416
Junio	1.2320	1.1928	1.2230	1.1928	1.2193	1.1684	1.1684	1.2027	1.2027	1.1534	1.2430
Julio	1.2280	1.2103	1.2110	1.2116	1.2154	1.1684	1.1684	1.2053	1.2053	1.1534	1.2416
Agosto	1.2334	1.2129	1.2300	1.2193	1.2167	1.1660	1.1660	1.2078	1.2078	1.1534	1.2430
Septiembre	1.2096	1.2116	1.2303	1.2168	1.2193	1.1660	1.1660	1.2116	1.2116	1.1544	1.2497
Octubre	1.2032	1.2154	1.2244	1.2232	1.2180	1.1648	1.1648	1.2091	1.2091	1.1544	1.2483
Noviembre	1.1831	1.2129	1.2237	1.2232	1.2129	1.1684	1.1684	1.2116	1.2116	1.1556	1.2390
Diciembre	1.1918	1.2040	1.2160	1.2142	1.2116	1.1720	1.1720	1.2040	1.2040	1.1544	1.2193
Promedio	1.2193	1.2014	1.2229	1.2072	1.2127	1.1672	1.1672	1.2053	1.2053	1.1538	1.2381

## CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS - PERIODO 2008 - 2015

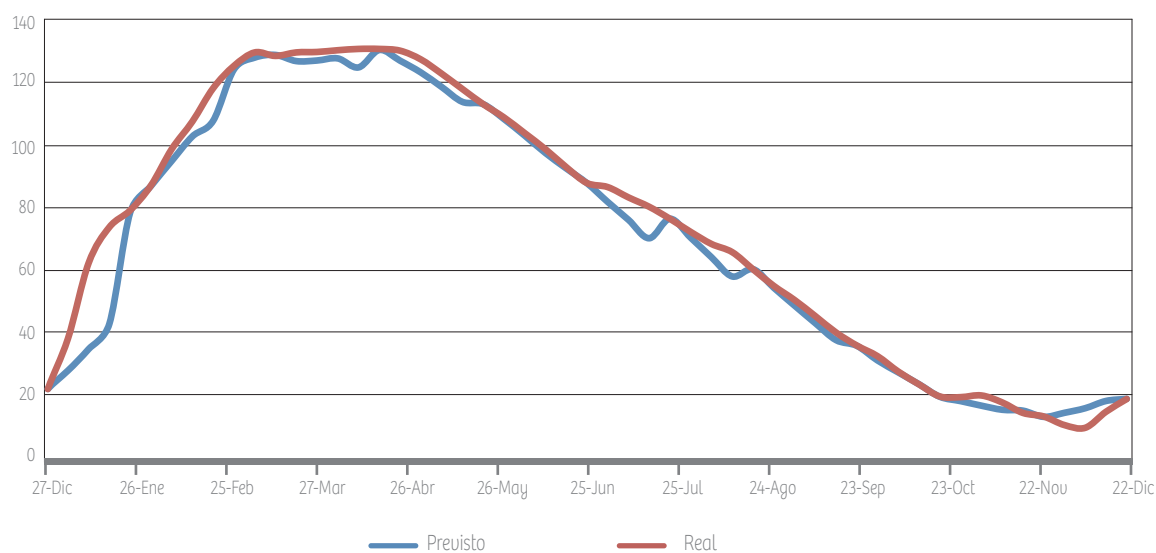
### CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

