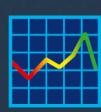




ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

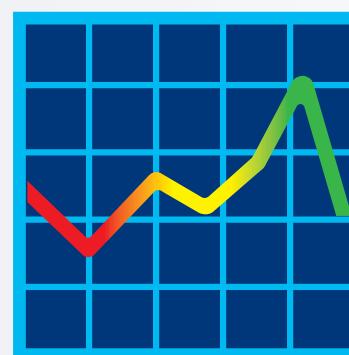
MEMORIA 2018
RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN

 **CNDC**
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



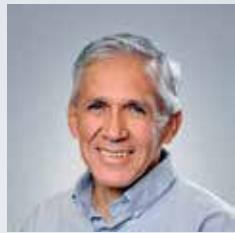






COMITÉ NACIONAL DE

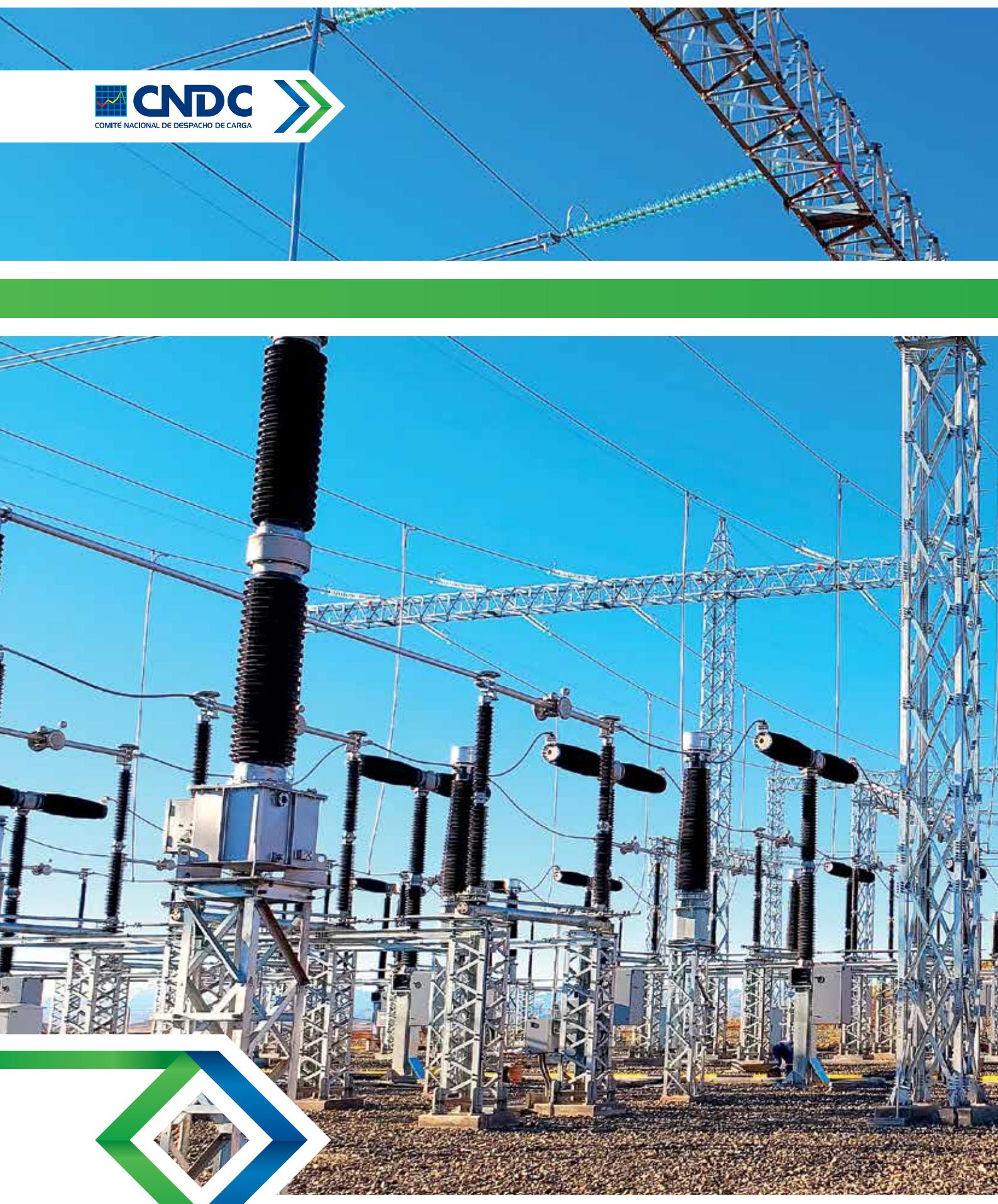




NDC

DESPACHO DE CARGA







MEMORIA ANUAL 2018

CONTENIDO



PRESENTACIÓN DEL PRESIDENTE DEL CNDC	2
PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC	4
EL CNDC	4
CREACIÓN	4
ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES	4
ÓRGANO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DEL CNDC	6
FUNCIONES	6
RECURSOS OPERATIVOS	7
MISIÓN, VISIÓN Y VALORES	8
CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2018	9
CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO	10
CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO	11
ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE BOLIVIA 2030	11
CONSULTORÍA ESTUDIO DE INCORPORACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS AL SIN	13
PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE BOLIVIA	13
CONSULTORÍA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE DE GENERACIÓN CONSIDERANDO GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL	14
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN	14
INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	14
OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES	15
LOGROS OPERATIVOS	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	20
INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS	21
INFORME DETERMINACIÓN RESERVA ROTANTE	22
INFORME ÍNDICES DE CALIDAD DE TRANSMISIÓN	23
INFORME DE LA ESTADÍSTICA DE DESEMPEÑO DEL SIN	23
ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO	23
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 30	23
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 11	25
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 13	26
SUPERVISIÓN DE LA INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES	26
MEJORA EN LA NORMATIVA DEL SECTOR	30
NUEVA DENOMINACIÓN SOCIAL DEL CONSUMIDOR NO REGULADO COBOCE	30
INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA AISLADO LAS MISIONES AL SIN	30
RESOLUCIONES DEL CNDC	31
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	31
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y PROCESOS	32
SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC	33
CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA	34
CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA	35
PARTICIPACIÓN EN ACTIVIDADES DEL SECTOR	36
PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y LOGROS	37
ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC	42
INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE	43
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2018	52



Ing. Fernando Ajhuacho Larrea

PRESENTACIÓN DEL **PRESIDENTE DEL CNDC**

El Comité Nacional de Despacho de Carga - CNDC, en su compromiso de trabajo y servicio para con el sector eléctrico, tiene el agrado de presentar los resultados del trabajo realizado durante la gestión 2018 en coordinación con el Ministerio de Energías, ENDE, la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, y los distintos Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Se presentan los resultados del continuo trabajo referidos a la Operación y Administración del Sistema Interconectado Nacional, así como también la Planificación de la expansión, velando que en todo momento la provisión de energía eléctrica sea permanente, asegurando un Despacho óptimo y a costo mínimo en el territorio nacional.

Se destacan importantes instalaciones en el parque generador como, por ejemplo, el Proyecto Hidroeléctrico San José que en su primera etapa aseguró una potencia adicional de 55 MW al SIN, asimismo, se continúa con el cambio de la matriz energética en Bolivia a través de la incorporación de 60 MW en la Planta Solar Uyuni en el departamento de Potosí.

De la misma manera, el ingreso del proyecto “Plantas Industriales en el Salar de Uyuni”, en un esfuerzo conjunto con ENDE y ENDE TRANSMISIÓN, dio inicio a la industrialización de los recursos evaporíticos a cargo de Yacimientos de Litio Bolivianos, contribuyendo como Proyecto Industrial, una demanda considerable en el sistema interconectado.

Se evidencia que durante la gestión 2018, el Sector Eléctrico Boliviano ha requerido la participación constante de los actores de la cadena energética en Bolivia, ante la incorporación de proyectos importantes, que son presentados en esta edición, lo cual no habría sido posible sin la acción oportuna del CNDC en coordinación con los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Nuestro compromiso de mejora continua y permanente es un reto que asumimos, ante la evolución y crecimiento del mercado eléctrico, manteniendo los niveles de seguridad y confiabilidad a costo mínimo en la operación del Sistema Interconectado Nacional. Para ello, el disponer de un sistema de Gestión de la Calidad es imperativo, por lo cual el CNDC ha logrado durante la gestión 2018 la acreditación de la Norma Internacional ISO 9001:2015.

Finalmente, se destaca el profesionalismo del personal del CNDC, el cual permite mantener el compromiso, la equidad y adaptabilidad que tiene nuestra institución en coordinación con el Ministerio de Energías, institución que da los lineamientos y directrices para el adecuado funcionamiento del sector eléctrico en Bolivia, orientado al desarrollo integral del sector energético, contribuyendo de esta manera al vivir bien de los bolivianos y bolivianas.



Ing. Fernando Ajhuacho Larrea
PRESIDENTE CNDC

PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC

El CNDC

El Comité Nacional de Despacho de Carga es una persona jurídica pública no estatal sin fines de lucro, que forma parte de la Industria Eléctrica Boliviana.

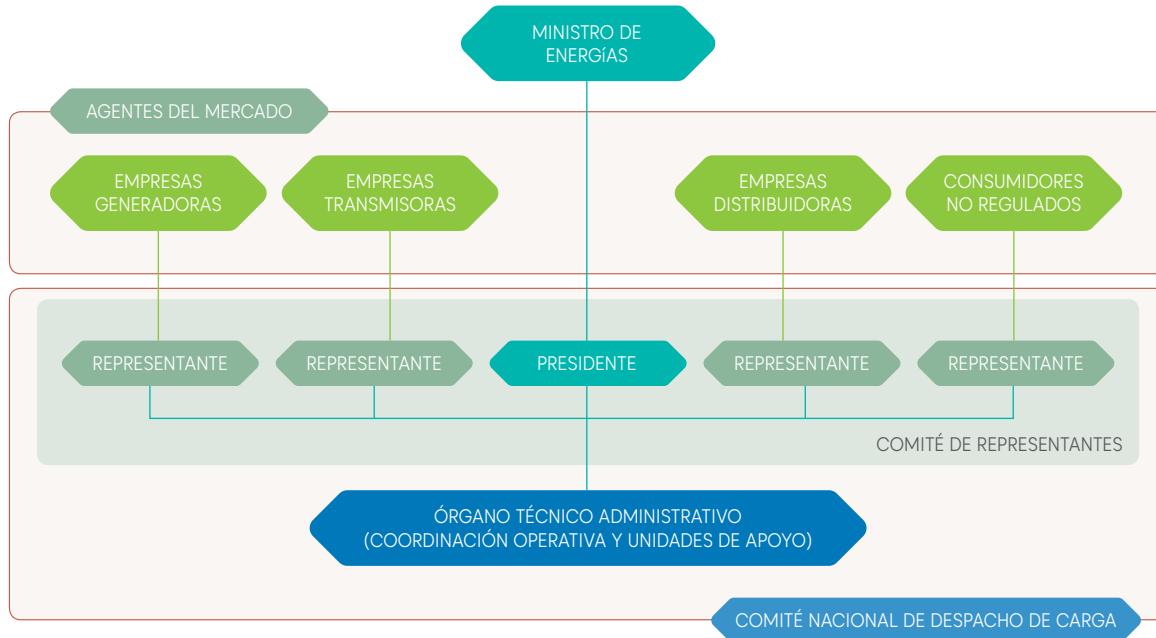
CREACIÓN

Fue creado según lo dispone el Artículo 18 de la Ley 1604 Ley de Electricidad de 21 de diciembre de 1994.

ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES

Su organización y funciones han sido determinadas mediante el Artículo 19 de la Ley N° 1604 y Decreto Supremo N° 29624 “Reglamento de Funciones y Organización del CNDC” de fecha 02 de julio de 2008, Decreto Supremo No. 29894 de 07 de Febrero de 2009 y modificado por Disposición Final Segunda del Decreto Supremo No. 071 de fecha 09 de abril de 2009 del Estado Plurinacional de Bolivia, que establece que el Presidente del CNDC, es la máxima autoridad ejecutiva del CNDC, quien representa al Ministerio de Energías según D.S. 3070 del 09 de febrero de 2017, ejerce la representación legal del mismo y es designado mediante Resolución Ministerial.

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



El Comité de Representantes está compuesto por: el Presidente que es nominado por el Ministerio de Energías, un representante de las empresas generadoras, un representante de las empresas transmisoras, un representante de las empresas distribuidoras y un representante de los consumidores no regulados.



Ampliación de barras Yaguacua 69kV - ENDE

COMITÉ DE REPRESENTANTES GESTIÓN 2018

Presidente:	Ing. Fernando Ajhuacho Larrea (RM N° 033-17 de 27 de marzo de 2017)
-------------	--

Por las Empresas Generadoras enero a mayo 2018

Titular:	Ing. Ramiro Becerra Flores
Alterno:	Ing. Guillermo Morales R.

Por las Empresas Generadoras junio a diciembre 2018

Titular:	Ing. Ramiro Becerra Flores
----------	----------------------------

Por las Empresas Transportadoras enero a diciembre 2018

Titular:	Ing. Marcelo Hinojosa T.
Alterno:	Ing. Javier Villegas

Por las Empresas Distribuidoras enero a mayo 2018

Titular:	Ing. Edgar Caero Ayala
Alterno:	Ing. René Ustariz Aramayo

Por las Empresas Distribuidoras junio a diciembre 2018

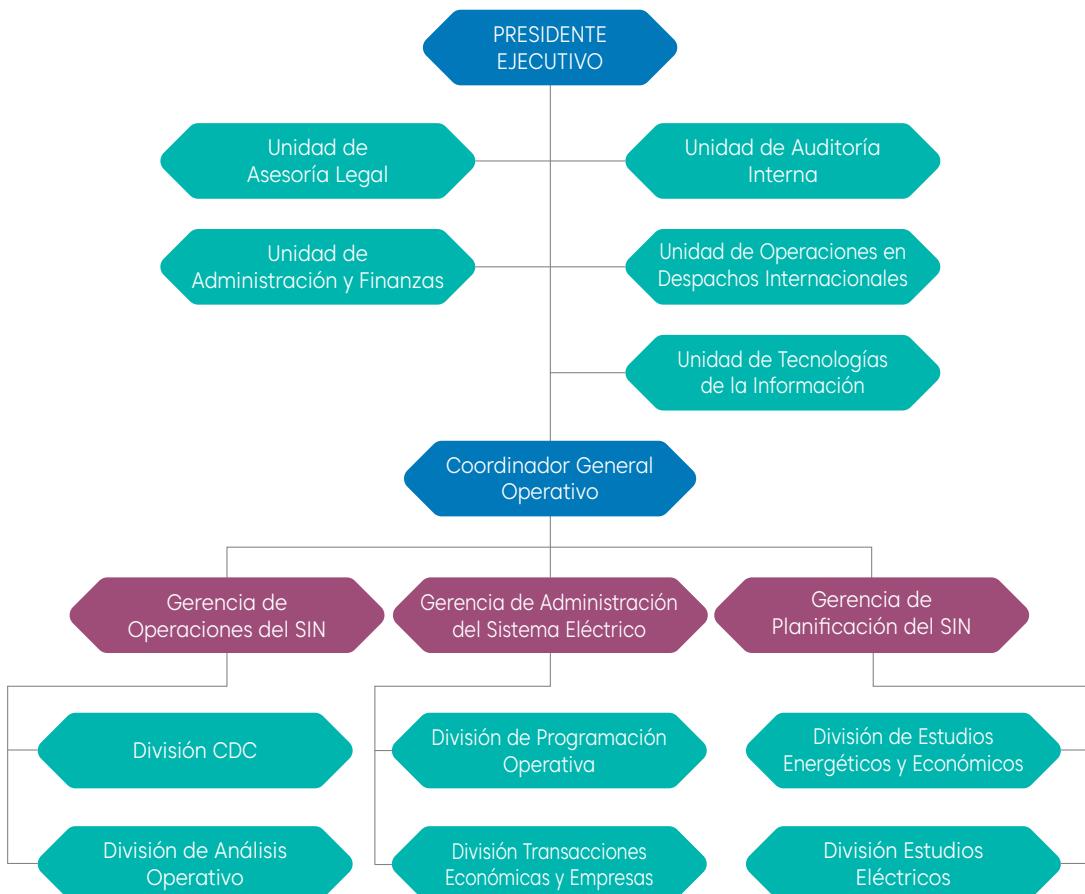
Titular:	Ing. René Ustariz Aramayo
----------	---------------------------

Por los Consumidores No Regulados enero a diciembre 2018

Titular:	Ing. Fernando Guzmán Navarro
Alterno:	Ing. 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

Las principales funciones asignadas al CNDC establecidas en el marco legal son:

- Participar en la planificación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional bajo las directrices del Ministerio de Energías y otras entidades llamadas por Ley.
- Coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional para atender la demanda de energía eléctrica.
- Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista, estableciendo el balance valorado que resulte de la operación.



Ampliación de barras Yaguacua 230 kV - ENDE TRANSMISIÓN

RECURSOS OPERATIVOS

El CNDC en su conjunto, cuenta y tiene acceso a una infraestructura operativa especializada única en el país, con el fin de cumplir con las funciones asignadas en el marco normativo aplicable, entre los componentes más importantes de dicha infraestructura, podemos citar:

- Sistema de Control SCADA para la operación en tiempo real del SIN.
- Infraestructura de comunicaciones que cubre todos los nodos de interconexión del SIN.
- Sistema de Medición para la obtención de datos de forma horaria de inyecciones y retiros aplicables a las transacciones económicas.
- Herramientas Informáticas especializadas para realizar la planificación y programación de la operación, operación en tiempo real y postoperación.
- Equipo OMICRON para la fiscalización de los relés del Esquema de Alivio de Carga.
- Banco de Prueba portátil para ensayo de medidor de energía trifásico.

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.

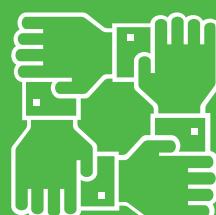
Fomentar integralmente el conocimiento y talento humano, promoviendo el desarrollo de competencias y la aplicación efectiva de nuevas tecnologías”.



VALORES

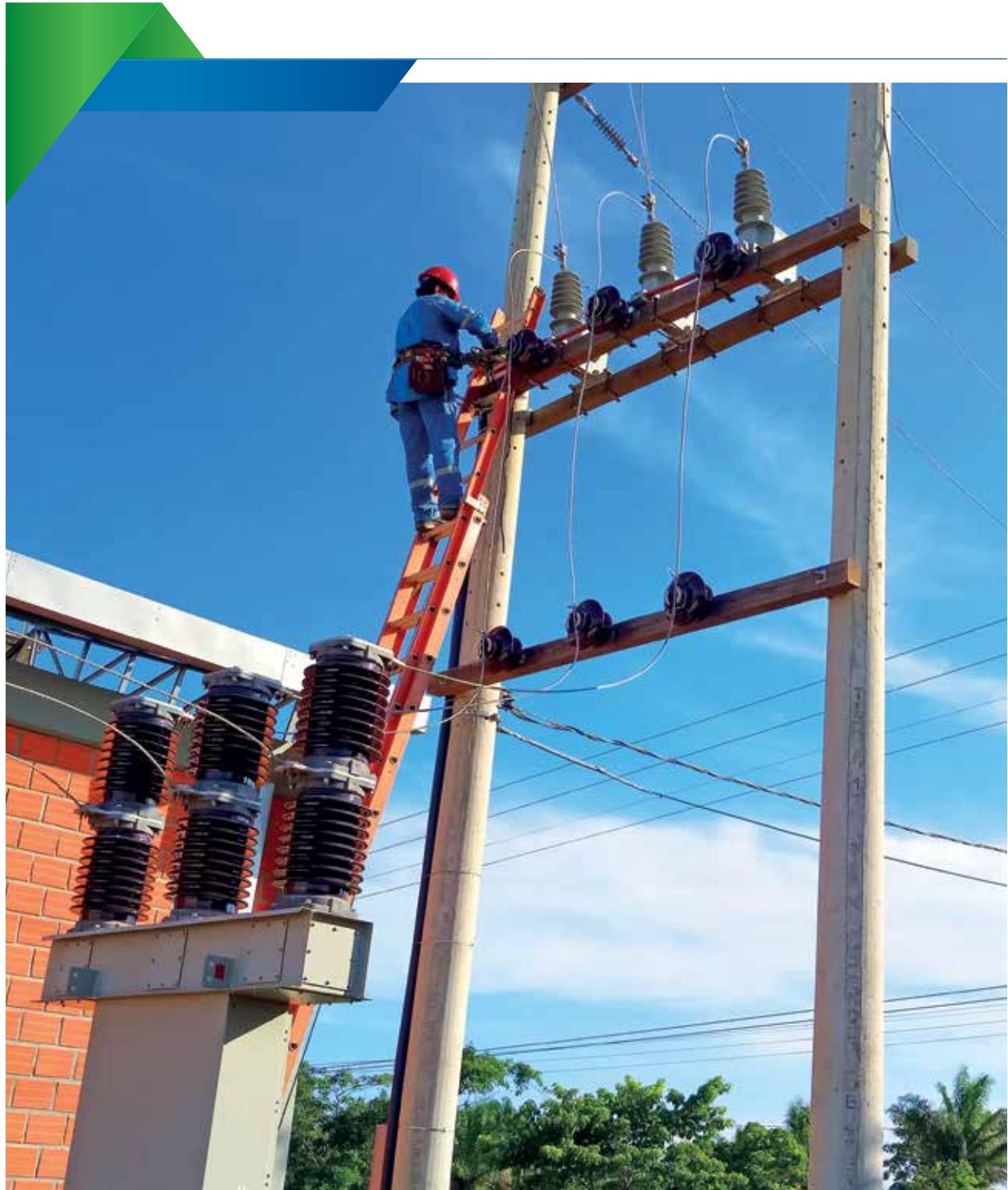
El personal está comprometido con los principios del CNDC para poder brindar un servicio con integridad, lealtad, equidad, imparcialidad, transparencia, confidencialidad, responsabilidad y honestidad.

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



CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2018

Durante la gestión 2018, el despacho de carga se ha realizado cumpliendo los criterios de seguridad, confiabilidad y costo mínimo, establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo.



Planta Termoeléctrica Yucumo - ENDE GENERACIÓN

CONTRIBUCIONES A **CORTO PLAZO**

Cuando fue requerido, en toda la extensión del SIN se ha reducido los efectos de condiciones críticas de operación que se presentaron, con el apoyo decidido y la amplia participación de todas las empresas eléctricas que operan en el SIN, mediante acciones oportunas de tipo operativo, sobre la oferta y la demanda.

1. Acciones de Tipo Operativo

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

- La priorización de la continuidad de servicio y seguridad del sistema, sobre el despacho económico.
- Por la indisponibilidad no prevista de unidades generadoras, fue necesario en una sola ocasión el manejo de la demanda con regulación de voltaje en el área Oriental.

b) 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), 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 - mensuales, con todas las empresas generadoras 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 Coordinado de Mantenimiento del mes siguiente, buscando de esta manera, minimizar el impacto de la indisponibilidad programada e indisponibilidad forzada de unidades de generación en la seguridad y calidad del suministro.



Ampliación Subestación Irpa Irpa 115 kV - ENDE TRANSMISIÓN

CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO



Banco de Autotransformadores Subestación Litio - Anillo Energético del Sur - ENDE TRANSMISIÓN

ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE BOLIVIA 2030

En el marco de la planificación del sector eléctrico, la proyección de la demanda de energía eléctrica de Bolivia fue actualizada para el periodo 2019 - 2030. Para la proyección se utilizaron declaraciones de grandes consumidores, métodos econométricos, métodos basados en interpolación de tasas de crecimiento y métodos basados en la evolución del consumo específico por categorías de los distribuidores.

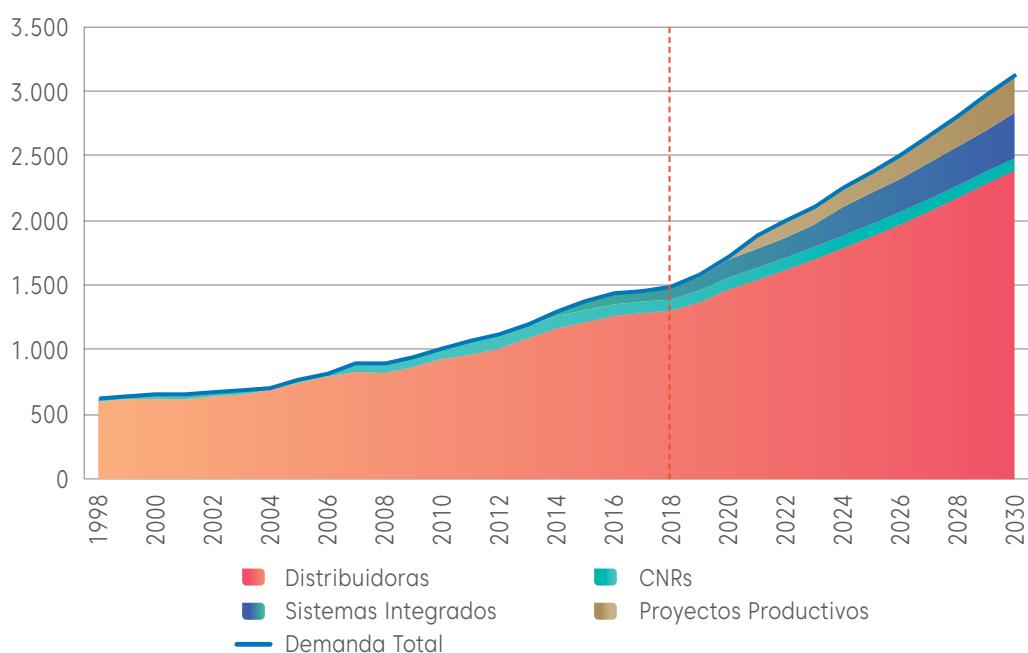
La proyección de la demanda de energía y potencia total del SIN al año 2030, se presenta en el siguiente cuadro:

Proyección Demanda de Energía y Potencia Total del SIN

Año	Energía		Potencia	
	(GWh)	Tc	(MW)	Tc
2019	9.434	6,9%	1.582	4,7%
2020	10.120	7,3%	1.723	8,9%
2021	11.167	10,3%	1.879	9,1%
2022	11.872	6,3%	1.989	5,8%
2023	12.617	6,3%	2.109	6,0%
2024	13.403	6,2%	2.243	6,4%
2025	14.232	6,2%	2.375	5,9%
2026	15.107	6,2%	2.510	5,7%
2027	16.031	6,1%	2.658	5,9%
2028	17.007	6,1%	2.812	5,8%
2029	18.036	6,1%	2.971	5,7%
2030	19.122	6,0%	3.131	5,4%

El crecimiento tendencial de demanda se muestra en el siguiente gráfico:

Demanda Total de Potencia - (MW)



CONSULTORÍA ESTUDIO DE INCORPORACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS AL SIN

El estudio de consultoría “Incorporación de proyectos de energías alternativas al SIN”, fue realizado a solicitud del VMEEA con financiamiento del BID, y fue concluida en octubre 2018. El CNDC participó como contraparte de este estudio ante la consultora DIGSILENT.

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE BOLIVIA

Se está realizando el estudio de consultoría internacional “Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia”, a cargo de la Consultora CESI de Italia. El estudio consiste en realizar la expansión integrada de generación, transmisión y distribución del SIN, a objeto de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica de la demanda interna y de los sistemas aislados a ser integrados, diversificando la matriz energética con fuentes renovables y considerando niveles de confiabilidad adecuados; asimismo se analiza escenarios de exportación a países vecinos. Se prevé que el estudio de consultoría sea concluido el segundo semestre del 2019.



Banco de Autotransformadores Subestación Litio - Anillo Energético del Sur - ENDE TRANSMISIÓN

CONSULTORÍA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE DE GENERACIÓN CONSIDERANDO GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL

Se está realizando la consultoría “Determinación de la reserva rotante de generación considerando generación renovable no convencional”, a cargo del consorcio PSR y Tractebel. Este trabajo será concluido el primer semestre del 2019.

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.

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

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

- Participación en Grupos de Trabajo con ENDE, para análisis de la interconexión de Bolivia con los mercados de Brasil y Perú.
- Grupo Técnico de Organismos Reguladores (GTOR) en las propuestas para la adecuación del marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).



Ampliación Planta de Cemento Viacha - DELAPAZ

OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES

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

- Participación en la contraparte técnica nacional del Estudio del Potencial Hidroeléctrico de Bolivia en su Segunda Fase, este estudio se realizó mediante consultoría internacional con financiamiento del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) y fue concluida en junio del 2018 con la presentación del Estudio.
- Participación en el proyecto “Evaluación de los recursos energéticos, hídricos y uso de suelo en Bolivia” con los modelos OSEMOVS/MOMANI, auspiciado por UDAPE y financiamiento del PNUD.
- Participación en los proyectos de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER): CIER19 - Portal de mercados, CIER20 - SIGER ATLAS.
- Participación de reuniones convocadas por el VIPFE y VMEEA sobre el proyecto “Waste of Energy” sobre el manejo de desechos sólidos en Santa Cruz. A solicitud del VMEEA mediante nota CNDC 1782-18 del 08/08/2018 se presentó un informe al respecto.
- Participación de las reuniones de seguimiento al programa de apoyo del BID y GIZ al sector eléctrico boliviano, relacionado a energías renovables.
- Mediante nota CNDC 2044-18 del 06/09/2018 se presentó al MEE el informe “Análisis implementación de energía virtual al SIN”, elaborado por XPOWER CO. Ltd de Corea del Sur.



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:



Subestación Salar 115 KV - ENDE TRANSMISIÓN

Programación de la Operación

En la gestión 2018 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 3,7 %, la demanda máxima coincidental anual registrada fue inferior a la prevista en 2,5 %.

En general, los resultados permiten concluir que, en el año 2018, en lo que respecta al margen de reserva, el sistema operó cumpliendo las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas en la Normativa vigente. También, en el 2018 ingresaron en operación comercial las siguientes unidades:

A partir del 1° de enero 2018: San Borja 01 (1,2 MW), San Borja 02 (0,6 MW), Yucumo (0,35 MW), Rurrenabaque 01 (1,2 MW),

Rurrenabaque 02 (0,6 MW). Desde el 10 de enero 2018: San Ignacio de Moxos 02 (0,38 MW), Santa Ana de Yacuma 01 (1,0 MW) y Santa Ana de Yacuma 02 (0,62 MW). El 17 de enero de 2018 la Central Hidroeléctrica San José 1 (55 MW). El 16 de marzo de 2018 la Planta Solar fotovoltaica Uyuni (60,06 MW). A partir del 07/04/2018 la central Yunchará sin limitación de inyección (hasta 5 MW) por la operación comercial de la línea Yunchará-La Tablada 24,9 KV. El 14 de septiembre de 2018 la quinta unidad de la central hidroeléctrica Corani (15,45 MW). A partir del 10/11/18 la potencia efectiva de Unagro es 14,57 MW por la operación comercial de los excedentes de UNAGRO en la subestación Mineros 115 KV.

Desde el 1° de enero de 2018 las unidades MOS15 y MOS16 ya no forman parte del parque generador debido a que su Licencia de Generación temporal finalizó el 31/12/2017 (Res. AE N° 308/2017).



Línea San José - Miguelito - Santivañez 230 kV - ENDE TRANSMISIÓN

Además, 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 2018 fue del orden del -1,56%.

DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2018, 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 no prevista de unidades generadoras o líneas de transmisión, como ser:

- La indisponibilidad forzada de las unidades del valle de Zongo, debido a riada en el valle de Zongo, quedando indisponibles las centrales Sainani, Chururaqui, Harca,

Cahua y Huaji por la caída de la doble terna en 115 kV Tiquimani – Sainani y Tiquimani - Chururaqui. Así como de las unidades de central Cuticucho por problemas en la toma de río Cuticucho.

- La indisponibilidad forzada de la unidad ALT02, debido a mantenimiento clase B, intervención de media vida y extensión en el mantenimiento.
- La indisponibilidad de la unidad KAR, debido a la presencia de alimaña en aceite de turbina.
- La indisponibilidad programada de la unidad GCH10, debido a mantenimiento HGP y reemplazo rotor.
- La indisponibilidad programada de las unidades WAR01, SUR01 y SUR03, por mantenimiento programado tipo B.



Línea de transmisión Bélgica - Los Troncos 230 kV fase 2 - ENDE TRANSMISIÓN

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 2018 se destacan las acciones siguientes:

- Capacitación en: Fundamento para el Diagnóstico de Equipo Eléctrico en Subestaciones AT y MT ensayo de mantenimiento, para el personal de puesta en servicio de la DAO.
- Capacitación en análisis de transitorios en sistemas de 500 kV.
- Capacitación en modelamiento de la generación eólica y solar para simulaciones de transitorios electromagnéticos en el SIN.
- Capacitación Desarrollo y tecnología de Centrales Térmicas en Bolivia.
- Curso Virtual Transitorios Electromagnéticos en SEP.
- Análisis de regulación de tensión SETAR.
- Análisis de operación del área Oriental sin generación en GCH.
- Análisis de habilitación de relé de sobretensión Potosí.
- Recierres trifásicos en ISABOL.
- Análisis de indisponibilidad de las líneas TIQ-SAI y TIQ-CHU.
- Análisis de interdisparos área Sur.
- Análisis de Seguridad área Norte.
- Deshabilitacion de interdisparos CHS-CUM y CHS-CRN.
- Análisis del Ingreso de demanda en el complejo Karachipampa.

- Análisis de la generación de COBEE y HB.
- Análisis de interdisparos área Oriental.
- Análisis de sobretensiones SIN.
- Análisis de sobretensiones de maniobra en líneas de 500 kV.
- Análisis de regulación de tensión en el área Norte.
- Análisis de operación aislada del área de Trinidad.
- Viaje de personal de la DAO a Colombia, visita a instalaciones de 500 kV de ISA-INTERCOLOMBIA.
- Capacitación en Protecciones Eléctricas para Generadores y Transformadores de Potencia.
- Capacitación en Protecciones de Sistemas de Potencia en DigSILENT.
- Capacitación en Desarrollo y Tecnología de las Centrales Termoeléctricas en Bolivia.
- Participación en la Revisión de la Norma Operativa N° 11.
- Participación en grupo de análisis del Área Sur.
- Participación en grupo de análisis del Área Oriental.

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.



Ampliación Subestación Huaji - ENDE TRANSMISIÓN

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 Sistema de Medición Comercial - SMEC durante la gestión 2018, 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 del Sistema de Medición Comercial, conformado por 265 puntos de medición.
- 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.



Ampliación de Barras Yaguacua 230 KV - ENDE TRANSMISIÓN

INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Se realizaron análisis técnicos a solicitud del VMEEA y Agentes del MEM:

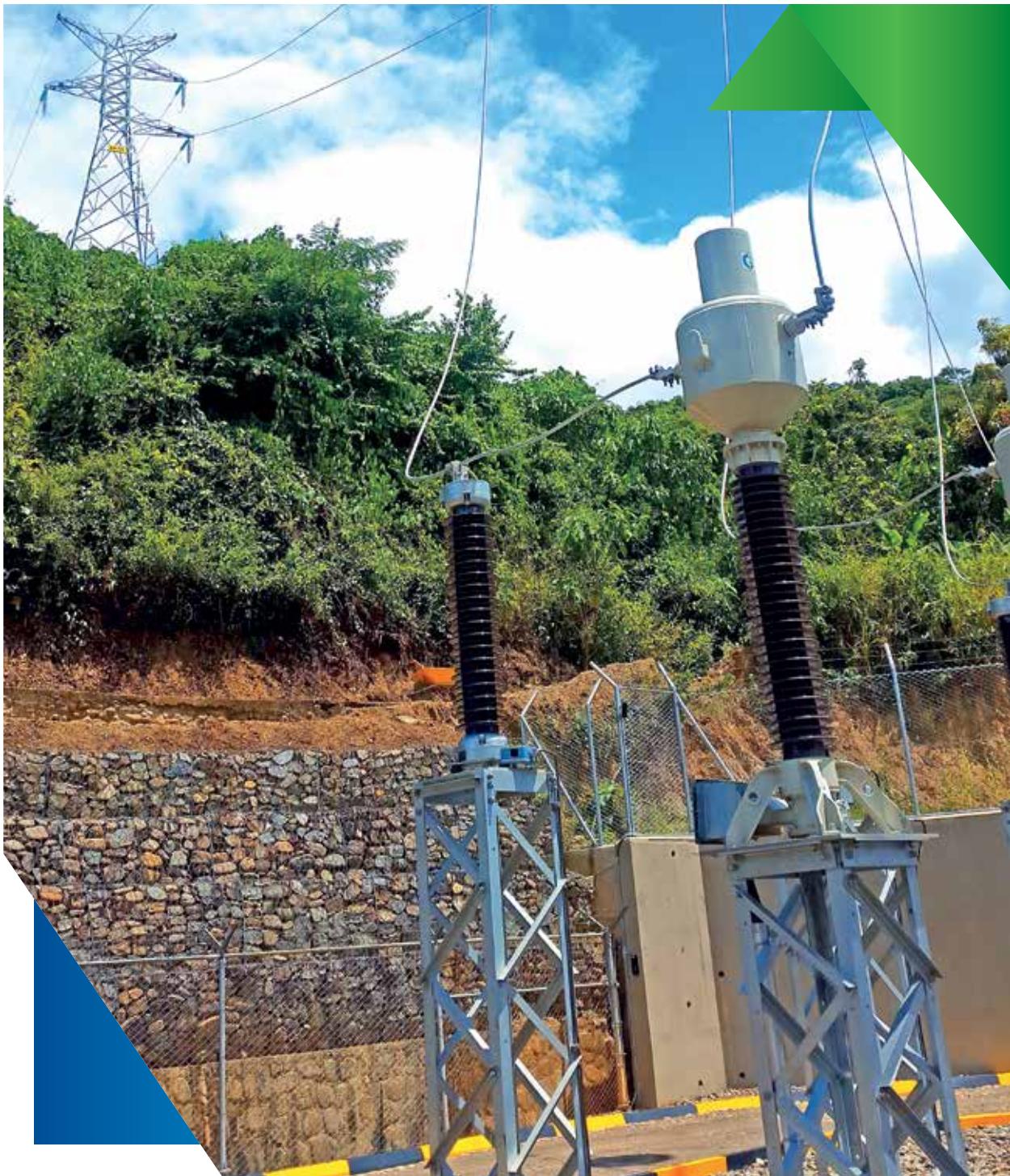
- Análisis de viabilidad técnica de los proyectos de generación eólica Warnes, San Julián y El Dorado para su incorporación al SIN.
- Análisis técnico de la operación del SIN con la incorporación de la línea Tarija – Bermejo 115 kV.
- Viabilidad técnica de incorporar el proyecto de generación geotérmica Laguna Colorada (100 MW) al SIN.

Asimismo, se realizaron las siguientes evaluaciones económicas:

- Informe CNDC 37/18, que corresponde a la Actualización evaluación económica - Proyecto línea Warnes-Urubó 230 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 396/2018-3.
- Informe CNDC 66/18, que corresponde a la Evaluación económica - Subestación Yapacaní 230/115 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 404/2018-3.



Línea de Transmisión Huaji - Caranavi 115 kV - ENDE TRANSMISIÓN



Línea de Transmisión Huaji - Caranavi 115 kV - ENDE TRANSMISIÓN

INFORME DETERMINACIÓN RESERVA ROTANTE

Informe CNDC 46/18, que corresponde a la “Determinación de la Reserva Rotante para el Periodo noviembre 2018 - octubre 2019”, que consiste en la determinación de la reserva rotante optima del SIN considerando criterios técnico-económico, mediante estudios energéticos y eléctricos para tres alternativas de reserva para el sistema.

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 2017 - octubre 2018, mismo que fue aprobado por el Comité de Representantes mediante Resolución CNDC 405/2018-7 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 2018”, que contiene: indicadores estadísticos del sistema e indicadores estadísticos de componentes de generación y transmisión del SIN, de acuerdo al modelo estadístico desarrollado por la CIER.

ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

Se elaboraron los Informes del análisis eléctrico de los resultados de la programación de mediano plazo para los períodos mayo 2018 - abril 2022 y noviembre 2018 - octubre 2022, a objeto de verificar que la operación del sistema cumple los requerimientos de las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN (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 y grandes consumidores”, se presentaron al Comité de Representantes los siguientes documentos:

- Informe CNDC N° 08/18 “Proyecto Variante Litio – T358”, que consiste en la construcción de una variante de línea para la conexión de la línea Uyuni - San Cristóbal con la subestación Litio 230 kV; así mismo, la reubicación de los dos reactores de subestación San Cristóbal a las subestaciones Uyuni y Litio, aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-12. cierre de las cuatro unidades existentes con dos turbinas a vapor en la Central Termoeléctrica del Sur, aprobado mediante Resolución CNDC 389/2018-7.
- Informe CNDC N° 18/18 “Proyecto Conexión al STI de Subestaciones Entre Ríos y Entre Ríos II”, que consiste en la construcción de la subestación eléctrica Entre Ríos II en 230 kV, las líneas de transmisión en 230 kV Carrasco – Entre Ríos – Entre Ríos II y la ampliación de las subestaciones Entre Ríos y Carrasco, aprobado mediante Resolución CNDC 390/2018-1.
- Informe CNDC N° 23/18 “Proyecto Ciclos Combinados Planta Termoeléctrica Entre Ríos” que consiste en la instalación de tres ciclos combinados completos en la Central Termoeléctrica Entre Ríos, aprobado mediante Resolución CNDC 390/2018-5.



Planta Solar Uyuni - ENDE GUARACACHI

- Informe CNDC Nº 24/18 “Proyecto Ciclos Combinados Planta Termoeléctrica Warnes”, que consiste en la instalación de dos nuevos ciclos combinados completos y el cierre de las cuatro unidades existentes con dos turbinas a vapor en la Central Termoeléctrica de Warnes, aprobado mediante Resolución CNDC 390/2018-6.
- Informe CNDC Nº 31/18 “Proyecto Subestación San Julián 230 / 115 kV”, que consiste en la construcción de la nueva subestación San Julián 230 kV que dividirá la línea de transmisión doble terna 230 kV Warnes – Brechas en Warnes – San Julián y San Julián – Brechas, aprobado mediante Resolución CNDC 394/2018-4.
- Informe CNDC Nº 32/18 “Proyecto Transformador 230/115 kV Bélgica”, que consiste en la instalación de un banco de autotransformadores monofásicos 4x50 MVA_230/115 kV y la ampliación de la subestación Bélgica en los niveles de 230 kV y 115 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 395/2018-1.
- Informe CNDC Nº 33/18 “Proyecto Ampliación de Barras 115 kV Subestación Sucre”, que consiste en la ampliación de barras en el patio de 115 kV de subestación Sucre, aprobado mediante Resolución CNDC 395/2018-2.
- Informe CNDC Nº 41/18 “Proyecto Plantas Industriales en Salar de Uyuni”, que consiste en la provisión de suministro de energía eléctrica a las plantas industriales en el Salar de Uyuni, aprobado mediante Resolución CNDC 397/2018-2.
- Informe CNDC Nº 49/18 “Proyecto Conexión Planta Solar Oruro al SIN”, que consiste en la construcción de la nueva subestación Pagador 230 kV, que dividirá la línea de transmisión Santiváñez – Vinto 230 kV en Santiváñez - Pagador y Pagador – Vinto y la línea doble terna central solar Oruro – Pagador 115 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 400/2018-1.

- Informe CNDC N° 59/18 “Proyecto Línea 230 kV Arboleda – Las Lomas”, que consiste en la construcción de la línea 230 kV entre la subestación Arboleda y la nueva subestación Las Lomas, aprobado mediante Resolución CNDC 403/2018-1.
- Informe CNDC N° 65/18 “Proyecto Subestación Yapacaní 230/115 kV”, que consiste en la construcción de la nueva subestación Yapacaní en los niveles de tensión 230 kV y 115 kV (que dividirá la línea de transmisión Carrasco – Bélgica 230 kV en Carrasco – Yapacaní y Yapacaní – Bélgica), aprobado mediante Resolución CNDC 404/2018-2.
- Informe CNDC N° 71/18 “Proyecto Segunda Ampliación Barras Warnes 115 kV”, que consiste en la segunda ampliación de barras en el patio de 115 kV de subestación Warnes, aprobado mediante Resolución CNDC 405/2018-5.
- Informe CNDC N° 72/18 “Proyecto Línea 115 kV La Plata – ECEBOL Potosí”, que consiste en la construcción de la línea de transmisión en 115 kV entre la subestación La Plata y la nueva subestación eléctrica ECEBOL Potosí, aprobado mediante Resolución CNDC 405/2018-6.

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:

- Generación Eléctrica en central San José.
- Ampliación de Subestación Irpa Irpa 115 kV.
- Central fotovoltaica Uyuni.
- Línea de Transmisión 230 kV Planta Solar Uyuni - Subestación Uyuni.
- Línea de Transmisión Huaji - Caranavi 115 kV.
- Ciclos Combinados Planta Termoeléctrica del Sur, Etapa N°1 energización Transformadores de Potencia.
- Línea Yunchará La Tablada 24,9 kV.
- Bahía 115 kV COBOCE en S/E Irpa Irpa.
- Línea de Transmisión Bélgica - Los Troncos 230 kV.



Ampliación Subestación Irpa Irpa 115 kV - ENDE TRANSMISIÓN

- Anillo Energético del SUR Etapa 1.
- Ciclos Combinados Termoeléctrica Warnes, Etapa N°1 energización Transformadores de Potencia.
- Variante Litio T358 - Fase TAP Litio.
- Línea de Transmisión Litio - Salar 115 kV.
- Subestación Contorno Bajo 115/24,9 kV.
- Línea 230 kV Mazocruz - Contorno Bajo (Pallina) y Subestaciones Asociadas.
- Quinta unidad generadora Central Hidroeléctrica Corani.
- Plantas Industriales en el Salar de Uyuni.
- Adición de Bahía de Transferencia y Barras en 115 kV en Subestación Tarija.
- Ampliación de Barras 69 kV en Subestación Yaguacua.
- Subestación Viacha Pueblo 115 kV.
- Transformador 25 MVA Subestación Cosmos 115/12 kV.
- Ampliación de Barras en 230 kV Subestación Yaguacua, Etapa 1.
- Suministro Eléctrico en 115 kV a Planta ECEBOL Oruro.
- Variante Litio T358 (División de la línea Uyuni – San Cristóbal 230 kV).
- Transformador de potencia 37 MVA (17 T1) en subestación Urubó.
- Transformador (13T3) 37 MVA_115/24.145 kV Subestación Montero.
- Transformador 50 MVA y Bahía de Transformación Subestación Trinidad.
- Ciclos Combinados Planta Termoeléctrica del SUR ETAPA N° 3 CCSUR30 y CCSUR40.
- Línea de Subtransmisión Mineros - Aguaí 115 kV.
- Ampliación de Barras 230 kV en Subestación Yaguacua, Etapa 2.
- Anillo Energético del Sur Etapa 2, Subestación Tarija 230/115 kV.

INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 13

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

- Conexión del Autoprodutor UNAGRO a Subestación Mineros en 115 kV.

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 2018; 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:

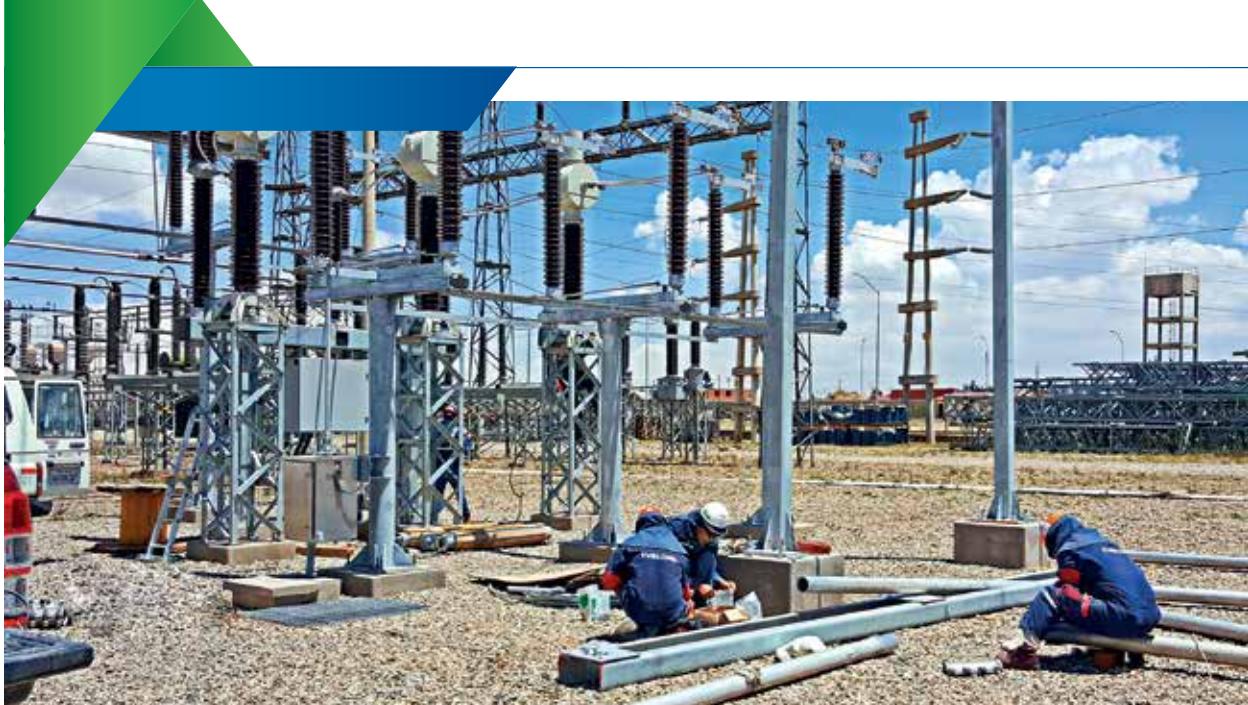
- Ampliación Subestación Caranavi, Transformador de Potencia N°2, 6,3 MVA, 115/34,5 kV - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-1 de fecha 23/01/2018 (Operación Comercial desde el 27/11/2017).
- Línea 230 KV San José-Miguelito-Santivañez – Etapa 1, 3,31 km - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-2 (Operación Comercial desde el 05/12/2017).
- Planta Termoeléctrica de San Borja - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-3 (Operación Comercial desde el 01/01/2018).

- Planta Termoeléctrica de Yucumo - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-4 (Operación Comercial desde el 01/01/2018).
- Planta Termoeléctrica de Rurrenabaque - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-5 (Operación Comercial desde el 01/01/2018).
- Planta Termoeléctrica de San Ignacio de Moxos - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-6 (Operación Comercial desde el 10/01/2018).
- Planta Termoeléctrica de Santa Ana de Yacuma - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-7 (Operación Comercial desde el 10/01/2018).
- Transformador 25 MVA 115/24,9 KV Subestación Santivañez - ELFEC. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-8 (Operación Comercial desde el 20/12/2017).
- Línea de Transmisión Warnes - Urubó en 230 kV - ETAPA 3, 38,01 km - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-9 (Operación Comercial desde el 22/12/2017).
- Subestación Chusipata 115/24,9 kV, Transformador de Potencia N°1, 25 MVA, 115/24,9 kV - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-10 (Operación Comercial desde el 20/12/2017).
- Proyecto Hidroeléctrico San José - ENDE CORANI. Aprobado mediante Resolución CNDC 388/2018-13 (Operación Comercial desde el 17/01/2018).
- Transformador de 3 MVA 69/24,9 kV en S/E VELARDE II - SEPSA. Aprobado mediante Resolución CNDC 389/2018-2 (Operación Comercial desde el 19/12/2017).



Planta Solar Uyuni - ENDE GUARACACHI

- Línea 230 KV San José - Miguelito - Santivañez – Etapa 2, 79,03 Km - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 389/2018-3 (Operación Comercial desde el 29/12/2017).
- Ampliación Subestación Irpa Irpa 115 KV, Línea de Transmisión Valle Hermoso – Irpa Irpa, 46,47 km - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 389/2018-5 (Operación Comercial desde el 15/01/2018).
- Subestación Cruz Milagrosa Etapa Provisional, Transformador de potencia N°1, 2,5 MVA, 69/6,9 KV - ENDE DEORURO. Aprobado mediante Resolución CNDC 390/2018-2 (Operación Comercial desde el 31/12/2017).
- Ampliación y Mejoras Subestación Kenko - Segunda Etapa - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 390/2018-3 (Operación Comercial desde el 29/10/2017).
- Planta Solar Uyuni - ENDE GUARACACHI. Aprobado mediante Resolución CNDC 393/2018-1 (Operación Comercial desde el 16/03/2018).
- Línea de Transmisión 230 KV Planta Solar Uyuni, 4,6 km - Subestación Uyuni - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 393/2018-3 (Operación Comercial desde el 05/03/2018).
- Línea de Transmisión Huaji - Caranavi en 115 KV, 74,45 km - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 393/2018-4 (Operación Comercial desde el 14/03/2018).
- Ampliación Planta de Cemento Viacha - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 394/2018-3 (Operación Comercial del Transformador de Potencia TRVIA06906 desde el 03/01/2018 y del Transformador de Potencia TRVIA06907 desde el 04/01/2018).
- Línea de Transmisión Bélgica - Los Troncos en 230 KV – Fase 2, 98,78 km - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 396/2018-1 (Operación Comercial desde el 30/05/2018).
- Transformadores de Potencia N° 1, N° 2 Y N° 3 Subestación Los Troncos - CRE. Aprobado mediante Resolución CNDC 396/2018-2 (Operación Comercial desde el 30/05/2018).



Ampliación y Mejoras Subestación Kenko Etapa II - DELAPAZ

- Anillo Energético del Sur - Etapa 1, Autotransformador de potencia, 50 MVA, 230/115 kV - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 396/2018-4 (Operación Comercial desde el 05/06/2018).
- Línea Yunchará - La Tablada 24,9 kV, 62 km - ENDE GUARACACHI. Aprobado mediante Resolución CNDC 396/2018-5 (Operación Comercial desde el 07/04/2018).
- Línea 115 kV Litio - Salar, 61,7 km - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 397/2018-1 (Operación Comercial desde el 17/06/2018).
- Variante Litio T358 – Fase 1 Reactor Uyuni 230 kV, 15 MVA - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 398/2018-1 (Operación Comercial desde el 01/06/2018).



Banco de Autotransformadores Subestación Litio - Anillo Energético del Sur - ENDE TRANSMISIÓN

- Subestación Contorno Bajo 115/24,9 kV, Transformador de Potencia N°1, 25 MVA, 115/26 kV - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 398/2018-2 (Operación Comercial desde el 04/07/2018).
- Línea de Transmisión 230 KV Mazocruz - Contorno Bajo y Subestaciones Asociadas, 22,94 km- ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 398/2018-3 (Operación Comercial desde el 02/07/2018).
- Adición de Bahía de Transferencia y Barras en Subestación Tarija 115 kV - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 400/2018-2 (Operación Comercial desde el 29/07/2018).
- Ampliación de barras 69 kV en subestación Yaguacua - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 401/2018-2 (Operación Comercial desde el 15/08/2018).
- Plantas Industriales en el Salar de Uyuni - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 401/2018-3 (Operación Comercial desde el 01/08/2018).
- Bahía de 115 kV de COBOCE R.L. en Subestación Eléctrica Irpa Irpa - COBOCE R.L. Aprobado mediante Resolución CNDC 401/2018-4 (Operación Comercial desde el 14/05/2018).