Año	Mes	Guaracachi	Bulo Bulo	Carrasco	V. Hermoso	Aranjuez	Kenko	Karachipampa		Total				
2008	Enero	794	507	460	36	129	1	65		1,992				
	Febrero	748	415	378	35	131	3	51		1,760				
	Marzo	849	498	489	70	157	3	30		2,095				
	Abril	1,081	493	647	100	146	7	86		2,560				
	Mayo	1,479	523	734	181	165	52	101		3,236				
	Junio	1,319	504	660	289	162	71	44		3,048				
	Julio	1,490	535	770	400	156	76	103		3,531				
	Agosto	1,629	439	752	388	156	74	114		3,553				
	Septiembre	1,552	504	702	331	191	73	108		3,462				
	Octubre	1,528	504	680	237	189	51	110		3,299				
	Noviembre	1,367	504	551	173	176	28	89		2,889				
	Diciembre	1,203	512	497	97	163	8	100		2,580				
TOTAL		15,039	5,938	7,320	2,338	1,920	449	1,001		34,006				
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	359	386	454	213	74	104		3,264				
	Julio	1,384	231	446	733	448	178	146		3,676				
	Agosto	1,235	252	525	753	439	85	155		3,554				
	Septiembre	1,254	341	524	710	508	82	151		3,679				
	Octubre	1,231	342	535	776	471	207	151		3,818				
	Noviembre	1,116	268	512	661	534	191	120		3,511				
	Diciembre	1,132	113	498	662	284	188	40		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	526	536	682	428	194	57	23	64	3,608			
	Abril	1,505	264	506	712	452	192	115		171	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		54	4,063			
	Febrero	938	94	480	480	163	144	39		61	2,980			
	Marzo	1,040	64	506	358	113	158	8		50	2,839			
	Abril	1,157	86	515	535	197	159	41		54	3,399			
	Mayo	1,639	244	496	384	523	169	138		103	4,367			
	Junio	1,631	295	526	389	582	200	165		102	4,509			
	Julio	1,480	321	547	659	477	218	172		104	4,732			
	Agosto	1,465	332	564	754	556	225	176		102	4,918			
	Septiembre	1,676	221	538	576	557	198	156		100	4,736			
	Octubre	1,552	170	530	633	523	199	138		102	4,560			
	Noviembre	1,442	274	526	720	477	198	109		103	4,491			
	Diciembre	1,457	168	543	718	419	198	94		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	3,889		
	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	118	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	Termoeléctrica del Sur	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	99		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	
Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V. Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Rios	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Termoeléctrica Warnes	Total
2014	Enero	1,298	107	340	714	361	170	34	47	700	105			3,876
	Febrero	1,178	91	444	722	340	159	45	60	649	93			3,782
	Marzo	1,219	124	555	816	527	177	77	95	652	99			4,342
	Abril	1,524	111	446	817	543	162	98	108	570	99			4,477
	Mayo	1,522	94	486	852	542	196	148	117	735	99	32		4,823
	Junio	1,424	42	548	671	491	178	168	110	734	108	12		4,486
	Julio	1,255	104	677	861	592	193	176	127	696	77	178		4,937
	Agosto	1,468	45	555	790	535	188	172	118	723	0	428		5,021
	Septiembre	1,435	72	529	853	469	175	92	237	531	0	753		5,146
	Octubre	1,510	110	647	767	436	197	71	277	568	0	705		5,288
	Noviembre	1,397	95	689	757	419	146	77	282	608	19	790		5,279
	Diciembre	1,307	102	658	638	330	123	17	202	585	100	908		4,969
TOTAL		16,537	1,096	6,576	9,260	5,584	2,065	1,174	1,780	7,752	797	3,806		56,427
Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V. Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Rios	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Termoeléctrica Warnes	Total
2015	Enero	1,425	103	517	418	185	94	0	171	308	97	903	-	4,219
	Febrero	1,287	99	437	343	201	96	0	147	274	94	738	57	3,775
	Marzo	1,432	115	375	321	116	108	0	145	420	93	943	283	4,351
	Abril	1,362	74	281	636	189	143	6	170	274	83	875	268	4,360
	Mayo	1,117	124	479	741	267	149	22	208	341	99	962	288	4,797
	Junio	1,093	134	508	787	508	173	70	245	399	105	851	253	5,126
	Julio	1,155	79	499	846	321	148	83	304	374	98	990	250	5,148
	Agosto	1,344	82	451	775	434	163	86	315	407	100	960	204	5,319
	Septiembre	1,258	79	515	380	190	142	72	310	317	79	912	981	5,293
	Octubre	1,347	84	546	330	210	144	47	285	171	70	1013	1189	5,437
	Noviembre	1,314	104	463	139	178	138	0	158	103	81	854	1277	4,810
	Diciembre	1,373	133	440	188	163	138	0	207	216	93	902	1308	5,161
TOTAL		15,505	1,209	5,511	5,904	2,962	1,634	386	2,665	3,603	1,093	10,963	6,359	57,719

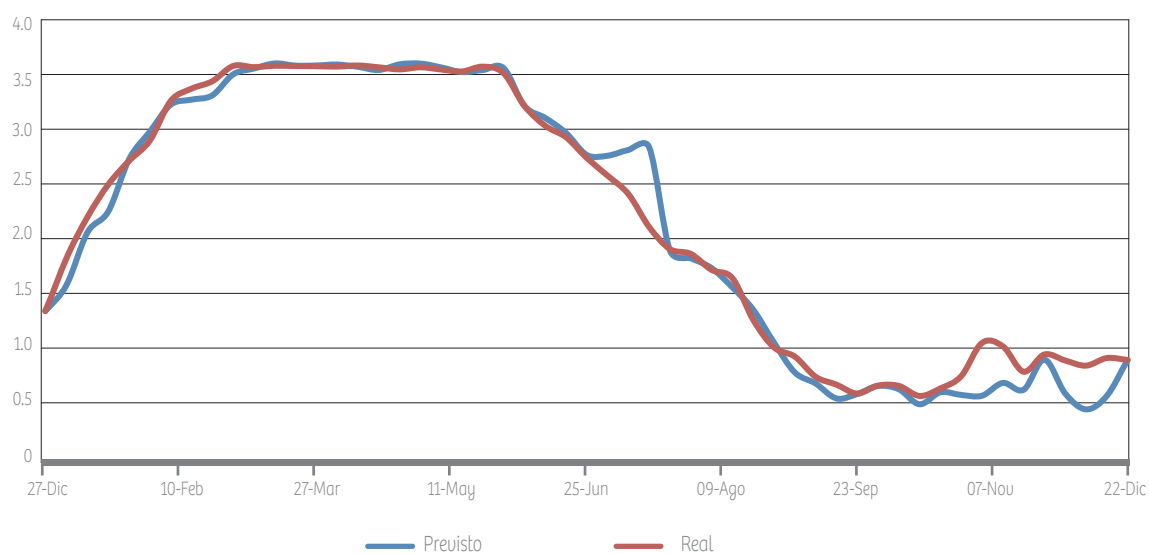
### CONSUMO DE DIESEL EN LITROS PERIODO 2012 - 2015 CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