- Quinta Unidad Generadora Central Hidroeléctrica CORANI - ENDE CORANI, 18,18 MVA. Aprobado mediante Resolución CNDC 402/2018-1 (Operación Comercial desde el 14/09/2018).
- Línea 115 kV Montero - Mineros, 33,8 km - CRE. Aprobado mediante Resolución CNDC 403/2018-2 (Operación Comercial desde el 26/09/2018).
- Subestación Viacha Pueblo 115 kV - Etapa 1, Transformador de Potencia N°1, 25 MVA, 115/12,6 kV - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 405/2018-1 (Operación Comercial desde el 14/10/2018).
- Transformador 25 MVA Subestación Cosmos 115/12 kV - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 405/2018-3 (Operación Comercial desde el 23/10/2018).
- Relé Diferencial de Barra (1) 69 kV y Transformador de Potencia 17T1 en Subestación Urubó - CRE. Aprobado mediante Resolución CNDC 405/2018-4 (Operación Comercial desde el 31/10/2018).
- "Variante Litio T358" - Reactor de Barra, 15 MVar, 230 kV - San Cristóbal TESA. Aprobado mediante Resolución CNDC 406/2018-1 (Operación Comercial desde el 31/10/2018).
- "Ampliación de Barras 230 kV Subestación Yaguacua" - Etapa 1 - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC 406/2018-2 (Operación Comercial desde el 15/03/2018).
- "Nuevo Transformador de Potencia 13T3 en Subestación Montero", 37 MVA, 115/26.145 kV- CRE. Aprobado mediante Resolución CNDC 406/2018-3 (Operación Comercial desde el 15/11/2018).
- "Línea 230 kV San José - Miguelito - Santivañez - Etapa 3", reactor de línea, 9 MVar, 230 kV - ENDE TRANSMISIÓN. Aprobado mediante Resolución CNDC

406/2018-4 (Operación Comercial del reactor RESAN23005 desde el 20/11/2018 y del reactor RESAN23006 desde el 21/11/2018).

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 21/12/2018 la AE emite la Resolución AE N° 924/2018, donde se aprueban los instructivos de restitución N° 1, 2 y 3 de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional".

NUEVA DENOMINACIÓN SOCIAL DEL CONSUMIDOR NO REGULADO COBOCE

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante Auto N° 1318/2018 de fecha 19 de julio de 2018, dispuso el cambio de denominación social de la Cooperativa Boliviana de Cemento "COBOCE Ltda." por COOPERATIVA MULTIACTIVA "COBOCE" R.L. (COBOCE R.L.).

INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA AISLADO LAS MISIONES AL SIN

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante Resolución N° 573/2018 de fecha 29 de agosto de 2018, autorizó temporalmente al Agente CRE R.L., retirar energía eléctrica de la subestación Los Troncos con el objetivo de interconectar la demanda de San Julián del Sistema Aislado "Las Misiones" al SIN, hasta el ingreso en operación de la línea de transmisión Los Troncos - Guarayos 230 kV.

RESOLUCIONES DEL CNDC

Durante la gestión 2018, el Comité de Representantes al CNDC llevó a cabo 16 Sesiones Ordinarias y 3 Sesiones Extraordinarias, donde se emitieron 94 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 estructura organizativa acorde a las necesidades y objetivos empresariales, conforme a los lineamientos establecidos en el D.S. N° 29624, norma marco que regula su funcionamiento. Su constitución como una empresa sin fines de lucro, de naturaleza pública no estatal, determina que los ingresos sean 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 2018, 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 y Presupuesto 2018.

Con el propósito de contribuir con el fortalecimiento del talento, competencias y conocimientos del personal, se ha elaborado y ejecutado el Plan Anual de Capacitación Gestión 2018, gestionando la participación del personal en cursos, talleres, seminarios y otros relacionados con las funciones de la empresa y el cargo que desempeñan.



Banco de Autotransformadores Subestación Litio Anillo Energético del Sur - ENDE TRANSMISIÓN

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 la Audiencia de Rendición Pública de Cuentas inicial organizada por el Ministerio de Energías.

En lo relacionado al manejo de los recursos económico - financieros, en la gestión 2018 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 y en estricto cumplimiento a la normativa interna del CNDC. De acuerdo a Instructivo del Ministerio de Energías MEN/DESP/INS-0002/2018 de 26/03/2018, se ha remitido la información de los procesos de contratación programados por el CNDC en el Programa Anual de Contrataciones de la gestión 2018, comunicando a la Unidad de Transparencia y Lucha contra la corrupción oportunamente de todas las fechas de apertura de sobres de los procesos de contratación de bienes y servicios en el marco de los procedimientos internos.

En lo referido a la Gestión Estratégica, en coordinación con todas las áreas de la empresa se ha elaborado la Planificación Estratégica 2019-2023; actualizando la Misión, Visión y Líneas estratégicas, para el siguiente quinquenio.

TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y PROCESOS

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 correspondiente a informes y resultados de todas las áreas del CNDC; la misma cuenta con dos áreas, la primera corresponde a la información de acceso público y la segunda con la información operativa dirigida a los Agentes y Autoridades del Sector y que es de carácter reservado.



Bahía 115 kV en subestación Irpa Irpa - COBOCE

Por otro lado, el CNDC, en el marco de la automatización de sus procesos, ha continuado con la actualización de sus sistemas de información, labor que tiene por objetivo alcanzar un mayor nivel de integración modular y paramétrico haciendo uso de herramientas con tecnología de punta. Esta actividad ha sido priorizada por la presidencia del CNDC y cuenta con el aporte de las Gerencias Técnicas y Unidades de Apoyo.

Así mismo, en la gestión 2018, se ha establecido una infraestructura de TIC más confiable, mediante la renovación tecnológica de centro de datos, equipos personales, actualización de herramientas de soporte, seguridad, relevamiento y documentación de la estructura tecnológica.

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC

Con el objetivo de atender el Sector Eléctrico Boliviano con un servicio que mantenga un nivel de calidad estándar sostenible y de mejora continua en el tiempo, el Comité Nacional de Despacho de Carga por varios años ha mantenido un Sistema de Gestión de la Calidad certificado bajo la Norma Internacional ISO 9001.

Actualmente, ante los nuevos desafíos de trabajar en un Sector Eléctrico que crece de forma significativa, gracias a las acertadas políticas del actual gobierno y las proyecciones de exportación de energía eléctrica a países vecinos, se hace más imperativo mantener el Sistema de Gestión de la Calidad. Por este motivo, durante la gestión 2018 se ha completado la adecuación del Sistema de Gestión de la Calidad a la nueva versión de la Norma Internacional ISO 9001:2015, así mismo se ha efectuado la auditoría externa de certificación, lográndose un resultado favorable, con la obtención de los certificados que avalan nuestro servicio de calidad.



CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA

El CNDC, tiene como recurso más importante el factor humano, en la gestión 2018 se ha enfocado el potenciamiento del talento humano, a través de la aplicación de un plan de capacitación basado en las necesidades detectadas en las distintas áreas, esto ha permitido mejorar las contribuciones productivas del personal a la organización.

CAPACITACIÓN TÉCNICA OPERATIVA

NOMBRE DEL EVENTO	ORGANIZADOR
Ánálisis de Transitorios Electromagnéticos y Estabilidad en Sistemas de 500 Kv	CINERGY
Planificación Energética y de Transmisión	CIGRE
Taller sobre Integración Energética Regional "Anticipando el Futuro para la Integración en la Región LAC"	COCIER
Fundamentos para el Diagnóstico de Equipo Eléctrico en Subestaciones en AT y MT: Ensayo de Mantenimiento	SIEMENS POWER ACADEMY
Capacitación Manejo Software SDDP-NCP	CECAIER
Economía del Despacho y Planificación del Sistema Eléctrico	CIER
1er Congreso Internacional de Energías 2018	BOCIER
Desarrollo y Tecnología de las Centrales Térmicas en Bolivia	S.I.B. CBBA.
Taller Proyecto "Evaluación de los Recursos Energéticos, Hídricos y uso de suelo en Bolivia CLEWS	PNUD - UNDESA
Operación del Sistema Interconectado Nacional en Condiciones de Emergencias y Restitución	BOCIER
Big Data	CIER
Protección de Generadores y Transformadores de Potencia	ISA
Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia	INEL
Pruebas FAT, Operaciones Especiales y Desarrollo de Ingeniería, Aplicaciones Especiales UPGRA de SCADA	SIEMENS POWER ACADEMY
Renewable Energy & Efficiency Week 2018	GIZ
Transitorios Electromagnéticos en Sistemas de Potencia	INEL

CAPACITACIÓN GENERAL

NOMBRE DEL EVENTO	ORGANIZADOR
Bancarización	SAITEL
Actualización Laboral	EDULEX
Costos Ocultos de la No Confiabilidad	FUNDACION DE INVESTIGACIÓN E INNOVACION DE BOLIVIA
"Taller Computarizado" Información Tributaria Complementaria - ITC Excel - Macros	COLEGIO DE AUDITORES
Conferencia de Seguridad Informatica en Toda Latinoamérica	OPEN WEB APPLICATION SECURITY PROJECT
Taller Tributario Nueva Normativa para Presentación de EIFF, Preparación y Llenado de la ITC 15 Anexos	JORGE NAVA & CIA.
Conferencia de Seguridad Informatica en toda Latinoamérica(Tema de Capacitación en Presupuesto: Seguridad de la Información)	COGNOS
Comité Mixtos y Seguridad Ocupacional	EDULEX
Negociaciones y Comunicación	BOCIER
Fundamentos Gestión Pública y Defensa Legal del Estado	ESCUELA DE ABOGADOS DEL ESTADO
Jornadas de Especialización Tributaria	COLEGIO DE AUDITORES
IUE Beneficiarios del Exterior	ROBERTO CACERES
Taller Ciberseguridad en el Sector Eléctrico de América Latina y el Caribe	CIER - BID

CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA

El CNDC, 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:
Taller Informativo sobre el Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) del SIN	Auditorio CNDC Cochabamba	Agentes Distribuidores y Consumidores no Regulados

Participación en Actividades del Sector

Durante la gestión 2018, el CNDC ha formado parte en actividades que contribuyen a: el intercambio de conocimientos y experiencias a nivel nacional e internacional, la planificación de la expansión del SIN a largo plazo, la integración energética internacional y el intercambio de energía eléctrica con diferentes entidades como ser:

- Ministerio de Energías ME.
- Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas VMEEA
- Empresa Nacional de Electricidad ENDE.
- Agencia Francesa de Desarrollo AFD.
- CIER.
- BOCIER.
- COCIER.
- Banco Interamericano de Desarrollo BID.
- Reuniones cooperación de la GIZ.
- UPADI.
- Sociedad de Ingenieros de Bolivia SIB.
- PNUD- UN- DESA- UDAPE.
- Consultor POYRY.



Línea de Transmisión Planta Solar Uyuni - Subestación Uyuni 230 kV - ENDE TRANSMISIÓN

PLANIFICACIÓN ESTRÁTÉGICA Y LOGROS

Con el propósito de cumplir de forma eficiente y planificada con las funciones asignadas en el marco legal vigente aplicable y contribuir en el cumplimiento de las directrices del Ministerio de Energías, el CNDC establece el Plan Estratégico Institucional con un horizonte de cinco años calendario, que contiene las directrices a cumplir de forma anual. En la gestión 2018 se ha trabajado en la elaboración de la Planificación Estratégica quinquenal 2019-2023, determinándose nuevas líneas y objetivos estratégicos, resumidos en:

PLANES ESTRÁTÉGICOS INSTITUCIONALES

La parte estratégica contempla 8 planes, cuyos logros se describen a continuación:

Plan 1: Mantener o mejorar los niveles de seguridad, confiabilidad y costo mínimo en la Operación del SIN

En la gestión 2018 se ha conseguido:

- Fortalecer el grupo humano de la división del Centro de Despacho de Carga, con el fin de continuar atendiendo la operación del sistema, considerando la expansión del SIN.
- Adquirir nueva licencia del programa CAPE, de esta forma mantener los recursos necesarios para contribuir a la seguridad del sistema.
- Elaborar resúmenes de las Guías IEEE Std C37.110™-2007, IEEE Std C37.91™-2008 e IEEE C37.113-1999(R2004) y así disponer información oportuna de estándares de relés de sistemas de potencia adquiridos por el CNDC.
- Elaborar guías, como parte de la capacitación, para el ajuste de modelos de relés de sobrecorriente y distancia en el programa CAPE. Así mismo se elaboró un informe con la aplicación de la herramienta System Simulator (SS) para el estudio de coordinación de protecciones del proyecto: Quinta Unidad (COR05) Central Corani de ENDE CORANI.
- Adecuación de las tecnologías para el uso de los modelos de optimización de corto plazo:
 - Proceso de diseño y automatización del aplicativos en Excel y Digsilent.
 - Se ha iniciado el proceso de elaboración y actualización de los procedimientos para su uso y consulta para la programación y la operación en tiempo real con el uso del NCP y Digsilent.

- Continuar con el acceso del servicio Sistema SCADA y la actualización del mismo.
- Fiscalización del EDAC con medios propios:
 - Se realizó un taller informativo a los agentes distribuidores.
 - Se realizaron tareas de capacitación a los ingenieros de protecciones.
- Se ha solicitado a los Agentes generadores los registros de los eventos que corresponden al periodo para realizar el seguimiento a la regulación primaria de las unidades generadoras del SIN.
- Identificar problemas potenciales en el suministro de energía en el SIN y recomendar posibles soluciones.

Plan 2: Proponer la adecuación del marco normativo para el desarrollo, funcionamiento y sostenibilidad del Sector Eléctrico Boliviano:

En el marco de la Ley de Electricidad y sus reglamentos se aprueba el Informe CNDC N° 64/18, que establece la Actualización de los instructivos de Restitución N° 1 área Central, N° 2 área Oriental y N° 3 área Norte, de la Norma Operativa N° 6 Autorizando su aplicación mientras se culminen los trámites con la AE.

Se instruye la remisión de esta Resolución a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE).

Plan 3: Consolidar la Planificación de la Expansión del SIN a largo plazo:

En la gestión 2018 la Gerencia de Planificación ha conseguido:

- Fortalecer el área mediante capacitaciones, considerando el importante crecimiento del sistema, con la incorporación de proyectos productivos y ampliación de la cobertura eléctrica.
- Relevar la cartera de proyectos de ENDE para el Estudio de Planificación de Largo Plazo.
- Revisión de la información obtenida del Ministerio de Energías sobre proyectos productivos.
- Revisión y procesamiento de información actualizada recibida de la AE, sobre todos los Sistemas Aislados.
- Sistematización de la base de datos de demanda para su utilización en los modelos de planificación.



Línea San José - Miguelito - Santivañez 230 kV etapa 2 - ENDE TRANSMISIÓN

- Mejora en la determinación de la reserva rotante considerando la incorporación de nuevas tecnologías.
- Ampliación del sistema, considerando la universalización del servicio de electricidad.
- Participar en reuniones:
 - Comisión de Coordinación para el suministro de Gas Natural.
 - Coordinación con la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) y el VMEEA.
 - Coordinación entre el VMEEA y la Vicepresidencia sobre la incorporación de proyectos de generación, transmisión y demandas productivas al SIN en el Mediano y Largo Plazo.
 - Participación en el Grupo de Trabajo Proyecto CIER 19 - Portal Web de Mercados.
 - Sobre manejo de desechos sólidos en Santa Cruz, proyecto "Waste of Energy" Convocadas por el VIPFE y VMEEA.
 - Seguimiento al programa de apoyo del BID al sector eléctrico boliviano.
 - De la APMT sobre Contribución Nacionalmente Determinada (CND)
 - Índice Nacional de Mitigación y Adaptación Energética.
- Participación del taller Proyecto "Evaluación de los Recursos Energéticos, Hídricos y Uso de Suelo"
- Contraparte estudios:
 - Estudio para la determinación de costos de operación, mantenimiento, administración y fijos de generación con base en energías alternativas.
 - Estudio de integración de energías renovables no convencionales al SIN.
 - Estudio Metodología para Determinación Reserva Rotante considerando Energía Renovable No Convencional.
- Evaluación de Viabilidad Técnica de los proyectos eólicos Warnes, San Julián y El Dorado, así como del proyecto Laguna Colorada.
- Apoyo a:
 - Al VMEEA, el Análisis incorporación al SIN del Proyecto de generación eléctrica a partir de residuos sólidos.
 - Al MEN, el informe "Análisis implementación de energía virtual al SIN (Smart Grids).
 - Al VMEEA sobre los proyectos de cooperación de la GIZ.



Ampliación Subestación Irpa Irpa 115 KV - ENDE TRANSMISIÓN

Plan 4: Coadyuvar en la integración energética internacional y el intercambio de energía eléctrica:

En la gestión 2018 se ha efectuado:

- Participación en reunión de coordinación para el estudio de interconexión con Perú.
- Participación en reunión de estudio Potencial Hidroeléctrico en Bolivia - Segunda Fase (Consultor POYRY).
- Contraparte en estudios de planificación de la expansión de largo plazo del sistema eléctrico boliviano.
- Participación de las siguientes actividades relacionadas a la integración energética:
 - Seminario de CIGRE-CHILE: "Planificación energética y expansión de la transmisión".
 - Taller organizado por COCIER sobre Integración Energética: "Anticipando el futuro para la integración en la región LAC".
 - Taller "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia" Ministerio de Energías - GIZ.
 - Primer Congreso Internacional de Energías organizado por UPADI, Ministerio de Energías, BOCIER y la SIB.
 - Capacitación y taller en Energías Renovables y Eficiencia Energética, organizada por la GIZ.
 - Tercer Taller de CLEWs Bolivia organizado por PNUD- UN- DESA- UDAPE."

Plan 5: Fomentar integralmente el conocimiento y el talento humano, promoviendo el desarrollo de competencias:

En la gestión 2018 se ha efectuado:

- Gestiones para la participación del personal en cursos sobre temas técnicos y de ámbito general a sus respectivas áreas.

- Suscripción de convenios de aprendizaje con distintas universidades, lo que permitió a estudiantes universitarios poder desarrollar pasantías en tareas de investigación y apoyo dentro el CNDC.

- Cursos internos, locales, nacionales e internacionales.

Plan 6: Aplicar eficientemente nuevas tecnologías.

En la gestión 2018 se ha efectuado:

- Mantenimiento del acceso al sistema SCADA y se encuentra en proceso de revisión las especificaciones de los aplicativos del sistema SCADA, AGC y OTS.
- Implementación de una base de datos de demanda que permite la actualización, manejo simultaneo de información histórica y proyectada, dicha base desagrega mensualmente la energía y calcula la potencia máxima y coincidental en base a la proyección anual de energía.
- El diseño del aplicativo para sistematizar la demanda en modelos de simulación (SDDP, OPTGEN y NCP).
- Se viene diseñando y automatizando el aplicativo en Excel y Digsilent para la automatización del manejo de la información de la programación y operación en tiempo real.
- Se ha implementado un servidor de virtualización y core swich.
- Se ha puesto en producción oficial el SII.

Plan 7: Mantener la Certificación del Sistema de Gestión de la Calidad

En la Gestión 2018 se ha completado la adecuación del Sistema de Gestión de la Calidad a la nueva versión de la Norma Internacional ISO 9001:2015, así mismo se ha efectuado la auditoría externa de certificación, obteniéndose un resultado favorable.

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

Nuestro firme compromiso con ser una institución que contribuye al crecimiento sostenible del sistema y mercado eléctrico nacional y al mismo tiempo que apoya de forma decidida las políticas de desarrollo del actual gobierno, nos permite consolidar al CNDC, como un referente técnico del Sector Eléctrico Boliviano.

Dentro los logros y contribuciones generales alcanzados en la gestión 2018 tenemos:

- Participar en la planificación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional bajo las directrices del Ministerio de Energías, ENDE Corporación y otras entidades llamadas por Ley.
- Coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional para atender la demanda de energía eléctrica.
- Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista, estableciendo el balance valorado resultante de la operación.

- Brindar información actualizada del desempeño del SIN de forma permanente.
- Identificar 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, posibilitando la realización de estudios eléctricos a los Agentes del MEM.
- Asegurar que el ingreso de nuevas instalaciones sea compatible con las instalaciones del SIN, a fin de evitar problemas en el funcionamiento y operación.
- Contribuir en la universalización del servicio eléctrico y el mantenimiento y mejora de la confiabilidad de suministro de energía en el SIN.
- Apoyo al Sector Eléctrico mediante la disponibilidad de documentación legal organizada y sistematizada.



Línea de transmisión Bélgica - Los Troncos 230 kV fase 2 - ENDE TRANSMISIÓN

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° 386 de fecha 27 de noviembre de 2017, aprobó el Plan Operativo Anual y el presupuesto por un monto total de Bs51.528.382.- según Resolución CNDC 386/2017-8.

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 2018
(Expresado en bolivianos)

EGRESOS	PRESUPUESTO APROBADO Bs	PRESUPUESTO NETO Bs	EJECUCIÓN Bs	SALDO NETO Bs
Salarios	26.467.529	26.467.528,96	22.486.118,75	3.981.410
Alquileres	6.671.588	5.804.281,38	5.780.995,03	23.286
Consultoría	4.550.760	4.475.113,49	2.981.554,12	1.493.559
Capacitación	1.494.715	1.411.187,57	679.778,46	731.409
Servicios	3.195.678	2.950.530,88	2.741.038,97	209.492
Gastos del CNDC	292.752	274.119,44	216.455,71	57.664
Materiales	236.960	206.181,62	141.100,62	65.081
Gastos varios	198.563	172.750,00	157.938,20	14.812
Inversiones	1.749.595	1.522.147,89	603.620,81	918.527
Sub Total	44.858.141	43.283.841	35.788.601	7.495.241
Impuestos no compensados	6.670.242	6.670.242	6.290.297	379.944
Totales	51.528.382	49.954.083	42.078.898	7.875.185



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



Lic. Aud. Marta Azeo Alvarez
JEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS



Ing. Fernando Ajhuacho Larrea
PRESIDENTE

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE



A los señores
Presidente y Representantes del
Comité Nacional de Despacho de Carga
Cochabamba- Bolivia

1. Opinión

Hemos auditado los estados financieros del Comité Nacional de Despacho de Carga, que comprenden el balance general al 31 de diciembre de 2018, el estado de actividades, el estado de flujo de efectivo y el estado de evolución del patrimonio neto correspondientes al ejercicio terminado en esa fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, excepto por los efectos de la cuestión descrita en la sección Fundamento de la opinión con salvedades de nuestro informe, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera del Comité Nacional de Despacho de Carga, así como sus resultados y flujos de efectivo correspondiente al ejercicio terminado en esa fecha, de conformidad con Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia.

2. Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Bolivia. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros de nuestro informe. Somos independientes de la Institución de conformidad con el Código de Ética para Contadores junto con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros en Bolivia y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base Suficiente y adecuada para nuestra opinión.

3. Responsabilidades de la administración y de los responsables del gobierno corporativo de la institución en relación con los estados financieros.

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros adjuntos de conformidad con Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia, y del control interno que la gerencia considere necesario para permitir la preparación de estados financieros, libres de incorrección material, debido a fraude o error.

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

En la preparación de los estados financieros, la administración es responsable de la valoración de la capacidad del Comité Nacional de Despacho de Carga, de continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si la gerencia tiene intención de liquidar la Institución o de cesar sus operaciones, o bien no existe otra alternativa realista.

Los responsables del gobierno corporativo de la institución son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de la misma.

4. Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Bolivia siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales, si individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios podrían tomar basándose en los estados financieros.

Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Bolivia (NAGA), aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en los estados financieros, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la vulneración del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la institución.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la administración.

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE



- Concluimos sobre la adecuada la utilización, por la parte de la administración, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la institución para continuar como institución en funcionamiento. Si llegáramos a la conclusión que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros podrían originar que la institución deje de ser una institución en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluida la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y hechos de una manera que logre su presentación razonable.

Comunicamos con los responsables del gobierno corporativo de la institución sobre, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificada y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno corporativo del Comité Nacional de Despacho de Carga, una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y le hemos comunicado acerca de todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que puedan afectar a nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

5. Otra cuestión

Los estados financieros del Comité Nacional de Despacho de Carga, correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, fueron auditados por otro auditor, expresó una opinión sin salvedad sobre dichos estados financieros el 06 de abril de 2018.

BOLIVIAN AMERICAN CONSULTING S.R.L.
FIRMA INDEPENDIENTE CAUB -154


 _____ (Socio)

Lic. Aud. Wálter Villarroel Fernández
 MAT. PROF. CAUB No. 2761
 MAT. PROF. CDA No. 96-C67
 Cochabamba, 26 de marzo de 2018

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
BALANCE GENERAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017
(Expresado en bolivianos)

	2018 Bs	2017 (Reexpresado) Bs
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Disponible		
Disponible comprometido	13.333.151	9.349.026
Cuentas por cobrar a agentes	3.653.130	3.715.279
IVA Crédito fiscal	4.401.700	3.877.812
Anticipo impuestos	18.389	-
Anticipo a proveedores	5.893	1.033.417
Cuentas por cobrar al personal	1.009.138	2.121
Cuentas por cobrar varios	23.410	76.641
Servicios pagados por anticipado	64.838	263.758
Total activo corriente	22.491.260	18.336.443
ACTIVO NO CORRIENTE		
Activo fijo neto	5.107.913	5.424.008
Inversiones	52.200	54.301
Material en tránsito	204.797	-
Activo intangible	294.512	362.970
Otros activos	1.007.074	1.203.369
Total activo no corriente	6.666.496	7.044.648
TOTAL ACTIVO	29.157.756	25.381.091



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



Lic. Aud. Marta Azevedo Alvarez
JEFE UNIDAD ADM Y FINANZAS



Ing. Fernando Ajhuacho Larrea
PRESIDENTE

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
 BALANCE GENERAL
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017
 (Expresado en bolivianos)

	2018 Bs	2017 (Reexpresado) Bs
--	------------	-----------------------------

PASIVO**PASIVO CORRIENTE**

Proveedores	3.916.685	3.185.705
Cuentas por pagar varios	32.477	20.893
Obligaciones tributarias	614.897	481.805
Obligaciones sociales y el personal	1.638.695	1.456.008
Deudores acreedores varios	45	10
Total pasivo corriente	6.202.800	5.144.421

PASIVO NO CORRIENTE

Previsión para obligaciones varias	698.309	662.980
Previsión para indemnizaciones	5.311.080	5.302.047
Total pasivo no corriente	6.009.389	5.965.027
TOTAL PASIVO	12.212.189	11.109.448

PATRIMONIO

Reserva patrimonial	1.000.000	1.000.000
Ajuste de capital	777.235	777.235
Reserva por resultado de inversiones	4.402.841	3.367.295
Reserva por revalúo técnico	135.392	135.392
Ajuste de reservas patrimoniales	2.909.077	2.884.162
Resultado de la gestión	7.721.024	6.107.559
Total patrimonio	16.945.568	14.271.643
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	29.157.756	25.381.091


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


 Lic. Aud. Martha Azevedo Alvarez
JEFE UNIDAD ADMY FINANZAS


 Ing. Fernando Ajhuacho Larrea
PRESIDENTE

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

ESTADO DE ACTIVIDADES

POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(Expresado en bolivianos)

INGRESOS DE OPERACIÓN

	2018 Bs	2017 (Reexpresado) Bs
Cuotas ordinarias agentes	40.541.879	35.661.036
Total ingresos	40.541.879	35.661.036

EGRESOS DE OPERACIÓN

Costos operacionales	(37.771.296)	(36.286.500)
Total egresos de operación	(37.771.296)	(36.286.500)
Resultado operativo	2.770.583	(625.464)

OTROS INGRESOS (EGRESOS)

Egresos de gestiones anteriores	-	-
Ingresos varios	2.784	-
Ingresos de gestiones anteriores	8.136	16.889
Excedentes presupuestarios	4.928.521	6.666.880
Rendimientos financieros	90.660	68.832
Mantenimiento de valor	-	-
Diferencia de cambio	(2.237)	(1.245)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(77.423)	(18.333)
 Total otros ingresos	 4.950.441	 6.733.023
 RESULTADO DE LA GESTIÓN	 7.721.024	 6.107.559


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


Lic. Aud. Marta Azeo Alvarez
JEFE UNIDAD ADM Y FINANZAS


Ing. Fernando Ajhuacho Larrea
PRESIDENTE

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO
AL31 DE DICIEMBRE DE 2018
 (Expresado en bolivianos)

	2018 Bs	2017 (Reexpresado) Bs
--	------------	-----------------------------

FONDOS PROVENIENTES DE LAS OPERACIONES

Resultado de la gestión	7.721.024	6.107.559
Ajustes para reconciliar la utilidad neta a los fondos provistos por las operaciones		
Depreciación activo fijo	714.788	959.553
Amortización activo intangible	199.443	-
Previsión para indemnizaciones	1.502.446	1.576.895
Ajuste por reserva resultado de inversión	(4.928.521)	(6.666.881)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(173.308)	(339.054)
	5.035.872	1.638.072
Cambios en activos y pasivos que originan movimiento de fondos		
Disminución (incremento) en activos		
Disponible comprometido		
Cuentas por cobrar a agentes	(523.888)	(306.452)
IVA crédito fiscal	18.389	(18.432)
Anticipo a proveedores	(5.893)	(1.033.418)
Anticipo de impuestos	24.280	5.864
Anticipo al personal	(21.289)	577
Cuentas por cobrar al personal	11.803	23
Cuentas por cobrar varios	-	(9.608)
Servicios pagados por anticipado	263.758	(117.163)
Material en Tránsito		69.246
Incremento (disminución) en pasivos y patrimonio		
Pago beneficios sociales	(1.350.695)	(961.023)
Proveedores	730.980	3.029.935
Cuentas por pagar varios	11.584	(1.400)
Obligaciones tributarias	133.092	8.049
Obligaciones sociales y del personal	182.687	(333.038)
Deudores acreedores varios	35	-
Total fondos provenientes de las operaciones	4.510.715	1.971.233

(Continúa)


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


 Lic. Aud. Martha Azevedo Alvarez
JEFE UNIDAD ADMY FINANZAS


 Ing. Fernando Ajhuacho Larrea
PRESIDENTE

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO
AL31 DE DICIEMBRE DE 2018
(Expresado en bolivianos)

	2018 Bs	2017 (Reexpresado) Bs
--	------------	-----------------------------

FONDOS APLICADOS A ACTIVIDADES DE INVERSIÓN

Adiciones de activos fijos	(459.016)	(860.475)
Adiciones activo intangible	(129.723)	(3.491)
Otros activos	-	(187.398)
Total fondos aplicados a actividades de inversión	(588.739)	(1.051.364)
Incremento (Disminución) de fondos durante el período	3.921.976	919.869
Disponible al inicio de la gestión	13.064.305	12.144.436
Disponible al cierre de la gestión	16.986.281	13.064.305



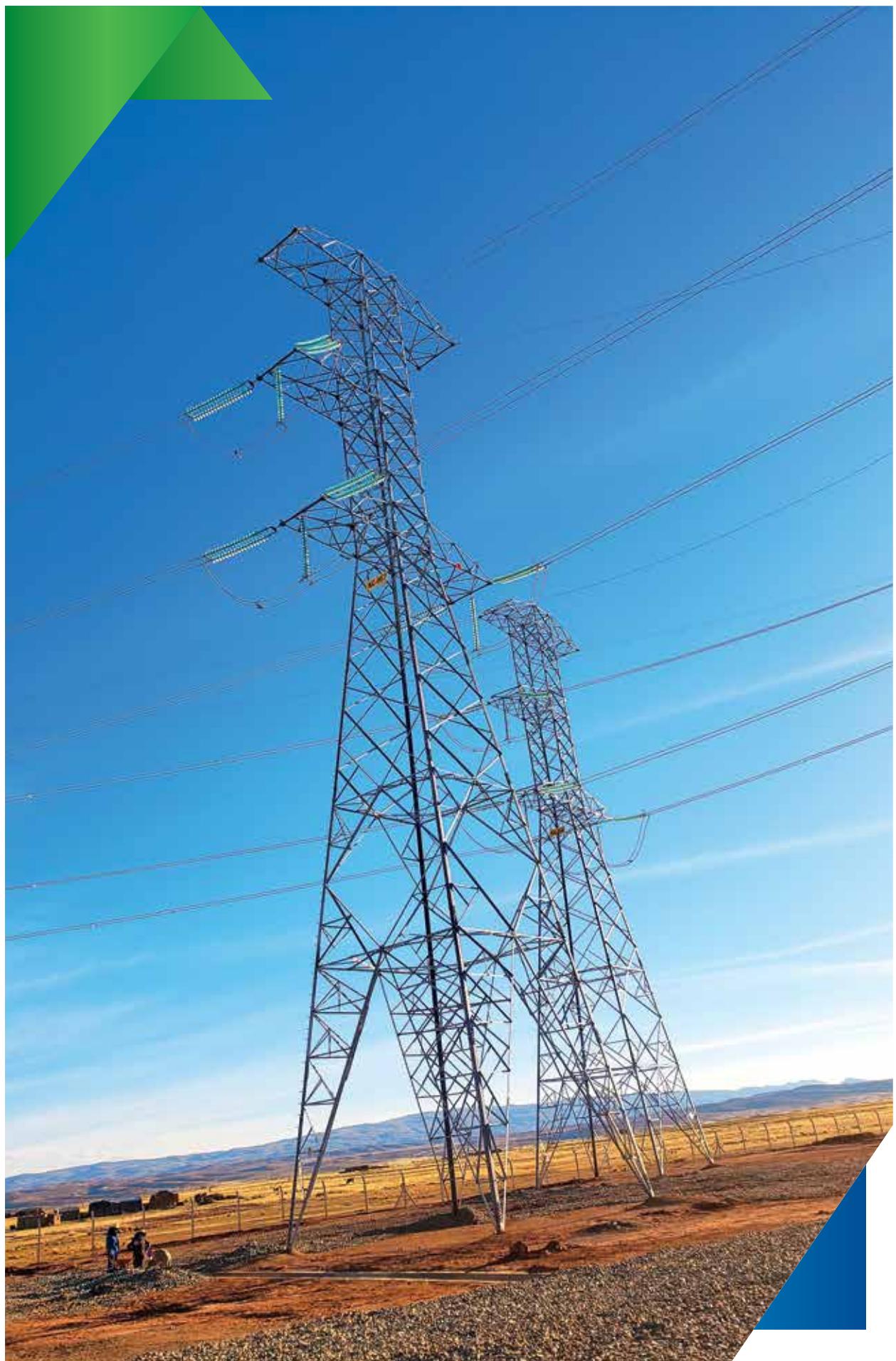
 Lic. Aud. Carol Guzmán Mercado
CONTADOR CDA-02-M03 / CAUB - 6459



 Lic. Aud. Marta Azeo Alvarez
JEFE UNIDAD ADM Y FINANZAS



 Ing. Fernando Ajhuacho Larrea
PRESIDENTE



Línea de transmisión Mazocruz - Contorno Bajo 230 kV - ENDE TRANSMISIÓN

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2018

1. 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 (hoy Ministerio de Energías en mérito al Decreto Supremo No. 3070 del 1º de febrero de 2017).

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

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.

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.

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 con 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.



Línea de Transmisión Planta Solar Uyuni - Subestación Uyuni 230 kV - ENDE TRANSMISIÓN

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.

2. Políticas y prácticas contables

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

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

a. Ejercicio

De acuerdo a la Ley 1606 del 22 de noviembre de 1994, la fecha de cierre de gestión para este tipo de empresas es el 31 de diciembre de cada año. El presente informe ha sido elaborado por el ejercicio de 12 meses comprendido entre el 1º de enero al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

b. Estimaciones incluidas en los estados financieros

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



Proyecto Hidroeléctrico San José - ENDE CORANI

c. Ajustes a moneda constante

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

De conformidad con la Resolución CTNAC 01/2008 de fecha 11 de enero de 2008, del Consejo Técnico Nacional de Auditoria y Contabilidad, el Comité procedió a efectuar el ajuste por inflación de los rubros no monetarios del Balance General en la gestión 2017 y 2016, 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 2018, es de Bs2.290,76 por UFV y al 31 de diciembre de 2017 es de Bs2.236,94 por UFV.

Las cifras incluidas en los estados financieros al 31 de diciembre de 2017, fueron reexpresadas a moneda del 31 de diciembre de 2017 para propósitos comparativos, exceptuando las cuentas de patrimonio, las cuales se presentan en moneda nacional de acuerdo a los documentos de constitución, exponiendo la reexpresión en la cuenta ajuste de capital y ajuste de reservas patrimoniales.

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



Línea de transmisión Bélgica - Los Troncos 230 kV fase 2 - ENDE TRANSMISIÓN



d. Moneda extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera se valúan al tipo de cambio vigente a la fecha de cierre al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (Bs6,96 por 1 USD). Las diferencias de cambio correspondientes se contabilizan en el resultado de la gestión.

e. Activo fijo

Los activos fijos existentes al 31 de diciembre de 2011 están valuados a los valores resultantes del revalúo técnico efectuado por profesionales independientes (con excepción de los Equipos de Protección), 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 2018 y 2017.

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 para los Activos Revalorizados y los nuevos activos se deprecian porcentualmente.

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

f. Inversiones permanentes

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

g. Previsión para indemnizaciones

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



Línea de Transmisión Huaji - Caranavi 115 kV - ENDE TRANSMISIÓN

h. Patrimonio

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

i. Reserva por resultado de inversiones

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

j. Ingresos y gastos

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

3. 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.

4. Hechos posteriores

No se ha producido con posterioridad al 31 de diciembre de 2018 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. Martha Azevedo Alvarez
JEFE UNIDAD ADM Y FINANZAS



Ing. Fernando Ajhuacho Larrea
PRESIDENTE





**RESULTADOS DE
LA OPERACIÓN DEL SIN**

CONTENIDO



RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2018	2
PRESENTACIÓN	2
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	4
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	5
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	6
DEMANDA DE POTENCIA	7
OFERTA DE GENERACIÓN	10
CAPACIDAD DE GENERACIÓN	10
OFERTA DE TRANSMISIÓN	14
DESPACHO DE CARGA	17
EJECUCIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	18
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	20
INYECCIONES DE ENERGÍA	23
POTENCIA MÁXIMA TRANSMITIDA	24
POTENCIA FIRME DE GENERACIÓN, POTENCIA DE RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA	25
DESEMPEÑO DEL SISTEMA	29
PRECIOS EN EL MERCADO SPOT	32
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
TRANSACCIONES ECONÓMICAS	40
VENTAS EN EL MEM	40
COMPRAS EN EL MEM	41
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN	41
ESTADÍSTICAS DEL PERÍODO 1996 - 2017	44

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2018

PRESENTACIÓN

Durante la gestión 2018, 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 2018 alcanzó el valor más alto, registrándose 8.821,7 GWh, que representa un incremento de 207,9 GWh ó el 2,36% respecto al año anterior; los Consumidores No Regulados demandaron el 5,3 % 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 52,7 MW (3,5 % de incremento respecto al año 2017); habiéndose registrado el valor máximo de 1.511,2 MW el día 27 de septiembre del 2018.

La oferta de capacidad de generación tuvo un incremento neto de 129,82 MW, debido principalmente a la puesta en servicio de la Central Hidroeléctrica San José 1 y la unidad COR05 del Agente Empresa ENDE CORANI, el ingreso de la Planta Solar UYUNI del Agente ENDE GUARACACHI, y el ingreso de las termoeléctricas San Borja, Rurrenabaque, Yucumo, Santa Ana de Yacuma y San Ignacio de Moxos de la Empresa Ende Generación.

La producción de energía fue de 9.230,2 GWh; de la cual, 2.605,8 GWh (28,3%) corresponden a producción hidroeléctrica, 6.366,3 GWh (69%) a producción termoeléctrica, 58,8 GWh (0,64%) a producción eólica y 122 GWh (1,3%) a generación solar.

La energía no servida correspondió al 0,0048 % del consumo anual de energía registrado para la gestión 2018; para el 2017 fue de 0,006 %.

Las ventas valorizadas en el Mercado Spot fueron de 488,4 millones de dólares, monto que corresponde a un incremento del 4,5 % respecto a las ventas realizadas el año anterior.

El promedio ponderado del costo marginal de generación durante este año fue de 16,79 US\$/MWh, inferior en 3,4 % con relación al del año 2017.

La oferta de capacidad de transmisión tuvo un incremento de 429 km de líneas de transmisión (158,1 km en 115 KV y 270,9 km en 230 KV) y 475 MVA en autotransformadores, según el siguiente detalle:

- Línea de transmisión Huaji - Caranavi 115 KV para mejorar la confiabilidad en el área Norte.
- Subestación Litio 230 KV, autotransformador 150 MVA_230/115 KV, línea de transmisión Litio - Salar 115 KV y dos transformadores 50 MVA_115/24,9 KV, para posibilitar el suministro de energía eléctrica a las Plantas Industriales en el Salar de Uyuni.
- Subestación Irpa Irpa 115 KV para mejorar la confiabilidad de suministro a las poblaciones de Irpa Irpa, así como de la fábrica COBOCE.
- Línea Bélgica - Troncos 230 KV y Autotransformador 150 MVA_230/115 KV para mejorar la confiabilidad del área Oriental.
- Línea Uyuni - Solar Uyuni 230 KV para posibilitar la inyección de la Planta Solar Uyuni.
- Un segundo autotransformador en subestación Tarija de 75 MVA_230/115 KV, para mejorar el suministro a la ciudad de Tarija.
- Las líneas Punutuma - Uyuni y Uyuni - Litio en 230 KV pasaron a formar parte del STI de acuerdo a las resoluciones de la AE Nº 608/2017 de 31/10/2017 y Nº 167/2018 de 29/03/2018, respectivamente.

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 2018, han sido extractados de la información difundida mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.



Línea de transmisión Mazocruz - Contorno Bajo 230 KV - ENDE TRANSMISIÓN

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 es aproximadamente el 97% de la demanda total del país.

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

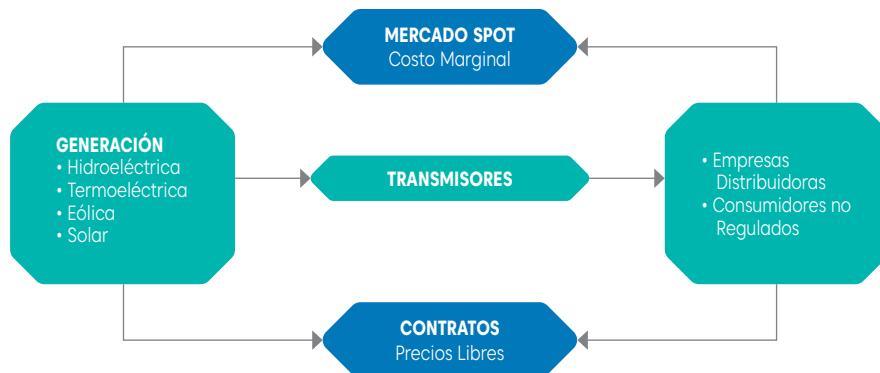


MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

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 2018, fueron: CRE y EMDEECRUZ en Santa Cruz, DELAPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ENDE DEORURO 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 2018, fueron: Empresa Metalúrgica Vinto, Coboce, Empresa Minera San Cristóbal, y Yacimientos de Litio Bolivianos.

Consumo de Energía Eléctrica

Durante el año 2018, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista presentó un crecimiento de 2,4 % con relación al consumo de energía registrado el año 2017; como se muestra en el Cuadro 1, el consumo de energía registrado en la gestión 2018, alcanzó el valor de 8.821,7 GWh.

CUADRO 1
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - (GWh)

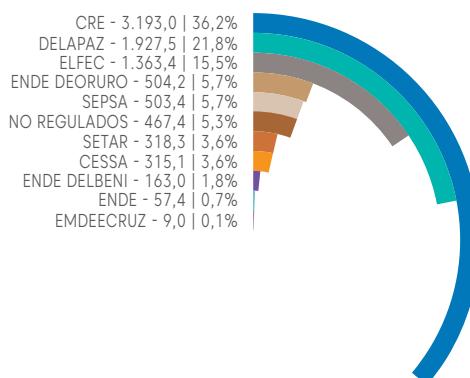
Consumidores	Gestión		Variación %
	2018	2017	
CRE	3.193,0	3.163,5	0,9
EMDEECRUZ	9,0	2,8	222,0
CESSA	315,1	303,7	3,8
ELFEC	1.363,4	1.331,0	2,4
SEPSA	503,4	464,9	8,3
DELAPAZ	1.927,5	1.850,7	4,1
ENDE DELBENI	163,0	155,5	4,8
ENDE DEORURO	504,2	484,0	4,2
ENDE	57,4	56,2	2,1
SETAR	318,3	311,5	2,2
NO REGULADOS	467,4	490,1	(4,6)
Total	8.821,7	8.613,7	2,4

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

El consumo de energía en el SIN, está distribuido principalmente en las áreas Oriental (Santa Cruz) con el 36,2%, Norte con el 23,7% (La Paz 21,8% y Beni 1,8%) y el resto del SIN con el 40,1 %. Asimismo, respecto a la gestión anterior, se observa un crecimiento importante en el consumo de energía: EMDEECRUZ, SEPSA, y ENDE DELBENI; observándose un decremento 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 2018.

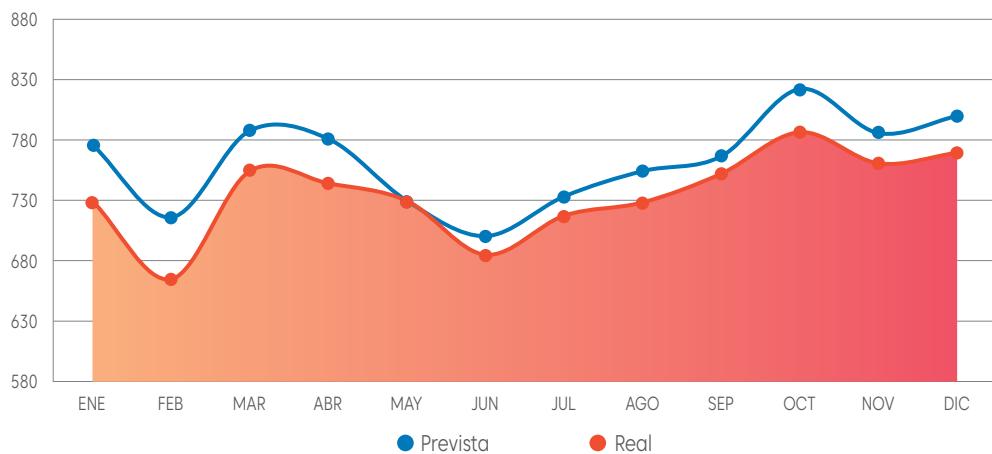
GRÁFICO 1
COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM(GWh) - AÑO 2018



De acuerdo con la información de mediano plazo, el consumo de energía en el SIN previsto para el año 2018 debía ser de 9.152,92 GWh, que en comparación con el consumo real registrado de 8.821,66 GWh, refleja una desviación de 3,76%.

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

GRÁFICO 2
DEMANDA DE ENERGÍA PREDICTA Y REAL (GWh) - AÑO 2018



Demanda de Potencia

La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2018, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, alcanzó los 1.511,2 MW; la misma, ocurrió el día viernes 27 de septiembre a horas 19:45, presentando un incremento del 3,6 % respecto a la registrada en la gestión 2017.

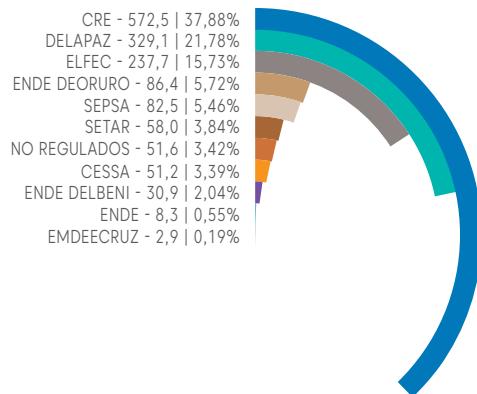
En el Cuadro 2, se presentan las demandas máximas registradas durante las dos últimas gestiones, en los principales departamentos del país.

CUADRO 2
DEMANDAS MÁXIMAS (MW)

Consumidores	Gestión		Variación %
	2018	2017	
Santa Cruz	618,2	628,4	(1,6)
La Paz	345,9	336,0	3,0
Cochabamba	239,5	241,7	(0,9)
Oruro	89,3	86,9	2,7
Sucre	55,3	53,2	4,0
Potosí	77,1	65,3	18,0
Punutuma - Tupiza	14,4	13,6	5,5
Beni	31,4	27,9	12,8
Tarija	37,8	36,6	3,4
Villamontes	7,2	6,9	3,7
Yacuiba	16,1	15,5	4,1
No Regulados	69,5	68,5	1,4
Otros(*)	9,6	10,3	(6,7)
Sistema	1.511,2	1.458,5	3,6

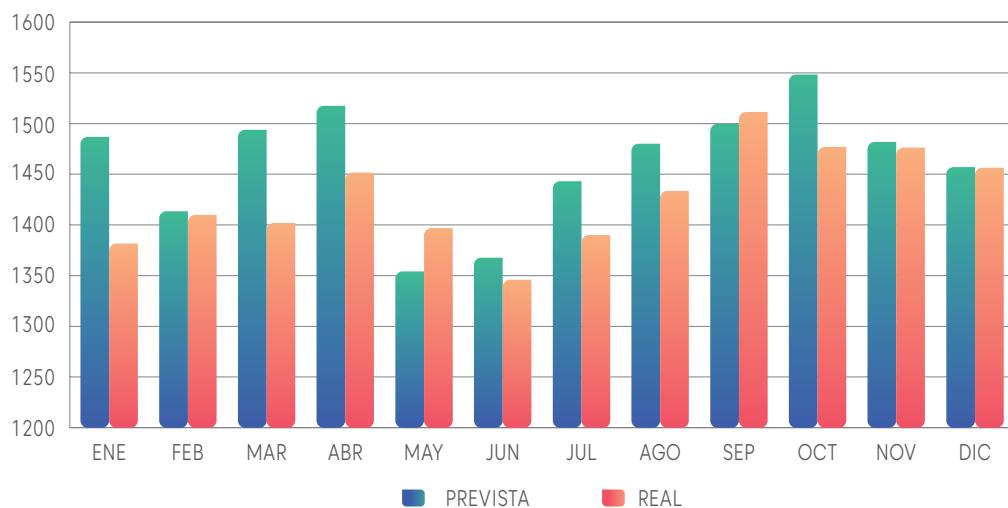
La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual del SIN se presenta en el Gráfico 3:

GRÁFICO 3
PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2018



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

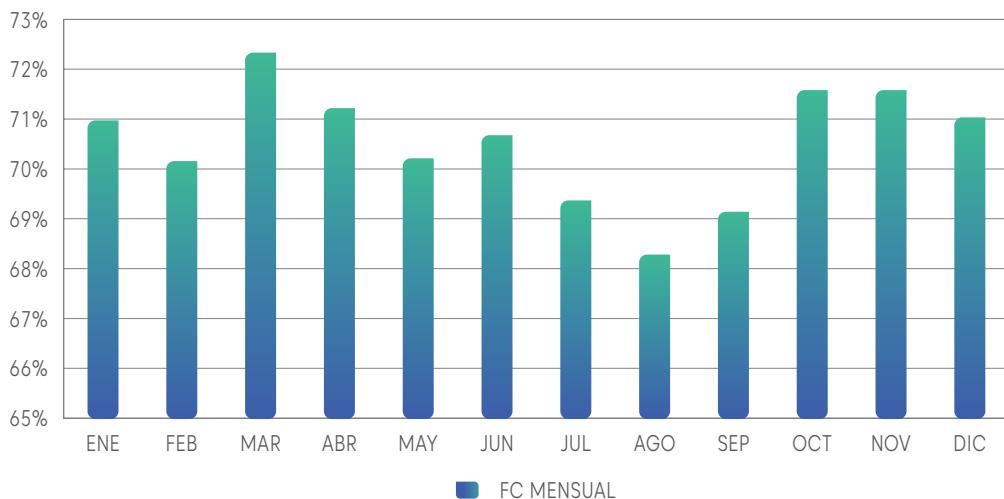
GRÁFICO 4
DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA PREVISTA Y REAL (MW) - AÑO 2018



El factor de carga anual de los consumos fue de 66,6 %, considerando la demanda máxima de 1.511,2 MW y el consumo de energía de 8.821,7 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 68,3 % y 72,3 %.

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 2018, se dio el día jueves 27 de septiembre a horas 19:45 con un valor de 1.511,2 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 2017 - octubre 2018 y noviembre 2016 - octubre 2017.

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

Consumidores	Gestión		Variación %
	2018	2017	
CRE	572,5	554,1	3,3
DELAPAZ	329,1	321,8	2,3
ELFEC	237,7	227,4	4,5
ENDE DEORURO	86,4	82,2	5,1
CESSA	51,2	48,3	6,1
SEPSA	82,5	71,9	14,8
ENDE	8,3	8,0	3,9
SETAR	58,0	58,7	(1,2)
ENDE DELBENI	30,9	29,8	3,7
EMDEECRUZ	2,9	0,5	506,9
NO REGULADOS	51,6	54,0	(4,4)
Total Coincidencial	1.511,2	1.456,6	3,7

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

OFERTA DE GENERACIÓN

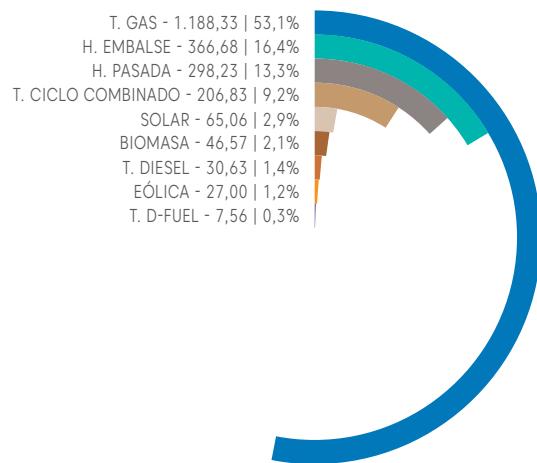
Capacidad de Generación

El parque hidroeléctrico está compuesto por centrales de pasada (Zongo, Taquesi, Yura y Quehata), centrales con embalse (Corani, Miguillas, San Jacinto y Misicuni) 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 diésel oíl, una turbina a vapor de ciclo combinado que aprovecha los gases de escape de 2 turbinas a gas natural en la Central Guaracachi, motores a diésel oíl en la Central Moxos y unidades de respaldo de Beni, aerogeneradores en la Central Eólica Qollpana y paneles fotovoltaicos en las centrales Yunchará y Uyuni.

En el Gráfico 6 se ha desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2018 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.

GRÁFICO 6
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) - AÑO 2018



La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2018 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 2.236,89 MW considerando la potencia efectiva a la temperatura media en las centrales termoeléctricas; de los cuales 664,91 MW (29,7%) corresponden a centrales hidroeléctricas, 1.433,35 MW (64,1%) a centrales termoeléctricas, 27 MW (1,2%) corresponden a centrales eólicas, 46,57 MW (2,1%) corresponden a centrales que operan con biomasa y 65,06 MW (2,9%) corresponden a las centrales solares, tal como se muestra en el Cuadro 4. Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de temperatura media del sitio.