Mes	AÑO			
	2012	2013	2014	2015
Enero	1,827,693	1,520,891	1,375,160	1,704,343
Febrero	1,640,590	1,310,359	1,379,443	1,496,996
Marzo	1,817,424	1,254,376	1,574,477	1,743,130
Abril	1,573,191	1,209,345	1,567,313	1,649,193
Mayo	1,536,210	1,160,346	2,363,536	1,644,383
Junio	1,393,074	1,098,622	2,515,991	1,609,827
Julio	1,594,210	1,114,351	2,592,377	1,758,311
Agosto	2,189,735	1,128,649	2,670,802	2,249,970
Septiembre	1,947,903	1,271,618	1,903,722	2,057,716
Octubre	1,800,391	1,285,246	2,025,065	1,842,578
Noviembre	1,796,698	1,345,447	1,691,628	1,955,491
Diciembre	1,352,828	1,515,883	1,826,628	2,076,049
<b>TOTAL</b>	<b>20,469,947</b>	<b>15,215,133</b>	<b>23,486,142</b>	<b>21,787,987</b>

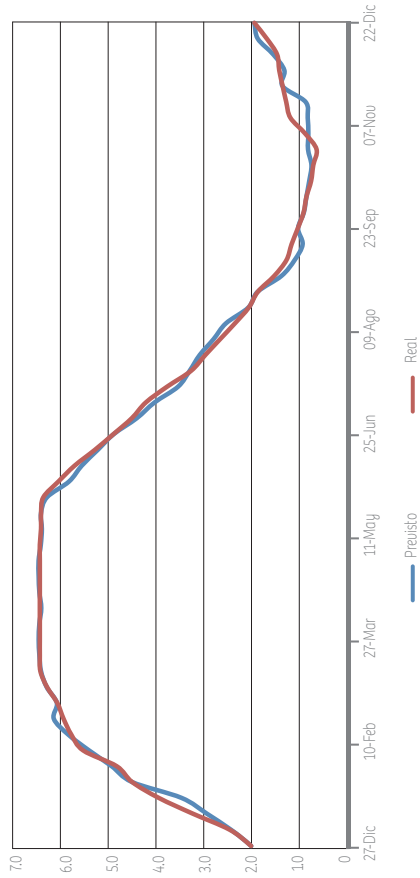
### EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO - CORANI (Hm<sup>3</sup>) - AÑO 2015



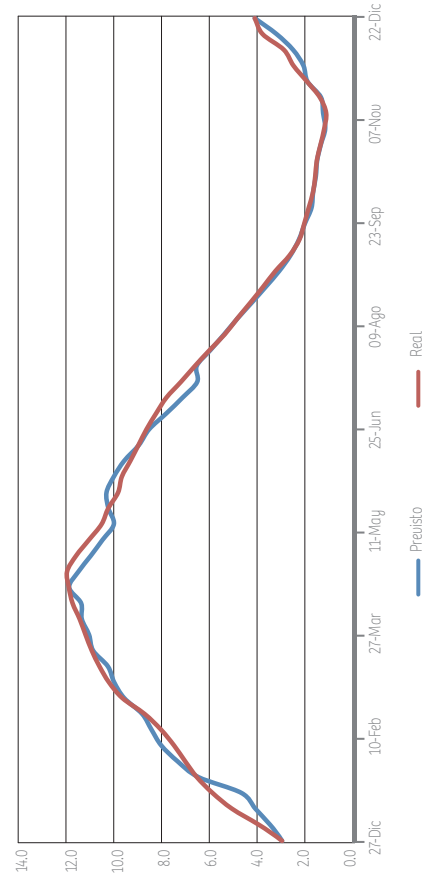
### EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm<sup>3</sup>) - AÑO 2015 ZONGO