CUADRO 4
CAPACIDAD DE GENERACIÓN A FINES DE 2018

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Termoeléctricas	Capacidad Tº Med. (MW)	Capacidad Tº Max. (MW)	Biomasa	Capacidad (MW)
Sistema Corani	210,43	Guaracachi (26°C/37°C)	345,95	319,64	Guabirá	21,00
Sistema Zongo	188,04	Santa Cruz (26°C/37°C)	41,95	38,07	Unagro	14,57
Sistema Miguillas	21,11	Warnes (26°C/37°C)	221,5	195,6	S. Buenaventura	6,00
Sistema Taquesi	89,19	Aranjuez (15°C/26°C)	35,2	33,8	IAGSA	5,00
Kanata	7,54	Karachipampa (9°C/19°C)	11,3	10,3		
Sistema Yura	19,04	Renko (10°C/18°C)	18,7	17,8	Eólicas	Capacidad (MW)
Sistema Quehata	1,97	Valle Hermoso (18°C/28°C)	116,6	107,7		
San Jacinto	7,60	Carrasco (26°C/37°C)	133,4	122,9	Qolpana	27,0
Misicuni	120,00	Bulo Bulo (26°C/37°C)	138,7	135,4	Solar	Capacidad (MW)
		Entre Ríos (26°C/37°C)	114,3	105,2		
		Del Sur (22°C/38°C)	175,4	147,6	Yunchará	5,00
		El Alto (10°C/18°C)	49,9	46,2	Uyuni	60,06
		Moxos	25,28	25,28		
		Unidades Respaldo Beni	5,35	5,35		
Subtotal	664,909	Subtotal	1.433,4	1.310,7	Subtotal	138,6
Capacidad Total a Tº Media: 2.236,89 MW						
Capacidad Total a Tº Máxima: 2.114,19 MW						

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

En el año 2018, el parque de generación se modificó de la siguiente manera:

El 1º de enero de 2018 ingresaron en Operación Comercial: San Borja 01 (1,2 MW), San Borja 02 (0,6 MW), Yucumo (0,35 MW), Rurrenabaque 01 (1,2 MW), Rurrenabaque 02 (0,6 MW). También, desde el 1º de enero de 2018 las unidades MOS15 y MOS16 ya no forman parte del parque generador debido a que su Licencia de Generación temporal finalizó el 31/12/2017 (Res. AE N° 308/2017).

El 10 de enero 2018 ingresaron en Operación Comercial: San Ignacio de Moxos 02 (0,38 MW), Santa Ana de Yacuma 01 (1,0 MW) y Santa Ana de Yacuma 02 (0,62 MW).

El 17 de enero de 2018 ingresó en Operación Comercial la Central Hidroeléctrica San José 1 (55 MW).

El 16 de marzo de 2018 ingresó en Operación Comercial la Planta Solar fotovoltaica Uyuni (60,06 MW).

A partir del 7 de abril de 2018 la central solar Yunchará opera sin limitación de inyección de potencia (hasta 5 MW) por la operación comercial de la línea Yunchará-La Tablada 24,9 KV.

El 14 de septiembre de 2018 ingresó en Operación Comercial la quinta unidad de la central hidroeléctrica Corani (15,45 MW).

A partir del 10 de noviembre de 2018 la potencia efectiva de Unagro se considera igual a 14,57 MW por la operación comercial de los excedentes de UNAGRO en la subestación Mineros 115 KV.

La capacidad total en el sistema a fines de la gestión 2018 fue de 2.236,89 MW, considerada para la temperatura media en la hora de punta, en las centrales termoeléctricas que corresponde a 26°C en Guaracachi, 26°C en Santa Cruz, 26°C en Carrasco, 26°C en Bulo Bulo, 26°C en Entre Ríos, 18°C en Valle Hermoso, 15°C en Aranjuez, 10°C en Kenko, 9°C en Karachipampa, 22°C en Termoeléctrica Del Sur y 26°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) - 2018

MES	Capacidad Bruta					Potencia Indisponible				Potencia			Capacidad Total Disponible	Demanda Máxima		Margen de Reserva		
	Termoeléctrica	Biomasa	Hidroeléctrica	Eólica	Solar	Total	Térmica	Biomasa	Hidro	Solar	Limitada Térmica	Limitada Biomasa	Limitada Hidro	Bornes	Retiros	MW	% (*)	
Enero (1), (2), (3)	1.383,92	44,00	603,214	27,00	2,00	2.060,13	58,49	44,00	0,0	2,0	14,6	0,0	0,0	1.941,1	1.439,2	1.381,7	501,8	25,9
Febrero	1.391,23	44,00	658,214	27,00	2,00	2.122,45	162,70	44,00	55,0	2,0	64,7	0,0	0,0	1.794,1	1.469,1	1.409,9	325,0	18,1
Marzo (4)	1.389,86	44,00	658,214	27,00	2,00	2.121,08	178,37	44,00	123,8	2,0	26,7	0,0	0,0	1.746,2	1.461,4	1.401,8	284,8	16,3
Abril (5)	1.369,44	44,00	658,21	27,00	65,06	2.163,71	89,86	44,00	45,9	65,1	25,3	0,0	0,0	1.893,6	1.522,9	1.451,5	370,7	19,6
Mayo	1.396,64	38,00	658,21	27,00	65,06	2.184,91	121,66	38,00	19,4	65,1	24,0	0,0	0,0	1.916,8	1.468,5	1.396,9	448,2	23,4
Junio	1.422,43	38,00	658,21	27,00	65,06	2.210,71	75,36	17,0	8,7	65,1	19,1	0,0	0,0	2.025,5	1.409,8	1.346,0	615,7	30,4
Julio	1.419,52	38,00	658,21	27,00	65,06	2.207,79	94,03	17,0	54,2	65,1	16,0	0,0	0,0	1.961,5	1.454,4	1.390,0	507,2	25,9
Agosto	1.383,84	38,00	658,21	27,00	65,06	2.172,11	53,11	17,0	12,0	65,1	13,9	0,0	0,0	2.011,1	1.494,9	1.433,6	516,2	25,7
Septiembre (6)	1.362,94	38,00	664,91	27,00	65,06	2.157,91	51,59	17,0	5,4	65,1	14,4	0,0	0,0	2.004,5	1.576,9	1.511,2	427,6	21,3
Octubre	1.375,53	38,00	664,91	27,00	65,06	2.170,50	91,43	17,0	12,3	65,1	13,8	14,0	0,0	1.956,9	1.537,1	1.477,0	419,8	21,5
Noviembre (*)	1.383,59	45,57	664,91	27,00	65,06	2.186,14	142,42	45,6	17,0	65,1	58,0	0,0	0,0	1.858,1	1.539,6	1.476,3	318,5	17,1
Diciembre	1.365,34	45,57	664,91	27,00	65,06	2.167,88	107,68	31,0	14,8	65,1	53,6	0,6	0,0	1.895,2	1.518,2	1.456,4	377,0	19,9

La capacidad de las unidades térmicas corresponde a la temperatura en que se registró la máxima demanda en cada mes.

(1) El 01/01/2018 operación comercial de: SBO01 (1,2 MW), SBO02 (0,6MW), YUC (0,35 MW), RBQ01(1,2MW), RBQ02(0,6 MW).

(2) El 10/01/2018 operación comercial de: SIM02(0,38 MW), SAY01 (1,0 MW) y SAY02 (0,62 MW).

(3) Operación comercial de la central San José 1 (55 MW) el 17/01/2018.

(4) Operación comercial de la Planta Solar Uyuni (60,06 MW) el 16/03/18.

(5) A partir del 07/04/2018 la central Yunchará sin limitación de inyección (hasta 5 MW)por la operación comercial de la línea Yunchará-La Tablada 24,9 KV.

(6) Operación comercial de la 5º Unidad de la Central Hidroeléctrica Corani (15,45 MW) el 14/09/2018.

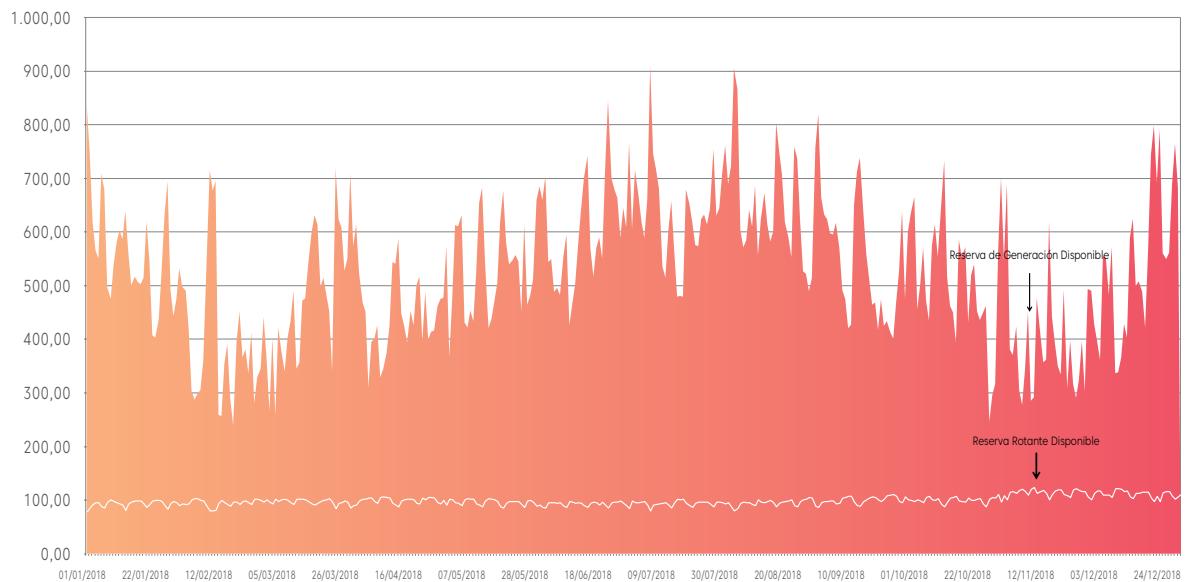
(*) A partir del 10/11/18 la potencia efectiva de Uhagro es 14,57 MW por la operación comercial de los excedentes de UNAGRO en la subestación Mineros 115 KV.



Subestación Salar 115 KV - ENDE TRANSMISIÓN

Como se observa en el Gráfico 7, durante la gestión 2018 se ha operado el parque generador con un margen de reserva superior al establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo - CDM.

GRÁFICO 7
MARGEN DE RESERVA - GESTIÓN 2018

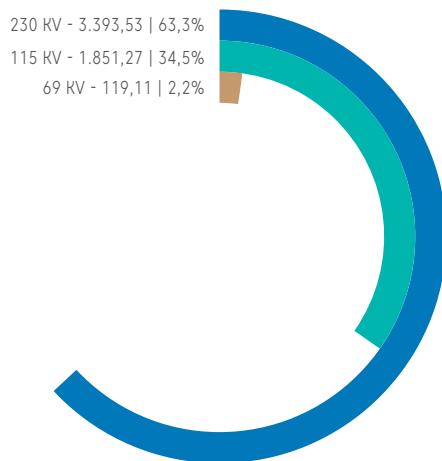


Instalaciones UNAGRO

OFERTA DE **TRANSMISIÓN**

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2018 está compuesto por 3.393,53 km de líneas en 230 kV; 1.851,27 km de líneas en 115 kV y 119,11 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 5.363,91 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 del sistema es de 3.295,00 MVA. En los Cuadros 6, 7 y 8 se presentan algunas características de líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores del STI.



Subestación Mazocruz 230 kV - ENDE TRANSMISIÓN

CUADRO 6
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI

Tensión	Tramo	Longitud (Km)
230 kV	Bélgica - Guaracachi	34,57
	Bélgica - Troncos	98,78
	Carrasco - Bélgica	145,04
	Carrasco - Chimoré	75,33
	Carrasco - Santiváñez	225,60
	Chimoré - Villa Tunari	33,62
	Mazocruz-Vinto Capacitor	193,57
	Miguelito - Santiváñez I	79,01
	Miguelito - Santiváñez II	79,01
	Palca - Mazocruz I	36,00
	Palca - Mazocruz II	36,00
	San José - Valle Hermoso	59,57
	San José - Miguelito	3,36
	Santiváñez - Vinto	123,73
	Valle Hermoso - Santiváñez	22,65
	Villa Tunari - San José	45,83
	Warnes - Bélgica	16,54
	Warnes - Brechas I	119,20
	Warnes - Brechas II	119,20
	Warnes - Urubó	37,41
	Las Carreras - Tarija	74,24
	Palca - Cumbre	31,00
	Punutuma - Las Carreras	181,13
	Santiváñez - Palca I	244,00
	Santiváñez - Palca II	244,00
	Tarija - Yaguacua I	138,00
	Tarija - Yaguacua II	138,00
	Uyuni - Solar Uyuni	4,60
	Arboleda - Urubó	62,00
	Carrasco - Arboleda	102,00
	Santiváñez - Sucre	246,00
	Sucre - Punutuma	177,00
	Punutuma - Uyuni	92,00
	Uyuni - Litio	75,54
	Subtotal	3.393,53
115 kV	Arocagua - Valle Hermoso I	5,39
	Arocagua - Valle Hermoso II	5,39
	Caranavi - Chusipata	63,89
	Caihuasi - Jeruyo	45,59
	Caihuasi - Vinto	29,58
	Catavi - Ocurí	97,81
	Catavi - Sacaca	43,38
	Cataricagua - Catavi	33,50
	Chusipata - Cumbre	45,03
	Corani - Arocagua	38,11
	Corani - Santa Isabel	6,39
	Huaji - Caranavi	74,45
	Kenko - Senkata I	6,28
	Kenko - Senkata II	7,95
	Ocurí - Potosí	84,36
	Potosí - Punutuma	73,21
	Paracaya - Qollpana	67,69
	La Plata - Potosí	18,03
	Litio - Solar	81,39
	Punutuma - Atocha	104,42
	Sacaba - Arocagua	14,94
	Sacaba - Paracaya	24,11
	Santa Isabel - Sacaba	31,37
	Santa Isabel - San José	8,93
69 kV	Senkata - Mazocruz	7,76
	Sucre - La Plata	88,18
	Irpa Irpa - Sacaca	43,23
	Valle Hermoso - Irpa Irpa	46,47
	Valle Hermoso - Caihuasi	120,12
	Vinto - Cataricagua	43,27
	Caranavi - Yucumo	104,50
	Cataricagua - Lucianita	4,85
	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
	Subtotal	1.851,27
	Aranjuez - Mariaca	42,85
69 kV	Aranjuez - Sucre	12,01
	Don Diego - Karachipampa	15,99
	Don Diego - Mariaca	31,24
	Karachipampa - Potosí	10,02
	La Plata - Karachipampa	7,00
	Subtotal	119,11
	Total	5.363,91

CUADRO 7
TRANSFORMADORES EN EL STI

Tipo	Subestación	MVA
Transformación 230/115 kV	Brechas (*)	150,00
	Litio (*)	150,00
	Mazocruz (*)	150,00
	Punutuma (*)	100,00
	San José (*)	75,00
	Santiváñez (*)	150,00
	Valle Hermoso (*)	150,00
	Vinto (*)	100,00
	Warnes (*)	150,00
	Cumbre (*)	150,00
	Palca (*)	150,00
	Tarija (*)	150,00
	Troncos (*)	150,00
	Arboleda (*)	100,00
	Sucre (*)	100,00
	Subtotal	1.975,00
	Brechas (*)	150,00
	Guaracachi (*)	150,00
	Yaguacua (*)	75,00
	Punutuma (*)	60,00
	Sucre (*)	60,00
	Urubó (*)	300,00
	Subtotal	795,00
Transformación 230/69 kV	Atocha	25,00
	Catavi	50,00
	Plata	50,00
	Potosí	50,00
	Vinto	100,00
Transformación 115/69 kV	Subtotal	275,00
	Lucianita	50,00
	Subtotal	50,00
Transformación 115/24.9 kV	Trinidad	25,00
	Salar	100,00
	Subtotal	125,00
Transformación 115/34.5 kV	San Borja	25,00
	San Ignacio de Moxos	12,50
	Yucumo	25,00
	Subtotal	62,50
Transformación 230/24.9 kV	Las Carreras	12,50
	Subtotal	12,50
	Total	3.295,00

(*) 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
	Catavi	69	7,20
	Irpa Irpa	115	12,00
	Kenko	69	12,00
	Kenko	115	12,00
	Plata	115	12,00
	Potosí	69	$1 \times 7,2 + 1 \times 12,0$
	Vinto	69	$1 \times 7,2 + 1 \times 6,6$
	Vinto	115	$2 \times 12,0$
Subtotal			126,60
Capacitor serie	Vinto	230	54,85
	Subtotal		
Reactores de línea/barra	Brechas	230	21,00
	Carrasco	230	$1 \times 12,0 + 1 \times 21,0$
	Santiváñez	230	$1 \times 15,6 + 1 \times 12,0 + 2 \times 18 + 2 \times 9,0$
	Vinto	230	21,00
	San Ignacio de Moxos	115	9,00
	Yucumo	115	5,00
	Las Carreras	230	21,00
	Litio	230	15,00
	Uyuni	230	15,00
	Salar	115	9,00
	Palca	230	$2 \times 12,0$
	Yaguacua	230	2×15
	Punutuma	230	$2 \times 12,0$
	Sucre	230	$2 \times 12,0$
	Urubó	230	12,00
Subtotal			344,60



Planta Solar Uyuni - ENDE GUARACACHI

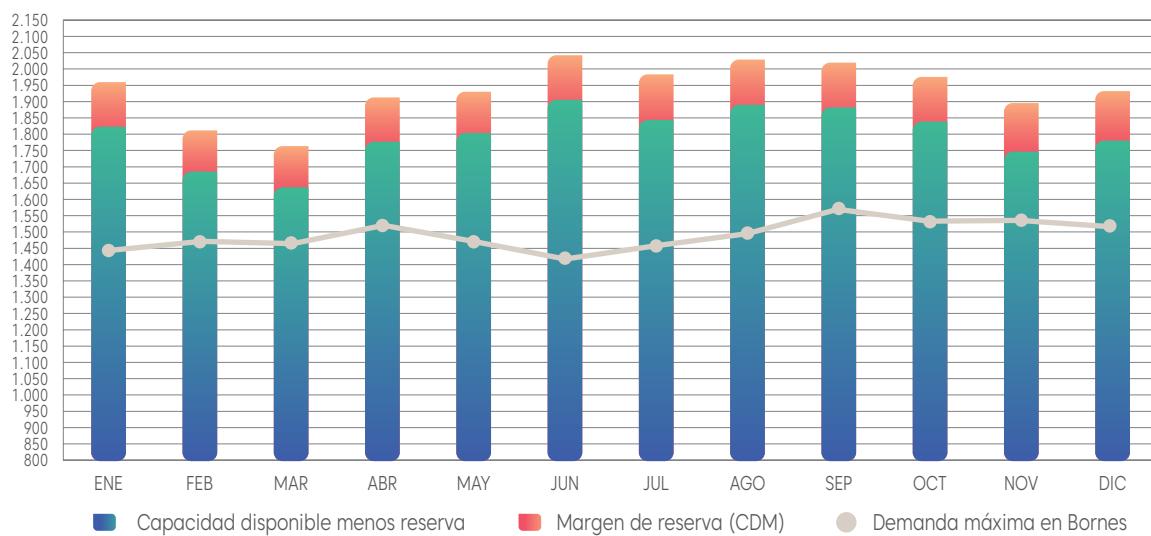
DESPACHO DE CARGA

En general, durante la gestión 2018 se realizó el despacho de carga procurando en todo momento mantener la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, la presencia de algunos eventos importantes, como ser la indisponibilidad de las unidades KEN01 (182,85 días), ARJ13 (365 días), ARJ14 (365 días), CHJ (38,93 días), KAR (251,74 días), KAN (62,73 días), ALT02 (152,79 días), y la indisponibilidad de la doble terna en 115 kV Tiquimani – Sainani y Tiquimani – Chururáqui (101,72 días), entre otras, afectaron la calidad de servicio en el área Norte, principalmente.

Durante la operación del Sistema, en todo momento se procuró atender toda la demanda del SIN, no obstante, en un corto período 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, en el área Oriental.

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 gris representa a la demanda máxima, cuando esta cae dentro la sección anaranjada 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 -1,55% (142,6 GWh); estas desviaciones se ilustran en el Cuadro 9 y en el Gráfico 10.

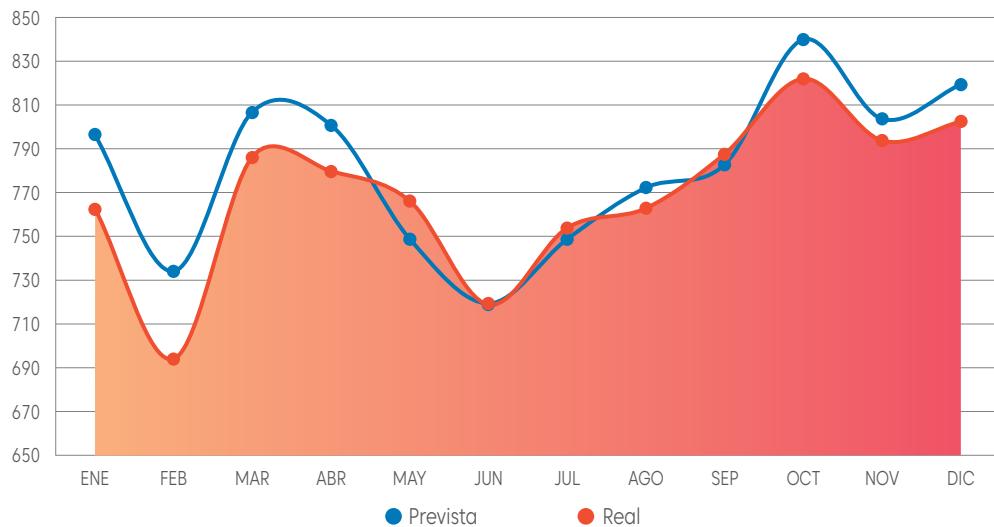
CUADRO 9
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - 2018

Central	Programación Semestral	Despacho Realizado	Diferencia
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	970,3	820,3	(149,9)
Sistema Corani	1.100,1	1.132,9	32,8
Sistema Taquesi	355,2	325,8	(29,4)
Sistema Yura	70,8	75,6	4,8
Sistema Miguillas	111,8	109,0	(2,8)
Kanata	19,4	13,1	(6,3)
Sistema Quehata	10,4	7,3	(3,1)
San Jacinto	26,1	24,1	(2,0)
Misicuni	233,7	97,8	(135,9)
Subtotal	2.897,7	2.605,8	(291,9)
Eólicas			
Sistema Qollpana	59,6	58,8	(0,8)
Subtotal	59,6	58,8	(0,8)
Solar			
Sistema Yunchará	13,0	10,6	(2,4)
Sistema Uyuni	147,3	111,5	(35,9)
Subtotal	160,3	122,1	(38,3)
Biomasa			
Guabirá	46,6	57,8	11,2
Unagro	60,8	17,1	(43,7)
San Buenaventura (*)	6,6	2,2	(4,4)
IAGSA	11,9	0,1	(11,8)
Subtotal	125,9	77,2	(48,7)
Termoeléctricas			
Guaracachi	1.213,5	1.437,8	224,2
Santa Cruz	39,3	61,9	22,6
Carrasco	678,7	547,5	(131,2)
Bulo Bulo	841,6	683,5	(158,1)
Valle Hermoso	326,7	411,3	84,6
Aranjuez	123,1	142,4	19,3
El Alto	53,2	86,7	33,5
Kenko	0,5	16,7	16,2
Karachipampa	3,0	5,3	2,3
Entre Ríos	37,3	76,2	38,9
Del Sur	1.199,6	1.222,3	22,7
Warnes	1.533,3	1.582,9	49,6
Moxos	79,3	91,9	12,5
Subtotal	6.129,2	6.366,3	237,1
Total	9.372,8	9.230,2	(142,6)

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

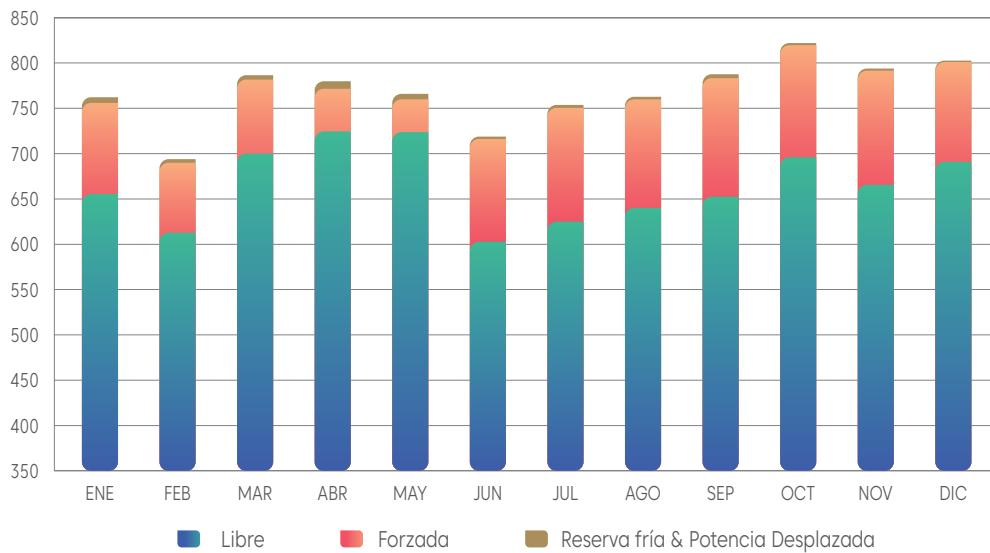
Se observa que el despacho de unidades termoeléctricas fue mayor al previsto en 3,72 % (237,1 GWh), asimismo se observa que la producción de energía realizada por unidades hidroeléctricas tuvo un decremento de 11,20% (291,9 GWh).

**GRÁFICO 10
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2018**



En el despacho de carga realizado, del total de energía despachada en el año 2018, el 86,6 % corresponde a generación libre, el 12,9 % 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 2018**



Producción de energía

En el año 2018, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 9.230,2 GWh; este valor es 2,8 % mayor que la producción del año 2017. Asimismo, en el Cuadro 10 se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 28,23 % del total, la producción termoeléctrica con el 68,97 %, la producción eólica con el 0,64 %, biomasa con el 0,84 % y la solar con el 1,32 %.

CUADRO 10
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)

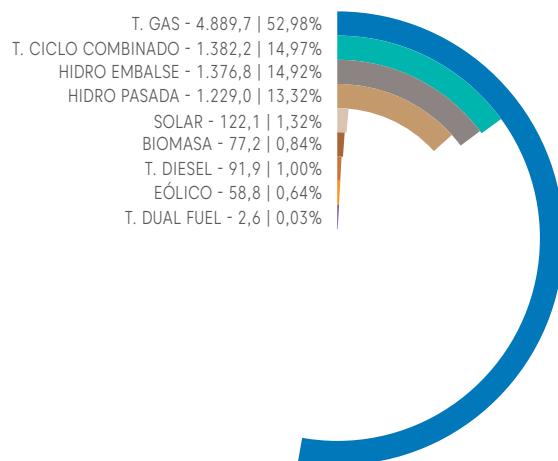
Centrales	Gestión		Variación %
	2018	2017	
Hidroeléctricas	28,2%	24,8%	
Sistema Zongo	820	995,2	(17,6)
Sistema Corani	1.133	715,7	58,3
Sistema Taquesi	326	306,6	6,3
Sistema Yura	76	60,8	24,3
Sistema Miguillas	109	102,0	6,8
Sistema Kanata	13	11,0	19,6
Quehata	7	7,3	1,2
San Jacinto	24	20	19,2
Mísicuni	98	11,2	774,9
Subtotal	2.605,8	2.229,9	16,9
Eólicas	0,6%	0,7%	
Sistema Qollpana	59	60,4	(2,6)
Subtotal	58,8	60,4	-2,6
Solar	1,3%	0,0%	
Uyuni	111		N/A
Yunchará	11	1,1	892,1
Subtotal	122,1	1,1	11.353,9
Biomasa	0,8%	0,5%	
Guabirá	58	32,9	76,0
Unagro	17	11,2	53,4
San Buenaventura	2	0,8	188,9
Subtotal	77,2	44,8	72,3
Termoeléctricas	69,0%	74,0%	
Guaracachi	1.438	1.391,4	3,3
Santa Cruz	62	141,6	(56,3)
Carrasco	547	552,7	(0,9)
Bulo Bulo	684	554,4	23,3
Valle Hermoso	411	499,0	(17,6)
Aranjuez	142	142,9	(0,4)
El Alto	87	197,9	(56,2)
Kenko	17	14,5	15,5
Karachipampa	5	41,0	(87,2)
Entre Ríos	76	195,5	(61,0)
Moxos	92	89,1	2,8
San Borja	0,02	0,0	N/A
Rurrenabaque	0,02	0,0	N/A
Yucumo	0,00	0,0	N/A
S.A. Yacuma	0,21	0,0	N/A
S.I. Moxos	0,00	0,0	N/A
Del Sur	1.222	1.267,0	(3,5)
Warnes	1.583	1.558,1	1,6
Subtotal	6.366,3	6.645,2	-4,2
Total	9.230,2	8.981,3	2,8

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

N/A: No Aplica

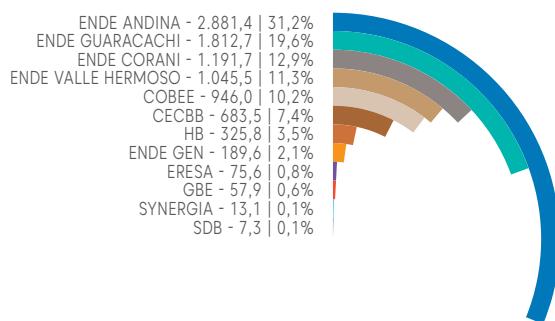
El Gráfico 12 presenta la Producción Bruta de Energía, clasificada según el tipo de central: centrales Termoeléctricas a Gas, a Diesel, Biomasa, Dual Fuel, Ciclo Combinado, Solar, centrales Hidroeléctricas de Embalse y de Pasada y la generación eólica.

GRÁFICO 12
GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - 2018



El Gráfico 13 ilustra la participación de los Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante la Gestión 2018.

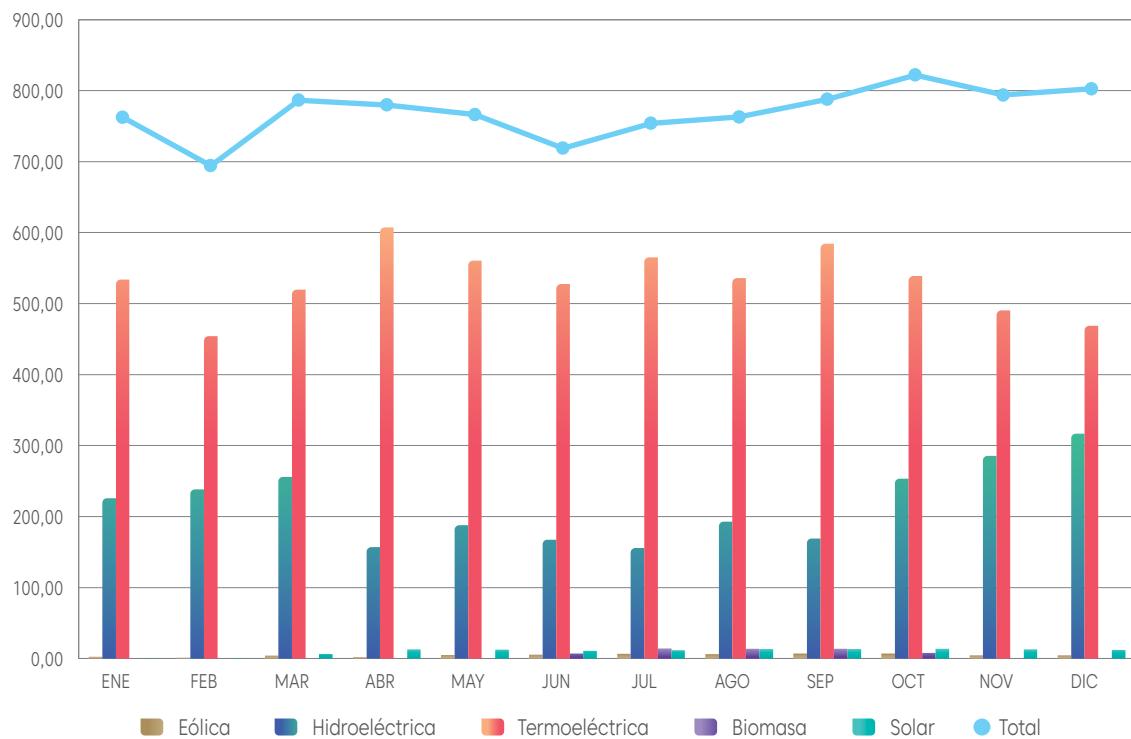
GRÁFICO 13
PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh) - 2018



Línea de Transmisión Planta Solar Uyuni - Subestación Uyuni 230 kV - ENDE TRANSMISIÓN

Durante el año 2018, la generación Termoeléctrica ha tenido una participación predominante respecto a la generación Hidroeléctrica, incluso durante el período lluvioso, por tanto, para abastecer la demanda de energía ha sido necesario incrementar la generación termoeléctrica, tal como se puede observar en el Gráfico 14.

GRÁFICO 14
GENERACIÓN MENSUAL (GWh) - AÑO 2018



Subestación Mazocruz 230 kV - ENDE TRANSMISIÓN

Inyecciones de Energía

En el año 2018, el Sistema de Medición Comercial registró 9.011 GWh de energía inyectada por los generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión; como puede apreciarse en el Cuadro 11, se entregó 2,5 % más que en el año 2017.

CUADRO 11
INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) - 2018

Centrales	Gestión		Variación %
	2018	2017	
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	798,0	963,5	(17,2)
Sistema Corani	1.125,7	731,3	53,9
Sistema Taquesi	316,1	297,7	6,2
Sistema Miguillas	104,6	97,9	6,8
Sistema Yura	71,9	57,5	25,1
Kanata	12,7	10,6	19,4
Sistema Quehata	6,9	6,9	1,0
San Jacinto	23,0	19,7	17,1
Misicuni	96,6	9,5	922,0
Subtotal	2.555,5	2.194,6	16,4
Eólicas			
Sistema Qollpana	57,9	59,2	(2,2)
Subtotal	57,9	59,2	-2,2
Biomasa			
Guabirá	56,9	32,3	76,1
Unagro	17,1	11,2	53,2
San Buenaventura	2,2	0,8	188,8
Subtotal	76,2	44,2	72,2
Solar			
Yunchará	110,4	1,1	10.315,2
Uyuni	9,6		N/A
Subtotal	120,0	1,1	10.315,2
Termoeléctricas			
Guaracachi	1.359,9	1.316,8	3,3
Santa Cruz	68,0	159,7	(57,4)
Carrasco	529,9	543,4	(2,5)
Bulo Bulo	661,1	539,5	22,5
Valle Hermoso	410,3	497,5	(17,5)
Aranjuez	140,8	139,5	1,0
El Alto	85,0	195,3	(56,5)
Kenko	16,0	13,8	16,1
Karachipampa	4,9	20,4	(75,8)
Entre Ríos	71,7	181,4	(60,5)
Moxos	87,2	84,7	2,9
San Borja	0,02		N/A
Rurrenabaque	0,01		N/A
Yucumo	0,00		N/A
Santa Ana de Yacuma	0,20		N/A
San Ignacio de Moxos	0,00		N/A
Del Sur	1.203,0	1.250,6	(3,8)
Warnes	1.563,3	1.547,8	1,0
Subtotal	6.201,4	6.490,6	-4,5
Total	9.011,0	8.789,7	2,5

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 2018

Componente	Capacidad MW	Flujo MW	Componente	Capacidad MW	Flujo MW			
Líneas de Transmisión								
Arboleda - Urubó	142,5	109,0	Santiváñez - Valle Hermoso	130,0	45,0			
Arboleda - Carrasco	142,5	89,7	Santiváñez - Vinto	130,0	118,7			
Arocagua - V. Hermoso	74	38,3	Santiváñez - Miguelito I	219,5	21,6			
Arocagua - V. Hermoso II	74	43,7	Santiváñez - Miguelito II	219,5	11,2			
Bélgica - Carrasco	130	134,3	Solar Uyuni - Uyuni	215,7	61,9			
Bélgica - Guaracachi	142,5	120,2	Sucre - Punutuma	142,5	91,0			
Bélgica - Warnes	275	86,8	Sucre - Santiváñez	142,5	81,3			
Brechas - Warnes I	163,4	0,0	Sucre - La Plata	38,0	43,6			
Brechas - Warnes II	163,4	0,0	Tarija - Las Carreras	150	149,0			
Carrasco - Arboleda	142,5	159,9	Tarija - Yaguacua	160	15,9			
Carrasco - Chimoré	130	149,8	Tarija - Yaguacua II	160	14,9			
Carrasco - Santiváñez	130	140,8	Urubó - Arboleda	142,5	83,3			
Carrasco - Bélgica	130	160,5	Urubó - Warnes	230	22,1			
Chane - Warnes	164,3	2,9	Uyuni - Punutuma	140	52,9			
Chimoré - Carrasco	130	63,7	Uyuni - San Cristobal	140	52,6			
Chimoré - Villa Tunari	130	141,9	V. Hermoso - Arocagua	74	36,8			
Corani - Arocagua	74	74,6	V. Hermoso - Arocagua II	74	38,8			
Cumbre - Palca	155,9	78,6	V. Hermoso - San José	130	0,0			
Guaracachi - Bélgica	142,5	34,4	V. Hermoso - Santiváñez	130	137,0			
Huají - Caranavi	90	72,0	Villa Tunari - Chimoré	130	68,4			
Karachipampa - La Plata	31,8	0,0	Villa Tunari - San José	130	136,3			
Kenko - Mazocruz	130	38,4	Vinto - Mazocruz	130	108,2			
La Plata - Karachipampa	31,83	14,7	Vinto - Santiváñez	130	60,8			
La Plata - Potosí	38	33,6	Warnes - Chané	164,3	45,5			
La Plata - Sucre	38	2,2	Warnes - Bélgica	275	114,2			
Las Carreras - Punutuma	150	142,9	Warnes - Brechas	163,4	50,1			
Las Carreras - Tarija	150	44,0	Warnes - Brechas II	163,4	51,4			
Litio - Salar	54,4	4,6	Warnes - Urubó	230	111,9			
Mazocruz - Kenko	130	110,9	Yaguacua - Tarija	160	157,4			
Mazocruz - Palca	189,05	1,1	Yaguacua - Tarija II	160	149,3			
Miguelito-San José	333,8	53,5	Transformadores					
Miguelito - Santiváñez I	219,5	93,8	Arboleda 230/115	90	47,2			
Miguelito - Santiváñez II	219,5	117,5	Brechas 230/115	142,5	62,7			
Palca - Cumbre	155,9	142,2	Brechas 230/69	142,5	47,0			
Palca - Mazocruz	189,05	97,8	Catavi 115-01	23,75	17,1			
Palca - Santiváñez I	155,9	54,0	Catavi 115-02	23,75	23,5			
Palca - Santiváñez II	155,9	56,9	Cumbre 230/115	142,5	140,5			
Potosí - Punutuma	74	13,2	Guaracachi 230 - 01	71	61,1			
Potosí - La Plata	38	7,4	Guaracachi 230 - 02	71	59,1			
Punutuma - Las Carreras	150	50,4	Mazocruz 230	142,5	132,5			
Punutuma - Potosí	74	72,1	Plata 115/69	47,5	14,6			
Punutuma - Sucre	142,5	121,6	Potosí 115/69	47,5	17,4			
Punutuma - Uyuni	140,0	56,8	Punutuma 230/115	95	81,1			
S. Isabel - Sacaba	74,0	66,8	Punutuma 230/69	57	16,7			
S. Isabel - San José	74,0	66,3	Sucre 230/069	57	39,1			
San José - S.Isabel	74,0	32,3	Sucre 230/115	95	46,9			
San José - V. Hermoso	130,0	129,3	Urubó 230 - 01	142,5	77,0			
San José - Miguelito	333,8	122,5	Urubó 230 - 02	142,5	78,6			
San José - Villa Tunari	130,0	70,9	V. Hermoso 230	142,5	85,1			
Santiváñez - Carrasco	130,0	37,0	Vinto 115 - 01	48	38,6			
Santiváñez - Palca	155,9	111,1	Vinto 115 - 02	48	31,2			
Santiváñez - Palca II	155,9	109,0	Vinto 230/115	95	71,9			
Santiváñez - Sucre	142,5	148,2	Warnes 230/115	142,5	78,1			

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 2018 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2018 - octubre 2019.

En el marco de lo establecido en las Resoluciones AE Nº 81/2014 de fecha 17 de febrero de 2014, AE Nº 317/2015 de fecha 23 de junio de 2015, que modifica la Norma Operativa Nº 2 - "Determinación de la Potencia Firme" y AE Nº 91/2017 de fecha 16 de febrero de 2017, la AE dispone la modificación del tratamiento de las indisponibilidades de unidades generadoras, por lo que se ha realizado el correspondiente ajuste de los subperiodos de potencia firme que se indican en el Cuadro 13, utilizando los criterios establecidos en las resoluciones anteriormente mencionadas. Los mismos se detallan a continuación:

- Del 01/01/2018 al 09/01/2018, Ingresaron en operación comercial las unidades: SBO01, YUC01, RRE01 y RRE02. Indisponibilidad de los excedentes de UNAGRO. Finalización de la licencia de generación de las unidades MOS15 y MOS16.
- Del 10/01/2018 al 14/01/2018, Ingresaron en operación comercial las unidades: SIM02, SAY01 y SAY02.
- Del 15/01/2018 al 16/01/2018, Ingresó en operación comercial la subestación Irpa Irpa, ingreso de las líneas VHE-IRP 115 KV, IRP-CBC 115 KV y salió de operación VHE-CBC 115 KV. Indisponibilidad de MOS2.
- Del 17/01/2018 al 14/02/2018, Ingresó en operación comercial la central SJS01 y la Línea Central San José 1 - Miguelito 230 KV.
- Del 15/02/2018 al 01/03/2018, Indisponibilidad de la unidad SRO01.



Línea 230 kV San José - Miguelito - Santivañez

- Del 02/03/2018 al 04/03/2018, Indisponibilidad de la unidad MOS07.
- Del 05/03/2018 al 07/03/2018, Ingresó en operación comercial la línea Planta Solar Uyuni - Subestación Uyuni 230 kV.
- Del 08/03/2018 al 13/03/2018, Indisponibilidad de las unidades CUT01, CUT02, CUT03, CUT04.
- Del 14/03/2018 al 15/03/2018, Ingresó en operación comercial la línea Huaji -Caranavi 115 kV.
- Del 16/03/2018 al 18/03/2018, Ingresó en operación comercial la línea Punutuma -Uyuni 230 kV y Planta Solar Uyuni.
- Del 19/03/2018 al 06/04/2018, Disponibilidad de la unidad MOS02.
- Del 07/04/2018 al 24/04/2018, Indisponibilidad de la unidad ALT02.
- Del 25/04/2018 al 30/04/2018, Indisponibilidad de la unidad KAR.
- Del 01/05/2018 al 06/05/2018, Inicio de periodo. Indisponibilidad de los excedentes de San Buenaventura, Ingenio Azucarero Guabirá S.A., UNAGRO y las unidades: GBE, ARJ12, ARJ13, ARJ14, KEN01, ALT02, KAR, CUT01, CUT02, CUT03 y CUT04, SRO01.
- Del 07/05/2018 al 13/05/2018, Indisponibilidad de la unidad MOS04.
- Del 14/05/2018 al 14/05/2018, Ingreso de la línea Irpa Irpa - Sacaca 115 kV. (retiro de líneas: Irpa Irpa - Coboce 115 kV y Coboce - Sacaca 115 kV).
- Del 15/05/2018 al 24/05/2018, Disponibilidad de la unidad MOS07. Indisponibilidad de la unidad CHJ.
- Del 25/05/2018 al 29/05/2018, Disponibilidad de la unidad SRO01.
- Del 30/05/2018 al 31/05/2018, Ingreso de la línea Bélgica - Los Troncos 230 kV y Autotransformador Troncos 230/115 kV. Ingreso del nodo de retiro Troncos 115 kV (CRE).
- Del 01/06/2018 al 13/06/2018, Ingreso de reactor de barra Uyuni 230 KV (Proyecto variante Litio T358).
- Del 14/06/2018 al 16/06/2018, Disponibilidad de la unidad GBE.
- Del 17/06/2018 al 21/06/2018, Ingreso de las líneas: Uyuni - Litio 230 kV, Litio -Salar 115 kV y Transformador Litio 230/115 kV.
- Del 22/06/2018 al 29/06/2018, Disponibilidad de la unidad CHJ.



Línea Yunchará - La Tablada 24,9 kV - ENDE GUARACACHI

- Del 30/06/2018 al 01/07/2018, Disponibilidad de las unidades: CUT01, CUT02, CUT03 y CUT04. (Considerando disponible la toma provisional Cuticucho).
- Del 02/07/2018 al 03/07/2018, Disponibilidad de la unidad KEN01.
- Del 04/07/2018 al 10/07/2018, Ingreso de nodo de retiro Mazocruz 230 kV (DELAPAZ).
- Del 11/07/2018 al 28/07/2018, Disponibilidad de la unidad ARJ12.
- Del 29/07/2018 al 31/07/2018, Adición de bahía de transferencia y barras en subestación Tarija 115 kV.
- Del 01/08/2018 al 03/08/2018, Disponibilidad de la unidad MOS04, ingreso de demanda YLB en Salar 115 kV.
- Del 04/08/2018 al 14/08/2018, Indisponibilidad de la unidad MOS05.
- Del 15/08/2018 al 02/09/2018, Ampliación de Barras 69 kV en Subestación Yaguacua.
- Del 03/09/2018 al 13/09/2018, Disponibilidad de los excedentes de San Buenaventura.
- Del 14/09/2018 al 22/09/2018, Ingresó en operación comercial la unidad COR05.
- Del 23/09/2018 al 13/10/2018, Incorporación de la demanda de Las Misiones en Subestación Los Troncos (según nota GC/112/18 de CRE).
- Del 14/10/2018 al 18/10/2018, Indisponibilidad de los excedentes de San Buenaventura (según nota EGSA/GG-1014/GN-546-2018).
- Del 19/10/2018 al 21/10/2018, Disponibilidad de los excedentes de UNAGRO (6MW por limitación del transformador elevador de Unagro 24,9/6,6 kV).
- Del 22/10/2018 al 23/10/2018, Disponibilidad de los excedentes del Ingenio Azucarero Guabirá S.A.
- Del 24/10/2018 al 31/10/2018, Indisponibilidad de los excedentes del Ingenio Azucarero Guabirá S.A. y GBE.



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

Periodo	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Biomasa	Reserva Fría y Potencia Desplazada
Del 01/01/2018 al 09/01/2018	566,6	958,4	0,0	41,8
Del 10/01/2018 al 14/01/2018	566,6	958,4	0,0	44,7
Del 15/01/2018 al 16/01/2018	566,6	958,5	0,0	43,5
Del 17/01/2018 al 14/02/2018	620,5	905,1	0,0	94,5
Del 15/02/2018 al 01/03/2018	614,6	910,9	0,0	94,5
Del 02/03/2018 al 04/03/2018	614,6	910,9	0,0	93,3
Del 05/03/2018 al 07/03/2018	614,6	910,9	0,0	93,3
Del 08/03/2018 al 13/03/2018	607,3	918,4	0,0	93,3
Del 14/03/2018 al 15/03/2018	607,5	918,3	0,0	93,3
Del 16/03/2018 al 18/03/2018	607,5	918,5	0,0	93,3
Del 19/03/2018 al 06/04/2018	607,5	918,5	0,0	94,5
Del 07/04/2018 al 24/04/2018	607,4	920,1	0,0	68,2
Del 25/04/2018 al 30/04/2018	607,4	920,7	0,0	68,2
Del 01/05/2018 al 06/05/2018	576,7	953,8	0,0	72,7
Del 07/05/2018 al 13/05/2018	576,7	953,8	0,0	71,6
Del 14/05/2018 al 14/05/2018	576,7	953,8	0,0	71,6
Del 15/05/2018 al 24/05/2018	539,3	991,7	0,0	52,9
Del 25/05/2018 al 29/05/2018	544,0	987,1	0,0	59,1
Del 30/05/2018 al 31/05/2018	544,0	986,9	0,0	52,9
Del 01/06/2018 al 13/06/2018	544,0	986,9	0,0	52,9
Del 14/06/2018 al 16/06/2018	544,0	969,0	17,4	77,9
Del 17/06/2018 al 21/06/2018	544,0	970,2	17,4	74,0
Del 22/06/2018 al 29/06/2018	581,3	931,2	17,4	74,0
Del 30/06/2018 al 01/07/2018	619,1	891,4	17,4	119,2
Del 02/07/2018 al 03/07/2018	619,1	891,4	17,4	126,4
Del 04/07/2018 al 10/07/2018	619,2	891,3	17,4	126,4
Del 11/07/2018 al 28/07/2018	619,2	891,3	17,4	127,7
Del 29/07/2018 al 31/07/2018	619,2	891,3	17,4	127,7
Del 01/08/2018 al 03/08/2018	619,2	895,4	17,4	122,7
Del 04/08/2018 al 14/08/2018	619,2	895,4	17,4	121,5
Del 15/08/2018 al 02/09/2018	619,2	895,4	17,4	121,5
Del 03/09/2018 al 13/09/2018	619,1	890,1	22,6	129,0
Del 14/09/2018 al 22/09/2018	625,8	883,3	22,6	130,8
Del 23/09/2018 al 13/10/2018	625,8	887,6	22,6	130,7
Del 14/10/2018 al 18/10/2018	625,9	893,6	17,4	124,7
Del 19/10/2018 al 21/10/2018	625,9	887,9	22,6	129,0
Del 22/10/2018 al 23/10/2018	625,9	883,4	26,9	131,5
Del 24/10/2018 al 31/10/2018	625,9	905,7	5,2	110,4
Del 01/11/2018 al 03/11/2018 (p)	622,4	1.022,0	5,2	37,9
Del 04/11/2018 al 09/11/2018 (p)	622,4	1.022,0	5,2	37,1
Del 10/11/2018 al 12/11/2018 (p)	622,4	1.014,4	12,8	45,5
Del 13/11/2018 al 30/11/2018 (p)	622,4	1.014,4	12,8	44,4
Del 01/12/2018 al 15/12/2018 (p)	620,9	1.016,0	12,8	44,4
Del 16/12/2018 al 31/12/2018 (p)	620,9	1.015,8	12,8	44,4

(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 2018, de acuerdo al tipo de instalaciones se presenta en el siguiente cuadro:

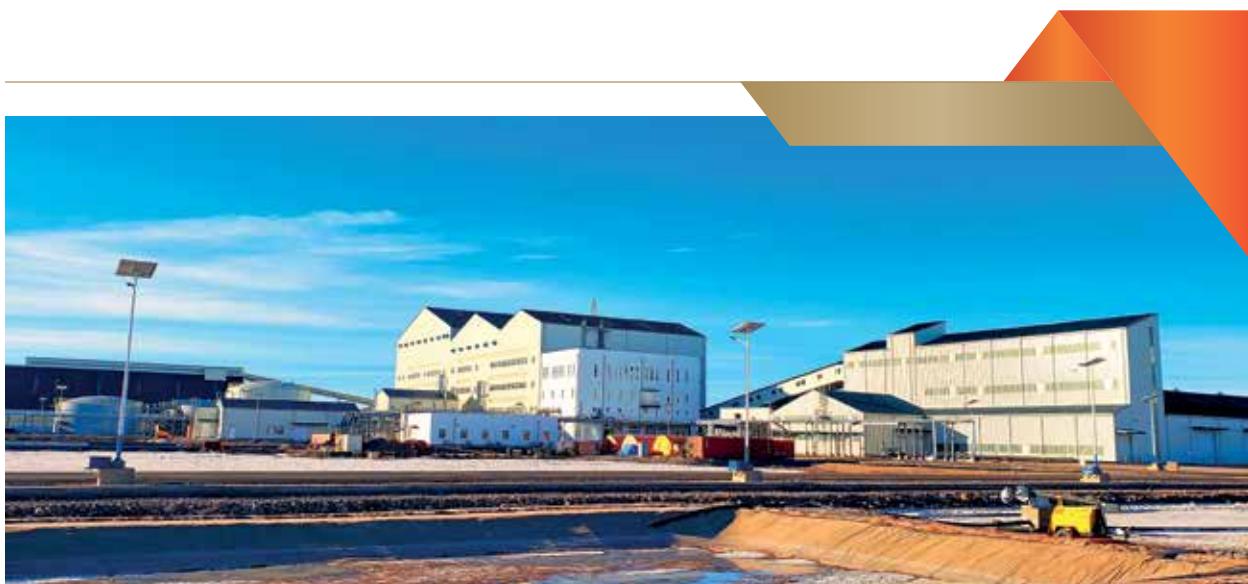
**CUADRO 14
DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES - 2018**

Instalaciones	Disponibilidad (%)
Unidades Hidroeléctricas	93,9
Unidades Termoeléctricas	91,4
Unidades Biomasa	23,6
Unidades Eólicas	94,3
Unidades Solar Fotovoltaica	98,4
Transmisión (STI)	97,4

En el año 2018, el tiempo total de interrupción del suministro fue de 16,8 minutos (expresado como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta) y el cuadro 15 presenta el tiempo total de interrupción de acuerdo al origen en minutos.

**CUADRO 15
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO - 2018**

Origen	Minutos
Fallas en Generación	2,9
Fallas en Transmisión	11,1
Problemas en la oferta de generación y requerimiento operativo	2,8
Total	16,8



Plantas Industriales Salar - Yacimiento de Litio Bolivianos

Durante el año 2018, la energía interrumpida fue de 422,7 MWh. El siguiente cuadro presenta la energía interrumpida por Agente afectado.

CUADRO 16
ENERGÍA INTERRUMPIDA - 2018

Consumidor	MWh
CRE	5,3
DELAPAZ	15,5
ENDE DISTRIBUCIÓN	10,6
ENDE DELBENI	50,8
ELFEC	4,1
SEPSA	42,5
SETAR	44,8
CESSA	3,0
ENDE DEORURO	1,4
EMDEECRUZ	0,2
COBOCE	2,3
EMSC	242,2
EMVINTO	0,1
Total	422,7

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

CUADRO 17
INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS

UNIDAD GENERADORA	DÍAS	UNIDAD GENERADORA	DÍAS
ARJ12	191,6	CUT03	115,4
ARJ13	365,0	CUT04	115,4
ARJ14	365,0	HAR02	34,4
GBE01	164,4	ALT02	269,8
IAG01	294,4	KAR	251,7
KEN01	182,8	MOS04	86,5
QOL09	71,8	CHJ	38,9
SBU01	245,6	MOS05	150,0
UNA01	291,6	SAY01	148,2
YUN01	43,3	MOS01	53,7
MOS02	63,7	MOS07	59,5
KEN02	45,8	SBU01	79,2
SUR03	31,8	WAR01	30,5
KAN	63,2	GBE01	69,6
SRO01	100,5	IAG01	69,6
GCH06	62,4	GCH10	46,5
MOS07	75,7	MOS06	50,0
SUR01	35,9	YUC01	42,9
CUT01	115,4	LAN01	32,4
CUT02	115,4		

De la misma manera, en el Gráfico Nº 15, se presenta un resumen de las indisponibilidades forzadas de unidades de generación hidroeléctrica; asimismo, en el Gráfico Nº 16 se presenta también un resumen de las indisponibilidades forzadas de unidades de generación termoeléctrica que han ocurrido durante la gestión 2018.