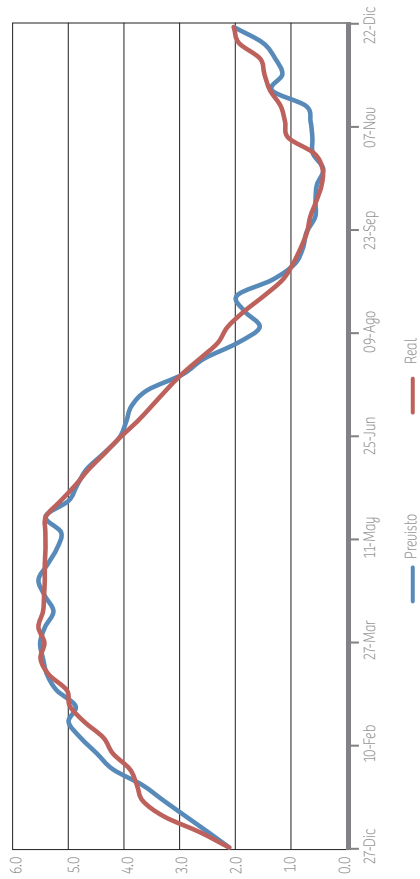
## TIQUIMANI



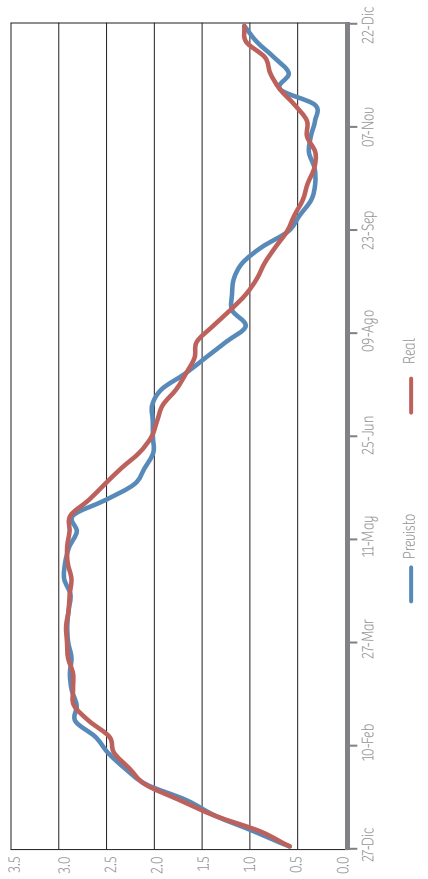
## ANGOSTURA



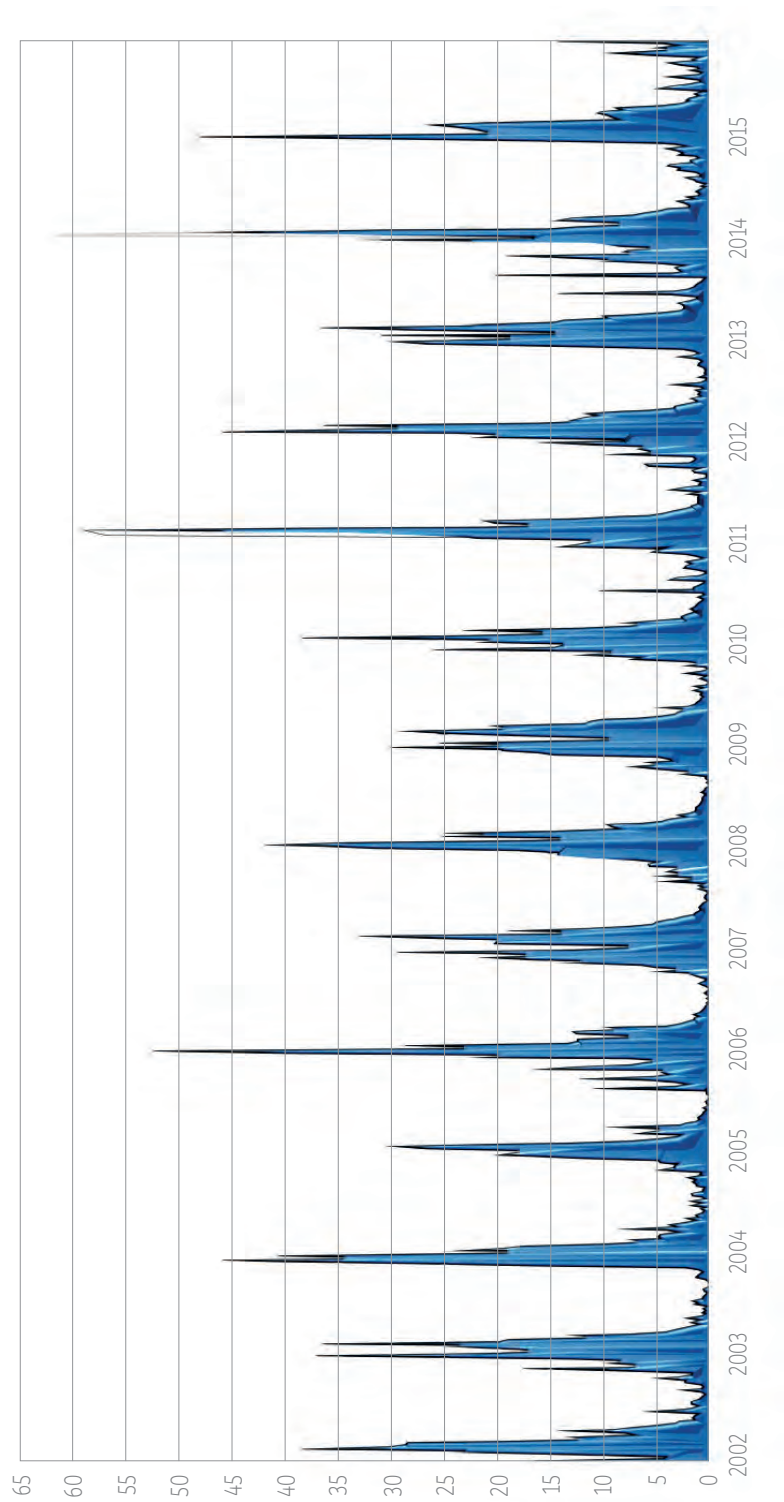
## CHOJILLA



## MIGUILLAS



EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m<sup>3</sup>/s) - PERIODO 2002- 2015



### DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) - PERIODO 1996 - 2015

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Área Oriental	847.4	951.9	1050.7	1137.3	1138.9	1150.1	1192.9	1241.6	1366.4	1455.7	1572.4	1660.8	1749.2	1899.6	2068.3	2290.5	2411.8	2556.7	2727.7	2940.5
Área Norte	865.9	921.8	963.0	1005.0	998.2	1000.6	1028.7	1060.8	1120.5	1157.2	1234.0	1290.9	1297.9	1302.4	1410.9	1548.7	1615.0	1719.3	1828.0	1916.6
Área Centro-Sur	1012.4	1072.2	1146.3	1166.3	1198.3	1221.0	1310.6	1301.4	1284.2	1381.4	1499.4	1734.6	2090.9	2195.0	2334.8	2462.7	2577.5	2736.8	2922.0	3088.8
<b>Total</b>	<b>2,725.8</b>	<b>2,945.9</b>	<b>3,160.0</b>	<b>3,308.6</b>	<b>3,335.5</b>	<b>3,371.7</b>	<b>3,532.2</b>	<b>3,603.8</b>	<b>3,771.0</b>	<b>3,994.3</b>	<b>4,305.8</b>	<b>4,686.4</b>	<b>5,138.0</b>	<b>5,397.0</b>	<b>5,814.0</b>	<b>6,301.9</b>	<b>6,604.3</b>	<b>7,012.8</b>	<b>7,477.7</b>	<b>7,945.9</b>

### DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) - PERIODO 1996 - 2015

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CRE	847.4	951.9	1050.7	1137.3	1138.9	1150.1	1192.9	1241.6	1366.4	1455.7	1572.4	1660.8	1749.2	1899.6	2068.3	2290.5	2411.8	2556.7	2727.7	2940.5
DELAPAZ	865.9	921.9	963.0	1005.0	998.2	1000.6	1028.7	1060.8	1120.5	1157.2	1234.0	1290.9	1297.9	1302.4	1391.8	1476.6	1522.5	1614.4	1700.8	1767.3
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	1010.2	1058.3	1116.9	1190.3	1226.0
ELFEO	191.1	198.7	205.5	210.2	203.6	212.6	217.1	212.2	234.1	264.3	287.0	311.7	334.8	326.4	352.3	382.2	403.8	438.8	456.0	467.0
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	271.6	279.6
SEPSA	76.2	82.3	89.9	89.5	89.4	112.4	131.8	147.4	166.5	178.0	210.1	232.9	275.5	286.8	338.2	383.4	416.6	445.2	467.3	446.1
ENDE															19.1	72.2	92.5	110.1	146.0	157.4
SETAR																			23.7	153.7
ENDE DELBENI																				14.6
ENDECRUZ																				0.0
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	494.1	493.7
<b>Total</b>	<b>2,725.8</b>	<b>2,945.9</b>	<b>3,160.0</b>	<b>3,308.6</b>	<b>3,335.5</b>	<b>3,371.7</b>	<b>3,532.2</b>	<b>3,603.8</b>	<b>3,771.0</b>	<b>3,994.3</b>	<b>4,305.8</b>	<b>4,686.4</b>	<b>5,138.0</b>	<b>5,397.0</b>	<b>5,814.0</b>	<b>6,301.9</b>	<b>6,604.3</b>	<b>7,012.8</b>	<b>7,477.7</b>	<b>7,945.9</b>

## DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERIODO 1996 - 2015

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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	602.8	660.0
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	549.7	589.1
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	606.3	682.4
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	614.9	655.7
Mayo	231.4	245.5	265.7	273.7	278.7	280.8	296.3	306.6	305.8	327.5	352.3	377.3	423.2	441.5	472.5	520.3	541.6	577.4	616.8	646.1
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	574.2	627.7
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	611.7	633.0
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	630.9	672.4
Septiembre	236.7	252.4	261.4	283.0	274.6	280.3	294.0	308.0	318.6	331.4	360.5	444.2	426.6	458.8	500.7	540.1	562.1	582.0	657.5	683.0
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	700.2	708.0
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	647.5	677.5
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	664.8	710.9
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	5,844.0	6,301.9	6,604.3	7,012.8	7,477.7	7,945.9

## DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERIODO 1996 - 2015

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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	1,298.2	1,370.0



TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERIODO 1998 - 2015

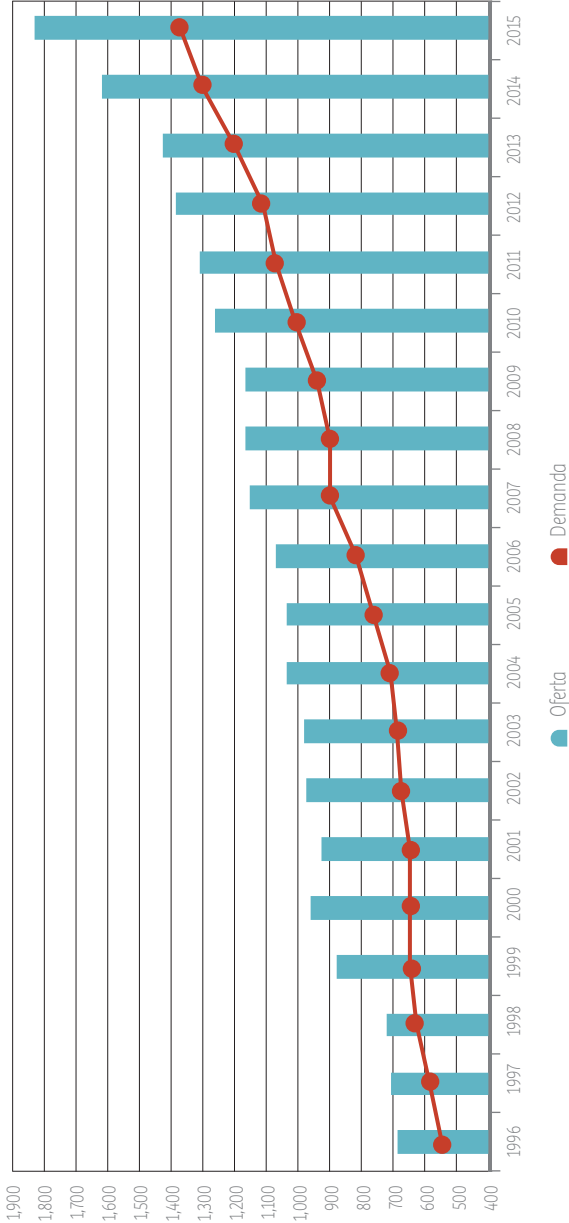
GESTIÓN	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MINUTOS	86.0	76.0	85.0	23.0	30.0	69.6	28.2	104.6	20.5	68.7	24.3	33.2	121.1	103.4	35.2	30.8	76.2	33.2