GRÁFICO 15 INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES HIDROELÉCTRICAS

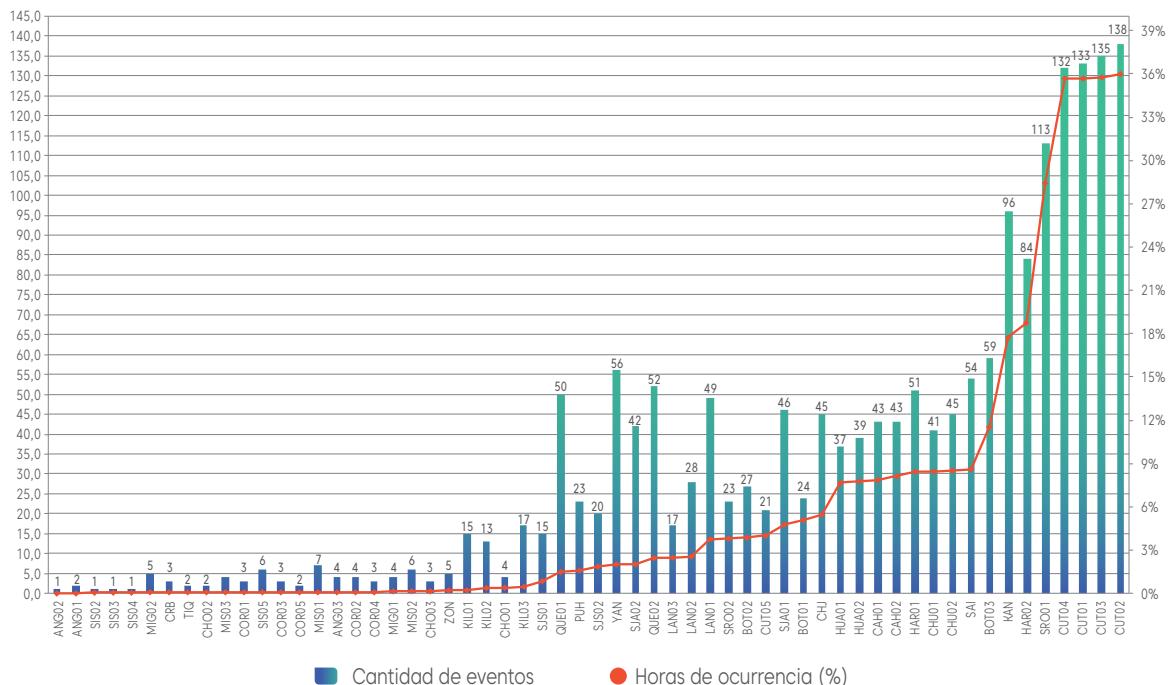
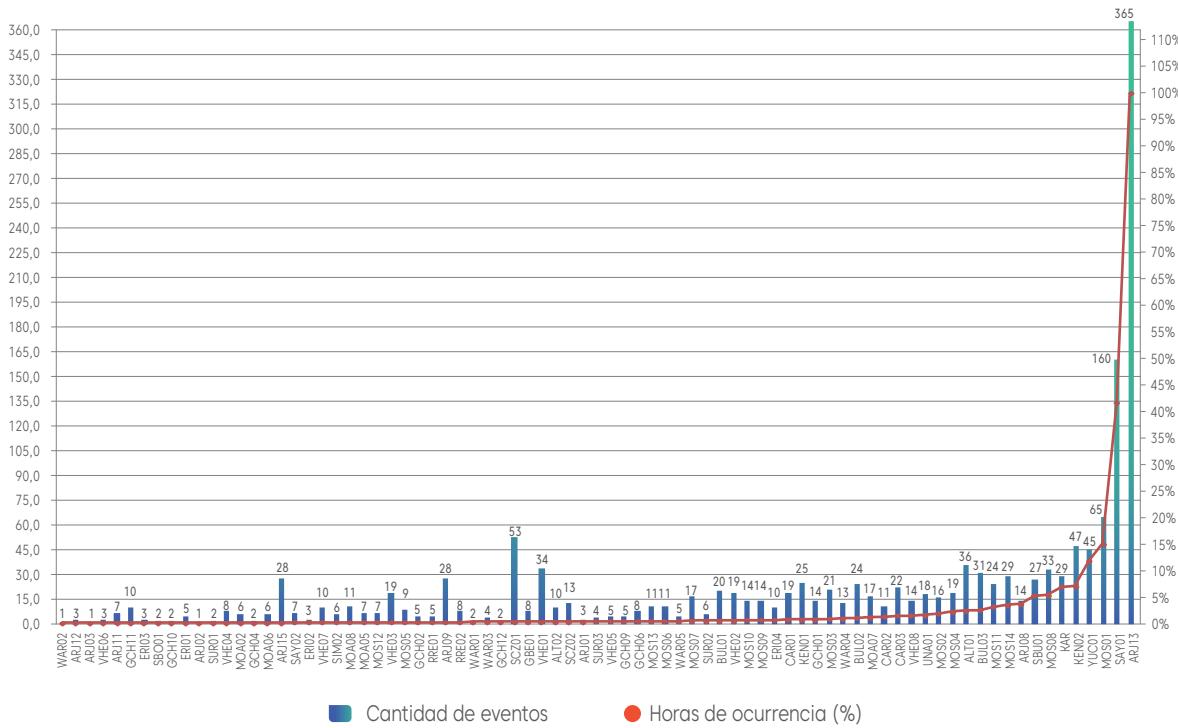


GRAFICO 16 INDISPONIBILIDAD FORZADA UNIDADES TERMOELÉCTRICAS



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 2018. De los anteriores gráficos se puede observar que en las unidades QUE02, QUE01 y KAN se han registrado 44, 45 y 32 eventos respectivamente, lo cual representan 2,42 %, 4,04 % y 17,74 % respectivamente en relación al total de las horas del año. Por otro lado, en la unidad SCZ01 se han registrado 53 eventos que representan el 1,36 % respecto al total de las horas del año. Asimismo, las unidades ALT01 y ARJ09, han tenido un total de 29 y 27 eventos respectivamente, los cuales representan el 2,58 % y 1,03 % respectivamente en relación de las horas totales de la gestión 2018.



Subestación Litio - ENDE TRANSMISIÓN

PRECIOS EN EL **MERCADO SPOT**

Costos Marginales de Generación

El costo marginal promedio anual del año 2018 fue 16,79 US\$/MWh (sin impuestos), con un promedio mensual mínimo de 16,01 US\$/MWh y un promedio mensual máximo de 18,72 US\$/MWh.

En el Cuadro 18 se puede observar que, durante el año 2018, el costo marginal promedio real de generación fue similar al costo marginal promedio previsto. Esto debido a que, en el cálculo de los costos marginales previstos en los Informes de Precios de Nodo, adicionalmente se ha considerado el efecto de las indisponibilidades para representar las potencias limitadas de las unidades de generación, lo cual ha repercutido en la menor desviación de los costos previstos respecto a los reales.

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 0,12 % menor respecto a lo programado (ver Cuadro 18).

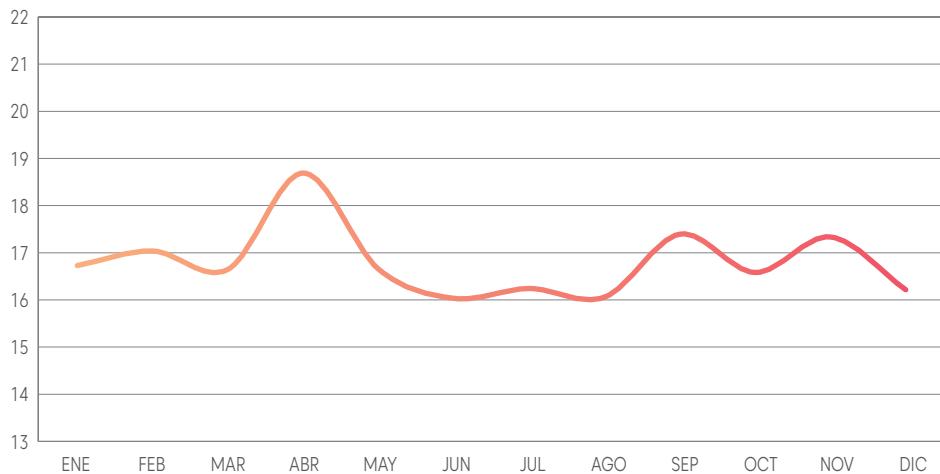
CUADRO 18
COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2018 (Sin IVA)

	Previsto	Real	Diferencia
Enero	15,90	16,72	0,81
Febrero	16,41	17,03	0,62
Marzo	16,63	16,63	(0,00)
Abril	17,27	18,72	1,45
Mayo	16,16	16,64	0,47
Junio	16,35	16,01	(0,34)
Julio	17,16	16,22	(0,94)
Agosto	16,79	16,03	(0,76)
Septiembre	17,17	17,39	0,22
Octubre	17,79	16,57	(1,22)
Noviembre	17,88	17,33	(0,55)
Diciembre	16,25	16,19	(0,06)
Promedio	16,81	16,79	(0,02)

El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión 2018 (16,79 US\$/MWh), resultó ser 3,4 % inferior al costo marginal promedio del año 2017 (17,38 US\$/MWh).

En el Gráfico 17 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados durante la gestión 2018; se puede observar que en el mes de abril se registró el costo marginal más elevado, debido a la indisponibilidad de importantes unidades del parque generador para el mes de referencia.

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

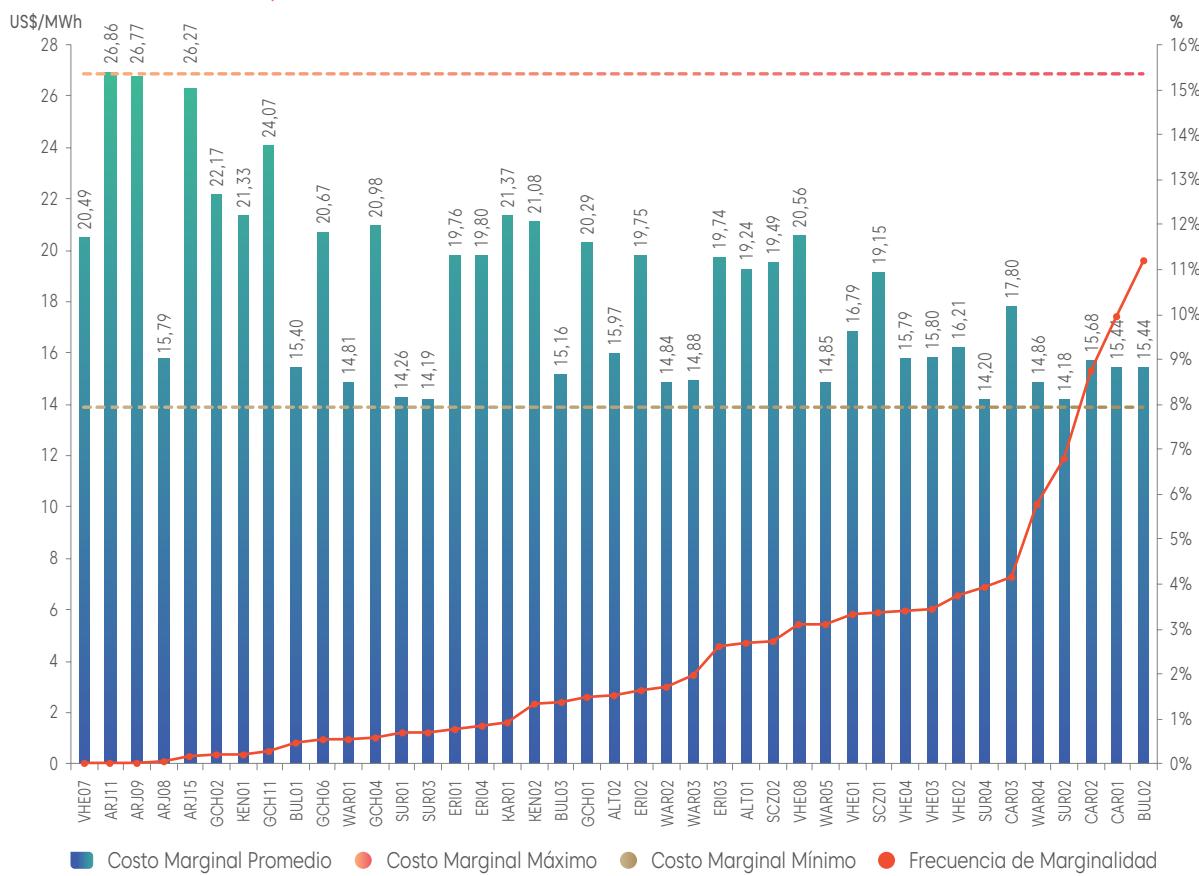


Durante la Gestión 2018, debido a las condiciones de operación presentadas en el despacho de carga, tales como la indisponibilidad programada y/o forzada de unidades de generación e instalaciones de transmisión, se han determinado unidades y costos marginales de generación de acuerdo a lo establecido en la Normativa vigente, mismos que han sido informados como resultado de las transacciones económicas que se realizan en el Mercado Spot.

En el Gráfico 18 se presenta un resumen de las unidades térmicas, los costos marginales promedios anuales de las mismas y la frecuencia de marginalidad expresada en porcentaje de tiempo en el cual dichas unidades han marginado en el Sistema Interconectado Nacional durante la Gestión 2018. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 26,86 US\$/MWh y 13,90 US\$/MWh respectivamente.

GRÁFICO 18

UNIDAD MARGINAL, COSTO MARGINAL PROMEDIO Y FRECUENCIA DE MARGINALIDAD - 2018

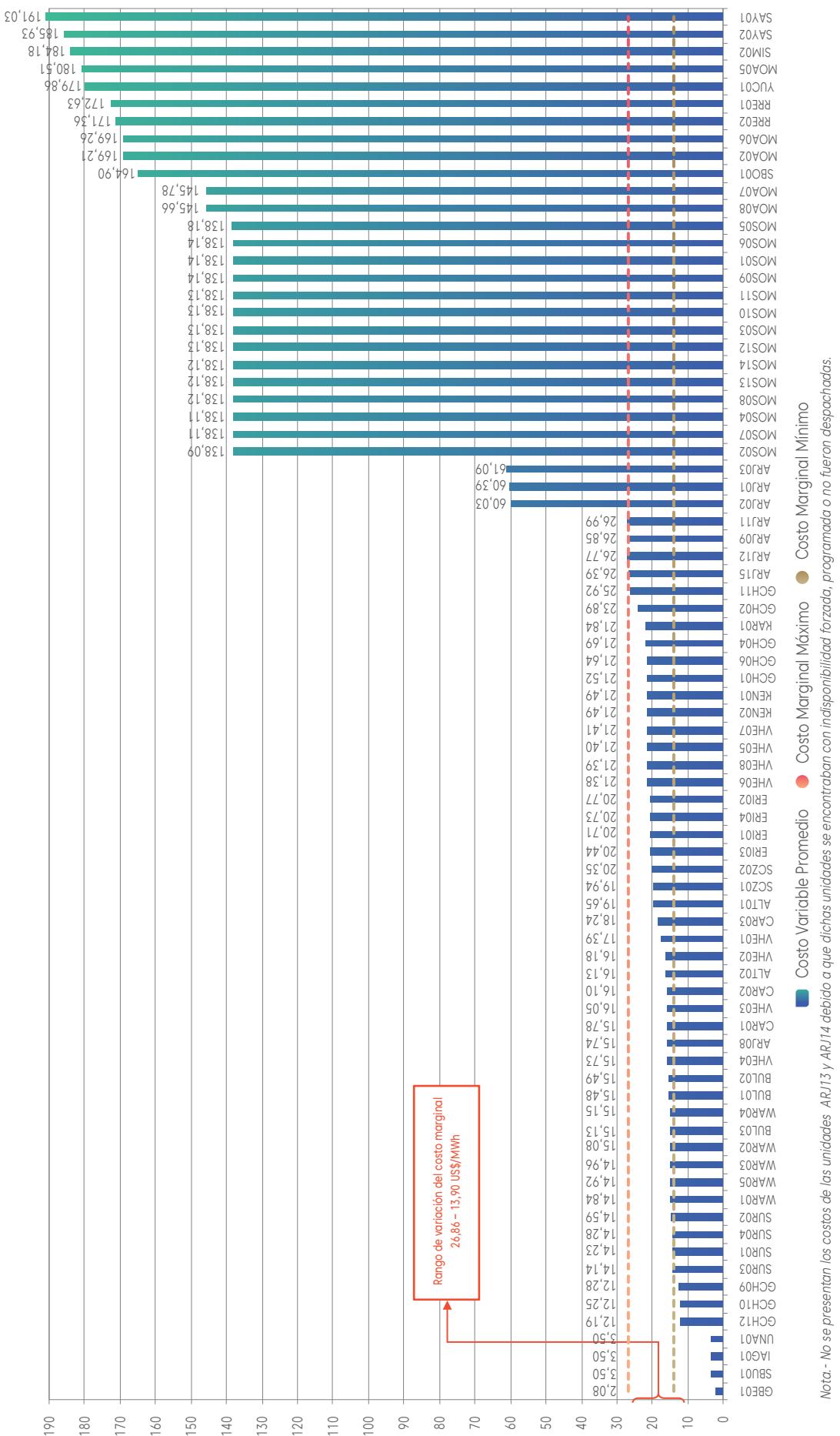


Costo Variable de Generación

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 HeatRate, 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 2018. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 26,86 y 13,90 US\$/MWh respectivamente.

GRÁFICO 19
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN PROMEDIO ANUAL - 2018



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 2018, se han calculado los factores de nodo de energía promedios anuales correspondientes a los distintos nodos de generación y de retiro del Sistema Interconectado Nacional, tal como se puede apreciar en los Gráficos 20 y 21.

GRÁFICO 20 FACTORES DE NODO DE GENERACIÓN

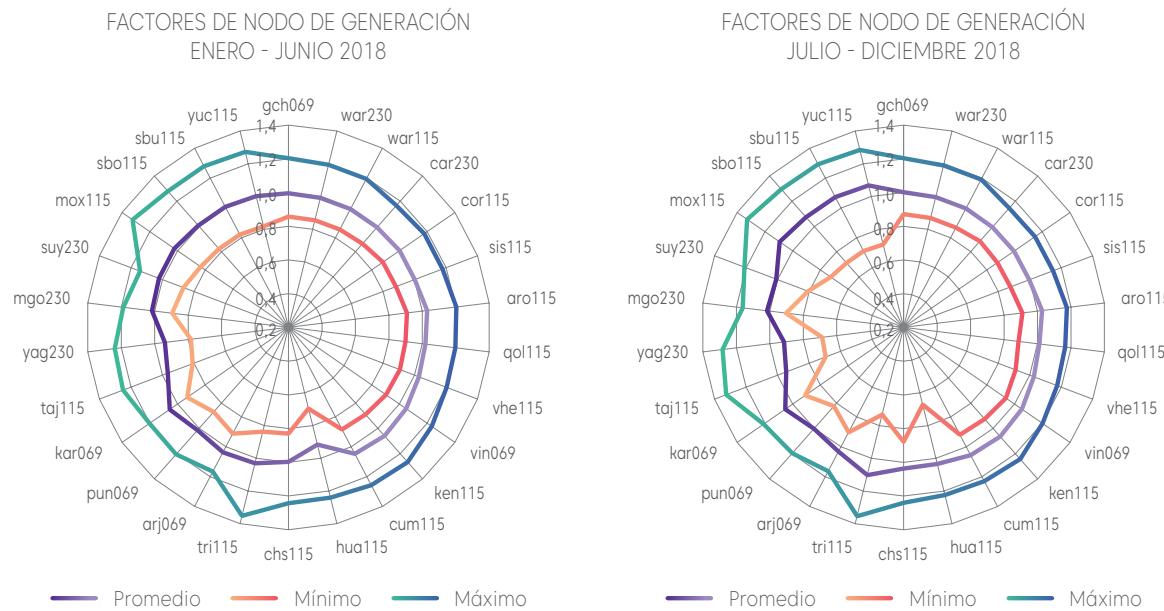
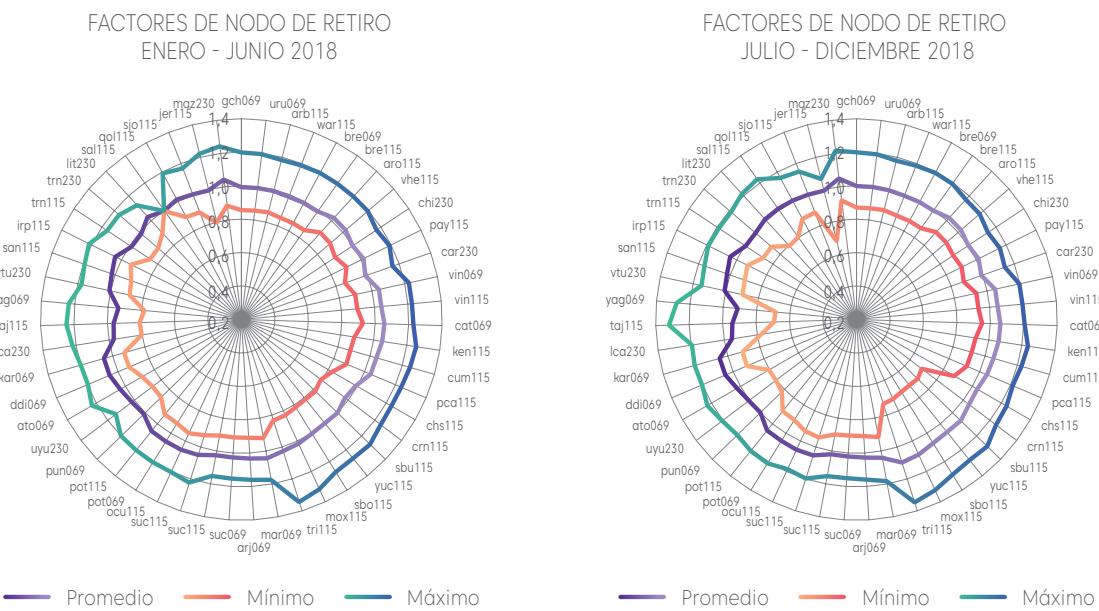


GRÁFICO 21 FACTORES DE NODO DE RETIRO



Se observa que el factor de nodo promedio obtenido varía en función de la posición geográfica del nodo donde se inyecta o retira energía en el Sistema Interconectado Nacional. De esta manera un factor de nodo mayor a la unidad refleja mayores costos de generación y/o de retiro, y viceversa. Asimismo, se puede observar que los factores de nodo en el segundo semestre han sido mayores a los registrados en el primer semestre; esto se debe a que en el segundo semestre se registró la demanda máxima de la gestión 2018.

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 2018. 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 2018 (SIN IVA)

Agente	Nodo	US\$/MWh
CRE	VARIOS	16,94
DELAPAZ	VARIOS	17,82
ELFEC	VARIOS	17,26
ENDE DEORURO	VIN, CAT	17,67
SEPSA	VARIOS	17,72
CESSA	VARIOS	17,47
ENDE	VARIOS	16,56
SETAR	TAJ, YAG	16,10
ENDE DELBENI	VARIOS	17,95
EMDEECRUZ	WAR	16,97
EMVINTO	VIN69	17,37
COBOCE	CBC	17,69
COBOCE IRPA IRPA	IRP	17,21
MINERA SAN CRISTOBAL PUN	PUN	17,06
MINERA SAN CRISTOBAL UYU	UYU	17,47
MINERA SAN CRISTOBAL LIT	LIT	16,86
RETIROS ENDE PARA YLB	SAL	16,95
Promedio		17,28

Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio básico de potencia, de enero a abril de la gestión de 2018, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 50,5 MW ISO, con un costo total de 719,60 US\$ por kW de potencia efectiva in situ; mientras que, de mayo a diciembre de la gestión 2018, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 50,5 MW ISO, con un costo total de 712,47 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 2017 y octubre 2018; en el período noviembre 2017 - abril 2018, el precio básico de la potencia fue de 10.250 US\$/kW-mes y en el período mayo - octubre 2018, el precio básico de la potencia fue de 10.193 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 2018 los precios medios en nodos, que son detallados por Agente en el Cuadro 20:

CUADRO 20
PRECIOS SPOT DE POTENCIA - AÑO 2018 (SIN IVA)

Agente	Nodo	US\$/KW - mes
CRE	VARIOS	10,20
DELAPAZ	VARIOS	10,63
ELFEC	VARIOS	10,18
ENDE DEORURO	VIN, CAT	10,66
SEPSA	VARIOS	11,15
CESSA	VARIOS	10,86
ENDE	VARIOS	10,54
SETAR	TAJ, YAG	10,27
ENDE DELBENI	VARIOS	11,91
EMDEECRUZ	WAR	10,19
EMVINTO	VIN69	10,59
COBOCE	CBC	10,49
COBOCE IRPA IRPA	IRP	10,45
MINERA SAN CRISTOBAL PUN	PUN	10,64
MINERA SAN CRISTOBAL UYU	UYU	10,85
MINERA SAN CRISTOBAL LIT	LIT	10,90
Retiros ENDE para YLB	SAL	10,98
Promedio		10,45

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.

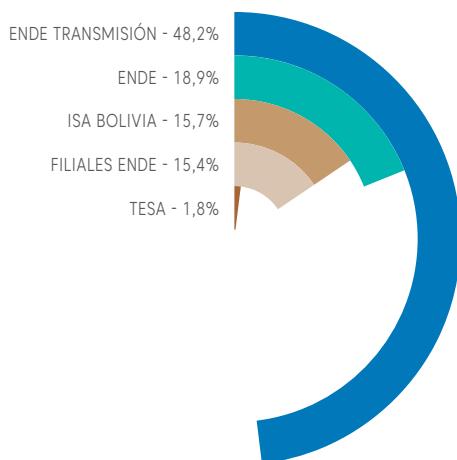
El peaje promedio anual en la gestión 2018 para los consumidores, fue de 6.530 US\$/kW-mes, 16,17% mayor que en el 2017. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del Sistema Larecaja y del Sistema Sur, que no forman parte del Sistema Troncal de Interconexión (STI) y la incorporación al STI de las líneas: Palca - Mazocruz 230 kV, Chaco - Tarija 230 kV segunda terna, Sucre - Padilla 115 kV Sucre - La Plata - Potosí 115 kV, La Plata - Karachipampa 69 kV, Carrasco - Bélgica 230 kV y Bélgica - Guaracachi 230 kV, Bélgica - Warnes 230 kV, Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV y Caihuasi - Vinto 115 kV, Caihuasi - Jeruyo 115 kV, Villa Tunari - San José 230 kV y Villa Tunari - Chimore , San José - Miguelito 230 kV, Warnes - Urubó 230 kV, Miguelito - Santivañez 230 kV (doble terna), Huaji – Caranavi 230 kV, Planta Solar Uyuni – Subestación Uyuni 230 kV, Bélgica – Los Troncos 230 kV, entre otros.

Asimismo, en el Cuadro 21 se presenta la composición de la remuneración de la transmisión correspondiente a la gestión 2018. 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 - 2018

AGENTE	INGRESO TARIFARIO (MUS\$)	PEAJE (MUS\$)	TOTAL (MUS\$)	PARTICIPACIÓN (%)
ENDE Transmisión	2.546,40	73.240,03	75.786,43	48,2%
ISA BOLIVIA	307,25	24.391,95	24.699,20	15,7%
ENDE	1.330,05	28.451,45	29.781,50	18,9%
TESA	43,12	2.724,24	2.767,36	1,8%
Filiales ENDE	0,00	24.268,83	24.268,83	15,4%
TOTAL	4.226,82	153.076,50	157.303,32	100%

GRÁFICO 22
COMPOSICIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN - 2018



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 (U\$S/MWh) - 2018 (Sin IVA)

Consumidor	Nodo	Cargo por Energía	Cargo por Energía Renovable	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Total
CRE	VARIOS	16,94	0,79	23,36	14,57	55,66
DELAPAZ	VARIOS	17,82	0,79	23,04	13,81	55,46
ELFEC	VARIOS	17,26	0,77	22,22	13,88	54,12
ENDE DEORURO	VIN, CAT	17,67	0,74	23,07	13,79	55,27
SEPSA	VARIOS	17,72	0,75	22,73	13,01	54,21
CESSA	VARIOS	17,47	0,74	23,25	13,67	55,14
ENDE	VARIOS	16,56	0,73	19,80	11,97	49,07
SETAR	TAJ, YAG	16,10	0,74	23,67	14,67	55,18
ENDE DELBENI	VARIOS	17,95	0,78	28,71	15,43	62,87
EMDEECRUZ	WAR	16,96	0,99	43,06	26,90	87,91
EMVINTO - COMIBOL	VIN 69	17,37	0,75	16,12	9,69	43,94
COBOCE	COB	17,69	0,43	9,57	5,85	33,53
SAN CRISTOBAL	PUN	17,06	0,75	15,07	8,83	41,71
TOTAL MEM		17,28	0,78	22,70	13,83	54,59

TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2018 se emitieron 14 Documentos de Transacciones Económicas correspondientes a las transacciones de cada mes, recálculo de transacciones, 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 2018 ascienden a 488,4 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\$) - 2018

Concepto	Miles US\$	Participación (%)
Generación		
Inyecciones de Energía	150.515	
Inyecciones de Energía Renovable	6.851	
Inyecciones de Potencia	198.003	
Subtotal Ventas de Generadores	355.370	73
Transmisión		
Peaje de Generadores	6.797	
Peaje de Consumidores	122.010	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	4.227	
Subtotal Ventas de Transmisores	133.035	27
Total Venta	488.404,1	100

Los contratos de compra venta de energía durante el año 2018 fueron:

- Contrato de abastecimiento del consumo de Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB) con ENDE CORPORACION.

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\$) - 2018

Concepto	Consumidores	Generadores (*)	Total
Retiros de Energía	152.461		152.461
Adicional por Energía Renovable	6.851		6.851
Retiros de Potencia	200.284		200.284
Peaje para Consumidores	122.010		122.010
Subtotal compras por Consumos	481.607	0	481.607
Peaje para Generadores		6.797	6.797
Total Compras	481.607	6.797	488.404

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 2018, el monto acumulado en el Fondo fue de 126,16 millones de Bs.



Planta Termoeléctrica Yucumo - ENDE

Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2017 y 2018, 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 - 2018.

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

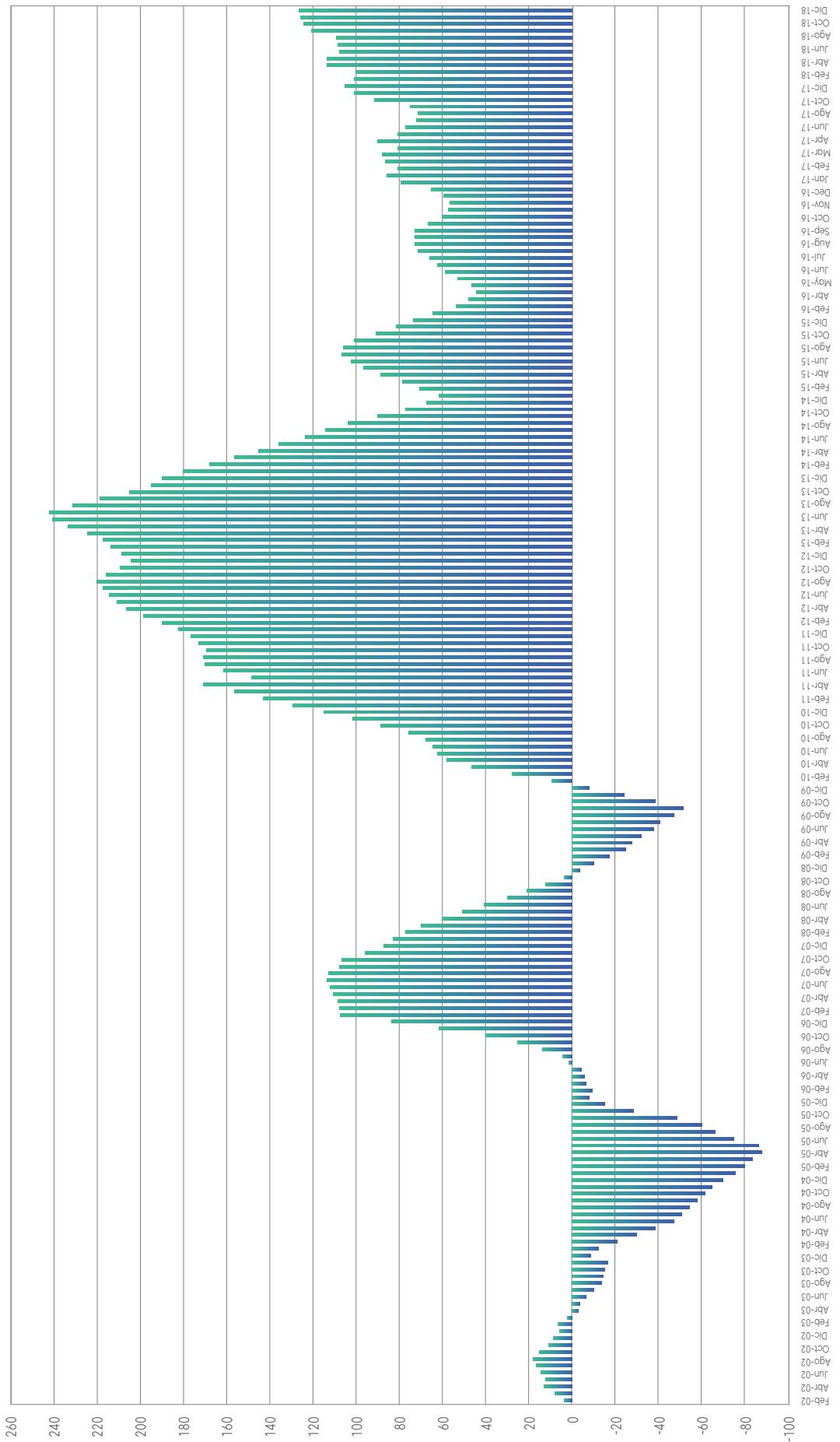
Generador / Transmisor	Saldo a Dic. 2017	Variación en 2018	Saldo a Dic. 2018
ENDE CORANI	17.411	1.097	18.508
ENDE GUARACACHI	22.450	1.851	24.300
ENDE VALLE HERMOSO	28.782	1.471	30.253
COBEE	(7.126)	3.674	(3.452)
CECBB	10.913	550	11.463
ERESA	906	106	1.011
HB	824	621	1.445
SYNERGIA	287	(12)	276
GBE	1.990	(29)	1.960
SDB	16	28	44
ENDE ANDINA	22.309	11.891	34.200
ENDE GEN.	370	4.137	4.507
ENDE TRANSMISIÓN (Ingreso Tarifario)	981	34	1.015
ISA (Ingreso Tarifario)	165	(47)	118
ENDE (Ingreso Tarifario)	355	148	503
TESA (Ingreso Tarifario)	-	9	9
Total	100.632	25.528	126.160

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

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

Distribuidor	Saldo a Dic. 2017	Variación en 2018	Saldo a Dic. 2018
CRE	(107.469)	26.625	(80.844)
CRE (Las Misiones)	-	60	60
DELAPAZ	90.121	14.275	104.396
ELFEC	117.605	(7.833)	109.771
ENDE DEORURO	24.822	1.538	26.360
SEPSA	(46.509)	(8.449)	(54.958)
CESSA	15.032	(772)	14.259
ENDE DIST.	2.589	(85)	2.504
SETAR	(1.741)	(4.283)	(6.024)
SETAR VILLAMONTES	(350)	(613)	(964)
SETAR YACUIBA	(642)	(1.435)	(2.077)
ENDE DELBENI	7.205	6.526	13.731
EMDEECRUZ	(30)	(25)	(55)
Total	100.632	25.528	126.160

GRÁFICO 23
FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (M M Bs.) 2002 - 2018



ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 – 2018

CUADRO 27
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2018

ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
1996	VHE	Termo	CAR01, CAR02	111,9
1997	COBEE	Hidro	TIQ, ZON, SRO03	18,3
1998	COBEE	Hidro	CUT05, BOT03	16,2
	HB	Hidro	CHJ01	0,9
1999	EGSA	Termo	GCH09, GCH10	119,5
	COBEE	Hidro	HUA01, HUA02	30,0
	SYNERGIA	Hidro	KAN	7,5
2000	CECBB	Termo	BUL01, BUL02	87,5
2001	ERESA	Hidro	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
2007	EGSA	Termo	GCH11	63,3
	GBE	Termo	GBE01	16,6
	SDB	Hidro	QUE01, QUE02	1,9
2008	CORANI	Hidro	COR01, COR02, COR03 (Repotenciamiento)	2,9
	EGSA	Termo	ARJ13, ARJ14 y ARJ15	4,8
	COBEE	Hidro	ANG03	3,0
2009	COBEE	Termo	Incremento en Capacidad de KEN01 y KEN02	0,6
	GBE	Termo	Repotenciamiento de GBE01	5,0
2010	CORANI	Hidro	*Central Corani	0,9
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	0,4
	COBEE	Hidro	*Sistema Miguillas	0,2
	EGSA	Termo	*Central Karachipampa	0,5
	COBEE	Termo	*Central Kenko	0,1
	VHE	Termo	*Central Valle Hermoso	0,1
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso de la Central Entre Ríos	107,1
2011	SDB	Hidro	Ingreso de la Central Chiñata	0,3
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	1,6
	ENDE GENERACIÓN	Termo	** Ingreso de Centrales Moxos y Trinidad"	27,7
	VHE	Termo	**Ingreso de la unidad CAR03	24,5
2012	SDB	Hidro	"Incremento en capacidad unidad CHT01	0,1
	EGSA	Termo	Ingreso del Ciclo Combinado unidad GCH12 de Central Guaracachi	76,6
	VHE	Termo	***Ingreso de la unidad ALT01 de Central El Alto	16,2
	VHE	Termo	***Ingreso de las unidades VHE05, VHE06, VHE07, VHE08 de Central Valle Hermoso	39,2
2013	VHE	Termo	***Ingreso de la unidad ALT02 de Central El Alto	30,0
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Incremento en capacidad Centrales Moxos y Trinidad	8,6
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi (Unidad GCH12)	3,8
2014	CORANI	Eólico	Ingreso del Parque Eólico Qollpana Fase I	3,0
	CECBB	Termo	Ingreso de la unidad BUL03 de Central Bulo Bulo	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 Bulo Bulo	5,7
	ENDE ANDINA	Termo	Central Entre Ríos	7,9
	ENDE ANDINA	Termo	Central Warnes	199,2
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Central Moxos	1,9

ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN					
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)	
2016	CORANI	Eólico	Ingreso del Parque Eólico Qollpana Fase II Ingreso de los excedentes de energía de San Buenaventura al SIN (****) Incremento Capacidad Central San Jacinto Central Termoeléctrica Del Sur (Temperatura Máxima)	24,0	
	ENDE GUARACACHI	Termo		3,0	
	ENDE GUARACACHI	Hidro		0,6	
	ENDE ANDINA	Termo		2,8	
2017	ENDE GENERACION	Hidro	Ingreso Central Misicuni Ingreso Central Yunchara Ingreso de excedentes Central IAGSA San Buenaventura Central SUR Unidad MOA06	120,0	
	ENDE GUARACACHI	Solar		2,0	
	GBE	Termo		5,0	
	ENDE GUARACACHI	Termo		9,0	
	ENDE ANDINA	Termo		1,2	
	ENDE GENERACION	Termo		0,02	
2018	ENDE CORANI	Hidro	Ingreso Central San José Ingreso Unidad COR05 Ingreso Central Uyuni Repotenciamiento de Central Yunchara Ingreso de la Central San Borja Ingreso de la Central Rurrenabaque Ingreso de la Central Yucumo Ingreso de los excedentes de energía de UNAGRO al SIN Ingreso de la Central Santa Ana de Yacuma Ingreso de la Central San Ignacio de Moxos	55,0	
	ENDE CORANI	Hidro		6,7	
	ENDE GUARACACHI	Solar		60,1	
	ENDE GUARACACHI	Solar		3,0	
	ENDE GENERACION	Termo		1,2	
	ENDE GENERACION	Termo		1,8	
	ENDE GENERACION	Termo		0,4	
	ENDE GENERACION	Termo		8,6	
	ENDE GENERACION	Termo		1,6	
	ENDE GENERACION	Termo		0,4	
				Hidro 429,1	
				Termo 1.264,3	
			Eólico 27,0		
			Solar 65,1		



Subestación Caranavi 115 KV - ENDE TRANSMISIÓN

CUADRO 27
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2018

REDUCCIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN					
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)	
2000	EGSA	Termo	ARJ04, ARJ07	(5,4)	
2001	EGSA	Termo	GCH05	(19,2)	
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(37,1)	
2002	EGSA	Termo	GCH03	(19,1)	
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(18,6)	
2003	COBEE	Hidro	ACH, SRO	(16,5)	
2009	EGSA	Termo	GCH01	(2,9)	
	COBEE	Hidro	ANG01, ANG02, ANG03	(0,2)	
2010	CORANI	Hidro	*Central Santa Isabel	(2,1)	
	HB	Hidro	*Sistema Taquesi	(1,1)	
	SYNERGIA	Hidro	*Kanata	(0,1)	
	ERESA	Hidro	*Sistema Yura	(0,0)	
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi	(3,3)	
	EGSA	Termo	*Central Santa Cruz	(1,0)	
	EGSA	Termo	*Central Aranjuez	(6,5)	
	VHE	Termo	*Central Carrasco	(2,1)	
2011	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	(2,3)	
2012	EGSA	Termo	Central Guaracachi (temperatura máxima)	(2,2)	
	EGSA	Termo	Central Santa Cruz (temperatura máxima)	(0,4)	
	COBEE	Termo	"Central Kenko (temperatura máxima)	(0,1)	
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Reducción de capacidad Centrales Moxos y Trinidad	(0,4)	
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)	
	COBEE	Hidro	Inundación Central Sainani	(10,5)	
2015	EGSA	Termo	Central UNAGRO	(0,5)	
	EGSA	Termo	Central Aranjuez (retiro unidad ARJ10)	(1,5)	
2016	HB	Hidro	CJL01, CJL02	(0,9)	
	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Guaracachi (temperatura máxima)	(2,4)	
	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Santa Cruz (temperatura máxima)	(0,4)	
	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Aranjuez (temperatura máxima)	(0,1)	
	ENDE ANDINA	Termo	Central Warnes (temperatura máxima)	(3,6)	
2017	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Guaracachi (temperatura media)	(5,0)	
	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Santa Cruz (temperatura media)	(0,4)	
	ENDE GUARACACHI	Termo	karachipampa	(3,5)	
	ENDE ANDINA	Termo	Central Warnes (temperatura media)	(1,7)	
	ENDE GENERACION	Termo	Central Moxos (temperatura media)	(3,3)	
2018	ENDE GUARACACHI	Termo	San Buenaventura (Según declaración del Agente)	(6,0)	
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Retiro de las unidades MOS15 y MOS16	(2,9)	
			Hidro	(34,3)	
			Termo	(162,6)	

(*) 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 hasta la gestión 2016 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. Para la gestión 2017 se considera nuevamente la capacidad de generación a temperatura media anual.

GRÁFICO 24
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR (MW) - 1996 - 2018

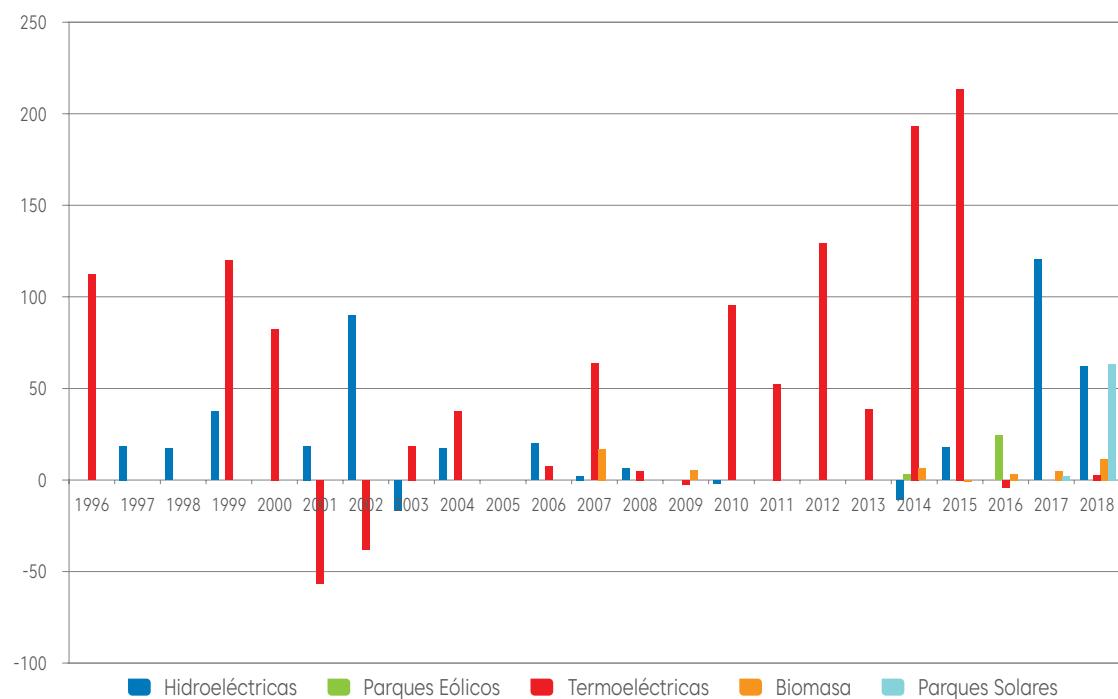


GRÁFICO 25
DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA DEL SIN (GWh) - 1996 - 2018

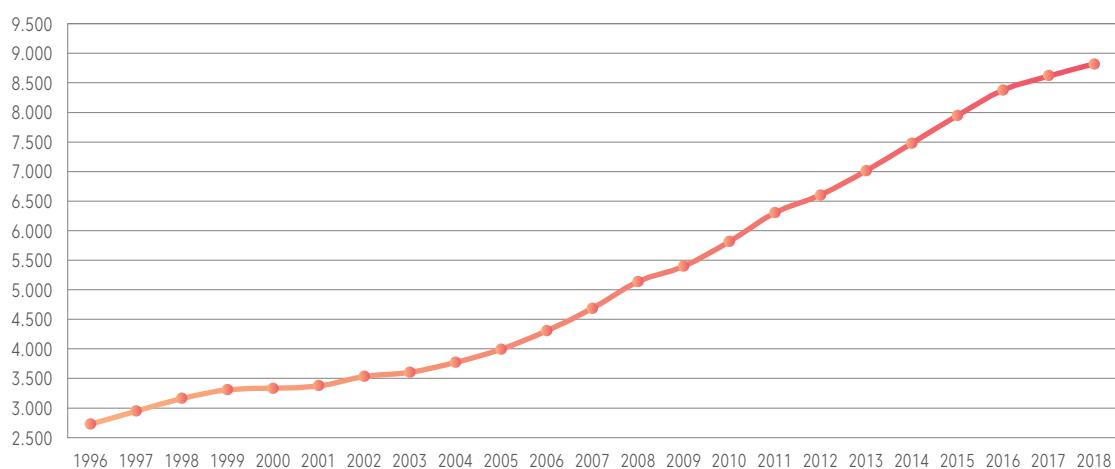


GRÁFICO 26
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 1996 - 2018

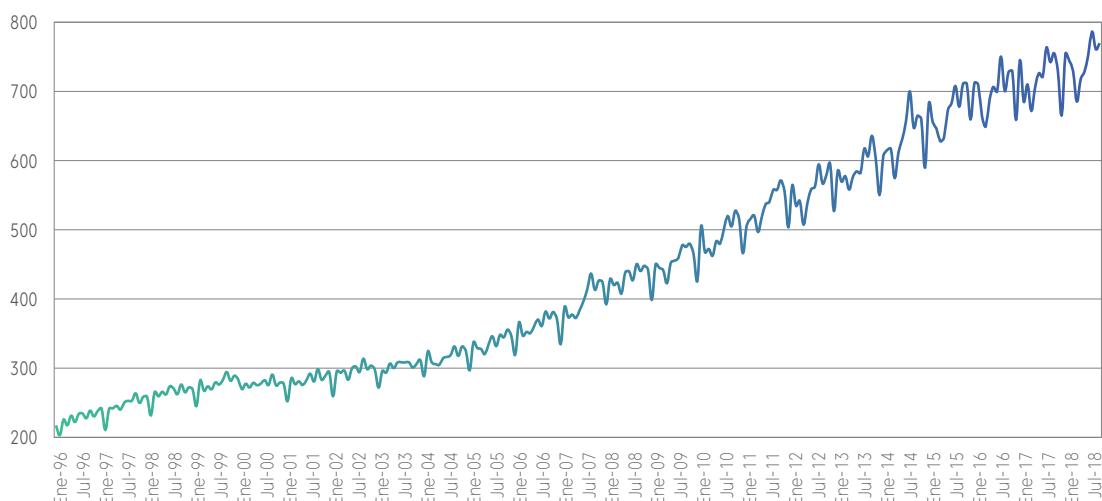


GRÁFICO 27
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 2006 - 2018

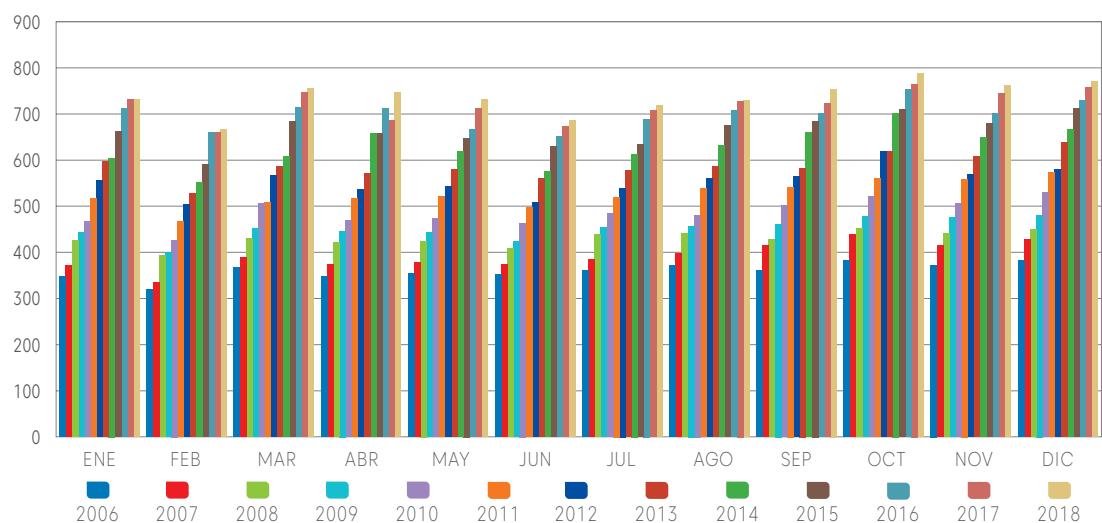


GRÁFICO 28
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)

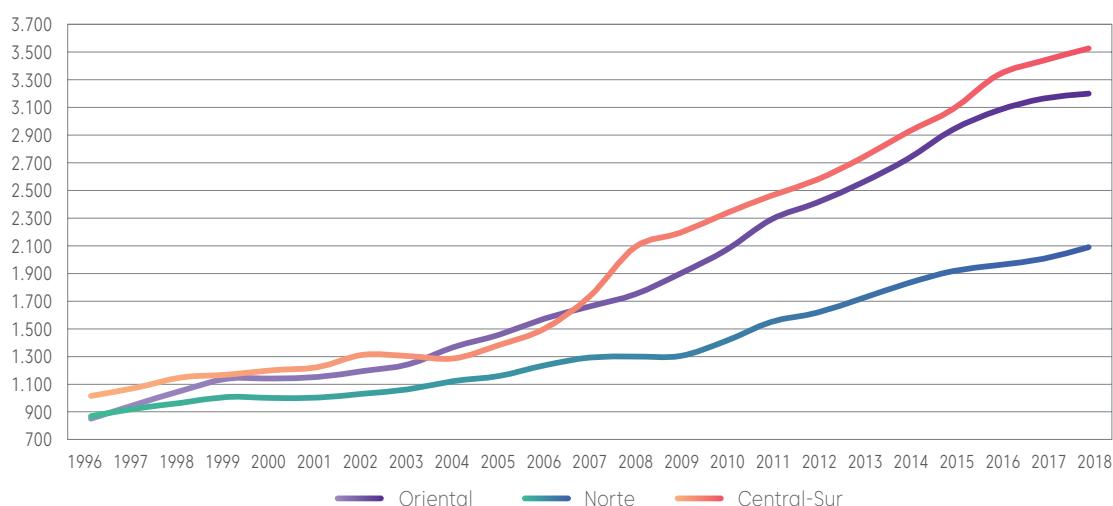


GRÁFICO 29
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

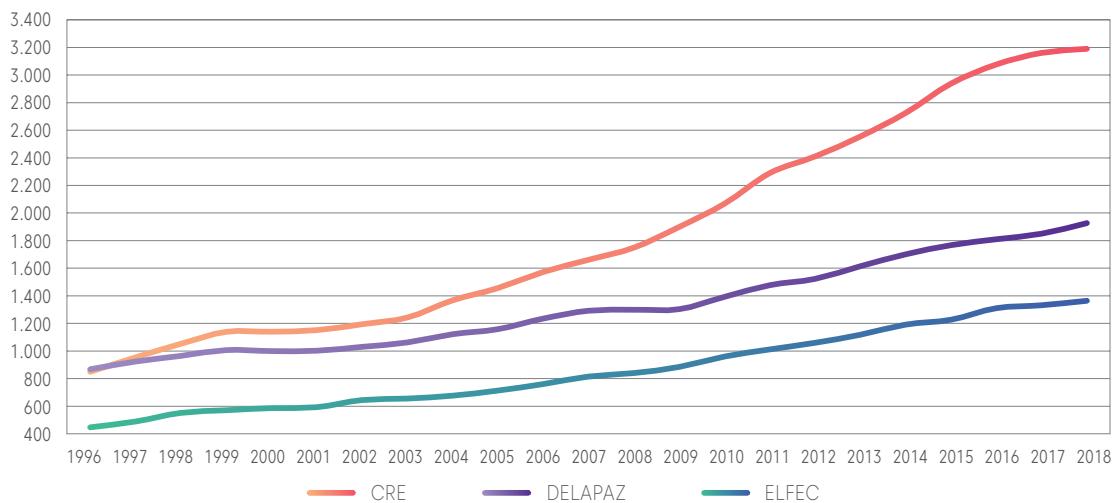
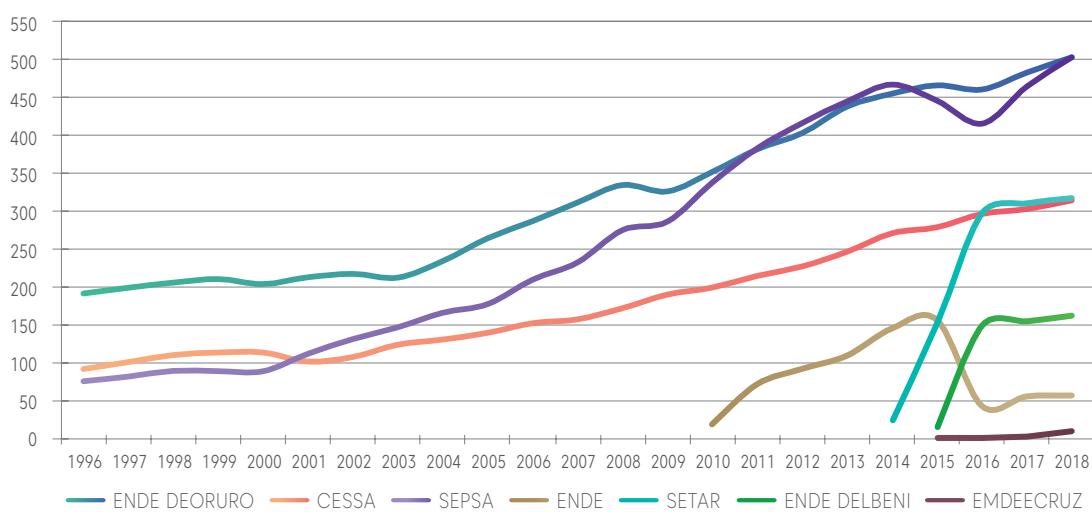
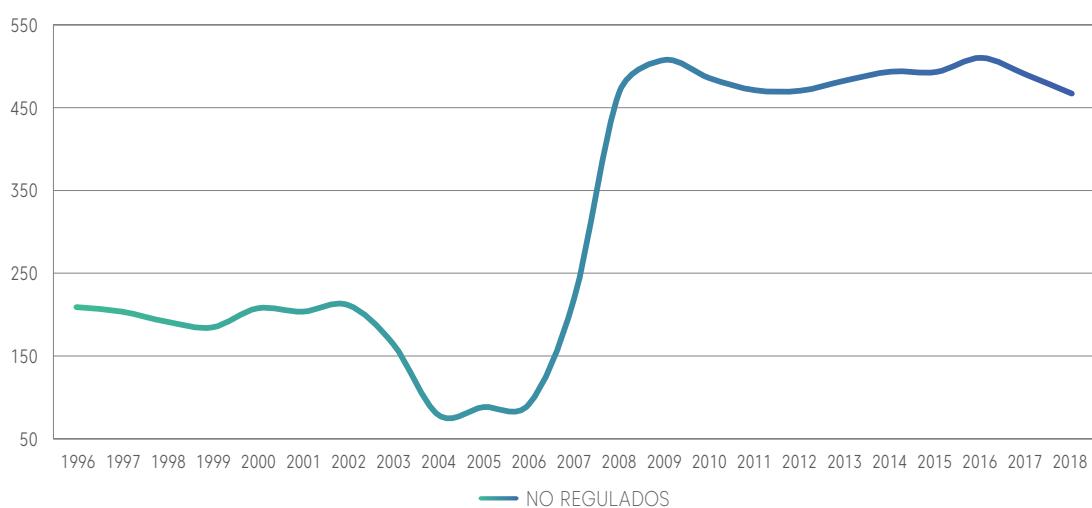