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2015

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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	1,298.2	1,370.0
CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	687.0	705.3	722.5	879.5	961.5	924.1	975.8	980.6	1,035.7	1,037.7	1,070.7	1,151.7	1,162.3	1,164.9	1,258.1	1,309.8	1,384.8	1,422.8	1,614.7	1,831.0

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

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERIODO 1996 - 2015



## COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERIODO 1998 - 2015

AÑO	FECHA	ÁREAS	DURACIÓN MIN.
1998	15-Nov	POTOSÍ	27
	7-Nov	SUCRE	5
1999	26-Nov	SUR	55
	23-Dic	ORIENTAL	14
	29-Dic	SUCRE	5
	2-Feb	NORTE	45
2000	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
	18-Mar	SUR	37
2001	20-Sep	SUCRE	3
	29-Jul	NORTE	8
2002	13-Ago	ORIENTAL	9
	20-Mar	ORIENTAL	23
2003	18-Jul	CENTRAL, SUR, NORTE	47
	24-Oct	NORTE	8
	26-Nov	NORTE, CENTRAL	29
2004	29-Feb	ORIENTAL	16
	1-Ene	SUR	8
2005	9-Ene	SUCRE	3
	10-Ene	SUR	16
	20-Ene	ORIENTAL	16
	3-Feb	SUR	36
	27-May	SUCRE	5
	10-Sep	NORTE	4
	2-Oct	ORIENTAL	21
	9-Feb	ORIENTAL	25
2006	23-Nov	SUR, SUCRE	14
	17-Mar	ORIENTAL	37
2007	7-Abr	NORTE	86
	13-Jun	NORTE	30
2008	29-Abr	CENTRAL (ORURO)	85
	2-Oct	NORTE	14
2009		SIN COLAPSOS	0
2010	1-Jul	SUCRE	314
2011		SIN COLAPSOS	0
2012		SIN COLAPSOS	0
2013	6-Abr	COCHABAMBA	32
	14-Jul	ORURO	22
	5-Dic	NORTE, TRINIDAD	29
2014	21-Nov	ORURO	10
	8-Dic	ORIENTAL	23
2015	8-Mar	TRINIDAD	12
	12-Mar	ORURO	9
	19-Jun	YACUIBA y VILLAMONTES	880
	30-Jul	TARIJA	45
	12-Ago	YACUIBA y VILLAMONTES	23
	17-Ago	YACUIBA y VILLAMONTES	17

## COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERIODO 1996 - 2015

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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	17.2	15.6

## PRECIOS SPOT SIN IVA PERIODO 1996 - 2015

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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	18.0	16.4
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	8.9	9.8
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	3.4	3.8
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	43.7	44.7

## PRECIOS SEMESTRALES - PERIODO 1996 - 2015

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
Nov13 - Abr14	17.7	7.8	3.1	41.0
May14 - Oct14	18.3	9.7	3.6	45.3
Nov14 - Abr15	16.3	9.2	3.6	43.1
May15 - Oct15	17.0	9.9	3.7	45.0

## LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERIODO 1996 - 2015

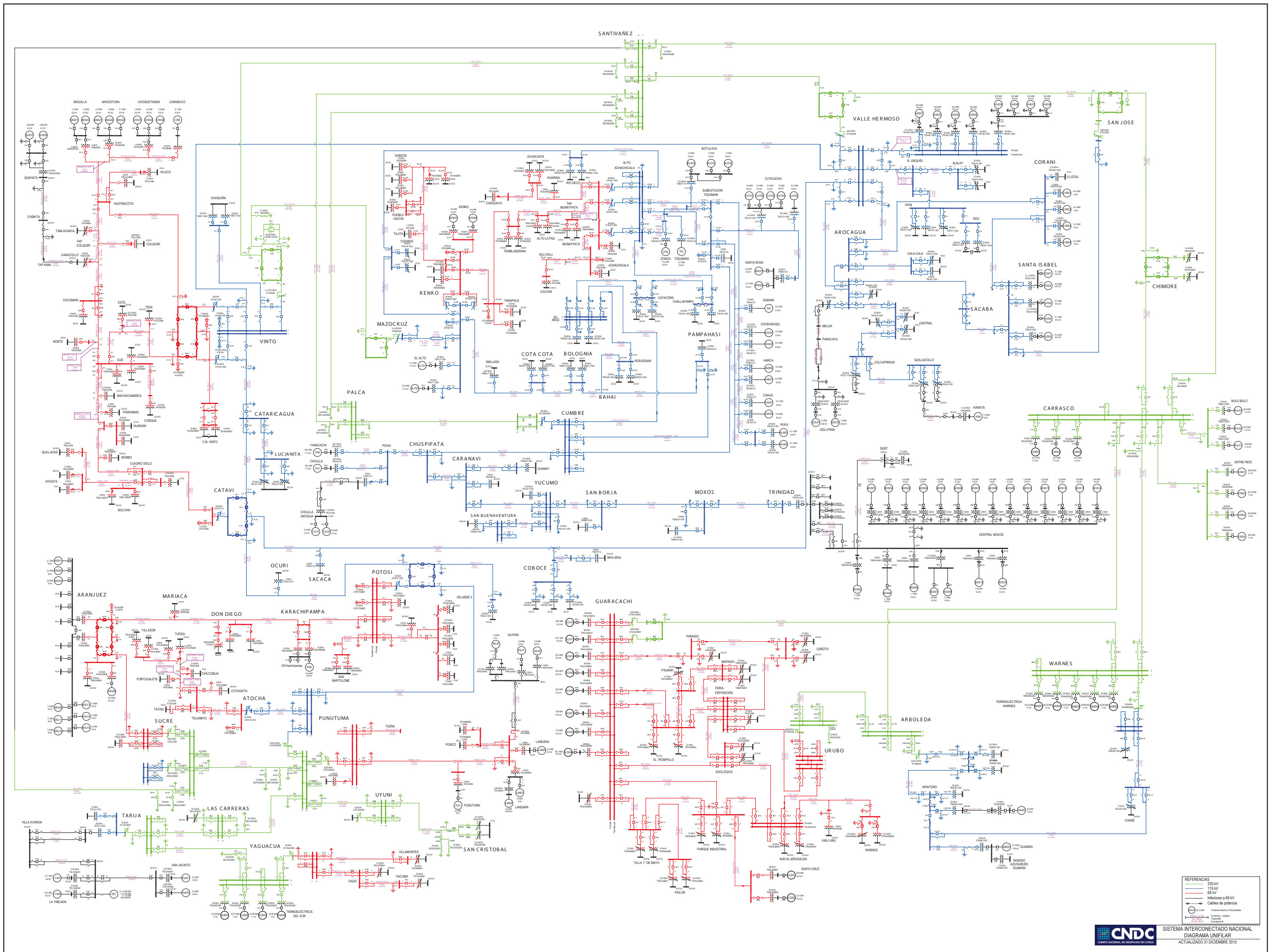
EMPRESA	TEN. KV	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
ENDE TRANSMISIÓN	69	Benjaque - Maricao	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	
		Benjaque - Sastre											12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	
		Don Diego - Kanchipampa	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	16.0	16.0	
		Don Diego - Maricao	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	31.2	31.2	
		Kanchipampa - 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	10.0	10.0	
		Potosí - Puntumayo							73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	
		<b>Subtotal</b>	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	185.3	185.3	185.3	185.3	
		Caranau - Chupigallo																					
		Chupigallo - Top Chupigallito																	42.1	42.1	42.1	42.1	42.1
		Chupigallo - Cumbre																					45.0
		Atacogua - 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	45.6	45.6	45.6
		Atacogua - Villa Hermosa 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	5.4	5.4	5.4
		Atacogua - Villa Hermosa II																			5.4	5.4	5.4
		Bolognes - Coto Coto																					5.1
		Bolognes - Coto Coto																					5.1
		Cafau - Ocafi	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	97.8	97.8	97.8
		Cafau - Sazon	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	43.4	43.4	43.4
		Cafau - 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	76.7	76.7	76.7
		Catonogua - Cafau																					
		Caranau - Atacogua																				33.0	33.0
		Caranau - 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	6.4	6.4	6.4
		Caranau - Villa Hermosa 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	43.5	43.5	43.5
		Caranau - Villa Hermosa II	45.0																				
		Coto Coto - Kento																					25.7
		Kento - Molase																					
		Molase - Coto Coto																					
		Pampahasi - Top Bahui																					2.2
		Pampahasi - Top Chupigallito																					4.1
		Pampahasi - Cumbre																					
		Kento - Sazon	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	14.3	14.3	14.3
		Ocafi - 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	84.4	84.4	84.4
		Potosí - Puntumayo																					
		Puntumayo - Alacocha																104.4	104.4	104.4	104.4	104.4	104.4
		Sazon - Atacogua																					14.9
		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	8.9	8.9	8.9
		Santa Isabel - Sazon																					31.4
		Santa Isabel - 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	201.4	201.4	201.4
		Santa Isabel - Megang																					
		Top Coto - Sazon	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	41.9	41.9	41.9
		Top Coto - Villa Hermosa	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	45.5	45.5	45.5
		Villa Hermosa - 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	148.0	148.0	148.0
		Villa Hermosa - Vinto II	142.8																				
		Vinto - Catonogua																					
		<b>Subtotal</b>	1,051.0	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	863.2	669.6	669.4	669.4	669.4	773.8	879.9	879.9	953.1	953.8	983.2	994.6
		Caranau - Chupigallo	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3
		Caranau - Guasacachi	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.2	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0	179.0
		Caranau - Wanes																					162.1
		Caranau - Santa Isabel																					162.1
		Chupigallo - San José	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8	78.8
		Megang - Vinto Capacitor																					
		San José - Villa Hermosa		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	59.6	59.6
		Santa Isabel - Vinto																					
		Villa Hermosa - Santa Isabel																					
		Villa Hermosa - Vinto																					
		Wanes - Guasacachi																					
		<b>Subtotal</b>	333.1	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	535.5	732.6	732.5	958.2	958.2	958.2	958.2	958.2	958.2	958.2	991.6	991.6
		<b>Total ENDE TRANSMISIÓN</b>	<b>1,484.2</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,587.5</b>	<b>1,587.3</b>	<b>1,812.9</b>	<b>1,812.9</b>	<b>1,913.3</b>	<b>2,023.4</b>	<b>2,023.4</b>	<b>2,023.4</b>	<b>2,024.1</b>	<b>2,086.8</b>	<b>2,098.3</b>
ISABOL	230	Caranau - Antisilla																					
		Caranau - Uru																					
		Santa Isabel - Sazon																					
		Sazon - Puntumayo																					
		Uru - Antisilla																					
		<b>Subtotal</b>																					
		<b>Total ISABOL</b>																					
		<b>Subtotal</b>																					
		<b>Total ENDE</b>																					
		<b>Total General</b>	<b>1,484.2</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,498.8</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>1,572.0</b>	<b>2,174.5</b>	<b>2,174.3</b>	<b>2,399.9</b>	<b>2,399.9</b>	<b>2,506.3</b>	<b>3,007.9</b>	<b>3,007.9</b>	<b>3,007.9</b>	<b>3,007.9</b>	<b>3,266.9</b>	<b>3,440.3</b>	<b>4,088.8</b>

## AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2015

EMPRESAS DE GENERACIÓN	SIGLA
COMPAÑÍA BOLIVIANA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.	COBEE
EMPRESA ELÉCTRICA GUARACACHI S.A.	EGSA
EMPRESA ELÉCTRICA CORANI S.A.	CORANI
EMPRESA ELÉCTRICA VALLE HERMOSO S.A.	VHE
COMPAÑÍA ELÉCTRICA CENTRAL BULO BULO	CECBB
EMPRESA RIO ELÉCTRICO S.A.	ERESA
HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A.	HB
SOCIEDAD INDUSTRIAL ENERGÉTICA Y COMERCIAL ANDINA	SYNERGIA
SERVICIOS DE DESARROLLO DE BOLIVIA S.A.	SDB
GUABIRÁ ENERGÍA S.A.	GBE
ENDE ANDINA S.A.M.	ENDEANDINA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - GENERACIÓN	ENDE
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN	
ENDE TRANSMISIÓN S.A.	ENDE TRANSMISIÓN
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA BOLIVIA	ISA
SAN CRISTÓBAL TESA	SCTESA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	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 ORURO S.A.	ELFEO
COMPAÑÍA ELÉCTRICA SUCRE S.A.	CESSA
SERVICIOS ELÉCTRICOS POTOSÍ	SEPSA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - DISTRIBUCIÓN	ENDE
SERVICIOS ELÉCTRICOS TARIJA	SETAR
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD ENDE DELBENI S.A.M.	ENDE DELBENI
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SANTA CRUZ S.A.	EMDEECRUZ
CONSUMIDORES NO REGULADOS	
EMPRESA MINERA INTI RAYMI S.A.	EMIRSA
EMPRESA METALÚRGICA VINTO	EMVINTO
COBOCE Ltda.	COBOCE
EMPRESA MINERA SAN CRISTÓBAL	EMSC

INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2015		
PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL DE ENERGÍA	GWh	8,334.8
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA HIDRÁULICA	GWh	2,439.6
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA TÉRMICA	GWh	5,804.7
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA CON BIOMASA	GWh	79.1
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA EÓLICA	GWh	11.5
CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN SIN	MW	1,831.0
CAPACIDAD DE GENERACIÓN HIDRÁULICA EN EL SIN	MW	482.7
CAPACIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA EN EL SIN	MW	1,318.3
CAPACIDAD DE GENERACIÓN CON BIOMASA EN EL SIN	MW	27.0
CAPACIDAD DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL SIN	MW	3.0
INYECCIONES DE ENERGÍA AL STI	GWh	8,134.4
INYECCIONES DE ENERGÍA HIDRÁULICA	GWh	2,383.4
INYECCIONES DE ENERGÍA TÉRMICA	GWh	5,661.8
INYECCIONES DE ENERGÍA CON BIOMASA	GWh	77.7
INYECCIONES DE ENERGÍA EÓLICA	GWh	11.4
CONSUMO DE ENERGÍA	GWh	7,945.9
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA	MW	1,370.0
TOTAL DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS EN EL MERCADO SPOT	US\$ Miles	375,253.1
NÚMERO DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN		10
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	44.70
COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN	US\$/MWh	15.57
PEAJE GENERADORES	US\$/MWh	2.47
PEAJE CONSUMIDORES	US\$/kW-mes	3.76







Calle Colombia 0-749 • Casilla N° 4818  
Telf.: (591) 4 425 9523 • Fax (591) 4 425 9513  
E-mail: [cndc@cndc.bo](mailto:cndc@cndc.bo) • [www.cndc.bo](http://www.cndc.bo)  
**Cochabamba - Bolivia**