GRÁFICO 30
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)



Nota. - A partir de la gestión 2015, se considera la totalidad de la demanda de Tarija en el SIN

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
2016	8.377,8	1.433,6	5,4	4,6
2017	8.613,7	1.458,5	2,8	1,7
2018	8.821,7	1.511,2	2,4	3,6

GRÁFICO 32
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)

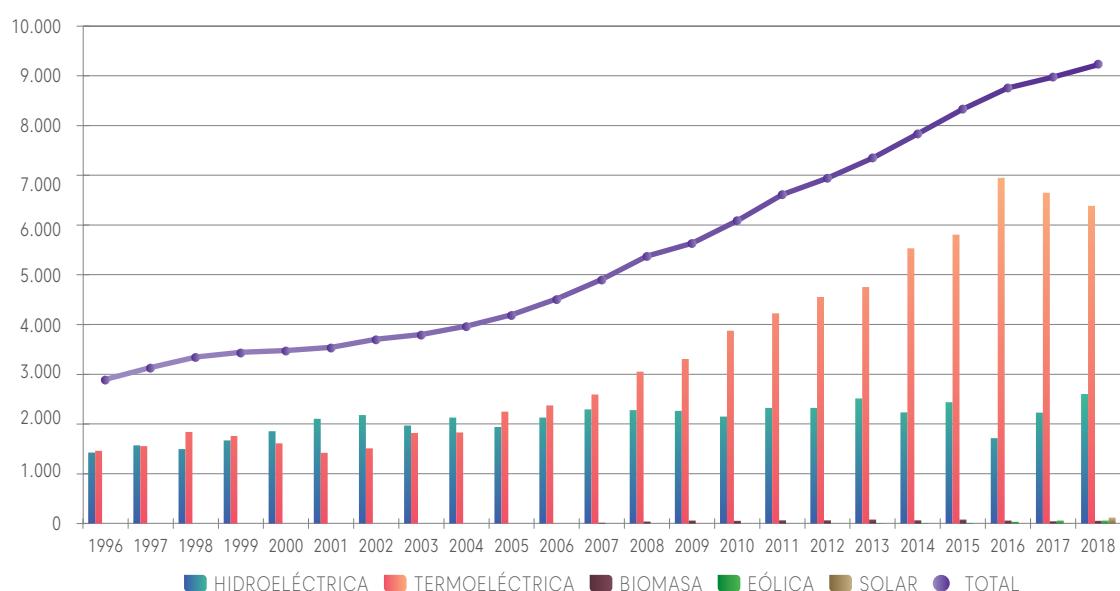


GRÁFICO 33
PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)
TEMPERATURA MEDIA

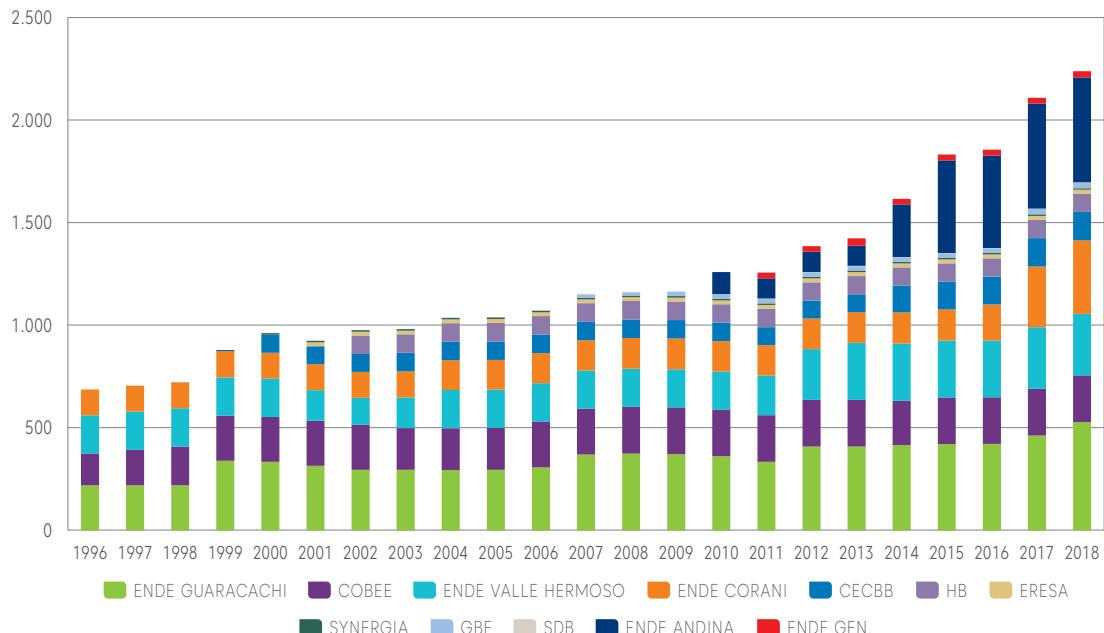


GRÁFICO 34
PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)
TEMPERATURA MAXIMA

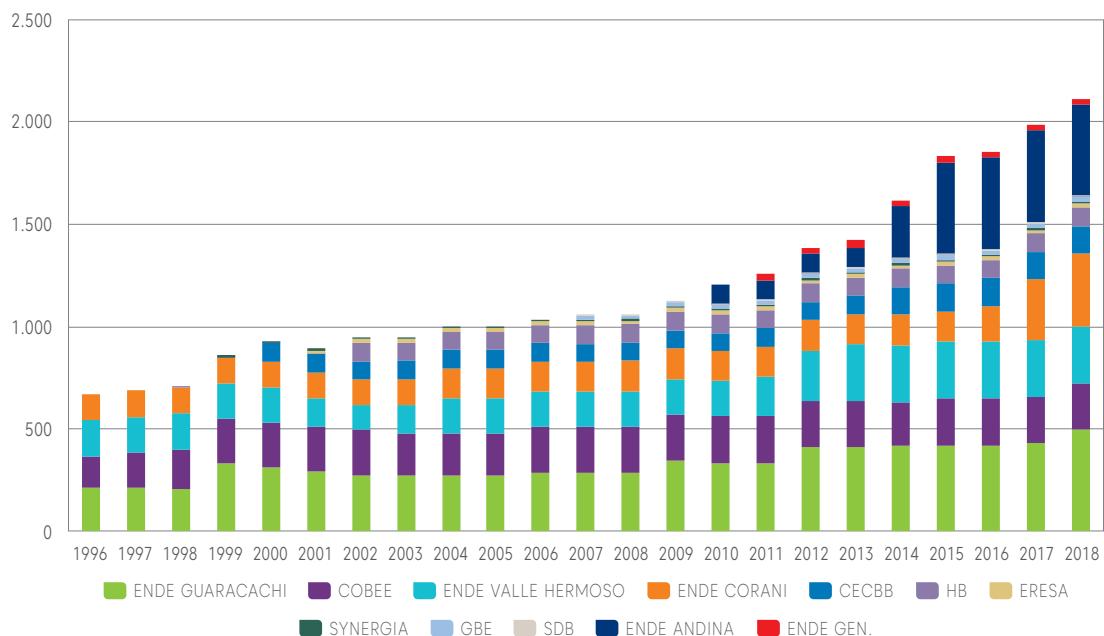
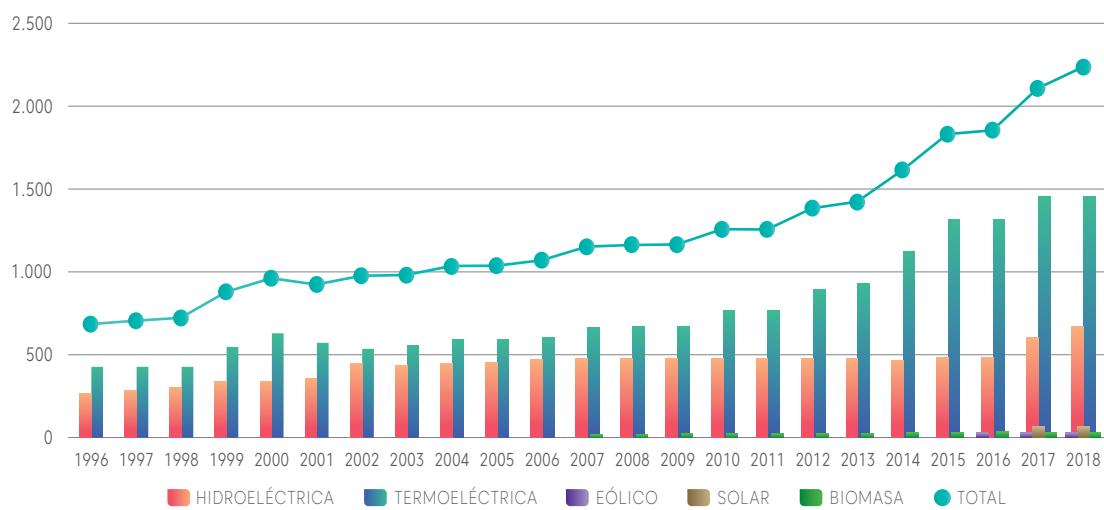


GRÁFICO 35
CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)



Nota.- Desde la gestión 2011 hasta la gestión 2016, se considera la capacidad de generación a temperatura máxima probable, a partir de la gestión 2017 se considera la capacidad de generación a temperatura media.

GRÁFICO 36
PARTICIPACIÓN ANUAL DE GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA (GWh)

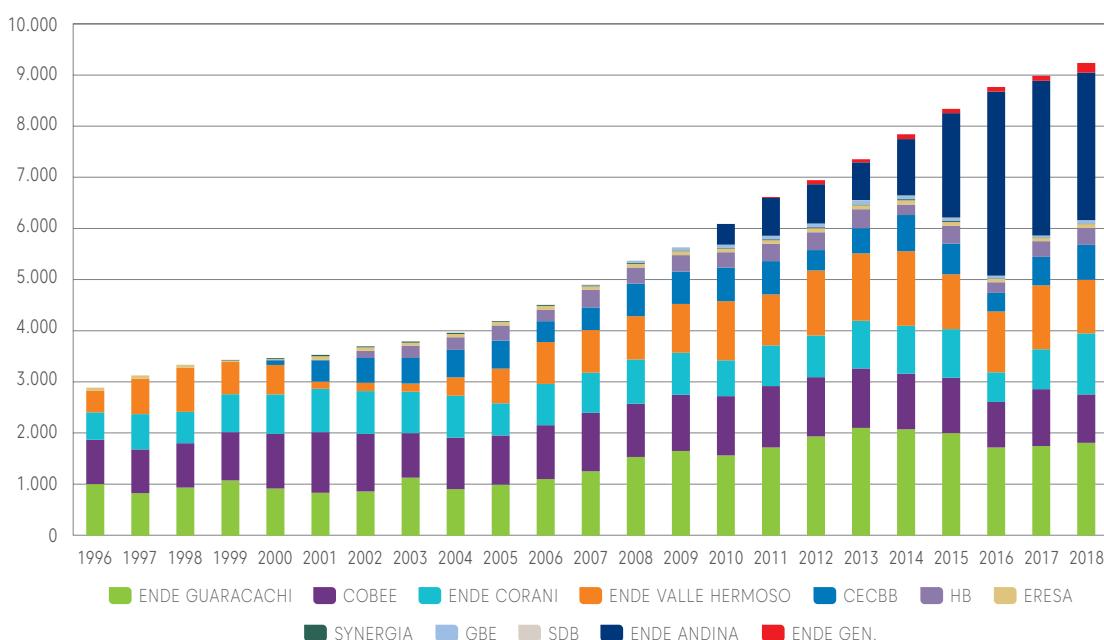


GRÁFICO 37
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN

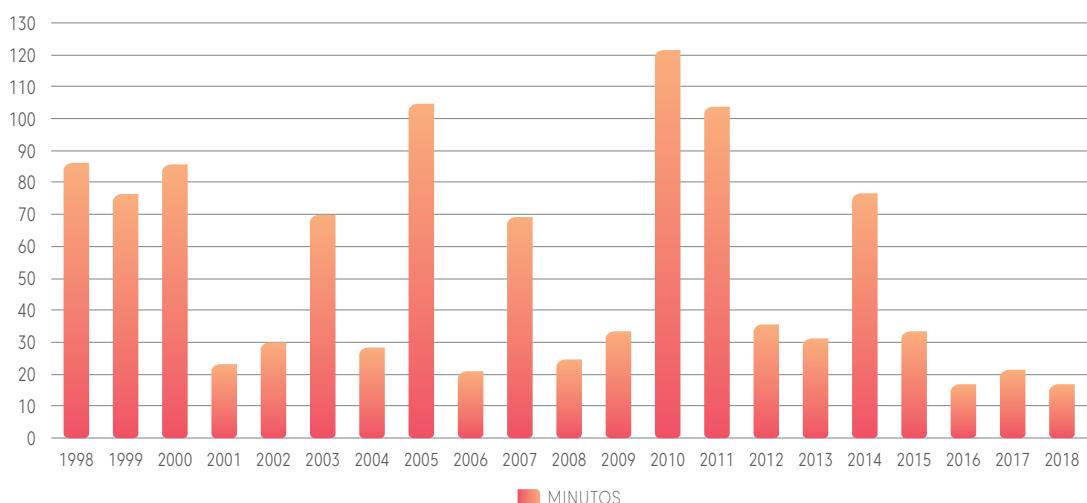


GRÁFICO 38
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS SPOT DE ENERGÍA (US\$/MWh) (Sin IVA)

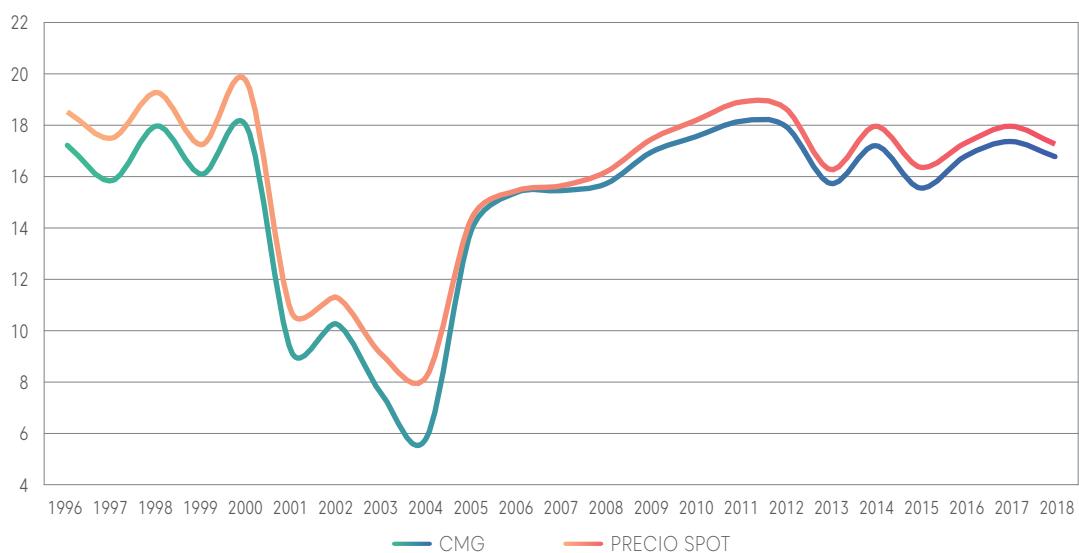
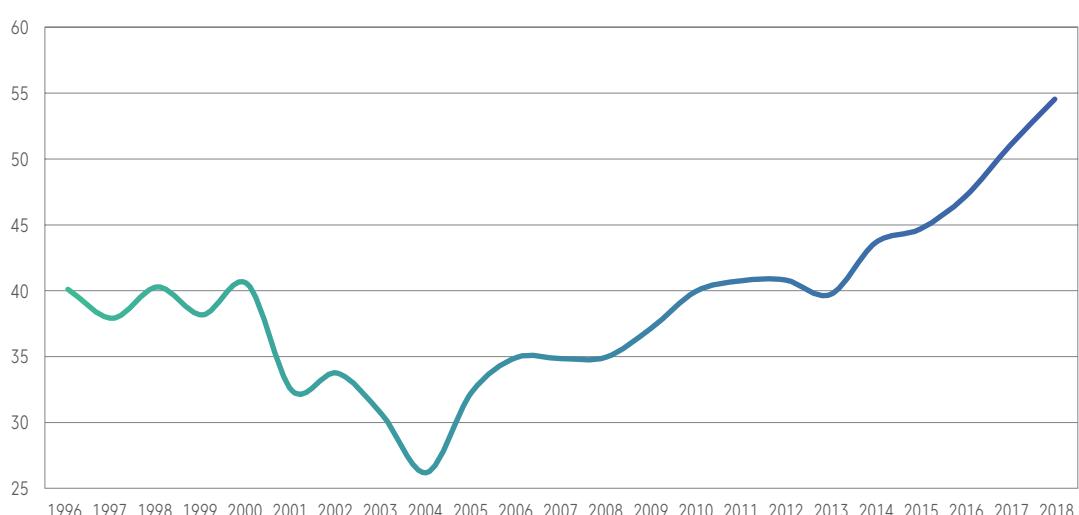


GRÁFICO 39
PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh) (Sin IVA)







ANEXOS

CONTENIDO



CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2018	2
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2018	2
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2018	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2018	4
OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2018	4
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2018	5
INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2018	6
RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2018	7
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2018	8
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2018	10
CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) - JUEVES 27 DE SEPTIEMBRE DE 2018	12
POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2018	13
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2018	14
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2018	15
POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2018	16
FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2018	19
RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACIÓN - AÑO 2018	20
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2018	20
PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2018	21
PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2018	22
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2018	23
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2018	23
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS - PERÍODO 2008 - 2018	23
CONSUMO DE DIESEL EN LITROS - PERÍODO 2012 - 2018	25
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2018 - CORANI	25
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2018 - ZONGO	25
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2018 TIQUIMANI - SAN JACINTO - MISICUNI - MIGUILLAS	26
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2018 ANGOSTURA - CHOJLLA	27
EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m ³ /s) - PERÍODO 2002- 2018	27
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) PERÍODO 1996 - 2018	28
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) PERÍODO 1996 - 2018	28
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2018	28
DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERÍODO 1996 - 2018	28
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2018 TEMPERATURA MEDIA	29
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2018 TEMPERATURA MÁXIMA	30
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERÍODO 1996 - 2018	31
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2018	32
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2018	32
OFERTA (T ^o MEDIA) Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2018	32
COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERÍODO 1998 - 2018	33
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2018	34
PRECIOS SPOT SIN IVA PERÍODO 1996 - 2018	34
PRECIOS SEMESTRALES PERÍODO 1996 - 2018	35
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2018	36
AGENTES DEL MEM - GESTIÓN 2018	38
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ACTUALIZADO AL 31 DE DICIEMBRE 2018	39

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2018

AGENTE	CENTRAL	NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	AGENTE	CENTRAL	UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA (MW) T ⁺ MEDIA	CAPACIDAD EFECTIVA (MW) T ⁺ MAXIMA	AGENTE	CENTRAL	UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA (MW) T ⁺ MEDIA	CAPACIDAD EFECTIVA (MW) T ⁺ MAXIMA	
ENDE CORANI	CORANI	5	64,32	ENDE GUARACACHI	GUARACACHI (26 °C / 37 °C)	GCH01	18,62	16,84	ENDE	MOXOS	MOA02	1,28	1,28	
	SANTA ISABEL	5	91,11			GCH02	17,62	15,99			MOA05	1,10	1,10	
	SAN JOSÉ 1	2	55,00			GCH04	19,95	18,10			MOA06	1,12	1,12	
	SUBTOTAL	12	210,43			GCH06	20,71	18,79			MOA07	1,10	1,10	
	ZONGO	1	11,04			GCH09 (1)	61,26	57,14			MOA08	1,10	1,10	
	TIQUIMANI	1	9,72			GCH10 (1)	66	55,97			SUBTOTAL	5,70	5,70	
COBEE	BOTULACA	3	6,81			GCH11	62,22	57,00	ENDE	MOXOS	MO501	1,39	1,39	
	CUITICUCHO	5	22,97			GCH12 (1)	85,57	79,81			MO502	1,43	1,43	
	SANTA ROSA BC	1	6,90			SUBTOTAL	345,95	319,64			MO503	1,40	1,40	
	SANTA ROSA AC	1	10,69			SANTA CRUZ (26 °C / 37 °C)	SCZ01	20,76			MO504	1,42	1,42	
	SAINANI	1	10,50			SCZ02	21,19	19,23			MO505	1,39	1,39	
	CHURURQUI	2	25,39			UNAGRO (BIOMASA)	UNA01	14,57			MO506	1,40	1,40	
COBEE	HARCA	2	25,85			SAN BUENAVENTURA (BIOMASA)	SBU01	6,00	ENDE	MOXOS	MOS07	1,41	1,41	
	CAHUA	2	28,02			SUBTOTAL	62,52	56,64			MOS08	1,38	1,38	
	HUAJI	2	30,15			ARJ01	2,7	2,7			MOS09	1,4	1,4	
	SUBTOTAL	21	186,04			ARJ02	2,24	2,24			MOS10	1,41	1,41	
	MIGUILA	2	2,55			ARJ03	2,62	2,62			MOS11	1,39	1,39	
	ANGOSTURA	3	6,23			ARJ08	18,39	16,96			MOS12	1,4	1,4	
COBEE	CHOQUETANGA	3	6,20			ARJ09	1,49	1,49	ENDE	MOXOS	MOS13	1,38	1,38	
	CARABUCO	1	6,13			ARJ11	1,49	1,49			MOS14	1,38	1,38	
	SUBTOTAL	9	21,11			ARJ12	1,6	1,6			SUBTOTAL	19,58	19,58	
	HB	CHOJILLA	1	38,40		ARJ13	1,55	1,55			SISTEMA TRINIDAD	25,28	25,28	
	YANACACHI	1	50,79	ARJ14		1,51	1,51	RURRENABAQUE			RRE01	1,2	1,2	
	SUBTOTAL	2	89,19	ARJ15		1,6	1,6	RRE02			0,6	0,6		
SYNERGIA	KANATA	1	7,54	SUBTOTAL		35,19	33,76	SAN BORJA			SBO01	1,2	1,2	
	KILPANI	3	11,49	ENDE GUARACACHI		KARACHIPAMPA (9 °C / 19 °C)	KAR01	ENDE	YUCOMO	YUC01	0,35	0,35		
	RIO ELÉCTRICO	LANDARA	3	5,15		KENKO (10 °C / 18 °C)	KEN01			9,35	SANTA ANA YACUMA	SAY01	1	1
	PUNUTUMA	1	2,40	KEN02		9,35	8,89			SAN IGNACIO DE MOXOS	SAY02	0,62	0,62	
	SUBTOTAL	7	19,04	SUBTOTAL		18,70	17,78			SUBTOTAL	5,35	5,35		
	SDB	QUEHATA	2	1,97		VHE01	18,52	17,10		SISTEMA TRINIDAD	25,28	25,28		
ENDE GUARACACHI	SAN JACINTO	2	7,60	VHE02		18,81	17,34	ENDE	YUCOMO	RURRENABAQUE	RRE01	1,2	1,2	
	ENDE	MISICUNI	3	120,00		VHE03	18,32	16,88		RRE02	0,6	0,6		
	ENDE CORANI	QOLLPANA (2) (EÓLICO)	10	27,00		VHE04	18,63	17,17		SAN BORJA	SBO01	1,2	1,2	
	ENDE GUARACACHI	YUNCHARÁ (3) (SOLAR)	2	5,00		SUBTOTAL	74,28	68,49		YUC01	0,35	0,35		
	ENDE GUARACACHI	YUNANI (4) (SOLAR)	21	60,06		ENDE VALLE HERMOSO	VALLE HERMOSO (18 °C / 28 °C)	CAR01	ENDE	YUCOMO	SANTA ANA YACUMA	SAY01	1	1
	SUBTOTAL	7	19,04	ENDE VALLE HERMOSO		CARRASCO (26 °C / 37 °C)	CAR02	SAY02		0,62	0,62			
TOTAL HIDRO			59	664,91		SUBTOTAL	109,04	101,13		SUBTOTAL	5,35	5,35		
			10	27,00		BUL01	44,82	43,23		SISTEMA TRINIDAD	25,28	25,28		
			23	65,06		BUL02	44,82	43,23		RURRENABAQUE	RRE01	1,2	1,2	
						BUL03	49,02	48,95		RRE02	0,6	0,6		
						SUBTOTAL	138,66	135,41		SAN BORJA	SBO01	1,2	1,2	
						ERI01	28,72	26,43		YUC01	0,35	0,35		
ENDE ANDINA	ENTRE RIOS	ENTRE RIOS (26 °C / 37 °C)				ERI02	28,04	25,80	ENDE	YUCOMO	EL ALTO (10 °C / 18 °C)	ALT01	17,5	16,19
						ERI03	29,15	26,81			ALT02	32,35	30,00	
						ERI04	28,44	26,17			SUBTOTAL	49,85	46,19	
						SUBTOTAL	114,33	105,21			VHE05	10,58	9,79	
						SUR01	43,83	36,88			VHE06	10,58	9,79	
						SUR02	43,51	36,44			VHE07	10,58	9,79	
ENDE ANDINA	DEL SUR	DEL SUR (22 °C / 38 °C)				SUR03	44,16	37,16			VHE08	10,58	9,79	
						SUR04	44,00	37,07			SUBTOTAL	42,32	39,16	
						SUBTOTAL	175,36	147,55			WAR01	44,58	39,36	
						GBE	GUABIRÁ (BIOMASA)	GBE01	ENDE	YUCOMO	WAR02	44,00	38,86	
						GBE	IAGSA (BIOMASA)	IAG01			WAR03	44,33	39,15	
						TOTAL	44	1 111,74			WAR04	44,55	39,34	
ENDE ANDINA						TOTAL	23	65,06			WAR05	44,00	38,85	
						SUBTOTAL	221,46	195,56			TOTAL	38	368,58	
													TOTAL	333,35

© 2019 Pearson Education, Inc.

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

(1) Se presenta la capacidad de las unidades GCH09, GCH10 y GCH12 en s

(2) Se presenta la capacidad de las unidades de Central Eólica Qollpana.

(3) Se presenta la capacidad de la Central Solar Fotovoltaica Yunchará.

(4) Se presenta la capacidad de la Central Solar Fotovoltaica Uyuni.

EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2018

Empresas de Transmisión	Tensión (kV)	Longitud (km)
ENDE TRANSMISIÓN S.A.	230	1.588,6
	115	1.360,2
	69	119,1
ISA BOLIVIA	230	587,0
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	115	491,1
TESA	230	1.050,4
	230	167,5
Total SIE		5.743,9

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2018

Tensión	Empresa	Tramo	Conductor	Capacidad (MW)	Longitud (Km)
230 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Bélgica - Guaracachi	RAIL	142,5	34,6
		Bélgica - Troncos	FLINT	160,0	98,8
		Carrasco - Bélgica	RAIL	130,0	145,0
		Carrasco - Chimoré	RAIL	130,0	75,3
		Carrasco - Santiváñez	RAIL	130,0	225,6
		Chimoré - Villa Tunari	RAIL	130,0	33,6
		Mazocruz-Vinto Capacitor	RAIL	130,0	193,6
		Miguelito - Santiváñez I	FLINT	219,5	79,0
		Miguelito - Santiváñez II	FLINT	219,5	79,0
		Palca - Mazocruz I	RAIL	189,1	36,0
		Palca - Mazocruz II	RAIL	189,1	36,0
		San José - Miguelito	FLINT	333,8	3,4
		San José - Valle Hermoso	RAIL	130,0	59,6
		Santiváñez - Vinto	RAIL	130,0	123,7
		Uyuni - Solar Uyuni	RAIL	215,7	4,6
		Valle Hermoso - Santiváñez	RAIL	130,0	22,7
		Villa Tunari - San José	RAIL	130,0	45,8
		Warne - Bélgica	RAIL	275,0	16,5
		Warne - Brechas I	FLINT	163,4	119,2
		Warne - Brechas II	FLINT	163,4	119,2
		Warne - Urubó	RAIL	230,0	37,4
		Las Carreros - Tarija	RAIL	150,0	74,2
		Palca - Cumbre	RAIL	155,9	31,0
		Punutuma - Las Carreras	RAIL	150,0	181,1
		Santiváñez - Palca I	RAIL	155,9	244,0
		Santiváñez - Palca II	RAIL	155,9	244,0
		Tarija - Yaguacua I	RAIL	160,0	138,0
		Tarija - Yaguacua II	RAIL	160,0	138,0
115 kV	ISABOL	Arboleda - Urubó	ACARD	142,5	62,0
		Carrasco - Arboleda	ACARD	142,5	102,0
		Santiváñez - Sucre	RAIL	142,5	246,0
		Sucre - Punutuma	DRAKE	142,5	177,0
		Punutuma - Uyuni	ACARD	140,0	92,0
		Uyuni - Lítio	ACARD	140,0	75,5
		Subtotal		3.393,5	
115 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Arocagua - Valle Hermoso I	IBIS	74,0	5,4
		Arocagua - Valle Hermoso II	IBIS	74,0	5,4
		Caranavi - Chuspipata	IBIS	74,0	63,9
		Caihuasi - Jeruyo	IBIS	74,0	45,6
		Catavi - Ocuri	IBIS	74,0	97,8
		Catavi - Sacaca	IBIS	74,0	43,4
		Cataricagua - Catavi	IBIS	74,0	33,5
		Chuspipata - Cumbre	IBIS	90,0	45,0
		Corani - Arocagua	IBIS	74,0	38,1
		Corani - Santa Isabel	IBIS	74,0	6,4
		Huqij - Caranavi	IBIS	90,0	74,5
		Kenko - Senkata I	IBIS	74,0	6,3
		Kenko - Senkata II	RAIL	117,0	8,0
		Ocuri - Potosí	IBIS	74,0	84,4
		Potosí - Punutuma	IBIS	74,0	73,2
		Paracaya - Qolpana	IBIS	90,0	67,7
		La Plata - Potosí	IBIS	38,0	18,0
		Lítio - Solar	ACARD + AL XLPE	54,4	81,4
		Punutuma - Atocha	IBIS	74,0	104,4
		Sacaba - Arocagua	IBIS	74,0	14,9
		Sacaba - Paracaya	IBIS	90,0	24,1
		Santa Isabel - Sacaba	IBIS	74,0	31,4
		Santa Isabel - San José	IBIS	74,0	8,9
		Senkata-Mazocruz	RAIL	130,0	7,8
		Sucre - La Plata	IBIS	38,0	88,2
		Irpa Irpa - Sacaca	IBIS	74,0	43,2
		Valle Hermoso - Irpa Irpa	IBIS	74,0	46,5
		Valle Hermoso - Caihuasi	IBIS	74,0	120,1
		Vinto - Cataricagua	IBIS	74,0	43,3
115 kV	ENDE	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		1.851,3	
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
		La Plata - Karachipampa	IBIS	31,8	7,0
		Subtotal		119,1	
		Total		5.363,9	

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2018

Tipos	Empresa	Subestación	MVA
ENDE TRANSMISION	Brechos (*)		3 x 50
	Litio (*)		3 x 50
	Mazocuz (*)		3 x 50
	Pumuluma (*)		3 x 33,3
	San José (*)		3 x 25
	Santhirónvez (*)		3 x 50
	Tarija (*)		3 x 25
	Torcos (*)		3 x 50
	Vale Hermoso (*)		3 x 50
	Vinto (*)		3 x 33,3
Transformadores 230/115 kV	Wernes (*)		3 x 50
	Cumbre (*)		3 x 50
	Pojoa (*)		3 x 50
	Tarija (*)		3 x 25
ISA	Arboleada (*)		3 x 33,3
	Sucre (*)		3 x 33,3
Subtotal			1975,0

Transformadores 230/69 kV	ENDE TRANSMISIÓN ENDE	Brechas (*) Guarcoachi (*) Urubó (*) Yoguacua (*) Punutuma (*) Sucre (*) Urubó (*)	3 x 50 6 x 25 3 x 50 3 x 25 3 x 20 3 x 20 3 x 50
		Subtotal	795,0
Transformadores 115/69 kV	ENDE TRANSMISIÓN ENDE	Atocha Catoví Plata Potosí Vinto	25,0 2 x 25 50,0 50,0 2 x 50
		Subtotal	275,0
Transformadores 115/10 kV	ENDE ENDE	Luciánita	2 x 25 50,0
		Subtotal	
Transformadores 115/24,9 kV	ENDE TRANSMISIÓN ENDE	Solar Trinidad	2 x 50 25,0
		Subtotal	125,0
Transformadores 115/34,5 kV		San Roja San Ignacio de Moyos Yucumo	25,0 12,5 25,0
		Subtotal	62,5
Transformadores 230/24,9 kV	ENDE ENDE	Los Carreros	12,5
		Subtotal	

(*) Unidades Monofásicas

OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL SISTEMA DICIEMBRE 2018

Tipo	Empresa	Subestación	Tensión kV	MVAr
Capacitores en derivación	ANEJEZ	69	7,2	
	Atocha	69	7,2	
	Cotovi	69	7,2	
	Irpalpa	115	12,0	
	Kenko	69	12,0	
	Plata	115	12,0	
	Potosí	69	1 x 7,2 + x 12,0	
	Vinto	69	1 x 7,2 + x 6,6	
	Vinto	115	2 x 12,0	
	Total	126,6		
Capacitor serie	ENDE TRANSMISIÓN	230	54,9	
	Total	54,9		
Reactores de linea/borra	Bréchitas	230	21,0	
	Corosco	230	1 x 12,0 + 1 x 21,0	
	Santiván ez	230	1 x 15,0 + 1 x 2 x 9	
	Vinto	230	21,0	
	Solar	115	9,0	
	San Ignacio de Mojos	115	9,0	
	Yacuumo	115	5,0	
	Los Carreras	230	21,0	
	Polca	230	2x12	
	Santiván ez	230	2x18	
ISA	Yacuacua	230	2x15	
	Punutuma	230	2 x 12	
	Sacré	230	2 x 12	
	Unubó	230	12,0	
TESA	Lito	230	15,0	
	Vjuni	230	15,0	
Total				

PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2018

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Hidroeléctrica													
Zongo (1)	116.265	54.107	45.924	63.007	55.343	57.161	48.288	55.772	39.089	82.798	95.937	106.659	820.449
Corani (2)	32.988	109.915	134.509	49.042	102.722	80.053	78.563	96.920	97.011	99.772	120.184	131.184	1.132.861
Tacuysi	50.833	46.266	46.971	25.338	11.956	9.578	6.903	15.676	12.540	33.107	28.007	38.580	328.756
Miguiillas	9.907	11.127	11.342	7.127	5.789	7.656	8.539	10.848	6.199	9.797	11.830	8.794	108.775
Yura	5.889	7.202	8.690	6.977	6.320	6.529	6.016	5.745	5.327	5.244	5.067	75.580	
Kanata	SYNERGIA	1.365	1.244	0	326	794	1.096	1.290	1.328	1.333	1.520	1.529	1.282
Quebrata	SDB	563	597	891	1.114	745	647	497	492	333	457	543	461
San Jacinto	ENDE GUARACACHI	4.995	4.966	5.097	1.524	879	440	532	413	443	918	1.018	2.834
Misicuni	ENDE GENERACIÓN	2.915	2.795	2.693	2.752	3.238	4.105	4.673	5.550	6.407	19.597	21.082	21.943
Subtotal		225.719	238.218	256.117	157.206	187.786	167.264	155.858	193.014	169.099	253.293	285.395	316.823
Edifica													
Qolipana (Fase I)	ENDE CORANI	743	371	664	1.328	1.139	1.294	1.359	1.280	1.382	927	928	12.385
Qolipana (Fase II)	ENDE CORANI	1.889	1.000	3.376	1.670	3.876	4.408	5.584	5.142	5.887	5.906	3.917	3.779
Subtotal		2.652	1.371	4.346	2.334	5.224	5.547	6.878	6.501	7.167	7.289	4.845	4.707
Solar													
Yunchirá	ENDE GUARACACHI	361	416	537	893	1.123	926	1.034	1.153	1.170	1.085	976	898
Uyuni (3)	ENDE GUARACACHI	0	0	5.808	12.158	11.568	10.240	10.604	12.151	12.277	13.006	12.284	11.370
Subtotal		361	416	6.345	13.051	12.691	11.166	11.639	13.304	13.447	14.091	13.259	12.288
Biomasa													
Guabirá	GBE	0	0	0	0	0	0	7.390	14.514	14.013	13.737	8.237	0
Ungro	ENDE GUARACACHI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	1.608	6.416
EASBA	ENDE GUARACACHI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.770
Subtotal		0	0	0	0	0	0	7.390	14.514	14.013	15.121	10.642	9.084
Termoeléctrica													
Guaracachi	ENDE GUARACACHI	131.022	103.042	122.084	135.627	135.006	133.172	130.201	119.494	132.381	125.312	79.697	90.716
Sancto Cruz	ENDE GUARACACHI	5.877	6.544	5.018	9.338	3.697	2.115	2.123	1.967	5.647	4.202	10.031	5.341
Bulo Bulo	CECBB	45.679	53.303	50.493	66.301	61.261	43.259	48.561	60.911	66.600	67.374	64.126	55.638
Carrasco	ENDE VALLE HERMOSO	41.775	42.832	49.267	63.284	46.656	32.891	49.349	35.530	51.160	40.128	56.362	38.251
Aranjuez - TG	ENDE GUARACACHI	11.716	10.872	11.116	12.120	7.079	12.220	11.985	12.715	12.052	11.835	11.902	12.274
Aranjuez - MG	ENDE GUARACACHI	40	0	4	30	1.773	0	212	28	0	183	359	0
Karachipampa	ENDE GUARACACHI	952	1.082	1.178	2.040	0	0	0	0	0	0	0	5.254
Keniko	COBEE	39	0	359	3.295	1.420	1.069	2.164	1.684	3.814	1.348	1.232	3.355
El Alto	ENDE VALLE HERMOSO	16.098	16.445	18.621	9.294	3.668	2.844	3.555	2.560	5.999	2.720	3.355	1.577
Valle Hermoso	ENDE VALLE HERMOSO	34.843	27.443	26.790	52.090	37.846	34.180	42.567	38.612	45.087	31.666	25.677	14.504
Aranjuez - DF	ENDE GUARACACHI	51	0	30	1.737	0	0	0	0	0	181	151	0
Entre Ríos	ENDE ANDINA	9.809	13.485	7.200	22.070	3.238	1.184	1.448	492	5.137	2.621	7.187	2.352
Del Sur (9)	ENDE ANDINA	99.447	74.751	86.280	82.913	108.449	113.662	121.233	112.318	107.873	111.600	104.916	98.850
Wanres	ENDE ANDINA	128.461	97.116	133.120	140.359	140.974	144.885	144.806	143.312	159.437	128.589	110.513	131.323
Moos	ENDE GENERACIÓN	7.937	7.187	8.081	8.377	7.932	5.924	6.592	6.383	7.662	8.878	8.312	8.347
San Bartolí (4)	ENDE GENERACIÓN	7	0	0	0	4	0	210	0	0	0	5	0
Rurrenabaque (5)	ENDE GENERACIÓN	8	0	0	0	4	0	0	1	0	0	1	0
Yucuma (6)	ENDE GENERACIÓN	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
S.A. Yacuma (7)	ENDE GENERACIÓN	0	8	14	12	116	25	2	13	0	4	5	6
S.I. Moocs (8)	ENDE GENERACIÓN	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	4
Subtotal		533.752	454.109	519.626	467.143	560.380	527.418	565.010	536.022	582.848	536.439	483.830	459.544
TOTAL		762.464	694.114	786.435	779.735	746.082	718.786	753.839	762.854	787.682	811.954	793.745	802.446

(1) Ingreso en operación comercial de la línea Huají - Carraní 115 kV (marzo 2018) para la operación comercial de la Central Termoeléctrica YUCUMO (Enero 2018).
 (2) Ende Corani declaró la disponibilidad para la operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José 1 (Enero 2018).
 (3) Ende Guaracachi declaró la disponibilidad para la operación comercial de la planta solar YUCUN (Marzo 2018).
 (7) Ende Generación declaró la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica SANTA ANA DE YACUMA (Enero 2018).
 (8) Ende Generación declaró la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica SAN IGNACIO DE MOLOS (Enero 2018).
 (9) Durante los meses de noviembre y diciembre 2018, Ende ANDINA realizó pruebas en las unidades SUR31, SUR32, SUR41 y SUR42 de planta termoeléctrica del Sur previos a su operación comercial..
 (5) Ende Generación declaró la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica RURRENABAQUE (Enero 2018).

INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2018

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH069	120.161	94.716	115.485	128.042	128.902	127.733	124.461	114.348	126.251	119.211	74.882	85.750	1.359.941
SANTA CRUZ	GCH069	7.240	7.523	5.530	11.053	4.024	2.027	2.162	1.877	5.998	4.578	10.478	5.475	67.967
UNAGRO	WAR115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.603	6.416	9.084	17.103
EASBA	SBU115	0	0	0	0	0	0	0	0	1.372	797	0	0	2.170
ARANJUEZ	ARJ069	11.461	11.174	12.431	11.868	9.786	11.864	12.038	12.383	11.754	11.910	12.138	12.043	140.850
KARACHIPAMPA	KAR069	923	1.055	1.109	1.988	(17)	(15)	(18)	(17)	(16)	(13)	(17)	(17)	4.945
SAN JACINTO	TAJ115	4.832	4.606	4.768	1.494	859	427	519	400	430	897	997	2.801	23.031
YUNCHARÁ	TAJ115	350	406	525	809	1.011	832	931	1.039	1.055	972	869	804	9.601
UYUNI (1)	SUY230	0	0	5.748	12.035	11.426	10.095	10.459	11.999	12.154	12.891	12.232	11.337	110.377
TOTAL ENDE GUARACACHI		144.967	119.480	145.596	167.290	155.992	152.963	150.552	142.029	158.997	152.846	117.995	127.278	1.735.985
ZONGO	KEN115	87.765	41.309	21.910	14.429	14.922	43.109	37.136	43.184	31.350	61.704	67.596	75.695	540.109
KENRO	KEN115	10	(28)	318	3.119	1.363	1.024	2.097	1.608	3.687	1.278	1.167	318	15.961
HUAJI (2)	HUA115	0	0	23.052	47.588	39.129	6.860	6.986	5.766	5.165	4.722	6.744	5.300	151.312
CUMBRE	CUM115	24.548	10.853	0	0	379	5.684	2.951	5.409	1.581	14.013	18.786	22.332	106.537
MIGUILLAS	VIN069	9.524	10.688	10.905	6.854	5.529	7.351	8.192	10.414	5.901	9.408	11.384	8.438	104.587
TOTAL COBEE		121.847	62.821	56.184	71.990	61.323	64.029	57.362	66.381	47.685	91.124	105.677	112.083	918.506
CORANI	COR115	7.481	32.263	38.330	10.973	31.395	24.633	25.475	29.679	30.356	29.592	33.172	36.493	329.841
SANTA ISABEL	SIS115	15.970	53.281	59.219	17.532	45.689	35.543	36.315	44.992	45.298	45.754	52.347	58.706	510.645
SAN JOSE (3)	MGO230	8.987	24.299	36.511	20.206	25.279	19.538	16.463	21.889	20.300	23.388	33.599	34.711	285.171
QOLLPANA (FASE I)	ARO115	719	356	946	642	1.299	1.112	1.265	1.329	1.252	1.353	905	904	12.083
QOLLPANA (FASE II)	ARO115	1.846	949	3.305	1.617	3.823	4.330	5.491	5.320	5.789	5.808	3.833	3.698	45.809
TOTAL ENDE CORANI		35.003	111.148	138.310	50.970	107.485	85.155	85.010	103.209	102.994	105.895	123.858	134.512	1.183.549
CARRASCO	CAR230	41.499	41.217	47.652	61.321	45.048	31.700	47.672	34.219	49.455	38.714	54.538	36.882	529.917
VALLE HERMOSO	VHE115	36.245	27.853	26.539	51.768	37.556	33.940	42.244	38.316	44.805	31.399	25.260	14.417	410.342
C. EL ALTO	KEN115	15.848	16.216	18.353	9.144	3.558	2.733	3.441	2.454	5.879	2.617	3.257	1.485	84.985
TOTAL ENDE V. HERMOSO		93.592	85.286	92.544	122.232	86.161	68.373	93.357	74.988	100.139	72.730	83.056	52.785	1.025.244
BULO BULO	CAR230	44.156	51.347	48.960	64.340	59.442	41.999	46.906	58.978	64.334	64.965	61.990	53.661	661.076
TAQUESI	CHS115	49.685	45.199	45.817	24.624	11.462	9.177	6.533	15.083	12.026	32.010	27.056	37.444	316.115
YURA	PUN069	5.616	6.872	8.320	6.663	6.006	6.198	6.250	5.685	5.445	5.046	4.990	4.812	71.905
KANATA	ARO115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KANATA	VHE115	1.322	1.209	0	316	770	1.063	1.252	1.292	1.292	1.474	1.483	1.243	12.715
TOTAL KANATA		1.322	1.209	0	316	770	1.063	1.252	1.292	1.292	1.474	1.483	1.243	12.715
GUABIRÁ	WAR115	0	0	0	0	0	7.272	14.283	13.789	13.513	8.040	0	0	56.898
QUEHATA	VIN069	534	564	840	1.067	704	612	471	464	309	434	508	428	6.935
ENTRE RÍOS	CAR230	9.291	13.103	6.847	21.428	2.924	883	1.070	195	4.811	2.344	6.808	2.000	71.704
DEL SUR	YAG230	98.071	73.771	85.053	81.851	106.985	112.103	119.521	110.614	106.078	109.620	102.753	96.556	1.202.976
WARNES	WAR230	127.875	96.752	131.332	138.614	139.004	142.957	142.949	141.394	137.564	126.847	108.989	129.050	1.563.326
TOTAL ENDE ANDINA		235.237	183.626	223.231	241.893	248.913	255.943	263.540	252.203	248.453	238.811	218.550	227.607	2.838.006
MOXOS	TRI115	7.543	6.826	7.674	7.987	7.547	5.630	6.277	6.069	7.297	8.469	7.951	7.958	87.205
MISICUNI	VHE115	2.982	2.767	2.665	2.724	3.178	4.038	4.598	5.463	6.321	19.405	20.749	21.727	96.617
MISICUNI	ARO115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN BORJA (4)	SBO115	7	0	0	0	3	0	2	1	0	0	5	0	17
PURRENABAQUE (5)	SBU115	7	0	0	0	4	0	0	1	0	0	1	0	13
YUCUMO (6)	YUC115	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
SANTA ANA DE YACUMA (7)	MOX115	0	8	13	12	114	24	2	13	0	3	5	6	202
SAN IGNACIO DE MOXOS (8)	MOX115	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	4
TOTAL ENDE GENERACIÓN		10.538	9.600	10.353	10.726	10.847	9.693	10.878	11.547	13.618	27.878	28.691	29.691	184.060
TOTAL INYECCIONES		742.497	677.151	770.156	762.111	749.105	702.477	736.394	745.649	768.804	801.253	773.854	781.543	9.010.993

RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2018

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH069	156.027	135.070	150.743	157.002	150.120	136.373	139.577	135.856	155.880	152.772	130.458	134.722	1.734.600
URUBÓ	URU069	37.513	43.711	45.983	41.214	32.061	15.325	22.275	28.952	34.442	41.871	60.108	58.579	46.034
ARBOLEDA	ARB115	13.130	15.472	15.634	13.627	10.722	4.432	4.562	5.295	7.723	12.613	16.800	13.600	133.611
WARNES	WAR115	36.221	32.947	40.232	41.123	37.982	39.320	43.525	42.199	43.805	42.657	39.181	41.896	481.089
BRECHAS	BRE069	14.914	14.501	16.497	15.775	13.276	9.705	11.583	13.121	15.089	15.941	19.258	19.475	179.135
BRECHAS	BRE115	14.875	14.278	16.671	16.540	15.297	13.821	14.347	12.920	14.180	15.260	14.240	16.175	178.604
LOS TRONCOS (9)	TRN115	0	0	0	0	128	2.190	2.444	2.422	2.682	2.936	2.461	2.550	17.814
LOS TRONCOS - LAS MISIONES (10)	TRN115	0	0	0	0	0	0	0	0	461	2.000	1.784	1.913	6.157
Total CRE		272.682	255.978	285.760	285.281	259.586	221.165	238.313	240.765	274.263	286.050	284.290	288.910	3.193.043
KENKO	KEN115	115.343	98.480	98.831	92.018	94.970	100.020	101.973	103.359	100.692	105.349	103.619	106.167	1.220.821
CUMBRE	CUM115	34.420	37.933	55.119	56.231	58.410	56.788	55.966	55.954	51.710	53.575	46.713	46.379	609.217
CHUSPÍPATA	CHS115	2.193	1.685	1.721	1.706	1.793	1.752	1.884	1.845	1.788	1.887	1.879	1.895	22.028
CARANAVI	CRN115	4.098	3.645	4.086	4.042	4.160	4.032	4.231	4.234	4.296	4.598	4.403	4.450	50.275
PALCA	PCA115	212	148	145	150	154	168	175	169	242	252	228	228	2.272
SAN BUENAVENTURA	SBU115	455	424	480	492	480	422	524	799	577	556	580	548	6.336
CONTORNO BAJO (11)	MAZ230	0	0	0	0	0	0	2.598	2.930	2.713	2.796	2.711	2.755	16.502
TOTAL DELAPAZ		156.722	142.315	160.382	154.640	159.967	163.181	167.371	169.290	162.017	169.012	160.132	162.421	1.927.451
AROCAGUA	ARO115	45.566	39.723	46.850	46.272	48.256	46.210	48.381	49.433	49.468	52.694	51.370	51.272	575.496
VALLE HERMOSO	VHE115	47.411	43.524	48.077	47.029	47.557	47.055	46.377	46.858	45.487	47.810	44.873	45.613	557.672
COBOCE	CBC115	518	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	518
IRPA IRPA (12)	IRP115	713	1.239	1.447	1.416	1.420	1.196	1.486	1.650	1.610	1.663	1.538	1.529	16.907
CHIMORE	CHI230	3.475	3.629	3.327	3.399	3.779	3.052	3.220	3.301	3.599	3.814	3.955	3.846	42.396
SAN JOSÉ	SJ0115	46	56	87	71	57	35	50	75	74	33	5	14	603
PARACAYA	PAY115	7.114	5.226	6.567	6.133	6.575	6.086	8.122	7.301	7.410	7.088	6.032	6.356	80.011
CARRASCO	CAR230	2.722	2.525	2.652	2.587	2.654	2.368	2.732	2.845	3.114	3.250	2.856	2.829	33.137
QOLLPAÑA	QOL115	730	727	730	784	1.358	1.595	1.665	1.667	1.701	1.749	1.645	1.622	15.973
VILLA TUNARI	VTU230	2.037	1.854	2.538	2.632	2.170	1.940	2.094	2.100	2.333	2.488	2.397	2.610	27.192
SANTIVÁÑEZ	SAN115	1.026	891	1.091	1.034	1.090	1.173	1.174	1.171	1.207	1.253	1.196	1.148	13.457
Total ELFEC		111.359	99.395	113.368	111.358	114.917	110.711	113.502	116.402	116.004	121.843	115.867	116.838	1.363.364
VINTO	VIN069	30.772	26.497	31.177	29.862	30.593	31.044	30.908	31.064	29.958	31.751	28.858	29.573	362.057
VINTO	VIN115	94	83	87	83	88	87	86	88	84	89	78	573	1.519
CATAVI	CAT069	9.976	9.170	11.203	11.117	11.992	12.861	13.047	12.170	12.858	12.435	11.918	11.919	140.667
Total ENDE DEORURO		40.842	35.750	42.467	41.063	42.673	43.992	44.041	43.322	42.900	44.276	40.854	42.065	504.244
OCURÍ	OCU115	618	593	719	733	767	783	780	745	752	740	701	668	8.598
POTOSÍ	POT069	9.963	8.317	10.061	9.082	10.514	10.596	10.900	11.033	10.585	10.794	10.606	9.530	121.983
POTOSÍ	POT115	16.735	14.127	17.463	17.578	18.720	18.478	19.046	18.723	17.631	18.709	17.216	18.268	212.695
PUNUTUMA	PUN069	2.283	1.971	2.547	2.570	2.697	2.874	2.730	2.647	2.666	2.775	2.632	2.210	30.602
ATOCHA	ATO069	5.908	5.174	6.289	6.287	6.717	6.956	7.083	6.786	6.962	7.116	6.876	7.016	2.906
DON DIEGO	DOI069	2.401	2.161	2.475	2.605	2.618	2.589	2.682	2.491	2.672	2.734	2.579	2.558	30.564
SACACA	SAC115	299	307	357	378	410	414	423	436	406	429	401	377	4.638
KARACHIPAMPA	KAR069	162	143	157	157	202	770	1.666	3.043	2.676	1.843	190	193	11.202
LÍPEZ	PUN230	256	249	174	0	0	0	0	0	0	0	0	0	679
LÍPEZ (13)	UYU230	0	0	167	346	372	199	0	0	0	0	0	0	1.084
LÍPEZ (14)	LIT230	0	0	0	0	0	0	170	400	378	372	369	356	323
Total SEPSA		38.625	33.041	40.408	39.737	43.017	43.829	45.712	46.281	44.723	45.510	41.558	40.989	503.429
ARANUEZ	ARI069	15.083	13.766	15.578	15.350	15.553	15.595	15.984	15.879	15.764	16.326	15.609	15.775	186.263
MARIACA	MAR069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUCRE	SUC069	9.279	7.417	8.884	9.526	7.201	6.300	9.345	9.839	7.367	9.734	9.114	8.419	102.426
SUCRE115	SUC115	2.093	1.954	2.178	2.190	2.211	2.127	2.205	2.373	2.135	2.347	2.292	2.313	26.417
Total CESSA		26.455	23.137	26.640	27.066	24.965	24.022	27.534	28.091	25.267	28.407	27.014	26.508	315.106
LAS CARRERAS	LCA230	3.412	2.824	2.970	3.265	3.103	3.015	3.200	3.276	3.409	3.249	3.536	3.536	38.706
TAZNA	PUN069	150	103	141	127	163	160	150	135	112	141	134	133	1.648
UYUNI	PUN230	1.282	1.165	643	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.089
UYUNI (13)	UYU230	0	0	640	1.195	1.368	1.630	1.700	1.589	1.558	1.486	1.307	1.461	13.932
Total ENDE		4.843	4.090	4.394	4.585	4.634	4.805	5.050	5.000	5.080	4.875	4.888	5.131	57.374
TARIJA	TAJ115	17.350	15.549	17.700	17.402	17.464	17.119	17.720	17.888	17.837	18.635	18.206	18.396	211.267
VILLAMONTES	YAG069	3.060	2.648	2.612	2.730	2.606	2.220	2.257	2.361	2.807	2.857	2.844	3.139	32.140
YACUMA	YAG069	6.788	6.023	6.031	6.255	6.035	5.571	5.769	5.739	6.361	6.609	6.581	7.135	74.897
Total SETAR		27.198	24.221	26.343	26.387	26.105	24.909	25.746	25.987	27.005	28.101	27.632	28.670	318.304
YUCUMO	YUC115	319	274	307	291	300	260	278	276	336	316	308	297	3.563
SAN BORJA	SBO115	971	895	966	957	922	765	839	815	932	1.130	1.021	1.036	11.250
SAN IGNACIO DE MOXOS	MOX115	1.125	1.057	1.124	1.115	1.071	880	1.049	999	1.161	1.310	1.209	1.211	13.313
TRINIDAD	TRI115	10.221	9.565	10.451	10.681	10.004	7.711	8.809	8.563	10.626	12.146	11.026	10.966	120.771
SAN BUENAVENTURA	SBU115	1.168	1.082	1.160	1.184	1.136	1.007	1.108	1.100	1.231	1.366	1.248	1.287	14.076
Total ENDE DELBENI		13.804	12.873	14.008	14.227	13.434	10.624	12.083	11.753	14.286	16.271	14.812	14.798	162.973
EMDEECRUZ	WAR115	308	338	481	523	507	452	538	801	1.183	1.347	1.340	1.163	8.983
EMVINTO	VIN069	3.615	3.213	3.723	3.346	3.268	2.632	4.042	3.906	3.703	3.715	3.746	3.800	42.708
COBOCE	CBC115	5.750	3.586	5.667	5.535	1.916	0	0	0	0	0	0	0	22.454
COBOCE (15)	IRP115	0	0	0	0	3.470	5.965	3.349	5.911	6.043	6.113	5.731	5.758	42.340
Total COBOCE		5.750	3.586	5.667	5.535	5.386	5.965	3.349	5.911	6.043	6.113	5.731	5.758	64.794
EMSC	PUN230	27.259	26.654	15.046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68.958
EMSC (13)	UYU230	0	0	15.579	30.413	31.143	16.262	0	0	0	0	0	0	93.397
EMSC (14)	LIT230	0	0	0	0</td									

POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2018

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Guaracachi	GCH069	214,8	279,2	255,9	274,5	224,8	187,8	224,5	202,8	218,2	208,3	189,7	189,8	279,2
Santa Cruz	GCH069	39,2	39,6	41,8	39,5	40,5	41,4	40,0	39,9	39,8	38,6	39,5	38,8	41,8
Santa Cruz (UNAGRO)	WAR115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,8	14,0	14,3	14,3
Santa Cruz (EASBA)	SBU115	-	-	-	-	-	-	-	-	9,7	5,2	-	-	9,7
Aranjuez	ARJ069	26,0	18,7	19,1	27,1	26,0	18,1	23,1	22,3	18,0	20,2	27,7	17,8	27,7
Karachipampa	KAR069	11,1	11,3	11,2	11,4	-	-	-	-	-	-	-	-	11,4
San Jocinto	TAJ115	7,0	7,6	7,3	6,9	7,0	7,1	7,1	7,0	7,0	6,9	6,8	6,8	7,6
Yunchará	TAJ115	2,0	2,0	2,0	4,5	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,5	4,5	4,5	4,6
Uyuni(1)	SUY230													
Sistema Zongo	KEN115	139,3	138,7	50,5	44,8	96,2	114,1	117,0	115,4	103,4	125,2	121,8	140,6	140,6
Kenko	KEN115	8,4	(0,0)	9,0	9,3	9,3	9,1	17,1	16,8	16,9	16,5	16,3	16,0	17,1
Huají(2)	HUA115	-	-	71,0	100,0	98,6	51,5	17,4	20,6	19,0	24,1	22,8	20,8	100,0
Cumbre	CUM115	42,6	46,8	-	-	18,8	33,9	25,7	28,5	16,7	40,1	39,0	51,4	51,4
Sistema Miguillas	VIN069	19,0	19,9	18,9	18,9	18,9	19,0	19,0	19,0	19,0	19,1	19,5	19,0	19,9
Corani	COR115	53,8	55,6	54,6	53,5	54,4	53,7	53,8	57,4	62,8	62,9	66,1	63,4	66,1
Santa Isabel	SIS115	88,2	93,7	91,1	89,0	90,0	89,3	89,4	93,1	93,5	89,8	90,0	90,3	93,7
San José(3)	MGO230	45,5	54,4	54,3	52,7	54,5	52,4	53,6	53,0	52,4	52,0	53,4	54,7	54,7
Qolipaña (Fase I)	ARO115	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1
Qolipaña (Fase II)	ARO115	17,3	18,0	23,1	16,2	21,2	23,3	23,2	23,8	23,8	23,6	23,9	23,7	23,9
Carrasco	CAR230	123,5	122,7	122,6	122,9	124,8	126,1	127,1	120,2	121,7	121,7	122,8	119,9	127,1
Valle Hermoso	VHE115	111,2	112,4	107,1	115,0	110,1	97,4	102,8	84,2	111,5	106,2	106,6	75,2	115,0
El Alto	KEN115	48,4	49,0	48,1	48,1	17,5	16,8	16,8	16,8	16,9	17,8	16,5	16,4	49,0
Bulo Bulo	CAR230	111,2	111,5	109,6	109,6	115,2	115,9	116,5	117,5	117,1	115,8	115,0	115,2	117,5
Sistema Taquesi	CHS115	84,5	87,1	87,3	60,3	49,6	76,6	83,9	83,0	81,7	82,4	82,7	83,6	87,3
Sistema Yura	PUN069	17,4	17,2	17,5	17,2	17,2	17,2	17,0	17,0	16,8	17,2	16,4	15,5	17,5
Kanata	ARO115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kanata	VHE115	6,9	6,9	-	6,8	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Guabirá Energía	WAR115	-	-	-	-	-	21,3	21,3	21,4	21,3	21,4	-	-	21,4
Quehata	VIN069	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0
Entre Ríos	CAR230	101,2	103,6	104,1	103,6	103,3	53,2	68,2	26,3	98,0	97,9	102,2	80,4	104,1
Del Sur	YAG230	163,2	163,4	152,5	127,4	172,1	176,8	179,7	174,0	173,0	176,2	168,3	165,1	179,7
Warres	WAR230	210,6	205,9	213,5	212,5	218,0	221,8	222,4	221,9	214,6	210,2	166,5	209,0	222,4
Moxos	TRI115	17,8	14,9	17,6	17,0	18,9	14,8	18,9	17,4	16,1	16,8	16,9	18,0	18,9
San Borja(4)	SBO115	0,9	-	-	-	0,9	-	1,2	1,1	-	-	1,1	-	1,2
Rurrenabaque(5)	SBU115	1,5	-	0,4	-	1,2	-	-	1,0	-	-	0,9	-	1,5
Yucumo(6)	YUC115	-	-	0,2	-	0,2	-	-	-	-	-	-	-	0,2
Santa Ana de Yacuma(7)	MOX115	-	0,9	0,8	0,9	1,2	1,0	0,6	0,8	-	0,6	0,5	0,6	1,2
San Ignacio de Moxos(8)	MOX115	-	-	-	0,3	0,4	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Misicuni	ARO115													-
Misicuni	VHE115	110,2	110,1	110,5	110,0	111,1	107,9	109,4	110,4	109,9	108,6	107,2	109,1	111,1



Subestación Chuspipata, Transformador de Potencia - DELAPAZ

POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2018

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE - Guaracachi	GCH069	296,0	320,4	290,3	340,7	291,6	249,8	264,9	272,2	317,0	308,6	305,4	279,0	340,7
CRE - Urubó	URU069	118,6	142,2	152,8	111,5	107,7	69,8	85,0	125,8	121,9	128,6	139,9	146,7	152,8
CRE - Arbolea	ARB115	35,1	41,6	40,3	34,0	33,8	21,8	23,5	24,7	33,0	41,6	47,2	37,1	47,2
CRE - Warnes	WAR115	68,1	71,8	75,5	73,4	68,9	70,2	77,0	72,8	79,7	75,1	68,9	70,9	79,7
CRE - Brechos	BRE069	37,2	42,4	46,6	37,3	34,3	27,4	31,5	43,3	40,1	38,5	40,1	44,0	46,6
CRE - Brechos	BRE115	27,5	31,7	39,4	32,5	29,6	26,1	51,8	28,0	27,9	29,9	28,1	62,7	62,7
CRE - Los Troncos - 115 (9)	TRN115	-	-	-	-	4,3	6,2	6,9	5,9	6,9	6,8	6,1	5,4	6,9
CRE - Los Troncos Las Misiones - 115 (10)	TRN115	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	4,2	3,8	3,9	4,2
DELAPAZ - Kenko	KEN115	226,2	227,6	211,6	205,6	207,3	218,9	209,6	206,5	212,2	211,4	210,8	222,5	227,6
DELAPAZ - Cumbre	CUM115	86,1	97,1	106,8	121,0	120,8	124,1	122,0	123,5	119,6	118,3	115,7	114,4	124,1
DELAPAZ - Chuspipata	CHS115	5,1	5,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,4	4,1	4,2	4,3	4,2	4,4	5,1
DELAPAZ - Caranavi	CRN115	8,9	8,8	8,9	9,1	9,0	9,0	9,3	9,2	9,5	9,8	9,7	9,5	9,8
DELAPAZ - Palca	PCA115	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,6	0,6	0,7
DELAPAZ - San Buenaventura	SBU115	1,0	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0	1,4	2,4	2,3	1,8	1,3	1,2	2,4
DELAPAZ - Contorno Bajo (11)	MAZ230	-	-	-	-	-	-	7,4	7,1	6,8	6,7	6,8	6,6	7,4
ELFEC - Arocagua	ARO115	87,9	87,7	91,7	92,5	105,7	94,0	94,7	97,3	99,3	99,4	102,1	100,3	105,7
ELFEC - Valle Hermoso	VHE115	97,1	107,4	104,0	106,0	103,9	112,3	95,5	96,4	97,8	96,3	96,1	96,9	112,3
ELFEC - Coboco	CBC115	3,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,1
ELFEC - Iruña Irapa (12)	IRP115	3,1	3,8	3,4	3,5	3,4	3,5	3,7	3,9	4,0	4,0	4,0	3,6	4,0
ELFEC - Chimoré	CH230	8,1	12,1	8,7	8,1	8,6	7,6	7,7	7,9	8,6	8,7	9,1	8,4	12,1
ELFEC - San José	SJO115	0,5	0,5	0,8	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,3	0,2	0,3	0,8
ELFEC - Paracaya	PAY115	16,4	15,3	16,3	17,1	15,8	14,3	19,8	17,6	15,6	16,1	14,7	14,8	19,8
ELFEC - Carrasco	CAR230	6,8	5,5	5,2	5,6	5,3	5,4	6,1	6,2	7,4	6,6	5,9	5,7	7,4
ELFEC - Collpana	QOL115	1,9	3,9	1,9	4,6	4,0	4,1	4,2	4,3	4,3	4,2	4,0	4,6	
ELFEC - Villa Tunari	VTU230	5,7	5,9	6,8	6,5	5,0	4,5	4,8	4,8	5,7	5,3	5,2	6,2	6,8
ELFEC - Santivañez	SAN115	2,5	2,5	5,3	2,8	4,4	2,9	2,9	2,9	4,4	2,9	2,9	3,3	5,3
ENDE DECRURO - Vinto	VIN069	66,3	62,1	63,2	65,7	65,4	66,5	64,8	64,3	64,1	63,6	61,6	61,6	66,5
ENDE DECRURO - Vinto	VIN115	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	4,0
ENDE DECRURO - Catavi	CAT069	22,2	23,1	21,3	22,1	23,5	24,4	23,1	23,0	24,4	23,5	24,4	23,3	24,4
CESSA - Aranjuez	ARI069	32,0	32,4	32,8	33,1	33,1	33,5	33,6	33,3	34,5	33,8	33,8	35,4	35,4
CESSA - Mariaca	MAR069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESSA - Sucre - Fancesa	SUC069	15,1	15,3	15,3	15,4	15,2	10,7	16,1	16,0	14,3	15,7	15,6	15,4	16,1
CESSA - Sucre 115	SUC115	5,3	5,2	5,1	5,4	5,2	5,2	5,4	5,9	5,5	5,6	5,8	5,9	
SEPSA - Potosí	POT069	18,2	17,8	18,9	18,8	20,7	19,9	19,3	19,5	19,3	19,5	18,7	18,5	20,7
SEPSA - Potosí	POT115	31,9	31,3	32,7	34,1	35,0	35,4	35,9	35,7	33,8	33,9	32,6	33,7	35,9
SEPSA - Punutuma	PUN069	4,6	5,1	5,2	5,2	5,4	5,6	5,4	5,3	5,2	5,4	5,5	5,0	5,6
SEPSA - Atocha	ATO069	11,6	11,7	12,2	12,7	14,4	13,8	13,7	13,7	13,5	13,3	13,3	13,0	14,4
SEPSA - Don Diego	DDI069	5,6	5,6	5,6	5,9	5,8	5,8	5,8	5,9	6,0	5,8	5,8	5,6	6,0
SEPSA - Ocurí	OCU115	1,7	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	1,9	2,2
SEPSA - Sacaca	SAC115	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
SEPSA - Karachipampa	KAR069	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	1,4	4,6	4,8	4,8	4,9	0,3	0,4	4,9
SEPSA - Lipez	PUN230	0,7	0,8	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8
SEPSA - Lipez (13)	UYU230	-	-	0,8	0,8	0,9	0,9	-	-	-	-	-	-	0,9
SEPSA - Lipez (14)	LIT230	-	-	-	-	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
ENDE - Los Carreras	LCA230	6,5	6,4	6,3	6,5	6,4	6,3	6,2	6,5	6,5	6,5	6,6	6,4	6,6
ENDE - Tazna	PUN069	1,7	0,8	0,9	0,9	2,0	0,9	0,9	0,9	1,1	1,7	0,9	1,1	2,0
ENDE - Uyuni	PUN230	3,0	2,8	2,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,0
ENDE - Uyuni (13)	UYU230	-	-	2,9	2,8	3,5	3,7	3,7	3,6	3,5	3,3	3,0	3,1	3,7
SETAR - Tarja	TAJ115	35,4	35,2	36,6	36,4	35,8	36,3	35,9	36,2	37,1	37,8	37,3	37,8	
SETAR - Villa Montes	YAG069	6,6	6,5	5,8	6,1	6,0	4,8	4,8	5,7	6,6	7,2	6,7	6,7	7,2
SETAR - Yacuiba	YAG069	15,0	14,8	13,4	14,1	14,2	12,3	12,3	13,3	15,0	16,1	15,8	15,9	16,1
ENDE DELBENI - Yucumo	YUC115	2,6	2,3	2,2	1,9	2,0	1,4	1,9	0,6	2,7	1,4	2,3	0,6	2,7
ENDE DELBENI - San Borja	SB0115	2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	1,8	1,9	1,9	2,6	2,3	2,2	2,3	2,6
ENDE DELBENI - San Ignacio de Mojos	MOX115	2,5	2,5	2,4	2,5	2,4	2,3	2,5	2,5	2,8	2,8	2,8	2,7	2,8
ENDE DELBENI - Trinidad	TRI115	21,2	21,8	20,5	21,6	20,7	18,6	20,7	21,4	23,6	23,6	22,9	22,9	23,6
ENDE DELBENI - San Buenaventura	SBU115	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,6	2,6	2,8	2,9	2,7	2,8	2,9
EMDECCRUZ	WAR115	1,9	2,6	2,7	3,0	1,3	1,3	2,7	3,2	4,1	3,7	3,9	4,1	4,1
EMVINTO	VIN069	5,4	5,4	5,4	5,5	5,0	6,0	6,0	5,8	5,9	5,7	5,7	5,7	6,0
COBOCE	CBC115	11,6	10,9	11,1	11,3	11,2	-	-	-	-	-	-	-	11,6
COBOCE (15)	IRP115	-	-	-	-	11,3	11,4	11,1	11,0	10,9	11,1	11,0	11,1	11,4
EMSC	PUN230	47,3	47,2	47,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47,3
EMSC (14)	LIT230	-	-	48,6	47,9	50,2	49,3	-	-	-	-	-	-	50,2
RETIRO ENDE PARA YLB (16)	SAL115	-	-	-	-	-	-	4,2	4,3	4,4	4,2	4,3	4,4	4,4

- (1) Ende Guaracachi declara la disponibilidad para la operación comercial de la planta solar UYUNI (Marzo 2018).
- (2) Ingreso en operación comercial de la línea Huaji - Caranavi 115 KV (marzo 2018).
- (3) Ende Corani declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José 1 (Enero 2018).
- (4) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica SAN BORJA (Enero2018).
- (5) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica RURRENABAQUE (Enero2018).
- (6) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica YUCUMO (Enero2018).
- (7) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica SANTA ANA DE YACUMA (Enero2018).
- (8) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica SAN IGNACIO DE MOXOS (Enero2018).
- (9) Ingreso en operación comercial de la línea Bélgica - Troncos 230 kV y Autotransformador Troncos 230/115 kV (Mayo 2018).
- (10) Incorporación de manera temporal, de la demanda de las Misiones en la Subestación Los Troncos (Septiembre 2018).
- (11) En cumplimiento al Decreto Supremo No 3588 y en Aplicación a la Norma Operativa 10, los retiros de energía y potencia de DELAPAZ en Subestación Contorno Bajo 115KV, han sido referidos al nodo MAZOCRUZ 230 (Julio 2018).
- (12) Ingreso en operación comercial de la Subestación Iruña Irapa (Enero 2018).
- (13) Ingreso en operación comercial de la línea Planta Solar Uyuni - Subestación Uyuni 230 KV (Marzo 2018).
- (14) Ingreso en operación comercial de las líneas Uyuni - Lito 230 KV, Lito - Solar 115 KV y el Autotransformador Lito 230/115 KV (Junio 2018).
- (15) Ingreso en operación comercial de la línea Iruña Irapa - Sacaca 115 KV. Retiro de las líneas Iruña Irapa - Coboco 115KV y Coboco - Sacaca 115 KV (Mayo 2018).
- (16) Ingreso de nuevo nodo de retiro de YLB en SAL115 (Agosto2018).

POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2018

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH069	170,1	137,7	194,2	269,5	192,1	173,8	172,6	173,0	212,6	197,5	145,7	130,9
Santa Cruz	GCH069	36,2	35,5	35,5	36,2	36,8	(0,1)	37,1	33,7	35,9	34,5	35,9	36,1
Santa Cruz (UNAGRO)	WAR115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,6
Santa Cruz (EASBA)	SBU115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aranjuez	ARJ069	16,6	16,8	16,2	19,9	16,4	15,7	16,9	16,4	15,9	16,2	16,4	16,3
Karachipampa	KAR069	10,7	10,4	10,2	10,4	(0,0)	(0,0)	(0,1)	-	-	(0,0)	(0,0)	(0,0)
San Jacinto	TAJ115	7,0	7,0	7,0	6,9	3,4	6,9	6,0	6,9	6,9	6,9	6,7	6,5
Yunchará	TAJ115	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	-	(0,0)
Uyuni (1)	SUY230	-	-	-	(0,5)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)
Sistema Zongo	KEN115	132,5	138,4	43,7	20,5	21,0	103,6	86,0	83,4	80,7	113,4	109,4	109,0
Kenko	KEN115	(0,1)	(0,0)	(0,1)	8,3	8,5	(0,0)	16,4	16,1	16,2	7,8	16,0	(0,1)
Huaji (2)	HUA115	-	-	-	71,9	70,8	4,4	14,3	4,4	8,0	5,6	6,3	4,7
Cumbre	CUM115	27,8	27,8	-	-	-	14,0	12,4	8,5	8,2	23,2	20,7	21,7
Sistema Miguillas	VIN069	18,8	18,8	18,8	17,4	17,0	17,0	18,7	18,7	15,2	19,0	17,7	18,6
Corani	COR115	39,6	53,0	52,5	53,1	53,2	53,1	53,2	53,0	55,5	57,9	51,2	62,1
Santa Isabel	SIS115	64,6	82,0	82,8	82,9	84,5	83,9	79,1	88,8	80,1	82,8	88,5	88,2
San José (3)	MGO230	-	(0,1)	48,5	51,9	51,1	49,1	33,7	49,3	49,3	48,0	50,3	49,2
Qollpana (Fase I)	ARO115	0,0	-	1,4	0,5	2,9	2,9	2,1	2,8	0,6	0,1	2,7	1,3
Qollpana (Fase II)	ARO115	0,5	(0,0)	4,8	2,1	9,3	8,7	13,4	18,6	1,3	0,3	16,6	0,9
Carrasco	CAR230	116,7	118,2	114,8	117,3	116,6	111,0	116,3	116,1	112,5	114,7	117,0	115,1
Valle Hermoso	VHE115	69,0	107,1	94,7	103,4	88,5	67,8	79,3	68,0	105,6	68,8	102,3	66,9
El Alto	KEN115	47,1	45,5	44,9	15,5	16,3	(0,1)	16,4	16,1	16,3	16,5	15,9	15,3
Bulo Bulo	CAR230	74,9	110,1	105,5	104,1	106,3	111,9	74,4	115,5	109,1	110,3	112,1	113,5
Sistema Taquesi	CHS115	82,0	81,6	74,6	48,6	45,4	68,9	20,1	64,3	52,9	78,6	63,7	77,9
Sistema Yura	PUN069	17,0	17,0	16,9	16,7	16,9	16,9	16,9	11,9	16,6	16,3	15,3	14,6
Kanata	ARO115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kanata	VHE115	6,8	6,7	-	-	4,8	6,7	6,8	6,8	6,8	6,8	6,7	6,7
Guabirá Energía	WAR115	-	-	-	-	-	19,0	19,1	20,4	19,2	6,6	-	-
Quehata	VIN069	1,9	1,9	1,3	1,8	1,8	1,9	1,8	1,9	1,8	1,9	1,8	1,8
Entre Ríos	CAR230	74,9	101,9	101,7	75,5	99,8	(0,4)	33,7	(0,4)	97,8	47,3	100,1	54,8
Del Sur	YAG230	151,6	110,7	118,4	116,1	153,8	166,0	171,2	151,3	152,6	149,7	157,2	148,2
Warnes	WAR230	196,9	158,4	200,2	196,7	161,8	204,9	200,4	196,6	193,4	155,9	154,0	191,6
Moxos	TRI115	14,0	13,5	13,1	14,2	14,6	11,7	14,4	14,0	15,6	15,1	15,6	14,7
San Borja(4)	SBO115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rurrenabaque(5)	SBU115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yucumo(6)	YUC115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Santa Ana de Yacuma(7)	MOX115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Ignacio de Moxos(8)	MOX115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Misicuni	ARO115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Misicuni	VHE115	24,9	34,3	25,9	25,1	38,4	56,3	89,3	102,5	49,8	96,5	58,0	101,3
TOTAL INYECCIONES		1.401,8	1.433,9	1.427,4	1.485,8	1.431,7	1.375,0	1.421,8	1.458,4	1.535,8	1.497,7	1.503,4	1.480,4



Subestación Chuspipata, Transformador de Potencia - DELAPAZ

POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2018

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE - Guaracachi	GCH069	268,7	257,8	288,4	326,8	276,9	218,8	262,7	263,0	310,2	291,8	260,9	256,7
CRE - Urubó	URU069	87,8	116,7	85,4	65,3	78,4	65,5	73,1	79,0	91,4	87,3	110,4	122,3
CRE - Arboleda	ARB115	29,6	37,1	31,1	28,7	31,0	16,9	19,4	21,1	27,2	34,6	40,0	32,9
CRE - Warnes	WAR115	63,2	59,5	67,4	72,4	62,8	69,5	69,2	71,6	74,2	66,9	63,2	69,7
CRE - Brechas	BRE069	32,0	37,3	31,4	24,6	26,8	26,8	28,6	30,0	32,9	29,2	34,7	40,0
CRE - Brechas	BRE115	27,1	26,6	29,4	30,2	28,1	24,4	24,5	24,8	27,6	29,2	28,1	26,4
CRE - Troncos (9)	TRN115	-	-	-	-	-	4,0	4,5	3,5	5,0	5,1	4,7	4,9
CRE - Troncos Las Misiones (10)	TRN115	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	4,2	3,7	3,9
DELAPAZ - Kenko	KEN115	215,6	227,6	207,6	201,5	187,1	196,1	205,5	205,0	199,6	199,8	210,0	186,9
DELAPAZ - Cumbre	CUM115	80,2	86,1	98,2	109,0	120,8	123,0	104,7	111,9	108,1	111,6	96,7	110,9
DELAPAZ - Chuspipata	CHS115	3,9	3,6	3,7	3,8	3,5	3,9	3,9	4,0	4,0	4,1	4,2	4,0
DELAPAZ - Caranavi	CRN115	8,2	8,4	8,7	8,9	8,2	8,4	7,1	9,0	9,4	9,4	9,5	8,4
DELAPAZ - Polca	PCA115	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
DELAPAZ - San Buenaventura	SBU115	1,0	1,0	1,0	1,1	0,9	0,9	1,0	0,8	0,9	0,9	1,2	1,1
DELAPAZ - Contorno Bajo (11)	MAZ230	-	-	-	-	-	-	6,2	6,7	6,6	6,1	6,6	5,8
ENDE DEORURO - Vinto	VIN069	58,8	58,0	60,2	61,4	58,2	64,6	62,7	62,9	63,3	62,7	57,6	56,4
ENDE DEORURO - Vinto	VIN115	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4
ENDE DEORURO - Catavi	CAT069	18,5	17,3	20,8	21,8	19,5	22,9	22,6	21,7	23,0	20,1	21,9	22,6
ELFEC - Arocagua	ARO115	85,4	83,8	84,4	89,8	91,8	92,3	92,8	96,7	95,2	97,0	99,3	96,8
ELFEC - Valle Hermoso	VHE115	94,0	95,2	97,1	97,0	95,1	98,5	90,4	92,3	96,7	94,5	95,9	88,9
ELFEC - Coboce	CBC115	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELFEC - Irpa Irapa (12)	IRP115	-	3,0	3,3	3,4	3,3	-	3,3	3,8	3,9	3,9	3,9	3,4
ELFEC - Chimoré	CHI230	7,7	8,3	8,7	7,3	8,0	7,4	7,4	7,4	8,6	7,9	8,7	7,7
ELFEC - San José	SJO115	0,3	0,4	0,3	0,0	-	0,1	0,2	0,0	-	-	0,0	-
ELFEC - Paracaya	PAY115	15,7	13,7	14,4	14,9	15,6	14,3	19,6	14,2	15,2	14,4	14,4	13,7
ELFEC - Carrasco	CAR230	5,0	5,2	5,2	5,2	5,0	5,2	5,7	6,1	6,5	6,5	5,7	5,7
ELFEC - Qollpana	QOL115	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	4,0	3,6	4,1	4,3	4,2	4,1	3,9
ELFEC - Villa Tunari	VTU230	4,2	4,4	4,4	6,4	4,4	4,2	4,6	4,8	5,6	5,0	4,9	6,0
ELFEC - Santivañez	SAN115	1,3	1,0	1,3	1,3	1,4	1,5	1,4	1,2	1,9	1,6	1,6	1,5
CESSA - Aranjuez	ARJ069	30,5	31,4	32,1	33,1	30,9	33,4	32,9	32,4	33,6	32,8	33,8	31,8
CESSA - Mariachi	MAR069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESSA - Sucre - Fanceso	SUC069	14,3	11,9	11,9	14,8	9,2	8,1	11,7	13,9	12,5	15,4	13,5	13,3
CESSA - Sucre - 115	SUC115	5,1	4,9	5,1	5,3	4,6	5,2	5,4	5,8	5,1	5,3	5,5	5,2
SEPSA - Potosí	POT069	17,2	15,7	11,2	9,5	15,8	18,9	19,1	19,5	18,2	18,0	16,6	15,9
SEPSA - Potosí	POT115	31,8	29,2	30,0	30,0	30,2	34,4	33,0	31,2	33,2	33,3	30,6	29,7
SEPSA - Punutuma	PUN069	4,0	4,4	4,6	4,8	4,6	4,7	2,8	4,6	4,9	5,0	5,4	4,4
SEPSA - Atocha	ATO069	9,9	11,7	11,2	12,0	12,3	13,6	11,7	13,4	12,9	12,5	12,8	12,8
SEPSA - Don Diego	DDI069	5,4	5,2	4,8	4,9	5,7	5,5	5,5	5,6	5,6	5,4	5,3	5,0
SEPSA - Ocurí	OCU115	1,6	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	1,6	1,8	1,9	1,6	2,0	1,6
SEPSA - Saccaca	SAC115	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	1,1	1,4	1,3	1,2	1,3	1,0
SEPSA - Karachipampa	KAR069	0,2	0,2	0,3	0,1	0,3	1,2	2,5	3,6	3,7	1,8	0,3	0,3
SEPSA - Lípez	PUN230	0,5	0,4	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SEPSA - Lípez (13)	UVU230	-	-	-	0,8	0,8	-	-	-	-	-	-	-
SEPSA - Lípez (14)	LIT230	-	-	-	-	-	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9
ENDE - Las Carreras	LCA230	6,3	5,3	6,2	6,4	4,0	6,3	5,6	4,7	5,0	5,1	6,4	6,1
ENDE - Tazna	PUN069	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
ENDE - Uyuni	PUN230	2,9	2,7	2,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENDE - Uyuni (13)	UVU230	-	-	-	2,7	2,7	3,3	3,6	3,2	3,2	3,1	2,9	2,9
SETAR - Tarija	TAJ115	33,8	33,3	33,3	36,4	35,1	35,0	35,5	36,0	36,5	31,8	37,3	35,8
SETAR - Villa Montes	YAG069	5,9	6,1	4,6	6,0	5,8	4,7	4,6	5,6	6,6	6,9	5,4	6,1
SETAR - Yacuiba	YAG069	13,7	13,9	10,0	14,1	13,3	11,5	11,7	13,3	14,9	15,8	12,9	14,1
ENDE DELBENI - Yucumo	YUC115	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
ENDE DELBENI - San Borja	SBO115	2,0	1,7	1,9	2,1	1,9	1,7	1,8	1,8	2,2	2,1	2,0	2,2
ENDE DELBENI - San Ignacio de Moxos	MOX115	2,4	2,3	2,2	2,4	2,3	2,2	2,3	2,4	2,6	2,7	2,5	2,6
ENDE DELBENI - Trinidad	TRI115	20,0	20,6	18,8	20,4	20,1	18,3	20,1	21,2	22,7	22,8	20,2	22,1
ENDE DELBENI - San Buenaventura	SBU115	2,4	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,5	2,8	2,9	2,6	2,7
EMDEECRÚZ	WAR115	0,5	0,6	0,6	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	2,9	2,9	1,5	2,9
EMVINTO	VIN069	5,0	4,2	5,2	4,6	4,8	5,5	5,5	5,5	5,2	3,4	4,4	5,6
COBOCE	CBC115	10,3	4,5	2,9	10,8	10,7	-	-	-	-	-	-	-
COBOCE (15)	IRP115	-	-	-	-	-	11,1	5,1	7,5	4,5	4,7	10,5	5,9
EMSC	PUN230	40,7	39,0	40,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMSC (13)	UVU230	-	-	-	40,0	45,5	-	-	-	-	-	-	-
EMSC (14)	LIT230	-	-	-	-	-	39,4	37,0	43,5	38,0	38,9	43,0	39,8
Retiro ENDE para YLB (16)	SAL115	-	-	-	-	-	-	-	4,0	3,9	1,4	3,7	3,8
MÁXIMA		1.381,7	1.409,9	1.401,8	1.451,5	1.396,9	1.346,0	1.390,0	1.433,6	1.511,2	1.477,0	1.476,3	1.456,4
Día		Martes 09	Miércoles 07	Lunes 05	Martes 10	Martes 08	Jueves 28	Jueves 19	Jueves 30	Jueves 27	Jueves 18	Martes 13	Lunes 10
Hora		20:15	20:00	20:00	19:45	19:00	19:00	19:30	19:45	19:30	20:00	20:00	20:00

- (1) Ende Guaracachi declara la disponibilidad para la operación comercial de la planta solar UYUNI (Marzo 2018).
 (2) Ingreso en operación comercial de la linea Huij - Caranavi 115 kV (marzo 2018).
 (3) Ende Corani declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José 1 (Enero 2018).
 (4) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica SAN BORJA (Enero2018).
 (5) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica RURRENABÁQUE (Enero2018).
 (6) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica YUCUMO (Enero2018).
 (7) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica SANTA ANA DE YACUMA (Enero2018).
 (8) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Termoeléctrica SAN IGNACIO DE MOXOS (Enero2018).
 (9) Ingreso en operación comercial de la linea Bélgica - Troncos 230 kV y Autotransformador Troncos 230/115 kV (Mayo 2018).
 (10) Incorporación de manera temporal, de la demanda de las Misiones en la Subestación Los Troncos (Septiembre 2018).
 (11) En cumplimiento al Decreto Supremo No 538 y en Aplicación a la Norma Operativa 10, los retiros de energía y potencia de DELAPAZ en Subestación Contorno Bajo 115kV, han sido referidos al nodo MAZOCRUZ 230 (Julio 2018).
 (12) Ingreso en operación comercial de la Subestación Irpa Irapa (Enero 2018).
 (13) Ingreso en operación comercial de la linea Planta Solar Uyuni - Subestación Uyuni 230 kV (Marzo 2018).
 (14) Ingreso en operación comercial de las líneas Uyuni - Lito 230 kV, Lito 230/115 kV y el Autotransformador Lito 230/115 kV (Junio 2018).
 (15) Ingreso en operación comercial de la linea Irpa Irapa - Saccaca 115 kV (Mayo 2018).
 (16) Ingreso de nuevo nodo de retiro de YLB en SAL115 (Agosto 2018).

CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW)
JUEVES 27 DE SEPTIEMBRE 2018



POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2018

Componente	Capacidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
Líneas de Transmisión														
Arboleda - Urubó	142,5	66,9	94,5	91,4	46,6	55,8	16,0	32,4	56,6	65,3	101,0	109,0	88,3	109,0
Arboleda - Carrasco	142,5	65,8	40,9	42,0	54,7	62,9	69,6	89,7	70,3	63,9	59,8	14,5	28,3	89,7
Arcagua - V. Hermoso	74	11,3	36,4	29,6	22,0	25,6	29,3	19,3	38,3	27,3	25,2	25,2	24,6	38,3
Arcagua - V. Hermoso II	74	11,9	38,5	31,4	22,8	43,7	30,8	20,3	24,6	29,0	27,0	27,0	25,2	43,7
Bélgica - Carrasco	130	88,0	61,9	72,6	75,5	85,5	134,3	96,0	91,8	84,1	80,7	29,5	44,7	134,3
Bélgica - Guaracachi	142,5	88,4	105,2	120,2	69,5	70,6	49,7	65,6	103,4	83,7	96,6	100,5	109,4	120,2
Bélgica - Warnes	275	11,4	41,5	86,8	26,1	23,3	-	-	-	5,7	19,4	54,2	20,7	86,8
Brechas - Warnes I	163,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Brechas - Warnes II	163,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Carrasco - Arboleda	142,5	101,3	138,2	133,6	82,4	91,2	32,9	50,1	80,6	100,2	143,1	159,9	125,2	159,9
Carrasco - Chimoré	130	136,2	149,8	135,9	139,8	141,1	142,8	139,3	140,7	137,9	140,7	100,6	108,7	149,8
Carrasco - Santíváñez	130	139,8	126,8	106,4	109,3	110,2	110,9	134,1	124,0	140,8	131,3	79,6	83,2	140,8
Carrasco - Bélgica	130	96,1	138,2	129,7	68,6	83,0	23,5	50,2	74,2	94,7	120,9	160,5	122,0	160,5
Chamé - Warnes	164,3	-	-	-	-	-	2,9	-	-	-	-	-	-	2,9
Chimoré - Carrasco	130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59,3	50,5	63,7	63,7
Chimoré - Villa Tunari	130	129,5	141,9	128,1	133,9	132,8	136,3	133,5	135,6	131,4	135,3	94,1	101,4	141,9
Corani - Arcagua	74	58,7	74,6	71,7	59,5	62,6	63,6	61,6	62,3	62,8	63,5	63,2	67,4	74,6
Cumbre - Palca	155,9	75,8	78,6	18,9	8,5	-	-	-	26,6	-	58,8	49,9	68,5	78,6
Guaracachi - Bélgica	142,5	17,8	18,2	16,6	10,5	34,4	25,1	21,7	22,1	23,3	16,2	7,8	10,0	34,4
Huasi - Caranavi	90	-	-	-	-	-	72,0	52,2	18,7	24,9	21,3	24,1	22,9	72,0
Karachipampa - La Plata	31,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Kenko - Mazocruz	130	38,4	33,9	-	-	-	-	-	17,2	-	33,9	13,5	28,1	38,4
La Plata - Karachipampa	31,83	12,0	8,0	8,8	9,5	11,8	9,9	11,1	14,7	11,5	11,6	11,2	9,2	14,7
La Plata - Potosí	38	22,7 (b)	12,7	22,3	15,3	30,3	11,6	28,1	13,7	11,7	33,6	12,8	12,6	33,6
La Plata - Sucre	38	-	-	2,2	-	1,8	-	-	-	-	-	-	-	2,2
Las Carreras - Punutuma	150	132,2	131,6	113,4	98,8	135,5	137,5	142,9	134,8	134,0	138,3	128,3	126,6	142,9
Las Carreras - Tarija	150	44,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	44,0
Litio - Salar	54,4	-	-	-	-	-	-	-	0,2	4,3	4,6	4,5	4,4	4,6
Mazocruz - Kenko	130	-	-	-	-	-	106,6	107,2	110,9	105,1	103,5	77,5	78,7	110,9
Mazocruz - Palca	189,05	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	1,1	-	-	1,1
Mazocruz - Vinto	130	-	-	-	-	-	-	-	14,0	-	41,1	34,5	46,0	46,0
Miguelito - San José	333,8	35,6	53,5	12,9	-	-	-	-	-	-	49,2	50,5	32,0	53,5
Miguelito - Santíváñez I	219,5	45,6	88,8	72,9	80,9	93,2	78,3	83,9	90,9	93,8	82,6	70,5	55,4	93,8
Miguelito - Santíváñez II	219,5	78,2	117,5	81,7	77,2	77,1	84,4	82,3	106,6	112,1	75,9	73,9	55,4	117,5
Palca - Cumbre	155,9	31,7	142,2	90,0	95,0	113,3	121,9	110,7	106,5	109,5	109,7	78,9	72,8	142,2
Palco - Mazocruz	189,05	72,4	65,0	63,5	66,2	62,5	59,8	63,8	84,1	52,3	68,0	89,0	97,8	97,8
Palco - Santíváñez I	155,9	54,0	50,7	-	-	-	-	-	25,5	-	41,1	15,8	36,1	54,0
Palco - Santíváñez II	155,9	56,9	51,6	1,6	-	-	-	-	-	-	34,3	15,2	40,1	56,9
Potosí - Punutuma	74	13,2	5,4	9,2	-	-	-	-	8,1	1,2	-	10,9	-	4,0
Potosí - La Plata	38	-	-	4 (e)	-	7,4	-	-	-	-	-	3,5	-	7,4
Punutuma - Las Carreras	150	50,4	0,9	-	-	-	-	-	5,5	-	-	-	5,5	50,4
Punutuma - Potosí	74	43,8	36,6	45,0	38,7	72,1	56,3	54,6	55,4	52,0	48,9	48,2	54,2	72,1
Punutuma - Sucre	142,5	73,9	65,1	75,4	64,8	121,6	93,3	91,5	92,9	89,6	119,9	79,9	87,5	121,6
Punutuma - Uyuni	140,0	50,6	49,8	52,3	51,4	54,1	54,4	47,5	56,2	55,6	55,1	55,5	56,8	56,8
S. Isabel - Sacaba	74,0	55,2	66,8	64,9	54,4	60,4	57,8	55,9	55,9	57,9	56,2	56,0	59,6	66,8
S. Isabel - San José	74,0	37,6	53,0	57,2	39,0	50,7	48,7	52,8	53,9	56,0	65,0	56,9	66,3	66,3
San José - S. Isabel	74,0	-	-	-	-	-	-	-	25,5	32,3	27,3	16,1	22,7	32,3
San José - V. Hermoso	130,0	61,3	129,3	67,6	63,1	67,1	71,9	96,8	120,8	129,0	88,5	100,2	58,3	129,3
San José - Miguelito	333,8	78,6	122,5	90,3	108,6	111,2	100,1	111,7	107,3	104,7	94,2	65,6	64,2	122,5
San José - Villa Tunari	130,0	25,3	59,2	30,4	13,1	2,1	-	5,1	5,7	6,6	67,8	61,7	70,9	70,9
Santíváñez - Carrasco	130,0	10,3	33,5	11,2	-	-	-	-	-	-	37,0	32,5	34,7	37,0
Santíváñez - Palca	155,9	52,3	103,7	81,4	73,4	106,6	95,1	111,1	95,4	99,5	99,5	78,7	82,6	111,1
Santíváñez - Palca II	155,9	52,4	103,6	68,0	73,3	89,1	101,2	109,0	107,8	97,3	79,6	100,9 (g)	82,4	109,0
Santíváñez - Sucre	142,5	148,2	81,6	85,3	84,7	69,1	40,3	61,9	128,7	75,3	90,2	57,4	96,0	148,2
Santíváñez - Vall Hermoso	130,0	-	-	-	-	-	-	-	35,6	33,4	31,4	29,5	36,8	45,0
Santíváñez - Vinto	130,0	58,9	98,0	92,2	92,4	95,1	87,3	97,5	109,4	118,7	116,5	71,3	67,2	118,7
Santíváñez - Miguelito I	219,5	21,6	3,8	-	-	-	-	1,9	-	-	-	-	-	21,6
Santíváñez - Miguelito II	219,5	11,2	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,2
Solar Uyuni - Uyuni	215,7	-	60,2	59,3	57,0	59,0	59,8	61,9	59,8	59,6	58,3	59,3	61,9	-
Sucre - Punutuma	142,5	91,0	47,5	27,5	34,2	8,3	-	6,3	64,0	23,8	51,1	16,8	59,0	91,0
Sucre - Santíváñez	142,5	42,0	29,7	41,6	32,9	80,1	74,9	81,3	55,5	59,7	55,5	51,8	49,9	81,3
Sucre - La Plata	38,0	25,0 (a)	18,0	28,0	21,8	36,8	21,6	35,0	24,6	22,0	43,6	23,1	21,9	43,6
Tarija - Las Carreras	150	139,1	138,0	120,9	103,0	138,7	143,2	149,0	140,8	140,1	143,7	135,0	132,7	149,0
Tarija - Yaguacuá	160	15,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	15,9
Tarija - Yaguacuá II	160	14,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	14,9
Urubó - Arboleda	142,5	66,3	48,1	48,9	58,5	63,6	72,8	83,3	66,0	60,4	58,4	24,3	32,7	83,3
Urubó - Warnes	230	-	-	-	10,4	-	-	-	-	-	-	22,1	-	22,1
Uyuni - Punutuma	140	-	-	-	-	-	-	46,8	49,6	47,2	42,1	52,9	29,9	38,7
Uyuni - Cristóbal	140	-	-	-	-	-	-	46,8	49,6	47,2	42,1	52,9	29,9	38,7
V. Hermoso - Arcagua II	74	33,0	9,5	8,1	36,8	17,0	23,1	29,2	14,7	18,4	20,0	15,0	22,0	36,8
V. Hermoso - Arcagua II	74	34,4	9,9	8,6	38,8	18,0	23,5	29,9	15,7	19,1	20,9	15,9	22,9	38,8
V. Hermoso - San José	130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
V. Hermoso - Santíváñez	130	69,3	125,9	55,9	57,0	59,3	60,0	81,6	93,2	137,0	70,5	74,3	54,3	137,0
Villa Tunari - Chimoré	130	22,6	55,8	27,5	11,6	-	-	3,5	3,7	4,2	63,9	58,0	68,4	68,4
Villa Tunari - San José	130	125,0	136,3	121,4	127,9	128,1	131,9	130,1	130,4	126,5	130,7	89,9	96,2	136,3
Vinto - Mazocruz	130	23,1	77,3	63,6	63,6	70,5	79,6	83,6	99,8	106,4	108,2	53,0	36,4	108,2
Vinto - Santíváñez	130	7,6	17,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,8
Warnes - Chané	164,3	45,5 (c)	41,9 (d)	37,8	44,0	39,2	42,1	31,5	33,3	33,4	33,4	40,7	35,2	45,5
Warnes - Bélgica	275	73,5	62,8	77,5	76,2	76,3	114,2	104,7	86,4	103,1	81,3	43,9	68,0	114,2
Warnes - Brechas	163,4	33,2	37,1	45,6	43,3	34,4	29,4	37,2	41,8	34,9	43,3	39,4	50,1	50,1
Warnes - Brechas II	163,4	39,5	34,3	51,4	31,1	35,6	30,1	38,7	42,8	44,4	36,2	43,1	50,3	51,4

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2018

UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total
ALT01	281.23	202.08	483.32	ER03	244.67	2.12	266.78	M030	695.28	50.15	745.43	UY01	46.07	11.13	57.20				
ALT02	6.539.13	23.58	6.562.72	ER04	280.47	52.85	333.32	M031	55.30	273.03	328.33	UY02	46.07	11.50	57.57				
ANG01	120.42	0.63	121.05	GBE01	5.616.42	21.23	5.637.65	M032	41.68	12.10	53.78	UY03	46.07	13.83	59.90				
ANG02	84.05	0.17	84.22	GCH01	579.40	59.03	638.43	M033	35.50	33.07	68.57	UY04	46.07	13.42	59.48				
ANG03	108.73	7.05	115.78	GCH02	528.50	12.78	541.28	M034	19.75	294.65	314.40	UY05	46.07	10.38	56.45				
ARJ01	0.00	25.47	25.47	GCH04	54.40	5.70	60.10	PUH	248.98	137.78	386.77	UY06	46.07	15.75	61.82				
ARJ02	0.00	3.08	3.08	GCH06	1.497.78	31.48	1.529.27	Q0L01	83.43	5.40	88.83	UY07	46.07	11.03	57.10				
ARJ03	0.00	0.75	0.75	GCH09	463.10	31.15	494.25	Q0L02	69.73	8.30	78.03	UY08	46.10	13.63	59.73				
ARJ08	119.88	317.88	437.77	GCH10	1.468.13	2.22	1.450.35	Q0L03	299.45	16.28	275.73	UY09	46.10	12.98	50.08				
ARJ09	10.28	15.87	26.15	GCH11	0.00	2.12	2.12	Q0L04	305.82	29.12	334.93	UY010	46.10	12.98	50.08				
ARJ11	10.28	2.02	12.30	GCH12	172.02	20.25	192.27	Q0L05	368.35	73.68	442.03	UY011	46.10	12.67	58.77				
ARJ12	4.598.07	0.72	4.598.78	HAR01	160.07	736.77	894.83	Q0L06	201.08	18.47	219.55	UY012	46.10	15.38	61.48				
ARJ13	0.00	8.760.00	8.760.00	HAR02	267.00	1.438.33	1.905.33	Q0L07	188.52	9.10	197.62	UY013	46.10	12.32	58.42				
ARJ14	8.760.00	0.00	8.760.00	HUA01	182.72	669.63	855.35	Q0L08	363.02	24.37	387.38	UY014	46.10	11.30	57.40				
ARJ15	10.28	7.85	18.13	HUA02	262.07	676.50	938.57	Q0L09	1.803.33	6.67	1.810.00	UY015	46.12	10.92	57.03				
BOT01	515.48	439.93	955.42	IA031	1.670.02	7.065.85	8.735.67	Q0L10	735.37	39.12	774.48	UY016	46.12	11.22	57.33				
BOT02	206.23	337.33	543.57	KAN	13.30	1.553.75	1.567.05	QUE01	50.67	130.87	181.53	UY017	46.12	12.78	58.90				
BOT03	229.20	1.010.13	1.239.33	KAR	5.564.97	604.63	6.169.60	QUE02	164.85	212.15	377.00	UY018	46.12	12.47	56.58				
BUL01	682.20	38.83	721.33	KE01	4.440.67	55.92	4.496.58	RRE01	13.83	15.25	29.08	UY019	46.12	66.42	112.53				
BUL02	377.13	85.62	462.75	KE02	639.63	610.57	1.250.20	RRE02	13.83	15.33	29.77	UY020	46.12	10.50	56.62				
BUL03	801.42	212.60	1.014.02	KIL01	145.23	15.98	161.22	SAI	147.85	75.03	898.88	UY021	46.12	10.55	56.67				
CAH01	192.15	668.02	880.17	KIL02	157.62	32.55	190.17	SAY01	0.00	0.00	3.643.83	VHE01	416.42	22.93	439.35				
CAH02	191.67	711.18	902.85	KIL03	193.07	39.22	232.28	SAY02	0.00	0.00	8.30	VHE02	314.02	44.15	358.17				
CAR01	405.10	55.38	460.48	LAN01	1.046.60	327.48	1.374.08	SB001	10.30	2.20	12.50	VHE03	664.20	12.20	676.40				
CAR02	389.42	100.60	490.02	LAN02	245.75	220.35	484.10	SBU01	7.741.50	455.33	8.196.83	VHE04	105.05	4.50	109.55				
CAR03	165.42	125.77	291.18	LAN03	243.50	213.38	476.88	SC201	179.25	20.42	199.67	VHE05	28.23	30.05	58.28				
CHU	1.126.82	473.95	1.600.77	MG01	91.33	8.30	99.63	SC202	55.60	24.10	79.70	VHE06	85.08	1.15	86.23				
CH001	463.83	33.35	497.18	MG02	73.50	1.67	75.17	SM002	12.42	9.33	21.75	VHE07	207.33	8.90	216.23				
CH002	404.47	4.83	409.30	MS01	37.55	6.83	44.38	SM001	70.10	0.00	70.10	VHE08	35.60	128.83	162.43				
CH003	427.97	13.48	441.45	MS02	23.23	8.88	32.12	SIS02	142.40	1.38	143.98	WAR01	1.495.80	18.50	1.515.30				
CHU01	251.83	740.48	992.32	MS03	13.83	5.45	19.28	SIS03	50.12	1.55	51.67	WAR02	212.27	0.27	212.53				
CHU02	162.32	743.05	905.37	MOA02	14.22	5.20	19.42	SIS04	53.47	1.55	55.02	WAR03	789.73	18.53	808.27				
COR01	245.47	5.47	250.33	MOA05	4.17	11.40	15.57	SIS05	114.37	5.95	120.32	WAR04	251.72	8.12	332.83				
COR02	284.33	7.30	261.63	MOA06	4.17	6.43	10.60	SJA01	4.52	419.80	424.32	WAR05	291.47	35.40	326.87				
COR03	288.40	6.05	294.45	MOA07	11.00	94.47	105.47	SJA02	39.82	175.35	215.17	YAN	383.85	172.02	555.87				
COR04	286.88	7.47	294.35	MOA08	17.55	9.92	27.47	SIS01	286.90	67.63	354.53	YUC01	27.3	1.036.42	1.033.15				
COR05	8.83	6.60	15.43	MOS01	28.88	1.312.37	1.341.25	SIS02	330.68	160.70	491.38	YUN01	118.40	1.283.05	1.401.45				
CRB	427.12	2.20	429.32	MOS02	1.570.35	155.53	1.725.88	SRO01	133.80	2.629.52	2.629.52	YUN02	118.37	256.38	376.75				
CUT01	109.75	3.128.85	3.238.50	MOS03	58.68	72.53	131.22	SRO02	120.87	328.77	449.63	ZON	113.00	14.87	127.87				
CUT02	119.75	3.151.48	3.271.23	MOS04	2.111.08	188.82	2.299.90	SUR01	959.85	3.12	962.97								
CUT03	109.83	3.131.63	3.241.47	MOS05	3.613.03	12.37	3.625.40	SUR02	87.12	38.43	125.55								
CUT04	107.43	3.128.15	3.235.58	MOS06	1.233.53	34.70	1.268.23	SUR03	912.47	29.83	942.30								
CUT05	54.85	351.30	406.15	MOS07	3.277.88	36.08	3.313.97	SUR04	615.65	0.00	615.65								
ERI01	284.30	2.40	256.70	MOS08	50.60	467.18	517.78	TIQ	137.0	4.0	141.07								
ERI02	271.40	8.68	280.08	MOS09	67.30	51.62	118.92	UNA01	7.025.2	133.1	7.158.28								

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2018

UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total
ARB-URU230	55,70	1,01	56,71	CAR-CHI230	64,70	2,57	67,27	OCU-POT115	0,00	0,08	0,08	VHE-CHI15	7,23	6,54	13,77
ARI-NAR069	87,05	0,37	87,42	CAR-SAN230	49,79	1,55	51,34	PCA-CUN23001	0,00	0,05	0,05	VHE-RP11501	13,36	2,27	15,63
ARI-SUC069	9,85	5,25	15,10	CAT-OCU115	0,00	0,06	0,06	PCA-MA223001	1210,06	0,48	1210,54	VHE-SAN230	6,45	0,75	7,20
ARO-VHE11501	12,73	0,00	12,73	CAT-SAC115	17,02	1,32	18,34	PCA-MA223002	1210,06	0,48	1210,54	VTH-SAC230	50,22	4,50	54,72
ARO-VHE11502	15,35	0,27	15,62	CBC-IRP115	0,00	0,87	0,87	PLA-KAR069	7,52	0,00	7,52	WAR-BEL23001	10,43	0,00	10,43
ATARB230	6,83	0,02	6,85	CBC-SAC115	16,98	1,29	18,27	PLA-POT115	0,00	0,00	0,00	WAR-BRE23001	742,21	13,56	755,77
ATAT011501	0,00	0,08	0,08	CBC-VHE115	59,78	0,48	60,26	POR-CHL069	0,33	0,50	0,83	WAR-BRE23002	479,79	4,05	483,84
ATBRE23001	20,83	1,15	21,98	CHI-YTU230	15,68	1,12	16,80	POT-PUN115	8,98	0,20	9,18	WAR-URU23001	27,20	8,00	35,20
ATBRE23002	21,20	0,00	21,20	CHI-TUP069	5,98	0,50	6,48	PUN-ATO115	0,00	0,08	0,08	YUC-SBO115	11,77	2,58	14,35
ATCAT11501	132,90	664,23	797,13	CHS-CUM115	8,98	1,17	10,15	PUN-LCA230	12,15	0,75	12,90	YUC-SBU115	24,03	2,93	26,96
ATCAT11502	6,18	0,02	6,20	CHS-PIU115	8,68	2,01	10,69	PUN-UYU230	16,10	3,29	19,39				
ATGCH23001	87,12	1,42	88,54	CHI-JER115	19,67	0,00	19,67	SAB-ARO11501	12,65	0,28	12,93				
ATGCH23002	87,01	1,90	88,91	CHI-VIN115	8,98	0,05	9,03	SAN-PCA23001	847,86	2,81	850,67				
ATLIT23001	45,70	9,27	54,97	COL-QU115	11,98	0,73	12,71	SAN-PCA23002	722,99	1,32	724,31				
ATMA2730	7,42	1,05	8,47	COR-ARO11501	20,06	1,28	21,34	SAN-SUC230	17,70	2,61	20,31				
ATC-TEL069	0,00	0,08	0,08	COR-SIS115	17,94	1,43	19,37	SAN-VIN230	1267,97	1,32	1269,29				
ATPLA11501	7,48	0,00	7,48	CRN-CHS115	20,92	6,28	27,20	SBO-MOX115	28,48	1,65	30,13				
ATPO11501	8,67	0,00	8,67	CRN-GUN115	4,89	0,00	4,89	SEN-MAZ115	7,50	0,63	8,13				
ATPUN23001	0,00	0,22	0,22	CRN-YUC115	18,57	1,61	20,18	SIS-SAB11501	10,57	3,45	14,02				
ATPUN23002	17,67	0,75	18,42	CTA-CAT115	14,50	0,00	14,50	SIS-SAO115	29,92	5,63	35,55				
ATSAN23001	28,11	29,35	57,46	CTA-LUC115	8,78	0,00	8,78	SJO-MGO23001	22,76	1,07	23,83				
ATSI0230	21,73	3,60	25,33	DDI-HAR069	6,51	0,35	6,86	SJO-VHE230	3,90	0,05	3,95				
ATTIA23001	7,39	0,70	8,09	DDI-MAR069	6,47	0,35	6,82	SJS-MGO23001	12,20	0,00	12,20				
ATTRN23001	35,88	1,56	37,44	ERI-CAR230	98,38	26,42	124,80	SUC-PAD115	0,00	0,35	0,35				
ATURH23001	72,52	6,12	78,64	HUA-CRN11501	8,34	2,31	10,65	SUC-PLA115	5,18	27,11	32,29				
ATURH23002	37,60	3,07	40,67	IRP-CBC11501	11,40	0,00	11,40	SUC-PUN230	0,00	0,34	0,34				
ATUYU23001	21,31	3,95	25,26	IRP-SAC11501	1,90	0,00	1,90	TAJ-YAG23001	72,99	1,03	74,02				
ATVHE230	13,96	0,60	14,56	KAR-POT069	14,56	0,15	14,71	TAJ-YAG23002	97,10	3,04	100,14				
ATVIN11501	6,18	0,00	6,18	KEN-SEN11501	7,50	0,47	7,97	TRLCA23001	6,70	1,93	8,63				
ATVIN11502	11,91	0,38	12,29	KEN-SEN11502	7,50	0,47	7,97	TRLUC11501	13,30	52,05	65,35				
ATVIN230	5,28	0,00	5,28	LCA-TAI230	35,67	0,78	36,45	TRLUC11502	16,61	4,15	20,76				
ATWAR23001	9,87	4,11	13,98	LIT-SAL11501	78,54	6,53	85,07	TRSAL11501	842,34	11,62	853,96				
ATYAG23001	10,73	0,55	11,28	LIT-SCR23001	11,68	7,37	19,05	TRSAL11502	587,23	11,71	598,94				
BEL-GCH23001	87,13	1,34	88,37	MAZ-VIC230	30,90	0,18	31,08	TRTR11501	47,88	8,98	56,86				
BEL-TRN23001	23,17	1,13	24,30	MGO-SAN23001	2045,98	7,76	2053,74	TRTR11502	0,00	7,72	7,72				
BUL-CAR230	0,00	0,57	0,57	MGO-SAN23002	1419,32	5,32	1424,64	TUP-VIL069	20,72	2,04	22,76				
CAR-ARB230	11,83	3,72	15,55	MIS-COL115	1,55	0,00	1,55	UYU-LIT23001	11,38	6,81	18,19				
CAR-BEL23001	37,37	1,39	38,76	MOK-TRN115	38,32	9,26	47,58	UYU-SCR230	20,94	21,69	42,63				

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2018

PERIODOS		POTENCIA FIRME												
CONSUMIDOR	NODO	PERIODO				PERIODO				PERIODO				
		01/01/18 al 15/01/18												
CRE	OCM048	110.2	360.9	ZONGO	134.5	134.5	134.5	134.5	133.4	133.4	133.4	133.4	122.1	
CRE	UR0659	91.4	110.4	ZONGO	24.1	24.1	24.1	24.1	21.1	18.5	15.2	15.2	13.3	
CRE	AR0115	27.2	40.0	ZONCO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.2	7.2	6.9	
CRE	VAR115	74.2	63.2	CORANI	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	147.0	
CRE	BR0269	32.9	34.7	TAQUIES	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	
CRE	BRE115	27.6	28.1	MINGULAS	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	
CRE	TRN115	5.0	4.7	YOBIA	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	
CRE	KANIA	1.9	1.9	VIN069	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	
CRE	QUIBIA	21.0	19.6	SAN JACINTO	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	
CRE	COM115	108.1	96.7	MISICUE	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	
DELAPAZ	CRN115	4.0	4.2	SAN COSE	0.0	0.0	0.0	0.0	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	
DELAPAZ	PC0115	0.4	0.4	TOTAL HIDRO	564.6	564.6	564.6	564.6	514.6	514.6	407.5	407.5	407.4	
DELAPAZ	SB0115	0.9	1.2	GUARACACHI	264.2	264.2	264.2	264.2	250.5	250.5	250.5	250.5	250.5	
DELAPAZ	MA2230	6.6	6.6	SANTICRUZ	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	
EFEC	AR0115	99.3	99.3	BILLO BILLO	81.3	81.3	81.3	81.3	81.3	81.3	81.3	81.3	81.3	
EFEC	VIE115	96.7	96.9	CARASCO	87.8	86.5	88.5	86.5	68.5	68.5	75.4	75.4	95.8	
EFEC	CB0115	0.0	0.0	AR0269	16.8	16.1	16.1	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	
EFEC	RP115	5.9	3.9	KARACHAPANIA	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	0.0	
EFEC	CH1230	8.6	8.7	KEN115	4.5	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	
EFEC	SJ0115	0.0	0.0	EL ALTO	33.7	33.7	33.7	33.7	31.0	31.0	33.7	33.7	8.4	
EFEC	PAV115	14.4	14.4	Y. HEMBOZO	62.9	62.9	57.9	57.9	57.9	57.9	57.9	57.9	57.9	
EFEC	CA0230	6.5	5.7	ENTRE RIOS	63.4	63.4	63.4	63.4	65.4	65.4	65.4	65.4	65.4	
EFEC	Q0115	4.3	4.1	DEL SUR	128.2	128.2	128.2	128.2	128.2	128.2	128.2	128.2	128.2	
EFEC	VU1230	5.6	4.9	WARNES	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	
ENDE DEDORO	VIN069	63.3	57.6	MOCOS	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	
ENDE DEDORO	VIN115	0.1	0.1	TOTAL TERMO	598.4	598.4	598.5	598.5	610.9	610.9	618.5	618.5	620.1	
ENDE DEDORO	CAT069	23.0	21.9	GUARIÁ	VAR115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CESSA	AR0659	33.6	33.8	IASSA	VAR115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CESSA	SIC029	12.5	13.5	UNACRO (31)	VAR115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CESSA	SUC115	5.1	5.1	SAN JUANENIA (13)	SBU115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SEPSA	POT115	18.2	16.6	TOTAL BIOMASA	1525.0	1525.0	1525.1	1525.1	1525.5	1525.5	1525.7	1525.7	1526.0	
SEPSA	PIN069	3.2	30.6	SEPSA	OCU115	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
SEPSA	AT0269	12.9	12.8	SEPSA	OCU115	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
SEPSA	SEPSA	5.6	5.3	SEPSA	OCU115	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
SEPSA	SEPSA	37.3	2.9	SEPSA	CAR020	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SEPSA	SEPSA	37.3	2.9	SEPSA	VALLE HERMOSO	25.1	25.1	25.1	25.1	33.5	33.5	33.5	33.5	33.5
SEPSA	SEPSA	0.0	0.0	SEPSA	KEN100	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	7.6	7.6	7.6	0.0
SEPSA	SEPSA	0.8	0.8	SEPSA	GUARACACHI	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7
ENDE	LC0230	5.0	6.4	ALTO	16115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDE	PIN069	0.2	0.2	ARANIEZ	ABD069	1.7	6.9	6.9	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
ENDE	PIN0230	0.0	0.0	MOKOS	TR115	81.1	70.0	70.0	58.8	58.8	58.8	58.8	58.8	7.0
ENDE	SETR1	5.2	5.2	SAN BOSIA	SBU0115	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
ENDE	SETR1	36.5	37.3	RURRENBARQUE	SBU115	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
ENDE	SETR1	6.6	5.4	SETR1 YACUMA	MON115	0.0	0.5	0.5	0.5	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
ENDE DEBENI	YAC029	14.9	12.9	SAN GENCIO DE MOKOS	YUC115	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ENDE DEBENI	YUC115	0.6	0.6	YUCIMO	YUC115	41.8	44.7	43.5	49.5	93.3	93.3	94.5	94.5	94.5
ENDE DEBENI	YUC0115	2.2	2.1	TOTAL 1(2)	1.566.700	1.569.757	1.569.757	1.569.757	1.620.0	1.620.0	1.619.2	1.619.2	1.620.5	1.620.5
ENDE DEBENI	TR115	22.7	20.2	ENDE DEBENI	SB0115	2.8	2.6	2.6	2.6	1.619.1	1.619.1	1.595.7	1.595.7	1.595.3
ENDECRUZ	EN0115	2.9	1.5	ENDECRUZ	UV0230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EMINTO	VIN069	5.2	4.4	EMINTO	COB0115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COB0115	COB0115	10.5	10.5	COB0115	IRP115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EMSC	EMSC	0.0	0.0	EMSC	UV0230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EMSC	EMSC	39.0	47.0	EMSC	LIT0230	38.0	47.0	47.0	47.0	47.0	47.0	47.0	47.0	47.0
EMSC	EMSC	1.411.2	1.411.2	EMSC	TOTAL	1.511.2	1.511.2	1.511.2	1.511.2	1.511.2	1.511.2	1.511.2	1.511.2	1.511.2

(3) Se considera como potencia deseada.

(4) La Potencia Firme a partir del 01/01/2018 es estimada y considera la Potencia Firme prevista para el año 2018.

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2018 (Continuación)

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2018 (Continuación)

PERÍODO													PERÍODO												
GENERADOR	NOVO	Del 15/08/18 02/09/18	Del 05/09/18 13/09/18	Del 14/09/18 22/09/18	Del 23/09/18 30/10/18	Del 14/10/18 18/10/18	Del 19/10/18 21/10/18	Del 22/10/18 23/10/18	Del 24/10/18 31/10/18	Del 01/11/18 09/11/18	Del 04/11/18 09/11/18	Del 01/11/18 12/11/18	Del 13/11/18 30/11/18	Del 01/12/18 (4)	Del 01/12/18 (4)	Del 01/12/18 31/12/18									
POTENCIA FIRME																									
ZONGO	KEN15	124,2	126,5	125,9	126,5	124,5	124,0	124,5	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8	128,8										
ZONGO	CUM15	26,6	27,2	27,1	27,2	26,3	26,8	26,3	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6										
ZONGO	HUA115	8,2	5,2	5,3	5,2	8,2	8,2	8,2	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0										
COAN	COR115	147,0	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7										
TAQUIESI	CHS15	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1										
MINGUILLAS	VIN69	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2										
YUBARA	FUN369	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										
YANANATA	ARO15	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										
COQUETA	VIN69	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	TAJ15	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4										
MERICUNI	VHE15	117,6	117,6	117,6	117,6	117,6	117,6	117,6	117,6	117,6	117,6	117,6	117,6	117,6	117,6										
SAN JOSE	MGS230	53,9	53,9	53,9	53,9	53,9	53,9	53,9	53,9	53,9	53,9	53,9	53,9	53,9	53,9										
(TOTAL) FURG		619,2	619,1	625,8	625,6	625,9	625,9	625,9	627,4	627,4	627,4	627,4	627,4	627,4	627,4										
GUARACACHI	GCH069	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1	234,1										
SANTACRUZ	GCH069	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7										
BULOBULU	CAB230	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5										
CARASCO	CAB230	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	96,8	105,5	105,5	105,5	105,5	105,5	105,5										
ARANARIEZ	ARI069	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5										
YAHUAPACHA	KAR069	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										
NEBINCO	KEN15	4,5	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										
EL ALTO	ELA15	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										
SANTA ANA DE JACUMA	VHE15	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7										
SANTA ANA DE JACUMA	MOK115	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										
MOK115	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										
YUCUMO	YUC15	127,6	127,6	127,6	127,6	127,6	127,6	127,6	127,6	127,6	127,6	127,6	127,6	127,6	127,6										
(TOTAL) SUR		169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1										
WARNES	WAR290	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	170,7	170,7	170,7	170,7	170,7	170,7	170,7										
MOYOKOS	TRH15	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4										
SAN BORJA	SEB115	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										
BOLIVIA (3)		SBU115	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										
SAN BENEVENTUBA (3)	SBU115	0,0	5,2	5,2	5,2	0,0	0,0	0,0	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2										
SAN BENEVENTUBA (3)	SBU115	17,4	22,6	22,6	22,6	17,4	22,6	22,6	26,9	5,2	5,2	5,2	12,8	12,8	12,8										
TOTAL BIOMASA		1,531,7	1,531,7	1,535,9	1,535,9	1,536,3	1,535,3	1,536,2	1,536,7	1,549,6	1,549,6	1,549,6	1,549,6	1,549,6	1,549,6	1,549,6									
PERÍODO RESERVA BÁSICA Y POTENCIA DESPESADA																									
GENERADOR	NOVO	Del 15/08/18 02/09/18	Del 03/09/18 13/09/18	Del 14/09/18 22/09/18	Del 23/09/18 30/10/18	Del 14/10/18 18/10/18	Del 19/10/18 21/10/18	Del 22/10/18 23/10/18	Del 24/10/18 31/10/18	Del 01/11/18 09/11/18	Del 04/11/18 09/11/18	Del 01/11/18 12/11/18	Del 13/11/18 30/11/18	Del 01/12/18 (4)	Del 01/12/18 (4)	Del 01/12/18 31/12/18									
CARASCO	CAB230	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7										
VALLE HERMOSO	VHE15	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4										
NEBINO	GEN15	7,3	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8										
GUARACACHI	GC069	27,6	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6										
SANTA CRUZ	GC069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
ALTO	KEN15	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	0,0	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
ARANARIEZ	ARI069	10,6	10,6	10,6	10,6	9,3	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6										
MONOKOS	TRH15	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	5,7										
SAN BORJA	SBU115	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0										
BOLIVIA (4)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5										
SANTA ANA DE JACUMA	MON115	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3										
SAN BENEVENTUBA (3)	MON115	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3										
YUCUMO	YUC15	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3										
(TOTAL) 1		121,5	121,0	130,8	130,7	124,7	120,0	131,5	110,4	37,9	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1										
PERÍODO RESERVA BÁSICA Y POTENCIA DESPESADA																									
GENERADOR	NOVO	Del 15/08/18 02/09/18	Del 03/09/18 13/09/18	Del 14/09/18 22/09/18	Del 23/09/18 30/10/18	Del 14/10/18 18/10/18	Del 19/10/18 21/10/18	Del 22/10/18 23/10/18	Del 24/10/18 31/10/18	Del 01/11/18 09/11/18	Del 04/11/18 09/11/18	Del 01/11/18 12/11/18	Del 13/11/18 30/11/18	Del 01/12/18 (4)	Del 01/12/18 (4)	Del 01/12/18 31/12/18									
CARASCO	CAB230	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7										
VALLE HERMOSO	VHE15	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4										
NEBINO	GEN15	7,3	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8										
GUARACACHI	GC069	27,6	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6										
SANTA CRUZ	GC069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
ALTO	KEN15	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	0,0	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
ARANARIEZ	ARI069	10,6	10,6	10,6	10,6	9,3	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6										
MONOKOS	TRH15	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	5,7										
SAN BORJA	SBU115	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0										
BOLIVIA (4)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5										
SANTA ANA DE JACUMA	MON115	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3										
SAN BENEVENTUBA (3)	MON115	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3										
YUCUMO	YUC15	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3										
(TOTAL) 1		121,5	121,0	130,8	130,7	124,7	120,0	131,5	110,4	37,9	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1										

FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2018

MES	DÍA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	1	ATCAT11501	27,7 días	Operó relé de sobre presión.	-
ENE	1	BUL03	23,8 días	Falla en sistema de control.	-
ENE	12	Unidades de Central Coraní	3,1 horas	Falla en barra de 10 kV de servicio local.	-
ENE	13	Línea en 230 kV Sucre - Punutuma	9,8 minutos	Descargas atmosféricas.	SEPSA, MSCR, ENDE, SETAR, SETARV, SETARY
ENE	21	SJS02	5,6 días	Falla sistema de refrigeración.	-
ENE	23	CAR02	3,0 días	Falla de sensor de vibración de turbina.	-
ENE	25	KEN02	45,8 días	Inspección de PITs de M.T.	-
ENE	28	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	2,5 minutos	Descargas atmosféricas.	DELAPAZ, ENDE DELBENI.
ENE	30	WAR01	23,8 días	Extensión de mantenimiento.	-
FEB	2	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	4,8 minutos	Descargas atmosféricas.	DELAPAZ, ENDE DEL BENI
FEB	13	Central Landara	7,6 días	Derrumbe canal Landara	-
FEB	13	KAN	63,2 días	Problemas en tubería forzada, ocasionado por deslizamiento de terreno.	-
FEB	14	YAN	5,3 días	Riada en río Taquesi.	-
FEB	14	SRO01	100,5 días	Riada en el río Zongo y colmatación de tomas.	-
FEB	14	BOT01	13,0 días	Riada en el río Zongo y colmatación de tomas.	-
FEB	14	BOT02	7,0 días	Riada en el río Zongo y colmatación de tomas.	-
FEB	14	BOT03	4,0 días	Riada en el río Zongo y colmatación de tomas.	-
FEB	14	CUT01, CUT02, CUT03, CUT04	15,0 días	Riada en el río Zongo y colmatación de tomas.	-
FEB	15	CUT05	13,9 días	Riada en el río Zongo y colmatación de tomas.	-
FEB	14	Centrores SAI, CHU, HAR, CAH, HUA	27,8 días	Falla líneas Tiquimani - Sainani y Tiquimani - Chururáqui	-
FEB	14	Líneas Tiquimani - Sainani y Tiquimani - Chururáqui	102,9 días	Caída de torres por riada en río Zongo.	ENDE DELBENI
FEB	16	SRO02	9,4 días	Fuga de agua en tubería penstock.	-
FEB	21	Línea en 115 kV Chuspipata - Caranavi	0,0 minutos	Descargas atmosféricas.	ENDE DELBENI, DELAPAZ.
FEB	26	Unidades Central Moxos y MOX-TRI115, colapso área Trinidad	4,8 minutos	Contacto de ave con barra de 24,9 kV	ENDE DELBENI
FEB	28	SIS02	1,9 días	Extensión de mantenimiento.	-
MAR	5	GCH12	1,5 días	Extensión de mantenimiento.	-
MAR	5	Línea en 230 kV San José - Villa Tunari	3,0 horas	Caída de árbol por deslizamiento de terreno sobre la línea de transmisión.	-
MAR	7	Unidades CUT01,02,03,04	115,4 días	Problemas en toma de río Cuticucho	-
MAR	20	SUR03	1,2 días	Falla en cargador de baterías.	-
MAR	20	HAR02	34,4 días	Operó relé diferencial de generador.	-
MAR	21	Línea en 115 kV Sacaba - Arocagua	17,5 minutos	Falla en sistema de comunicaciones.	-
MAR	21	Línea en 115 kV Punutuma - Atocha	4,8 minutos	Descargas atmosféricas.	SEPSA, MSCR.
MAR	25	Línea Huaji - Caranavi	4,0 minutos	Descargas atmosféricas.	ENDE DELBENI
MAR	28	Barra en 230 kV de S/E Punutuma	10,8 minutos	Operación de la protección falla interruptor Z411	CRE,ELFEC,ENDE DEORURO,CESSA,SEPSA,COBODE,EMDEECRUZ
MAR	31	SJA01	10,3 días	Problemas en interruptor de campo	-
ABR	1	Línea en 69 kV Yaguacu - Villamontes	36,0 minutos	Descargas atmosféricas.	-
ABR	2	Línea en 115 kV San Borja - San Ignacio de Moxos.	2,3 minutos	Contacto accidental durante trabajos en sistema de protecciones.	ENDE DELBENI
ABR	5	GCH01	1,9 días	Amenaza de incendio en cojinete caja reductora	-
ABR	13	La línea en 115 kV Cumbre - Chuspipata	20,8 minutos	Descargas atmosféricas.	ENDE DELBENI, DELAPAZ.
ABR	24	KAR	248,7 días	Presencia de alimaria en aceite de turbina	-
ABR	27	WAR04	2,7 días	Falla en sensor de temperatura alta en cojinete de turbina	-
ABR	29	Línea en 115 kV Rafael Urquidi - Alalay	28,5 minutos	Contacto de cinta metálica con la línea	-
MAY	3	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	3,9 minutos	Descargas atmosféricas.	ENDE DEL BENI
MAY	4	Línea en 115 kV Yucumo - San Borja	3,2 minutos	Descargas atmosféricas.	ENDE DEL BENI
MAY	4	Línea en 115 kV Chuspipata - Caranavi	0,0 minutos	Descargas atmosféricas.	ENDE DEL BENI
MAY	8	GCH01	14,7 días	Extensión de mantenimiento.	-
MAY	15	ARJ08	14,2 días	Revisión de alta temperatura en cojinete de caja reductora	-
MAY	18	Central Moxos y TRI-MOS02401,02	10,8 minutos	Contacto de ave con barra de 24,9 kV	ENDE DEL BENI
MAY	28	Línea en 115 kV Tiquimani - Sainani	1,0 días	Contacto de línea de media tensión	-
JUN	1	GCH02	14,9 días	Extensión de mantenimiento.	-
JUN	2	VHE03	18,7 días	Extensión de mantenimiento.	-
JUN	6	Línea en 230 kV Belgica - Los Troncos	4,8 minutos	Descargas atmosféricas.	CRE
JUN	21	Línea en 230 kV Carrasco - Bulo Bulo	15,0 minutos	Caída de árbol sobre la línea	-
JUN	22	Línea en 115 kV San Ignacio de Moxos - Trinidad y TRMOX11501	2,7 minutos	Transferencia de disparo emitida por disparo by pass-50BP	ENDE DEL BENI
JUL	12	ALT01	2,9 días	Falla de posición en válvula reguladora de gas	-
JUL	29	Transformador TRTAJ11502	10,0 minutos	Operación protección diferencial	-
AGO	2	Línea en 230 kV Uyuni - Lítilo - San Cristóbal	5,6 horas	Soporte doblado de hilo de guarda durante tendido de fibra óptica	MSCR, ENDE, SEPSA
AGO	5	Línea en 115 kV Paracaya - Qollpana	4,3 horas	Proximidad de árbol a la línea	ELFEC
AGO	7	CAR03	5,1 días	Falla en el arranque	-
AGO	31	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	3,6 minutos	Descargas atmosféricas.	DELAPAZ, ENDE DEL BENI
SEP	4	ALT02	119,0 días	Extensión de mantenimiento.	-
SEP	8	HAR02	2,7 días	Rotura de cinta transductora de posición de inyectora	-
SEP	28	Línea en 115 kV Rafael Urquidi - Yacimientos	23,5 minutos	Terceros, contacto de globo inflable con la línea	-
OCT	5	GCH09	21,0 horas	Falla en válvula de gas	-
OCT	18	Central Moxos	12,5 minutos	Contacto de ave con barra de 24,9 kV	-
OCT	22	Central Solar Uyuni	3,7 minutos	Pérdida de referencia de tensión de la red en el sistema de control	DELAPAZ
OCT	24	VHE01	3,9 días	Extensión de mantenimiento.	-
OCT	26	CHJ	17,4 días	Alta temperatura en cojinetes de turbina	-
OCT	26	Línea en 115 kV Colcapirhua - Quillacollo	8,5 minutos	Contacto de retroexcavadora	-
OCT	27	Autotransformador ATLT23001	6,9 minutos	Contacto accidental	ENDE, MSCR, SEPSA
OCT	30	Línea en 230 kV Punutuma - Uyuni - Lítilo - San Cristóbal	14,2 minutos	Actualización de base de datos de su sistema SCADA	ENDE, MSCR, SEPSA
OCT	31	BUL01, BUL02 y BUL03	35,5 minutos	Falla en sistema de control de válvula principal de gas	CRE, ELFEC, ENDE DEORURO, CESSA, MSCR, SETAR, SETAR Yacuiba, SETAR Villamontes, ENDE DELBENI
NOV	6	BUL01, BUL02 y BUL03	32,9 minutos	Falla en sistema de control de válvula principal de gas	ELFEC, ENDE DEORURO, CESSA, ENDE DELBENI, SETAR Tarija, SETAR Yacuiba, SETAR Villamontes, EMVINTO, MSCR
NOV	11	Línea en 115 kV Montero - Arboleada	13,4 minutos	Contacto accidental	-
NOV	13	Línea en 115 kV Cota Cota - Bologna - Tap Bahai - Pampahasi	5,8 minutos	Contacto de tirante de línea en alta tensión de la estructura 96	-
NOV	22	Línea Carrasco - Bulo Bulo y la unidad CAR02	4,5 horas	Descargas atmosféricas.	CESSA, SETAR, SETAR Yacuiba, SETAR Villamontes, MSCR, COBODE, EMVINTO
NOV	22	VHE08	5,0 días	Falla en el sistema de seguridad	-
NOV	23	Línea en 115 kV San Borja - San Ignacio de Moxos	3,0 minutos	Operó discrepancia de polos	ENDE DEL BENI
NOV	25	Línea en 115 kV San Ignacio de Moxos - Trinidad	3,3 minutos	Configuración de la protección principal PP2 del interruptor A831	ENDE DEL BENI
DIC	1	WAR03	5,0 días	Extensión de mantenimiento.	-
DIC	1	Líneas en 115 kV Chuspipata - Caranavi, Cumbré - Chuspipata y Chuspipata - Pichu	30,1 minutos	Operación falla interruptor en A341	DELAPAZ
DIC	12	Línea en 115 kV Sucre - La Plata	1,1 días	Vientos huracanados	-
DIC	13	Línea en 115 kV San Borja - San Ignacio de Moxos	2,0 minutos	Descargas atmosféricas.	ENDE DEL BENI
DIC	14	Línea en 230 kV Uyuni - Lítilo	10,3 minutos	Descargas atmosféricas.	MSCR, SEPSA
DIC	14	Línea en 69 kV Punutuma - Punutuma Hidro	5,6 horas	Caída de estructura tramo PUH-LAN069	SEPSA
DIC	14	Línea en 69 kV Punutuma Hidro - Landara	1,1 días	Caída de estructura	SEPSA
DIC	16	Central Moxos	2,3 horas	Contacto de animal con seccionador de transformador de servicio local	ENDE DEL BENI
DIC	16	SJA01 Y SJA02	2,0 horas	No determinada	SETAR
DIC	30	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	38,1 minutos	Descargas atmosféricas.	DELAPAZ, ENDE DEL BENI

RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA OCASIONADAS POR PROBLEMAS EN LA OFERTA DE GENERACION - AÑO 2018

MES	DIA	HORA INICIO	PERIODO	HORA FIN	CAUSA	AGENTE
NOVIEMBRE	28	14:22	65,0	15:27	Regulación de voltaje, debido a disparo de WAR05 y sobre carga en las líneas CAR-BEL230 y CAR-ARB230	CRE

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) en US\$/MWh - AÑO 2018

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	15,65	15,42	15,61	18,05	15,53	15,49	15,92	15,26	16,60	15,67	16,22	15,48	15,91
2	14,70	15,19	15,35	16,49	14,75	14,87	15,34	15,05	16,02	15,50	15,82	15,21	15,36
3	14,49	15,02	15,11	15,77	14,66	14,60	15,28	14,85	15,60	15,33	15,43	14,95	15,09
4	14,47	14,92	14,88	15,67	14,57	14,41	15,10	14,73	15,31	15,22	15,29	14,92	14,96
5	14,52	14,78	14,79	15,61	14,66	14,37	14,92	14,60	15,24	15,06	15,10	14,79	14,87
6	14,68	14,67	14,85	15,68	14,80	14,36	15,04	14,76	15,17	15,02	15,19	14,69	14,91
7	14,73	14,94	15,33	16,44	15,17	14,77	15,28	14,98	15,16	15,02	14,73	14,52	15,09
8	15,11	15,30	15,50	17,86	15,17	14,71	15,37	15,23	15,22	15,41	15,77	14,92	15,47
9	15,44	15,38	15,22	17,68	15,22	15,39	15,60	15,41	15,30	15,50	16,00	15,30	15,62
10	16,89	16,58	15,70	18,63	15,80	16,08	15,88	15,52	16,87	16,22	16,91	15,95	16,42
11	17,66	17,71	16,03	18,50	16,22	16,04	16,49	15,81	17,42	16,44	17,11	16,24	16,81
12	18,34	18,18	16,75	18,73	16,23	16,01	16,37	16,10	17,75	16,62	17,87	16,76	17,14
13	17,48	17,40	16,32	18,31	16,06	15,58	16,07	16,17	17,97	16,73	17,34	16,53	16,83
14	16,07	15,92	15,66	17,78	15,75	15,12	15,94	15,71	17,81	16,32	16,69	16,08	16,24
15	17,65	17,60	16,33	19,11	16,51	15,92	16,14	16,09	18,24	16,94	17,61	16,69	17,07
16	18,26	18,51	17,03	19,93	16,95	16,27	16,47	16,90	18,37	17,29	18,63	17,21	17,65
17	18,05	18,56	17,35	20,20	16,92	16,03	16,39	16,84	18,27	17,22	18,49	17,10	17,62
18	17,11	17,32	16,79	20,20	16,88	16,45	16,43	16,78	18,30	16,99	18,31	16,63	17,35
19	15,32	15,87	15,53	19,42	17,53	16,56	16,33	15,96	17,74	16,04	16,72	15,42	16,54
20	15,46	16,89	19,14	21,55	19,83	17,60	16,95	16,95	19,10	18,36	18,45	15,56	17,99
21	18,87	19,99	20,22	20,61	19,46	17,66	17,15	17,32	19,10	18,64	20,36	17,92	18,94
22	18,87	19,57	19,86	20,14	19,39	17,58	17,50	17,48	19,16	18,15	19,89	17,85	18,79
23	18,72	19,06	18,35	19,93	18,66	17,42	17,21	17,03	18,61	17,53	19,20	17,39	18,26
24	16,98	17,33	16,04	19,62	16,16	16,22	16,62	15,89	17,90	16,38	17,39	16,48	16,92
PROMEDIO	16,72	17,03	16,63	18,72	16,64	16,01	16,22	16,03	17,39	16,57	17,33	16,19	16,79

Los valores son promedios ponderados



Transformador de 3 MVA en Subestación Velarde II - SEPSA

PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2018

Consumidor	Nodo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
CRE	GCH069	16,96	17,37	16,66	18,42	16,49	15,81	15,99	15,88	17,26	16,81	17,90	16,68	16,87
CRE	URU069	17,44	17,52	17,04	18,78	17,03	16,22	16,70	16,75	18,04	17,18	17,79	16,80	17,36
CRE	ARB115	17,23	17,28	16,81	18,77	16,98	16,61	16,88	16,89	18,36	17,07	17,71	16,69	17,33
CRE	WAR115	16,80	17,17	16,56	18,21	16,37	15,71	15,93	15,85	17,00	16,66	17,59	16,43	16,68
CRE	BRE069	17,20	17,48	16,91	18,54	16,78	16,00	16,35	16,37	17,59	16,99	17,79	16,72	17,13
CRE	BRE115	16,82	17,11	16,51	18,28	16,44	15,84	15,99	15,91	17,17	16,69	17,65	16,68	16,78
CRE (1)	TRN115	-	-	-	-	16,11	15,78	16,01	15,93	17,24	16,68	17,59	16,46	16,55
CRE (Las Misiones) (2)	TRN115	-	-	-	-	-	-	-	17,93	16,70	17,59	16,44	16,97	
DELAPAZ	KEN115	17,28	17,69	17,61	20,06	18,24	17,77	17,90	17,53	18,85	17,50	17,86	16,65	17,88
DELAPAZ	CUM115	17,34	17,76	17,21	19,73	17,90	17,58	17,72	17,36	18,70	17,45	17,98	16,75	17,89
DELAPAZ	CHS115	16,14	16,39	16,12	18,13	17,03	17,43	17,66	17,08	18,41	16,83	17,21	15,88	17,26
DELAPAZ	CRN115	16,66	16,99	15,90	17,04	16,24	17,55	17,81	17,24	18,70	17,13	17,45	16,14	17,28
DELAPAZ	SBU115	17,18	17,52	16,36	17,57	16,72	17,96	18,26	17,73	19,57	17,43	18,00	16,73	17,89
DELAPAZ	PCA115	17,21	17,21	17,32	19,67	17,74	17,44	17,66	17,42	18,59	17,30	17,87	16,67	17,91
DELAPAZ (3)	MAZ230	-	-	-	-	-	-	17,75	17,24	18,51	17,33	17,69	16,54	17,50
ELFEC	ARO115	17,27	17,16	16,84	19,16	17,22	16,88	16,97	16,69	17,82	16,94	17,43	16,40	17,22
ELFEC	VHE115	17,47	17,49	17,08	19,11	17,49	16,98	17,08	16,78	17,97	17,10	17,63	16,59	17,40
ELFEC	CBC115	17,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELFEC (4)	IRP115	17,63	17,51	17,25	19,45	17,64	17,40	17,25	17,04	18,23	17,31	17,82	16,72	17,58
ELFEC	CHI230	16,99	16,98	16,59	18,63	16,83	16,39	16,49	16,34	17,54	16,68	17,29	16,19	16,92
ELFEC	SJO115	17,06	16,96	16,71	18,80	16,70	16,82	16,66	16,28	17,18	16,68	16,72	15,65	16,98
ELFEC	PAY115	17,24	17,11	16,74	19,04	17,07	16,72	16,87	16,53	17,62	16,84	17,28	16,26	17,10
ELFEC	CAR230	16,71	16,76	16,40	18,26	16,49	16,06	16,20	16,04	17,16	16,49	17,10	16,12	16,65
ELFEC	QOL115	17,17	16,92	16,71	19,05	17,02	16,66	16,70	16,39	17,49	16,67	17,18	16,16	16,91
ELFEC	VTU230	16,92	16,85	16,57	18,79	16,91	16,50	16,61	16,38	17,56	16,72	17,21	16,25	16,96
ELFEC	SAN115	17,04	17,01	16,54	18,89	16,84	16,62	16,79	16,51	17,66	16,80	17,24	16,34	17,01
ENDE DEORURO	VIN069	17,35	17,48	17,21	19,56	17,75	17,36	17,42	17,13	18,41	17,32	17,86	16,71	17,62
ENDE DEORURO	VIN115	17,21	17,26	16,98	19,19	17,43	17,17	17,27	16,96	18,17	17,14	17,59	16,90	17,26
ENDE DEORURO	CAT069	17,64	17,76	17,40	19,76	17,78	17,46	17,51	17,28	18,51	17,51	18,11	16,98	17,80
CESSA	ARJ069	17,51	17,65	17,34	19,66	17,69	17,12	17,13	17,01	18,14	17,32	17,87	16,89	17,60
CESSA	SUC069	17,14	17,15	16,86	19,05	17,23	16,78	16,91	16,71	17,73	16,99	17,48	16,66	17,23
CESSA	SUC115	17,33	17,47	17,21	19,43	17,51	16,99	16,98	16,88	17,98	17,17	17,70	16,75	17,44
SEPSA	DDI069	17,65	17,74	17,55	19,78	17,88	17,42	17,41	17,33	18,40	17,54	18,07	17,16	17,83
SEPSA	POT069	17,74	17,91	17,49	19,78	17,91	17,39	17,43	17,36	18,43	17,55	17,99	17,16	17,82
SEPSA	POT115	17,73	17,93	17,53	19,81	17,88	17,39	17,39	17,33	18,45	17,59	18,09	17,15	17,84
SEPSA	PUN069	16,96	17,31	16,81	19,09	16,91	16,47	16,42	16,45	17,49	16,69	17,24	16,43	17,01
SEPSA (5)	UYU230	-	-	16,42	19,24	17,24	17,10	-	-	-	-	-	-	17,73
SEPSA (6)	LIT230	-	-	-	-	-	16,28	16,63	16,71	17,79	17,04	17,55	16,65	17,00
SEPSA	ATO069	17,39	17,71	17,25	19,59	17,48	16,93	16,79	16,87	17,95	17,16	17,71	16,83	17,45
ENDE	PUN069	17,23	17,47	17,04	19,58	17,01	16,50	16,58	16,52	17,80	16,85	17,34	16,65	17,17
ENDE	PUN230	17,12	17,34	17,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,32
ENDE (5)	UYU230	16,57	19,40	17,31	16,70	16,57	16,60	17,67	16,89	17,47	16,55	17,14	-	-
ENDE	LCA230	16,26	16,49	16,30	18,40	16,19	15,64	15,56	15,66	16,65	15,90	16,46	15,73	16,27
SETAR	TAJ115	16,19	16,64	16,28	18,56	16,18	15,56	15,43	15,41	16,68	15,88	16,44	15,70	16,24
SETAR VII.	YAG069	15,76	16,27	15,88	18,15	15,72	15,05	14,90	14,94	16,27	15,50	15,98	15,28	15,84
SETAR YAC.	YAG069	15,79	16,30	15,91	18,17	15,73	15,06	14,90	14,93	16,26	15,48	15,98	15,29	15,83
ENDE DELBENI	YUC115	17,13	17,40	16,22	17,32	16,50	17,78	18,17	17,62	19,21	17,50	17,82	16,55	17,44
ENDE DELBENI	SBO115	17,19	17,50	16,37	17,57	16,66	17,97	18,30	17,78	19,33	17,69	17,96	16,68	17,56
ENDE DELBENI	MOX115	17,48	17,84	16,68	17,90	16,90	18,24	18,63	18,11	19,80	18,08	18,33	16,97	17,91
ENDE DELBENI	TRI115	17,61	17,96	16,79	18,03	17,02	18,32	18,79	18,26	20,07	18,28	18,49	17,12	18,05
ENDE DELBENI	SBU115	17,13	17,49	16,39	17,55	16,67	17,98	18,28	17,77	19,22	17,62	17,98	16,67	17,56
EMDEECRUZ	WAR115	17,28	17,51	16,58	18,54	16,51	16,11	15,88	17,45	16,72	17,72	16,86	16,97	-
EM VINTO	VIN069	17,11	17,14	16,95	19,18	17,41	17,02	17,30	16,97	18,16	17,16	17,59	16,55	17,37
COBOCE	CBC115	17,37	17,10	16,87	19,27	17,66	-	-	-	-	-	-	-	17,69
COBOCE (7)	IRP115	-	-	-	-	17,29	17,08	17,06	16,97	18,03	17,05	17,57	16,61	17,21
MSCR	PUN230	16,95	17,07	17,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,06
MSCR (8)	UYU230	-	-	16,28	18,96	16,96	16,83	-	-	-	-	-	-	17,47
MSCR (9)	LIT230	-	-	-	-	-	16,25	16,55	16,59	17,55	16,85	17,32	16,53	16,86
ENDE YLB (10)	SAL115	-	-	-	-	-	-	-	16,94	17,39	16,87	17,34	16,54	16,95
Total MEM		17,16	17,41	16,96	19,03	17,19	16,75	16,87	16,69	17,91	17,07	17,70	16,62	17,28

Los valores son promedios ponderados.

(1) Ingreso en operación comercial de la línea Bélgica - Troncos 230 kV y Autotransformador Troncos 230/115 kV (Mayo 2018).

(2) Incorporación de manera temporal, de la demanda de las Misiones en la Subestación Los Troncos (Septiembre 2018).

(3) En cumplimiento al Decreto Supremo No 3588 y en Aplicación a la Norma Operativa 10, los retiros de energía y potencia de DELAPAZ en Subestación Contorno Bajo 115kV, han sido referidos al nodo MAZOCRUZ 230 (Julio 2018).

(4) Ingreso en operación comercial de la Subestación Irpa Irpa (Enero 2018).

(5) Ingreso en operación comercial de la línea Planta Solar Uyuni - Subestación Uyuni 230 kV (Marzo 2018).

(6) Ingreso en operación comercial de las líneas Uyuni - Lito 230 kV, Lito - Solar 115 kV y el Autotransformador Lito 230/115 kV (Junio 2018).

(7) Ingreso en operación comercial de la línea Irpa Irpa - Sacaca 115 kV. Retiro de las líneas Irpa Irpa - Coboce 115kV y Coboce - Sacaca 115 kV (Mayo 2018).

(8) Ingreso de nuevo nodo de retiro de YLB en SAL115 (Agosto 2018).

PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2018

	Energía US\$/MWh	Energía Renovable US\$/MWh	Patencia US\$/KW-mes	Peaje US\$/KW-mes	Monómico US\$/MWh
Guaracachi	16,9	0,8	10,7	6,5	55,1
Urubó	17,4	0,9	10,7	6,5	61,9
Arboleda	17,3	0,8	10,6	6,5	57,8
Warnes	16,7	0,8	10,7	6,5	51,6
Brechas 69	17,1	0,8	10,7	6,5	59,0
Brechas 115	16,8	0,8	10,7	6,5	50,8
Troncos	16,5	1,1	10,7	6,5	57,5
Troncos - Las Misiones	17,0	1,0	10,6	6,5	53,6
TOTAL - CRE	16,9	0,8	10,7	6,5	55,7
Kenko	17,9	0,8	11,2	6,5	54,8
Cumbre	17,8	0,8	11,0	6,5	56,5
Chusipata	17,0	0,7	10,5	6,5	55,5
Caranavi	17,1	0,7	10,9	6,5	57,5
Palca	18	0,8	11,0	6,5	64,2
San Buenaventura	18	0,8	11,5	6,5	60,4
Contorno Bajo	17,5	0,9	11,2	6,6	60,5
TOTAL - DELAPAZ	17,8	0,8	11,1	6,5	55,5
Arocagua	17,2	0,8	10,7	6,5	52,2
Valle Hermoso	17,4	0,8	10,7	6,5	54,0
Irpa Irpa CBC	17,2	0,0	11,1	6,5	76,6
Irpa Irpa IRP	17,6	0,7	11,0	6,5	64,5
Chimoré	16,9	0,8	10,6	6,5	56,3
San José	17,0	0,7	10,0	6,5	27,7
Paracaya	17,1	0,8	10,7	6,5	58,2
Qollpana	16,9	0,7	10,8	6,5	71,9
Villa Tunari	17,0	0,7	10,5	6,5	63,5
Santiváñez	17,0	0,9	10,7	6,5	48,3
Carrasco	16,7	0,8	10,4	6,5	57,9
TOTAL - ELFEC	17,3	0,8	10,7	6,5	54,1
Vinto	17,6	0,7	11,1	6,5	55,9
Vinto 115	17,3	0,9	11,1	6,5	33,2
Catavi	17,8	0,8	11,4	6,5	53,9
TOTAL - ENDE DEORURO	17,7	0,7	11,2	6,5	55,3
Sacaca	17,8	0,6	11,2	6,5	76,1
Ocurí	17,9	0,7	11,6	6,5	67,7
Potosí	17,8	0,8	11,7	6,5	50,8
Potosí 115	17,8	0,8	11,7	6,5	52,6
Punutuma	17,0	0,8	11,2	6,5	51,3
Atocha	17,5	0,8	11,6	6,5	54,8
Don Diego	17,8	0,7	11,7	6,5	59,6
Complejo Karachipampa	17,6	0,9	11,7	6,5	89,2
Punutuma - Lipez	17,3	0,1	10,7	6,5	69,0
Uyini - Lipez	17,7	0,8	11,3	6,5	60,0
Litio - Lipez	17,0	0,9	11,6	6,6	58,3
TOTAL - SEPSA	17,7	0,8	11,7	6,5	54,2
Mariaca	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sucre	17,6	0,8	11,4	6,5	57,5
Sucre - Fancesa	17,2	0,7	11,2	6,5	48,2
Sucre 115	17,4	0,7	11,2	6,5	65,2
TOTAL - CESSA	17,5	0,7	11,3	6,5	55,1
Tazna	17,2	1,1	11,1	6,5	66,0
Uyuni - Punutuma	17,3	0,1	10,7	6,5	61,3
Uyuni - Uyuni	17,1	0,9	11,5	6,5	56,4
Las Carreras	16,3	0,7	10,9	6,5	44,7
TOTAL - ENDE	16,6	0,7	11,0	6,5	49,1
Tarja	16,2	0,8	10,9	6,5	53,9
Villamontes	15,8	0,7	10,6	6,5	58,5
Yacuiba	15,8	0,7	10,6	6,5	57,5
TOTAL - SETAR	16,1	0,7	10,8	6,5	55,2
Yucumo	17,4	0,8	11,5	6,5	52,4
San Borja	17,6	0,8	11,7	6,5	62,2
San Ignacio de Mojos	17,9	0,8	12,3	6,5	64,0
Trinidad	18,1	0,8	12,6	6,5	63,2
San Buenaventura	17,6	0,7	11,5	6,5	62,4
TOTAL - ENDE DELBENI	18,0	0,8	12,4	6,5	62,9
EMDEECRUZ	17,0	1,0	10,7	6,5	87,9
EMVINTO - COMIBOL	17,4	0,8	11,1	6,5	43,9
COBOCE CBC	17,7	0,4	10,7	6,5	33,5
COBOCE IRP	17,2	0,9	11,1	6,6	32,9
MINERA SAN CRISTOBAL PUN	17,1	0,1	10,7	6,5	40,7
MINERA SAN CRISTOBAL UYU	17,5	0,8	11,3	6,5	40,6
MINERA SAN CRISTOBAL LIT	16,9	0,9	11,6	6,5	42,7
RETIROS ENDE PARA YLB	17,0	1,0	11,6	6,5	69,8
Totales	17,3	0,8	11,0	6,5	54,6

Tipo de cambio promedio: 6.96 Bs/US\$

**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES
(CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2018**

Central	Periodo		
	Nov/17-Abr/18	May/18-Oct/18	Nov/18-Abr/19
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
VALLE 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 2018

	Guaracachi	Carrasco	Bulo Bulo	Entre Ríos	V. Hermoso	Aranjuez	Karachipampa	Kenko	El Alto	Del Sur	Warnes
Enero	1,2154	1,2219	1,2203	1,2193	1,2154	1,1686	1,1686	1,1953	1,1953	1,1533	1,2430
Febrero	1,2206	1,2142	1,2197	1,2167	1,2154	1,1721	1,1721	1,1953	1,1953	1,1522	1,2390
Marzo	1,2065	1,2053	1,2243	1,2219	1,2129	1,1686	1,1686	1,1965	1,1965	1,1545	1,2430
Abril	1,2154	1,2154	1,2196	1,2245	1,2245	1,1638	1,1638	1,1990	1,1990	1,1545	1,2443
Mayo	1,2167	1,2116	1,2213	1,2219	1,2206	1,1638	1,1638	1,1891	1,1891	1,1533	1,2417
Junio	1,2002	1,2206	1,2211	1,2219	1,2219	1,1721	1,1721	1,2002	1,2002	1,1545	1,2363
Julio	1,2116	1,2297	1,2320	1,2271	1,2337	1,1769	1,1769	1,2027	1,2027	1,1545	1,2430
Agosto	1,2297	1,2222	1,2193	1,2172	1,2218	1,1745	1,1745	1,2000	1,2000	1,1520	1,2434
Septiembre	1,2154	1,2255	1,2313	1,2293	1,2265	1,1721	1,1721	1,2010	1,2010	1,1524	1,2431
Octubre	1,2154	1,2289	1,2363	1,2293	1,2317	1,1745	1,1745	1,2016	1,2016	1,1524	1,2431
Noviembre	1,2027	1,2375	1,2328	1,2387	1,2409	1,1627	1,1627	1,2015	1,2015	1,1524	1,2449
Diciembre	1,2142	1,2312	1,2283	1,2371	1,2387	1,1697	1,1697	1,2027	1,2027	1,1597	1,2465
Promedio	1,2137	1,2220	1,2255	1,2254	1,2253	1,1700	1,1700	1,1987	1,1987	1,1538	1,2426

**CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS- PERÍODO 2008 - 2018
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		
	Abrial	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		
	Abrial	1.160	479	432	225	178	19	98	2.591		
	Mayo	1.483	513	388	477	186	58	102	3.207		
	Junio	1.540	133	359	386	454	213	74	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	37.670		
Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V. Hermoso	Aranjuez	Kenko	Entre Ríos	Karachipampa	Total
2010	Enero	1.243	47	505	505	196	179	11	104	2.789	
	Febrero	1.107	63	459	491	227	172	7	89	2.615	
	Marzo	1.405	247	526	682	428	194	57	23	3.608	
	Abrial	1.505	264	506	712	452	192	115	171	4.012	
	Mayo	1.167	252	522	710	567	191	134	355	4.011	
	Junio	806	293	511	751	555	195	145	448	3.812	
	Julio	782	264	531	796	602	151	152	537	3.924	
	Agosto	1.312	88	533	665	548	165	150	505	4.072	
	Septiembre	1.051	218	519	702	469	175	115	494	3.846	
	Octubre	1.360	178	427	740	421	193	113	529	4.069	
	Noviembre	1.320	194	504	736	458	130	129	635	4.150	
	Diciembre	1.445	194	506	696	396	196	106	647	4.186	
	TOTAL	14.503	2.300	6.050	8.185	5.321	2.131	1.234	4.345	45.094	

CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS- PERIODO 2008 - 2018

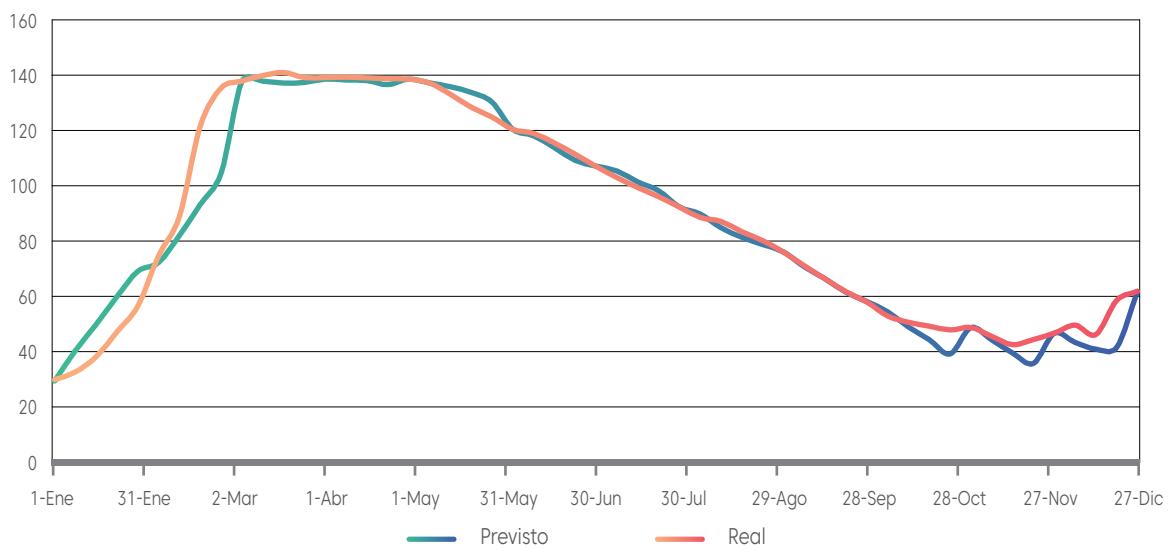
CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

Año	Mes	Guarocachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	Entre Ríos	Karachipampa	Total			
2011	Enero	1.424	174	523	690	311	186	87	614	54	4.063			
	Febrero	938	94	480	480	163	144	39	583	61	2.980			
	Marzo	1.040	64	506	358	113	158	8	541	50	2.839			
	Abril	1.157	86	515	535	197	159	41	656	54	3.399			
	Mayo	1.659	244	496	384	523	169	138	671	103	4.367			
	Junio	1.651	295	526	389	582	200	165	619	102	4.509			
	Julio	1.480	321	547	659	477	218	172	756	104	4.732			
	Agosto	1.465	332	564	754	556	225	176	745	102	4.918			
	Septiembre	1.676	221	538	576	557	198	156	713	100	4.736			
	Octubre	1.552	170	530	633	523	199	138	714	102	4.560			
	Noviembre	1.442	274	526	720	477	198	109	640	103	4.491			
	Diciembre	1.457	168	543	718	419	198	94	729	103	4.430			
	TOTAL	16.901	2.443	6.294	6.895	4.898	2.252	1.322	7.980	1.036	50.022			
Año	Mes	Guarocachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Karachipampa	Total			
2012	Enero	1.511	187	356	780	403	207	95	729	96	4.363			
	Febrero	1.135	166	478	567	216	180	58	589	100	3.489			
	Marzo	1.163	180	317	559	251	166	49	649	100	3.435			
	Abril	1.081	92	226	488	312	159	57	635	92	3.154			
	Mayo	1.209	184	267	780	525	188	146	721	103	4.152			
	Junio	1.113	140	254	828	477	161	153	717	92	4.002			
	Julio	1.363	91	261	839	464	182	164	658	88	4.173			
	Agosto	1.642	196	280	578	579	209	165	729	110	4.597			
	Septiembre	1.632	208	266	804	649	219	161	671	18	4.720			
	Octubre	1.539	220	398	924	680	217	164	714	0	4.881			
	Noviembre	1.256	204	304	850	725	173	125	107	687	0			
	Diciembre	1.088	123	374	688	469	201	22	90	757	0			
	TOTAL	15.733	1.990	3.782	8.687	5.752	2.261	1.359	587	8.255	49.207			
Año	Mes	Guarocachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Total		
2013	Enero	1.285	62	273	590	354	191	19	71	658	12	3.514		
	Febrero	1.160	42	249	448	306	148	11	62	496	96	3.018		
	Marzo	1.258	45	306	603	428	151	21	509	94	3.538			
	Abril	1.244	64	431	705	476	169	48	531	97	4.022			
	Mayo	1.334	30	546	799	589	166	89	756	108	4.451			
	Junio	1.275	25	512	733	520	150	85	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	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	Guarocachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	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		
	Junio	1.424	42	548	671	491	178	168	110	734	108	4.486		
	Julio	1.255	104	677	861	592	193	176	127	696	77	4.937		
	Agosto	1.468	45	555	790	535	188	172	118	723	0	5.021		
	Septiembre	1.435	72	529	853	469	175	92	237	531	0	5.146		
	Octubre	1.510	110	647	767	436	197	71	277	568	0	5.288		
	Noviembre	1.397	95	689	757	419	146	77	282	608	19	5.279		
	Diciembre	1.307	102	658	638	330	123	17	202	585	100	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	Guarocachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	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	3.775	
	Marzo	1.432	115	375	321	116	108	0	145	420	93	943	4.351	
	Abril	1.362	74	281	636	189	143	6	170	274	83	875	4.360	
	Mayo	1.117	124	479	741	267	149	22	208	341	99	962	4.797	
	Junio	1.093	134	508	787	508	173	70	245	399	105	851	5.126	
	Julio	1.155	79	499	846	321	148	83	304	374	98	990	5.148	
	Agosto	1.344	82	451	775	434	163	86	315	407	100	960	5.139	
	Septiembre	1.258	79	515	380	190	142	72	310	317	79	972	5.293	
	Octubre	1.347	84	546	330	210	144	47	285	171	70	1013	5.437	
	Noviembre	1.314	104	463	139	178	138	0	158	103	81	854	4.810	
	Diciembre	1.373	133	440	188	163	138	27	207	312	92	1070	5.161	
	TOTAL	15.505	1.209	5.511	5.904	2.962	1.634	386	2.665	3.603	1.093	10.963	63.595	
Año	Mes	Guarocachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Total	
2016	Enero	1.388	146	658	254	219	134	0	183	323	95	889	1.304	5.593
	Febrero	1.285	96	390	251	239	133	1	215	367	89	818	1.315	5.199
	Marzo	1.351	196	436	380	323	163	5	254	548	93	909	1.484	6.140
	Abril	1.339	193	35	643	372	153	13	204	746	90	1.028	1.456	6.271
	Mayo	1.118	92	88	324	389	124	4	144	799	60	1.131	1.505	5.776
	Junio	1.073	40	0	139	314	151	0	255	715	59	1.074	1.466	5.286
	Julio	988	103	143	245	153	25	271	758	89	11.117	1.491	5.824	
	Agosto	1.001	135	263	325	461	164	35	291	794	92	1.077	1.520	6.158
	Septiembre	1.042	192	247	514	480	171	36	278	742	94	1.054	1.470	6.320
	Octubre	1.283	310	260	671	537	175	36	304	775	91	1.062	1.460	6.965
	Noviembre	1.339	291	411	666	733	113	40	265	494	94	1.058	1.321	6.825
	Diciembre	1.403	314	477	640	636	27	21	195	312	92	1.070	1.169	6.357
	TOTAL	14.609	2.108	3.408	5.051	5.145	1.660	216	2.859	7.371	1.038	12.288	16.961	72.714
Año	Mes	Guarocachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Total	
2017	Enero	1.466	306	442	582	362	84	0	102	72	79	965	1.210	5.672
	Febrero	1.274	299	395	561	550	133	11	160	295	86	920	1.101	5.786
	Marzo	1.458	310	449	462	475	150	6	172	262	93	1.032	1.009	5.678
	Abril	1.161	296	289	347	314	138	0	121	50	55	1.011	1.222	5.004
	Mayo	1.300	132	255	473	470	148	18	190	124	85	1.012	1.524	5.730
	Junio	877	67	316	396	605	144	25	4	138	35	1.047	1.398	5.053
	Julio	793	141	603	446	677	156	16	182	158	20	1.134	1.408	5.734
	Agosto	955	100	474	434	631	155	16	178	190	19	1.093	1.418	5.940
	Septiembre	1.036	94	460	569	617	146	19	169	174	17	1.061	1.432	5.793
	Octubre	1.114	125	411	629	645	144	24	174	240	23	1.097	1.477	6.103
	Noviembre</													

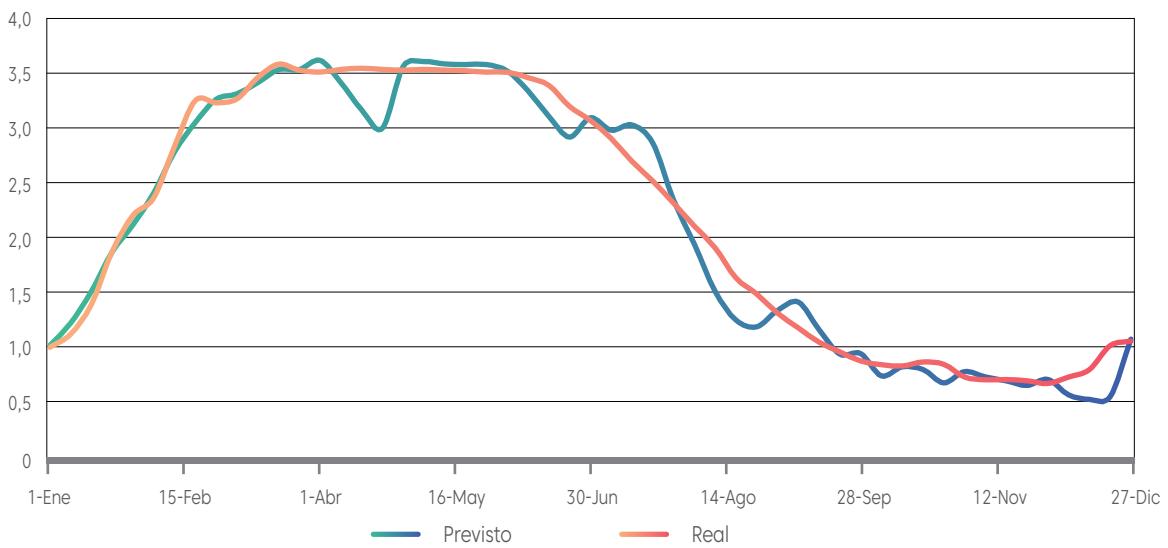
CONSUMO DE DIESEL EN LITROS PERÍODO 2012 - 2018
CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

Mes	AÑO						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	1.827.693	1.520.891	1.375.160	1.704.343	2.113.214	1.966.557	1.981.296
Febrero	1.640.590	1.310.359	1.379.443	1.496.996	1.875.886	1.789.716	1.789.514
Marzo	1.817.424	1.254.376	1.574.477	1.743.130	2.199.737	1.913.656	2.035.536
Abril	1.573.191	1.209.345	1.567.313	1.649.193	2.015.129	1.756.531	2.094.217
Mayo	1.536.210	1.160.346	2.363.536	1.644.383	1.536.903	1.761.327	1.980.559
Junio	1.393.074	1.098.622	2.515.991	1.609.827	1.391.636	1.619.595	1.482.294
Julio	1.594.210	1.114.351	2.592.377	1.758.311	1.638.821	1.708.532	1.649.272
Agosto	2.189.735	1.128.649	2.670.802	2.249.970	1.709.867	1.840.896	1.595.933
Septiembre	1.947.903	1.271.618	1.903.722	2.057.716	1.791.028	1.872.150	1.899.510
Octubre	1.800.391	1.285.246	2.025.065	1.842.578	2.119.594	2.015.799	2.205.836
Noviembre	1.796.698	1.345.447	1.691.628	1.955.491	2.130.427	2.053.637	2.084.751
Diciembre	1.352.828	1.515.883	1.826.628	2.076.049	1.974.274	2.007.198	2.091.100
TOTAL	20.469.947	15.215.133	23.486.142	21.787.987	22.496.516	22.305.594	22.889.818

EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO -(Hm³) - AÑO 2018
CORANI

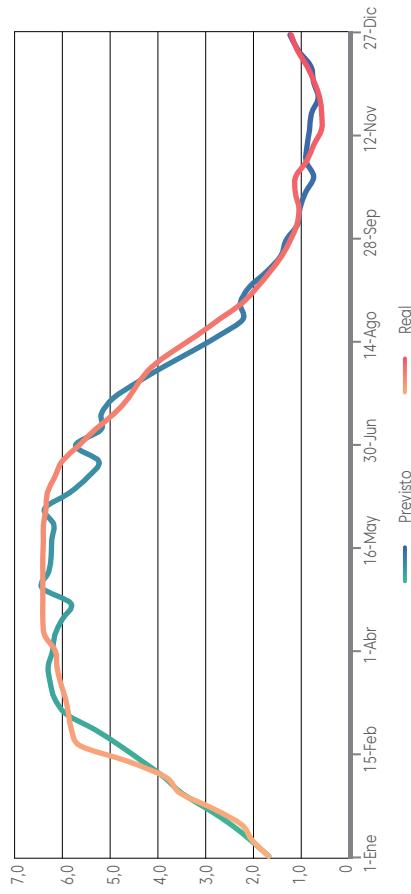


EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm³) - AÑO 2018
ZONGO

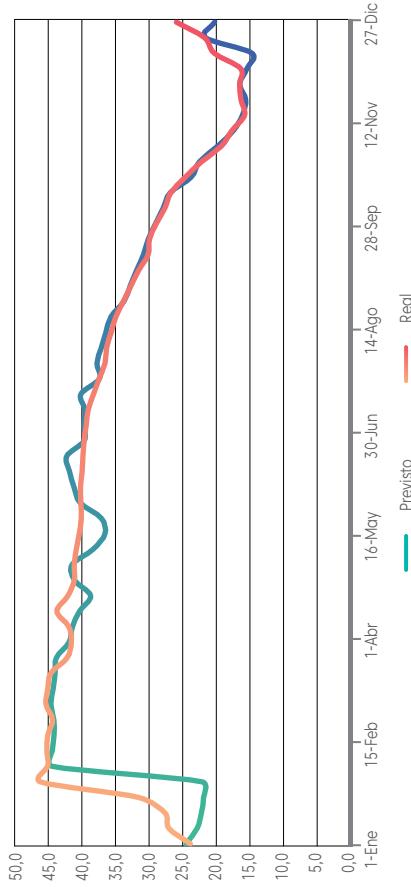


EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm³) - AÑO 2018

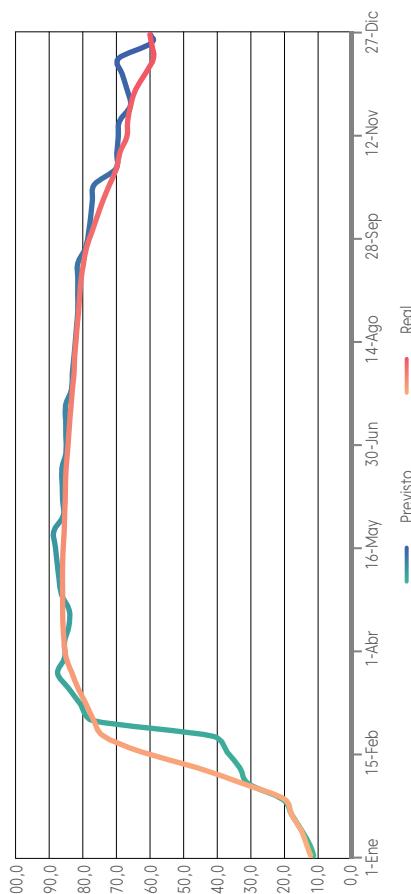
TIQUIMANI



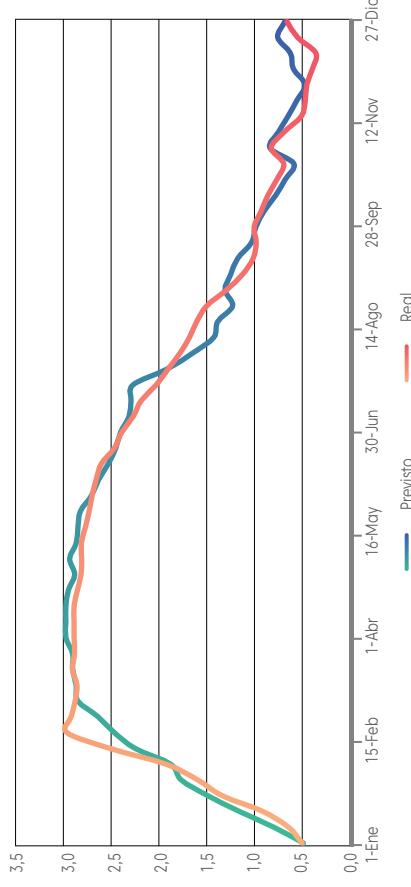
SAN JACINTO

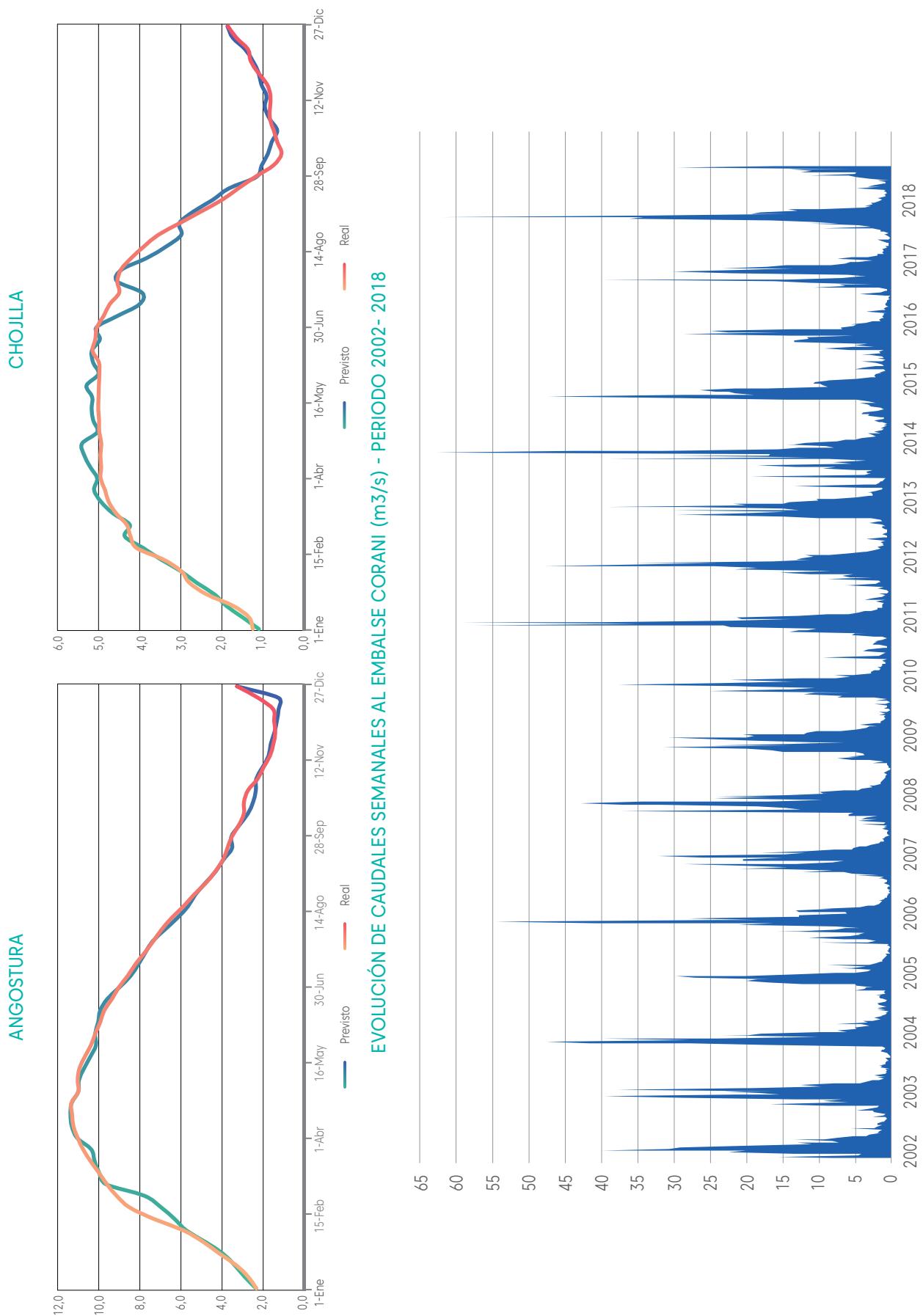


MISICUNI



MIGUILLAS





DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) - PERÍODO 1996 - 2018

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Área Oriental	951.9	1.050.7	1.137.3	1.138.9	1.150.1	1.192.9	1.241.6	1.366.4	1.455.7	1.572.4	1.660.8	1.749.2	1.899.6	2.068.3	2.290.5	2.411.8	2.556.7	2.727.7	2.940.5	3.079.5	3.166.2	3.202.0	
Área Norte	865.9	921.8	963.0	1.005.0	998.2	1.000.6	1.028.7	1.040.8	1.120.5	1.157.2	1.234.0	1.290.9	1.297.9	1.302.4	1.410.9	1.546.7	1.615.0	1.719.3	1.828.0	1.960.4	2.006.2	2.090.4	
Área Centro-Sur	1.012.4	1.146.3	1.166.3	1.198.3	1.222.0	1.310.6	1.301.4	1.284.2	1.381.4	1.499.4	1.734.6	2.090.9	2.195.0	2.334.8	2.462.7	2.577.5	2.736.8	2.922.0	3.088.8	3.337.9	3.441.3	3.529.2	
Total	2.272.8	2.945.9	3.160.0	3.308.6	3.355.5	3.371.7	3.532.2	3.603.8	3.771.0	3.994.3	4.305.8	4.686.4	5.138.0	5.397.0	5.814.0	6.301.9	6.604.3	7.012.8	7.477.7	7.945.9	8.377.8	8.613.7	8.821.7

DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) - PERÍODO 1996 - 2018

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
CRE	847.4	951.9	1.050.7	1.137.3	1.138.9	1.150.1	1.192.9	1.241.6	1.366.4	1.455.7	1.572.4	1.660.8	1.749.2	1.899.6	2.068.3	2.290.5	2.411.8	2.556.7	2.727.7	2.940.5	3.079.5	3.163.5	3.203.0	
DELAPAZ	865.9	921.9	963.0	1.005.0	998.2	1.000.6	1.028.7	1.040.8	1.120.5	1.157.2	1.234.0	1.290.9	1.297.9	1.302.4	1.391.8	1.476.6	1.522.5	1.614.4	1.700.8	1.767.3	1.810.3	1.860.7	1.927.5	
ELIFC	444.2	486.3	549.0	568.2	583.9	590.5	642.1	653.2	674.2	711.3	756.4	812.9	838.5	883.0	936.3	1.010.2	1.058.3	1.116.9	1.190.3	1.226.0	1.309.5	1.331.0	1.363.4	
ENDE RECORRIDO	191.1	198.7	205.5	210.2	203.6	212.6	217.1	212.2	234.1	267.0	311.7	343.4	362.4	392.3	403.8	438.8	456.0	467.0	461.5	484.0	504.2			
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	297.1	303.7	315.1	
SEPSA	76.2	82.3	89.9	89.5	89.4	112.4	131.8	147.4	166.5	178.0	201.1	232.9	275.5	286.8	338.2	383.4	416.6	445.2	467.3	466.1	455.9	464.9	503.4	
ENDE													19.1		72.2	92.5	110.1	146.0	157.4	43.6	56.2	57.4		
SESTAR															23.7	153.7	298.8	311.5	318.3					
ENDE DEBENI																14.6	150.1	155.5	163.0					
ENDEE CRUZ																0.0	0.9	2.8	9.0					
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	496.0	471.5	471.0	483.4	494.1	493.7	510.7	490.1	467.4	
Total	2.725.8	2.945.9	3.160.0	3.308.6	3.356.6	3.355.5	3.371.7	3.532.2	3.603.8	3.771.0	3.994.3	4.305.8	4.686.4	5.138.0	5.397.0	5.814.0	6.301.9	6.604.3	7.012.8	7.477.7	7.945.9	8.377.8	8.613.7	8.821.7

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2018

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	217.1	241.5	258.5	269.1	283.8	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	710.9	729.1		
Febrero	202.5	210.1	231.2	244.6	269.2	251.5	286.9	297.1	327.8	363.3	378.3	425.7	456.5	503.5	526.5	549.7	591.9	656.0	664.6	688.3			
Marzo	225.5	241.1	265.2	282.3	277.5	285.1	295.4	324.3	337.2	366.1	388.2	428.5	449.9	505.5	506.3	564.3	585.0	606.3	682.4	711.9	745.5		
Abril	217.0	241.6	259.0	266.8	271.7	276.4	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	709.5	684.9	744.2	
Mayo	231.4	245.5	265.7	273.7	278.7	280.8	296.3	306.6	327.5	352.3	377.3	423.2	441.5	472.5	520.3	541.6	577.4	616.8	646.1	664.4	710.3	729.6	
Junio	221.6	239.6	261.7	269.1	275.2	275.3	282.9	299.7	304.5	319.9	350.2	372.2	407.5	422.3	462.1	496.3	506.9	557.7	574.2	627.7	649.1	671.4	684.9
Julio	233.6	250.2	273.7	279.3	277.6	282.5	299.6	314.3	334.5	360.4	383.9	438.2	482.1	483.4	518.7	538.3	576.4	611.7	633.0	687.8	705.7		
Agosto	234.2	252.5	276.0	282.6	292.0	302.2	308.0	316.0	346.2	370.3	396.6	439.8	453.5	479.7	536.8	588.6	584.4	630.9	672.4	726.6			
Septiembre	236.7	252.4	283.0	274.6	280.3	294.0	308.0	318.6	331.4	360.5	414.2	426.6	458.8	500.7	540.1	582.0	657.5	683.0	699.9	721.1	752.2		
Octubre	238.5	253.7	276.4	294.5	298.8	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	750.5	783.5	786.6	
Noviembre	229.9	249.3	264.7	281.4	274.8	282.9	298.1	301.6	317.3	344.1	371.3	412.8	440.0	475.0	504.4	557.4	566.6	606.0	647.5	677.5	700.3	742.0	
Diciembre	237.8	258.3	272.1	288.9	279.0	286.8	303.6	331.2	355.7	381.2	426.3	447.8	479.7	527.7	571.5	578.8	635.9	664.8	710.9	722.9	755.4	769.6	
Total	544.6	583.7	622.7	644.3	644.9	646.8	674.3	704.8	759.1	813.1	895.4	898.7	939.4	1.009.4	1.067.4	1.201.8	1.298.2	1.370.0	1.433.6	1.458.5	1.511.2		

DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERÍODO 1996 - 2018

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Total	544.6	583.7	622.7	644.3	644.9	646.8	674.3	704.8	759.1	813.1	895.4	898.7	939.4	1.009.4	1.067.4	1.201.8	1.298.2	1.370.0	1.433.6	1.458.5	1.511.2		

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2018 TEMPERATURA MEDIA

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2018 TEMPERATURA MÁXIMA

Empresa	Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
<u>Hidroeléctricas</u>																										
<u>COBEE</u>	Zapopan y Achacochita (4)	118,6	136,9	153,1	183,1	182,9	183,3	183,5	166,8	166,8	166,8	166,8	168,0	187,6	187,6	188,4	188,4	188,8	188,0	188,0	177,5	188,0	188,0	188,0		
	Santo Isidro Coron y San José (10)	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	127,8	144,9	144,9	144,9	147,0	147,0	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7		
<u>COOEE</u>	Miguelas	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4		
<u>CPRESA</u>	Yoro (1)	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	0,0	
<u>SYNERGIA</u>	Romita	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	0,0	
<u>HB</u>	Tiquesí (8)	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	0,0	
<u>SIEB</u>	Querétaro	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	0,0	
<u>ENDE</u>	San Joaquín	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	0,0	
<u>ENDE GUARACACHI</u>	Umisuri	263,0	281,3	298,4	315,6	335,7	354,6	444,3	428,1	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3	448,3		
<u>Edificios</u>																										
<u>ENDE CORANI</u>	Colipanera (7)																									
<u>Subtotal</u>																										
<u>Socores</u>																										
<u>ENDE GUARACACHI</u>	Yunchorá (11)																									
<u>ENDE GUARACACHI</u>	Uyuni																									
<u>Subtotal</u>																										
<u>Biomasa</u>																										
<u>COBE</u>																										
<u>ENDE GUARACACHI</u>	IASA																									
<u>ENDE GUARACACHI</u>	Unguaro (5)																									
<u>Subtotal</u>																										
<u>Termodinámicas a temperatura media (Audi)</u>																										
<u>ENDE GUARACACHI</u>	Guarachichi	160,0	160,0	159,6	200,2	286,5	249,0	231,4	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6	230,6		
<u>ENDE GUARACACHI</u>	Santo Cruz	106,4	106,4	106,4	106,5	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	104,3	104,3	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6		
<u>ENDE VALLE HERMOSO</u>	Carreño	70,5	70,5	70,5	69,1	34,6	17,3	34,6	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	68,5	68,5	68,5	68,5	68,5	68,5	68,5	68,5		
<u>ENDE VALLE HERMOSO</u>	El Alto																									
<u>ENDE GUARACACHI</u>	Arroyo	36,5	36,5	36,5	36,3	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0		
<u>CECBB</u>	Bul. Bul																									
<u>ENDE GUARACACHI</u>	Korochitampu	13,4	13,4	13,4	13,0	13,0	13,0	13,0	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1		
<u>ENDE</u>	Koriko	18,0	18,0	17,6	17,2	17,3	17,3	17,4	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3		
<u>ENDE ANDINA</u>	Entre Ríos																									
<u>ENDE ANDINA</u>	Del Sur																									
<u>ENDE ANDINA</u>	Worms																									
<u>ENDE EGEN</u>	Moros (9)																									
<u>ENDE EGEN</u>	Trinidad																									
<u>ENDE EGEN</u>	Riobamba																									
<u>ENDE EGEN</u>	San Borja																									
<u>ENDE EGEN</u>	Yacucho																									
<u>ENDE EGEN</u>	San Ignacio de Mazos	404,8	404,8	404,0	522,4	591,2	537,2	501,5	520,3	554,7	554,7	554,7	554,7	561,0	621,6	709,0	758,3	887,7	926,1	1,119,0	1,131,8	1,131,5	1,154,7	1,154,7		
<u>Total</u>		667,8	668,1	702,4	838,2	926,9	891,8	94,8	94,8	94,8	94,8	94,8	94,8	94,8	1,035,3	1,035,4	1,255,4	1,206,4	1,206,4	1,206,4	1,206,4	1,206,4	1,206,4	1,206,4		

(1) Se incorpora al mes de enero de 2001.

(2) No se considera las 6 unidades sinterrotas en julio de 2012 (MCS9 - M314).

(4) No se considera la capacidad de Central Yanacé sinterrotada en junio de 2014.

(5) Se considera como planta sinterrotada a partir de noviembre 2014.

(6) Se considera como planta sinterrotada a partir de septiembre 2016. A partir de 01/11/17 la potencia efectiva de San Buenaventura es 12 MW (se adueñó a la declaración de ENDE Guarachica) para el informe de Medición Precio Noviembre e 2017 - Octubre 2018.

(7) A partir de septiembre 2018 se incorpora a 2 fases (24 MW) de un sistema eléctrico Quito.

(8) Resolución N° 17/05/2016 del 01/07/2016 autoriza el retorno de la unidad C-011-C-012 de la central hidroeléctrica Chilca-Antapu (0.867 MW).

(9) No se considera los unidades N-015 y N-016 a la licencia de generación temporal finalizada el 31/12/2017 (Res. N° 308/2017).

(10) En el año 2018 se incorporó Orellana y San José 1 al sistema Quito.

(11) En el año 2018 fraccionó la mitad de la planta de la central de Orellana Yachana.

(12) Se considera la capacidad de Central Yanacé sinterrotada en junio de 2014.

(13) Se considera como planta sinterrotada a partir de septiembre 2016. A partir de 01/11/17 la potencia efectiva de San Buenaventura es 12 MW (se adueñó a la declaración de ENDE Guarachica) para el informe de Medición Precio Noviembre e 2017 - Octubre 2018.

(14) No se considera la capacidad de Central Yanacé sinterrotada en junio de 2014.

(15) Se considera como planta sinterrotada a partir de noviembre 2014.

(16) Se considera como planta sinterrotada a partir de septiembre 2016. A partir de 01/11/17 la potencia efectiva de San Buenaventura es 12 MW (se adueñó a la declaración de ENDE Guarachica) para el informe de Medición Precio Noviembre e 2017 - Octubre 2018.

(17) A partir de septiembre 2018 se incorpora a 2 fases (24 MW) de un sistema eléctrico Quito.

(18) Resolución N° 17/05/2016 del 01/07/2016 autoriza el retorno de la unidad C-011-C-012 de la central hidroeléctrica Chilca-Antapu (0.867 MW).

(19) No se considera los unidades N-015 y N-016 a la licencia de generación temporal finalizada el 31/12/2017 (Res. N° 308/2017).

(20) En el año 2018 se incorporó Orellana y San José 1 al sistema Quito.

(21) En el año 2018 se incorporó la mitad de la planta de la central de Orellana Yachana.

(22) Se considera la capacidad de Central Yanacé sinterrotada en junio de 2014.

(23) Se considera como planta sinterrotada a partir de noviembre 2014.

PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERÍODO 1996 - 2018

Empresa		Centrales		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018			
Hidroeléctricas		Cobres		Zaraya & Chocachaca		710.0	705.2	702.4	783.2	926.8	1,035.4	1,095.7	736.1	870.8	830.7	896.9	981.8	933.3	921.5	920.6	990.0	940.9	1,000.1	887.0	944.1	782.9	995.2	654.1	
Cobre		Huji (4)		Santa Isabel Cuzani		555.5	688.0	610.8	739.9	768.5	846.6	883.3	811.8	876.0	627.5	804.3	784.0	861.7	817.3	699.1	795.3	810.7	929.5	923.4	937.7	545.3	715.7	844.6	
ENDE CORANI		Ses. Jefe (5)		Mescuni (1)		122.8	113.9	123.8	109.8	106.3	120.3	113.4	100.2	110.9	104.8	111.3	96.2	102.6	107.5	108.5	114.9	114.4	108.0	106.6	89.6	102.0	105.0	97.8	285.3
BIDE CORANI		Migallos		Yaro (1)		56.8	64.5	59.0	18.6	14.9	71.1	69.3	58.1	32.4	66.4	73.7	65.2	72.5	74.7	71.8	73.2	77.7	77.8	85.1	77.6	63.0	60.6	75.6	16.2
BIDE CORANI		Korata		SYNERGIA		2.1	11.0	22.3	25.9	18.1	21.1	22.0	16.3	21.5	17.2	20.5	15.6	14.1	19.3	20.8	19.8	17.6	17.0	17.0	11.0	13.1	11.0	13.1	16.2
BIDE CORANI		Taquesi		Queqato		1.8	6.8	7.0	137.5	241.8	247.3	295.4	223.6	348.8	316.7	372.8	302.9	333.7	350.6	368.2	302.9	343.7	202.5	343.7	206.1	306.5	375.8	375.8	375.8
ENDE GUARACACHI		Ses. Jocinto		Sietiatai		1,425.1	1,571.6	1,498.1	1,269.1	1,855.6	2,106.2	2,182.3	1,969.2	2,129.4	1,941.1	2,131.4	2,294.2	2,289.5	2,264.3	2,151.4	2,284.2	2,324.2	2,314.9	2,233.0	2,439.8	1,715.6	2,229.9	2,685.8	
Edificios		Qalitana (Fase I)		Qalitana (Fase II)		Uyuni (6)		ENDE CORANI		ENDE CORANI		ENDE GUARACACHI																	
Cobres		Bomberos		Satchedi		Satchedi		Satchedi		Satchedi		Satchedi		Satchedi		Satchedi		Satchedi		Satchedi		Satchedi		Satchedi		Satchedi			
Cobres		Guabó		Igasa (3)		Igasa (3)		Igasa (3)		Igasa (3)		Igasa (3)		Igasa (3)		Igasa (3)		Igasa (3)		Igasa (3)		Igasa (3)		Igasa (3)		Igasa (3)			
Cobres		Uruguay		Uruguay		Uruguay		Uruguay		Uruguay		Uruguay		Uruguay		Uruguay		Uruguay		Uruguay		Uruguay		Uruguay		Uruguay			
Cobres		Estico		Subtotales		Subtotales		Subtotales		Subtotales		Subtotales		Subtotales		Subtotales		Subtotales		Subtotales		Subtotales		Subtotales					
Cobres		Temperales		Temperales		Temperales		Temperales		Temperales		Temperales		Temperales		Temperales		Temperales		Temperales		Temperales		Temperales		Temperales			
Cobres		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI		ENDE GUARACACHI			
Cobres		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach		Guttenbach			
Cobres		Carasco		Carasco		Carasco		Carasco		Carasco		Carasco		Carasco		Carasco		Carasco		Carasco		Carasco		Carasco		Carasco			
Cobres		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo		Valle Bermejo			
Cobres		El Pinto		El Pinto		El Pinto		El Pinto		El Pinto		El Pinto		El Pinto		El Pinto		El Pinto		El Pinto		El Pinto		El Pinto		El Pinto			
Cobres		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez		Aranjuez			
Cobres		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)		Bolívar (4*)			
Cobres		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco		Korochipoco			
Cobres		Kerko		Kerko		Kerko		Kerko		Kerko		Kerko		Kerko		Kerko		Kerko		Kerko		Kerko		Kerko		Kerko			
Cobres		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos		Entre Ríos			
Cobres		Del sur		Del sur		Wenes		Wenes		Moros																			
Cobres		Trinidad		Trinidad		Trinidad		Trinidad		Trinidad		Trinidad		Trinidad		Trinidad		Trinidad		Trinidad		Trinidad		Trinidad		Trinidad			
Cobres		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)		San Bernardo (7)			
Cobres		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN			
Cobres		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN			
Cobres		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN			
Cobres		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN			
Cobres		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN			
Cobres		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN		ENDE GEN			
Cobres																													

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

*) Durante el mes de diciembre de 2013, ENDE Corani y CECBB efectuaron pruebas en la Unidad BIII 07 respectivamente consistoriando un valor estimado de 100%

En Septiembre 2017 ingresó en operación comercial la primera Unidad genérica.

En Octubre 2017 ingresa en operación comercial las unidades YUN01 y YUN02.

En Julio 2017 ingresó en operación comercial los excedentes del Autoproducción en concesión administrativa de la línea II-VIII. Cuenta con 115 km.

Ingreso en operación comercial de la línea Huaju - Cárdenas 115 KV (madrzo)

(5) Ende Corani declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José 1 (Enero 2018).

Ende Guaracachi operación de la planta solar UYUNI (Matozo 2018). Ende Cuenca operación de la planta solar UYUNI (Matozo 2018).

8 Ende Generacion declara la disponibilidad para la operacion comercial de la Central Termoelectrica de la Central Burrenabaque (CETRO) en la Cuenca del Rio San Borja (CETRO II).

(8) Ende Generación declara la disponibilidad para la operación comercial de la Central térmica YUCUMO (Enero 2000).

(1) Ende Generacion declara la disponibilidad para la operacion comercial de la Central Termoelectrica SAN IGNACIO DE M

TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2018

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
MINUTOS	86,0	76,0	85,0	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	402,8	21,3	16,8			

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2018

GESTIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
POTENCIA DE PUNTA (MW)	544,6	583,7	622,7	644,3	644,9	645,8	674,3	684,1	704,8	759,1	813,1	895,4	898,7	939,4	1.009,4	1.057,4	1.109,0	1.201,8	1.298,2	1.370,0	1.433,6	1.455,5	1.511,2
CAPACIDAD EFECTIVA (MW) T° Máxima	667,8	686,1	702,4	855,2	926,9	891,8	947,8	948,4	1.000,8	1.003,0	1.035,3	1.052,9	1.055,4	1.120,8	1.206,5	1.255,9	1.384,8	1.422,8	1.614,7	1.831,5	1.854,8	1.984,4	2.114,2
CAPACIDAD EFECTIVA (MW) T° Media	687,0	705,3	722,5	879,5	901,5	924,1	975,8	980,6	1.035,8	1.037,7	1.070,7	1.151,7	1.162,3	1.164,9	1.252,0	1.309,8	1.447,9	1.488,1	1.695,8	1.941,1	1.977,9	2.077,1	2.236,9

OFERTA (T° MEDIA) Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2018



COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN
PERÍODO 1998 - 2018

AÑO	FECHA	ÁREAS	DURACIÓN MIN.
1998	15-Nov	POTOSÍ	27
	7-Nov	SUCRE	5
	26-Nov	SUR	55
	23-Dec	ORIENTAL	14
	29-Dec	SUCRE	5
1999	2-Feb	NORTE	45
	24-Mar	SUR	12
	25-Jun	SUCRE	95
	21-Aug	SUCRE	62
	17-Oct	ORIENTAL	17
2000	25-Oct	SUR	5
	22-Dec	ORIENTAL	12
	28-Dec	ORIENTAL	7
	18-Mar	SUR	37
	20-Sep	SUCRE	3
2001	29-Jul	NORTE	8
	13-Aug	ORIENTAL	9
2002	20-Mar	ORIENTAL	23
	18-Jul	CENTRAL, SUR, NORTE	47
	24-Oct	NORTE	8
	26-Nov	NORTE, CENTRAL	29
	29-Feb.	ORIENTAL	16
2003	1-Jan	SUR	8
	9-Jan	SUCRE	3
	10-Jan	SUR	16
	20-Jan	ORIENTAL	16
	3-Feb	SUR	36
2004	27-May	SUCRE	5
	10-Sep	NORTE	4
	2-Oct	ORIENTAL	21
	9-Feb	ORIENTAL	25
	23-Nov	SUR, SUCRE	14
2005	17-Mar	ORIENTAL	37
	7-Apr	NORTE	86
	13-Jun	NORTE	30
	29-Apr	CENTRAL (ORURO)	85
	2-Oct	NORTE	14
2006		SIN COLAPSOS	0
	1-Jul	SUCRE	314
		SIN COLAPSOS	0
		SIN COLAPSOS	0
2007	6-Apr	COCHABAMBA	32
	14-Jul	ORURO	22
	5-Dec	NORTE, TRINIDAD	29
2008	21-Nov	ORURO	10
	8-Dec	ORIENTAL	23
2009	8-Mar	TRINIDAD	12
	12-Mar	ORURO	9
	19-Jun	YACUBA y VILLAMONTES	880
	30-Jul	TARIJA	45
	12-Aug	YACUBA y VILLAMONTES	23
2010	17-Aug	YACUBA y VILLAMONTES	17
		SIN COLAPSOS	0
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
2017			
2018			

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2018

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
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	16,8	17,4	16,8

PRECIOS SPOT SIN IVA PERÍODO 1996 - 2018

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
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	18,3	18,0	16,4	17,3	18,0	17,3
POTENCIA (US\$/kW·m)	6,2	7,8	7,2	7,2	7,3	7,6	7,0	6,2	5,9	5,5	5,4	5,2	6,1	7,4	7,6	7,7	8,0	8,9	9,8	9,9	10,3	10,0	11,0
PAJE TRANSM. (US\$/kW·m)	0,9	0,9	1,7	1,6	1,4	1,8	1,8	2,1	2,0	2,9	3,1	3,5	3,3	3,2	3,2	3,2	3,5	3,4	3,8	4,4	5,6	6,5	
MONÓMICO (US\$/MWh)	39,8	38,0	40,1	37,7	40,2	32,3	31,4	30,5	26,0	32,5	34,9	34,8	34,9	37,1	40,0	40,8	39,7	43,7	44,7	47,2	51,1	54,6	

PRECIOS SEMESTRALES - PERÍODO 1996 - 2018

Semestre	"Energía US\$/MWh"	"Energía Renovable US\$/MWh"	"Potencia US\$/kW-mes"	"Peaje US\$/kW-mes"	"Monómico US\$/MWh"
May96 - Oct96	19,6	0,0	5,5	0,9	39,8
Nov96 - Abr97	17,5	0,0	8,1	0,9	38,5
May97 - Oct97	18,3	0,0	7,7	0,8	37,9
Nov97 - Abr98	18,4	0,0	7,5	1,6	39,3
May98 - Oct98	20,4	0,0	7,0	1,7	40,8
Nov98 - Abr99	19,0	0,0	6,9	1,7	39,2
May99 - Oct99	15,9	0,0	7,3	1,6	36,4
Nov99 - Abr00	18,6	0,0	7,4	1,7	39,4
May00 - Oct00	20,6	0,0	7,5	1,1	40,3
Nov00 - Abr01	13,5	0,0	7,3	1,7	34,9
May01 - Oct01	10,3	0,0	7,8	1,7	32,4
Nov01 - Abr02	11,8	0,0	8,2	1,8	34,9
May02 - Oct02	11,6	0,0	7,9	1,8	33,4
Nov02 - Abr03	9,1	0,0	7,5	1,8	30,9
May03 - Oct03	7,8	0,0	8,1	1,8	30,1
Nov03 - Abr04	8,6	0,0	6,2	1,8	26,7
May04 - Oct04	9,4	0,0	6,3	1,7	27,3
Nov04 - Abr05	9,5	0,0	6,4	1,7	28,0
May05 - Oct05	17,2	0,0	5,8	1,9	34,1
Nov05 - Abr06	13,5	0,0	5,5	3,0	32,7
May06 - Oct06	17,3	0,0	5,7	3,0	36,4
Nov06 - Abr07	14,1	0,0	6,1	2,7	35,3
May07 - Oct07	16,7	0,0	5,1	2,9	34,8
Nov07 - Abr08	14,8	0,0	5,1	3,0	33,4
May08 - Oct08	17,1	0,0	5,4	3,2	36,2
Nov08 - Abr09	16,0	0,0	5,0	3,6	33,9
May09 - Oct09	18,5	0,0	6,7	3,5	39,1
Nov09 - Abr10	17,1	0,0	6,7	3,3	38,2
May10 - Oct10	18,7	0,0	7,4	3,3	40,6
Nov10 - Abr11	17,7	0,0	7,7	3,3	40,5
May11 - Oct11	20,4	0,0	7,5	3,3	41,9
Nov11 - Abr12	17,8	0,0	7,8	3,1	39,7
May12 - Oct12	19,9	0,0	7,7	3,3	41,9
Nov12 - Abr13	16,5	0,0	7,9	3,5	39,9
May13 - Oct13	16,2	0,0	8,1	3,6	39,6
Nov13 - Abr14	17,7	0,0	7,8	3,1	41,0
May14 - Oct14	18,3	0,0	9,7	3,6	45,3
Nov14 - Abr15	16,3	0,0	9,2	3,6	43,1
May15 - Oct15	17,0	0,0	9,9	3,7	45,0
Nov15 - Abr16	16,2	0,0	10,5	4,3	46,5
May16 - Oct16	17,0	0,0	9,8	4,5	46,6
Nov16 - Abr17	18,5	0,1	9,8	4,6	48,2
May17 - Oct17	17,9	0,2	10,5	6,1	51,9
Nov17 - Abr18	17,9	0,3	10,8	6,5	53,8
May18 - Oct18	17,1	1,0	11,3	6,6	55,2

LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2018

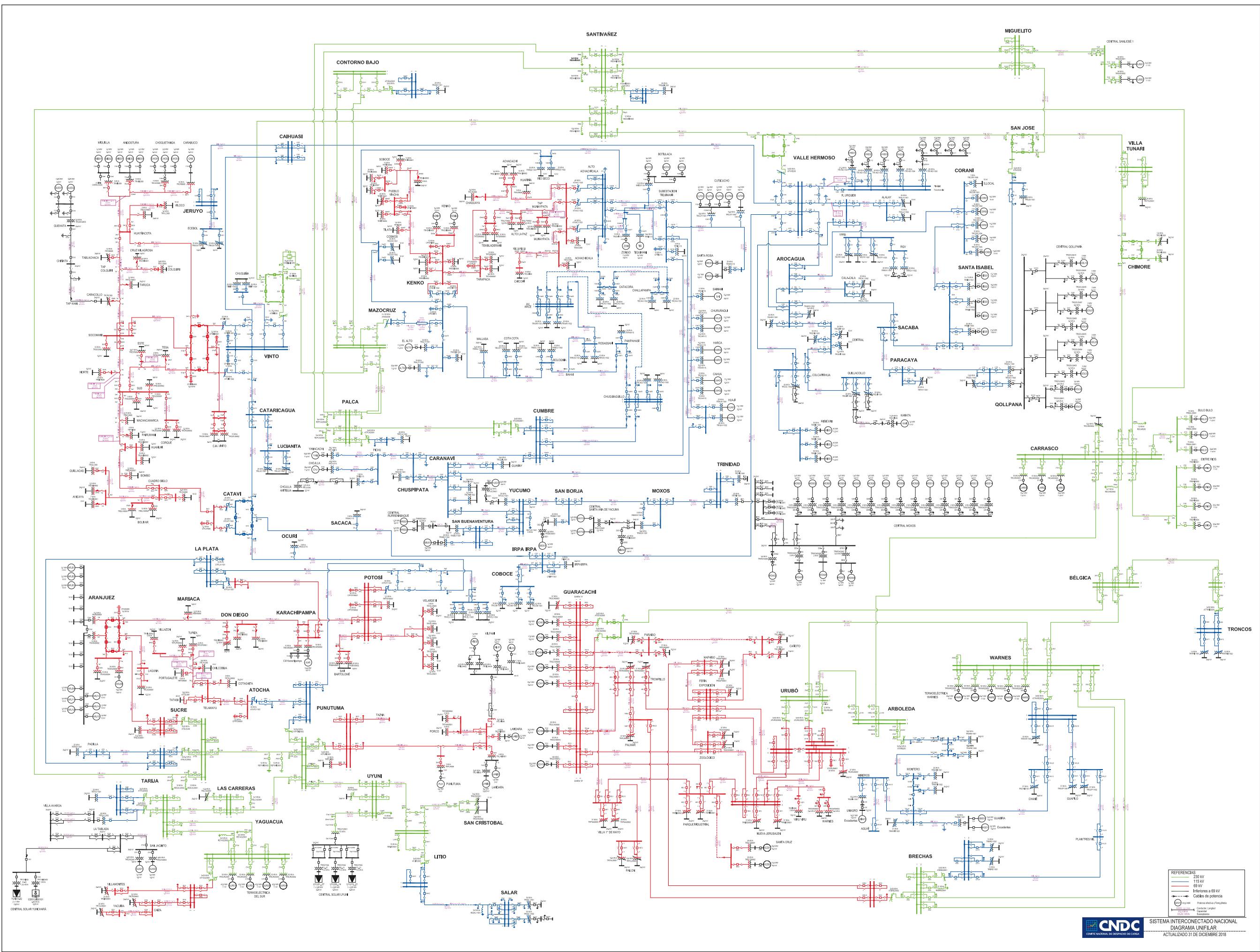
EMPRESA	TEN. KV	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
		Aranjuez - Mariaca	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	
		Aranjuez - Sucre																								
	69	Don Diego - Karachi-pampa	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	16,0	16,0	16,0	
		Don Diego - Mariaca	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	
		Karachipampa - Potosí	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		Plata - Karachipampa																								
		Potosí - Punutuma																								
		Subtotal	100,1	100,1	100,1	100,1	100,1	173,3	173,3	173,3	173,3	185,3	185,3	185,3	185,3	185,3	185,3	112,1	112,1	112,1	112,1	119,1	119,1	119,1	119,1	
		Caranavi - Chuspipata																								
		Chuspipata - Tap Chuquiguiillo																								
		Chuspipata - Cumbre																								
		Arocagua - Santa Isabel	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	
		Arocagua - Valle Hermoso I	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
		Arocagua - Valle Hermoso II																								
		Bologna - Cota Cota																								
		Bologna - Tap Bahai																								
		Caihuasi - Jeruyo																								
		Caihuasi - Vinto																								
		Catavi - Ocurí	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	97,8	97,8	
		Catavi - Sacaca	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	
		Catavi - Vinto	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	
		Cataricagua - Catavi																								
		Corani - Arocagua																								
		Corani - Santa Isabel	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	
		Corani - Valle Hermoso I	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	
		Corani - Valle Hermoso II	45,0																							
		Huají - Caranavi																								
		Subtotal	1051,0	863,2	863,2	863,2	863,2	863,2	863,2	863,2	863,2	669,6	669,4	669,4	773,8	879,9	879,9	953,1	953,8	983,2	994,6	1154,8	1202,1	1360,2		
ENDE TRANSMISIÓN	115	Kenko - Mallasa																								
		Mallasa - Cota Cota																								
		Pampahasi - Tap Bahai																								
		Pampahasi - Tap Chuquiguiillo																								
		Pampahasi - Cumbre																								
		Kenko - Senkata	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	
		Litio - Salar																								
		Ocurí - 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	84,4	84,4	
		Paracaya - Qolpana																								
		La Plata - Potosí																								
		Potosí - Punutuma																								
		Punutuma - Atocha																								
		Sacaba - Arocagua																								
		Sacaba - Paracaya																								
		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	8,9	8,9	
		Santa Isabel - Sacaba																								
		Senkata - Vinto	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	201,4	
		Senkata - Mazocruz																								
		Sucre - La Plata																								
		Tap Coboco - Sacaca	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	
		Tap Coboco - Valle Hermoso	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	
		Irpa Irpa - Sacaca																								
		Valle Hermoso - Irpa Irpa																								
		Valle Hermoso - Caihuasi																								
		Valle Hermoso - Vinto	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	
		Valle Hermoso - Vinto II	142,8																							
		Vinto - Cataricagua																								
		Subtotal	1051,0	863,2	863,2	863,2	863,2	863,2	863,2	863,2	863,2	669,6	669,4	669,4	773,8	879,9	879,9	953,1	953,8	983,2	994,6	1154,8	1202,1	1360,2		

LINEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2018

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	2016	2017	2018			
BÉLGICA	230	Bélgica - Guaracachi																						34,6	34,6			
		Bélgica - Troncos																							98,8			
		Carrasco - Bélgica																							145,0	145,0		
		Carrasco - Chimoré	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3			
		Carrasco - Guaracachi	179,2	179,2	179,2	179,2	179,2	179,2	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0				
		Carrasco - Warnes																							162,1	162,1		
		Carrasco - Santiváñez																							225,6	225,6		
		Chimoré - San José	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8			
		Chimoré - Villa Tunari																								33,6	33,6	
		Mazocruz - Vinto Capacitor																							193,4	193,4		
		Miguelito - Santiváñez I																								79,0	79,0	
		Miguelito - Santiváñez II																								79,0	79,0	
		Palca - Mazocruz I																								36,0	36,0	
		Palca - Mazocruz II																								36,0	36,0	
		San José - Valle Hermoso	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6			
		San José - Miguelito																								3,4	3,4	
		Santiváñez - Vinto																							122,3	123,7		
		Uyuni - Solar Uyuni																								4,6		
		Valle Hermoso - Santiváñez																							24,2	22,7		
		Valle Hermoso - Vinto	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8			
		Villa Tunari - San José																								45,8	45,8	
		Warnes - Bélgica																								16,5	16,5	
		Warnes - Brechas I																								119,2	119,2	
		Warnes - Brechas II																								119,2	119,2	
		Warnes - Guaracachi																								50,3	50,3	
		Warnes - Urubó																								37,4	37,4	
		Subtotal	333,1	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5	535,5			
		Total ENDE TRANSMISIÓN	1.484,2	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8		
ISABOL	230	Carrasco - Arboleda																							102,0	102,0		
		Carrasco - Urubó																								164,0	164,0	
		Santiváñez - Sucre																								246,0	246,0	
		Sucre - Punutuma																								177,0	177,0	
		Urubó - Arboleda																								62,0	62,0	
		Subtotal	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0			
		Total ISABOL	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0			
ENDE	115	Bologna - Cota Cota																								5,1	5,1	
		Bologna - Tap Bahai																								2,3	2,3	
		Caranavi - Yucumo																								104,5	104,5	
		Catarcaqua - Lucianita																								4,9	4,9	
		Cota Cota - Kenko																								15,7	15,7	
		Pampahasi - Tap Bahai																								2,2	2,2	
		Pampahasi - Tap Chuquiguallo																								4,1	4,1	
		San Borja - San Ignacio de Moxos																								138,5	138,5	
		San Ignacio de Moxos - Trinidad																								84,8	84,8	
		Yucumo - San Borja																								40,4	40,4	
		Yucumo - San Buenaventura																								118,0	118,0	
		Subtotal																							397,6	397,6		
		Las Carreras - Tarija																								74,2	74,2	
		Palca - Cumbre																								31,0	31,0	
		Punutuma - Las Carreras																								181,1	181,1	
TESA	230	Santiváñez - Palca I																								244,0	244,0	
		Santiváñez - Palca II																								244,0	244,0	
		Tarija - Yaguacuá I																								138,0	138,0	
		Tarija - Yaguacuá II																								138,0	138,0	
		Subtotal																								255,4	393,4	
ISABOL	230	Total ENDE																							397,6	657,8		
		Punutuma - Uyuni																									92,0	
		Uyuni - Lítilo																									75,5	
		Subtotal																									167,5	
		Total ISABOL																								587,0	587,0	
		Total General	1.484,2	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	1.498,8	5.363,9	

AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2018

EMPRESAS DE GENERACIÓN		SIGLA
COMPAÑIA BOLIVIANA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.		COBEE
EMPRESA ELÉCTRICA ENDE GUARACACHI S.A.		ENDE GUARACACHI S.A.
EMPRESA ELÉCTRICA ENDE CORANI S.A.		ENDE CORANI S.A.
ENDE VALLE HERMOSO S.A.		ENDE VALLE HERMOSO S.A.
COMPAÑIA ELÉCTRICA CENTRAL BULO BULO		CECBB
EMPRESA RÍO ELÉCTRICO S.A.		ERESA
HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A.		HB
SOCIEDAD INDUSTRIAL ENERGÉTICA Y COMERCIAL ANDINA		SYNERGIA
SERVICIOS DE DESARROLLO DE BOLIVIA S.A.		SDB
GUABIRÁ ENERGÍA S.A.		GBE
ENDE ANDINA S.A.M.		ENDE ANDINA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - GENERACIÓN		ENDE
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN		SIGLA
ENDE TRANSMISIÓN S.A.		ENDE TRANSMISIÓN
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA BOLIVIA		ISA
EMPRESA SAN CRISTÓBAL TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A.		SAN CRISTÓBAL TESA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - TRANSMISIÓN		ENDE
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN		SIGLA
COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN		CRE
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LA PAZ S.A.		DELAPAZ
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA COCHABAMBA S.A.		ELFEC
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD ENDE DEORURO S.A.		ENDE DEORURO S.A.
COMPAÑIA 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		SIGLA
EMPRESA METALÚRGICA VINTO		EMVINTO
COBOCE LTDA.		COBOCE
EMPRESA MINERA SAN CRISTÓBAL		EMSC
YACIMIENTOS DE LITIO BOLIVIANOS		YLB









CNDC

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA





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